UNIVERSIDAD CENTRAL "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS"

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

CENTRO DE ESTUDIO DE ENERGÍA Y TECNOLOGÍAS AMBIENTALES.

CEETA

TRABAJO DE DIPLOMA

TÍTULO:

ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO ENERGÉTICO PARA EL HOSPITAL PROVINCIAL CLÍNICO QUIRÚRGICO UNIVERSITARIO "ARNALDO MILIÁN CASTRO" DE SANTA CLARA.

Autor: *Andy Willian Mesa Mederos.*

Tutores: *Ing. Alfredo Leyva Céspedes.*

Dr. Pablo Roque Días.

"Año 53 de la Revolución".

Curso: 2010-2011

Resumen

El presente trabajo se realizó en el Hospital Provincial Clínico Quirúrgico Universitario "Arnaldo Milián Castro" de Santa Clara, con el objetivo de seleccionar una alternativa de suministro energético basado en un sistema de cogeneración o trigeneración para dicho hospital, a partir del estudio de las demandas de portadores energéticos en el 2010. Para ello se realizó una revisión bibliográfica acerca de los aspectos fundamentales de la cogeneración y la trigeneración. La caracterización de las demandas efectuada para el propio año mostró que la energía eléctrica fue el portador más consumido con 1 410,8 tcc, seguido del combustible *fuel oil* con 294,7 tcc, el GLP con 14,4 tcc y el diesel planta con 2,8 tcc. El propio estudio permitió construir las curvas de la simultaneidad de las demandas de electricidad, calor y frío, las cuales conjuntamente con los índices de trigeneración calculados sirvieron de base para la selección de las alternativas de trigeneración propuestas, de las cuales resultó la variante de turbina A3a3 la de mejores resultados, pues permite cubrir completamente las demandas de electricidad, calor y frío, con ahorros de 936 tcc/año y de 161 MUSD/año, además presentó los mejores resultados del VAN y la TIR, estos fueron de 1,6 millones de dólares y del 56 %, respectivamente, con un PRI de dos años aproximadamente. El análisis medioambiental arrojó que esta alternativa es la de menor impacto ambiental, ya que las reducciones globales de emisiones contaminantes son de 3 767 toneladas de CO_2, 0,3 toneladas de CO, 15 toneladas de NOx y 174 toneladas de SO_2 anualmente.

Abstract

This work was performed at the Hospital Provincial Clínico Quirúrgico Universitario “Arnaldo Milián Castro” in Santa Clara, in order to select an energy alternative based on cogeneration or trigeneration system of this hospital, from the study of the energy demands of 2010. This literature review was performed on the fundamental aspects of cogeneration and trigeneration. The characterization of the demands made for this year showed that electricity was the most consumed with a total of 1 410,8 tcc, followed by fuel oil with 294,7 tcc, 14,4 tcc of GLP and for the diesel plant 2,8 tcc. This study also made it possible to construct curves of the simultaneous demands for electricity, heat and air conditioning, along with trigeneration indices were calculated which was the basis for the selection of the proposed trigeneration alternatives, which resulted in the alternative of turbine A3a3, which gived the best results, and can completely satisfy the demands for electricity, heat and air conditioning, with savings of 936 tcc/year and 161 million USD / year, it also presented the best results of the VAN and TIR, these were 1,6 million and 56 %, respectively, with a PRI of about two years. The environmental analysis found that this alternative is the least environmentally deadly, as the global emissions reductions are 3 767 tons of CO_2, 0,3 tons of CO, 15 tons of NO_x and 174 tons of SO_2 annually.

Índice

Introducción **1**

Capítulo I. Estado del arte. **4**

1.1- Introducción. 4

1.2- Breve historia sobre la cogeneración. Realidad cubana. 4

1.3- Cogeneración. Producción combinada de calor y electricidad. 6

1.4- Beneficios e inconvenientes de la cogeneración. 7

1.5- Tecnologías empleadas en los sistemas de cogeneración. 9

1.5.1- Cogeneración con turbinas de vapor. 9

1.5.2- Cogeneración con turbinas y microturbinas de gas. 11

1.5.3- Motores alternativos de combustión interna (MACI). 13

1.6- Breve historia de la trigeneración. 14

1.7- Trigeneración. Producción simultánea de electricidad, calor y frío. 14

1.7.1- Aplicaciones prácticas de la trigeneración. Importancia de su desarrollo. 15

1.7.2- Ventajas e inconvenientes. 16

1.8- Breve reseña histórica de la refrigeración por absorción. 16

1.9- Refrigeración por absorción. Características fundamentales. 16

1.9.1- Principales ventajas de los sistemas de refrigeración por absorción. [13-15] 17

1.9.2- Desventajas de los sistemas de refrigeración por absorción. [13-15] 17

1.10- Simultaneidad de las demandas. Gráficos de demandas. 17

1.11- Breve caracterización del hospital. 19

Capítulo II: Caracterización del sistema tradicional y alternativas de suministro energético. **20**

2.1- Estructura de consumo de los principales portadores energéticos utilizados en el hospital. 20

2.2- Estructura de los consumos de energía eléctrica. 20

2.3- Estructura de los consumos de fuel oil. 22

2.4- Estructura de los consumos de GLP granel. 23

2.5- Estructura de los consumos de diesel planta. 24

2.6- Índices globales. 25

2.7- Simultaneidad de las demandas actuales de electricidad, calor y frío. 26

2.8- Desglose de los consumos de 2010. 28

2.9- Alternativas de suministro energético. 30

2.9.1- Alternativa A1b2. Caldera con turbina de vapor a contrapresión. 31

2.9.2- Alternativa A2c3. Motor alternativo de combustión interna (MACI) con aprovechamiento de los gases de escape y calor de enfriamiento.....32
2.9.3- Alternativa A3a3. Turbina de gas (TG) con recuperación del calor de escape. ...34
2.10- Resumen de los resultados obtenidos. 35
Capítulo III: Valoración económica, medioambiental y análisis de resultados. 37
3.1- Valoración económica del sistema tradicional. 37
3.2- Análisis económico de las diferentes alternativas de suministro energético.....39
3.2.1- Suministradores de equipos, costos de inversión y mantenimiento. 39
3.2.2- Resultados obtenidos del cálculo de prefactibilidad. 41
3.3- Mejoras en el servicio que brindan las alternativas de suministro energético propuestas. 42
3.4- Impacto ambiental. 42
3.4.1- Efecto de los contaminantes sobre la salud humana. 44
3.4.2- Impacto de las alternativas de suministro energético sobre la calidad del aire en el área hospitalaria. 46
3.5- Análisis y discusión de los resultados obtenidos.....49
Conclusiones 51
Recomendaciones 52
Bibliografía. 53
Anexos.....56

Introducción

El frecuente uso irracional de la energía asociada a la actividad humana ha provocado la disminución de los recursos energéticos primarios y una considerable afectación al medio ambiente. La sociedad actual, en el contexto de un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles y de una mayor conciencia ambiental, demanda cada vez más la utilización de las energías renovables y de la eficiencia en la generación de electricidad, como principios básicos para conseguir un desarrollo sostenible desde un punto de vista económico, social y ambiental. La disminución de las reservas de combustibles fósiles en el planeta y sus pronósticos de agotamiento en los próximos años, entre otras causas, han incrementado considerablemente sus precios en el mercado internacional desde las dos últimas décadas en aproximadamente cuatro veces el precio promedio en el año 1990 y se augura que el mismo siga esta tendencia. Estas y otras razones impulsan la búsqueda de fuentes alternativas para satisfacer las crecientes demandas energéticas y minimizar su impacto ambiental a nivel mundial. Entre las posibles soluciones está la utilización de fuentes renovables de energía, pero aún la mayoría de ellas son tecnologías muy caras, lo que las hace poco competitivas en las condiciones actuales.

Está ampliamente demostrado que la solución más inmediata para los problemas de energía que hoy tiene el mundo, es el ahorro y el uso racional de los portadores energéticos primarios y el aumento de la eficiencia energética. Esta solución no requiere gastos adicionales de energía primaria y no produce contaminación adicional. El uso de sistemas de suministro energético basados en la cogeneración o la trigeneración para diferentes sectores; tanto en el industrial, en el terciario, como en el doméstico, producen con frecuencia notables disminuciones del consumo de portadores energéticos primarios, ya que aprovechan más la capacidad energética de los combustibles, frente a los sistemas energéticos convencionales.

El fomento de la cogeneración de alta eficiencia es una prioridad para muchos países del primer mundo, por ejemplo en la Unión Europea se plantea como objetivo principal el incremento de la eficiencia energética y mejorar la seguridad del abastecimiento mediante la creación de un marco para el fomento y desarrollo de la cogeneración. En el caso de la trigeneración, la técnica es relativamente un poco más nueva y se está implantado como una forma de generación distribuida en edificios comerciales, oficinas, hospitales y hoteles, fundamentalmente. Aunque estos sistemas son viables energéticamente, aún se duda en implementarlos, ya que la mayoría de las tecnologías empleadas en estos esquemas aún

tienen precios elevados y por tanto se necesita de una sustanciosa inversión inicial, pero sus resultados son visibles en poco tiempo. A pesar de ello; la cogeneración y la trigeneración siguen siendo alternativas atractivas cuando se quiere cubrir eficientemente la creciente demanda energética.

La utilización de sistemas de suministro energético basados en la cogeneración o la trigeneración no son el remedio para todos los males, pero sí, una vía para aumentar la eficiencia energética en varios sectores de la economía, su empleo depende en gran medida de las características de las demandas, de las tecnologías disponibles y del tipo de proceso o actividad a realizar, estas son específicas para cada instalación, por ello es importante estudiar a fondo cada caso en particular.

El caso de estudio que compete a este trabajo son los hospitales. Estos son grandes instalaciones que prestan gran cantidad de servicios de salud, para los cuales demandan de un suministro continuo y seguro de diferentes portadores energéticos; energía eléctrica, calor, frío y combustibles para diferentes usos, lo que hace que los hospitales sean centros complejos y altos consumidores energéticos, puesto que trabajan durante todo el año y mantienen una cantidad elevada de servicios en la mayor parte del día. Esto los convierte en buenos candidatos para la instalación de sistemas de suministro energético basados en la cogeneración o trigeneración, en busca de mejorar su eficiencia energética y disminuir los costos anuales de portadores energéticos.

En este trabajo se realiza un estudio de viabilidad técnica y económica sobre la conveniencia de utilizar un sistema de cogeneración o trigeneración que pueda sustituir más eficientemente el sistema de suministro energético actual del hospital, el cual es insostenible para el país, dada esta situación problemática se traza la siguiente hipótesis.

Hipótesis de investigación.

Es posible aumentar la eficiencia en el suministro energético y disminuir los costos del Hospital Provincial Clínico Quirúrgico Universitario “Arnaldo Milián Castro” de Santa Clara, mediante la sustitución del esquema tradicional de abastecimiento de energía por un sistema de cogeneración o trigeneración.

Objetivo general.

Seleccionar una alternativa de suministro energético basado en un sistema de cogeneración o trigeneración para el Hospital Provincial Clínico Quirúrgico Universitario “Arnaldo Milián Castro” de Santa Clara, a partir del estudio de las demandas de portadores energéticos en el 2010 que permita aumentar la eficiencia del sistema y disminuir los costos.

Objetivos específicos.

1- Realizar una revisión bibliográfica acerca de los sistemas de suministro energético basados en la cogeneración y la trigeneración.
2- Estudiar los consumos de portadores energéticos del hospital para el año 2010.
3- Caracterizar las demandas actuales de electricidad, calor y frío para el año en análisis.
4- Proponer distintas alternativas de suministro energético para el hospital.
5- Analizar la factibilidad económica y medioambiental de las alternativas propuestas.
6- Seleccionar la alternativa de suministro energético más ventajosa para el hospital.

Capítulo I. Estado del arte.

1.1- Introducción.

La sociedad actual, en el contexto de un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles y de una mayor conciencia ambiental, demanda cada vez más la utilización de las energías renovables y la eficiencia en la generación de electricidad como principios básicos para conseguir un desarrollo sostenible desde un punto de vista económico, social y ambiental. Además, la política energética debe posibilitar, mediante la búsqueda de la eficiencia energética en la generación de electricidad y la utilización de fuentes de energía renovables, la reducción de gases de efecto invernadero (GEI).

El fomento de la cogeneración de alta eficiencia es una prioridad para muchos países del mundo, por ejemplo en la Unión Europea se plantea como objetivo principal el incremento de la eficiencia energética y mejorar la seguridad del abastecimiento mediante la creación de un marco para el fomento y desarrollo de la cogeneración. La cogeneración es una técnica que es utilizada en diversos sectores, principalmente en el sector industrial y que está ampliamente consolidada. En el caso de la trigeneración, la técnica es relativamente un poco más nueva y se está implantado como una forma de suministro energético en edificios comerciales, oficinas, hospitales y hoteles, fundamentalmente. Aunque los sistemas son viables energéticamente, aún se duda en implementarlos, pues casi siempre se necesita de una inversión inicial elevada, aunque esto está estrechamente ligado a las tecnologías a utilizar y las demandas a satisfacer. A pesar de ello; la cogeneración y la trigeneración siguen siendo alternativas atractivas cuando se quiere cubrir eficientemente la creciente demanda energética de determinada instalación. [1]

1.2- Breve historia sobre la cogeneración. Realidad cubana.

La cogeneración desde luego no es un concepto nuevo, ya que hace más de dos siglos que se utiliza en países del primer mundo. La misma tuvo su origen en Europa y los Estados Unidos, a finales del siglo XIX. Durante las primeras décadas del siglo XX, la mayoría de las industrias tenían sus propias unidades de generación de potencia con sistemas de calderas de vapor y turbinas de vapor, funcionando con carbón. Muchas de esas unidades eran unidades de cogeneración. Posteriormente, le siguió un período en el cual la aplicación decreció. A principios del siglo XX se estima que se generaba por cogeneración, más de la mitad de la energía eléctrica que se consumía en los Estados Unidos. En los 50 este valor se redujo a un 15 % y hasta un 5 % en la década de los 70, debido al desarrollo de las grandes plantas de potencia que proporcionaban un suministro confiable de electricidad y la alta

disponibilidad del petróleo y el abaratamiento de los combustibles para las centrales térmicas fueron las dos causas principales que hicieron que las inversiones en instalaciones de cogeneración fueran poco rentables, exceptuando los casos donde las industrias tenían calor residual de sus procesos o estuvieran aisladas de la red eléctrica.

Más recientemente, en 1993, el Comité Internacional de la Energía de la OECD, *(Organization for Economic Cooperation and Development)* en un intento de crear condiciones en las cuales el sector energético fuera capaz de contribuir al desarrollo financiero y la prosperidad de las naciones protegiendo al mismo tiempo el medio ambiente, establecieron varios objetivos; entre ellos el de diversificar, eficientar y flexibilizar el sector energético, desarrollar fuentes de energía ambientalmente aceptables y un mercado más competitivo. [1-2]

Debido a los actuales aumentos de los precios del petróleo y sus derivados, actualmente los gobiernos de diferentes regiones como: Europa, Estado Unidos, Canadá y Japón principalmente, están promoviendo el uso de la cogeneración, no sólo en el sector industrial, sino en el residencial y el terciario. [1-2]

En Cuba, la cogeneración se ha utilizado desde sus inicios en la producción azucarera, donde a fines del siglo XIX y principios del XX se produjo la sustitución masiva del suministro energético a partir del bagazo y la tracción animal o esclava, por instalaciones avanzadas de cogeneración a partir de la propia combustión del bagazo, pero generando potencia mecánica para la molienda y luego energía eléctrica, y utilizando el escape de las máquinas de vapor para satisfacer las necesidades de la cocción del jugo. En algunas otras esferas industriales se han utilizado instalaciones similares de cogeneración. Sin embargo, no existen precedentes de instalaciones de cogeneración en el sector no productivo. Todas las instalaciones de generación in situ invariablemente han sido concebidas para satisfacer las necesidades propias, sin excedentes, pues el sistema tarifario existente ha estado encaminado a desestimular la autogeneración y cogeneración en beneficio del monopolio de producción y distribución de energía eléctrica. Esta extraña e irracional situación persiste desde hace varios años [3], en nuestros días se están dedicando esfuerzos para estimular el uso de la cogeneración en otros sectores, con el objetivo de aumentar la eficiencia energética de los procesos y brindar servicios energéticos de calidad con un menor costo. Estos esfuerzos se materializan en la política industrial y energética del “Proyecto de Lineamientos de la Política Económica y Social” del país, con motivo de celebración del VI Congreso del Partido Comunista de Cuba. En este proyecto de lineamientos;

específicamente el número 228, el cual cito textualmente: *"fomentar la cogeneración y la trigeneración en todas las actividades con posibilidades. En particular, se elevará la generación de electricidad por la agroindustria azucarera a partir del aprovechamiento del bagazo y residuos agrícolas cañeros y forestales, creándose condiciones para cogenerar en etapa inactiva, tanto en refinación como destilación"*; [4] se deja claro la necesidad de la aplicación de la cogeneración en nuestro país y el apoyo que tendrá por parte del Estado cubano, aunque esté aprobado este proyecto de lineamiento aún falta camino por andar para su implementación, pero sin dudas es un hecho sin precedentes en la política energética de nuestro país.

1.3- Cogeneración. Producción combinada de calor y electricidad.

El acrónimo en inglés *CHP (Combined Heat and Power)* relaciona el concepto de la cogeneración, varios autores [2, 5-6] coinciden que la cogeneración se define como la producción simultánea en proceso secuencial, de electricidad (energía mecánica) y energía térmica útil, a partir de la misma fuente primaria de energía. Esta fuente de energía puede ser petróleo, carbón, gas licuado o natural, biomasa o energía solar, etc.

El término cogeneración es ampliamente utilizado y aceptado para describir tanto el concepto de producción combinada de potencia y calor como para los equipos o sistemas utilizados para producir potencia y calor de esta manera. [7]

La cogeneración moderna es un sistema tecnológico que incorpora diferentes principios, entre ellos la competitividad y la disminución de emisiones contaminantes; los cuales están contemplados en las políticas de globalización económica regional, así como la política internacional orientada a lograr un desarrollo sustentable. 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. [7]

Según el doctor Roque [8] la aplicación de sistemas de suministro energético basados en la cogeneración o trigeneración implica un enfoque racional que con frecuencia conduce a notables disminuciones del consumo de energía primaria en el sector industrial y también en el sector terciario. Los ahorros de energía primaria pueden alcanzar entre el 30 y el 60 % en comparación con los sistemas tradicionales, en dependencia de la dinámica de las demandas, de la tecnología utilizada y de las peculiaridades del proceso.

En la figura 1.1 se compara el consumo de energía de un sistema convencional, en el que la electricidad es importada de la red eléctrica, y la energía térmica necesaria se genera en una caldera, frente a un esquema de cogeneración. Se ha supuesto que el rendimiento en la generación y el transporte de la electricidad son del 37 % y el rendimiento de la caldera del 90 %, siendo el rendimiento total de 55,6 %. En la cogeneración, se ha supuesto un rendimiento de generación de electricidad del 32 % y un rendimiento térmico del 55 % por lo que la eficiencia global del sistema es del 85 %, mayor que el sistema convencional en un 29,4 %. El sistema de cogeneración consume 100 unidades de combustible para producir 55 unidades térmicas y 30 unidades eléctricas, mientras que el sistema convencional que tiene la misma producción, consumiría 53 unidades de combustible más (o sea 153 unidades). [2]

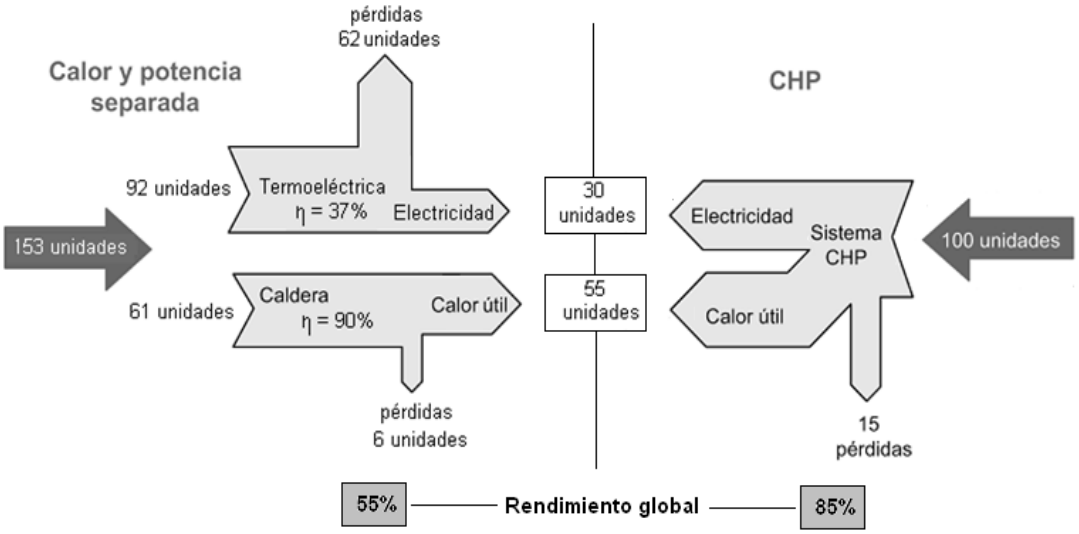


Figura 1.1 Comparación entre un sistema convencional de producción de energía eléctrica y térmica y un sistema típico de cogeneración.

1.4- Beneficios e inconvenientes de la cogeneración.

En términos generales, varios autores [2, 5, 7, 9-10] coinciden en que los beneficios de la cogeneración se pueden enfocar de diferentes maneras; desde el punto de vista de los intereses nacionales, se incluyen, entre otros:

1. Ahorros de energía primaria. Incrementar la capacidad de cogeneración en la industria, puede ayudar a reducir el consumo de combustibles que actualmente se usa en las plantas de generación de potencia. Se estima que con la instalación de una capacidad de 4,2 MW_e, en un período de 10 años, se podría lograr un ahorro acumulado, equivalente a 325 millones de barriles de petróleo crudo.

2. Incremento de la eficiencia de distribución. Las pérdidas por transformación y distribución disminuyen al tener a los sistemas generadores ubicados en los centros de consumo. Con la misma base anterior se estiman ahorros de 1,3 TWh anuales.
3. Reduce emisiones globales. Al disminuir globalmente el uso de energía primaria, provoca que las emisiones derivadas de la combustión de combustibles fósiles disminuya, con el consiguiente beneficio.

Desde el punto de vista de los intereses locales (instalación) se tienen los siguientes beneficios:

1. Reducción de los costos de energía. Al utilizar el calor para la generación de potencia, los costos de la compra de energía eléctrica disminuyen considerablemente. Se ha estimado que la reducción en la facturación energética total puede alcanzar hasta un 50 %.
2. Más confiabilidad en el suministro de energía. Un sistema de cogeneración conectado en paralelo con la red eléctrica como respaldo garantiza la continuidad en el suministro de energía eléctrica.
3. Mejora en la calidad de la energía suministrada. Se puede corregir inmediatamente cualquier desviación, fuera de lo normal, del voltaje o la frecuencia.
4. Elevación de la autonomía del suministro energético en situaciones extremas.

Como sucede con cualquier concepto, la cogeneración no está exenta de algunos inconvenientes que se necesitan tomar en consideración antes de decidir la realización de un proyecto en específico. Los principales inconvenientes que se han identificado son los siguientes:

1. Los sistemas de cogeneración requieren de una inversión sustancial, que muchas instituciones no están en condiciones de realizar por tratarse de un proyecto que no incrementa su capacidad de producción, aunque sea energéticamente favorable. [7, 9]
2. Las plantas de cogeneración de pequeña potencia suelen resultar más costosas que las grandes centrales, requieren además de un soporte económico que asegure la recuperación de la inversión en un tiempo considerable, es este el inconveniente principal de estas instalaciones. [1]
3. 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. [7, 9]

1.5- Tecnologías empleadas en los sistemas de cogeneración.

Existe una gran variedad de equipos y tecnologías que pueden ser considerados para una aplicación específica de cogeneración. Cada tecnología tiene sus características propias, que deberán ser analizadas en el contexto de los requerimientos específicos de cada lugar. [2, 5, 7]

A continuación se presenta una breve revisión de algunas tecnologías de interés y sus características más sobresalientes.

Los sistemas de cogeneración más difundidos son los siguientes [5, 7]:

- Cogeneración con turbina de vapor.
- Cogeneración con turbina y microturbina de gas.
- Cogeneración con motor alternativo de combustión interna.

Aunque no son de interés en este trabajo es necesario decir que en los últimos años se han desarrollado o se encuentran en proceso de desarrollo otros esquemas de cogeneración que permiten ampliar las posibilidades de elección, entre ellas se pueden llegar a imponer los motores de combustión externa de ciclo Stirling, las plantas de ciclo combinado, los ciclos de vapor con fluidos orgánicos y las pilas o celdas de combustibles. [3, 8]

En la figura 1.2 se muestran los arreglos de los sistemas de cogeneración más difundidos mencionados con anterioridad. [7]

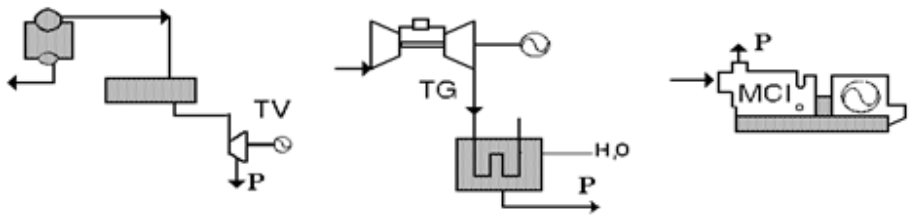


Fig. 1.2 Esquemas de cogeneración más usados.

1.5.1- Cogeneración con turbinas de vapor.

En este sistema, la energía mecánica se produce por la turbina mediante la expansión del vapor de alta presión, generado en una caldera convencional. Bajo este sistema, la generación de energía eléctrica por unidad de combustible es menor que en la turbina de gas

(generalmente en el orden del 15 %), aunque la eficiencia global del sistema es más alta (del 85 al 90 %) que en la turbina de gas ya que produce energía térmica del orden del 75 %. Las turbinas de vapor se dividen en tres grupos: a contrapresión, a extracción y a condensación. La principal característica de las turbinas de contrapresión es que el vapor, cuando sale de la turbina se envía directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como la torre de enfriamiento *(ver figura 1.3). [5, 7, 11]*

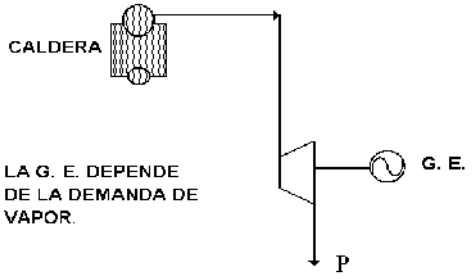


Figura 1.3 Turbina de vapor a contrapresión

En la turbina de extracción/condensación, una parte del vapor puede extraerse en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida al condensador, obteniendo así, vapor para procesos a varias presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida del condensador *(ver figura 1.4)*. En las turbinas de condensación, la salida del vapor expandido pasa al condensador a una presión, normalmente, inferior a la presión atmosférica. Estos sistemas se aplican principalmente en aquellas instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica es de 4 a 1 o mayor. [5, 7, 11]

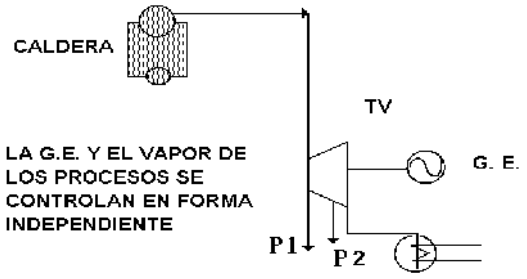


Figura 1.4 Turbina de vapor a extracción – condensación.

Tabla 1.1 Principales ventajas y desventajas de las turbinas de vapor. [5, 7]

Ventajas	Desventajas
• Amplia gama de aplicaciones. • Capacidades de 0,5 hasta 100 MW o más. • Alta eficiencia global del sistema (90%) • Alta seguridad de operación • Gases con alto contenido en oxígeno. • Vida útil larga, cerca de 25 años	• Tiempo de arranque muy lento. • Baja relación de energía eléctrica/energía térmica (15 %) • No permite alcanzar altas potencias eléctricas.

1.5.2- Cogeneración con turbinas y microturbinas de gas.

En este sistema el combustible es quemado en una cámara de combustión, de la cual los gases generados son introducidos a la turbina para convertirse en energía mecánica, la que podrá ser transformada en energía eléctrica usando un generador eléctrico. Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650 °C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicar directamente a los procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15 al 16 %, y debido a su alta temperatura suelen ser empleados a su vez, para producir otro fluido caliente como vapor, aire, o agua *(ver figura 1.5).* [2, 5, 7, 11]

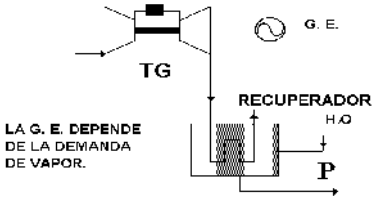


Figura 1.5 Turbina de gas.

Según los artículos consultados [2, 5, 7, 11] la cogeneración con turbina de gas resulta muy adecuada para los procesos en los que se requiere de una gran cantidad de energía térmica, presentando las ventajas y desventajas siguientes.

Tabla 1.2 Principales ventajas y desventajas de las turbinas de gas.

Ventajas	Desventajas
• Amplia gama de capacidades, desde 0,5 hasta 265 MW. • Altas eficiencias de conversión de energía térmica. • Eficiencias de conversión a energía eléctrica del 27 %. • Alcanza eficiencias globales por encima del 80 %. • Alta seguridad de operación. • Costo de inversión relativamente bajo. • Tiempo de arranque corto. • Son muy compactas.	• Baja eficiencia en carga parcial • Vida útil relativamente baja • Limitantes en cuanto al combustible usado.

Recientemente se ha desarrollado una turbina de gas de pequeño tamaño llamada microturbina de gas, con la base de dos principios básicos de funcionamiento:

- La generación de corriente directa rectificada que luego se convierte a alterna, de la frecuencia y tensión deseadas, en un dispositivo electrónico.
- Lubricación por película de aire.

De acuerdo con los autores [5, 10] el primer principio hace posible prescindir de un control riguroso de la velocidad de trabajo del equipo, pues no es necesario regular la tensión ni mantener estrictamente la frecuencia de generación. El segundo elimina las dificultades de la lubricación por aceite pues la película de aire lubricante se crea y se mantiene establemente siempre que la velocidad sea lo suficientemente alta, lo que además, contribuye a disminuir apreciablemente el tamaño del conjunto para una potencia dada. Ambos principios contribuyen a la disminución de los costos, lo que ha hecho que se impongan de manera vertiginosa en las aplicaciones de baja potencia, y también en cierto sentido en las de grandes capacidades dada su flexibilidad en conjuntos modulares; una instalación de cogeneración reportada en una universidad norteamericana posee 80 microturbinas que dada su facilidad de parada y puesta en marcha permiten una flexibilidad total para prácticamente cualquier régimen de carga parcial.

1.5.3- Motores alternativos de combustión interna (MACI).

Este sistema arroja la mayor generación eléctrica por unidad de combustible consumido, alrededor del 34 al 40 %, aunque los gases residuales son de baja temperatura y están en el orden de los 200 a 250 °C. Sin embargo, en aquellos procesos en los que se puede adaptar, la eficiencia de cogeneración alcanza valores similares a los de las turbinas de gas. Con los gases residuales, se puede producir vapor de baja presión (alrededor de 10 a 15 kg/cm^2) o agua caliente entre 80 y 100 °C. [2, 5, 7, 11]

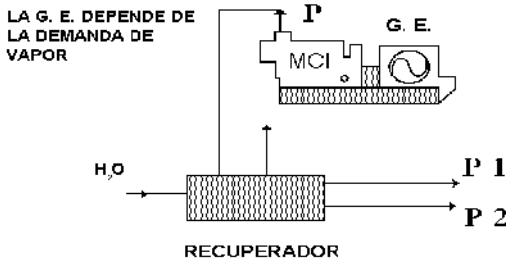


Figura 1.7 Esquema de cogeneración con MACI.

Tabla 1.4 Principales ventajas y desventajas de la cogeneración con MACI. [7]

Ventajas	Desventajas
• Alta eficiencia de producción de energía eléctrica (hasta 40 %). • Eficiencia global del sistema del orden del 70 %. • Bajo costo de inversión. • Vida útil larga (25 años). • Capacidades entre 15 kW y mayores de 20 MW. • Alta eficiencia a baja carga. • Consumo medio de agua de enfriamiento. • Requiere de poco espacio para su instalación.	• Altos costos de mantenimiento. • Baja temperatura de la energía térmica producida y muy dispersa.

1.6- Breve historia de la trigeneración.

El concepto de trigeneración se introdujo a principios de los años 80 y comúnmente se utilizaba en esquemas de calentamiento y enfriamiento de distrito, posteriormente se comenzó a utilizar con mayor frecuencia, en industrias químicas y petroquímicas principalmente, debido a la frecuente necesidad de estos tres servicios en las plantas de proceso. A pesar de que estos esquemas tienen varios años de funcionamiento en plantas industriales, son todavía pocas las aplicaciones de trigeneración.

1.7- Trigeneración. Producción simultánea de electricidad, calor y frío.

Los términos del inglés: CHCP *(Combined Heat, Cold and Power)*, CCHP *(Combined Cooling, Heating and Power)* o CCS *(Combined Cogeneration Systems)*, son términos que varios autores utilizan para referirse a la producción simultánea de electricidad, calor y frío, conocida simplemente como trigeneración o poligeneración, como también se le suele llamar. Otro término utilizado es BCHP *(Building Cooling Heating and Power Plant)* que se emplea para hacer referencia a sistemas instalados en el sector terciario, es decir en centros comerciales, hospitales, hoteles, etc. [2]

La trigeneración es un concepto relativamente nuevo y no tiene una definición estándar, pero básicamente la mayoría de los autores [1-2, 5, 12] la definen como la producción conjunta, de electricidad, calor y frío, a partir de un único combustible, o sea una planta de trigeneración es un sistema de cogeneración al que se le añade un sistema de refrigeración por absorción para cubrir además la demanda de frío. La diferencia esencial entre la cogeneración y la trigeneración, es que en esta última se puede utilizar energía térmica y/o eléctrica para proporcionar enfriamiento, ya sea con fines industriales o para climatización. Debido a su alto rendimiento, las plantas de trigeneración posibilitan una gran reducción del costo energético de los procesos productivos o de servicios, allí donde se requieren cantidades de calor en forma de vapor o agua caliente, frío industrial, climatización o energía eléctrica.

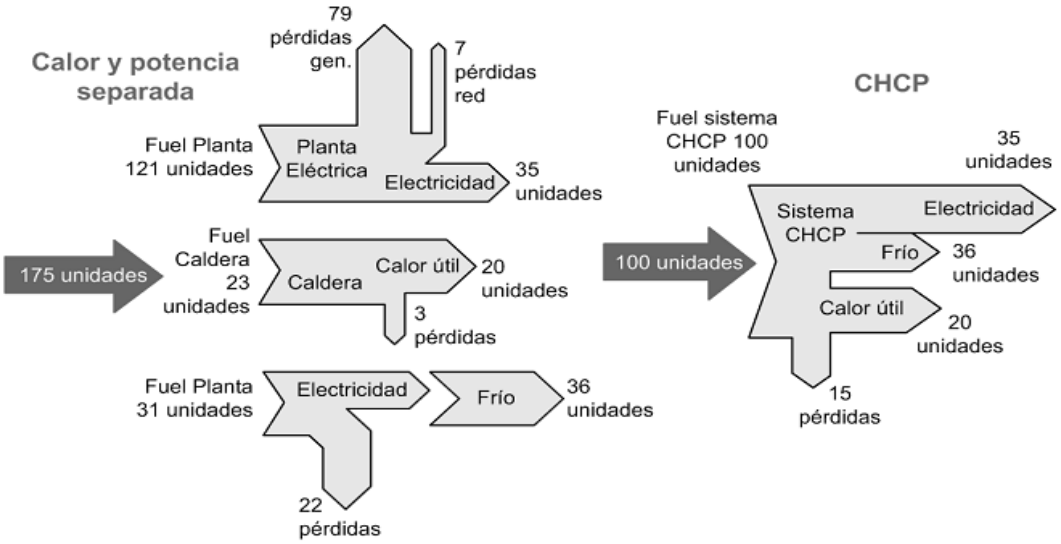


Fig. 1.8 Esquema comparativo entre un sistema convencional de producción de energía eléctrica, térmica y frío y una planta típica de trigeneración. [2]

El principio de la trigeneración se muestra en la figura 1.8. Siguiendo el mismo razonamiento que para la cogeneración, se puede demostrar que para proporcionar, 35 unidades de energía eléctrica, 36 unidades en enfriamiento y 20 de calor, utilizando la trigeneración se requiere una entrada de 100 unidades, mientras que para proporcionar estos mismos requerimientos por medio de sistemas convencionales se requiere en total 175 unidades, por tanto se dejan de consumir 75 unidades energéticas utilizando la trigeneración. [2]

1.7.1- Aplicaciones prácticas de la trigeneración. Importancia de su desarrollo.

Varias publicaciones [2, 12] han identificado diversos sectores de aplicación, tanto a nivel industrial, como en edificios (sector terciario), etc. A nivel industrial es posible encontrar diversas aplicaciones, por ejemplo; en la industria química y petroquímica y en la industria alimentaria. Otro de los sectores industriales con posibilidades de aplicación está la industria metalúrgica, la de la pulpa y el papel. En el sector terciario se destaca el sector turístico, los edificios de tipo aeropuertos, hospitales y oficinas. El desarrollo de la trigeneración en áreas urbanas (incluso en pequeñas comunidades rurales) representa una gran reducción de emisiones, un suministro de energía confiable, un ahorro económico y se evitan las pérdidas originadas por el transporte de energía a través de la red eléctrica. La trigeneración se puede aplicar a grandes áreas mediante calefacción y enfriamiento de distrito *(District Heating and Cooling)*, estas aplicaciones se pueden combinar con el uso de energías renovables como solar térmica y biomasa, para disminuir su impacto ambiental.

1.7.2- Ventajas e inconvenientes.

Además de disminuir la alta demanda eléctrica, otro beneficio de la trigeneración recae en la recuperación del calor residual del sistema motriz primario que hace que la eficiencia energética del proceso sea mayor y se alcance una reducción significativa de GEI. Además estas plantas aumentan la confiabilidad del suministro energético. En este sentido, los eventos climáticos y las amenazas terroristas son fatales para las plantas eléctricas de gran potencia, en cambio los sistemas distribuidos y con menor potencia pueden reducir el efecto de estas amenazas. Como principales inconvenientes tenemos los altos costos de inversión, la necesidad de utilizar personal capacitado para su operación y además su tamaño, pues pueden llegar a ser plantas muy voluminosas. [2, 12]

1.8- Breve reseña histórica de la refrigeración por absorción.

Las primeras aplicaciones industriales de los principios termodinámicos de la absorción de un vapor por un líquido, con el fin de conseguir la refrigeración de otro líquido, datan de principios de los 30. La comercialización a mayor escala de plantas frigoríficas de absorción con ciclo amoniaco – agua, comienzan en los 40 y la puesta en el mercado de las primeras plantas con ciclo agua – bromuro de litio tienen lugar a principio de los 50. [13-15]

1.9- Refrigeración por absorción. Características fundamentales.

En los sistemas de refrigeración por absorción se produce frío a partir del calor residual de algún proceso de fabricación. [12] En estas plantas el compresor mecánico de un sistema convencional de compresión de vapores es sustituido por un compresor químico o térmico por tanto se precisan de un fluido refrigerante y un fluido absorbente, los pares de fluidos *refrigerante / absorbente* más usados son el par *agua / bromuro de litio* (H_2O / LiBr) y el par *amoniaco / agua* (NH_3 / H_2O). En las plantas que usan el primer par, el refrigerante es el agua por lo que se usan para aplicaciones a temperaturas por encima de 4 °C; específicamente para aplicaciones entre 4 y 10 ºC; usándose principalmente para la climatización de locales. El par *amoniaco / agua* usa el amoniaco como refrigerante y al agua como absorbente y su campo de aplicación va desde temperaturas de 0 °C hasta -70 °C, por lo que es especialmente utilizado en cámaras donde se precise congelación. [13-15]

1.9.1- Principales ventajas de los sistemas de refrigeración por absorción. [13-15]

- Posibilita su utilización en todo tipo de aplicaciones de refrigeración y aire acondicionado en diferentes sectores industrial y de servicios (comercial, residencial, terciario, etc.)
- Pueden utilizar diferentes fuentes térmicas de activación; calor residual, termo-solar, combustión, proceso por tanto son sistemas económicos.
- Fiabilidad y flexibilidad de funcionamiento
- Reducción de emisiones de GEI (Herramienta para el cumplimiento del Protocolo de Kyoto)
- Ausencia de ruidos y vibraciones (ausencia de compresor).
- Alto rendimiento a baja carga.
- Bajo consumo eléctrico.
- Bajo costo de mantenimiento.
- Permite combinarse con el sistema convencional por compresión.

1.9.2- Desventajas de los sistemas de refrigeración por absorción. [13-15]

- Son sistemas voluminosos.
- Requieren inmovilidad y en algunos casos su montaje puede ser costoso.
- Sólo son rentables cuando el calor es gratuito o muy barato, y las horas de funcionamiento anual a plena carga son elevadas.

1.10- Simultaneidad de las demandas. Gráficos de demandas.

Los sistemas de cogeneración y CCHP raramente funcionan a carga constante, por lo que se hace necesario preservar, tanto como sea posible, sus características de eficiencia energética no sólo en las condiciones de diseño, sino también en cualquier otro régimen de trabajo que pudiera presentarse.

De acuerdo con los artículos [8, 16-17] una cuestión clave para el diseño y operación de un sistema complejo de CCHP es la determinación de la dinámica de las demandas de servicios energéticos a lo largo del año, de la semana y de las horas del día, pues de ello depende la selección del equipamiento, sus capacidades y otras características. Además permitirá guiar al sistema hacia una operación eficiente una vez construido. También se deberá caracterizar la variación con el tiempo de la demanda de energía eléctrica, calentamiento y refrigeración (refrigeración propiamente dicha y climatización) tanto los valores medios como los picos de

máxima y de mínima y su frecuencia de aparición, esta información es extremadamente importante para estos sistemas, pues definen el grado de coincidencia, o el desplazamiento, de los puntos característicos de las demandas. Conocer estos comportamientos es primordial debido al impacto que tienen sobre la eficiencia general del sistema. De hecho, casi todas las ventajas de la cogeneración y CCHP desaparecerían en caso de la no coincidencia de las cargas de las demandas.

La coincidencia en el tiempo de las demandas de potencia, calor y frío pueden obtenerse y representarse por funciones matemáticas (ecuaciones 1.1 a 1.3) las que son obtenidas como resultado del procesamiento de la información histórica acumulada o en caso de nuevos proyectos, mediante el cálculo de las demandas a satisfacer.

$$W_{DEM} = W(\tau) \tag{1.1}$$

$$H_{DEM} = H(\tau) \tag{1.2}$$

$$C_{DEM} = C(\tau) \tag{1.3}$$

Las ecuaciones anteriores relacionan las demandas de potencia (1.1), calentamiento (1.2) y enfriamiento (1.3), respectivamente.

Es relativamente fácil obtener una función auxiliar que describa el grado de coincidencia temporal de los picos de las curvas de demandas, para describirlo se usan las razones calor/potencia y refrigeración/potencia (ecuaciones 1.3 y 1.4).

$$G = G(\tau) = \frac{H(\tau)}{W(\tau)} \tag{1.4}$$

$$R = R(\tau) = \frac{C(\tau)}{W(\tau)} \tag{1.5}$$

Los excedentes o déficit (valores negativos) producidos pueden ser calculados mediante:

$$\Delta W = W - W_{DEM} \tag{1.6}$$

$$\Delta H = H - H_{DEM} \tag{1.7}$$

$$\Delta C = C - C_{DEM} \tag{1.8}$$

Para un sistema interconectado con otros, se puede intercambiar electricidad y es posible operar en diferentes regímenes: satisfacción de la demanda eléctrica ($\Delta W = 0$), de la demanda de calor ($\Delta H = 0$), o de la de refrigeración ($\Delta C = 0$) del consumidor. Las demandas no satisfechas por el sistema deben suministrarse por equipamiento auxiliar. Las instalaciones no conectadas (islas) deben suministrar todas las demandas, lo cual raramente se puede conseguir con cogeneración pura. [8, 16-17]

La elección de la capacidad requerida del equipamiento depende, entre otros factores de:

1. La demanda base obtenida del análisis de los gráficos de demandas en el caso de interconexión con el sistema electroenergético nacional (SEN).
2. De acuerdo con la responsabilidad que recaiga sobre el sistema para satisfacción total o parcial de las cargas para sistemas - islas.

1.11- Breve caracterización del hospital.

El Hospital Provincial Clínico Quirúrgico Universitario "Arnaldo Milián Castro" de Santa Clara es una institución del Sistema Nacional de Salud, el mismo inicia sus actividades el 8 de octubre de 1990 y es inaugurado el 3 de diciembre de 1993. Dicho hospital se encarga de brindar asistencia médica, científica y tecnológica altamente calificada, no sólo a la provincia de Villa Clara sino también a todo el territorio central, puesto que está equipado con tecnologías de punta y cuenta con un grupo importante de especialistas reconocidos a nivel de país [18]. En él se prestan servicios hospitalarios en las tres áreas básicas: cuerpo de guardia, hospitalización y consulta externa; tiene a su cargo una población de 536 578 habitantes [19]. Para ello cuenta con 18 salones de operaciones y una dotación de 598 camas. En estos momentos se trabaja para abrir cuatro nuevas salas: hemodiálisis, angiología, urología y geriatría, con el objetivo de aumentar la capacidad y calidad de los servicios prestados.

Capítulo II: Caracterización del sistema tradicional y alternativas de suministro energético.

2.1- Estructura de consumo de los principales portadores energéticos utilizados en el hospital.

En el Hospital Arnaldo Milián Castro (HAMC) se consumen cantidades apreciables de energía eléctrica, *fuel oil*, GLP y diesel. En la gráfica 2.1 se representa la estructura de consumo de estos portadores energéticos. Para comparar dichos consumos se utiliza la tonelada de combustible convencional (tcc) como medida estándar (usando los factores de conversión que aparecen en el anexo 1). El combustible diesel no incluye el uso automotor, puesto que no es un portador asociado directamente a la atención de salud.

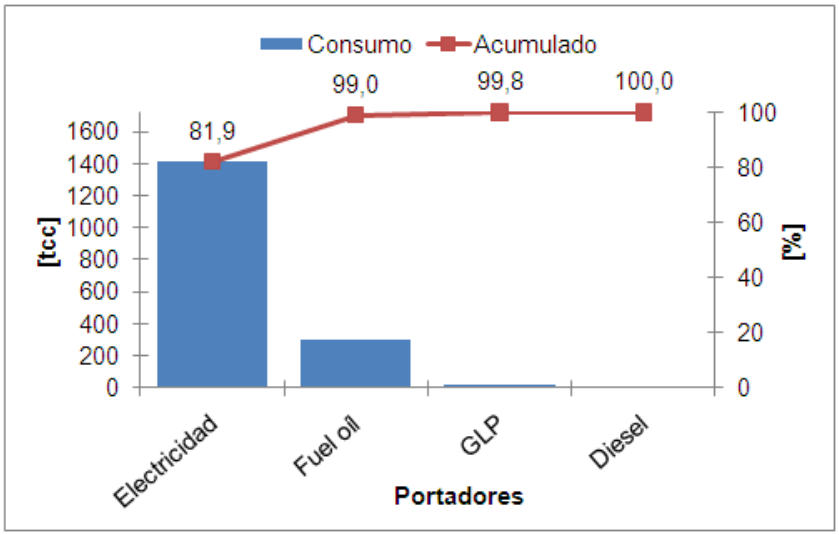


Gráfico 2.1 Comportamiento de los consumos de portadores energéticos en el 2010.

Como se puede ver en el gráfico 2.1 los consumos de mayor importancia fueron la energía eléctrica y el combustible *fuel oil*, ya que representaron el 99 % del total, estos consumos equivalen a 1 705 tcc, de las cuales corresponden a electricidad el 82 % (1 411 tcc) y el 17 % al *fuel oil* (295 tcc). (Ver anexo 2)

2.2- Estructura de los consumos de energía eléctrica.

Los altos consumos de energía eléctrica del hospital se deben al gran número de equipos eléctricos médicos y de servicios que existen en el mismo, éstos en la mayoría de los casos

son altos consumidores de electricidad, muchos de ellos tienen un factor de utilización elevado debido a la función que realizan y en su mayoría no pueden ser desconectados.

El hospital está equipado con un número elevado de tecnologías de punta, pero en él, también coexisten tecnologías viejas y en mal estado técnico que hacen del mismo un centro ineficiente desde el punto de vista energético.

Los consumos de electricidad para el año 2010 están representados en el gráfico 2.2 que sigue a continuación.

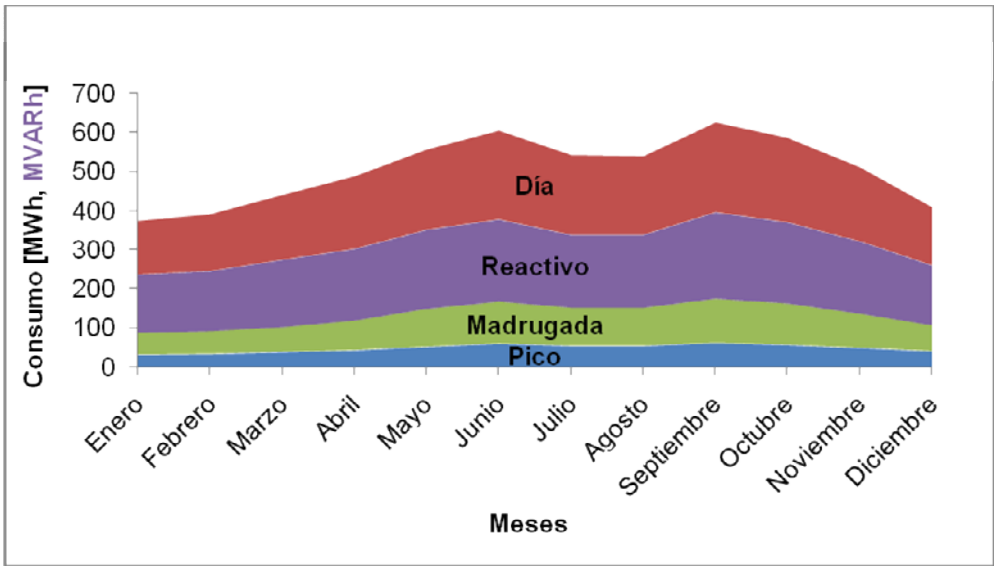


Gráfico 2.2 Estructura de los consumos de energía eléctrica para el 2010.

El gráfico 2.2 se obtuvo a partir de las autolecturas que se llevan en el hospital, las mismas las proporciona el metrocontador digital multifuncional que existe en la instalación. Del análisis del gráfico 2.2 se puede afirmar que los mayores consumos fueron durante al día, momento en el cual se prestan la mayor cantidad de servicios, en total fueron 2 250 $MW_e h$. Los consumos en el horario de la madrugada fueron de 1 027 $MW_e h$ y los del horario pico 577 $MW_e h$, siendo éstos los menores consumos durante todos los meses del año, lo cual se debe a los esfuerzos y las medidas tomadas para lograr disminuir la demanda y los consumos en el horario pico, pues por un lado sobrecargan al SEN y por otro lado aumentan considerablemente las facturas mensuales del hospital. Los consumos reactivos son también elevados, lo que indica un bajo factor de potencia, los valores mensuales no superaron en ningún caso el valor mínimo en el rango aceptable por la Empresa Eléctrica ($0,90 \leq \cos \varphi \leq 0,96$) lo que provocó varias penalizaciones durante todo el año, el valor promedio anual del factor de potencia fue de 0,86. (Ver anexo 3)

Un estudio realizado sobre los consumos de electricidad para el año 2010 arroja que aproximadamente el 63 % de los mismos se deben a la actividad de climatización, estos se dividen en un 46 % para el clima central y un 17 % para el clima local. El 37 % de los consumos restantes corresponden a otras actividades o equipos como por ejemplo: los ascensores, los medios de diagnósticos (rayos X, TAC, resonancia magnética, etc.), bombeo de agua, alumbrado interior y exterior, equipos de oficina, entre otros. (Ver anexo 6)

Aunque para el año 2010 la climatización representó el 63 % se conoce que este valor puede ser muy superior, puesto que por las restricciones impuestas se mantuvieron apagados dos equipos de clima central y 61 equipos de clima local, con una capacidad de frío de ocho y 66 TR, respectivamente, si éstos equipos hubiesen estado en funcionamiento regularmente (8 horas por día, 24 días por mes y 12 meses al año) el consumo anual hubiese aumentado en unos 150 MW_eh y el por ciento en el consumo total hubiese sido mayor.

2.3- Estructura de los consumos de fuel oil.

Los consumos de *fuel oil* representan el 17 % del total en el año 2010 lo que equivale a 295 tcc (303 500 litros). En el gráfico 2.4 se puede observar el comportamiento del consumo de combustible y el acumulado para el año 2010, en tcc.

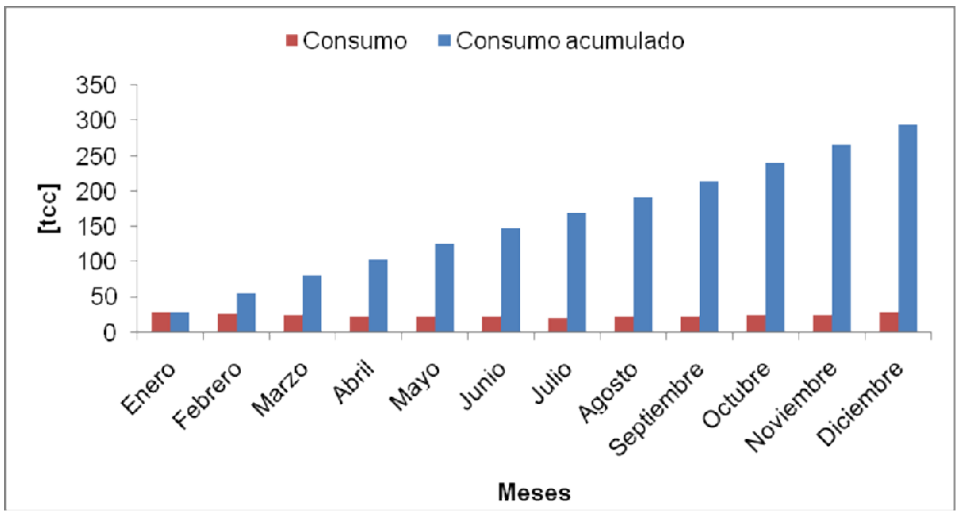


Gráfico 2.3 Consumo de fuel oil mensual y acumulado en tcc, año 2010.

El *fuel oil* es utilizado para la producción de vapor, para ello existen tres calderas con una capacidad nominal de cuatro toneladas por hora cada una y con una presión regulada a 8

kg/cm^2. De ellas sólo dos están disponibles pues la tercera durante el período que abarcó este estudio se encontraba en mal estado y pendiente a reparación. El vapor producido por dichas calderas es utilizado en los siete tachos que existen en la cocina para la cocción de los alimentos; los mismos trabajan a una presión máxima regulada de 2,5 kg/cm^2. El vapor también es usado en la central de esterilización, la cual tiene tres autoclaves (existe uno roto), dos son de vapor y trabajan a una presión de 2,4 kg/cm^2, el otro restante es eléctrico con potencia de 14 kW y 220 V, que trabaja a una presión de 1,7 kg/cm^2. En la lavandería del hospital también se precisa vapor, este es usado para el lavado y secado de la ropa, la presión en el distribuidor es de 3 kg/cm^2. En general el sistema de transporte y uso del vapor en el hospital se encuentra en mal estado técnico ya que existen varios salideros de vapor principalmente en válvulas, juntas, tuberías a lo largo de casi todo el sistema, también existen aproximadamente 100 m de tuberías sin aislamiento tanto de distribución del vapor vivo, como de retorno del condensado. Esta situación ha provocado pérdidas calculadas en 82 tcc anuales (aproximadamente 84 300 litros por año) que equivalen al 28 % del combustible *fuel oil* consumido en 2010. De estas pérdidas el 23 % corresponde a los salideros y el resto a las pérdidas por falta de aislamiento. El estado deplorable de este sistema no sólo genera pérdidas sino que pone en peligro la integridad física del personal que se encuentra expuesto sin protección alguna.

La sala de calderas tiene un promedio de 12 horas de trabajo al día, este horario está determinado fundamentalmente por la central de equipos y la lavandería que son las dos instalaciones que más problemas tienen con la capacidad y el estado técnico de sus equipos.

2.4- Estructura de los consumos de GLP granel.

El GLP granel es utilizado para alimentar 39 cocinas, dos sartenes vasculares y 31 mecheros para la esterilización de instrumentos *in situ* en las consultas de ORL, Maxilofacial, etc.

En el gráfico 2.4 que sigue a continuación, se representan los consumos de GLP para el 2010 y el acumulado anual. (Ver anexo 11)

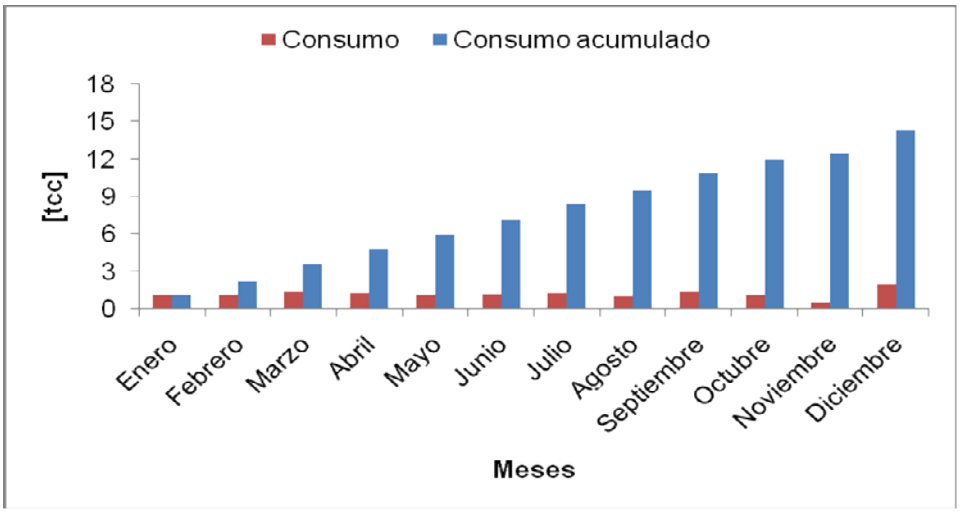


Gráfico 2.4 Consumos mensuales y acumulados de GLP, 2010.

Como se puede ver los consumos se comportan estables en la mayor parte del año aunque en el mes de diciembre hubo problemas con el abastecimiento por parte de CUPET.

2.5- Estructura de los consumos de diesel planta.

El combustible diesel se utiliza para alimentar los grupos electrógenos del hospital, los cuales se ponen en marcha en caso de que exista alguna avería, bajo voltaje o interrupción del servicio eléctrico que suministra el SEN.

Los grupos electrógenos con que cuenta el hospital son tres, dos marca Volvo de 500 kVA y un SDMO de 815 kVA.

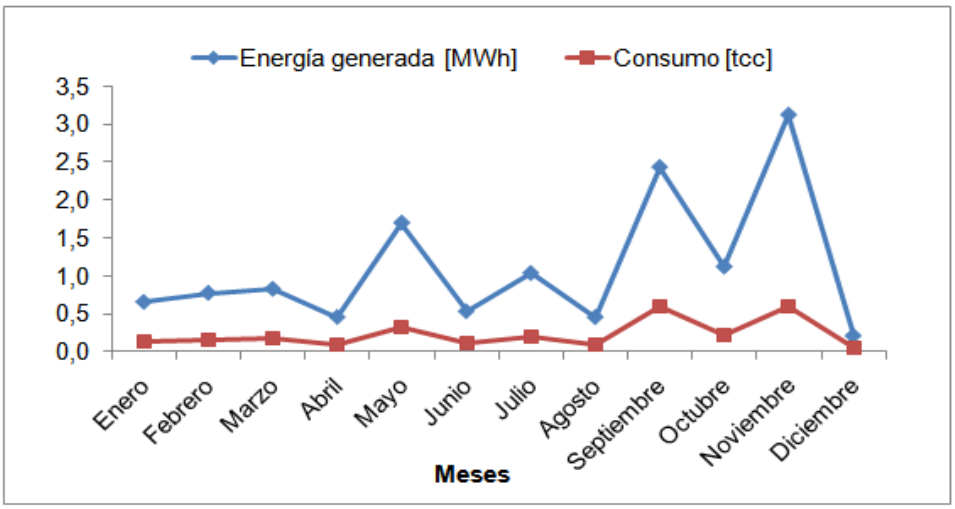


Gráfico 2.6 Consumos de diesel planta y producción de energía eléctrica, año 2010.

Del análisis del gráfico 2.6 se puede obtener un comportamiento uniforme entre el consumo de combustible y la energía generada a lo largo del año (ver anexo 11), coincidiendo sus máximos y mínimos perfectamente, lo que demuestra un trabajo estable de los grupos electrógenos. El índice de consumo promedio en el año es de 270 g/kWh generado, el cual depende de los tres grupos en conjunto y se considera bajo ya que este debe estar cerca de los 200 g/kWh según datos de los fabricantes, aunque esto puede deberse a problemas con el llenado del registro que llevan los operarios, el cual entre otras informaciones incluye; las horas trabajadas; la energía generada y el combustible consumido, etc.

2.6- Índices globales.

A continuación se expone un resumen de los consumos, costos y los índices de consumo para los portadores energéticos en cuestión en el año 2010, así como el por ciento de ocupación de las camas del hospital.

Tabla 2.1 Por ciento de ocupación de las camas en rotación.

Total de camas en rotación	473
Total de días paciente	133 769
Días paciente por cama	282,8
Por ciento de ocupación	**77,5 %**

Tabla 2.2 Resumen de los consumos de los principales portadores energéticos utilizados en el hospital para el año 2010.

Energía eléctrica	**Valor**	**Índice**	**Unidad**
kWh	3 854 520	28,71	*kWh/d-p*
tcc	*1 410,8*	*10,51*	*kg_{cc}/d-p*
Costo	*474 835,00*	*3,52*	*CUP/d-p*
Fuel oil			
tcc	*294,7*	*2,24*	*kg_{cc}/d-p*
Costo	*94 082,52*	*0,71*	*CUP/d-p*
GLP			
tcc	*14,4*	*0,01*	*kg_{cc}/d-p*
Costo	*9 026,00*	0,07	*CUP/d-p*
Diesel planta			

tcc	*2,8*	0,02	*kg_{cc}/d-p*
Costo	*959,76*	0,01	*CUP/d-p*
TOTALES			
tcc	***1 723***	***12,78***	***kg_{cc}/d-p***
Gastos monetarios en energía	***578 903,28***	***4,31***	***CUP/d-p***
Emisiones			
t_{co2}	***5 168***	***116***	***kg_{CO2}/d-p***
t_{so2}	***105***	***0,8***	***kg_{SO2}/d-p***

Como se puede ver en la tabla 2.2 se consumieron 1,7 miles de toneladas de combustible convencional lo que provocó una emisión de 5,2 miles de toneladas de dióxido de carbono y 105 toneladas de dióxido de azufre a la atmósfera con un índice de 116 kilogramos de CO_2 y 0,8 kilogramos de SO_2 por días paciente respectivamente. Los costos totales de portadores energéticos para el hospital en el 2010 fueron de 579 mil pesos y el índice de costo global de 4,31 pesos por días paciente, es importante aclarar que estos costos no incluyen medicamentos, alimentos, servicios de consultas, reactivos y un grupo más de servicios y materias primas que el paciente recibe o utiliza gratuitamente.

Con esta estructura de consumo de portadores energéticos, es posible instalar una nueva planta de suministro energético basada en la cogeneración o la trigeneración según sea factible, de forma tal que se logre un aumento de la eficiencia energética de la instalación. Con el establecimiento de algunas de estas dos plantas, a pesar de que aumenta el consumo de combustible para el centro, se pueden lograr menores consumos globales y por tanto disminuir considerablemente los costos totales de portadores energéticos a nivel de centro y de país, de igual forma disminuyen las emisiones globales de gases contaminantes, aunque pueden aumentar a nivel local si no se toman las medidas necesarias.

2.7- Simultaneidad de las demandas actuales de electricidad, calor y frío.

Para diseñar una nueva planta de suministro energético es necesario construir las curvas de las demandas de electricidad, calor y frío para las distintas horas del día. Estas permiten conocer los puntos máximos, mínimos y de media demanda, así como los momentos del día en los que aparecen. Las curvas que se muestran a continuación fueron construidas según las necesidades de electricidad, calor y frío de cada local, las horas del día (ver anexo 12) en las que se necesitan y las potencias de los equipos que existen en este hospital.

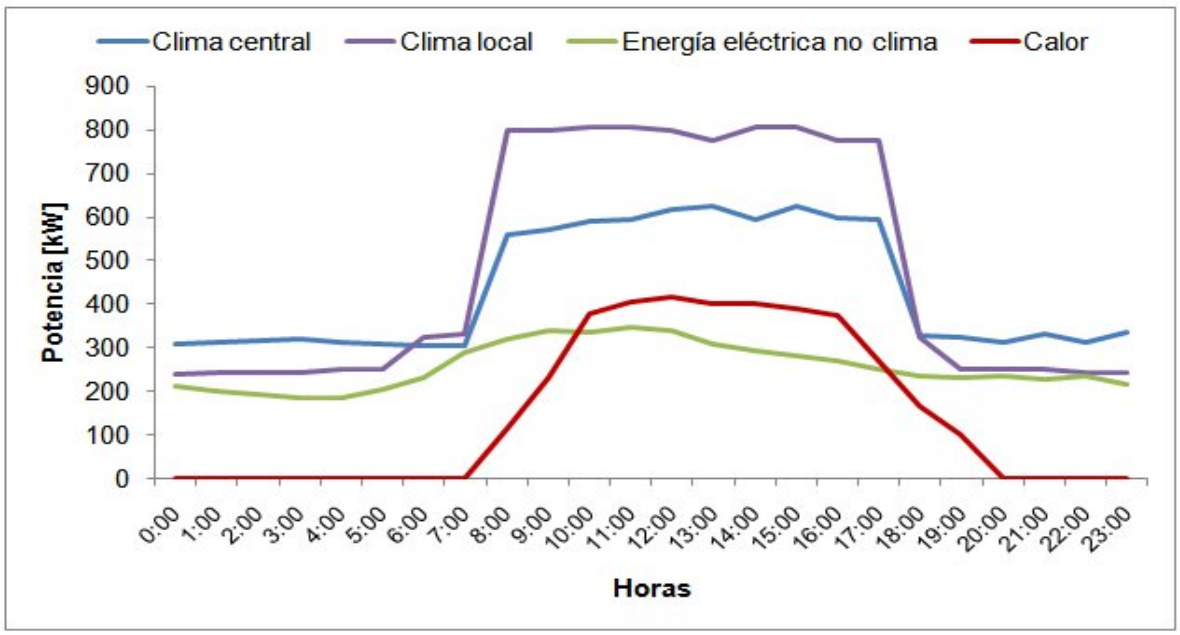


Gráfico 2.7 Simultaneidad de las demandas de electricidad, calor y frío (día típico de verano).

La construcción de la curva de demanda de electricidad se realizó mediante las lecturas de un analizador de redes que estuvo conectado durante el mes de abril de 2010, como parte de un estudio realizado por la Empresa Eléctrica. La potencia eléctrica representada en el gráfico 2.7 corresponde a la necesidad de electricidad para otros usos, es decir no incluye la potencia eléctrica necesaria para climatización centralizada ni local. Por su parte las demandas de frío están divididas en climatización centralizada y no centralizadas (local), ambas curvas se obtuvieron mediante el cálculo de las cargas térmicas de los locales climatizados del hospital y las horas necesarias de frío para cada local, sin tener en cuenta restricciones para lograr ahorro de electricidad a costa de privar a los usuarios del servicio. De forma similar se obtuvo la curva de demanda de calor, la cual incluye la producción de vapor para la cocina, la lavandería y la central de esterilización. Estas curvas de demandas se obtuvieron a partir del estudio de las necesidades de un día típico de verano, siendo este el clima predominante en nuestro país, aunque se sabe que en determinados meses del año, semanas o determinadas horas del día estas curvas no coincidan con la realidad, sin dudas constituyen una buena aproximación al comportamiento regular de dichas demandas, esto es necesario tenerlo en cuenta a la hora de diseñar una planta de suministro energético basada en la cogeneración o la trigeneración, para ello se recomienda no renunciar completamente a los sistemas convencionales de suministro energético existentes, puesto que ante un

máximo o un mínimo fuera de los parámetros de diseño o de plena eficiencia de la planta, estas tecnologías convencionales puedan asumir dichas cargas.

2.8- Desglose de los consumos de 2010.

Tabla 2.3 Desglose de las cantidades consumidas de portadores energéticos utilizados en el hospital para el año 2010.

Unidades	***MWh***	***tcc***	***MCUP***	***CUP/d-p***	***kWh/d-p***	***Fracción***
Energía eléctrica	**3 855**	**1 411**	**474,8**	**3,55**	**28,8**	**81,9%**
Climatización centralizada	1 781	652	219,5	1,64	13,3	37,9%
Otros consumos	2 073	759	255,4	1,91	15,5	44,0%
	Exergía MWh					
Combustibles	**3 648**	**312**	**104,1**	**0,79**	**27,3**	**18,1%**
Fuel oil	3 448	295	94,1	0,71	25,8	17,1%
Diesel planta	32	3	1,0	0,01	0,2	0,2%
GLP	168	14	9,0	0,07	1,3	0,8%
Total actual	**7 503**	**1 723**	**579**	**4,34**	**56,1**	**100%**
Electricidad para climatización	**2 416**	**884**	**297,6**	**2,22**	**18,1**	**51,3%**
Centralizada	1 781	652	219,5	1,64	13,3	37,9%
Local	635	232	78,2	0,58	4,7	13,5%
Electricidad no climatización	**1 438**	**526**	**177,2**	**1,32**	**10,8**	**30,6%**
Producción de frío	**7 913**	**MWh**	**1291**	**kW**	**367**	**TR**
COP central	3,0					
COP local	4,0					
Prod. de frío centralizada	5 375	MWh	877	kW	249	TR
Prod. de frío local	2 539	MWh	414	kW	118	TR
Producción de calor	**3 448**	**295**	**94,1**	**0,71**	**25,8**	**17,1%**

Los índices aproximados de trigeneración son los siguientes:

- Relación calor / electricidad no climatización (RCE): 0,592
- Relación electricidad para frío / electricidad no climatización (RECE): 1,680
- Relación frío / electricidad no climatización (RFE): 5,501

Con este perfil de requerimientos puede ser conveniente la utilización de un nuevo esquema de suministro energético que permita la autogeneración de energía eléctrica según posibilidades, manteniendo la conexión con el SEN, de esta forma se logra la satisfacción de las demandas de calor (vapor y agua caliente) y producción de las demandas centralizadas de climatización mediante sistemas de absorción, con la utilización de vapor de bajos parámetros y eventualmente de otros calores residuales.

Este nuevo esquema de suministro energético para el hospital puede tener tres escenarios fundamentales; primero, satisfacción total de la demanda de frío con un sistema de refrigeración por absorción de agua – bromuro de litio (o sea la suma de la climatización local y la centralizada actual); segundo, satisfacción de la demanda de frío centralizada más la mitad de la climatización local por un sistema de absorción y la otra parte del clima local con los sistemas existentes actualmente (aires de ventana y Split) y tercero, sólo satisfacción de la demanda actual de frío centralizado y la demanda de frío local con el equipamiento existente. De estos posibles nuevos escenarios de suministro energético, el primero sería viable teóricamente, pero en la práctica, es muy complejo llevar frío con un sistema centralizado a todos los locales con necesidad de clima del hospital, esto traería consigo grandes gastos de recursos en tuberías, conductos de aire, material aislante, en bombas de agua, manejadoras de aire, y con esto más gastos energéticos, que pudieran ser mayores que los beneficios obtenidos, por lo que en este trabajo sólo se analizarán el segundo y el tercer posible escenario. El segundo resulta ser inicialmente el más atractivo ya que se conoce que existe un grupo elevado de locales (se estima la mitad) que pueden incluirse dentro del sistema de climatización centralizada, por los lugares donde se encuentran ubicados y por sus características. Se conoce además, basado en la experiencia que siempre resulta más barato los sistemas de climatización centralizada que los sistemas locales.

En el anexo 13 y 14 se presentan los resultados del cálculo de los requerimientos para el nuevo sistema de suministro energético (basado en la trigeneración), correspondientes al segundo y tercer escenario, respectivamente. Los valores que se presentan en dichos anexos se han supuesto sin restricción alguna en los servicios a causa de necesidades de ahorro y en todos los casos están afectados por un factor de incremento del 5 % y un aumento de la satisfacción en un 20 %, esto permite asumir con posterioridad posibles expansiones que en un futuro puedan llevarse a cabo en el hospital.

2.9- Alternativas de suministro energético.

Las alternativas de suministro energético que se estudiarán para lograr la satisfacción de los requerimientos del hospital para los dos posibles escenarios son las siguientes:

1. Turbina de vapor de contrapresión con sistema de climatización por absorción.
2. Motores diesel existentes con generadores de vapor de recuperación de la energía del escape y del sistema de enfriamiento con sistema de climatización por absorción.
3. Turbina a gas con generador de vapor de recuperación de la energía del escape con sistema de climatización por absorción.

Estas alternativas en uno u otro escenario pueden tener a su vez distintas variantes en cuanto a la filosofía que se sigue para la satisfacción de los requerimientos, la unión de dichas alternativas con sus posibles variantes se llaman de forma general ***Aijk***; donde ***i*** es el número de la alternativa, en este caso puede tomar valores ***1***, ***2*** y ***3***, ya que son tres alternativas a estudiar; la letra ***j*** es la variante en cuestión y puede tomar valores: de ***a*** hasta ***z***; por último ***k*** corresponde al escenario analizado y puede tomar valor **2** ó **3**, porque se estudiarán sólo el escenario dos y tres comentados anteriormente. Las variantes a utilizar pueden cambiar de acuerdo a las características de cada tecnología y sus capacidades, pero de forma general en este trabajo será como sigue:

a: designa la satisfacción de toda la demanda de electricidad;

b: designa la satisfacción de toda la demanda de calor;

c: designa la satisfacción de parte de la demanda de climatización centralizada con un sistema de absorción y el resto del clima central con los turbocompresores;

d: designa la satisfacción de parte de la demanda de climatización centralizada con un sistema de absorción y el resto del clima central con vapores de las calderas.

Un ejemplo sería: ***A3a3*** que estaría describiendo a la alternativa tres, (o sea turbina de gas) variante ***a*** (satisfacción de toda la demanda de electricidad) y al escenario tres (la planta de climatización central de absorción asumiría el clima centralizado actual solamente).

Seguidamente se desarrollan los aspectos fundamentales de las alternativas antes mencionadas, estas corresponden a la mejor variante y al escenario de mejores resultados, en el anexo 15 se presentan los resultados de las restantes alternativas analizadas. Para comprender los resultados obtenidos de dichas alternativas es necesario recordar lo siguiente: las demandas de climatización están calculadas sin tener en cuenta restricciones en los servicios; los valores de los costos que se presentan y corresponden a combustibles están calculados en base a los precios de los combustibles que ofrece la información

económica que emite diariamente el Banco Central de Cuba, en este caso se toma como referencia la del 28 de marzo de 2011[20] (ver anexo 16); el costo del megawatt hora se toma de un estudio realizado por el Grupo de Biomasa y Sistemas Integrados de Cubaenergía y es de 125 USD/MWh. [21]

2.9.1- Alternativa A1b2*. Caldera con turbina de vapor a contrapresión.*

Esta alternativa consiste en la generación local de vapor y energía eléctrica con caldera de presión moderadamente alta, turbogenerador impulsado por una turbina de contrapresión y la utilización del vapor de escape para usos diversos de temperatura moderada, principalmente la de obtención de frío mediante una planta de refrigeración por absorción centralizada, vapor para otros usos y calor para agua caliente.

Resultados de la ***A1b2:***

Vapor de entrada a la turbina			
Presión	3	MPa_{abs}	
Temperatura (saturado)	233,9	°C	
Entalpía	2 804,2	kJ/kg	
Entropía	6,1869	kJ/kg K	
Vapor de escape			
Contrapresión	200	kPa_{abs}	
Expansión isentrópica			
Calidad	0,832		
Entalpía	2 336,8	kJ/kg	
Entropía	6,1869	kJ/kg K	
Temperatura (saturado)	120,23	°C	
Eficiencia interna	0,8		
Eficiencia del generador eléctrico	0,92		
Trabajo ideal	467,4	kJ/kg	
Trabajo real	373,9	kJ/kg	
Calidad (real)	0,8745		
Entalpía (real)	2 430,3	kJ/kg	
Entropía (real)	6,4246	kJ/kg K	
Flujo total de vapor	1,0	kg/s	3,6 t/h

Consumo de combustible	0,30	t/h	1 840	t/año	-1 156	MUSD/año
Potencia real del turbogenerador	344	kW_e	2 109	MW_eh/año	264	MUSD/año
Potencia eléctrica requerida	387	kW_e	2 375	MW_eh/año	297	MUSD/año
Fracción de los requerimientos de energía eléctrica	89	%				
Entrega al SEN	-43	kW_e	-265	MW_eh/año	-33	MUSD/año
Consumo específico de combustible	872	g/kWh				

Consumo anual de combustible convencional	*Fuel oil*	E. Eléct.	Otros	Totales
Propuesta	1 840	97	24	1 961
2010 ajustado a 5% de crecimiento y 20% de satisfacción	371	1 778	22	2 170
Ahorro en combustible	-1 468	1 680	-2	**210**
Ahorro en MUSD/año	-923	1 056	-2	**Total**

Ahorro en combustible	131	MUSD/año
Ahorro en MUSD/año	**98**	**MUSD/año**

Conclusión preliminar de la *A1b2*:

Con esta alternativa es posible satisfacer totalmente la demanda de calor para el calentamiento de agua (214 kW_t), vapor para otros usos (406 kW_t) y vapor para la planta de refrigeración por absorción de unas 340 TR (1 196 kW_t). También es posible satisfacer en un 89 % la demanda de energía eléctrica (promedio) la cual comprende 106 kW_e para climatización local y 281 kW_e (387 kW_e totales) para otros consumos, además se pueden ahorrar 210 tcc/año que equivalen al 10 % del combustible total empleado en 2010, representando un ahorro de 131 MUSD/año por este concepto. Esta alternativa además permite ahorros netos totales de 98 MUSD/año.

2.9.2- Alternativa A2c3*. Motor alternativo de combustión interna (MACI) con aprovechamiento de los gases de escape y calor de enfriamiento.*

Esta alternativa consiste en la operación de las plantas diesel existentes equipadas con calderas recuperadoras del calor del sistema de enfriamiento y de los gases de escape para generación de vapor principalmente para alimentar una planta centralizada de refrigeración por absorción.

Resultados de la ***A2c3:***

Potencia del motor						
Potencia eléctrica mínima con trigeneración	493	kW_e				
SDMO (1 viejo)	650	kW_e	Índice de consumo		0,200	kg/kWh
Volvo (2 nuevos)	800	kW_e				
Régimen de carga recomendada	85	%				
Potencia total disponible	1 233	kW_e	7 558	MW_eh/año	945	MUSD/año
Consumo de combustible	0,247	t/h	1 512	t/año	1 415	MUSD/año
Calores aprovechables						
Escape (15%)	185	kW_t				
Agua de enfriamiento (10%)	123	kW_t				
Total disponible	308	kW_t				
Potencia eléctrica requerida	619	kW_e				
Fracción de los requerimientos de energía eléctrica	199	%				
Entrega al SEN	614	kW_e	3 762	MW_eh/año	470	MUSD/año
Consumo específico de combustible	200	g/kWh				

Consumo anual de combustible convencional	*Fuel oil*	E. Eléct.	Otros	Totales		
Propuesta	472	0	1 606	2 078		
2010 ajustado a 5 % de crecimiento y 20 % de satisfacción	371	1 778	22	2 170		
Ahorro en combustible	-101	1 778	-1 584	**92**	-508	MUSD/año
Ahorro en MUSD/año	-63	1 117	-1 562	**Total**	**-38**	**MUSD/año**

Conclusión preliminar de la *A2c3*:

Esta alternativa permite satisfacer toda la demanda de electricidad (promedio) la que consiste 211 kW_e para climatización local, 127 kW_e, que corresponden al 55 % de la climatización centralizada y 281 kW_e para otros consumos, lo que suma en total 619 kW_e y permite exportar al SEN unos 614 kW_e que representan anualmente unos 470 MUSD.

También se puede satisfacer con los calores residuales del MACI un 45 % (88 TR) de la demanda actual de climatización centralizada con una planta de absorción y el resto (108 TR) de la climatización centralizada con los turbocompresores existentes, ya tomado en cuenta en la demanda de electricidad. El resto de la demanda de calor para agua caliente y vapor para otros usos se satisfacen con vapores producidos en las calderas existentes. Los ahorros de combustible son de 92 tcc/año que equivalen al cuatro por ciento del consumo en 2010, sin embargo y debido al alto precio del diesel esta alternativa provoca pérdidas anuales de 38 MUSD/año, por lo que no es factible económicamente.

2.9.3- Alternativa A3a3*. Turbina de gas (TG) con recuperación del calor de escape.*

Esquema con TG y caldera recuperadora de calor de los gases de escape para generación de vapor para los usos comentados en las alternativas anteriores, fundamentalmente para el sistema de refrigeración por absorción. El combustible utilizado es el GLP.

Resultados de la ***A3a3***:

Eficiencia de la TG (supuesta)	25%					
Flujo de combustible	0,0593	tcc/h	363	tcc/año	228	MUSD/año
Flujo de calor	590	kW_t				
Potencia de la TG	148	kW_e				
Calor disponible en el escape	384	kW_t				
Potencia eléctrica requerida	493	kW_e				
Flujo de combustible	0,1980	tcc/h	1 214	tcc/año	1 193	MUSD/año
Flujo de calor	1 972	kW_t				
Calor disponible en el escape	1 282	kW_t				
Entrega al SEN	0	kW_e	0	MW_eh/año	0	MUSD/año
Consumo específico de combustible	402	g/kWh				
Consumo anual de combustible convencional	*Fuel oil*	E. Eléct.	Otros	Totales		
Propuesta	6	0	1229	1 235		
2010 ajustado a 5% de crecimiento y 20% de satisfacción	371	1778	22	2170		
Ahorro en combustible	365	1778	-1 207	**936**	161	MUSD/año
Ahorro en MUSD/año	229	1117	-1 186	**Total**	**161**	**MUSD/año**

Conclusión preliminar de la *A3a3*:

Con esta alternativa es posible satisfacer en un 100 % la demanda de electricidad, o sea unos 493 kW_e que comprenden 212 kW_e para climatización local y 281 kW_e para otros consumos, esta alternativa permite además satisfacer en su totalidad la demanda de calor para alimentar una planta de refrigeración por absorción de unas 195 TR (688 kW_t), también permite satisfacer la demanda de agua caliente (214 kW_t), y el 94 % de la demanda de vapor para otros usos (380 kW_t), el resto del vapor para otros usos se puede generar en las calderas existentes. Con esta alternativa es posible ahorrar el 43 % del combustible consumido en 2010, lo que representa unos ahorros de 936 tcc/año, los ahorros netos mínimos son de 161 MUSD/año. Esta variante desde el punto de vista energético y monetario es la de mejores resultados, pues es la que mayores ahorros logra. Es preciso decir que los ahorros pueden llegar a ser mayores puesto que los cálculos se realizaron tomando el precio del GLP importado y este es un combustible que se puede obtener directamente en nuestro país, por lo que siempre será más barato producirlo que comprarlo en el mercado, además de que esta cifra puede verse afectada por el precio del combustible como se había dicho anteriormente, los beneficios en algunos meses o años pueden llegar a ser mayores si se mantiene la turbina trabajando a plena capacidad logrando mantener elevada la eficiencia de la misma y permitiendo eventualmente exportar al SEN la energía eléctrica sobrante debido a desbalances en las demandas, esto también puede suceder de forma contraria, pero sin lugar a dudas es una buena alternativa a poner en práctica.

2.10- Resumen de los resultados obtenidos.

En la tabla 1.4 que sigue a continuación se muestran los resultados fundamentales que se alcanzan para cada una de las alternativas con sus respectivas variantes para los casos del segundo y tercer escenario estudiado.

Tabla 2.4 Resultados fundamentales de las alternativas de cogeneración y cada una de sus variantes, para los dos escenarios estudiados.

Parámetro	Escenario 2[1]					Escenario 3[2]				
	A1b2	**A2c2**	**A2d2**	**A3a2**	**A3b2**	**A1b3**	**A2c3**	**A2d3**	**A3a3**	**A3b3**
Calor disponible [kW_t]	1 816	308	308	1 350	1 816	1 308	308	308	1 282	1 308
Energía eléctrica producida [kW_e]	344	1 233	1 233	519	698	344	1 233	1 233	493	503
Fracción de los requerimientos [%]	89	181	318	100	180	70	199	250	100	102
Entrega al SEN [kW_e]	-43	551	845	0	311	-149	614	739	0	10
Consumo total de combustible [tcc/año]	1 961	2 078	2 755	1 463	1 720	2 180	2 078	2 368	1 235	1 253
Ahorro de combustible [tcc/año]	210	92	-584	707	436	-9	92	-197	936	917
Fracción de ahorro respecto a 2010 [%]	10	4	-27	33	20	0	4	-9	43	42
Ahorro total [MUSD/año]	**98**	**-86**	**-286**	**-6**	**-94**	**-121**	**-38**	**-124**	**161**	**148**

Un análisis de la tabla anterior arroja que la variante de mayores ahorros es la *A3a3* con 161 MUSD/año, estos ahorros se deben fundamentalmente a que la misma logra los mayores por cientos de ahorros de combustible del total de las variantes estudiadas, pues dichos ahorros son del 43 % con respecto a 2010, lo que equivale a 936 tcc/año dejadas de consumir, debido a este ahorro de combustible es posible lograr reducciones de las cantidades emitidas de GEI y de gases peligrosos para la salud humana, factor de gran peso en la selección de algunas de estas variantes.

Una vez estudiadas y desarrolladas estas alternativas sólo queda realizar el cálculo de prefactibilidad, el cual permitirá conjuntamente con una valoración ambiental decidir cual será la alternativa más factible a utilizar, lo cual se tratará en el capítulo tres.

[1] *Esquema vasado en la satisfacción total de la demanda actual de frío centralizado y la mitad de la demanda actual con un sistema de refrigeración por absorción.*

[2] *Esquema vasado en la satisfacción total de la demanda de frío centralizado actual con refrigeración por absorción, y la demanda de frío local actual con el esquema existente. (Aire de ventana y Split).*

Capítulo III: Valoración económica, medioambiental y análisis de resultados.

En este capítulo se analiza la valoración económica y los aspectos fundamentales del impacto medioambiental de los sistemas en estudio, tanto el tradicional como las nuevas propuestas, el análisis conjunto de estos resultados permitirá seleccionar la alternativa más ventajosa a partir de los criterios de satisfacción de necesidades y recuperación de la inversión. Es importante aclarar que los aspectos que se verán en este capítulo constituyen potencialidades hasta tanto no se materialice alguna de estas alternativas.

3.1- Valoración económica del sistema tradicional.

En el capítulo anterior se realizó una caracterización de los consumos de los principales portadores energéticos utilizados en el hospital durante el 2010, en este epígrafe se caracterizan dichos portadores de acuerdo a sus costos.

Como se había comentado anteriormente los principales portadores energéticos consumidos por el hospital son la energía eléctrica, el *fuel oil*, el GLP y el diesel planta. En el análisis realizado en el capítulo dos se obtuvo que el 99 % de los consumidos se debieron a la energía eléctrica con el 82 % y el *fuel oil* con el 17 %. Estos portadores energéticos también son los que mayores gastos monetarios le generaron al hospital en el 2010, en la grafica 3.1 se representan sus costos.

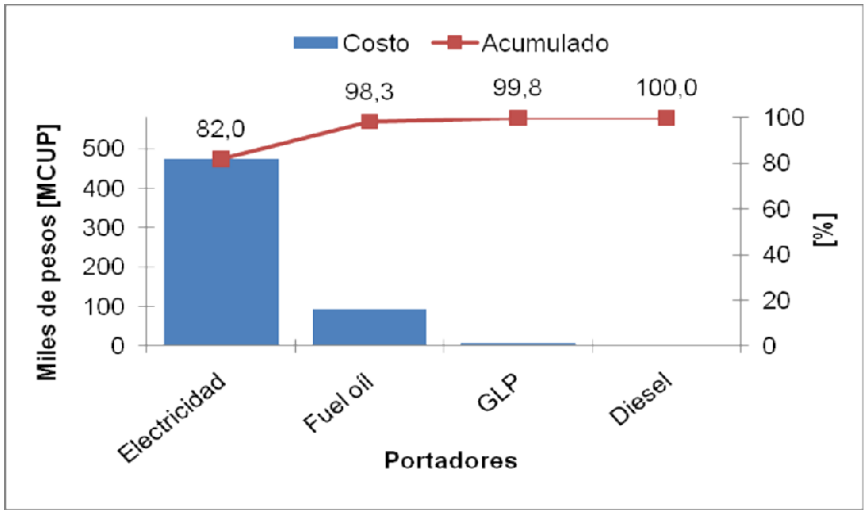


Gráfico 3.1 Estructura de costo de los portadores energéticos consumidos en el año 2010.

En los costos energéticos del hospital en 2010, los portadores de mayor importancia fueron la energía eléctrica y el *fuel oil* acumulando el 98 % del total de gastos como se puede ver en

el gráfico 3.1. La energía eléctrica afectó dicho presupuesto por un valor de 474,8 miles de pesos que equivale al 82 % de los mismos, el consumo de *fuel oil* por su parte, representó el 16 % de los gastos lo que significó una cifra de 94 miles de pesos. El total de gastos de portadores energéticos para el hospital fue de 578,9 miles de pesos. Como se puede analizar el hospital tiene una estructura de consumos y costos similar, ya que son los mismos portadores los que acumulan el mayor porcentaje.

Los costos a nivel de país de estos portadores energéticos son de mayor importancia ante el costo subsidiado que paga el hospital. Los valores de los costos en dólares que siguen a continuación están calculados a partir de los precios de los combustibles que brinda la información económica que emite diariamente el Banco Central de Cuba, en este caso se toma como referencia la del 28 de marzo de 2011[20] (ver anexo 16) y el costo del megawatt hora se toma de un estudio realizado por el Grupo de Biomasa y Sistemas Integrados de Cubaenergía y es de 125 USD/MW_eh. [21]

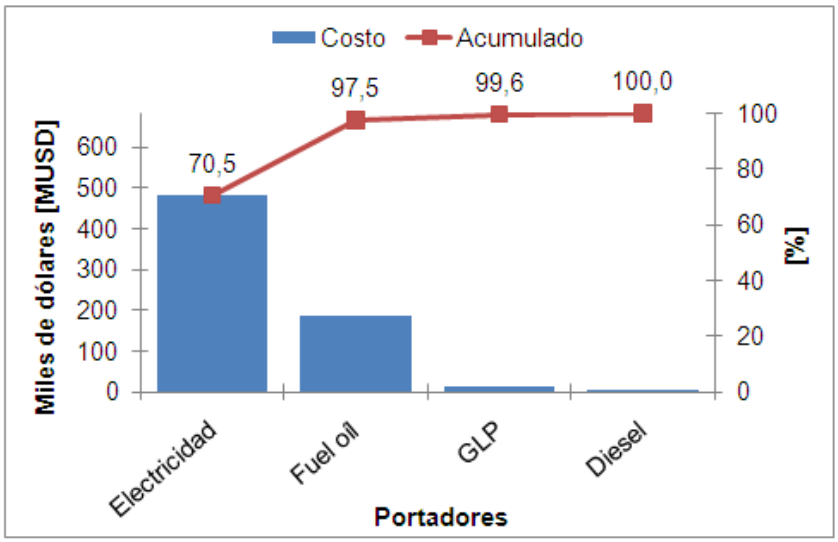


Gráfico 3.2 Estructura de costo para el país de los portadores energéticos consumidos en el año 2010.

Como se puede ver en el gráfico 3.2 aproximadamente el 98 % de los costos de estos portadores para el país corresponden a la energía eléctrica con el 71 % que equivale a 481,8 MUSD y el 27 % corresponde al combustible *fuel oil* que equivale a 185,2 MUSD, aproximadamente. En total, el costo real (para el país) de estos portadores energéticos fue

de 683,8 MUSD, cifra muy superior a la pagada por el hospital en moneda nacional. (Ver anexo 17)

Tabla 3.1 Resumen de los costos de los portadores energéticos.

Portadores	Costo [MCUP[3]]	Costo [MUSD[4]]
Energía eléctrica	474,8	481,8
Fuel oil	94,1	185,2
GLP	9,0	14,1
Diesel	1,0	2,7
Total	**578,9**	**683,8**

Según la tabla 3.1 los costos de portadores energéticos son elevados, tanto para el hospital como para el país, sin embargo estos costos pudieran ser menores, si por ejemplo no existieran pérdidas en el sistema de generación, transporte y uso del vapor, ya que como se conoce del capítulo dos por este concepto se pierden anualmente un estimado de 82 tcc, lo que equivale a 26,2 MCUP para el hospital y para el país unos 51,5 MUSD anualmente.

3.2- Análisis económico de las diferentes alternativas de suministro energético.

La valoración económica de las distintas alternativas se basa en un análisis de prefactibilidad de las variantes que energéticamente son idóneas, para así tomar la alternativa más factible económicamente. En este caso sólo se analizarán las alternativas estudiadas en el capítulo anterior que tienen factibilidad energética, específicamente la *A1b2* y *A3a3*.

3.2.1- Suministradores de equipos, costos de inversión y mantenimiento.

Para realizar el cálculo de prefactibilidad es necesario tener una relación de los posibles equipos a utilizar, de los mismos es necesario conocer sus capacidades, sus costos, etc. La tabla 3.2 muestra un resumen de las principales tecnologías de cogeneración que son de interés para este trabajo, en la misma aparecen datos de la eficiencia y el costo de las tecnologías energéticas en explotación y desarrollo, de la actualidad.

[3] *Miles de pesos cubanos.*
[4] *Miles de dólares americanos.*

Tabla 3.2 Características generales y costos de algunas tecnologías de cogeneración. [22]

Tecnología	Potencia [MW]	Eficiencia eléctrica [%]	Eficiencia global [%]	Inversión [USD/kW]	Costo O & M[5] [USD/kWh]
Turbina de vapor	0,25 – 500	12 – 25	60 – 80	200 – 1 800	0,0027
Turbina de gas	0,25 – 50	25 – 42	65 – 87	400 – 8 500	0,004 – 0,009
Microturbinas de gas	0,005 – 0,1	15 – 30	60 – 85	600 – 850	0,006 – 0,01
MACI (Otto y Diesel)	0,003 – 20	25 – 45	65 – 92	300 – 1 450	0,007 – 0,014

En la tabla 3.3 aparecen algunos suministradores de equipos para acondicionamiento de aire que trabajan con ciclo de absorción (agua – bromuro de litio), estos son los más comercializados actualmente. En dicha tabla la primera marca y la última que aparecen son de fabricación china y el segundo de fabricación alemana.

Tabla 3.3 Características y costos de algunos equipos de refrigeración por absorción. [23-25]

Marca	Capacidad de frío [kW]	COP	Inversión [MUSD/equipo]	Costo O & M [USD/kWh]
HuiN	11,5 – 3 489	0,7	9,96 – 170,0	0,002
York	1 200	1,0	166,6 – 168,0	0,002
Sanyo	30 – 525	0,7	-	0,002

Con los equipos que se relacionaron en las tablas 3.2 y 3.3 es posible construir la nueva planta de suministro energético basado en la trigeneración, estas tecnologías se combinan de acuerdo a las capacidades necesarias para las variantes en cuestión.

[5] *Costo de operación y mantenimiento.*

3.2.2- Resultados obtenidos del cálculo de prefactibilidad.

Tabla 3.4 Resumen de los resultados del cálculo de prefactibilidad.

Tecnología	Alternativa A1b2			Alternativa A3a3	
	Caldera	**Turbina de vapor**	**York**	**Microturbina de gas**	**HuiN**
Potencia instalada [kW]		350	1 200	500	700
Potencia necesaria [kW]		387	1 196	500	688
Horas de trabajo [h/año]	6 132	6 132	6 132	6 132	6 132
Costo de inversión [USD]	100 000	630 000	1680	450 000	170 000
Operación & Mantenimiento [USD/kWh]	0,02	0,0027	0,002	0,01	0,002
Cantidad [unidades]	1	1	1	1	1
Costo total O&M [USD/año]	42 924,00	5 794,74	14 667,74	30 660,00	8 437,63
Costo del combustible [USD/año]	1 155,90			1 192,98	
Costo total inversión BCHP [USD]	**731 680,00**			**620 000,00**	
Costo total operación [USD/año]	**64 542,38**			**40 290,61**	
Tasa interés [%]	15			15	
Vida útil de la instalación [años]	20			20	
Cobro anual [USD/año]	263 680,91			377 939,89	
Valor Actual Neto, VAN [USD]	**685 266,47**			**1 637 911,11**	
Tasa Interna de Retorno, TIR [%]	**14**			**56**	
Período de Recuperación de la Inversión (simple), PRI [años]	**3,0**			**1,7**	

El análisis de la tabla 3.4 arroja que la alternativa *A3a3* es la de mejores resultados alcanzados desde el punto de vista económico, pues tiene los mayores valores del VAN y el TIR. El VAN es de 1,6 millones de dólares por tanto es una medida de las ganancias que

puede reportar este proyecto, siendo positivo el saldo entre beneficios y gastos y la TIR es del 56 %, superior al 14 % de la alternativa *A1b2*. (Ver anexo 18)

3.3- Mejoras en el servicio que brindan las alternativas de suministro energético propuestas.

Las alternativas propuestas en este trabajo tienen como objetivo fundamental, cambiar el sistema de suministro energético actual del hospital, por un esquema de suministro mucho más eficiente, con el cual se podrán recuperar algunos servicios que actualmente se encuentran fuera de uso, aumentando así la calidad de los servicios prestados y las condiciones mínimas indispensables que requiere una instalación de salud de esta importancia. Con estas alternativas se les puede dar solución a los siguientes problemas:

1. Rehabilitación o sustitución total del sistema de agua caliente para el aseo de los pacientes, acompañantes, para el personal de servicio, así como para otros usos sanitarios, el cual en estos momentos y desde hace algunos años se encuentra inoperante debido a la salida de servicio de los dos calentadores de agua accionados por vapor.
2. Permite la recuperación a carga total de los servicios de lavandería y esterilización, también ambos en serios problemas de funcionamiento, los cuales constituyen un factor sensible en el funcionamiento adecuado del hospital.
3. Se aumenta el número de locales climatizados y con ello el confort en las salas del hospital.

En todos los casos estas alternativas supuestas en el capítulo anterior, permitirían satisfacer eficientemente diversas demandas de energía que aumentarían sin duda alguna, no sólo la calidad de los servicios prestados, sino también el bienestar del personal clínico, los pacientes y sus acompañantes en su paso por dicha institución.

3.4- Impacto ambiental.

Los riesgos para la salud cuando se sobrepasan las “Recomendaciones sobre Calidad del Aire” (RCA) de la Organización Mundial de Salud (OMS), varían mucho y van desde los síntomas de dificultades respiratorias pasando por los efectos hematopoyéticos y por los efectos cognitivos neurológicos hasta la carcinogénesis. Siendo difícil estimar la exposición real de los habitantes urbanos a la contaminación del aire.

En Cuba, a partir de los 60 se comienza a comprender realmente la necesidad de tomar medidas para contrarrestar los efectos perjudiciales de la contaminación del aire coincidiendo con el auge de la construcción y montaje de industrias, las cuales en su inmensa mayoría fueron ejecutadas en las cercanías o dentro de las principales ciudades del país. Las circunstancias socioeconómicas del momento, unidas a la falta de experiencia en cuanto a un correcto análisis para la localización de las industrias, sumado al hecho de que numerosas industrias fueran instaladas sin el sistema de depuración requerido, motivaron a la cierta disminución de la calidad del aire en algunos asentamientos. Por ello muchas de nuestras ciudades se encuentran contaminadas por encima de los límites permisibles.

Según un estudio realizado por la Oficina Nacional de Normalización [26], de acuerdo con la normas que rigen la concentración de contaminantes en el aire (*NC 39: 1999* [27] y la *NC TS 803: 2010* [28]) el nivel de contaminación en las ciudades cubanas tiene seis posibles niveles, estos son: crítico, pésimo, malo, deficiente, aceptable y bueno, como se puede observar en el gráfico 3.3. El nivel "***pésimo***" tiene lugar en ciudades que tienen una fuerte concentración industrial como son: Santiago de Cuba, Matanzas y Cienfuegos. Se adiciona a este grupo Cienfuegos, aún cuando las fuentes contaminantes más potentes, están algo alejadas del centro de la ciudad.

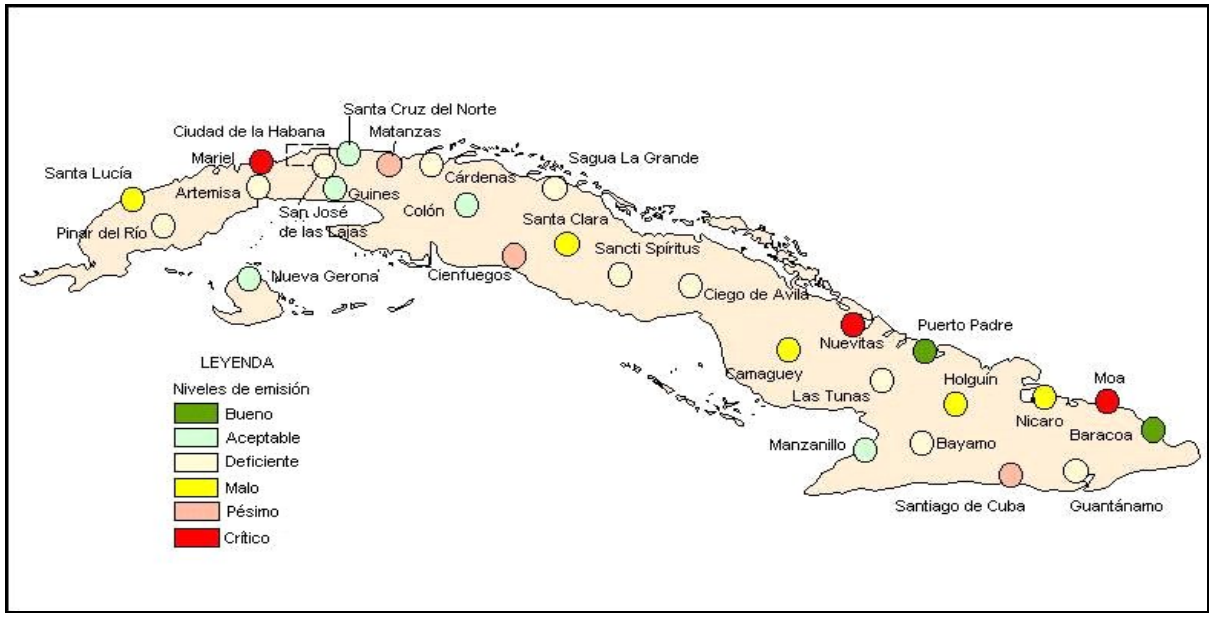


Gráfico 3.3 Nivel de contaminación atmosférica de algunas ciudades cubanas. [26]

Por otro lado, el nivel de contaminación ***"malo"*** lo alcanzan, por la potencia de sus fuentes, los asentamientos urbanos de: Santa Lucía y Nicaro y las ciudades de Camagüey, Holguín y Santa Clara, que manifiestan desarrollo industrial y a su vez son cabeceras provinciales con mayor densidad poblacional.

El nivel de contaminación ***"deficiente"*** se corresponde con las capitales de provincia que tienen un nivel de desarrollo industrial inferior y una densidad de población, relativamente baja como son: Pinar del Río, Sancti Spíritus, Ciego de Ávila, Las Tunas, Bayamo y Guantánamo. Otras ciudades estudiadas que tienen este nivel de contaminación son: Artemisa, San José, Cárdenas y Sagua la Grande. Estas dos últimas a pesar de no contar con una población elevada, tienen fuentes potentes de contaminación (cemento y química respectivamente), mientras San José y Cárdenas, presentan una diversidad de industrias que provocan emisiones de contaminantes a la atmósfera en magnitudes suficientes para catalogarlas en el nivel moderado.

En nivel de contaminación ***"aceptable"*** se encuentran las ciudades de: Güines, Santa Cruz del Norte, Colón, Manzanillo, Nueva Gerona. Mientras que el nivel de contaminación "***bueno***" le corresponde a: Baracoa, y Puerto Padre donde las afectaciones a la calidad del aire son mínimas.

3.4.1- Efecto de los contaminantes sobre la salud humana.

La contaminación atmosférica reviste gran importancia, debido a su enorme impacto directo sobre la salud humana. Cada persona adulta respira de 15 a 28 m^3/día de aire y posee una superficie alveolar en sus pulmones de alrededor de 65 m^2. La mayoría de los contaminantes presentes en el aire pueden encontrar fácilmente su camino hacia la sangre, debido a que la transferencia de materia a través de la pared de los capilares pulmonares es muy poco selectiva. Los gases van a penetrar en mayor o menor medida en función su solubilidad en agua, por lo que a mayor solubilidad menor penetración ya que se quedaría retenido en la garganta o la boca, y a menor solubilidad mayor posibilidad de penetración en el organismo, los contaminantes gaseosos más importantes son el CO, los SO_x y los NO_x. [29]

El monóxido de carbono (CO) tiene escasa solubilidad en agua por lo que puede penetrar hasta los alveolos pulmonares y por lo tanto hasta la sangre formando carboxihemoglobina impidiendo que se una el oxígeno a la hemoglobina evitando por tanto su transporte y se

produce la asfixia, como dato podemos decir que la afinidad del CO por la hemoglobina es 200 veces mayor que la del oxígeno. Los efectos tóxicos van a depender de la cantidad de monóxido de carbono unido a la hemoglobina y del tiempo de exposición. La vida media de carboxihemoglobina (COHb) es de cuatro horas, por lo que para que se produzca la muerte es necesario que el tiempo de exposición sea grande al igual que la concentración de CO. El CO 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 debe superar el 2,5 %, respecto al contenido total de hemoglobina**.** El nivel normal de COHb es de 1,2 a 1,5 %, cuando el nivel de COHb llega a alrededor del 5 % comienzan los efectos nocivos para la salud. Algunos estudios han demostrado que comienza a afectarse la capacidad de raciocinio a niveles de COHb comprendidos entre 3,2 y 4,2 %. Exposiciones a concentraciones de 45 mg/m^3 de CO durante más de dos horas afectan la capacidad de raciocinio de una persona. Entre dos y cuatro horas de exposición a 240 mg/m^3 se eleva el nivel de COHb en la sangre entre un 10 y un 30 %. La exposición a 1000 mg/m^3 de CO eleva el nivel de COHb en la sangre a más del 30 % y causa un rápido incremento del pulso, lo que provoca coma y convulsiones. [29]

Los dióxidos de azufre (SOx) son muy solubles en agua por lo que tienen poca penetración en el organismo, provocan daño en el tracto superior. Aumenta su posibilidad de penetración por transporte sobre partículas por lo que el daño también aumentaría. La OMS ha determinado que los efectos de la exposición de los seres humanos en 24 horas al SO_2 agudizan los síntomas o las enfermedades respiratorias a concentraciones en el ambiente superiores a 100 $\mu g/m^3$. No obstante, en estudios recientes se han observados efectos nocivos del SO_2 a concentraciones menores y se estima que una reducción de 10 $\mu g/m^3$ de las concentraciones de SO_2 en el ambiente estaría asociada a una reducción de la mortalidad comprendida entre 0,20 y el 1,21 %, lo que representaría de 15 a 87 fallecidos por cada millón de personas. El SO_2 produce broncoconstricción, dicho efecto aumenta con la actividad física, con la hiperventilación; al respirar aire frío y seco y en personas con hiperreactividad bronquial. De acuerdo a los resultados de estudios epidemiológicos de morbilidad, mortalidad o cambios en la función pulmonar en grupos de población sensible, la OMS recomienda que no se supere una concentración de SO_2 de 500 $\mu g/m^3$ para una exposición de 10 minutos, o de 250 $\mu g/m^3$ para un período de 24 horas, o de 50 $\mu g/m^3$ para un período de un año. Los efectos combinados de distintos compuestos azufrados que se

encuentran en la atmósfera producen una fuerte irritación de las vías aéreas superiores. La presencia de partículas y la elevada humedad potencian los efectos tóxicos de la mezcla, ya que el dióxido de azufre es soluble y su retención en las vías aéreas superiores restringe el impacto en los pulmones; cuando se encuentra absorbido en partículas, llega más fácilmente a los pulmones y el daño es mayor. [29]

Los óxidos de nitrógenos (NOx) son poco solubles en agua. El NO_2 es un gas irritante que se absorbe en la membrana mucosa de las vías respiratorias y su toxicidad es cuatro veces mayor que el NO. Estos pueden formar en el organismo nitrosaminas. Si llegan cantidades suficientes a la sangre se forma la metahemoglobina, donde el hierro está como Fe(3+) por lo que pierde la capacidad de transportar oxígeno produciéndose por tanto la asfixia, también se pueden producir daños en el sistema respiratorio. Los niños, los ancianos y las personas que sufren del corazón, de asma u otras enfermedades pulmonares son los grupos de mayor riesgo a la exposición del NOx. El efecto más adverso para la salud se produce en la intersección de las vías respiratorias y la región de intercambio gaseoso de los pulmones, con una disminución de la función pulmonar con efectos directos que abarcan desde la inflamación de la membrana mucosa del árbol traqueobronqueal a la bronquitis, la bronconeumonía y el edema pulmonar agudo. Después de la exposición al NO_2 hay presencia de ácidos, nítrico y nitroso o sus sales, en la sangre y en la orina. La función pulmonar se ve afectada por una exposición de 30 minutos a una concentración de NO_2 de 560 $\mu g/m^3$ con ejercicio físico, de 940 $\mu g/m^3$ en personas asmáticas y más de 1 300 $\mu g/m^3$ en una exposición de 10 a 15 minutos en personas sanas. Se encontró que la exposición a una concentración media diaria de NO_2 de 244 $\mu g/m^3$ provocaba dolores de garganta en personas adultas. [29]

3.4.2- Impacto de las alternativas de suministro energético sobre la calidad del aire en el área hospitalaria.

El área hospitalaria de la ciudad de Santa Clara es una de las zonas más contaminadas de la provincia. En esta zona existen tres hospitales: el Pediátrico José L. Miranda, el Materno Mariana Grajales y el Provincial Arnaldo Milián, además existen otras entidades como la Fábrica de Refrescos Osvaldo S. Martínez, la Empresa Lácteos Villa Clara y el Instituto Superior de Ciencias Médicas (ISCM) Serafín Ruíz de Zárate Ruíz (ver anexo 19), todas estas entidades emiten diariamente y durante casi todo el año cantidades elevadas de gases

contaminantes, además se encuentran ubicadas en un área relativamente cercana y muy densamente poblada lo que provoca un alto nivel de contaminación local en esta zona.

Las alternativas de suministro energético propuestas en el capítulo anterior contribuyen a la reducción de los consumos globales de combustibles con respecto al año 2010, sin embargo los consumos de combustibles para el hospital aumentaron, por lo que es necesario analizar el impacto ambiental sobre la calidad del aire de estas propuestas en el área hospitalaria, que tan contaminada se encuentra.

A continuación se muestran las emisiones estimadas de los principales gases contaminantes para cada alternativa. Para estimar las emisiones que aparecen en el gráfico 3.4 se utilizaron los factores de emisión empleados en Cuba para el inventario nacional y absorciones de gases de efecto invernadero los cuales se muestran en el anexo 20, de acuerdo con los artículos [11, 30-31].

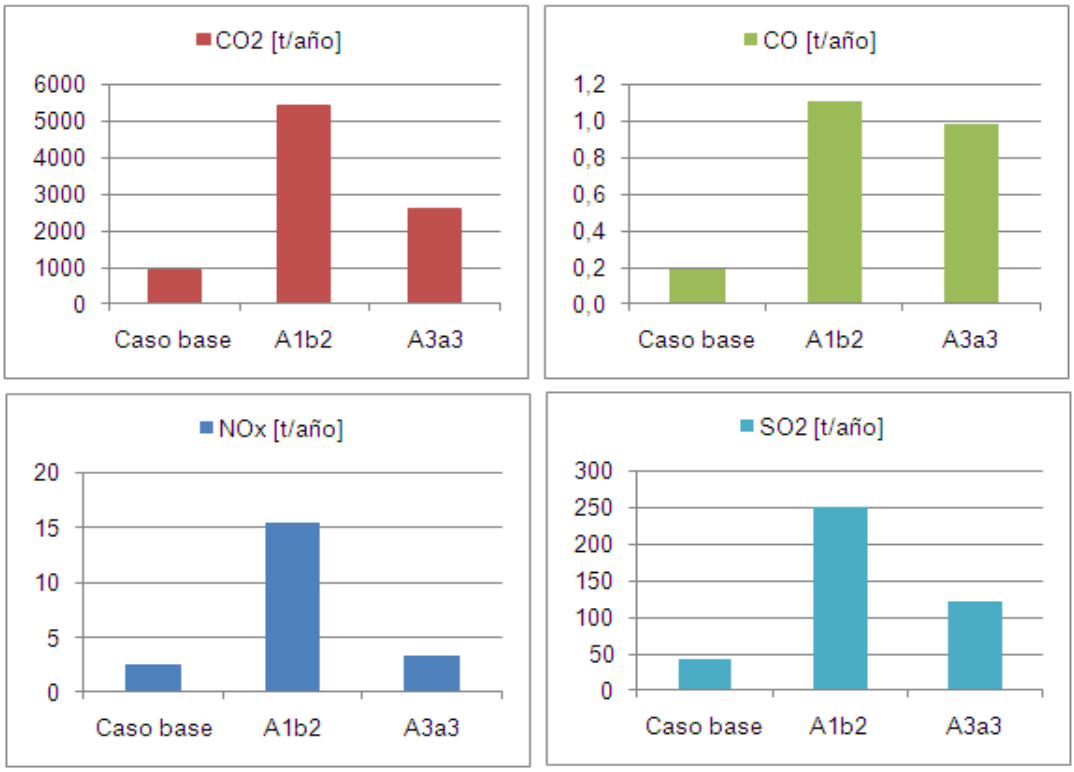


Gráfico 3.4 Emisiones locales estimadas del caso base y las alternativas propuestas.

Las gráficas anteriores comparan las emisiones locales de gases contaminantes para las alternativas propuestas que presentan factibilidad económica. Como se puede observar la alternativa de mayores emisiones de gases a la atmósfera es la alternativa *A1b2* ya que el por ciento de ahorro con respecto al año anterior es pequeño, por su parte la alternativa *A3a3*, es la de menor impacto local, aunque por supuesto las cantidades emitidas son mayores que las actuales pues se aumenta el consumo de combustible quemado en la instalación a pesar que se logra un ahorro global del 43 % con respecto al año anterior. Las emisiones estimadas para un año en funcionamiento son de aproximadamente 2 600 toneladas de CO_2, una tonelada de CO, tres toneladas de NOx y 121 toneladas de SO_2 para la alternativa *A3a3.* (Ver anexo 21)

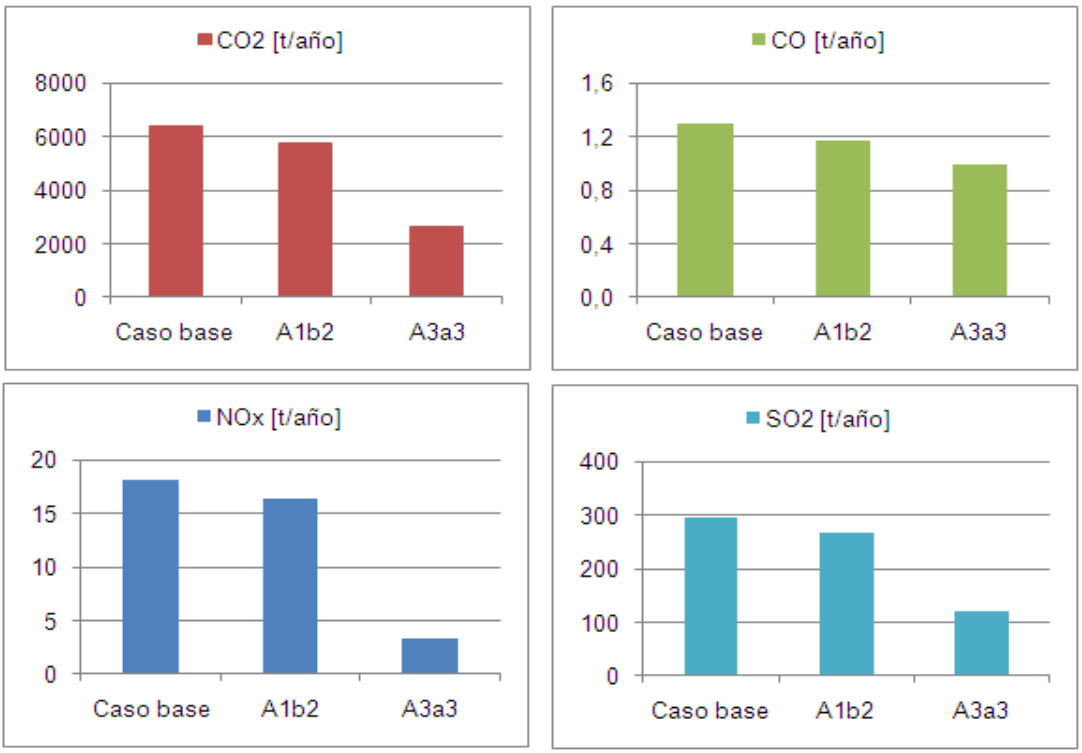


Gráfico 3.5. Emisiones globales estimadas del caso base y las alternativas propuestas.

Como se puede ver en el gráfico anterior las emisiones globales de gases contaminantes son menores en las dos alternativas al caso base o la situación actual. Esto se debe a la eficiencia de las tecnologías propuestas y al ahorro de combustible con respecto al año 2010 debido al propio concepto de la trigeneración. Por tanto la alternativa que menores emisiones locales y globales genera es la alternativa *A3a3*. (Ver anexo 22)

En la tabla que sigue a continuación se exponen los incrementos o las reducciones de la alternativa A3a3.

Tabla 3.5 Resumen de las emisiones de la alternativa A3a3 con respecto a 2010.

Contaminantes	Reducciones respecto a 2010	
	Locales	Globales
CO_2 [t/año]	1 706	-3 767
CO [t/año]	0,8	-0,3
NOx [t/año]	0,8	-15
SO_2 [t/año]	79	-174

Nota: los valores positivos indican incrementos y los negativos disminuciones.

Del análisis de la tabla anterior se puede decir que existen incrementos locales de gases contaminantes pero las reducciones globales son mucho mayores. Los incrementos se estiman en 1 787 toneladas de gases contaminantes (en conjunto), mientras que las reducciones globales totales se estiman en 3 957 toneladas de gases contaminantes, muy superior a los incrementos.

3.5- Análisis y discusión de los resultados obtenidos.

Las alternativas de suministro energético propuestas contribuyen al aumento de la eficiencia energética del hospital, a la disminución del consumo total de combustible y de los costos totales de portadores energéticos, así como a la reducción global de emisiones contaminantes, factores de vital importancia en la selección de un determinado proyecto.

Tabla 3.6 Aspectos fundamentales de comparación entre las alternativas A1b2 y A3a3.

Parámetros	A1b2	A3a3
Ahorro de combustible [tcc/año]	210	936
Ahorros monetarios [MUSD/año]	98	161
Costos de inversión [MUSD]	731,7	620
Costos totales de O & M [MUSD/año]	64,5	58,7
VAN [MUSD]	685,3	1 638
TIR [%]	14	56
PRI [años]	3,0	1,7
Emisiones locales totales [t/año]	5 684	2 750
Emisiones globales totales [t/año]	6 059	2 750

El resumen que aparece en la tabla 3.6 de los principales resultados de las alternativas estudiadas en los capítulos dos y tres constituyen la base fundamental de la selección de una u otra variante. Un balance de estos resultados deja claramente que la alternativa *A3a3*, es la más idónea desde todos los puntos de vistas, pues es la variante de mayores ahorros de combustibles, la de mayores ahorros monetarios, es la de menores costos de inversión, la mayor valor del VAN y de la TIR, así como la de menor impacto ambiental, además de que el período de recuperación simple de la inversión es menor.

La tecnología usada para esta variante (A3a3) seleccionada sería una microturbina de marca Capstone [32] de 500 kW_e de potencia y un sistema de refrigeración por absorción de agua – bromuro de litio de marca HuiN [24], con una capacidad de frío de 700 kW_t (195 TR). Esta inversión costaría (a precios durante el período análisis) unos 620 mil dólares y permitiría una recuperación de la inversión en unos dos años aproximadamente, la cual se pagaría fundamentalmente por los ahorros netos logrados durante su operación al sustituir el sistema actual de suministro energético.

Conclusiones

1. Los perfiles de demanda de energía del Hospital “Arnaldo Milián Castro” permiten establecer un sistema de trigeneración como fuente de suministro energético basado en las razones; calor / electricidad no climatización (RCE): 0,59; razón electricidad para frío / electricidad no climatización (RECE): 1,68 y la relación frío / electricidad no climatización (RFE): 5,50.

2. La caracterización de las demandas de energía para el año 2010 mostraron que la energía eléctrica con 1 410,8 tcc (3 855 MWh) es el portador de mayor consumo, seguido por el combustible *fuel oil* con 294,7 tcc, el GLP con 14,4 tcc y el diesel planta con 2,8 tcc.

3. Teniendo en cuenta las diferentes variantes estudiadas, caldera con turbina de vapor, motor alternativo de combustión interna y turbina de gas, todas con sistema de absorción acoplados; se selecciona la de turbina de gas *(A3a3)* por satisfacer los requerimientos de electricidad, calor y frío de la instalación, además por tener un período de recuperación simple de la inversión de 1,7 años, siendo las emisiones las menores entre las variantes estudiadas.

4. La alternativa seleccionada es la de mejores resultados económicos pues el VAN es de 1,6 millones de dólares y la TIR del 56 %

Recomendaciones

Se recomienda:

1. Estudiar la posibilidad de convertir la lavandería del hospital en centralizada, es decir prestar servicios al Hospital Materno, al Hospital Infantil y al Policlínico Chiqui Gómez, lo que disminuirá a nivel local y global las emisiones de las diferentes fuentes contaminantes y aumentará la eficiencia de la instalación.

Bibliografía.

1. Rubio Maya, C., *Producción combinada de electricidad, calor, frío y agua, de forma sostenible en el sector turístico*, in *Departamento de Ingeniería Mecánica Centro Politécnico Superior* Abril 2009, Universidad de Zaragoza: Zaragoza. p. 97-101.
2. Sala Lizarraga, J.M., *Cogeneración. Aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos.* 1994, Bilbao: Servicio Editorial Universidad del País Vasco. 565.
3. Roque Díaz, P.R., *La cogeneración en el sector terciario. Perspectivas e impacto ambiental*, in *Conferencia Internacional Medio Ambiente Siglo XXI* 2011. p. 9.
4. *VI Congreso del Partido Comunista de Cuba. Proyecto de lineamientos de la política económima y social.*, in *VIII Política industrial y energética*. 1ro de noviembre de 2010. Año 52 de la Revolución.
5. EDUCOGEN, *A guide to cogeneration* E.C.N. XVII/4.1031/P/99-159, Editor. March 2001, The European Association for the Promotion of Cogeneration Page 1 rue Gulledelle 98 • 1200 Brussels • Belgium
6. AAEE, *La cogeneración en el Plan Nacional de asignación de CO2*, ed. A.D.A.D.E. Eléctrica. 2003, Madrid. 7.
7. CONAE, *Eficiencia energética en sistemas industriales. Metodología para el análisis de previabilidad en los sistemas de cogeneración*. 1999. 129.
8. Roque Díaz, P.B.M., J. , *Evaluación termoeconómica de un sistema complejo generalizado de trigeneración*, in *V Taller Internacional de Energía y Medio Ambiente*. 2008: Cienfuegos, 23 al 25 de Abril de 2008. p. 34.
9. Stephen, H.D., *CHP in NYC: A Viability Assessment*. School of international and public affairs. Columbia University. 2007, New York: Center for energy, marine transportation and public policy. 77.
10. Roque Díaz, P.R., *Fundamentos de la cogeneración y la trigeneración.* , in ***Curso de cogeneración para decisores***. 2009.
11. Rubio Maya, C., ed. *Tecnologias motriz primario para poligeneración* Fundación CIRCE. Proyecto POLIMED 2008. 55.
12. *Trigeneración*. 2010; Available from: http://www.empresaeficiente.com/es/catalogo-de-tecnologias/plantas-de-trigeneracion#ancla
13. Delano, A.D., *Design analysis of the Einstein refrigeration cycle*. June 1998, School of Mechanical Engineering: Georgia Institute of Technology. p. 167.

14. G.A.Florides, *Designand construction of a LiBr–water absorption machine.* Elsevier Science. Energy conversion & management, 2002. **Energy Conversionand Management 44 (2003) 2483–2508**: p. 26.
15. Rafferty, K.D., *Absorption refrigeration*. Goe - Heat Center, Klamath Falls OR 97 601.
16. Roque Díaz, P.R., *Mathematical method for simultaneity assessment of time dependent energy demand functions for comcuplex trigeneration (CCHP) systems*, in *22nd International Conference on Efficiency, Cost, Optimization. Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*. 2009, Proceedings of ECOS 2009. Copyright © 2009 by ABCM: August 31 – September 3, 2009, Foz do Iguaçu, Paraná, Brazil.
17. Roque Díaz, P.R., *Thermoeconomic assessmen t of a multi- engine, multi-heat-pump CCHP (combined cooling, heating and power generat ion) system e A case study.* Energy. The International Journal. Science Direct, 2010. **35 (2010) 3540-3550**(9 September 2010).
18. Web, S. *Hospital Provincial Universitario "Arnaldo Milián Castro"*. 2011; Available from: http://www.hamc.vcl.sld.cu/hamc.
19. ONE, *AE Anuario Estadístico Separata 2009. Villa Clara.* Edición 2010, 2011: p. 16.
20. BCC, *Información económica*, in *Año 5, No 205*. 2011.03.28, Banco Central de Cuba: La Habana.
21. Cubaenergía. *Análisis comparativo de los costos de generación de electricidad con tecnologías seleccionadas de energía renovable*. 2010; Available from: http://www.cubaenergia.cu/index.php?option=com_docman&task=doc_download&gid=285&Itemid=58.
22. Teyra, M.A.d.A., A.B. Nordelo, and I.A. Pérez. *La generación descentralizada. Nexos entre la generación descentralizada y las fuentes renovables de energía*. 2010.
23. Alibaba. *YORK 1200 kW CHILLER --- Single-Effect Absorption Chiller --- Steam and hot water chiller*. 2011; Available from: http://www.alibaba.com/product-free/116339836/YORK_1200_kW_CHILLER__Single/showimage.html.
24. Alibaba. *Hot water absorption chiller. HuiN*. 2011; Available from: http://www.alibaba.com/product-gs/340765802/Hot_water_absorption_chiller/showimage.html.
25. Alibaba, *Hot water fired absorption chiller. Sanyo.* 2011; Available from: http://www.alibaba.com/product-gs/Hot_water_fired_absorption_chiller/showimage.html.

26. Normalización, O.N.d., *Calidad del aire. Emisiones máximas admisibles de contaminantes a la atmósfera en fuentes fijas del sector de la energía*, in *NC 55:2008*. 2008.
27. Normalización, O.N.d., *Calidad del aire. Requisitos higiénico-sanitarios*, in *NC 39: 1999*. 1999. p. 90.
28. Normalización, O.N.d., *Calidad del aire. Emisiones máximas admisibles de contaminantes a la atmósfera en fuentes fijas puntuales de instalaciones generadores de electricidad y vapor*, in *NC TS 803: 2010*. 2010. p. 19.
29. Leyva Céspedes, A., *Evaluación termoenergética y del impacto sobre la calidad del aire del sistema de generación de vapor del Hospital Arnaldo Milián Castro de Santa Clara*, in *Centro de Estudios de Energías y Tecnologías Ambientales (CEETA)*. 2005, Universidad Marta Abreu de Las Villas. Facultad de Ingeniería Mecánica: Santa Clara. p. 51.
30. Rosa Suárez, R. *Combustión en generadores de vapor en una entidad de Camagüey*. 2006; Available from: http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Ecosolar/Ecosolar17/HTML/articulo02.htm.
31. QuimiNet. *Problemas de combustión en un generador de vapor* 2006; Available from: http://www.quiminet.com/ar2/ar_AAssarmarm-problemas-de-combustion-en-un-generador-de-vapor.htm.
32. Vescovo, E., *Microturbinas Capstone. Tecnología y Aplicaciones*, in *XIII Congreso Anual Naturgas*. 2010, Capstone Turbine Corporation: Latin America Sales & Marketing. p. 43.

Anexos.

Anexo 1. Factores de conversión a tonelada de combustible convencional, 2010.

Portadores	*UM*	*Factor de conversión*
Energía eléctrica	MWh	0,366
Fuel oíl	t	0,99
GLP	t	1,163
Diesel	t	1,053

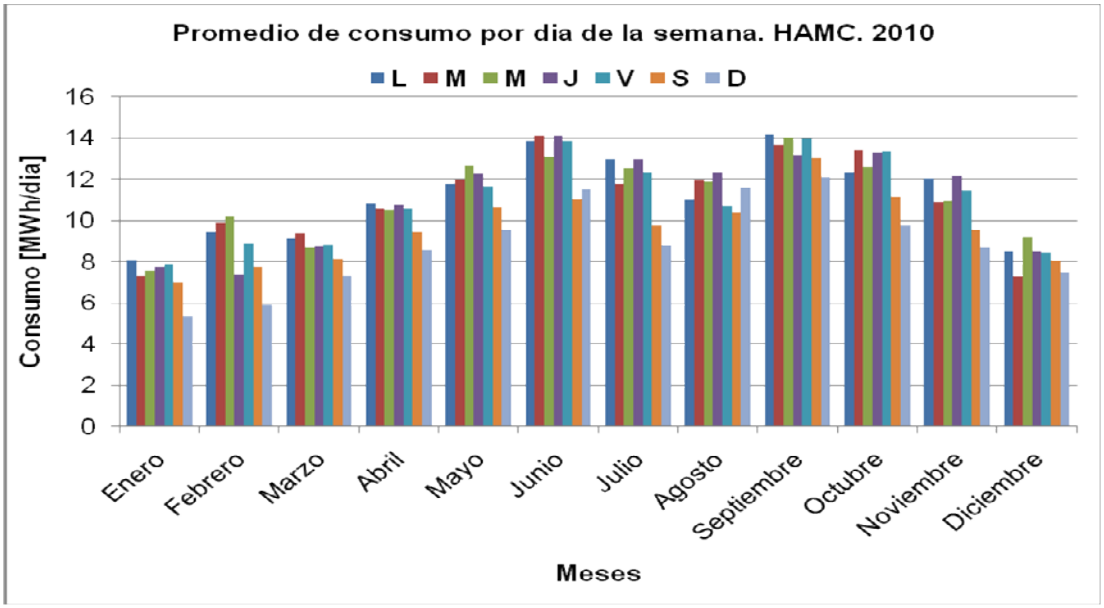
Anexo 2. Estructura de consumo de portadores energéticos durante el 2010.

Portadores	*tcc*	*Fracción [%]*	*Acumulado [%]*
Energía eléctrica	1 410,8	81,9	81,9
Fuel oíl	294,7	17,1	99,0
GLP	14,4	0,8	99,8
Diesel	2,8	0,2	100,0
TOTALES	***1 722,6***	***100,0***	

Anexo 3. Estructura de los consumos de energía eléctrica en el 2010.

Meses	*Consumo [MWh]*			*Consumo [MVArh]*	*fp cosφ*	*Consumo total [MWh]*
	Pico	*Día*	*Madrugada*	*Reactivo*		
Enero	32,00	137,16	55,13	149,78	0,83	224,30
Febrero	33,82	145,57	58,54	153,07	0,84	237,92
Marzo	38,48	165,87	63,95	171,95	0,84	268,31
Abril	43,25	185,60	76,16	182,93	0,86	305,01
Mayo	52,09	204,35	97,36	202,46	0,87	353,81
Junio	60,16	226,03	107,39	210,91	0,88	393,57
Julio	54,27	203,47	98,06	186,39	0,89	355,81
Agosto	54,22	200,36	97,87	186,73	0,88	352,44
Septiembre	62,14	228,53	112,68	221,78	0,88	403,34
Octubre	56,74	215,21	106,07	207,94	0,88	378,02
Noviembre	49,18	188,96	87,71	185,04	0,87	325,85
Diciembre	40,99	148,99	66,17	152,80	0,86	256,14
TOTALES	***577,33***	***2250,09***	***1027,10***	***2211,79***	***0,86***	***3854,52***

Anexo 4. Comportamiento de los consumos por días de la semana para el año 2010.



Anexo 5. Comportamiento de los consumos de energía eléctrica con respecto a los días – paciente en el año 2010.

Meses	*Consumo total real [MWh]*	*Días paciente [d-p]*
Enero	224,30	9 839
Febrero	237,92	9 972
Marzo	268,31	11 491
Abril	305,01	11 095
Mayo	353,81	11 813
Junio	393,57	11 622
Julio	355,81	11 165
Agosto	352,44	11 070
Septiembre	403,34	10 746
Octubre	378,02	12 064
Noviembre	325,85	12 135
Diciembre	256,14	10 757
TOTALES	***3 854,52***	***133 769***

Anexo 6. Estructura de los consumos de energía eléctrica por actividades, 2010.

Concepto	*Consumo anual [kWh/año]*	*Fracción [%]*	*Acumulado [%]*	*tcc*
Climatización centralizada	1 781 417	46,22	46,22	652,0
Climatización no centralizada	634 652	16,47	62,68	232,3
Ascensores	589 096	15,28	77,96	215,6
Medios de diagnóstico	453 420	11,76	89,73	166,0
Otros	200 873	5,21	94,94	73,5
Alumbrado interior	195 062	5,06	100,00	71,4
TOTALES	***3 854,520***	***100,0***		***1 410,8***

Anexo 7. Estructura de los consumos de energía eléctrica en climatización centralizada, 2010.

Áreas	*Consumo [kWh/año]*	*tcc*	*Fracción [%]*	*Acumulado [%]*
Oftalmología	808 200	295,8	45,4	45,4
Sala UCIM	760 320	278,3	42,7	88,1
Estomatología	86 169	31,5	4,8	92,9
Res, magnética	63 360	23,2	3,6	96,5
Excimer Láser	42 048	15,4	2,4	98,8
TAC 64 C, Rx	21 000	7,7	1,2	100,0
TOTALES	***1 781 098***	***652***	***100,0***	

Anexo 8. Estructura de los consumos de energía eléctrica en climatización no centralizada (local), 2010.

Áreas	*Consumo [kWh/año]*	*tcc*	*Fracción [%]*	*Acumulado [%]*
Salas	252 332	92,4	39,8	39,8
Salones de operaciones	213 293	78,1	33,6	73,4
Diagnóstico	54 317	19,9	8,6	81,9
Otros	51 830	19,0	8,2	90,1
Laboratorio	24 768	9,1	3,9	94,0
Cuerpo guardia	17 994	6,6	2,8	96,8
Docencia	10 109	3,7	1,6	98,4
Consultas	10 080	3,7	1,6	100,0
TOTALES	***634 723***	***232,3***	***100,0***	

Anexo 9. Consumo mensual de combustible *fuel oil*, 2010.

Meses	*Consumo [tcc]*	*Consumo acumulado [tcc]*	*Índice de consumo [kg/d-p]*
Enero	28,3	28,3	2,9
Febrero	27,7	56,0	2,8
Marzo	25,2	81,2	2,2
Abril	22,4	103,6	2,0
Mayo	22,3	125,9	1,9
Junio	22,1	148,0	1,9
Julio	21,2	169,2	2,1
Agosto	22,8	192,1	2,1
Septiembre	22,7	214,8	2,1
Octubre	25,2	240,0	2,1
Noviembre	25,4	265,4	2,1
Diciembre	29,3	**294,7**	2,7

Anexo 10. Consumos y acumulados totales de GLP, 2010.

Mes	**Consumo total [tcc]**	**Consumo acumulado [tcc]**	**Índice de consumo [kg/d-p]**
Enero	1,1	1,1	0,01
Febrero	1,1	2,2	0,01
Marzo	1,3	3,5	0,01
Abril	1,3	4,8	0,01
Mayo	1,1	5,9	0,01
Junio	1,2	7,1	0,01
Julio	1,3	8,4	0,01
Agosto	1,1	9,5	0,01
Septiembre	1,4	10,8	0,01
Octubre	1,1	11,9	0,01
Noviembre	0,5	12,5	0,004
Diciembre	1,9	**14,4**	0,02

Anexo 11. Consumos, consumos acumulados de diesel planta y energía eléctrica producida en el 2010.

Mes	**Consumo total [tcc]**	**Consumo acumulado [tcc]**	**Energía generada [MWh]**
Enero	0,13	0,1	0,7
Febrero	0,16	0,3	0,8
Marzo	0,17	0,5	0,8
Abril	0,09	0,6	0,5
Mayo	0,33	0,9	1,7
Junio	0,11	1,0	0,5
Julio	0,21	1,2	1,0

Agosto	0,09	1,3	0,5
Septiembre	0,61	1,9	2,4
Octubre	0,22	2,1	1,1
Noviembre	0,61	2,7	3,1
Diciembre	0,04	**2,8**	0,2

Anexo 12. Simultaneidad de las demandas actuales de electricidad, calor y frío para el 2010.

Horas	Ref. Centralizada		Ref. Local		Calor	Energía eléctrica
	[kW]	[TR]	[kW]	[TR]	[kW]	[kW]
0:00	308	88	238	68	0	212
1:00	311	88	242	69	0	201
2:00	317	90	242	69	0	191
3:00	320	91	242	69	0	185
4:00	311	88	252	72	0	184
5:00	308	88	252	72	0	203
6:00	305	87	323	92	0	230
7:00	305	87	330	94	0	288
8:00	561	159	799	227	117	322
9:00	572	163	799	227	231	339
10:00	589	167	806	229	376	337
11:00	594	169	806	229	403	346
12:00	616	175	799	227	418	341
13:00	627	178	776	221	401	307
14:00	594	169	806	229	402	294
15:00	627	178	806	229	391	281
16:00	600	170	776	221	373	270
17:00	594	169	776	221	270	249
18:00	329	94	323	92	166	234
19:00	323	92	252	72	102	232
20:00	314	89	252	72	0	234
21:00	332	94	252	72	0	227
22:00	314	89	242	69	0	234
23:00	335	95	242	69	0	217
Media	**439**	**125**	**496**	**141**	**159**	**259**

Anexo 13. Resultados del cálculo de las necesidades del hospital para el *segundo escenario.*

A. Escenario futuro de trigeneración.

Climatización (frío total a producir)	**9 927**	**$MW_t h$**	**1 619**	**kW_t**	**460 TR**
Centralizada	*7 233*	*$MW_t h$*	*1 196*	*kW_t*	*340* TR
Local	*2 595*	*$MW_t h$*	*423*	*kW_t*	*120* TR
Energía eléctrica no climatización	**1 726**	**$MW_e h$**	**281**	**kW_e**	
Requerimientos de calor	**5 272**	**$MW_t h$**	**860**	**kW_t**	
Combustible para vapor	*3 620*	*$MW_t h$*	*590*	*kW_t*	
Combustible para agua caliente	*1 475*	*$MW_t h$*	*241*	*kW_t*	
Otros (estimado)	*177*	*$MW_t h$*	*29*	*kW_t*	

B. Cálculos de capacidades estimadas para refrigeración por absorción.

Capacidad de refrigeración (media)	238	TR
Capacidad para un factor de utilización del 70%	340	TR
COP del sistema de absorción	1,0	
Consumo de calor del sistema de absorción	7 332	$MW_t h$
Flujo de calor del sistema de absorción	1 196	kW_t
Vapor sistema de absorción (vapor saturado a 200 kPa_{abs})		
Entalpía	2 706,7	kJ/kg
Entropía	7,1271	kJ/kg K
Agua de retorno a 70°C		
Entalpía	293	kJ/kg
Entropía	0,9549	kJ/kg K
Flujo de vapor para refrigeración	0,495	kg/s

C. Cálculos de capacidades para agua caliente.

Temperatura	65	°C
Temperatura ambiente (supuesta)	25	°C
Índice de consumo de agua caliente (supuesto)	200	L/d-p.
Consumo de agua caliente	28 091	m^3
Necesidad de calor	1 311	$MW_t h$
Flujo de calor para calentamiento de agua	214	kW_t
Flujo de vapor para calentamiento de agua	0,089	kg/s

D. Capacidades estimadas para vapor para otros usos.

Calor	3 620	$MW_t h$
Combustible	309	tcc
Índice de generación	12	t_{vapor} / t_{comb}
Vapor para otros usos	3 713	t_{vapor}
Flujo de vapor otros usos	0,61	kg/s
Flujo de calor	406	kW_t

Anexo 14. Resultados del cálculo de las necesidades del hospital para el *tercer escenario.*

A. Escenario futuro de trigeneración.

Climatización (frío total a producir)	**9 408**	**$MW_t h$**	**1 534**	**kW_t**	**436**	**TR**
Centralizada	*4 219*	*$MW_t h$*	*688*	*kW_t*	*195*	TR
Local	*5 190*	*$MW_t h$*	*846*	*kW_t*	*240*	TR
Energía eléctrica no climatización	**1 726**	**$MW_e h$**	**281**	**kW_e**		
Requerimientos de calor	**5 108**	**$MW_t h$**	**860**	**kW_t**		
Combustible para vapor	*3 620*	*$MW_t h$*	*590*	*kW_t*		
Combustible para agua caliente	*1 311*	*$MW_t h$*	*214*	*kW_t*		
Otros (estimado)	*177*	*$MW_t h$*	*29*	*kW_t*		

B. Cálculos de capacidades estimadas para refrigeración por absorción.

Capacidad de refrigeración (media)	137	TR
Capacidad para un factor de utilización del 70%	195	TR
COP del sistema de absorción	1,0	
Consumo de calor del sistema de absorción	4 219	$MW_t h$
Flujo de calor del sistema de absorción	688	kW_t
Vapor sistema de absorción (vapor saturado a 200 kPa_{abs})		
Entalpía	2 706,7	kJ/kg
Entropía	7,1271	kJ/kg K
Agua de retorno a 70°C		
Entalpía	293	kJ/kg
Entropía	0,9549	kJ/kg K
Flujo de vapor para refrigeración	0,285	kg/s

C. Cálculos de capacidades para agua caliente.

Temperatura	65	°C
Temperatura ambiente (supuesta)	25	°C
Índice de consumo de agua caliente (supuesto)	200	L/d-p.
Consumo de agua caliente	28 091	m^3
Necesidad de calor	1 311	MW_th
Flujo de calor para calentamiento de agua	214	kW_t
Flujo de vapor para calentamiento de agua	0,089	kg/s

D. Capacidades estimadas para vapor para otros usos.

Calor	3 620	MW_th
Combustible	309	tcc
Índice de generación	12	t_{vapor} / t_{comb}
Vapor para otros usos	3 713	t_{vapor}
Flujo de vapor otros usos	0,61	kg/s
Flujo de calor	406	kW_t

Anexo 15. Alternativas de suministro energético.

1. Alternativa *A1b3*. Caldera con turbina de vapor a contrapresión.

Vapor de entrada a la turbina		
Presión	3	MPa_{abs}
Temperatura (saturado)	233,9	°C
Entalpía	2 804,2	kJ/kg
Entropía	6,1869	kJ/kg K
Vapor de escape		
Contrapresión	200	kPa_{abs}
Expansión isentrópica		
Calidad	0,832	
Entalpía	2 336,8	kJ/kg
Entropía	6,1869	kJ/kg K
Temperatura (saturado)	120,23	°C
Eficiencia interna	0,8	
Eficiencia del generador eléctrico	0,92	
Trabajo ideal	467,4	kJ/kg
Trabajo real	373,9	kJ/kg
Calidad (real)	0,8745	
Entalpía (real)	2 430,3	kJ/kg

Entropía (real)	6,4246	kJ/kg K				
Flujo total de vapor	1,0	kg/s	3,6	t/h		
Consumo de combustible	0,30	t/h	1 840	t/año		
Potencia real del turbogenerador	344	kW_e	2 109	MW_eh/año	264	MUSD/año
Potencia eléctrica requerida	493	kW_e	3024	MW_eh/año	378	MUSD/año
Fracción de los requerimientos de energía eléctrica	70	%				
Entrega al SEN	-149	kW_e	-914	MW_eh/año	-114	MUSD/año
Consumo específico de combustible	872	g/kWh				

Consumo anual de combustible convencional	*Fuel oil*	E. Eléct.	Otros	Totales
Propuesta	1 821	335	24	2 180
2010 ajustado a 5% de crecimiento y 20% de satisfacción	371	1778	22	2 170
Ahorro en combustible	-1 450	1 443	-2	**-9**
Ahorro en MUSD/año	-911	907	-2	**Total**

Ahorro en combustible	-1 450	1 443	-2	**-9**	-7	MUSD/año
Ahorro en MUSD/año	-911	907	-2	**Total**	**-121**	**MUSD/año**

2. **Alternativa *A2c2*. Motor diesel con aprovechamiento de los gases de escape y calor de enfriamiento.**

Potencia del motor

Potencia eléctrica mínima con trigeneración	387	kW_e				
SDMO (1 viejo)	650	kW_e	Índice de consumo		0,200	kg/kWh
Volvo (2 nuevos)	800	kW_e				
Régimen de carga recomendada	85	%				
Potencia total disponible	1 233	kW_e	7 558	MW_eh/año	945	MUSD/año
Consumo de combustible	0,247	tcc/h	1 512	tcc/año	1 415	MUSD/año
Calores aprovechables						
Escape (15%)	185	kW_t				
Agua de enfriamiento (10%)	123	kW_t				
Total disponible	308	kW_t				
Potencia eléctrica requerida	712	kW_e				
Fracción de los requerimientos de energía eléctrica	173	%				
Entrega al SEN	520	kW_e	3 191	MW_eh/año	422	MUSD/año
Consumo específico de combustible	200	g/kWh				

Consumo anual de combustible convencional	*Fuel oil*	E. Eléct.	Otros	Totales		
Propuesta	472	0	1 606	2 078		
2010 ajustado a 5% de crecimiento y 20% de satisfacción	371	1 778	22	2170		
Ahorro en combustible	-101	1 778	-1 584	**92**	-508	MUSD/año
Ahorro en MUSD/año	-63	1 117	-1 562	**Total**	**-86**	**MUSD/año**

3. **Alternativa *A2d2*. Motor diesel con aprovechamiento de los gases de escape y calor de enfriamiento.**

Potencia eléctrica mínima con trigeneración	387	kW_e				
SDMO (1 viejo)	650	kW_e	Índice de consumo		0,200	kg/kWh
Volvo (2 nuevos)	800	kW_e				
Régimen de carga recomendada	85	%				
Potencia total disponible	1 233	kW_e	7 558	MW_eh/año	945	MUSD/año
Consumo de combustible	0,247	tcc/h	1 512	tcc/año	1 415	MUSD/año
Calores aprovechables						
Escape (15%)	185	kW_t				
Agua de enfriamiento (10%)	123	kW_t				
Total disponible	308	kW_t				
Potencia eléctrica requerida	387	kW_e				
Fracción de los requerimientos de energía eléctrica	318	%				
Entrega al SEN	845	kW_e	5 183	MW_eh/año	648	MUSD/año
Consumo específico de combustible	200	g/kWh				

Consumo anual de combustible convencional	*Fuel oil*	E. Eléct.	Otros	Totales		
Propuesta	1 149	0	1 606	2 755		
2010 ajustado a 5% de crecimiento y 20% de satisfacción	371	1 778	22	2 170		
Ahorro en combustible	-778	1 778	-1 584	**-548**	-933	MUSD/año
Ahorro en MUSD/año	-489	1 117	-1 562	**Total**	**-286**	**MUSD/año**

4. Alternativa *A2d3*. Motor diesel con aprovechamiento de los gases de escape y calor de enfriamiento.

Potencia eléctrica mínima con trigeneración	493	kW_e				
SDMO (1 viejo)	650	kW_e	Índice de consumo		0,200	kg/kWh
Volvo (2 nuevos)	800	kW_e				
Régimen de carga recomendada	85	%				
Potencia total disponible	1 233	kW_e	7 558	MW_eh/año	945	MUSD/año
Consumo de combustible	0,247	tcc/h	1 512	tcc/año	1 415	MUSD/año
Calores aprovechables						
Escape (15%)	185	kW_t				
Agua de enfriamiento (10%)	123	kW_t				
Total disponible	308	kW_t				
Potencia eléctrica requerida	493	kW_e				
Fracción de los requerimientos de energía eléctrica	250	%				
Entrega al SEN	739	kW_e	4 534	MW_eh/año	564	MUSD/año
Consumo específico de combustible	200	g/kWh				

Consumo anual de combustible convencional	*Fuel oil*	E. Eléct.	Otros	Totales		
Propuesta	762	0	1 606	2 368		
2010 ajustado a 5% de crecimiento y 20% de satisfacción	371	1 778	22	2 170		
Ahorro en combustible	-391	1 778	-1 584	**-197**	-690	MUSD/año
Ahorro en MUSD/año	-245	1 117	-1 562	**Total**	**-124**	**MUSD/año**

5. Alternativa A3a2. Turbina de gas (TG) con recuperación del calor de escape.

Eficiencia de la TG (supuesta)	25%					
Flujo de combustible	0,0593	tcc/h	363	tcc/año	228	MUSD/año
Flujo de calor	590	kW_t				
Potencia de la TG	148	kW_e				
Calor disponible en el escape	384	kW_t				
Potencia eléctrica requerida	519	kW_e				
Flujo de combustible	0,2086	tcc/h	1 279	tcc/año	804	MUSD/año
Flujo de calor	2 077	kW_t				
Calor disponible en el escape	1 350	kW_t				

Entrega al SEN	0	kW_e	0	MW_eh/año	0	MUSD/año
Consumo específico de combustible	402	g/kWh				
Consumo anual de combustible convencional	*Fuel oil*	E. Eléct.	Otros	Totales		
Propuesta	170	0	1 293	1 463		
2010 ajustado a 5% de crecimiento y 20% de satisfacción	371	1778	22	2170		
Ahorro en combustible	201	1778	-1 272	**707**	-6	MUSD/año
Ahorro en MUSD/año	126	1117	-1 249	**Total**	**-6**	**MUSD/año**

6. Alternativa A3b2. Turbina de gas (TG) con recuperación del calor de escape.

Eficiencia de la TG (supuesta)	25 %					
Calor de escape necesario	1 816	kW_t				
Flujo de calor	2 793	kW_t				
Flujo de combustible	0,28	tcc/h	1 720	tcc/año	1 689	MUSD/año
Potencia producida	698	kWe				
Fracción de los requerimientos de energía eléctrica	180	%				
Entrega al SEN	311	kW_e	1 907	MW_eh	238	MUSD/año
Consumo específico de combustible	402	g/kWh				
Consumo anual de combustible convencional	*Fuel oil*	E. Eléct.	Otros	Totales		
Propuesta	0	0	1 734	1 734		
2010 ajustado a 5% de crecimiento y 20% de satisfacción	371	1 778	22	2 170		
Ahorro en combustible	371	1 778	-1 712	**436**	-332	MUSD/año
Ahorro en MUSD/año	233	1 117	-1 682	**Total**	**-94**	**MUSD/año**

7. Alternativa A3b3. Turbina de gas (TG) con recuperación del calor de escape.

Eficiencia de la TG (supuesta)	25 %					
Calor de escape necesario	1 308	kW_t				
Flujo de calor	2 012	kW_t				
Flujo de combustible	0,202	tcc/h	1 239	tcc/año	778	MUSD/año
Potencia producida	503	kWe				
Fracción de los requerimientos de	102	%				

energía eléctrica						
Entrega al SEN	10	kW_e	61	MW_eh	8	MUSD/año
Consumo específico de combustible	402	g/kWh				
Consumo anual de combustible convencional	*Fuel oil*	E. Eléct.	Otros	Totales		
Propuesta	0	0	1 253	1 253		
2010 ajustado a 5% de crecimiento y 20% de satisfacción	371	1 778	22	2 170		
Ahorro en combustible	371	1 778	-1 231	**917**	140	MUSD/año
Ahorro en MUSD/año	233	1 117	-1 210	**Total**	**148**	**MUSD/año**

Anexo 16. Resumen de la información económica del Banco Central de Cuba. Día 28 de marzo de 2011.

Información económica. No. 205. Año 5

Portador	**USD/t**
Fuel	634,69
Diesel	936,10
Jet fuel/Costa Golfo U.S.A.	1056,46
Jet fuel/Mediterráneo	1067,47
Gasolina	1052,18
Gas licuado (GLP)	844,74

Nota:

1. Precio del petróleo crudo ligero (WTI) en la Bolsa de Nueva York: 104,34 USD/barril.
2. El precio incluye costo del combustible, seguro y flete hasta Cuba.

Anexo 17. Costo de los portadores energéticos consumidos por el hospital en el 2010.

Meses	Energía eléctrica			
	MWh	**tcc**	**CUP**	**USD**
Enero	224,30	82,09	31 332,63	28 037,25
Febrero	237,92	87,08	8 145,52	29 740,50
Marzo	268,31	98,20	34 897,28	33 538,50
Abril	305,01	111,63	40 043,39	38 126,25
Mayo	353,81	129,49	45 665,03	44 226,00
Junio	393,57	144,05	50 090,72	49 196,25

Julio	355,81	130,22	45 887,40	44 475,75
Agosto	352,44	128,99	40 689,98	44 055,00
Septiembre	403,34	147,62	52 730,82	50 418,00
Octubre	378,02	138,35	49 275,20	47 252,25
Noviembre	325,85	119,26	43 433,83	40 731,75
Diciembre	256,14	93,75	32 643,20	32 017,50
TOTALES	*3 854,52*	*1 410,75*	*474 835,00*	*481 815,00*

Meses	*Fuel oil*			
	L	**tcc**	**CUP**	**USD**
Enero	29 165	28,32	9 041,15	17 794,31
Febrero	28 513	27,69	8 839,03	17 396,51
Marzo	25 946	25,19	8 043,26	15 830,32
Abril	23 060	22,39	7 148,60	14 069,50
Mayo	23 012	22,34	7 133,72	14 040,21
Junio	22 719	22,06	7 042,89	13 861,44
Julio	21 862	21,23	6 777,22	13 338,57
Agosto	23 525	22,84	7 292,75	14 353,20
Septiembre	23 402	22,72	7 254,62	14 278,16
Octubre	25 961	25,21	8 047,91	15 839,47
Noviembre	26 164	25,41	8 110,84	15 963,33
Diciembre	30 163	29,29	9 350,53	18 403,22
TOTALES	*303 492,00*	*294,69*	*94 082,52*	*185 168,24*

Meses	GLP			
	L	**tcc**	**CUP**	**USD**
Enero	1 695	1,08	678,00	1 060,63
Febrero	1 795	1,14	718,00	1 123,20
Marzo	2 070	1,32	828,00	1 295,28
Abril	2 025	1,29	810,00	1 267,12
Mayo	1 750	1,11	700,00	1 095,04
Junio	1 870	1,19	748,00	1 170,13
Julio	2 025	1,29	810,00	1 267,12
Agosto	1 650	1,05	660,00	1 032,47
Septiembre	2 150	1,37	860,00	1 345,34

Octubre	1 700	1,08	680,00	1 063,76
Noviembre	835	0,53	334,00	522,49
Diciembre	3 000	1,91	1 200,00	1 877,22
TOTALES	*22 565,00*	*14,37*	*9 026,00*	*14 119,81*

Meses	Diesel planta			
	L	**tcc**	**CUP**	**USD**
Enero	150	0,13	46,50	132,00
Febrero	177	0,16	54,87	155,76
Marzo	190	0,17	58,90	167,20
Abril	100	0,09	31,00	88,00
Mayo	373	0,33	115,63	328,23
Junio	120	0,11	37,20	105,60
Julio	230	0,21	71,30	202,40
Agosto	104	0,09	32,24	91,52
Septiembre	679	0,61	210,49	597,51
Octubre	247	0,22	76,57	217,36
Noviembre	680	0,61	210,80	598,39
Diciembre	46	0,04	14,26	40,48
TOTALES	*3 096,00*	*2,76*	*959,76*	*2 724,42*

Anexo 18. Resultados del cálculo de prefactibilidad.

	Alternativa A1b2			**Alternativa A3a3**	
	Caldera	**Turbina de vapor**	**Steam and hot water chiller**	**Microturbinas de gas**	**Steam and hot water chiller**
Potencia instalada [kW]		**350**	**1200**	**500**	**700**
Potencia necesaria [kW]		387	1196	500	688
Horas de trabajo necesarias [h/año]	6132	6132	6132	6132	6132
Inversión inicial [USD/kW]		**1800**	**1680**	**900**	**170 000**
Costo de inversión [USD]	**100000**	**630000**	**1680**	**450000**	**170 000**
Operación & Mantenimiento [USD/kWh]	0,02	0,0027	0,002	0,01	0,002
Cantidad [unidades]	1	1	1	1	1
Costo total O & M [USD/año]	42 924,00	5 794,74	14 667,74	30 660,00	8 437,63
Energía eléctrica producida [MWh/año]		2109		3 023,52	
Costo del combustible [USD/año]	1 155,90			1 192,98	

Costo total inversión BCHP [USD]	**731 680,00**			**620 000,00**	
costo total operación [USD/año]	**64 542,38**			**40 290,61**	
Tasa interés, %	0,15			0,15	
Depreciación, año 1	731 680,00			620,000,00	
Depreciación, año 2	340 316,28			288 372,09	
Depreciación, año 3	210 706,98			178 545,72	
Depreciación, año 4	146 530,15			124 164,52	
Depreciación, año 5	108 519,52			91 955,64	
Depreciación, año 6	83 584,86			70 826,88	
Depreciación, año 7	66 114,87			56 023,43	
Depreciación, año 8	53 302,95			45 167,06	
Depreciación, año 9	43 589,12			36 935,89	
Depreciación, año 10	36 036,75			30 536,28	
Depreciación, año 11	30 049,35			25 462,77	
Depreciación, año 12	25 228,89			21 378,08	
Depreciación, año 13	21 299,54			18 048,48	
Depreciación, año 14	18 064,07			15 306,86	
Depreciación, año 15	15 377,76			13 030,57	
Depreciación, año 16	13 131,97			11 127,57	
Depreciación, año 17	11 243,63			9 527,45	
Depreciación, año 18	9 648,14			8 175,50	
Depreciación, año 19	8 294,58			7 028,54	
Depreciación, año 20	7 142,27			6 052,11	
Cobro anual, USD/año	**263 680,91**			**377 939,89**	
Pago año 1, USD/año	796 222,38			660 290,61	
Pago año 2, USD/año	404 858,66			328 662,71	
Pago año 3, USD/año	275 249,37			218 836,33	
Pago año 4, USD/año	211 072,54			164 455,13	
Pago año 5, USD/año	173 061,91			132 246,26	
Pago año 6, USD/año	148 127,24			111 117,50	
Pago año 7, USD/año	130 657,25			96 314,04	
Pago año 8, USD/año	117 845,34			85 457,67	
Pago año 9, USD/año	108 131,50			77 226,50	
Pago año 10, USD/año	100 579,13			70 826,89	
Pago año 11, USD/año	94 591,74			65 753,38	
Pago año 12, USD/año	89 771,28			61 668,70	
Pago año 13, USD/año	85 841,92			58 339,10	
Pago año 14, USD/año	82 606,46			55 597,48	
Pago año 15, USD/año	79 920,14			53 321,19	
Pago año 16, USD/año	77 674,35			51 418,18	

Pago año 17, USD/año	75,786,01			49 818,07	
Pago año 18, USD/año	74,190,53			48 466,11	
Pago año 19, USD/año	72 836,96			47 319,15	
Pago año 20, USD/año	71 684,66			46 342,73	
Flujo caja, año 1, USD/año	(532 541,48)			(282 350,73)	
Flujo caja, año 2, USD/año	(141 177,76)			49 277,18	
Flujo caja, año 3, USD/año	(11 568,46)			159 103,56	
Flujo caja, año 4, USD/año	52 608,37			213 484,75	
Flujo caja, año 5, USD/año	90 619,00			245 693,63	
Flujo caja, año 6, USD/año	115 553,66			266 822,39	
Flujo caja, año 7, USD/año	133 023,65			281 625,85	
Flujo caja, año 8, USD/año	145 835,57			292 482,22	
Flujo caja, año 9, USD/año	155 549,41			300 713,38	
Flujo caja, año 10, USD/año	163 101,77			307 112,99	
Flujo caja, año 11, USD/año	169 089,17			312 186,50	
Flujo caja, año 12, USD/año	173 909,63			316 271,19	
Flujo caja, año 13, USD/año	177 838,98			319 600,79	
Flujo caja, año 14, USD/año	181 074,45			322 342,41	
Flujo caja, año 15, USD/año	183 760,76			324 618,70	
Flujo caja, año 16, USD/año	186 006,55			326 521,70	
Flujo caja, año 17, USD/año	187 894,90			328 121,82	
Flujo caja, año 18, USD/año	189 490,38			329 473,77	
Flujo caja, año 19, USD/año	190 843,94			330 620,74	
Flujo caja, año 20, USD/año	191 996,25			331 597,16	
Valor Actual Neto, VAN, USD	**685 266,47**			**1 637 911,11**	
Tasa Interna de Retorno, TIR, %	**14%**			**56%**	
Periodo de Recuperación de Inversión, PRI [años]	3,0			1,7	

Anexo 19. Mapa de la zona hospitalaria.

Anexo 20. Factores de emisión empleados en Cuba para el Inventario Nacional de Emisiones y Absorciones de Gases con Efecto Invernadero (INEA-GEI). Año 1998.

	Factores de emisión, g/kg
CO_2	2 945
SO_2	136
NO_x	8,4
CO	0,6

Anexo 21. Emisiones locales estimadas.

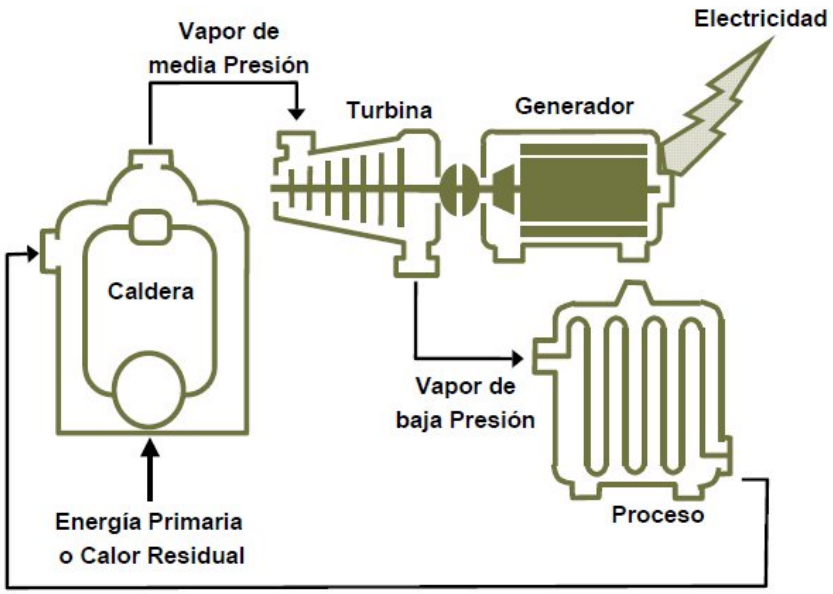
Contaminantes	Alternativas		
	Caso base	**A1b2**	**A3a3**
CO_2 [t/año]	918	5418	2624
CO [t/año]	0,2	1,1	1,0
NOx [t/año]	3	15	3,4
SO_2 [t/año]	42	250	121

Anexo 22. Emisiones globales estimadas.

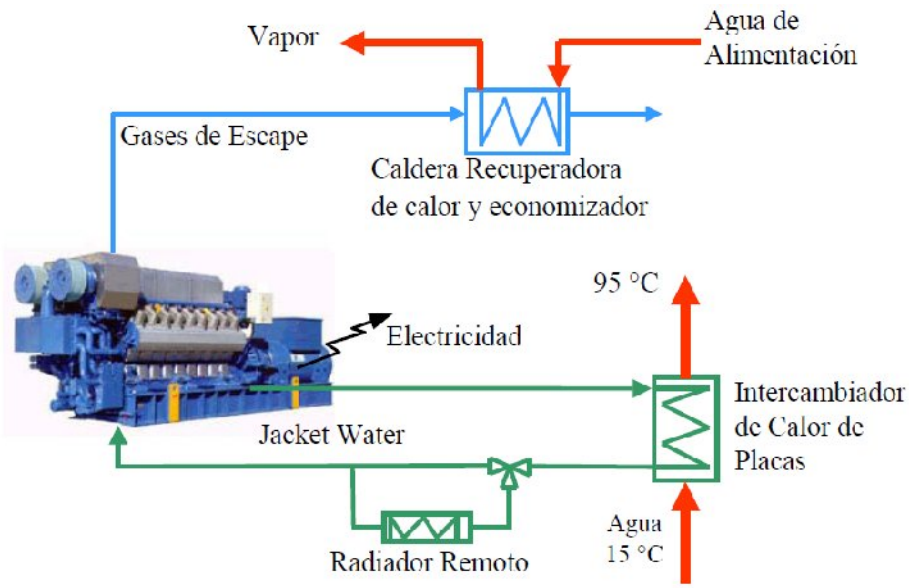
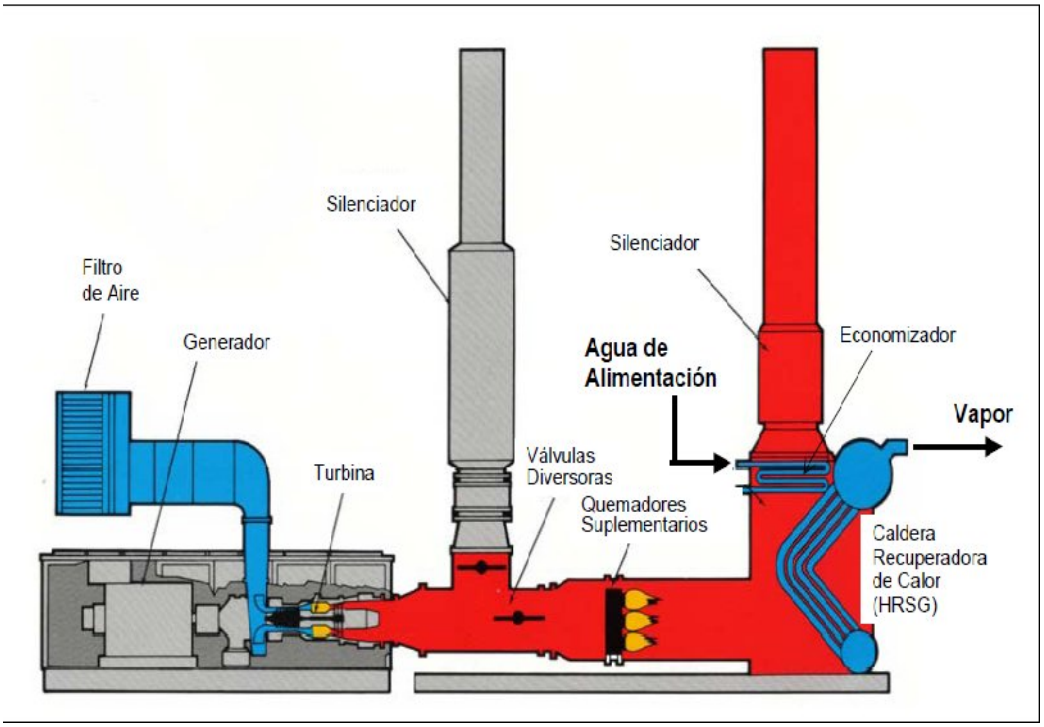
Contaminantes	Alternativas		
	Caso base	**A1b2**	**A3a3**
CO_2 [t/año]	6392	5774	2624
CO [t/año]	1,3	1,2	1,0
NOx [t/año]	18	16	3,4
SO_2 [t/año]	295	267	121

Anexo 23. Esquemas básicos de instalaciones de cogeneración.

Cogeneración con turbina de vapor



Cogeneración con motor de combustión interna.



Cogeneración con una turbina de gas.