

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

Los temas tratados en esta tesis se relacionan con varias disciplinas que forman parte de las ciencias técnicas y exactas: electrotecnia, termodinámica, matemática, economía, computación. Cada una de ellas con sus respectivas subdivisiones intervienen como base de las metodologías propuestas para el análisis de sistemas de cogeneración que utilizan turbinas de vapor. Esta participación multidisciplinaria dentro de un mismo trabajo es exigida por la naturaleza misma de una planta de cogeneración, dado que en ella interviene una gran variedad de procesos físicos que son estudiados por las distintas ramas de las ciencias mencionadas anteriormente. Lo anterior exige hacer algunas consideraciones sobre el conocimiento científico, que se presentan en la sección 1.2.

El contenido de esta introducción puede resumirse como sigue: En primer lugar se expone la motivación de esta tesis y su importancia ante la situación energética actual. Posteriormente se hacen algunas consideraciones históricas y filosóficas acerca del método científico y la ubicación de la ingeniería en este contexto, con el fin de tener una base externa que permita juzgar el valor de los resultados encontrados con mayor objetividad. Más adelante se presenta el estado actual de la investigación sobre plantas de cogeneración y los distintos enfoques que se han venido dando desde que empezó a cobrar interés su investigación. Finalmente se exponen el alcance, enfoque y estructura que se dará a la presente tesis.

1.1 Motivación

Se puede decir que este trabajo ha tenido dos tipos de motivaciones, una objetiva y otra subjetiva. La primera surgió como una necesidad real de contar con mejores herramientas para analizar, desde el punto de vista técnico-económico, la problemática que trae consigo la instalación de plantas que combinan la generación de electricidad con la producción de calor. Uno de los problemas que se plantea actualmente es el de la justificación económica y el modo de operar las plantas de cogeneración para tener la mejor calidad posible en el suministro

eléctrico. Por otro lado, la motivación subjetiva o personal está basada en el deseo de contribuir a la solución de estos problemas técnicos, conjuntando los conocimientos recibidos a lo largo de varios años de formación académica. A continuación se explica con detalle cada una de ellas.

1.1.1 Objetiva

Debido a la limitación natural de la energía no renovable, cada vez es más urgente hacer uso eficiente de ésta. Se entiende por energía no renovable aquella que se obtiene a partir de los combustibles fósiles derivados del petróleo, como el gas natural, el combustóleo, la gasolina, y el diesel. También pertenecen a este tipo de energía el carbón mineral y el uranio. Unido a este esfuerzo por utilizar de manera eficiente la energía no renovable, existen proyectos para incorporar cada vez más los sistemas de energía renovable al uso diario, tanto a nivel industrial como en hoteles, oficinas, comercios, residencias, etc. Algunos ejemplos de energía renovable son las de tipo: solar, geotérmico, eólico, oceánico e hidráulico.

La energía solar puede aprovecharse de diferentes modos; se han desarrollado tecnologías para aplicaciones en sistemas de refrigeración, ciclos Rankine [3], calentamiento de agua para uso residencial, producción de electricidad a través de celdas fotovoltaicas, etc.. Algunas publicaciones recientes tratan aspectos relacionados con la utilización de celdas fotovoltaicas [25-29], habiéndose notado un incremento en publicaciones relacionadas con este tema.

La energía geotérmica tiene aplicaciones en plantas productoras de energía eléctrica; actualmente se investiga en este campo para aprovechar el magma de los volcanes y el calor que se encuentra a grandes profundidades de la tierra [93]. En [30] aparece un trabajo relacionado con este tipo de energía.

La energía eólica aprovecha la fuerza del aire para producir energía eléctrica a través de generadores. Algunos esfuerzos recientes de investigación en esta dirección pueden verse en [31, 32].

La energía oceánica se aprovecha a través de las mareas o del gradiente térmico a diferentes profundidades del océano. La energía hidráulica es de aplicación muy extendida, principalmente por medio de las centrales hidroeléctricas.

Sin embargo, la mayoría de estas fuentes alternas de energía renovable están en un nivel incipiente en cuanto a su aplicación y sus beneficios se harán sentir a más largo plazo. Por tanto, una tendencia actual predominante es tratar de utilizar de manera más eficiente los recursos energéticos no renovables, para lo cual se han desarrollado nuevas tecnologías o se han retomado otras que estaban siendo poco usadas; tal es el caso de los sistemas de cogeneración.

En los trabajos [1] de 1962 y [2] de 1955 se hace mención a esta técnica sin llamarle cogeneración, sino 'generación de producto secundario', en inglés "by product generation". Es decir, aunque ya existía esta técnica, no se le había dado suficiente importancia. Esta 'generación de producto secundario' se aplicó al caso de turbinas de vapor acopladas a un generador eléctrico o directamente a una carga mecánica que además suministra vapor a un proceso, siendo este último el producto secundario o subproducto; en [102], trabajo de publicación reciente, se reafirma esta antigua definición. De aquí se desprende el concepto más aceptado de cogeneración: Producción simultánea de dos o más tipos de energía a partir de una misma fuente de combustible. Esta definición puede verse en [1], [4], [5], [35], [82], [102], [104] y [106], con pequeñas diferencias, pero manteniendo el mismo concepto de fondo.

Otra tecnología encaminada a lograr un uso más racional de la energía es la de los ciclos combinados, los cuales operan con una eficiencia térmica más alta que los ciclos convencionales de vapor y que la turbina de gas en forma aislada. En [3] se presentan los conceptos más importantes de este tipo de plantas. Un análisis completo de estos ciclos pueden verse en [111]. También se ha logrado aumentar la eficiencia de las turbinas de gas usando vapor generado por una caldera de recuperación a la salida de los gases de la turbina (similar al ciclo combinado) e inyectándolo al combustor [36]. A estas turbinas de gas se les conoce por las siglas STIG, que significan "Steam turbine injected gas".

Otros intentos por hacer más eficiente el uso de la energía eléctrica son los diseños de almacenadores de energía mediante materiales superconductores. En [37] y [38] se presentan resultados de proyectos de investigación realizados en esta dirección. En esta misma línea de investigación se encuentra el almacenamiento de energía usando baterías, un trabajo relacionado con esta tecnología puede verse en [33]. También se han aplicado el almacenamiento térmico y los sistemas duales de combustible, fundamentalmente en sistemas de administración de cargas [103]. Se está trabajando también en la construcción de generadores en base a materiales superconductores, todavía a nivel experimental [34].

Es de notar el creciente interés existente por conservar y usar de forma más eficiente la energía. Otra manifestación de este interés es el aumento de los congresos relacionados con este tema. Todo esto hace ver la importancia de abordar el tema del ahorro de energía, y más específicamente en esta investigación, el de plantas de cogeneración. Por ejemplo, algunos de los congresos más importantes son: "Energy-Sources Technology Conference and Exhibition", ASME. (b) "Waste Heat Utilization: Presented at the Winter Annual Meeting of The ASME". (c) "International Joint Power Generation", IEEE. (d) "POWER-GEN, International Power Generation Exhibition & Conference". (e) International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration", ASME IGTI COGEN-TURBO. (f) "Southern Biomass Conference". (g) "World Congress on Desalination and Water Reuse". (h) National CHP Conference, United Kingdom". (i) "Cogeneration and Energy Conservation for the 90's", American Cogeneration Association.

1.1.2 Subjetiva

Quizá parezca paradójico decir que una motivación subjetiva sea el compromiso con la verdad objetiva, especialmente cuando en el pensamiento actual la actitud ante la verdad objetiva en cualquier orden de conocimiento está en crisis.

Pretensiones más allá de lo que el método científico es capaz de resolver, son comunes hoy en día incluso entre científicos que en nombre de la ciencia proclaman ideas falsas confundiendo al no especialista. Algunos científicos son hábiles para mezclar sus afirmaciones científicas con ideas materialistas, racionalistas, idealistas, inmanentistas, positivistas, etc., que nada tienen que ver con la ciencia, sino más bien con una ideología.

Además, caben ante la verdad diversas actitudes. Para unos algo es verdadero sólo si se demuestra científicamente, esto dicen los científicos, que lo proclaman en nombre de la ciencia, siendo en realidad una posición filosófica. Así lo afirman J. C. Eccles, premio Nobel por sus estudios sobre el cerebro humano y D. N. Robinson: "Ahora hay casi una sinonimia entre 'verdadero y científico' y una convicción general de que lo que no es científico no puede ser verdadero. Así, el profano se dirige hacia las 'ciencias de la conducta' y a las 'ciencias sociales' para buscar directrices en los asuntos de la vida diaria, como podrían dirigirse hacia la Física y la Química para dirigir su comprensión de la naturaleza bruta. Tal como se entienden las cosas, el ámbito del pensamiento está ocupado sólo por dos tipos de entidades: la *verdad* científica y la *opinión* puramente subjetiva. Por tanto, no puede haber fundamento

válido para oponerse a algo contra lo cual la ciencia no ha legislado, ni para defender lo que la ciencia no ha establecido" [14].

Otros niegan la verdad objetiva o tratan de prescindir de ella; tal es el caso de los que reducen la ciencia a una visión meramente instrumental o funcional. Juan Pablo II hace notar esto en un discurso a universitarios en Colonia (15 de nov. de 1980): "Si la ciencia es entendida fundamentalmente como 'ciencia técnica', se la puede concebir como la búsqueda de un sistema que conduzca a un triunfo técnico. Aquello que conduce al éxito vale como 'conocimiento'. El mundo presentado a la ciencia viene a ser como una simple suma de fenómenos sobre los que puede trabajar; su objeto, un conjunto funcional que se investiga únicamente por su funcionalidad. Tal ciencia podrá concebirse incluso como simple función. El concepto de verdad resulta superfluo; a veces se prescinde expresamente de él. La razón misma aparecerá finalmente como simple función o como instrumento de un ser, cuya existencia tiene sentido fuera del campo del conocimiento y de la ciencia; tal vez en el simple hecho de vivir. Nuestra cultura está impregnada en todos sus sectores de una ciencia que procede de una perspectiva funcional". Esta actitud sobre la verdad influida por la ciencia, lleva fácilmente al relativismo moral que no admite una moral objetiva, reduciendo las normas de comportamiento a puntos de vista subjetivos y particulares, lo cual equivale a negar que existan normas válidas [14].

El espíritu de compromiso con la verdad al que se hace referencia al principio de este apartado y que motivó en gran medida la elaboración de esta tesis, queda mejor reflejado por un diálogo sucedido en la antigua Grecia y recogido en *El Banquete*, donde Agatón, discípulo de Sócrates, le dice: "Sócrates, a tí no sería yo capaz de contradecirte. Que quede el asunto tal como tú dices. No, por cierto, querido Agatón; es a la verdad a la que no puedes contradecir, pues a Sócrates no es nada difícil" [13]. Unido a este compromiso con la verdad está implícito también un compromiso con la conducta personal a la que todo investigador convencido de su labor debe ceñirse como una necesidad para hacer trabajos con valor objetivo en su respectiva disciplina.

Además, un investigador requiere desarrollar una serie de habilidades y virtudes para lograr los objetivos de un proyecto y que la transmisión de sus conocimientos y metodologías sean eficaces. Estas características y defectos los describe de manera precisa Stanley Jaki, conocido filósofo de la ciencia citado por J. J. Sanguinetti [11], "La ciencia debe cultivarse unida a muchas otras cualidades morales propias del buen saber: amor a la verdad, orden y

ecuanimidad, prudencia, humildad intelectual. De este modo contribuye a la formación humana de quienes se dedican a ella. Son deformaciones impropias de una mentalidad científica la pretensión de saberlo todo, la rutina, el afán de impresionar a la opinión pública, la actitud escéptica, el declarar como verdad segura lo que por el momento sólo es hipótesis, etc. Cuando una persona estudia, enseña o investiga con estas virtudes, que los buenos científicos suelen tener, alcanza frutos humanos que la pura metodología no es capaz de conseguir" [131]. Este ambiente de honestidad intelectual según apreciación del autor se ha logrado bastante bien en el Programa Doctoral de la FIME-UANL, y ha sido para mí un factor de motivación.

1.2 Consideraciones históricas y filosóficas acerca del conocimiento científico

Las definiciones y conceptos expuestas en esta sección han sido tomadas prácticamente íntegras de la referencia [11] dado que, en opinión del autor, es un trabajo serio y riguroso en la dirección justa y por tanto resultan muy claras para explicar los aspectos básicos de la filosofía e historia del conocimiento científico.

Resulta natural que haya diversidad de metodologías entre las distintas especialidades y por tanto entre los especialistas de las múltiples disciplinas que componen el cuerpo de conocimiento de las ciencias experimentales. Todo esto tiene una explicación histórica y filosófica. A continuación se hace una sinopsis acerca de estos aspectos de la ciencia en general y de la ciencia experimental en particular, con el fin de ubicar a la ingeniería y más exclusivamente la ingeniería de potencia eléctrica dentro de este contexto. Estas consideraciones resultan útiles especialmente para poder valorar con mayor claridad el alcance de los resultados que proporcionan los métodos propios de la ciencia experimental y en particular de la ingeniería.

1.2.1 Naturaleza del conocer científico

El estudio lógico de la ciencia es la consideración refleja del pensamiento humano, cuando éste procede siguiendo un orden científico. Esta manera de ver la ciencia lo estudia la epistemología o filosofía de la ciencia. Es decir, se dedica a explorar los mecanismos lógicos que sigue el entendimiento humano para conocer la realidad en forma ordenada y sistemática. Dicho en forma sintética, trata de conocer cómo conocemos. Esta disciplina ayuda a desentrañar la naturaleza del conocimiento científico.

Una definición tomada de la experiencia de cualquier trabajo científico puede ser: "La ciencia es el conocimiento ordenado y mediato de los entes y sus propiedades, por medio de sus causas". Se distingue del conocimiento ordinario, el cual es inmediato y no se pregunta por las causas; en cambio, el conocimiento científico actúa en forma ordenada, sistemática, metódica, se pregunta por causas últimas, propiedades, etc.. Algo que lo distingue del conocimiento espontáneo es que la ciencia demuestra sus afirmaciones a través de razonamientos que tienen conexión lógica. No por esto desprecia el conocimiento ordinario, sino que cuenta con él, lo da por hecho.

Esta noción de ciencia se adapta en forma análoga a las diversas ciencias dependiendo del objeto que traten. Pueden distinguirse dos tipos de objeto: a) el material y b) el formal. El material es el tipo de realidad considerada genéricamente por una ciencia, este puede ser el mismo para varias ciencias. El formal o propio es el aspecto de los entes considerado específicamente por una ciencia y es, por tanto, el que la diferencia de las demás.

Un error común al hablar de ciencia, es el considerar que la auténtica ciencia sería sólo la físico-matemática y que las demás llegarán a serlo cuando adopten su método. Estas ideas se deben en parte al influjo de filosofías que no han resuelto correctamente el problema del conocimiento. Son consecuentes también con el materialismo, ya que si el hombre no puede conocer las realidades espirituales, o si todo es material, es lógica la preeminencia de las ciencias de la materia. Este error se debe más a una posición existencial que científica, pues está claro que es imposible tratar de captar realidades o entes espirituales con los sentidos del ser humano o valiéndose de algún instrumento de medición, ya que por su misma naturaleza caen bajo un conocimiento distinto del sensitivo, el cual sólo puede percibir entes materiales y en el cual se desarrolla la ciencia experimental. Haciendo una analogía se puede decir que es imposible atrapar peces de 10 cm de largo con una red con cuadros que miden 20 cm de lado por cada cuadro; algo similar sucede con los seres espirituales (o suprasensibles en el lenguaje platónico), tales como el alma humana, Dios, etc. los cuales no pueden conocerse a través del método científico experimental. Se requiere una red más fina, esta nos la proporciona la ciencia filosófica. Aún más específicamente relacionada con la ciencia experimental es la filosofía de la naturaleza, la cual estudia bajo el método propio de este modo de conocer la realidad todos aquellos presupuestos que la ciencia da por hechos, como, por ejemplo, la existencia de un mundo real externo a la persona.

El conocimiento científico abarca dos grandes ramas: la filosofía y las ciencias particulares (también llamadas simplemente ciencias o ciencias positivas). La filosofía considera las causas primeras y radicales del universo; las demás ciencias, en cambio, van a sus causas próximas y particulares. Son dos niveles de profundidad que puede adoptar el saber humano. A continuación se verá con más detalle el ámbito de desarrollo de las ciencias positivas, su método, un breve resumen histórico, la distinción que existe entre ellas y una posible clasificación. Se necesita, pues, en opinión del autor, un humanismo que integre ambos modos de acceder a la realidad y que encamine al hombre a reconciliarse consigo mismo y con la naturaleza.

1.2.2 Las ciencias positivas

La ciencia positiva o particular estudia un tipo específico de entes, en sus principios próximos. La diversidad específica de las cosas hace necesario un examen particularizado de cada una de ellas, que ordinariamente se realiza en cuanto se inscriben en un género de la realidad. Por ejemplo, la biología, la mineralogía, etc., abarcan un determinado género de la realidad. Analiza con detalle un grupo de entes dotados de una propiedad peculiar. Su campo de investigación es un sector del mundo, una región del universo, y su objeto formal es la propiedad que caracteriza a ese ámbito de la realidad (el movimiento, el calor, la cantidad, la vida, etc.).

Cada ciencia particular supone y comprende ciertas nociones fundamentales, pero no las estudia directamente: hacerlo así, en el orden científico, implica pasar al plano filosófico. En sus análisis pormenorizados, la ciencia particular no se detiene en explicar la esencia de su objeto formal y de otros conceptos que le están estrechamente ligados. Por ejemplo, para el filósofo de la matemática es importante preguntarse ¿qué es esencialmente el número? mientras que el matemático supone el concepto de número, lo entiende, pero sus cálculos por sí solos no llevan a comprender mejor qué es el número. Si se desea profundizar en su naturaleza, justificar las definiciones primitivas, es preciso pasar al plano de la filosofía. Así, en este siglo existen varias corrientes de interpretación filosófica de la matemática (logicismo, formalismo, intuicionismo); en física sucede algo similar, se plantean discusiones filosóficas sobre la naturaleza del azar, la necesidad, la simetría, etc.

1.2.2.1 El método de las ciencias

Método científico es el modo ordenado de proceder para el conocimiento de la verdad en el ámbito de una determinada disciplina científica. Aunque cada ciencia tiene sus métodos específicos, se pueden extraer aspectos comunes:

- 1) Los principios se toman de la experiencia, a la que todo saber humano debe referirse para conocer la realidad. Sin embargo, los principios a veces pueden ser hipótesis o postulados.
- 2) A partir de los principios la ciencia utiliza la demostración, para obtener conclusiones que componen substancialmente el saber científico.

Pueden distinguirse:

- a) El método de descubrimiento o de investigación (*via inventionis*), más intuitivo y desorganizado, en el que tienen lugar la experiencia, la razón, las hipótesis de trabajo, y casi todos los elementos lógicos de la ciencia. La investigación comprende varios pasos, como por ejemplo:
 - selección y determinación de los problemas más importantes;
 - estudio de las posibles soluciones, confrontando varias posiciones históricas o de otros autores;
 - formulación de las conclusiones seguras, distinguiéndolas de las hipotéticas;
 - crítica de las posiciones adversas.

Se puede distinguir el análisis, o movimiento de la mente, que va de las cuestiones generales a sus partes; y la síntesis, que reconstruye el todo partiendo de los resultados del análisis.

- b) El método científico propiamente dicho (*via disciplinae*) comprende los pasos lógicos, y no meramente temporales, que integran el desarrollo racional del saber. Este orden pertenece a la ciencia en estado perfecto, cuando ya está organizada y debidamente fundamentada, y en condiciones de ser enseñada.

Las ciencias de la naturaleza se caracterizan por su continuo uso de la experiencia, que si es provocada artificialmente, para producir hechos en condiciones favorables para su observación, se llama experimentación. El radio de la experiencia se amplía con el uso de instrumentos de observación y medida, como el microscopio, el telescopio, la fotografía, el radar, etc. Los instrumentos sirven también para hacer objetivas ciertas observaciones, y para darles un rango de intersubjetividad, en cuanto proporcionan datos accesibles a todos los investigadores.

Por otro lado, las ciencias naturales trabajan también con hipótesis, enunciados universales o particulares cuya verdad no consta, pero que explican suficientemente una serie de hechos. Este tipo de razonamiento se llama hipotético-deductivo. Algunos criterios para la formulación de hipótesis válidas son: Coherencia con otros sectores de la ciencia, verificación empírica suficiente, fecundidad o capacidad de explicar nuevos fenómenos que otras hipótesis no explican y simplicidad en el sentido de que pocas causas sean capaces de explicar grupos de fenómenos de diversa índole. En las hipótesis se contienen a veces aspectos convencionales, esquemáticos, especialmente cuando entran en juego relaciones matemáticas, pero nunca al margen de la realidad como los postulados matemáticos puros.

Una vez establecidos los principios, el método científico entra en su fase racional. La demostración es el uso del raciocinio en la ciencia. Las reglas silogísticas se aplican con todo rigor en el ámbito de las ciencias. La diferencia entre silogismo y demostración es sólo material: el argumento demostrativo parte de principios, que no son proposiciones universales sin más, sino premisas concernientes al objeto de cada ciencia. Y su resultado son conclusiones que, desde el punto de vista lógico, consisten en proposiciones que expresan una propiedad del objeto formal de la ciencia. Hay dos tipos de demostración: *quia* (de los efectos a las causas) y *propter quid* (de las causas a los efectos). El investigador utiliza una u otra, según conozca antes el efecto o la causa. La demostración *quia* utiliza la inducción para construir la premisa mayor, la cual se elabora induciendo los efectos y se concluye diciendo que el efecto es *quia* (porque) la causa es. También suele llamarse demostración *a posteriori*. Es importante distinguir el tipo de causalidad a que se acude para dar una explicación: final formal, eficiente, material, parcial o total, remota o próxima, etc. La demostración *propter quid* es ampliamente utilizada por las ciencias. Las matemáticas, por ejemplo, utilizan preferentemente este modo de demostrar, y por eso esta ciencia es esencialmente deductiva. La conclusión de la demostración *propter quid* será necesaria o probable según la necesidad con que la causa produzca su efecto. Por ejemplo, si los cálculos de corriente a través de un

conductor son exactos, necesariamente pasará esa corriente a través de él. Si los efectos son contingentes, la conclusión es contingente, entendiendo por contingente aquello que puede darse o no darse, lo contrario de necesario. Si la causa se conoce hipotéticamente, la conclusión será condicionada.

1.2.2.2 Resumen histórico de la ciencia

Se presenta a continuación una síntesis histórica de las principales manifestaciones de ciencia que ha tenido la humanidad desde la antigüedad. Es conveniente tener en cuenta el riesgo que lleva consigo todo intento de resumir algo; con esta advertencia en mente se procede como sigue.

Antigüedad. La ciencia nace en la antigua Grecia, más o menos mezclada con la filosofía, como intento de buscar los principios detrás del flujo de los fenómenos sensibles. Se desarrollan la geometría (axiomatizada por Euclides), la astronomía (culminando con Hiparco y Ptolomeo), la mecánica (Arquímedes), la medicina (Galeno), la óptica (Herón), la lógica (Aristóteles, los estoicos). Aristóteles establece los niveles de ciencia según grados de inmaterialidad (física, matemática y metafísica).

Edad media. Los autores cristianos recogen el legado científico grecolatino, introduciendo la teología sobrenatural, aún más elevada que la metafísica aristotélica. La razón está en armonía con la fe, las ciencias humanas con la teología pero el saber humano en último término se ordena al saber teológico. Las universidades europeas fueron el foco más poderoso de los estudios científicos medievales. Al principio estuvieron centradas en la teología y las artes liberales, especialmente la lógica. Con la llegada en el siglo XIII del *corpus aristotelicum* y de las obras de los árabes, comenzó el interés por las ciencias naturales y las matemáticas, especialmente en Oxford y París. Estos estudios conducirán al nacimiento de la ciencia moderna [132, 133].

Edad moderna. Es la época de formación de la ciencia moderna, empezando por la mecánica, la astronomía, y la matemática; el éxito de esta empresa se debe a la aplicación metódica de la experimentación y a la lectura matemática de los fenómenos. Los grandes científicos de los siglos XVI y XVII (Copérnico, Kepler, Galileo, Newton) no se oponen a la filosofía ni a la teología y consideran que la ciencia es conocimiento cierto de la realidad, en sus principios causales; no admiten, sin embargo, la filosofía natural aristotélica, que es reemplazada por la

nueva física (concebida aún como una filosofía). En algunos filósofos (Descartes, Gassendi, Bacon) se forja una visión mecanicista del mundo físico, que terminará por aliarse con la ciencia. En el siglo XVIII, los filósofos de la Enciclopedia empiezan a difundir el ideal científicista, según el cual sólo es válido el conocimiento físico-matemático, que habría de desterrar los "mitos" religiosos y las ideas filosóficas, demasiado abstractas. Se produce la ruptura entre la ciencia y la fe. Kant considera ilegítima la metafísica, otorgando valor cognoscitivo sólo a la física y a la matemática; las convicciones metafísicas quedan fuera del campo del conocer científico. En el siglo XX aparece el positivismo clásico con Stuart Mill, Spencer y Compté. La filosofía y la teología serían etapas superadas de las ciencias positivas, mismas que no dan a conocer la naturaleza de las cosas, sino sólo los fenómenos, las regularidades constantes expresadas en fórmulas matemáticas.

Edad contemporánea. Se caracteriza por la crisis del dogmatismo científico, favorecida por la nueva matemática (aparición de geometrías no-euclidianas) y la nueva física (teorías de la relatividad y cuántica, que producen la caída del mecanicismo); influyen también las ideas del criticismo clásico (Locke, Hume, Kant). Esto conduce a cierto ambiente relativista, aunque como consecuencia positiva se ha de mencionar también una mayor conciencia de los límites del saber científico. Problemas sociales más recientes (peligro atómico, contaminación de la naturaleza, crisis de la energía) contribuyen a desmitificar las ideas científicistas del siglo pasado. En forma sintética se mencionarán los nombres de científicos contemporáneos sobresalientes y la teoría epistemológica que defienden: Poincaré (convencionalismo), Bergson (fenomenología), Husserl (existencialismo), Duhem (antipositivismo), W. James (pragmatismo o instrumentalismo), E. Mach (empirocriticismo), Lenin (positivismo dogmático), Frege (intencionalismo), Russell (extensionalismo), Hilbert (axiomatismo formal), Gödel (mostró los límites del axiomatismo), Brouwer (intuicionismo), Wittgenstein, M. Schlick, Carnap, Neurath y Reichenbach (neopositivismo del Círculo de Viena, verificacionismo), Bridgman (operacionalismo), Plank, Einstein, De Broglie, Schrödinger, Heisenberg (realismo, sin compartir el neopositivismo), Karl Popper (falsacionismo), Thomas Kuhn (historicismo de la ciencia), Stegmüller, Toulmin, Feyerabend, Lakatos, Bunge (siguen gravitando en torno al problema atacado por Kuhn).

1.2.2.3 Clasificación de las ciencias

Una clasificación definitiva de las ciencias es prácticamente imposible, pues los criterios de división son muy diversos. Algunas clasificaciones posibles pueden hacerse de acuerdo a la

Tabla 1.1. Ciertamente, dentro de cada una de las ciencias caben muchas subdivisiones siguiendo el mismo esquema presentado de la Tabla 1.1. Existen muchos tipos de ciencias especulativas y prácticas. Dentro de la física puede hacerse una extensa clasificación según los cuerpos que se estudien, etc. Las ciencias son diversas y tienen sus propios métodos, pero entre todas ellas hay una profunda unidad, basada en la unidad de las cosas. Existe un peligro de atomización de las ciencias, o también de querer reducir las a un único método, a una única ciencia particular (cientificismo, con sus múltiples manifestaciones, como el matematicismo, mecanicismo, fisicismo, etc.); el extremo contrario sería identificar todas las ciencias particulares con la filosofía, negándoles carácter autónomo.

TABLA 1.1
POSIBLES CLASIFICACIONES DE CIENCIA

	CRITERIO DE CLASIFICACIÓN	SE DIVIDEN EN:
1)	Por su finalidad	Especulativas y prácticas
2)	Ámbitos de la realidad que estudian	Cuerpos: física, química. Cantidad: matemáticas Vida: biología Hombre: c. humanas Dios: c. teológicas
3)	Según su método	Deductivas y experimentales
4)	Grados de inmaterialidad y modos de abstracción paralelamente	Física, matemática, metafísica

Subalternación o subordinación de una ciencia a otra es la dependencia de un saber científico respecto a otro, del que recibe algunos conocimientos. La economía, por ejemplo, se coloca bajo otra ciencia distinta (subalterna), como la estadística, en la medida en que acoge principios estadísticos y los utiliza convenientemente para su objeto de estudio. La ciencia subordinada supone nociones y principios que se estudian a fondo en la ciencia subalternante, y que no es necesario volver a replantear; este último saber ya se ha demostrado y, en consecuencia, se puede acoger como base segura. Por ejemplo, cualquier ciencia utiliza principios lógicos; la física emplea conocimientos matemáticos; la sociología cuenta con datos históricos. Caben subalternaciones en diversos sentidos, según criterios de jerarquía entre las ciencias, lo que se explica por el orden de grados de perfección de los seres del universo. Esto da lugar a ciencias superiores e inferiores, según la perfección de la realidad que traten. También puede

establecerse un grado en las ciencias según la comprensión de las cosas que traten; las ciencias que aporten mayor intelección sobre los seres serán más valiosas que las que no lo hacen.

La subalternación de una ciencia en otra puede ser material o formal. En la subalternación material, una ciencia superior recibe principios de otra inferior, que viene a ser como su auxiliar; en este caso se ha de evitar el peligro del reduccionismo: por ejemplo, la psicología se sirve de la fisico-química, pero no se puede reducir a ella. La subalternación formal se produce cuando una ciencia de rango inferior recibe conocimientos de otra más alta, que da a conocer plenamente su objeto material. Más concretamente, las ciencias particulares se fundamentan formalmente en la filosofía; este fenómeno ocurre necesariamente incluso entre los autores que estiman ser más positivistas. También las ciencias prácticas se subordinan formalmente a la ética, pues cualquier objetivo práctico del hombre en medicina, economía, política, educación, es regulado por normas, que orientan el actuar humano a ciertas finalidades últimas, cuyo estudio corresponde a la ética. Sin esta regulación, el ejercicio de los saberes prácticos fácilmente puede infringir el orden moral (por ejemplo, practicar la medicina de modo contrario a la ley moral natural).

La filosofía necesita materialmente de las ciencias particulares, pues éstas proporcionan datos concretos sobre la realidad, que una doctrina filosófica realista no puede ignorar, pero no necesita de estos datos en todo detalle y minuciosidad, sino más bien tomados globalmente, debidamente seleccionados, para que sobre ellos pueda realizarse la reflexión filosófica.

Las ciencias particulares necesitan formalmente de la filosofía, ya que sólo con el análisis filosófico se dictamina sobre la naturaleza de la materia de estudio de una ciencia. Esto se puede hacer con el sentido común, con el simple conocer espontáneo, pero si se desea ser riguroso, se debe acudir a una filosofía científicamente elaborada. Cualquier empresa científica presupone que existe el mundo externo, que es ordenado, y que el hombre puede conocerlo; desentrañar estos presupuestos es tarea de la filosofía.

1.2.3 Ubicación de la ingeniería en este contexto

Atendiendo a la Tabla 1.1 se puede hacer una ubicación de la ingeniería dentro del contexto general de la ciencia. Por su finalidad, la ingeniería es una ciencia práctica, ya que no se limita a describir su objeto de estudio, sino que es normativa, es decir, establece cómo debe hacerse algo determinado, desciende al plano fáctico, ejecuta, lo cual es propio de la técnica.

Naturalmente, como todas las ciencias prácticas, la ingeniería se subordina a una ciencia especulativa correspondiente, es decir, a la física y a las matemáticas. Esto es, porque el punto de partida de la acción humana radica siempre en el conocimiento de las cosas, no se guía por el solo instinto. Lo mismo sucede con otras disciplinas, las cuales toman teorías de otras.

Según el método, la ingeniería es una ciencia técnica donde domina la experimentación, sin embargo, es innegable el valor de la deducción como parte de ésta, sin ser lo más fundamental de ella. Es decir, la ingeniería se dirige a transformar la realidad para un uso específico en beneficio del hombre, no para contemplarla. Si se desprecia esta finalidad al hacer trabajos ingenieriles es fácil caer en lo que hoy se ha dado en llamar la ingeniería "cosmética" o también "vedettismo", o sea trabajos que carecen de una auténtica proyección social.

Según el grado de inmaterialidad, grado de abstracción y ámbito de la realidad que estudia, la ingeniería cae dentro de las ciencias físicas, ya que estudia los cuerpos a un nivel de abstracción físico. Esto no es sinónimo de simplicidad, pues cada vez existen más cuerpos artificiales que la técnica ha ido desarrollando. Tal es el caso del equipo que se utiliza en los sistemas eléctricos de potencia, los cuales para su estudio se pueden basar en modelaciones abstractas de ciertos aspectos que se desean analizar o sintetizar.

1.2.4 Disciplinas y metodología involucradas en esta tesis

En esta tesis están involucradas varias disciplinas de la ingeniería. Teniendo como centro la electrotecnia, en relación con la energía eléctrica, producto final de una planta de generación de electricidad, además se requiere el auxilio de otras ramas de la ingeniería, como la termodinámica. Esta es necesaria como herramienta de análisis del proceso de conversión de energía del combustible fósil en calor y, posteriormente, en energía mecánica y eléctrica. La termodinámica se hace indispensable también por la naturaleza misma de las plantas de cogeneración, es decir, la producción simultánea de calor y electricidad exige una herramienta de análisis interdisciplinaria (ingeniería eléctrica y termodinámica). Esta misma rama de la ingeniería se hace necesaria en la modelación de la caldera y la turbina en estudios del comportamiento eléctrico de la planta.

También se recurrió a la ingeniería económica para establecer la metodología que permite hacer una justificación de la instalación de plantas de cogeneración. Interviene, aunque no de manera tan notaria y explícita, la ingeniería mecánica. Esto se ve en la modelación de partes

mecánicas de la planta, como el control de la caldera y la turbina. Además, aporta la ecuación que modela la interacción electromecánica en el turbogenerador, comúnmente llamada ecuación de oscilación, obtenida a partir de la segunda ley de Newton.

La metodología general para esta tesis es la misma que utiliza la ingeniería como ciencia práctica. Es decir, se sirve de las teorías físicas y matemáticas con sus leyes y principios propios para establecer el punto de partida. Como se explicó antes, toda ciencia establece sus principios en base a la experiencia; para la metodología económica, la experiencia fue adquirida en base a las necesidades de una industria local de energía eléctrica y calorífica. Es decir, partiendo de un caso particular, se trata de hacer una generalización, con las debidas modificaciones a la formulación, para establecer un procedimiento que proporcione más claridad acerca de la justificación económica de una planta de cogeneración. En la metodología del análisis eléctrico se involucran también varias disciplinas; para la obtención de los modelos se usa la deducción, en base a principios proporcionados por la teoría de circuitos para las componentes eléctricas, la teoría termodinámica para la caldera y la turbina, y la mecánica para formular la ecuación de oscilación. Con estos modelos se realizan simulaciones digitales para crear diferentes escenarios que permitan hacer un análisis de la planta en condiciones transitorias. Las simulaciones proporcionan una oportunidad de hacer experimentación, con las limitaciones y ventajas que éstas llevan consigo, para de ahí deducir algunas conclusiones sobre la manera de operar la planta bajo condiciones de emergencia.

Debe notarse que la computadora digital juega un papel importante en la fase de experimentación de este estudio. La corroboración en base a medidas de campo, aunque proporciona mayor certeza, añade la dificultad de tener que hacer todo un montaje para realizarlas.

1.3 Estado actual de la investigación sobre plantas de cogeneración

En la literatura reciente aparece una gran variedad de trabajos relacionados con plantas de cogeneración. En esta sección se tratará de presentar el estado del arte de esta área de investigación, con el fin de situar las contribuciones de esta tesis con base en las referencias con que fue posible disponer en el trabajo.

Haciendo una clasificación de las referencias según los distintos enfoques, pueden distinguirse cuatro grupos principales, que en forma general pueden denominarse según los aspectos que abordan, y que son: 1) Énfasis en aspectos térmicos y mecánicos, 2) Operación óptima de plantas de cogeneración a corto plazo, 3) Cuestiones de diseño eléctrico y 4) Factibilidad económica.

1.3.1 Énfasis en aspectos térmicos y mecánicos

En este apartado se comentan los tipos de trabajos que tocan el tema de las plantas de cogeneración desde un punto de vista térmico o mecánico. En realidad la parte térmica puede considerarse parte de la mecánica en cuanto a la relación tan estrecha que existe entre la teoría básica de ambas disciplinas, por lo que la separación es más que nada didáctica. A continuación se resumen los principales trabajos reportados.

1.3.1.1 Tecnologías encaminadas a obtener mayor eficiencia

En estos trabajos se proponen nuevas tecnologías para elevar la eficiencia de los ciclos que utilizan turbinas de gas y vapor. Por ejemplo, en [36] Price y Anderson muestran una nueva tecnología para aumentar la eficiencia de turbinas de gas con caldera recuperadora de calor. Esto lo logran inyectando una fracción de vapor al combustor de la turbina de gas, el cual ha sido generado por la caldera de recuperación; esta caldera es básicamente un intercambiador de calor entre el agua de entrada y los gases de salida de la turbina de gas.

F. G. Baily [78] presenta los resultados de la línea de turbinas de vapor STAG de General Electric para ciclos combinados. Estas turbinas están diseñadas para que se ajusten exactamente a la cantidad de calor que es desalojado por la salida de una o más turbinas de gas. El equipo incluye un recuperador de calor optimizado de tipo HRSG ("heat recovery steam generator").

En otro trabajo similar de F. G. Baily *et al.* [80] se hace una revisión de muchos desarrollos tecnológicos encaminados a elevar la confiabilidad y funcionamiento de turbinas de vapor para plantas de cogeneración. Estas tecnologías se centran en el empaquetamiento y control de este tipo de aparatos. Además, se hacen algunas consideraciones generales sobre la aplicación de sistemas de cogeneración basados en turbinas de vapor.

En [94], [95] y [96] se trata el tema de nuevas tecnologías desde un punto de vista de divulgación. En [94] Chapman y Johanson se refieren a los generadores de potencia eléctrica conocidos con el nombre de Magnetohidrodinámicos (MHD), los cuales utilizan el principio de inducción de electricidad debido al roce de un fluido con un conductor. En [95] Bajura y Webb explican el vínculo entre las turbinas de gas y el carbón; es decir, utilizan una nueva tecnología para producir gas a partir del carbón, para después ser inyectado a la turbina. En [96] Valenti describe una nueva tecnología aplicada a plantas de ciclo combinado para disminuir las emisiones de contaminantes y ahorrar combustible.

LaHaye y Zabolotny [110] muestran el desarrollo de una nueva tecnología para aprovechar combustibles sólidos de bajo poder calorífico, como el aceite residual, desperdicios de madera, etc., en plantas de ciclo combinado. El trabajo especula acerca de su posible competitividad con otras formas de generación de energía eléctrica, y concluye sobre una eventual rentabilidad a partir del próximo siglo.

Hein [46] propone un modo particular de operar la torre de enfriamiento de la turbina de vapor de extracción-condensado para disminuir los costos variables de toda la planta, aumentando la generación interna durante las horas pico.

1.3.1.2 Análisis de los ciclos térmicos

Bidard [108] explica la conveniencia, como ingeniero, de manejar los conceptos de exergía y anergía en lugar de entropía y energía en el análisis de ciclos termodinámicos. Esto lo hace basado, no solo en la experiencia diaria, sino en el propio desarrollo de los principios termodinámicos. Concluye que con esta nomenclatura es posible eliminar todas las inconsistencias del lenguaje que actualmente existen al hablar de entropía y energía. También afirma que en algunos casos es posible predecir directamente la situación óptima sin hacer ninguna iteración, gracias a la teoría de Prigogine (científico ruso, profesor de la Universidad Libre de Bruselas, premio Nobel de Química en 1977 por su teoría termodinámica acerca de las estructuras disipativas).

Por otro lado, Bidini y Bosio [111] examinan el funcionamiento de ciclos combinados de turbinas de gas con enfriamiento interior. Hacen un análisis basados en la segunda ley de la termodinámica y lo comparan con las turbinas de gas con inyección de vapor al combustor (STIG) para determinar los rangos apropiados de trabajo y sus limitaciones.

Huang [118] propone una metodología para evaluar el funcionamiento global de plantas de ciclo combinado, basada en consideraciones tanto de energía como de exergía. La evaluación va encaminada principalmente a evaluar la eficiencia global de este tipo de plantas, así como hacer notar la importancia de tener altas eficiencias de segunda ley para poder contar con una alta eficiencia global de la planta. En los resultados examina cinco ciclos combinados usando cinco turbinas de diseño reciente.

Guillen *et al.* [121] encuentra el modelo de entrada-salida para plantas de ciclo combinado partiendo de la teoría básica de la termodinámica.

1.3.2 Operación óptima de plantas de cogeneración

Aunque estos trabajos caen bajo en el área económica de las plantas de cogeneración, el cual se verá más adelante, se ha decidido tratarlo por separado, debido a su especial interés para la investigación y a la abundante literatura reportada con relación a este tema. En este grupo de trabajos la optimización se plantea y resuelve para períodos de tiempo cortos: minutos y horas. La solución a este problema es muy variada, sin embargo, pueden encontrarse algunos puntos en común, que se detallan a continuación:

1.3.2.1 Uso de programación lineal (LP)

Este grupo de trabajos tienen en común la utilización de programación lineal para encontrar el punto de operación óptimo en un horizonte de tiempo corto. Sus diferencias estriban en el modo de formular el problema y en el tipo de planta que se desea optimizar. Por ejemplo, Ghoudjehbakkou y Püttgen [50] propusieron en 1987 una formulación para la optimización de la operación de plantas pequeñas productoras de electricidad bajo tarifas variantes en el tiempo. La solución la encuentran utilizando programación lineal. En 1989 Püttgen y MacGregor [43] formularon el problema de optimización incluyendo tarifas de energía eléctrica variantes en el tiempo, aplicado a ciclos topes y bases que incluyen transacción de energía con una compañía suministradora externa. La novedad de este trabajo con respecto al anterior es la consideración explícita de la parte térmica dentro de la modelación de la planta. La función objetivo utilizada en este último trabajo puede verse en la ecuación (1.1).

$$\sum_{k=1}^N [p_k (Y_{3k} + Y_{7k} + Y_{10k}) - q_k (Y_{1k} + Y_{5k}) - r_k (Y_{2k} + (1/\gamma)Y_{3k} + Y_{4k}) - s_k (Y_{8k} + Y_{9k} + (1/\gamma)Y_{10k}) - t_k (Y_{12k})] \quad (1.1)$$

Donde p, q, r, s, t son coeficientes de costo (\$/MWh) y las Y_k son flujos de energía térmica y eléctrica dentro de la planta, expresados en MW. El subíndice k es el período en el cual se está operando y N es el número total de períodos a considerar en el horizonte de tiempo. La suma total calcula las ganancias totales del sistema de cogeneración, las cuales deben ser maximizadas considerando las debidas restricciones.

Moslehi *et al.* [71] hace una optimización similar a la de Püttgen, pero sin considerar una tarifa variante en el tiempo. Además, considera que tanto la cogeneración como la compañía suministradora de energía eléctrica pertenecen al mismo propietario, lo que deja abierta la posibilidad de considerar una nueva formulación con diferentes propietarios, tal como lo propone Wollenberg en la discusión hecha a este trabajo. La formulación de la función objetivo en este caso está dada en base al costo por hora de la operación de la planta.

1.3.2.2 Uso de programación lineal mezclada con entera (MILP)

Otros trabajos utilizan técnicas de programación lineal mezclada con entera (MILP). Por ejemplo, Consonni *et al.* [104, 114] formula la función objetivo en base a la ganancia por hora del sistema de cogeneración y la optimiza encontrando el valor de las variables de decisión que maximizan esta ganancia; la función es expresada de acuerdo a la ecuación (1.2). La programación entera es usada para poner en funcionamiento o sacar de servicio equipos dentro de la planta durante el proceso de optimización.

$$PR = RE_{es} + RE_{hc} - EX_{eb} - EX_{bl} - EX_{cog} - EX_{o\&m} \quad (1.2)$$

donde:

PR	Ganancia total (\$/hr)
RE _{es}	Ganancia por electricidad vendida (\$/hr)
RE _{hc}	Ganancia por calor suministrado a los clientes (\$/hr)
EX _{eb}	Gastos de electricidad comprada (\$/hr)
EX _{bl}	Gastos de las calderas auxiliares (\$/hr)
EX _{cog}	Gastos de combustible para cogenerar (\$/hr)
EX _{o&m}	Gastos de operación y mantenimiento (\$/hr)

En [48] Couch *et al.* hace ver la importancia de hacer optimizaciones de diferentes componentes de una planta industrial, donde se incluyen equipos como calderas, sobre

calentadores, grupos de turbogeneradores, equipos de bombeo, etc.. Para solucionar los cinco ejemplos propuestos en su reporte se utilizan programación lineal seccionalizada mezclada con entera (algoritmo SLM). Este algoritmo se implementa en el software llamado SLLP ("Seccionally linearizing linear program).

Frangopoulos [105] hace una optimización de la operación de un motor Diesel arreglado para aprovechar el calor disipado en el sistema de enfriamiento y también el calor de los gases de escape. Formula la función objetivo en base a los costos anuales de propiedad y operación, la cual debe ser minimizada para encontrar el punto óptimo de operación.

Seeger y Verstege [113] hacen una optimización utilizando técnicas MILP. Explican la modelación utilizada para las turbinas y calderas de recuperación, haciendo la optimización no para un punto de operación en particular, sino para todo el intervalo de duración de la curva de demanda térmica y eléctrica. Otro trabajo similar es el de K. Ito *et al.* [117], que analiza el efecto de los almacenadores de calor en la optimización de la operación de una cogeneración. La cogeneración sobre la que se trabaja es en base a un motor Diesel. También se utiliza programación dinámica mezclada con programación entera. Se muestra cómo el volumen del tanque de almacenamiento influye en la política diaria de operación y en la economía a largo plazo de la planta.

H. Asano *et al.* [72] investigaron sobre el efecto de la política de tarifa variable con el tiempo en la operación y dimensionamiento óptimo de una planta de cogeneración. Utilizan técnicas de programación lineal mezclada con entera. De modo similar Maher y Musgrove [122] realizan la modelación de plantas de cogeneración de ciclo combinado y realizan su optimización de la operación utilizando programación lineal mezclada con entera. También consideran tarifas variables con en el tiempo.

1.3.2.3 Uso de algoritmos computacionales

Otras publicaciones utilizan el enfoque tradicional de despacho económico utilizando curvas de entrada-salida, "heat rate", etc., buscando la mezcla que satisface las demandas de calor y electricidad a un mínimo costo mediante el operador Lagrangiano. Por ejemplo, Bengiamin [40] formula el problema para el caso de varias turbinas de vapor de contra-presión y extracción-condensado en base a relaciones termodinámicas, y finalmente obtiene una función de costo incremental que se utiliza en el algoritmo de solución, el cual busca la

mezcla que minimiza el costo total combinado de todas las turbinas. Baughman *et al.* [45] hacen una optimización de una planta de cogeneración que incluye sistemas de almacenamiento de energía utilizando la hoja de cálculo Excel. Explican la formulación sin mencionar qué técnica utilizaron para llevar a cabo la optimización. Se ilustran resultados con algunos ejemplos particulares.

1.3.3 Cuestiones de análisis y diseño eléctrico

La literatura consultada concerniente a cuestiones relacionadas con el análisis y diseño eléctrico se resume a continuación. También se incluyen en este apartado aquellas referencias que mencionan aspectos eléctricos de planeación, operación y seguridad de sistemas eléctricos que cuentan con sistemas de cogeneración. Aunque las protecciones pertenecen a este apartado se ruega al lector consultar la sección 3.3.2, donde se hacen referencias a los trabajos correspondientes a este tema.

1.3.3.1 Aspectos del diseño eléctrico de la planta

El manual de sistemas eléctricos de potencia industriales de Donald Beeman [2] expone en uno de sus capítulos las técnicas tradicionales para dimensionamiento de equipos eléctricos como alimentadores, conductores, interruptores, etc., utilizados en la distribución interna de energía eléctrica, incluyendo aquellos sistemas que cuentan con generadores propios conectados a su sistema eléctrico de distribución. Otro trabajo de este tipo es el de M. Polonyi [12], el cual describe en forma breve los controles y su problemática de operación en sistemas eléctricos de potencia. Más específicamente trata el modelado lineal de la caldera, la turbina y el regulador de voltaje y velocidad. Hace algunas discusiones útiles para entender la problemática de control de sistemas eléctricos que incluyen cogeneradores.

Daley [35] hace algunas consideraciones sobre la operación y diseño de cogeneradores industriales operando en paralelo con la compañía eléctrica externa. Describe las protecciones, controles de velocidad y excitación que en su experiencia le parecen convenientes para una operación confiable de estos sistemas. Muestra resultados de mediciones de campo y explica la conveniencia de utilizar máquinas síncronas en vez de generadores de inducción en plantas cogeneratoras, dados los requerimientos de potencia reactiva para operar un generador de inducción. De modo contrario a esto último, J. R. Parsons [39] analiza la conveniencia de usar generadores de inducción en plantas de cogeneración. Para lograr esto hace una comparación

de un generador de inducción de 3000 KW con uno síncrono de tamaño similar dentro de un esquema típico de cogeneración. Las principales razones que da a favor de los generadores de inducción es su bajo costo, su capacidad para no generar armónicas, su simplicidad y su confiabilidad.

Entre los trabajos relacionados con el dimensionamiento de los equipos eléctricos está el de Jones [47], quien explica el diseño y desarrollo del sistema de distribución eléctrica con la característica particular de ser flexible; Z. Mohiuddin [53] muestra el diseño de un sistema de distribución eléctrica que contiene varios generadores, permaneciendo dentro de los niveles de cortocircuito disponibles del equipo en voltaje medio. Otros, como Hogwood y Rice [66], discuten algunos aspectos eléctricos del diseño de sistemas de cogeneración: arreglo del sistema eléctrico, integración de la nueva generación dentro del sistema eléctrico de la planta, cortocircuitos, diagramas unifilares, características del generador, sistemas de excitación, tamaño de los transformadores elevadores y sus características, transformadores auxiliares, sistemas de distribución y sistemas de aterrizaje.

1.3.3.2 Análisis de sistemas eléctricos incluyendo cogeneradores

Momoh y Chuku [65] resumen brevemente algunos de los proyectos de investigación hechos por cuatro estudiantes de la Universidad de Howard. En uno de estos proyectos se investigó el efecto en la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia de la agregación de plantas de cogeneración. Para lograr esto se corre un caso base de estabilidad utilizando la red de 14 nodos del IEEE con parámetros reales proporcionados por una compañía eléctrica. Posteriormente se corren casos adicionales para la misma falla del caso base, pero haciendo variaciones en los parámetros de algunas de las máquinas incluidas en la red. Finalmente, se concluye que los problemas de estabilidad aumentan cuando se van agregando cogeneradores. Para solucionar esto sugieren cambiar el esquema de protección y lo proponen como futuro trabajo de investigación.

Otro trabajo relacionado con el análisis de sistemas eléctricos es el de R. H. McFadden [55], el cual presenta un programa computacional para estudiar la estabilidad transitoria de sistemas eléctricos industriales. Utiliza el modelo clásico del generador y lo aplica a un sistema industrial con 5 generadores, además de incluir la interconexión con la compañía externa de energía eléctrica. Los resultados mostrados son para un par de fallas, en donde en una de ellas uno de los generadores se hace inestable. Se hacen algunos comentarios sobre las

protecciones de este tipo de sistemas. Otro trabajo relacionado con la estabilidad de sistemas de cogeneración es el de Lee Wei -Jen *et al.* [67]. En este artículo se discute el efecto del modelado de las cargas eléctricas en los resultados del estudio de estabilidad de este tipo de plantas. Se aplican los diferentes modelos de cargas propuestos en el estudio de una planta petroquímica que cuenta con varios cogeneradores instalados. El estudio incluye el modelado de la turbina y su control de velocidad, el sistema de excitación y el generador.

Finalmente en este apartado se puede incluir el trabajo de Tsai-Hsiang Chen *et al.* [58] en el cual se describen los modelos trifásicos en estado estable del cogenerador y el transformador elevador para hacer análisis de sistemas de distribución.

1.3.3.3 Aspectos de planeación, operación y seguridad

En este apartado pueden incluirse aquellas publicaciones que tocan el tema de la operación desde el punto de vista eléctrico, ya sea mencionando la problemática o haciendo algún tipo de análisis [52, 44]. Otros artículos [24, 42] consideran el diseño desde el punto de vista de la planeación y la seguridad de las plantas de cogeneración operando en paralelo con grandes sistemas eléctricos de potencia. En otro trabajo Shor [68] sugiere que durante la etapa de planeación deben hacerse algunas consideraciones en la especificación del equipo a usar para mejorar la disponibilidad del sistema de cogeneración durante cargas pico.

1.3.4 Cuestiones económicas de plantas de cogeneración

Bajo este apartado se detallan los trabajos que abordan el tema económico de plantas de cogeneración buscando diferentes objetivos en la formulación y análisis. En las subsecciones siguientes se hace un resumen de algunos de los trabajos reportados recientemente en la literatura.

1.3.4.1 Uso de software

Estos trabajos normalmente hacen el análisis para un esquema determinado de la planta de cogeneración con el fin de evaluar su viabilidad económica antes de hacer su instalación. Por ejemplo, Babus'Haq *et al.* [106] realizan este análisis para paquetes de cogeneración pequeños, siendo el resultado final el período de recuperación de la inversión estando conectados o sin conectarse a la red eléctrica externa. La referencia [88] es un software comercial para

hacer algunos estudios térmicos particulares, contando con una rutina para evaluar la factibilidad de una planta de cogeneración siguiendo el esquema norteamericano de impuestos, durante y después de la construcción de la planta. El resultado final en forma de índices económicos, tales como la tasa interna de rendimiento (TIR), el período de recuperación de la inversión (RI) y el valor presente neto (VPN). Este software puede aplicarse tanto a turbinas de gas como de vapor.

En otro trabajo, R. Brunet y J. Irani [109] de Francia, muestran un software para estudios de proyectos y administración de la instalación de turbinas de gas y vapor. En este trabajo se toman en cuenta las variaciones de tarifas con respecto al tiempo. Turner *et al.* [115] del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad de Texas A&M utilizan el software CELCAP ("Civil engineering laboratory cogeneration analysis program") para evaluar la factibilidad económica de varios escenarios de posibles plantas de cogeneración a instalar en el Campus de la Universidad de Houston. Se toman en cuenta varios tipos de motores reciprocantes y turbinas de gas en un intervalo de 6 a 12 MW de capacidad.

1.3.4.2 Trabajos misceláneos relacionados con cuestiones económicas

En estos trabajos se utilizan procedimientos muy diversos y difíciles de situar en una metodología específica. Sin embargo, todos tratan aspectos económicos y en particular la factibilidad de plantas de cogeneración. Por ejemplo, Farghal *et al.* [62] hace una justificación económica de plantas de cogeneración basadas tanto en turbinas de gas como de vapor. Toman en cuenta el punto de vista y el papel que juega la compañía suministradora de energía eléctrica externa en este tipo de decisiones. Incluyen modelos estadísticos en la modelación de las cargas térmicas y eléctricas. Realizan el cálculo de flujo de efectivo en el tiempo a largo plazo, la relación beneficio-inversión y un análisis de sensibilidad de los principales parámetros económicos para seleccionar la estrategia óptima de cogeneración entre la industria y la compañía eléctrica externa.

Abel Leal [81] y Roberto Páez [82] hacen un estudio de factibilidad económica utilizando varias suposiciones para simplificar el análisis, por ejemplo, suponen una cierta capacidad de la planta de antemano, con operación aislada solamente. Tienen la particularidad y el mérito de hacer referencia a la problemática de las industrias para las cuales hicieron la factibilidad.

B. M. Kaupang [79] y Borglin [107] especulan sobre el futuro de fuentes de generación y hacen ver la importancia de realizar en el presente una buena selección del tipo de unidades generadoras a instalar. En el análisis de selección se utilizan curvas comparativas de costos anuales contra factor de capacidad, las cuales muestran claramente la opción que requiere un menor costo de operación para un determinado factor de capacidad (hrs de uso /año).

A. H. Santos *et al.* [119] de Brasil proponen una metodología para evaluar el exceso o déficit de energía y capacidad en sistemas de cogeneración. Esto es con el fin conocer la interacción energética con la compañía eléctrica externa bajo contrato y de este modo contribuir al dimensionamiento del sistema de cogeneración. Para esto utilizan series de Gram Charlier para ajustar las funciones de distribución de probabilidad relacionadas con los consumos de calor y trabajo.

1.3.4.3 Aspectos políticos y económicos de plantas de cogeneración

Dentro de este grupo de publicaciones pueden considerarse los que abordan el problema desde el punto de vista político, económico como [97, 98, 99]. Elvira Sandoval [97], del Instituto de Investigaciones Eléctricas, publicó una entrevista del director del Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico en México (PAESE), Ing. Mateo Treviño, donde se menciona la estrategia de incluir plantas de cogeneración como un medio para ahorrar energía. Glenn Zorpette y K. Fitzgerald [98] revisan la situación energética en los Estados Unidos, mencionando el peligro de factores como la guerra en el Golfo Pérsico en el buen funcionamiento de la estructura energética de su país. La revista *ENR* [99] hace una reseña de la construcción de una planta de cogeneración de gran capacidad como consecuencia de la ley de regulación de compañías eléctricas en los Estados Unidos.

1.3.4.4 Evaluación del precio de la energía eléctrica

En esta sección se consideran los trabajos que evalúan el precio más conveniente de la energía eléctrica en la presencia de cogeneradores utilizando teoría de juegos [61, 70]. Aunque muchos admiten que los precios están sujetos a manipulaciones políticas, estos trabajos tienden a evaluar el impacto de los cogeneradores en el proceso de determinación de los precios de energía eléctrica. En el capítulo 2 se dan más detalles de estos trabajos.

Una técnica diferente a la teoría de juegos para fijar precios es el mecanismo propuesto por MacGregor y Püttgen [69]. En particular resuelven el siguiente problema: Dado un calendario óptimo de una planta pequeña de cogeneración (SPPF, "Small power producing facility") el cual fue encontrado considerando precios variables en el tiempo bajo la teoría de costo marginal de generación, ¿qué incentivos en los precios son factibles de lograr de tal modo que una recalendarización de la operación de la SPPF permita a la compañía suministradora de energía eléctrica disponer del exceso de capacidad en determinados intervalos de tiempo? En el artículo se muestra que la solución puede derivarse del problema dual de programación lineal.

1.3.5 Conclusiones de la revisión bibliográfica

De todos los trabajos anteriores se puede notar que las plantas de cogeneración han sido estudiadas por diferentes especialistas, según su campo de conocimiento. Es decir, los expertos en termodinámica han hecho trabajos donde se analizan diferentes tipos de plantas de cogeneración desde su perspectiva. Los que conocen de técnicas de optimización las han aplicado considerando las particularidades de esta tecnología para producir energía eléctrica y térmica simultáneamente. Los especialistas que entienden de protecciones han acomodado sus conocimientos a la nueva problemática que presenta el hecho de conectar cogeneradores a un sistema de distribución o a la red de una gran compañía eléctrica. Los conocedores de ingeniería económica han estudiado la factibilidad de instalar plantas de cogeneración adaptando las reglas propias de esta disciplina a la situación concreta de una planta de cogeneración. Los dedicados al análisis de sistemas eléctricos de potencia empiezan a estudiar los efectos de añadir sistemas de cogeneración interconectados a la red usual de suministro de energía eléctrica. En esta tesis se han integrado diferentes aspectos termodinámicos y económicos en una metodología, así como el establecimiento de una sistematización para el análisis del comportamiento transitorio de este tipo de plantas.

1.4 Alcance y enfoque de la tesis

Existe una gran variedad de tipos de plantas para cogenerar energía. Por esta razón se puede hacer una clasificación atendiendo a diferentes características: capacidad, tipo de carga que abastecen, combustible que utiliza el motor primario, tipo de motor primario, modo en que opera, arreglo de los distintos componentes, etc. Sin embargo, puede hablarse principalmente de dos tipos de sistemas de cogeneración, caracterizados por su motor

primario: (1) Sistemas de cogeneración que utilizan turbina de gas y (2) aquellos que utilizan turbinas de vapor. En la referencia [104] (ver Figura 1.1) se muestran seis arreglos distintos de sistemas de cogeneración y la manera en que pueden ser modelados para efectos de operación óptima a corto plazo. Estos seis tipos son: a) Turbina de gas con caldera de recuperación de calor para el proceso. b) Turbina de vapor a contrapresión sin condensador. c) Motor de combustión interna con recuperador de calor. d) Turbina de vapor de extracción-condensado. e) Turbina de gas con inyección de vapor y caldera de recuperación de calor para el proceso. f) Turbina de gas con caldera de recuperación de calor para inyectar a una turbina de vapor (ciclo combinado). Otros sistemas de cogeneración menos comunes son los que utilizan motores Diesel [105]. También se cuentan entre estos los generadores magnetohidrodinámicos [94]. Existen también sistemas de cogeneración para uso residencial o comercial a pequeña escala, comúnmente llamados "paquetes de mini-cogeneración" [106].

Sin pretender haber dado una clasificación exhaustiva de los sistemas de cogeneración existentes hasta la fecha, la presente servirá de marco de referencia para la dirección de este trabajo. Es decir, al hablar de sistemas de cogeneración se estará aludiendo al caso de los que utilizan turbinas de vapor como motor primario y por tanto son analizados desde el punto de vista de la termodinámica como un ciclo Rankine, a diferencia de las turbinas de gas, las cuales utilizan el ciclo Brayton.

El punto de vista económico se estudiará en base a los indicadores de uso tradicional en la evaluación de proyectos. En el análisis eléctrico se tratará al cogenerador como una máquina interconectada a un gran sistema o barra infinita, si está operando en paralelo con la compañía suministradora de energía eléctrica, y será tratado como una máquina con una carga resistiva-inductiva conectada a sus terminales cuando opera en forma independiente de la compañía suministradora de energía. La justificación de la modelación para el estudio transitorio será explicada en el capítulo 3.

Por otro lado, han aparecido publicaciones en las que se tratan problemas relacionados con la contaminación ambiental producida por plantas generadoras de electricidad a partir de hidrocarburos. Es bien sabido que los motores primarios y generadores de vapor que operan a base de combustibles derivados del petróleo emiten sustancias contaminantes a la atmósfera como producto de la combustión. Algunos problemas que se han notado a causa de estos contaminantes son por ejemplo: la lluvia ácida, el 'smog' producido por emisión de NO_x en la combustión de aire a muy altas temperaturas, por ejemplo en turbinas de gas, y cambios en el

clima, como efecto invernadero, debido a la emisión de CO_2 cuando se queman carbón y/o aceite combustible, también llamado combustóleo. Por tanto, cuando se piensa instalar este tipo de plantas, es necesario adaptarse a las leyes anticontaminantes dispuestas por la legislación. Sin embargo, estos aspectos no serán tratados en esta tesis.

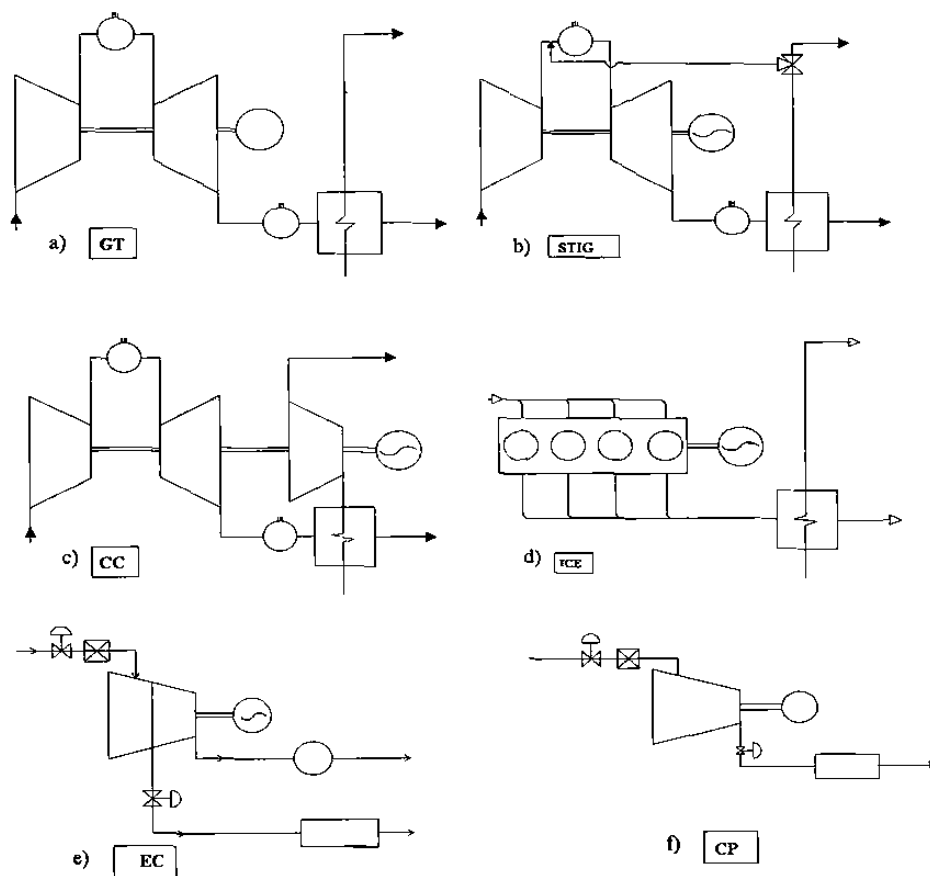


Figura 1.1 Algunos esquemas de motores primarios de plantas de cogeneración. a) GT, turbina de gas con caldera recuperadora de calor. b) STIG, Turbina de gas con caldera recuperadora de calor e inyección de vapor al combustor. c) CC, ciclo combinado de turbina de gas y vapor y caldera recuperadora de calor para proceso. d) ICE, Motor de combustión interna. e) EC, Turbina de vapor de extracción-condensado. f) CP, Turbina de vapor de contra-presión.

1.4.1 Estructura y contenido de la tesis

En el capítulo 1 se presenta una introducción al tema de la tesis, donde se detalla la motivación que llevó al desarrollo de este trabajo, tanto desde el punto de vista objetivo como subjetivo. Se hacen, además, algunas consideraciones históricas y filosóficas acerca del método científico; su naturaleza, su modo de proceder, una clasificación de las ciencias, la ubicación de la ingeniería dentro del cuerpo del conocimiento científico y disciplinas

involucradas a lo largo de la tesis. Finalmente se presenta el estado actual de la investigación sobre plantas de cogeneración, el alcance y el enfoque del trabajo.

En el capítulo 2 se procede a explicar paso a paso el análisis económico de plantas de cogeneración basadas en turbinas de vapor. Se utilizan conceptos de termodinámica para fundamentar el análisis de los dos esquemas tratados; por un lado los ciclos que utilizan turbinas de vapor de contra-presión y aquellos que utilizan turbinas de extracción-condensado. Posteriormente se hace un análisis para seleccionar el tamaño de planta más conveniente; se formula el problema considerando el comportamiento de la inversión, los costos de operación y de mantenimiento. Más adelante se establecen los índices económicos usados para evaluar las distintas alternativas que tienen posibilidad de ser implementadas, el modo de calcularlos y la interpretación y alcance. Se hace una comparación de la razón costo/beneficio para las dos turbinas usadas en cogeneración y en el ciclo convencional. También se incluye una sección que trata la problemática de despacho económico incluyendo unidades cogeneradoras. Finalmente, se resuelve un caso de estudio con datos reales de una fábrica de fibras sintéticas actualmente en operación y con posibilidades de instalar un sistema de cogeneración.

En el capítulo 3 se presenta la metodología para el análisis eléctrico de la planta. Se describen los diferentes modelos utilizados para realizar la simulación digital: modelo del generador en sus diferentes modos de operación, modelos de las turbinas de vapor (CP y EC), modelo de la caldera y sus controles y finalmente el modelo de las cargas térmicas y eléctricas. Se describe el software y hardware utilizado en la simulación, se hacen algunas consideraciones sobre los métodos numéricos, modos en que puede operar la planta, disturbios simulados, comentarios sobre las protecciones, la metodología para el análisis eléctrico y finalmente se analizan resultados de casos particulares.

Por último, en el capítulo 5 se presentan las conclusiones, las recomendaciones y las aportaciones de este trabajo de investigación. Se describen las conclusiones generales distinguiéndolas de las que se desprenden de cada uno de los capítulos. Se incluye, además, apéndices con los archivos de trabajo, algoritmos, etc., utilizados en los diferentes capítulos. También se adjunta una lista de referencias y bibliografía relacionada con la tesis.

Capítulo 2

METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

2.1 Introducción

Es común que al tratar de justificar económicamente la realización de un proyecto de ingeniería por aproximaciones demasiado burdas o intuición no se muestre claramente el porque de una determinada decisión y qué procedimiento se siguió. En el presente capítulo se propone una metodología en la que se hace una evaluación económica sistemática para industrias con posibilidades de instalar plantas de cogeneración.

Para la toma de decisión sobre el tipo y capacidad de planta de cogeneración se requiere de un estudio de factibilidad económica. En un diseño de planta nueva se puede considerar un mayor número de posibilidades a evaluar que en una planta con parte del equipo ya instalado; por ejemplo, el tener instaladas las calderas que suministran vapor al proceso, es la situación que aparece con más frecuencia, especialmente en México, donde la legislación para instalar este tipo de equipo se aprobó recientemente [100], [101] y [124]. Es decir, muchas industrias con procesos térmicos en operación tendrán que evaluar el tipo y capacidad de planta a instalar, en caso de desear cogenerar. Algunos esfuerzos en este sentido pueden verse en los últimos 8 años en [5], [60], [62], [79], [81], [82], [107], [106], [108] y [109]. Esto hace ver el creciente interés que ha tenido esta problemática motivada por su elevado precio, la escasez de combustible fósil y por tanto la necesidad de utilizar el combustible más racionalmente.

Industrias con calderas que suministran vapor a un proceso térmico, tienen la oportunidad de evaluar sistemas de cogeneración con turbinas de vapor (ciclo Rankine) en sus diferentes tipos: contra-presión (CP) y extracción-condensado (EC). Algunos autores [5] recomiendan instalar turbinas de vapor siempre que la razón de potencia eléctrica a calor sea menor a RPC_{max} ($RPC_{max}=0.29$); es decir, que el consumo de calor sea mayor al de electricidad de acuerdo a (2.1).

además de las deficiencias comunes que suelen aparecer en el servicio diario por anomalías en los oleoductos, gasoductos y transporte terrestre. Otra restricción es el volumen contratado.

2.2.1 Análisis del ciclo Rankine

Para cuantificar la cantidad de energía eléctrica y térmica que es posible cogenerar, es necesario hacer un balance de energía de los distintos elementos que componen la planta de cogeneración. El análisis varía de acuerdo al modo de operación que se seleccione. Esta operación puede ser de:

- (a) Generar vapor según la demanda del proceso.
- (b) Generar vapor a la máxima capacidad de la caldera o calderas con que se cuente.
- (c) Una combinación de las dos primeras opciones, si se tiene más de una caldera.

Para la opción (a) sólo es posible utilizar una turbina de contra-presión (sin condensador) con extracción de vapor a las condiciones del proceso. Existe la posibilidad de hacer una o varias extracciones de vapor entre la máxima presión (comúnmente llamada presión de estrangulación) y la mínima (proceso que utilice la mínima presión). Un esquema de esta alternativa usando una sola extracción puede verse en la Figura 2.1. Este tipo de arreglos conviene que la operación sea siempre en paralelo a la compañía suministradora de energía eléctrica ya que no se tiene control sobre la potencia eléctrica cogenerada.

Para la opción (b) sólo es posible implementarse utilizando una turbina que incluya condensador. Puede haber una o varias extracciones de vapor antes de condensarlo. Las extracciones pueden ser automáticas o no, [80] La Figura 2.2 muestra el esquema del ciclo térmico para esta alternativa.

En esta opción se puede controlar la potencia eléctrica generada independientemente de la demanda térmica y resulta de mayor beneficio para la economía de la industria el que ésta pueda absorber los picos de carga eléctrica dentro de ella suponiendo que el generador propio (cogenerador) sea de menor capacidad a la carga instalada. Cuando la capacidad del generador es mayor al de la carga instalada, este efecto no repercute en la economía de la industria propietaria, con la posibilidad de exportar excedente de generación a la compañía suministradora de energía eléctrica de acuerdo al tipo de contrato establecido. En la Figura 2.3 puede verse el proceso de transformación de la energía desde el combustible usado para

producir vapor en la caldera, hasta los productos finales: calor y electricidad.

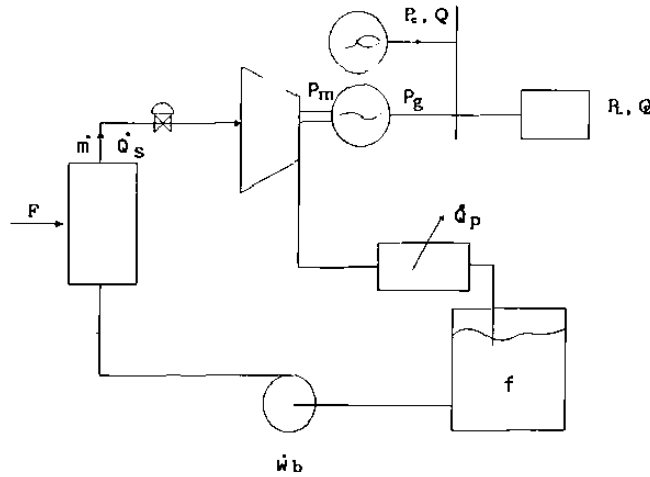


Figura 2.1. Ciclo térmico Rankine para cogenerar energía eléctrica y térmica utilizando el vapor generado para la demanda de vapor del proceso, turbina de contra-presión (CP).

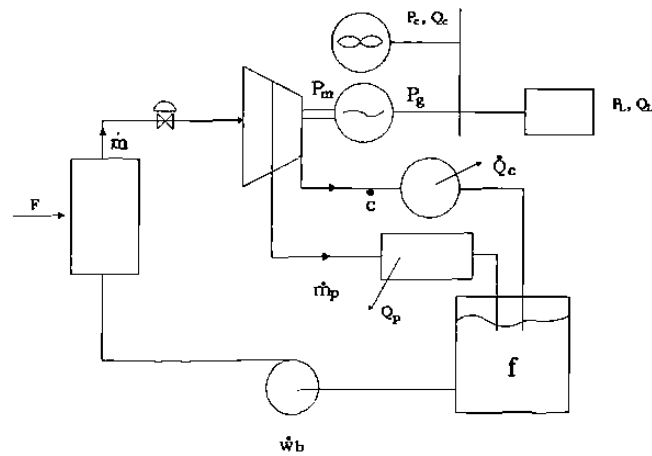


Figura 2.2. Ciclo Rankine operando a flujo máximo de vapor utilizando turbina de extracción-condensado (EC)..

La tercera alternativa (c) se ilustra en la Figura 2.4 para el caso de dos calderas, una operando a flujo máximo y la otra a un valor menor a su capacidad nominal.

Es evidente que estas tres opciones no agotan todas las posibilidades que se pueden encontrar en situaciones reales, ya que también se pueden hacer combinaciones con calderas de distinta presión y temperatura máxima de operación; por ejemplo, agrupando calderas de alta presión, intermedias y de baja presión. De lo anterior se puede pensar en la instalación de

turbinas a cada nivel de presión y temperatura resultante de cada agrupación. Esto da una idea de la cantidad de situaciones reales que pueden presentarse al efectuar un estudio de disponibilidad de energía para cogenerar, pues lo que se necesita partir de una esquema del ciclo térmico para iniciar este análisis.

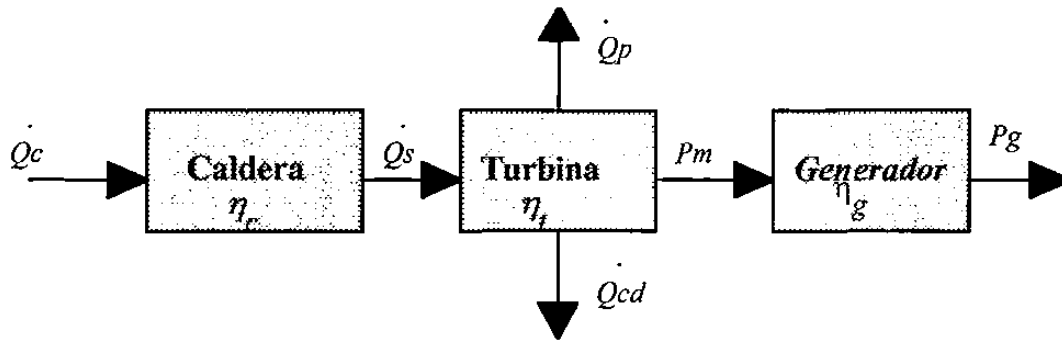


Figura 2.3. Proceso de transformación del combustible a través de los distintos elementos que componen la planta a las formas térmica y eléctrica.

Antes de hacer el análisis de cada alternativa planteada debe conocerse la energía global de que dispone la industria para cogenerar. Esta energía global disponible está dada por la suma de la capacidad de cada caldera, expresada por (2.2).

$$\dot{Q}_s = \sum_{i=1}^B \dot{m}_i (h_{li} - h_{fi}) \quad (2.2)$$

donde:

- \dot{Q}_s Potencia calorífica total disponible para cogenerar (KW_t).
- \dot{m}_i Flujo de vapor de la caldera (Kg/s).
- B Numero de calderas.
- h_{li} Entalpía a la salida del sobrecalentador de la caldera (J/Kg).
- h_{fi} Entalpía del agua de alimentación a la caldera (J/Kg).

de manera similar puede hacerse este cálculo utilizando (2.3).

$$\dot{Q}_s = \sum_{i=1}^B \eta_{c_i} H_c \dot{m}_i f_{c_i} \quad (2.3)$$

donde :

- Q_s : Calor transferido al vapor (KW).
 η_{ci} : Eficiencia de 2a. ley de la caldera i, (adimensional, <1.0).
 H_c : Capacidad calorífica del combustible (KWh/Kg).
 m_i : flujo de vapor de la caldera i (Kg/hr).
 f_{ci} : factor de evaporación de la caldera i (Kg/hr/Kg/hr), Fig. 2.10.

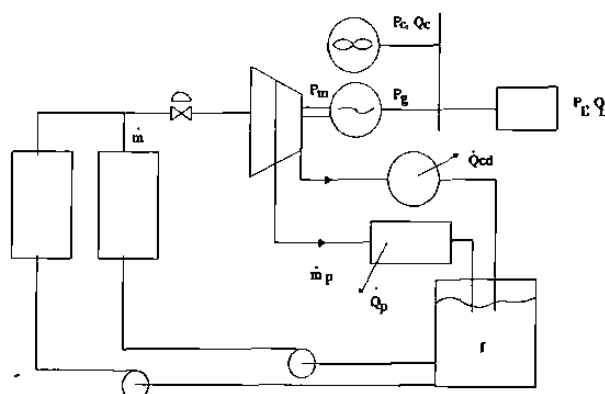


Figura 2.4. Alternativa (c) del ciclo térmico para cogenerar energía eléctrica y térmica. Puede tener una turbina de contra-presión si la suma de los flujos de vapor es igual a la que requiere el proceso.

La eficiencia de la caldera nos indica su capacidad para transformar la energía calorífica que posee el combustible a energía contenida en el vapor. De la ecuación (2.3) puede verse que el calor transferido por la caldera Q_c en el proceso de combustión es mayor al que finalmente recibe el agua Q_s ya que $\eta_c < 1$. Esto se expresa en (2.4).

$$Q_c = \frac{Q_s}{\eta_c} \quad (2.4)$$

La eficiencia varía con la evaporación, como puede verse en la Figura 2.5, y puede caracterizarse matemáticamente por (2.5). Las calderas generalmente trabajan alrededor de un 85% de eficiencia. Ver ajuste de curva en Apéndice A.2.14.

La eficiencia también se ve afectada por el tipo de combustible usado. El resultado de (2.2) y (2.3) debe ser el mismo; sin embargo, puede resultar diferente si el factor de consumo de combustible (f_c) no está bien evaluado por el diseñador.

$$\eta_c = a + b m + c m^2 \quad (2.5)$$

donde:

- η_c : eficiencia de la caldera.
- m : flujo de masa (Kg/s).
- a, b, c : coeficientes resultantes del ajuste de curva.

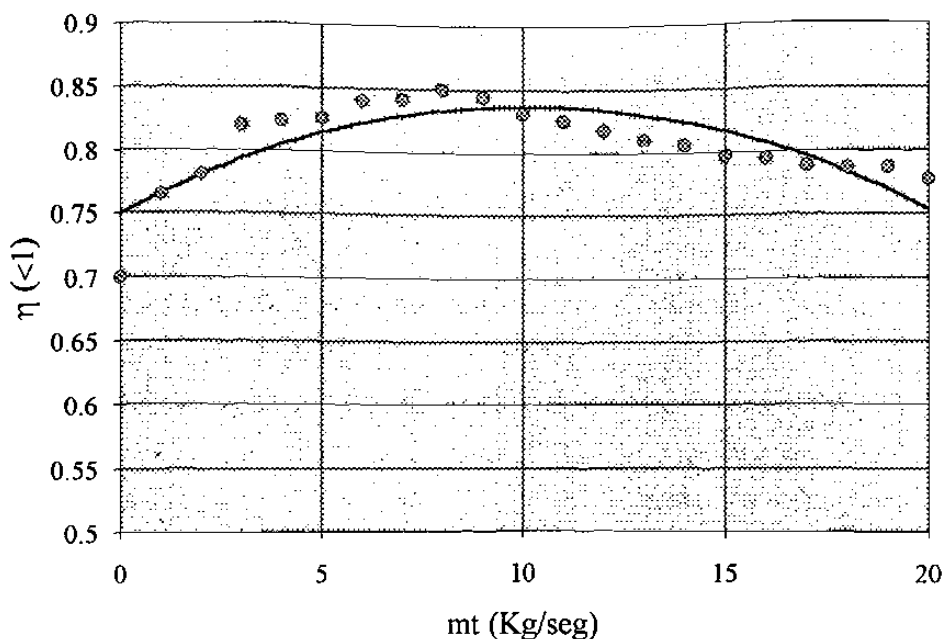


Figura 2.5 Comportamiento de la eficiencia de la caldera contra flujo máximo.

El balance del ciclo Rankine de acuerdo a la ley de conservación de la energía viene dado por (2.5). El trabajo hecho por las bombas de circulación y demás equipo auxiliar de la caldera, está considerado dentro de la carga eléctrica (P_L) de la industria bajo estudio.

$$\dot{Q}_s - P_m - \dot{Q}_{cd} - \dot{Q}_p - \dot{Q}_l = 0 \quad (2.6)$$

donde \dot{Q}_s viene dada por (2.2). El trabajo P_m hecho por la turbina según la primera ley de la termodinámica está dada por (2.7). El calor disipado en el condensador \dot{Q}_{cd} se expresa por medio de (2.8). El calor suministrado al proceso \dot{Q}_p viene dado por (2.9), y finalmente \dot{Q}_l cuantifica las pérdidas térmicas en sus diferentes formas a lo largo del ciclo. Cada término de (2.6) está en Watts (W).

$$P_m = \sum_{i=1}^T \eta_{ti} \left[\dot{m}_{ti} (h_{ti} - h_{pi}) + (\dot{m}_{ti} - \dot{m}_{pi}) (h_{pi} - h_{ci}) \right] \quad (2.7)$$

$$\dot{Q}_{cd} = \sum_{i=1}^C (\dot{m}_{ti} - \dot{m}_{pi}) (h_{ci} - h_{fi}) \quad (2.8)$$

$$\dot{Q}_p = \sum_{i=1}^P \dot{m}_{pi} (h_{pi} - h_{fi}) \quad (2.9)$$

donde:

- T número de turbinas.
- P número de procesos.
- C número de turbinas con condensador.
- h_{ti} entalpía a la entrada de la turbina i (J/Kg).
- h_{pi} entalpía en la extracción de la turbina i que alimenta al proceso p . Las ecuaciones (2.5)-(2.7) consideran turbinas con una sola extracción (J/Kg).
- h_{ci} entalpía a las condiciones de presión y temperatura del condensador (J/Kg).
- h_{fi} entalpía a las condiciones de presión y temperatura en el deareador, (J/Kg).
- \dot{m}_{ti} flujo de masa de vapor a la entrada de la turbina (Kg/s).
- \dot{m}_{pi} flujo de masa de vapor que utiliza el proceso (Kg/s).
- η_{ti} rendimiento interno de la turbina (eficiencia de 2a. ley), se supone el mismo rendimiento para cada una de las etapas de la turbina. Esta suposición se cumple para la mayoría de las turbinas con varias extracciones (<1).
- P_m potencia mecánica en el eje de la turbina (W)

Es de notar que la eficiencia de la turbina depende del flujo de vapor que pasa a través de ella, Figura 2.6. Esta puede ajustarse a una recta de acuerdo datos similares a los presentados en [6]. Se debe tener cuidado al manejar los valores de flujo de masa, ya que \dot{Q}_{cd} debe ser exactamente cero para la turbina de contra-presión, ya que no tiene instalado condensador; además, el segundo término del cálculo de potencia mecánica (2.7), es cero en turbinas CP.

El sistema eléctrico aprovechará un porcentaje de la potencia en el eje de la turbina proporcional a la eficiencia del generador eléctrico. Esta potencia eléctrica queda expresada por (2.10), y su relación puede observarse en la Figura 2.3. El valor de la entalpía se define en base a la presión y temperatura del vapor. Esta se define en forma analítica como la suma de la

energía interna (u) más el producto de la presión por el volumen específico ($p\nu$). La ecuación (2.11) muestra esto.

$$P_g \eta_g P_m \quad (2.10)$$

$$h u + p\nu \quad (2.11)$$

$$u = f(T) \quad (2.12)$$

donde:

- h : entalpía (J/Kg)
- u : energía interna (J/Kg)
- p : presión del vapor (KPa)
- ν : volumen específico (m^3/Kg)
- T : temperatura ($^{\circ}\text{C}$)

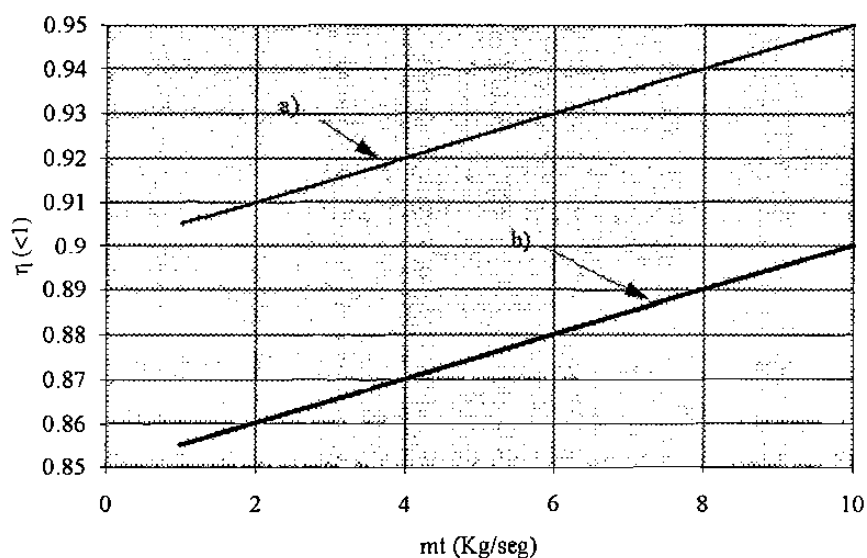


Figura 2.6. Eficiencia de una turbina para uso industrial a) contra-presión, b) con condensador.

La temperatura no aparece explícitamente ya que la energía interna la contiene implícitamente. El valor numérico de la entalpía puede encontrarse usando un diagrama de Mollier [6] o mediante aproximaciones numéricas de este diagrama. El caso estudiado en la sección 2.5 utiliza una aproximación lineal para los valores de entalpía del vapor en la línea de saturación. Para el vapor sobrecalentado se hace una lectura directa del diagrama de Mollier y se da como dato al archivo de trabajo, ver Apéndice A.2.3. El flujo de masa puede manejarse en base al valor máximo y mínimo que puede tomar durante la operación. Otra manera de considerarlo es en base a una función discreta en el tiempo en un periodo determinado. La discretización

puede hacerse a intervalos estacionales, mensuales, diarios, por horas, etc. Entre más pequeño sea el intervalo seleccionado para hacer el estudio de disponibilidad, se tendrá mayor visión de lo que será la operación diaria. Esta discretización es posible hacerla a través de un vector que contenga los datos de flujo de masa para todos los intervalos dentro del periodo de tiempo considerado. Es decir, si el análisis se hace en un año con intervalos mensuales, $K=12$, el vector se expresa de acuerdo a (2.13).

$$\dot{m}_t = [\dot{m}_1, \dot{m}_2, \dot{m}_3, \dots, \dot{m}_K] \quad (2.13)$$

donde:

\dot{m}_t : vector que contiene el flujo másico de todo el período T_n

\dot{m}_j : flujos de vapor discretizados en K periodos. $j = 1, 2, \dots, K$. (Kg/hr).

De la misma manera puede expresarse el flujo de vapor suministrado al proceso en cada uno de los periodos previstos en el estudio. Dado que las entalpías son cantidades constantes en el tiempo y los flujos, por el contrario, tienen una dependencia con respecto al tiempo, las energías resultantes serán variantes en el tiempo y con las mismas dimensiones vectoriales que los flujos, ver ecuaciones (2.2), (2.3), (2.7) y (2.9). Esta característica será de utilidad para caracterizar la potencia eléctrica y calorífica generada por la planta.

Con la ayuda de paquetes para computadora personal que utilizan lenguajes altamente declarativos, es posible hacer este tipo de análisis con relativa facilidad. Un ejemplo de estos paquetes son el MathCad y el MATLAB los cuales facilitan el uso de operaciones que involucran matrices y vectores. En la sección 2.5 puede verse la explicación de un caso utilizando este software.

2.2.2 Indicadores del rendimiento térmico

Para hacer una comparación entre distintas alternativas de generación de energía eléctrica desde el punto de vista térmico, es necesario hacer una evaluación que indique cual de ellas es la más conveniente en una base común de comparación. Debe tenerse en cuenta que la mejor opción, desde el punto de vista térmico, no necesariamente es la mejor desde el punto de vista económico. Esto se verá más claramente al explicar los aspectos económicos que intervienen en la producción de energía eléctrica, además de ser ilustrado con un caso, ver sección 2.7.

2.2.2.1 Rendimiento térmico

Esta evaluación se puede realizar mediante indicadores del rendimiento térmico, mecánico y eléctrico. Sin embargo, aunque es importante el rendimiento de cada uno de los elementos del sistema, lo que mejor da una idea al hacer una comparación, es el rendimiento o eficiencia térmica global del ciclo. Esta se expresa de la forma mostrada en (2.14)

$$\eta_T = \frac{E_u}{Q_c} \quad (2.14)$$

donde:

η_T	Eficiencia térmica de 1a. ley del ciclo Rankine (>1)
E_u	Potencia eléctrica y calorífica útil (KW)
Q_c	Calor suministrado por la caldera (KW _t)

La potencia útil está dada por la suma de todas las formas de energía provenientes de una misma fuente de calor. En un sistema de cogeneración viene dado por la suma de calor y potencia eléctrica (2.15).

$$\dot{E}_u = \dot{Q}_p + P_m \quad (2.15)$$

La eficiencia térmica del ciclo indica que porcentaje del calor suministrado por el combustible en la caldera ha sido convertido a energía útil.

2.2.2.2 Razón de calor

Es posible usar varias formulaciones de la Razón de Calor, más comúnmente usado por los ingenieros en Potencia con el nombre de "Heat Rate", la cantidad de potencia calorífica expresada Kcal/hr necesaria para producir un KW de potencia eléctrica (2.16). Al hacer la división de potencia calorífica sobre potencia eléctrica esta definición desaparece quedando expresado como energía en Kcal necesaria para generar un KWh, ver unidades de HR en (2.16). Es posible traducir a costos la producción de energía eléctrica multiplicando el "Heat Rate" por el costo del combustible utilizado por unidad de energía (\$/Kcal). En forma analítica se expresa con (2.17).

$$HR = \frac{\dot{Q}_c}{P_g} \quad (2.16)$$

donde:

- Q_c : calor suministrado en el proceso de combustión (BTU/hr).
 P_g : potencia eléctrica generada (KW_e).
 HR : "Heat Rate" o razón de calor (BTU/h)/KW o (BTU/KWh).

$$\lambda = C_{cf}HR \quad (2.17)$$

donde:

- λ : costo de la energía eléctrica (\$/KWh).
 C_{cf} : costo del combustible por unidad de energía (\$/BTU).

Un planta tiene mayor eficiencia térmica a medida que su "heat rate" es menor para una potencia de generación dada. De hecho, la eficiencia térmica del ciclo Rankine se relaciona en forma inversa con la razón de calor de acuerdo a (2.18).

$$HR = \frac{k}{\eta_r}, \quad (2.18)$$

donde $k=3413$ es un factor de conversión de BTU a KWh. Sin embargo, para una planta de cogeneración deben distinguirse los dos tipos de energía que utiliza para cuantificar la cantidad de combustible convertido a calor y a electricidad respectivamente. Notar, por lo tanto, que estas definiciones (2.16), (2.17) y (2.18) sólo son aplicables a ciclos convencionales. Si se usa la ecuación (2.18) en plantas de cogeneración se debe interpretar como el calor necesario para producir un KWh útil, donde este último es la suma de la energía eléctrica más calor.

De cualquier manera esta distinción puede hacerse asignando la parte de combustible que le corresponde a cada una de las formas de energía: combustible correspondiente a la producción de calor (2.19) y combustible correspondiente a la producción de electricidad (2.20).

$$CCC = \frac{\dot{Q}_c - P_m - \dot{Q}_{cd} - \dot{Q}_l}{\dot{Q}_p} \quad (2.19)$$

$$CCE = \frac{\dot{Q}_c - \dot{Q}_p}{P_g} \quad (2.20)$$

donde:

CCC : combustible correspondiente a calor (BTU/KWh).

CCE : combustible correspondiente a electricidad (BTU/KWh)

Estas mismas ecuaciones (2.19) y (2.20) pueden utilizarse para calcular el costo por KWh para cada uno de los diferentes tipos de energía. Notar que en CCE se descuentan todas las disipaciones de calor en el ciclo mientras que en CCC sólo se descuenta la potencia mecánica, de esta manera el costo total puede calcularse de modo coherente haciendo una suma de ambos términos.

2.3 Capacidad de la planta de cogeneración

El siglo pasado Nicolás Carnot (1796-1832) formuló las condiciones para tener un ciclo de máxima economía, las cuales establecen la máxima eficiencia térmica que es posible tener en un ciclo termodinámico. Sin embargo, estas condiciones no se pueden alcanzar en la práctica debido a limitaciones en las propiedades de la sustancia de trabajo dentro del ciclo [6]. Algunos autores piensan que lo establecido por Carnot realmente no es una eficiencia sino simplemente un factor [108], ya que incluso, teóricamente, no se puede llegar a tener una eficiencia del cien por ciento; es decir, el transformar todo el calor en trabajo.

Por otro lado, se sabe que el costo de construcción de una planta de cogeneración por KW generado (\$/KW) disminuye a medida que aumenta la capacidad de ésta, ver Figura 2.8. La referencia [110] muestra este comportamiento mediante gráficas para un caso particular; considerando diferentes tipos de plantas. Por lo anterior, se infiere que la capacidad óptima de una planta de cogeneración es un problema tanto termodinámico como económico.

A principios de este siglo los diseños de las fabricas incluían la producción de energía eléctrica. Con las ventajas de las grandes plantas (economía de escala, ver Figura 2.8) la generación dentro de las fabricas se fue eliminando ya que la producción a pequeña escala no competía con las plantas de gran tamaño.

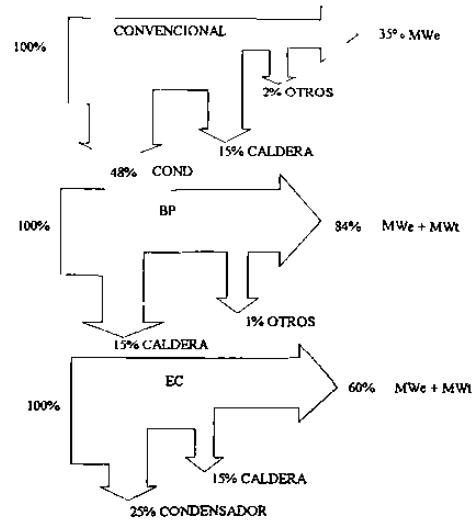


Figura 2.7 Comparación de la eficiencia térmica del ciclo convencional de generación de energía eléctrica contra plantas de cogeneración.

La crisis del petróleo en los años 70 obligo a buscar un uso más racional, pues la baja eficiencia de las plantas termoeléctricas desaprovecha una gran cantidad de energía térmica en su proceso de conversión de energía. Esto trajo consigo el volver a la producción a pequeña escala combinándolo con el aprovechamiento de calor, ya que su eficiencia térmica es mayor a la de las plantas convencionales.

$$\eta_{Tcog} > \eta_{Tconv} \quad (2.21)$$

La Figura 2.7 muestra la eficiencia térmica de las plantas de cogeneración que utilizan vapor en comparación con los ciclos convencionales. Se observa como la eficiencia térmica de primera ley es mayor cuando se usan turbinas a CP. En el caso de turbinas EC aunque es menos eficiente a las de CP sigue siendo mayor al ciclo convencional. Los valores manejados son los típicos en este tipo de plantas; sin embargo, éstos cambian conforme varían las condiciones de operación como se verá en el caso de estudio.

El problema es complejo desde su formulación y por el número de variables. Es sensible a cambios de precios de combustible y/o electricidad, lo cual es aleatorio pues cambian de acuerdo a políticas tarifarias o a cambios en la oferta y demanda o inflación. También es sensible al tipo de tarifa, al tipo de contrato, las demandas eléctricas (MW_e) y térmicas (MW_t), la situación financiera del inversionista, etc. En la siguiente sección se presenta una alternativa de solución a este problema.

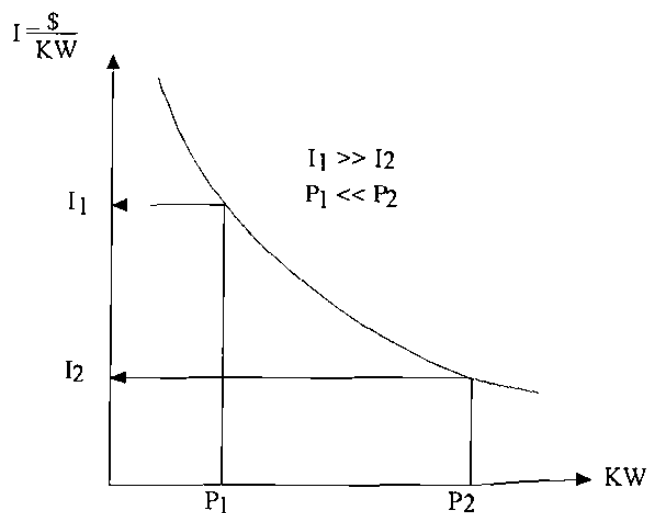


Figura 2.8. Costo de construcción de una planta de cogeneración contra capacidad.

2.3.1 Formulación del problema

Dado el comportamiento de los costos de construcción, ver Figura 2.8, es posible hacer la búsqueda de una capacidad de la planta que sea más conveniente desde el punto de vista económico; es decir, que proporcione el mínimo costo anual. Esta formulación permite encontrar el valor mínimo de capacidad que debe instalarse para tener un mayor beneficio económico, en comparación con el costo anual que se tiene cuando el suministro de energía eléctrica es hecho por la compañía suministradora de energía eléctrica. Este cálculo debe realizarse para cada tipo de primo-motor que piensa instalarse.

En primer lugar se procederá a explicar la obtención de la curva de inversión, enseguida se explicará como se consideraron los costos de operación y mantenimiento y finalmente una discusión sobre el alcance de los resultados que proporciona esta formulación.

Este procedimiento es aplicable a plantas operando en paralelo con la compañía suministradora de energía eléctrica ya que el dimensionamiento de la capacidad de un generador independiente o auto-abastecedor es directo. Por ejemplo, en [12] se recomienda una capacidad del doble de la carga eléctrica instalada para evitar problemas de estabilidad en el arranque y paro de cargas grandes. Por otro lado, la legislación mexicana tiene previsto que la capacidad del generador sea compatible con la para instalación de plantas privadas operando en paralelo a la compañía suministradora de energía eléctrica [124].

2.3.2 Comportamiento de la inversión

La inversión específica o costo de construcción por MW instalado de una planta de cogeneración cambia dependiendo de la capacidad de esta. Este comportamiento se puede obtener de datos directos de fabricantes y se muestra en la Figura 2.8.

Una vez obtenida la información para construir la Figura 2.8, es posible hacer un ajuste de curva para aproximarlos a una función matemática. La forma de la función que se escogió se muestra en (2.22)

$$I = a_1 e^{b_1 P_s} + a_2 e^{-b_2 P_s} + \dots + a_k e^{-b_k P_s} \quad (2.22)$$

donde:

I	:	inversión específica (\$/KW).
a_1, a_2, \dots, a_k	:	coeficientes lineales.
b_1, b_2, \dots, b_k	:	coeficientes no lineales.
k	:	número de términos que se quieren aproximar.

Tanto los coeficientes lineales como no-lineales son encontrados mediante el algoritmo Simplex de minimización [10], el cual va cambiando en cada iteración estos coeficientes hasta que los datos de inversión específica proporcionados por el fabricante concuerdan con los obtenidos por la ecuación. En el Apéndice A.1.2 puede verse un listado de este algoritmo usando el paquete MATLAB: los resultados de un caso particular se analizarán en la sección 2.7.

Aunque la ecuación (2.22) arroja el monto total de la inversión, para propósitos de este análisis es necesario convertirla a una cantidad anual equivalente. Para esto, se utilizan el Factor de Recuperación de Capital (FRC) el cual se explica en la sección 2.4.3. para que la inversión anualizada quede expresada por (2.23).

$$I_A = I * FRC \quad (2.23)$$

donde:

I_A	:	inversión anualizada (\$/KW)
I	:	inversión (\$/KW)
FRC	:	factor de recuperación de capital

2.3.3 Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación vienen dados en base a los precios del gas o combustóleo (aceite #6), según lo que este previsto usarse en la operación diaria, y a sus propiedades físicas. Intervienen además otros factores como son la eficiencia de la turbina y la caldera las cuales pueden encontrarse evaluando (2.5), mediante el ajuste de curva, y habiendo establecido las condiciones de flujo para cada componente. También se considera en este costo, el período de operación de la planta de cogeneración y su disponibilidad anual; los diseños modernos de turbinas de vapor normalmente operan con una disponibilidad mayor al 90% anual [42],[78]. La expresión (2.24) dá el valor del costo de operación para gas y combustóleo respectivamente sin incluir aún el del agua consumida por el condensador. El agua utilizada por la caldera para ser evaporada se encuentra en un ciclo cerrado sin contacto con el medio ambiente, por lo que el volumen de pérdida es mucho menor comparado con el de la torre de enfriamiento la cual opera en contacto directo con la atmósfera.

$$C_{op} = \begin{cases} C_G = \frac{C_g T_n f_d}{\eta_c H_g} & \text{Gas} \\ C_C = \frac{C_c T_n f_d}{\rho_c \eta_c H_c} & \text{Combustoleo} \end{cases} \quad (2.24)$$

donde:

C_C	Costo del combustóleo por unidad de potencia (\$/KW).
C_G	Costo del gas por unidad de potencia (\$/KW).
C_g	Costo del gas por unidad de volumen (\$/m ³).
T_n	Período de estudio (hrs)
f_d	Factor de disponibilidad (< 1)
C_c	Costo del combustóleo por unidad de volumen (\$/lt).
ρ_c	Densidad del combustóleo (Kg/lt).
H_g	Capacidad calorífica del gas (KWh/m ³).
H_c	Capacidad calorífica del combustóleo (KWh/Kg).
η_c	Eficiencia de la caldera (< 1).

En el caso de turbinas EC debe añadirse al costo de operación, el volumen de agua de reposición utilizado en la torre de enfriamiento. Es decir, el costo asociado a la operación del condensador debe expresarse por (2.25) cuando se utiliza combustóleo en la caldera.

$$C_{cd} = C_{op} + \frac{C_A G_A T_n f_d}{\dot{Q}_{cd}} \quad (2.25)$$

donde:

C_{cd}	Costo total de operación del condensador (\$/KW _t)
C_{op}	Costo del combustible asociado al condensador (\$/KW _t), ec. (2.24)
C_A	Costo del agua de reposición de la torre de enfriamiento (\$/m ³)
G_A	Consumo de agua de reposición por unidad de tiempo (m ³ /hr)
T_n	Período considerado para realizar el estudio (hrs)
f_d	Factor de disponibilidad de la turbina EC (<1)
\dot{Q}_{cd}	Calor disipado en el condensador (KW _t), ec. (2.8)

Tanto el consumo de agua (G_A) como el calor disipado en el condensador (\dot{Q}_{cd}) dependen de las condiciones ambientales como temperatura, presión y humedad; por lo tanto, el cálculo de C_{cd} debe hacerse de acuerdo a estas condiciones, además de partir de una determinada presión y título de vapor deseados en el condensador. Se debe tener en cuenta que el consumo de agua de reposición aumenta a medida que se especifique una menor presión en el condensador. El cálculo del consumo de agua de reposición puede hacerse utilizando un software para este propósito [88]. Los costos de mantenimiento se estiman en base a un porcentaje de la inversión, y normalmente las industrias manejan valores estándares para estimar este gasto en sus proyectos. En la referencia [5] se sugiere un valor de 3% de la inversión para el mantenimiento de plantas de generación de energía eléctrica. En el porcentaje estimado para el mantenimiento se incluyen los costos de personal. El costo por mantenimiento queda expresado según (2.26)

$$C_M = I_A f_M \quad (2.26)$$

donde:

C_M	costo de mantenimiento (\$/KW).
I_A	inversión anualizada (\$/KW).
f_M	factor de mantenimiento
fM	factor de mantenimiento

2.3.4 Costo integrado y capacidad mínima

Una vez conocido el comportamiento de la inversión, los costos de operación y mantenimiento, se pueden definir por (2.27) para cada una de las posibles variantes de la planta. C_I el costo integrado de inversión, operación y mantenimiento.

$$C_I - I_A + C_{op} + C_M \quad (2.27)$$

y se tendrán dos coeficientes de costo integrado substituyendo (2.24) en (2.27) dependiendo si están funcionando con gas o combustóleo. Por ejemplo, substituyendo (2.23), (2.24) con gas y (2.26) en (2.27) se obtiene en (2.28) una expresión explícita del costo integrado de inversión, operación con gas, y mantenimiento.

$$C_I = [a_1 e^{b_1 P_g} + a_2 e^{b_2 P_g}] (f_M + FRC) + \frac{C_g T_n f_d}{\eta_c H_g} \quad (2.28)$$

De modo similar a (2.28) debe hacerse el desarrollo cuando se utilice combustóleo en la operación. Si se tienen varias calderas, unas funcionando con gas y otras con combustóleo, el C_I debe dividirse en el número de generadores eléctricos y calderas correspondientes, como se verá al final de esta sección. Si se tienen varias calderas alimentando un cabezal en donde se abastecen varias turbinas, cada una operando con distintos combustibles, es difícil hacer una separación del tipo de combustible cargable a electricidad para cada una de ellas, situación que queda fuera del alcance de la presente formulación.

Para que la formulación quede completa deben considerarse otros costos; estos se explicarán enseguida basándose en (2.29).

$$Z_{cog} = C_I \frac{P_g}{\eta_g} + C_{cv} P_{cv} + C_R P_R + C_{cd} \dot{Q}_{cd} + C_{op} \dot{Q}_l \quad (2.29)$$

donde:

- Z_{cog} costo total de la cogeneración en el periodo T_n (\$)
- C_I costo integrado, ec. (2.27) (\$/KW)
- P_g potencia eléctrica cogenerada (\$/KW)
- η_g Eficiencia del generador (< 1).
- C_{cv} costo de la energía comprada/vendida (\$/KW)

P_{cv}	potencia eléctrica comprada/vendida a la compañía suministradora de energía eléctrica (KW)
C_R	costo del respaldo contratado (\$/KW)
P_R	potencia de respaldo contratada (KW)
C_{cd}	costo de condensación (\$/KW)
Q_{cd}	calor disipado en el condensador (KW)
Q_l	calor de pérdidas (KW)

El primer término ya ha quedado explicado anteriormente. El costo de la energía comprada o vendida, C_{cv} puede desglosarse como la suma del costo de energía y la demanda pico (2.30).

$$C_{cv} = C_d + T_n f_a C_e \quad (2.30)$$

donde:

C_e	costo de la energía comprada/vendida a la compañía suministradora de energía eléctrica (\$/KWh).
T_n	período bajo estudio (hrs).
f_a	factor de ajuste (≤ 1).
C_d	costo de la demanda pico (\$/KW).

Tanto C_e como C_d varían con el tipo de tarifa contratada para la compra de energía; para el caso de venta, aunque se habla de la posibilidad de poder hacerlo [124], aún no están establecidos los mecanismos y condiciones a través de los cuales esto podrá llevarse a cabo. Se debe considerar también el caso en el que C_e y C_d cambian en el tiempo cuando se contra-tan tarifas horarias. El factor de ajuste f_a , es igual a 1 cuando se tiene una curva de demanda plana y disminuye de valor dependiendo del comportamiento de esta curva. Su valor puede calcularse en base a la experiencia utilizando los registros de energía que se tienen para efectos de facturación. Conocido el consumo de energía real en periodos pasados (E_r , KWh) y la demanda pico (D_p , KW_e) en un determinado período (T_n , hrs), el factor de ajuste se puede calcular con (2.31).

$$f_a = \frac{E_r}{D_p T_n} \quad (2.31)$$

La potencia P_{cv} es la cantidad faltante o excedente sobre la carga eléctrica instalada por el usuario con respecto a la capacidad instalada de generación eléctrica propia. Esto se expresa

matemáticamente con $P_{cv}=P_L-P_g$. Puede notarse que si la capacidad del cogenerador es menor a la carga instalada ($P_g < P_L$) P_{cv} sería positiva, es decir, se importa energía eléctrica de la compañía suministradora dándose un costo adicional por este concepto, ver (2.29). En caso contrario ($P_g > P_L$), P_{cv} sería negativa, lo cual significa que se tiene un cogenerador exportador reduciendo el costo total en (2.29).

El costo de la potencia eléctrica respaldada por la compañía suministradora de energía eléctrica (C_R), depende del acuerdo que se establece por contrato entre ambas partes: cogenerador y red eléctrica. El monto de la potencia que se desea respaldar depende de la capacidad instalada del cogenerador (P_g) y la carga local (P_L). Cuando se está exportando, la potencia de respaldo debe ser igual a la carga eléctrica local máxima ($P_R=P_L$), suponiendo el caso más crítico. Si se está importando, la potencia de respaldo deberá ser igual a la capacidad máxima del cogenerador ($P_R=P_g$). Por lo tanto, para una carga local dada (P_L), la potencia respaldada va cambiando a medida que varía P_g .

La inversión y mantenimiento del condensador debe incluirse en el costo de inversión y en el mantenimiento de la planta, por lo que este término sólo considera el costo de operación. Tanto el calor disipado en el condensador (Q_{cd}) como el de pérdidas (Q_l) se obtienen según lo explicado en 2.2.1.

La ecuación (2.29) puede arreglarse para ser expresada eliminando el calor de pérdidas disipado en el ciclo, permitiendo visualizar las variables que intervienen en el costo total de la planta durante el período T_n . Esta nueva ecuación (2.32) considera la capacidad de la caldera (Q_c) como dato de partida. Además se ve claramente el valor del calor disipado en el proceso térmico (Q_p) y la demanda máxima de la carga eléctrica (P_L). También queda expresado de modo claro el término donde aparece la variable de decisión (P_g), potencia eléctrica cogenerada y la potencia de respaldo (P_R).

$$Z_{cog} = \left(\frac{(C_I - C_{cd})}{\eta_g} - C_{cv} \right) P_g + C_{cd} \dot{Q}_c - C_{cd} \dot{Q}_p + C_{cv} P_L + C_R P_R - (C_{cd} - C_{op}) Q_l \quad (2.32)$$

Al evaluar esta fórmula se debe tener cuidado, ya que P_R cambia de valor para plantas exportadoras e importadoras de energía eléctrica como se explicó anteriormente. Esta

ecuación funciona independientemente del tipo de turbina (EC ó CP), ya que el calor disipado en el condensador (si existe ó no) queda expresado en forma implícita.

Tomando como variable independiente la capacidad de cogenerar energía eléctrica, es posible hacer una comparación entre el costo Z_{cog} y el que se tendría si se cuenta solamente con suministro de la compañía proveedora de energía eléctrica. Este último costo vendría dado por (2.33).

$$Z_{cia} = (C_d + C_{ef} T_n) P_L \quad (2.33)$$

En esta ecuación la variable independiente debe ser la capacidad instalada en KW_e de la carga eléctrica (P_L), para hacer la comparación de los costos totales considerando la situación más común: recibir todo el suministro de la compañía suministradora de energía eléctrica contra operación en paralelo cogeneración-compañía suministradora de energía eléctrica. De hecho, la operación en paralelo es la única que es posible comparar contra el no tener cogenerador ya que en operación aislada la capacidad debe ser el doble de la carga instalada como se explicó antes.

Como puede observarse Fig. 2.9, la capacidad más conveniente debe ser mayor a P_g^* , ya que los costos de la planta de cogeneración (2.29) ó (2.32) empiezan a ser menores a los que se tendrían con el suministro único de la compañía proveedora de energía eléctrica (2.33). Este valor P_g^* de potencia eléctrica se encuentra cuando $Z_{cia} = Z_{cog}$. La Fig. 2.9 considera una tarifa específica y un valor de demanda eléctrica fija al evaluar (2.32) y (2.33).

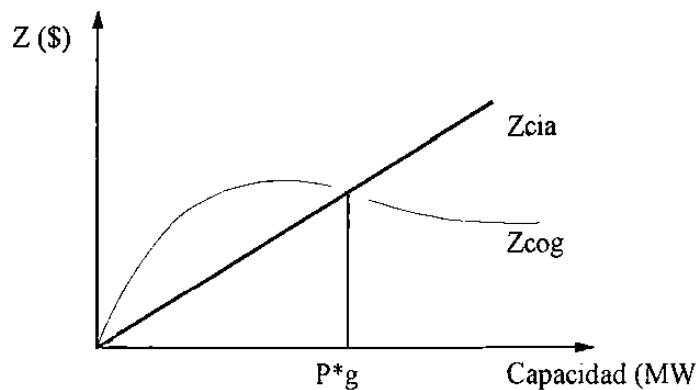


Figura 2.9. Comportamiento del costo total comprando energía a la compañía suministradora de energía eléctrica y cogenerando.

El punto de cruce se puede encontrar mediante un algoritmo para resolver ecuaciones no-lineales (aproximaciones sucesivas o alguno similar). También puede resolverse utilizando funciones preconstruidas en paquetes como MATLAB ó MathCad. La característica no-lineal se debe a que C_f es un coeficiente que depende precisamente de la variable de decisión P_g .

Cuando hay posibilidad de instalar varios cogeneradores el costo de la planta viene dado por (2.34). Debe tenerse en cuenta que cuando se usan turbinas CP el término de costos de condensación es cero, lo cual simplifica el análisis. En (2.34) debe tenerse cuidado al substituir los coeficientes de costos, ya que el número de cogeneradores no necesariamente coincide con el número de condensadores.

Utilizando (2.34) es posible realizar el análisis de capacidad siguiendo el procedimiento explicado anteriormente en el caso de un ciclo sencillo.

$$Z_{cog} = \sum_{i=1}^G C_{I_i} P_{g_i} + C_{cv} P_{cv} + C_R P_R + \sum_{i=1}^C C_{cd_i} Q_{cd_i} \quad (2.34)$$

donde:

G : número de cogeneradores

C : número de condensadores

Este procedimiento para determinar la capacidad de la planta tiene la desventaja de no poder visualizar si la capacidad encontrada produce un ahorro positivo o negativo. Este problema se resuelve al encontrar los ahorros generados para la capacidad encontrada, como se verá en sección 2.4.2. Otro de los inconvenientes es que el modelado es en forma determinística, lo cual se cumpliría si los parámetros, como por ejemplo los precios del combustible, se mantienen constantes durante T_n y las demandas fueran cíclicas para los siguientes períodos.

2.4 Índices económicos

Para tomar una decisión sobre la capacidad, inversión y tipo de planta de cogeneración, es necesario utilizar indicadores económicos que den el dato preciso de la rentabilidad de una planta. Se explicará el método para dar solución a este problema que se plantea en la etapa de diseño aunque, en la mayoría de los casos, se utiliza como estrategia para disminuir costos de energía en industrias que ya están operando.

2.4.1 Posibles alternativas

Antes de encontrar indicadores económicos para una planta de cogeneración, es necesario analizar todos los posibles escenarios sobre los cuales se encontrarán dichos indicadores.

Las industrias típicas que están en posibilidad de instalar este tipo de plantas son: papele-
ras, ingenios azucareros, fibras químicas, cervecerías, etc.; en general lo puede hacer toda in-
dustria que cuente con una o varias calderas instaladas para satisfacer su demanda térmica.
También lo pueden hacer aquellas industrias con necesidad de usar vapor para nuevas cargas
térmicas que pueden ser suministradas a través del vapor generado en una caldera de recu-
peración de una turbina de gas, la cual a su vez mueve un generador eléctrico. Generalmente
los sistemas de cogeneración que utilizan turbinas de gas tienen una capacidad mayor a la
carga instalada, con posibilidad de vender energía eléctrica a la compañía proveedora de
energía eléctrica. Sin embargo, además de las características cualitativas mencionadas ante-
riormente, es necesario hacer un estudio cuantitativo para ver si es económicamente factible
su instalación.

Muchas veces se aducen razones comerciales o de beneficio global a la economía para
motivar la instalación de plantas cogeneradoras basadas en turbinas de gas. Esta cuestión
queda abierta para su estudio con mayor detalle. Como se explicó en 2.1 se hará énfasis a
plantas de cogeneración basadas en turbinas de vapor, es decir, con un $RPC < RPC_{max}$.

2.4.2 Estimación de ahorros

Una cuestión importante en la determinación de los índices económicos de una planta de
cogeneración, es la estimación de ahorros que produce su instalación. El ahorro se define
como el costo total de energía, en sus diferentes formas, que se deja de pagar debido a la ge-
neración propia de energía eléctrica. En plantas de cogeneración que utilizan turbinas de vapor
lo normal es que aumente el consumo de energía primaria (gas y/o combustóleo) y disminuya
el consumo de energía eléctrica. Por lo tanto, el ahorro que se obtiene al instalar una planta de
cogeneración se puede expresar en forma analítica según (2.35).

$$A_n = Z_e - Z_c - Z_M - Z_R \quad (2.35)$$

donde:

A_n Ahorro obtenido en el período T_n (\$)

Z_e	Costo no pagado de energía eléctrica en T_n (\$)
Z_c	Costo del combustible extra cargable a electricidad y a las calderas de emergencia en T_n (\$)
Z_M	Costo de mantenimiento pagado al final del período T_n (\$)
Z_R	Costo del respaldo proporcionado por la compañía suministradora de energía eléctrica en el período T_n (\$)

Cada uno de los términos de (2.35) se detallan en la Tabla 2.1. Notar que el costo de combustible adicional, requerido para operar una planta de cogeneración, se calcula en base a los incrementos en el volumen de combustible usado en el tiempo de operación de la planta: (2.41) de la Tabla 2.1. Estos incrementos de consumo de combustible pueden calcularse de diversos modos, y se explicarán enseguida algunos de ellos indicando las ventajas y desventajas que presentan. En primer lugar se puede utilizar (2.36).

$$\Delta V_c = \frac{\dot{Q}_c T_n f_d}{\rho_c H_c} + V_{c\beta} - V_c \quad (2.36)$$

donde:

ΔV_c	Incremento en el consumo de combustible cargable a electricidad (m^3).
Q_c	Flujo de calor suministrado en la combustión de la caldera (KW_t), ec. (2.4)
ρ_c	Densidad del combustóleo (Kg/m^3)
T_n	Período de estudio (hrs)
f_d	Factor de disponibilidad del generador eléctrico (<1)
H_c	Capacidad calorífica del combustóleo (KW/Kg)
V_c	Volumen de combustóleo utilizado por el proceso (m^3)
$V_{c\beta}$	Volumen de combustóleo usado para mantener encendidas las calderas en espera para casos de emergencia (m^3); depende del tipo de caldera.

Tanto la densidad del combustóleo ρ_c , como su capacidad calorífica H_c , son propiedades físicas que pueden encontrarse en un manual de ingeniería química o directamente con la compañía que suministra el combustóleo. El flujo de calor generado por la caldera es un resultado del análisis del ciclo Rankine, véase (2.2) y (2.4). Este procedimiento tiene la desventaja de no tomar en cuenta el resultado de capacidad que satisface las condiciones de máxima economía estudiados en 2.3.

Otra manera de calcular el volumen adicional para generar electricidad es usando el factor de consumo de combustible. Normalmente este dato lo proporciona el fabricante de la caldera en forma tabular ó gráfica, como en la Fig. 2.10. La ecuación toma la siguiente forma

$$\Delta V_c = \frac{\dot{m}_I f_c T_n f_d}{\rho_c} + V_{cfs} - V_c \quad (2.37)$$

donde:

- ΔV_c Incremento en el consumo de combustible cargable a electricidad (m^3)
- \dot{m}_I Flujo de vapor generado por la caldera (Kg/hr), dato del fabricante. Este flujo puede ser caracterizado por un vector, como se explicó en 2.2.1 y obtenerse como resultado un vector de incrementos de volumen de combustible.
- ρ_c Densidad del combustóleo (Kg/ m^3)
- f_d Factor de disponibilidad del generador eléctrico. (<1)
- f_c Factor de consumo de combustible, Figura 2.10
- T_n Período de estudio (hrs)
- V_c Volumen de combustóleo utilizado por el proceso (m^3)
- V_{cfs} Volumen de combustóleo usado para mantener encendidas las calderas en espera para casos de emergencia (m^3). Dato determinado por el tipo de caldera que se usará para casos de emergencia.

Cuando la caldera trabaja con gas natural debe tenerse cuidado con las unidades del factor de consumo, este debe estar dado en $m^3/(Kg/hr)$ y omitirse la densidad ya que en este caso no se utiliza. Esta ecuación (2.37) tiene la misma desventaja que (2.36) más el error que pueda introducir una estimación inexacta del factor de consumo de combustible f_c , de parte del fabricante. La ventaja con respecto a (2.36) es que evita el cálculo de Q_c utilizando directamente el flujo de vapor generado por la caldera.

Otra manera de calcular el costo de combustible cargable a electricidad viene dado por (2.42). Esta expresión evita el cálculo del calor suministrado por la caldera y los posibles errores introducidos por el factor de consumo. Sustituyendo las ecuaciones de la Tabla 2.2 en (2.35) se puede expresar el ahorro de la forma (2.43) utilizando (2.41), ó por la expresión (2.44) sustituyendo (2.42).

TABLA 2.1
TÉRMINOS QUE COMPONEN LA ECUACIÓN DEL AHORRO ANUAL

$Z_M = C_M P_g$	Los dos factores de esta ecuación pueden ser conocidos según lo explicado en 2.3. Notar que la potencia generada puede ser un conjunto de valores que cumplan con la condición de capacidad establecida en 2.3.	(2.38)
$Z_R = C_R P_R$	El costo de respaldo es fijado por el tipo de contrato. La potencia respaldada depende de la capacidad del cogenerador, ver sección 2.3.	(2.39)
$Z_e = C_{cv} P_g$	Ambos factores ya han sido explicados anteriormente en la sección 2.3.4	(2.40)
$Z_c = \Delta V_c C_c + \Delta V_g C_g$	Los términos son conocidos excepto los incrementos de volumen de gas y combustóleo los cuales se explican en esta sección. Ver ecuaciones (2.36) y (2.37).	(2.41)
$Z_c = C_{op} P_g + V_{cfs} C_c + V_{gfs} C_g$	Esta expresión es otra manera de calcular el costo de combustible cargable a electricidad y a calderas de emergencia. Todos los términos son conocidos.	(2.42)

$$A_n = \left(C_{cv} - \frac{C_{op}}{\eta_g} - C_M \right) P_g - C_c V_{cfs} - C_g V_{gfs} - C_R P_R \quad (2.43)$$

$$A_n = (C_{cv} - C_M) P_g - (C_c \Delta V_c + C_g \Delta V_g) - C_R P_R \quad (2.44)$$

Puede observarse de (2.36) y (2.37) que se requiere contar con los datos de consumo de gas natural V_g en (m^3) y combustóleo V_c en (lts) durante el período de estudio T_n . Es conveniente tener la información de este período completo para hacer el estudio económico en base a los intervalos en que se divide este período, la fidelidad de la información y su detalle impactará en la exactitud de los ahorros. También es necesario conocer los costos por unidad de estos combustibles: C_c en (\$/lt) para el combustóleo y C_g en (\$/ m^3) para el gas natural. Otra alternativa para calcular el ahorro es considerar el menor consumo, el mayor y un promedio. En el caso estudiado en la sección 2.7 se utilizó un promedio.

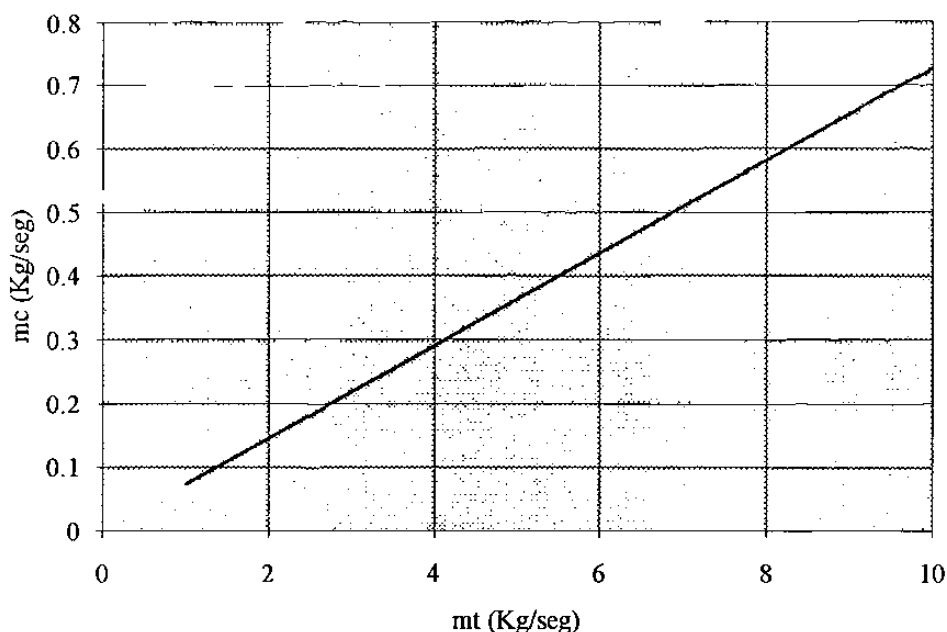


Figura 2.10 Flujo de vapor contra flujo de combustible. La pendiente es el factor de consumo, f_c .

Otra información importante para la estimación de ahorros es el número de calderas (N), su capacidad máxima de evaporación ($m_{I\max}$), presión y temperatura (P , T) que puede alcanzar cada una con el sobrecalentador operando. El factor de consumo de combustible f_c , debe estar dado a las condiciones de presión y temperatura en el sobrecalentador. Normalmente esta sigue una línea recta, y su Figura 2.10, la forma analítica aparece en (2.3) y (2.4). La exactitud en la estimación de ahorros depende de la aproximación adecuada de ésta función. Para la eficiencia de la caldera a distintas cantidades de evaporación, ver Figura 2.5. Las ecuaciones (2.43), (2.44) para calcular los ahorros producidos por la instalación de una planta de cogeneración arrojan el mismo resultado aunque el procedimiento sea distinto; su uso depende de la información que esté disponible al momento de hacer el estudio.

También puede notarse que estas ecuaciones tienen algunos términos semejantes a los de (2.29), (2.32) y (2.34), sin embargo, es más conveniente utilizar A_n en los cálculos de los índices económicos como se presentará en 2.4.3. En la Figura 2.11 puede observarse que estas ecuaciones proporcionan el ahorro en el periodo T_n y pueden ser usadas para determinar una cota mínima de la capacidad del generador eléctrico (P_g^{**}). Esta cota mínima puede servir para hacer una discriminación de capacidad de modo similar a como se hizo en la cota encontrada en el análisis de capacidad (sección 2.3). Se observa que el cogenerador importador produce ahorros positivos para $P_g^{**} > 0$.

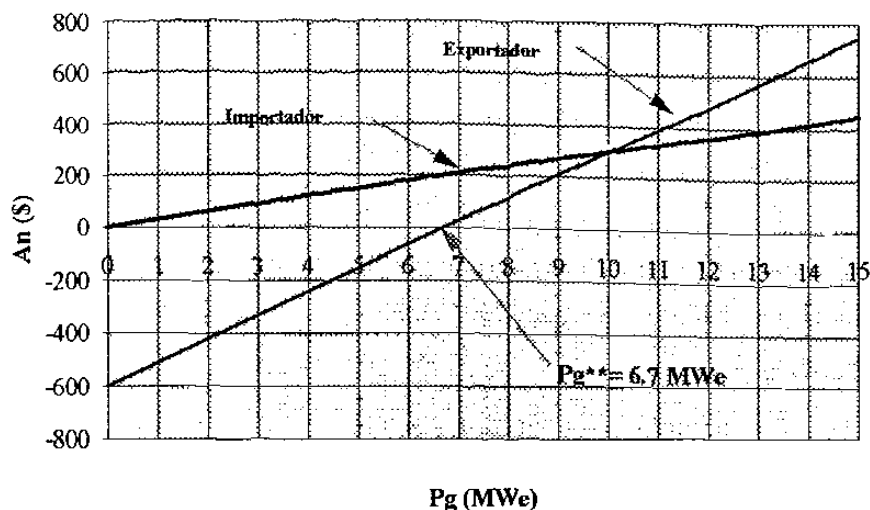


Figura 2.11 Comportamiento del ahorro para diferentes capacidades de generación.

2.4.3 Indicadores económicos: VPN, TIR, FRC, RI y DFE

Antes de explicar cada uno de los indicadores económicos más usados en la evaluación de proyectos, es conveniente tener claro el concepto de interés. De manera simple éste se define como la renta que alguien paga por utilizar dinero que le han prestado. Por tanto, el valor del interés es el que causa los cambios de valor del dinero con respecto al tiempo. Puede haber intereses simples, compuestos, nominal, real y efectivo [9]. Los índices económicos de este trabajo estarán hechos en base al interés compuesto solamente. Los otros tipos de interés pueden incluirse en un trabajo más centrado en aspectos financieros. También se dejará de lado lo referente al efecto de la inflación y los impuestos. Con esta definición de interés es posible comprender los índices de uso común en ingeniería económica. En la Figura 2.12 se ilustra la salida ó inversión (flecha hacia abajo) y entrada de dinero (flecha hacia arriba) a lo largo del tiempo de vida del proyecto, este movimiento de efectivo es el que normalmente se da en una planta de cogeneración. Se supondrá que el ahorro estimado para un período dado se mantendrá constante, es decir, que la serie de flujos de efectivo una vez hecha la inversión en $n=0$ se mantendrá constante.

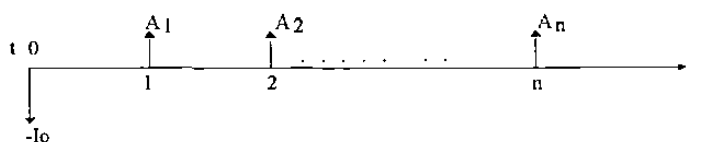


Figura 2.12 Distribución en el tiempo de los ahorros anuales producidos por la inversión en $n=0$.

Enseguida se explica cada uno de los índices económicos comentando el alcance de su aplicación.

2.4.3.1 Valor presente neto, VPN

Es un indicador usado con frecuencia en proyectos de ingeniería. Su definición analítica viene dada por (2.45). Esta ecuación traslada los flujos de dinero a través del tiempo a un valor presente en $t=0$.

$$VPN = -I_0 + \sum_{n=1}^N \left(\frac{A_n}{(1+i)^n} \right) \quad (2.45)$$

donde:

VPN	Valor presente neto (\$)
N	Períodos de vida del Proyecto, (normalmente años).
A_n	Flujo de dinero en $t=n$ (\$)
I_0	Inversión en $n=0$ (\$)
i	Tasa de interés (%)

Los ahorros estimados a lo largo de la vida del proyecto trasladados a valor presente, para un determinado interés, deben ser mayor al monto de la inversión (I_0) para que el proyecto sea factible económicamente, es decir, el VPN debe ser positivo. Si el VPN es evaluado utilizando un interés igual a la Tasa de Rendimiento Mínima Atractiva ($TREMA$), se asegura que si el VPN obtenido es positivo, el proyecto se puede implementar sin problemas de pérdidas. La $TREMA$ es una tasa de interés mayor al costo de capital, se fija de acuerdo a las fuentes de financiamiento con que cuente el propietario del proyecto. Cuando se comparan varias alternativas, la que tiene mejor rendimiento económico es la que arroja un mayor VPN . En el Apéndice A.1.1 puede verse la rutina, programada en MATLAB para calcular el VPN para un determinado rango de $TREMAS$. Notar que el algoritmo puede generar el VPN para varias alternativas de inversión al mismo tiempo. En el caso estudiado en 2.7 se evalúan dos alternativas; turbina EC y CP.

2.4.3.2 Tasa interna de rendimiento, TIR

Se define a TIR como el interés que hace cero el VPN . En algunos proyectos no es posible encontrar esta tasa dado que por sus características el VP solamente es negativo o positivo;

otros proyectos tienen múltiples tasas, otros sólo tienen una. Este índice debe satisfacer (2.46). En términos económicos TIR representa la tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, de tal modo que el saldo al final de la vida de la propuesta es cero.

$$-I_0 + \sum_{n=0}^N \frac{A_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad (2.46)$$

donde:

A_n	Flujo de efectivo neto en el período n (\$)
N	Tiempo de vida del proyecto, normalmente años
TIR	Tasa interna de rendimiento (%)

Este índice se utiliza como comparación con la *TREMA* (Tasa de Rendimiento Mínima Atractiva). Si la $TIR > TREMA$ entonces el proyecto es viable económicamente. Este método, es equivalente al del *VPN* ya que si la TIR es mayor a la *TREMA* significa que el *VPN* es positivo, de lo contrario el *VPN* sería negativo. En el caso de plantas de cogeneración el desembolso de la inversión se hace normalmente al inicio de la implementación y la entrada de dinero se recibe una vez que la planta está en operación. La naturaleza de este tipo de proyectos, produce solamente una *TIR* lo cual facilita el análisis.

2.4.3.3 Factor de recuperación de capital, FRC

Con este factor es posible descomponer una inversión inicial en una serie de flujos de efectivo conocido el interés y la vida del proyecto. Su expresión matemática está dada por: (2.47).

$$FRC = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (2.47)$$

La transformación de un valor presente en cantidades iguales distribuidas a lo largo del tiempo puede calcularse por medio de (2.48). El interés depende de la fuente de financiamiento; es decir, toma el valor de la *TREMA* correspondiente a esa fuente.

$$A_n = I_0(FRC) \quad (2.48)$$

Cuando A_n , calculada en base al FRC , es mayor al ahorro producido por la instalación de un determinado tipo de planta de cogeneración, el proyecto conviene ser implementado.

2.4.3.4 Retorno de la inversión, RI

Es uno de los indicadores económicos más utilizados en la evaluación económica de proyectos de ingeniería, sin embargo, aunque da una buena aproximación sobre la factibilidad de un proyecto es poco confiable, dado que no toma en cuenta el valor del dinero en función del tiempo. Se define RI como la relación del monto total de la inversión hecha al inicio del proyecto sobre los ahorros ó beneficios que arrojará dicha inversión. Analíticamente lo define (2.49).

$$RI = \frac{I_o}{A_n} \quad (2.49)$$

donde:

- RI Retorno de la inversión (períodos de duración T_n)
- I_o monto de la inversión en $n=0$ (\$)
- A_n Ahorro producido por la cogeneración en el período T_n (\$)

El indicador RI tiene la desventaja de no tomar en cuenta el cambio de valor del dinero a través del tiempo de acuerdo con un interés. Esta desventaja queda superada utilizando el método del descuento de flujos de efectivo (DFE) como se explicará en 2.4.3.5. Si además la inversión está repartida a lo largo del tiempo, debido a la forma de financiamiento, es posible trasladar todas esas salidas de dinero al presente una vez conocido el monto, el tiempo y el interés con el que es prestado. La inversión inicial siempre es posible conocerla independientemente del tipo de financiamiento.

2.4.3.5 Descuento de flujos de efectivo, DFE

Otra manera de obtener el retorno de la inversión RI , considerando el interés, es expresando el valor presente VP , en función del tiempo de vida del proyecto para un valor de $TREMA$ determinado. Se puede expresar por:

$$DFE_n = I_o + \frac{A_n}{(1 + TREMA)^n} \quad (2.50)$$

donde:

n	$0, 1, 2, \dots, N$	Períodos dentro del tiempo de vida del proyecto (N)
DFE_n		Valor presente en el período n (\$)

Al graficar DFE_n contra n se puede observar como se van descontando los flujos de efectivo para cada período hasta alcanzar un valor en $n=N$, si este valor es positivo el proyecto es factible, puede notarse que es el mismo criterio del VPN pero analizado en forma alterna. Cuando el DFE_n se hace igual a cero quiere decir que la inversión ha sido recuperada. El tiempo en que esto sucede debe ser similar al RI , la diferencia es que en este caso si se está considerado la renta del dinero ó su valor con respecto al tiempo. En el caso de estudio se verá una aplicación de este indicador. Como se puede observar, todos los indicadores son equivalentes. La aplicación de uno u otro depende de la información con que se cuente y en ocasiones de preferencias subjetivas de claridad de un método con respecto a otro. Cualquier método, con excepción del RI , llevará a tomar la misma decisión.

2.5 Comparación de costos entre una planta convencional y una cogeneración

Para hacer una comparación entre una planta de cogeneración y una convencional en condiciones similares es necesario hacer algunas suposiciones. Se debe suponer una misma capacidad, condiciones de presión y temperatura en la caldera y el condensador iguales, no tomar en cuenta el costo financiero de las plantas y condiciones de demanda eléctrica similares. Se sabe *a priori* que las plantas convencionales tienen una menor inversión específica dado que suelen ser de capacidades mayores a las plantas cogeneradoras de uso industrial basadas en vapor, Fig. 2.8. Sin embargo, para poder realizar la comparación en condiciones similares, se tomará en cuenta solamente los costos de operación.

Antes de hacer los cálculos de costos se deben tener los resultados del ciclo Rankine para cada tipo de turbina, ver Apéndice A.2.7. El estudio del ciclo Rankine permite hacer el cálculo de la potencia eléctrica generada en un determinado rango de operación, dependiendo de las condiciones de flujo en la caldera y demanda del proceso para el caso de la turbina CP. Los resultados de potencia eléctrica para un caso particular, con y sin cogeneración, pueden verse en la Figura 2.13. Además de la potencia eléctrica se requieren los resultados de calor disipado en el condensador, el calor usado en el proceso y pérdidas para realizar el cálculo de costos y beneficio, Apéndice A.2.7.

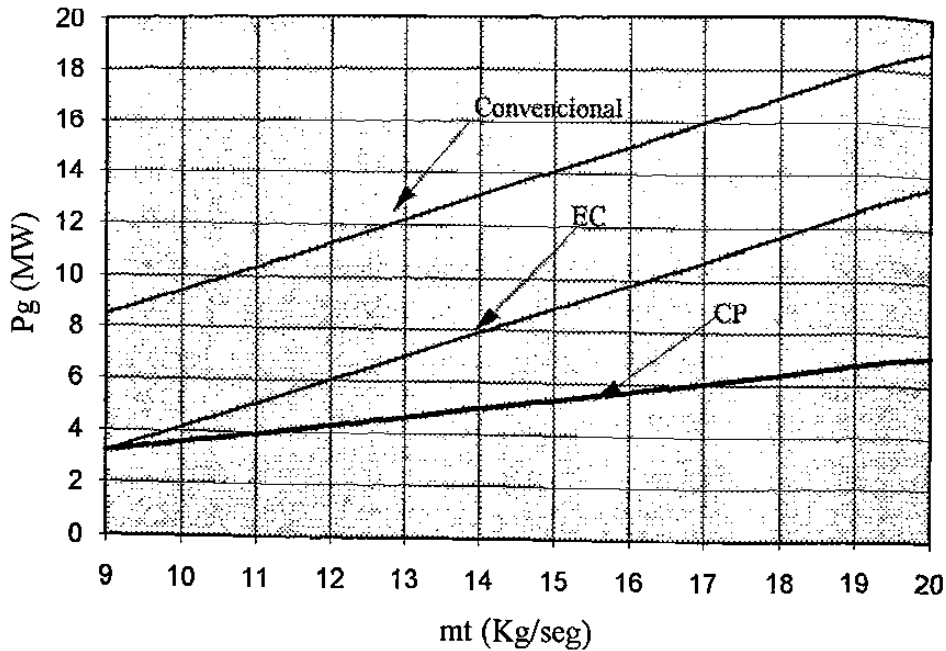


Figura 2.13 Potencia eléctrica generada en función del flujo de vapor para cada tipo de alternativa a comparar.

Se puede intuir que si se comparan los costos de una planta convencional con una cogeneración pueden resultar ligeramente diferentes considerando las hipótesis hechas al inicio de esta sección. Por tanto, es conveniente evaluar también el beneficio que arroja cada una de estas opciones para poder notar la diferencia, utilizando la relación costo-beneficio de acuerdo a la ecuación 2.51.

$$RCB = \frac{Z}{B} \quad (2.51)$$

donde:

- RCB Relación costo-beneficio (\$/\$)
- Z Costo de operación de la planta durante T_n (\$)
- B Beneficio durante T_n (\$)

El costo se puede calcular según las ecuaciones 2.52 para la cogeneración utilizando turbina EC, 2.53 utilizando turbina CP y 2.54 para una planta convencional.

$$Z_{cog_{EC}} = C_R P_R + C_{cd} \dot{Q}_{cd} + C_{op} \dot{Q}_l \quad (2.52)$$

$$Z_{cog_{CP}} = C_R P_R + C_{op} \dot{Q}_l \quad (2.53)$$

$$Z_{conv} = C_{cd} \dot{Q}_{cd} + C_{op} \dot{Q}_l \quad (2.54)$$

El beneficio para cada opción puede cuantificarse de acuerdo a la ecuación 2.55 para ambas turbinas EC, CP y la ec. 2.56 para la turbina convencional.

$$B_{cog_{EC}} = C_{op} (P_g + \dot{Q}_p) \quad (2.55)$$

$$B_{conv} = C_{op} P_g \quad (2.56)$$

Todos los términos de estas ecuaciones ya han sido explicados en las secciones 2.2 y 2.3. Haciendo las debidas substituciones de costos y beneficios en 2.51 se pueden encontrar resultados como los mostrados en la Figura 2.14. Los cálculos se muestran en el Apéndice A.2.7. Como puede observarse en la Figura 2.14 resulta tener mayor costo con respecto al beneficio la planta convencional en comparación con una cogeneración, ya sea con turbina EC ó CP. Este es un resultado que refleja la eficiencia térmica de cada opción; es decir, a mayor eficiencia térmica, menor costo-beneficio. Lo anterior es el resultado de no considerar el costo financiero dentro de esta evaluación.

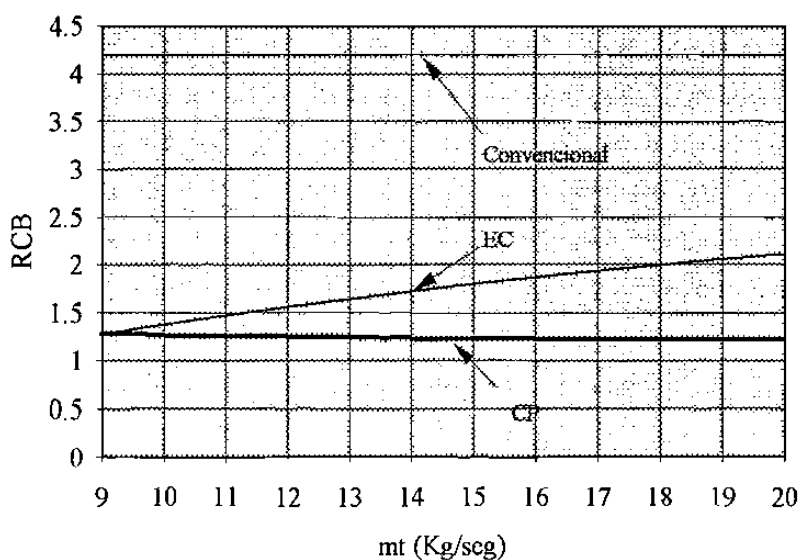


Figura 2.14 Relación costo-beneficio para cada opción evaluada.

2.6 Despacho económico de unidades cogeneradoras

El objetivo principal del diseño de una planta de cogeneración es satisfacer las demandas de calor y electricidad de uso interno a la máxima eficiencia posible, mientras que para la compañía suministradora de energía eléctrica consiste en satisfacer el crecimiento y oscilación de las cargas. Estos objetivos pueden entrar en conflicto cuando se piensa trabajar en paralelo si no existe mutuo entendimiento e información apropiada de ambas partes. Lo anterior exige a la cogeneración tomar en cuenta durante la etapa de planeación, las necesidades de la compañía suministradora de energía eléctrica y por tanto facilitar por parte de esta toda la información necesaria acerca de sus condiciones del punto de conexión. Si esta información es deficiente se pueden cometer errores en el dimensionamiento de equipo eléctrico y valores de disparo de la planta de cogeneración, así como en la operación diaria [44]. Esta información puede ser crítica en el sentido de que si las restricciones impuestas por la compañía suministradora de energía eléctrica solo pueden satisfacerse aumentando la inversión de equipo en la cogeneración probablemente, el proyecto de cogeneración resulte no ser factible económicamente para su propietario. Este aumento de inversión puede ser necesario para hacer la cogeneración más flexible y por tanto con mayor disponibilidad para ser operada, y esta flexibilidad está dada en gran medida por la capacidad de condensación con que se cuente [44]. La disponibilidad del cogenerador durante horas pico puede ser crítica, por lo cual deben hacerse las consideraciones necesarias en la etapa de diseño [68].

Otro aspecto importante a considerar en el contrato de operación conjunta son los precios de transacción en la compra y venta de energía eléctrica entre la cogeneración y la compañía proveedora de energía eléctrica. La legislación de México aún no ha establecido bajo que condiciones se hará esta transacción. La primera metodología propuesta para marcar precios de energía eléctrica y de uso común, es el de costo-promedio. Otros sugieren utilizar el costo-marginal dado que este es el que produce una distribución óptima de los recursos energéticos. Dado que la demanda eléctrica varía día con día, año con año, estación con estación, etc. el costo marginal también lo hace ya que su valor depende de la demanda. Esta metodología de precios ha sido utilizada en algunos países como Francia, desde 1957, con el nombre de tarifa verde. En otros países como Japón le llaman precios tiempo de uso "Time of Use Pricing, TUP" o precios de carga pico "Peak Load Pricing, PLP". La aparición de plantas de cogeneración, ya sea importador o exportador, operando en paralelo con grandes compañías eléctricas ha motivado que se exploren nuevos métodos para marcar precios justos y de beneficio común. Un ejemplo de esto son la utilización de teoría de juegos para solucionar

este problema [70] y [61]. Otras metodologías de precios utilizan el concepto de mercado de energía, donde cada competidor vende o compra energía de acuerdo a señales de precios, cambiando estos cada cierto periodo de tiempo y suponiendo que cada competidor se comportaría como un tomador de precios, similar al concepto de competencia perfecta. A este sistema de precios le llaman precios seccionados "Spot Pricing", el problema lo resuelven planteando la formulación dual de programación lineal [69].

En la literatura se reportan trabajos de optimización de plantas de cogeneración vistas desde el punto de vista de su propietario, considerando la interacción con la compañía eléctrica como un generador más y en algunos casos sin tomar en cuenta esa interacción ([40], [43], [45], [48], [50], [71], [72], [113], [114], [117], [122]). Existe en este campo una deficiencia en estudios de optimización visto desde la compañía suministradora de energía eléctrica. Una posible razón, en el caso de los Estados Unidos donde se tiene una gran cantidad de plantas cogeneradoras operando en paralelo a compañías eléctricas, es la restricción legal que tienen de comprar todos los excedentes de las cogeneraciones calificadas, Apéndice C.5, que operan interconectadas a ellas. Esta situación en un estudio de despacho económico lleva a considerar la inyección de potencia, por parte de una cogeneración, como una disminución en la demanda, la cual puede quedar reflejada en las restricciones dentro de la formulación del despacho económico. Dado que no se cuenta con una estructura legal bien definida en nuestro país, se puede usar tres esquemas de interacción compañía eléctrica-cogeneración, explicadas a continuación.

Suponiendo el caso de que la compañía eléctrica acuerde dejar libre a los sistemas de cogeneración, enviando a cada uno de ellos el precio al cual compra o vende la energía a lo largo del horizonte de planeación, se estaría haciendo un despacho en forma indirecta ya que los cogeneradores se verían obligados regular su generación de acuerdo a los precios recibidos. Esto podría no ser aceptado por los propietarios de los cogeneradores pues quedan obligados a operar según las necesidades externas a su planta quedando quizá fuera de competencia por no operar en su punto de mayor eficiencia y afectando la recuperación de la inversión. Otro posible escenario de operación es el de suponer que la compañía eléctrica envía un calendario donde se especifiquen los niveles de generación permitidos para las cogeneraciones en un determinado horizonte de planeación. Esto serviría de dato de partida tanto para la cogeneración como para la compañía eléctrica, para realizar sus estudios internos de optimización y ejecutarlo mediante sus sistemas administradores de energía o centros de control.

También podría disponerse en el contrato un mínimo de disponibilidad para ser despachada como requisito para calificar como una cogeneración que opera en paralelo a la compañía eléctrica. Esto es más crítico en el caso de los exportadores que en los importadores. Con estos requisitos es posible incluir en el estudio de factibilidad los costos de inversión que implica construir una planta de cogeneración con los requisitos de despacho solicitados.

Una vez acordado de ambas partes las condiciones normales de operación conjunta y el modo de marcar los precios, es posible incluir dentro del despacho económico de la compañía suministradora de energía eléctrica a las plantas de cogeneración. Este despacho solo es posible en cogeneraciones exportadoras pues las que no alcanzan a cubrir su propia demanda eléctrica local pueden considerarse como cargas desde el punto de vista económico, sin perder de vista que físicamente se tiene uno o varios generadores los cuales pueden repercutir desde el punto en aspectos eléctricos, por ejemplo en la contribución de corrientes de falla, estabilidad ante perturbaciones, etc. Por otro lado lo más probable es que las cogeneraciones importadoras cuenten con turbinas CP las cuales generan electricidad según la demanda de vapor al proceso y por tanto imposible de despachar a menos que los excesos de vapor sean condensados sin utilizarse lo cual es ineficiente, o en caso de faltar vapor al proceso por las necesidades exigidas en el despacho, éste puede complementarse por una caldera auxiliar generando vapor a las condiciones del proceso.

La formulación básica del despacho económico consiste en minimizar los costos totales de operación del sistema eléctrico de potencia sujeto a las restricciones de satisfacción de la demanda. Matemáticamente se expresa según la ecuación 2.57.

$$\nabla F_T - \lambda \nabla \phi = 0 \quad (2.57)$$

donde:

∇	Función gradiente o derivada total
F_T	Costo total por hora del sistema eléctrico, $F_1 + F_2 + \dots + F_n$ (\$/hr)
λ	Multiplicadores de Lagrange (\$/KWh)
ϕ	Restricciones, $P_{g1} + P_{g2} + \dots + P_{gn} - P_L - P_p - 0$, (KW)

Además se debe considerar que cada generador o planta tiene un rango de potencia que puede despachar y que la demanda P_L está variando a lo largo del horizonte de planeación. También se debe considerar las pérdidas en la red eléctrica según la configuración actual del sistema a estudiar.

La función del costo por hora F_i tiene un comportamiento general en forma cuadrática en función de la potencia generada. Esta normalmente se obtiene a partir del "Heat Rate" de cada planta el cual a su vez se obtiene a partir de pruebas experimentales. Otra alternativa para obtener el costo por hora es a través de relaciones termodinámicas; este método se utilizó para encontrar la función del costo por hora para plantas de cogeneración basadas en turbinas de vapor. El procedimiento consiste en analizar el ciclo Rankine para un determinado rango de flujo de vapor entrando a la turbina y a partir de este análisis construir las funciones de Costo Cargable a Electricidad CCE según el tipo de turbina utilizado. A partir del CCE se determina el costo por hora el cual se aproxima a un polinomio cuadrático utilizando mínimos cuadrados. En el Apéndice A.2.8 al A.2.13 puede verse con detalle el procedimiento para cada una de las turbinas; EC, CP y convencional. Las Figuras 2.15, 2.16 y 2.17 muestran el comportamiento del costo por hora para un caso particular de turbinas de vapor.

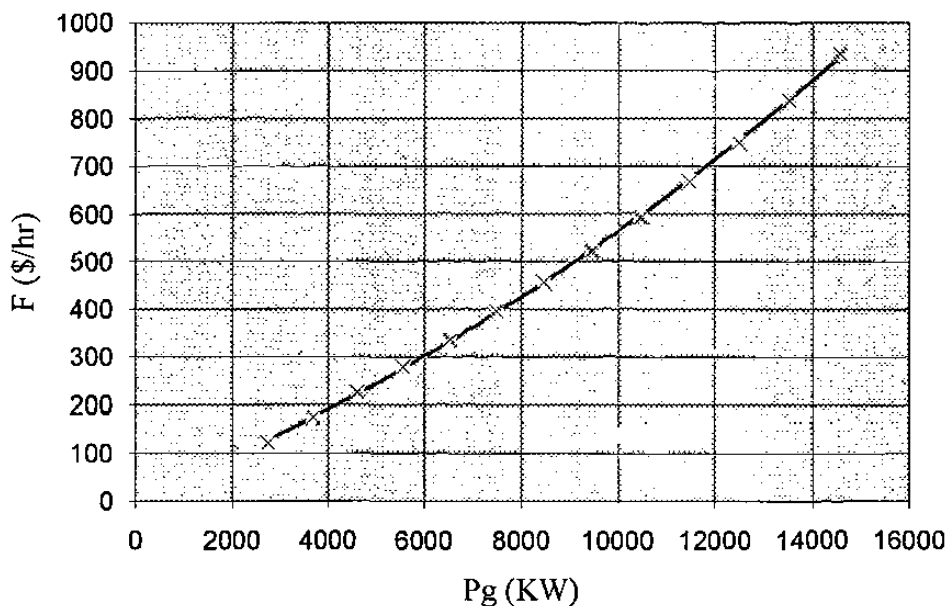


Figura 2.15 Costo por hora para una cogeneración con turbina EC. Flujo al proceso a 8 Kg/seg.

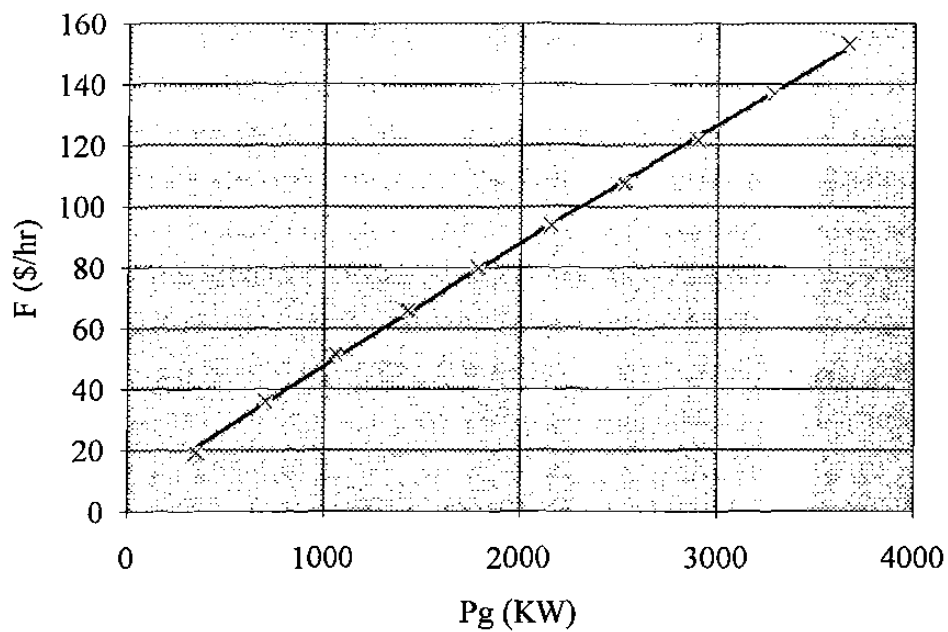


Figura 2.16 Costo por hora para una cogeneración con turbina CP.

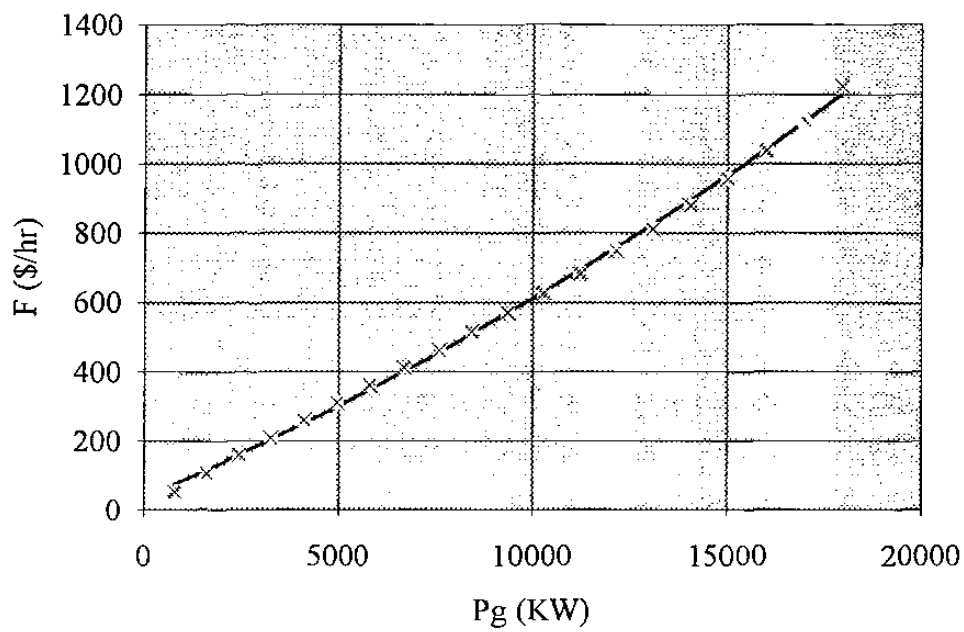


Figura 2.17 Costo por hora para una cogeneración con turbina convencional.

(2.9). Debido a la disponibilidad de información con que se cuenta se discretizará cada período $T_n = 1$ año, en un total de 12 intervalos, es decir $K=12$ en (2.13). Una vez encontradas las entalpías de entrada y salida del proceso en base a los datos de la Tabla 2.4 se sustituyen en (2.9) para encontrar el calor disipado por el proceso. Este calor se sustituye en (2.1) junto con la demanda eléctrica de la Tabla 2.3. De esta manera se obtiene un *RPC* promedio de 0.28, por tanto, de acuerdo al diagrama de flujo del Apéndice C.1 debe instalarse una turbina de vapor, EC ó CP. Ver cálculos en el Apéndice A.2.2.

Dado que las condiciones de presión, temperatura y flujo de las calderas 1, 2 y 3 son pequeñas para generar electricidad y el tiempo de vida que les queda es poco en comparación con la caldera 4, se optó por considerar solamente ésta última para el análisis de factibilidad económica, las otras tres se consideran en el análisis como calderas de emergencia las cuales necesitan un determinado volumen de combustible para mantenerlas a fuego mínimo, ver Tabla 2.2. Siguiendo el diagrama de flujo (Apéndice C.1) el paso siguiente es hacer el análisis del ciclo Rankine. Para este análisis se requieren los datos de operación del condensador de la turbina EC, estos dependen del diseño de la torre de enfriamiento y se dan en la Tabla 2.5. Los resultados del análisis del ciclo Rankine se resumen en la Tabla 2.7.

TABLA 2.3

CONSUMO DE VAPOR DEL PROCESO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LA CALDERA Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y DEMANDA PICO

Mes	m_p (Kg/hr)	V_c (lts)x1000	V_g (m ³)x1000	E_r (KWh)	D_p (KWe)
Enero	23401.75	1378	414	3535318.8	5441.778
Febrero	30307.20	1187	418	3079942.4	4922.7598
Marzo	34721.23	1194	559	3333626.8	4908.9626
Abril	33406.83	1116	584	3534095.6	5553.7788
Mayo	36454.25	1501	356	3816609.6	5736.3888
Junio	39094.44	830	1296	3736921.2	5736.3888
Julio	34336.80	1341	479	3800128	5804.5632
Agosto	38498.47	1639	131	4052474.8	6030.5938
Septiembre	39006.17	1456	266	3826611.2	5834.1866
Octubre	35801.32	990	802	4088347.6	6100.7972
Noviembre	30392.78	454	1263	3965117.2	5946.5932
Diciembre	30162.93	351	1402	3994358.4	6100.7972

TABLA 2.4
CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL PROCESO TÉRMICO

Punto	Entrada	Salida
P (KPa)	1374.34	101.14
T (°C)	194.222	-

TABLA 2.5
DATOS DE OPERACIÓN DEL CONDENSADOR DE LA TURBINA EC

P_c (KPa)	T_c (°C)	x (<1)
Presión	Temperatura	Título
20.65	60.74	0.8

Para la turbina EC se supone que la caldera puede operar a su flujo máximo en tanto que en la turbina CP el flujo cambia de acuerdo a la demanda del proceso térmico. Esta consideración es útil a la hora de substituir los datos de flujos de vapor en las ecuaciones del análisis del ciclo Rankine (2.2)-(2.13). Las eficiencias utilizadas aparecen en la Tabla 2.6.

Una vez decidido el tipo de primo-motor a usar y finalizado el análisis del ciclo Rankine se procede a determinar la capacidad. Considerando que ya se cuenta con las calderas, la inversión adicional para completar la planta viene dada de acuerdo a la Tabla 2.9.

Siguiendo el algoritmo para encontrar la capacidad adecuada, Apéndice C.3, se obtiene un valor de $P_g^* = 29870 \text{ KW}_e$ para turbinas EC el cual es mayor a P_g del resultado del ciclo Rankine para turbinas EC, Tabla 2.7. Siguiendo el diagrama de flujo general pasamos al cálculo de índices económicos aunque sea mayor a P_g dado que el cálculo de ahorros resultó de $P_g^{**} = 1319 \text{ KW}_e$ lo que asegura que los ahorros serán positivos para capacidades mayores a este valor. Otra posibilidad es la de hacer estimaciones de nuevas inversiones añadiendo otras calderas, de tal manera que $P_g^* < P_g$.

TABLA 2.6
EFICIENCIAS DE LA CALDERA, TURBINA Y GENERADOR

	1/2 carga	3/4 carga	Carga nominal
Caldera, Gas (η_c)	83.5 %	83 %	82.5 %
Caldera, Aceite (η_c)	87.2 %	87 %	86.8 %
Turbina ^{a,b} (η_t)	80 %	88 %	92 %
Generador ^b (η_g)	92 %	95%	98%

^a Se considera la misma eficiencia para ambas etapas de la turbina EC

^b Estos valores de eficiencias son aproximados y se usa el de carga nominal para el análisis

Para turbinas CP el $P_g^* = 9712 \text{ KW}_e$ resultó ser mayor al calculado por el ciclo Rankine, ver Apéndice A.2.6 y Tabla 2.7 respectivamente. En el cálculo de los ahorros anuales se encontró un $P_g^{**} = 1332 \text{ KW}_e$ para descartar capacidades de cogeneración que no produzcan ahorros positivos. Los costos de los combustibles y sus propiedades físicas se resumen en la Tabla 2.8, siendo la tarifa eléctrica utilizada por esta industria la No. 12, como puede verse en esta misma tabla.

TABLA 2.7
RESULTADOS DEL ANÁLISIS DEL CICLO RANKINE*

	EC	CP
h_1 (KJ/Kg)	3179	3179
h_p (KJ/Kg)	2785	2785
h_c (KJ/Kg)	2138	-
h_f (KJ/Kg)	419	419
Q_c (KW _t)	56890	30491
Q_p (KW _t)	22215	22215
Q_{cd} (KW _t)	13974	0
Q_l (KW _t)	9507	4938
P_g (KW _e)	10970	3338
η_T (%)	57.61	83.8
CCC (BTU/KWh)	3413	3413
CCE (BTU/KWh)	10776	1377
HR (BTU/KWh)	5878	4073

*Valores promedio

Dado que los dos tipos de turbinas de vapor (EC y CP) pueden ser instaladas, una vez calculados los ahorros producidos por cada opción lo siguiente es comparar los índices económicos para cada una de las alternativas. El resultado del cálculo de índices puede verse en la Tabla 2.11 y en las Figuras 2.18, 2.19 y 2.20 para cada tipo de turbina.

TABLA 2.8
DATOS DE LOS COMBUSTIBLES Y TARIFA ELÉCTRICA

	Gas	Combustóleo*
Costo	0.21 \$/m ³	0.18 \$/lt
Capacidad calorífica	9.84 KWh/m ³	11.96 KWh/Kg
Densidad	-	0.986 Kg/lt
	C_e	C_d
Tarifa No. 12	0.11 \$/KWh	26.44 \$/KWh

* También se le conoce como aceite No. 6 y sus propiedades físicas cambian dependiendo del lugar de donde sea extraído [3].

Una vez calculados los índices económicos, sigue la aplicación de los criterios para finalmente tomar una decisión sobre la mejor alternativa. Estos criterios son los que se explicaron en la sección 2.4. De los resultados puede inferirse que desde el punto de vista económico es más conveniente la instalación de una turbina tipo EC aunque resulta ser más eficiente una turbina tipo CP desde el punto de vista térmico: eficiencia de 1ª ley.

Una vez terminado el análisis desde el punto de vista del propietario de la cogeneración debe confirmarse si cumple con los requisitos legales dispuestos por la legislación del país en materia de generación de energía eléctrica por parte de empresas privadas. Esta legislación es clara en el caso de auto-abastecedores, sin embargo, aún no se ha establecido la forma de operación entre plantas pequeñas de cogeneración en paralelo con la compañía suministradora de energía eléctrica (CFE). En Estados Unidos se debe cumplir con lo establecido en el diagrama de flujo del Apéndice C.5 desde el punto de vista térmico.

TABLA 2.9
COSTOS DE CONSTRUCCIÓN, TOTAL Y ESPECÍFICO

EC			CP		
P_g (KW)	I (\$/KW)	I_o (\$)	P_g (KW)	I_o (\$)	I (\$/KW)
1000	\$10,060	\$10,060,000	1000	\$11,240	\$11,240,000
2225	\$7,160	\$15,930,000	2225	\$8,753	\$19,480,000
3450	\$5,572	\$19,220,000	3450	\$7,084	\$24,440,000
4675	\$4,697	\$21,960,000	4675	\$5,962	\$27,870,000
5900	\$4,208	\$24,830,000	5900	\$5,207	\$30,720,000
7125	\$3,929	\$28,000,000	7125	\$4,696	\$33,460,000
8350	\$3,764	\$31,430,000	8350	\$4,349	\$36,310,000
9575	\$3,660	\$35,050,000	9575	\$4,110	\$39,350,000
10800	\$3,590	\$38,780,000	10800	\$3,944	\$42,590,000
12030	\$3,539	\$42,550,000	12030	\$3,826	\$46,010,000
13250	\$3,497	\$46,340,000	13250	\$3,742	\$49,580,000
14480	\$3,461	\$50,100,000	14480	\$3,678	\$53,240,000

TABLA 2.10
RESUMEN DE ÍNDICES DE POTENCIAS DE GENERACIÓN USANDO ACEITE #6

	EC	CP
P_g	10970 KW	3338 KW
P_g^*	29870 KW	9712 KW
P_g^{**}	1319 KW	1332 KW

TABLA 2.11
RESUMEN DE ÍNDICES ECONÓMICOS*

	EC		CP	
	GAS	ACEITE #6	GAS	ACEITE #6
TIR	12 %	14 % ^a	d	d,a
VPN	(\$242,312)	\$4,399,733	(\$17,517,505)	(\$15,116,258)
DFE	b	b	c	c
RI	7.52 años	6.72 años	27.45 años	20.08 años
FRC	0.13	0.13	0.13	0.13

*TREMA = 12%, N=20 años, para P_g usada ver Tabla 2.7

^a Ver Figura 2.18

^b Ver Figura 2.19

^c Ver Figura 2.20

^d Resultaron valores negativos

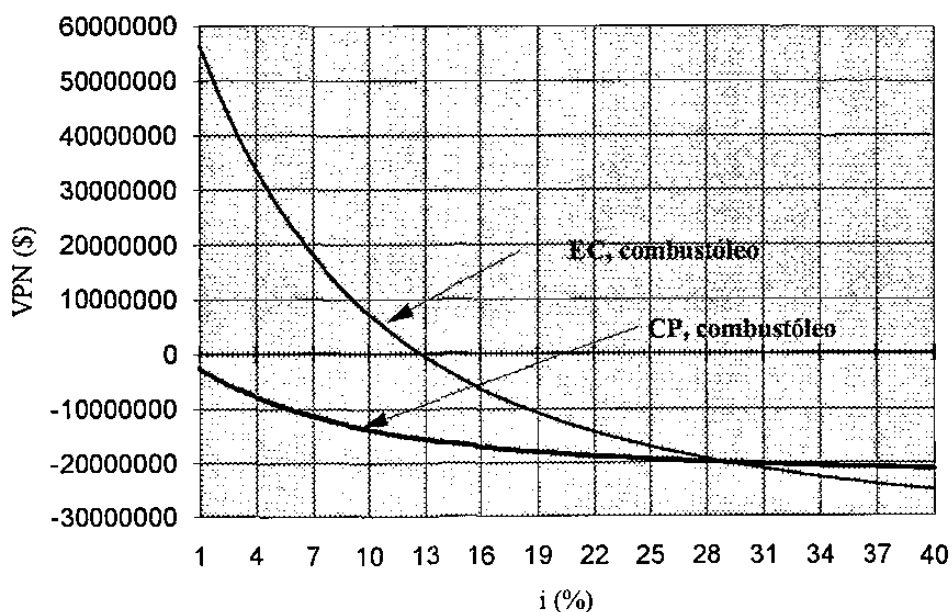


Figura 2.18. Comparación del VPN contra interés para dos alternativas de cogeneración. a) turbina CP, b) turbina EC.

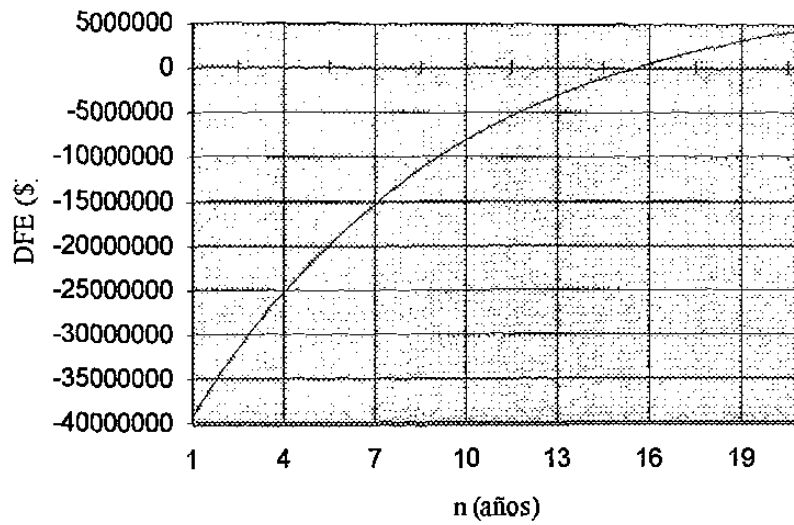


Figura 2.19 Descuento de los flujos de efectivo para la turbina EC usando combustoleo.

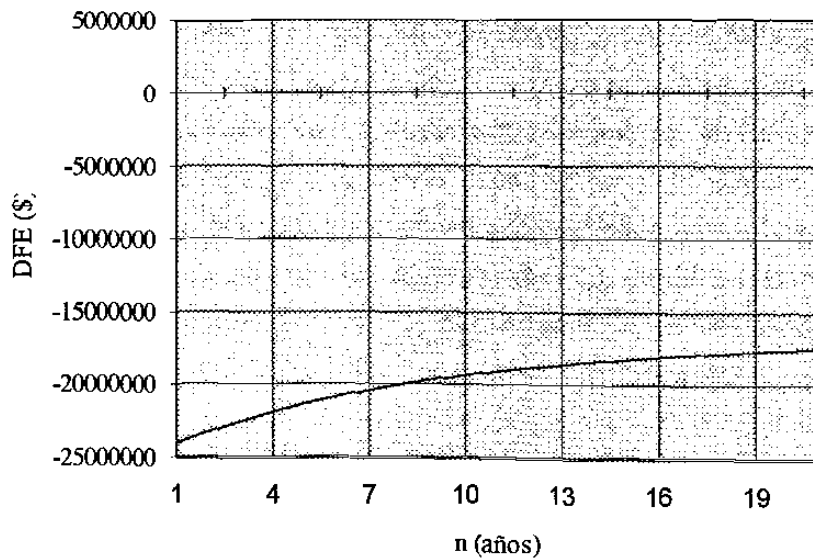


Figura 2.20 Descuento de Flujos de los flujos de efectivo para el caso de la turbina CP utilizando gas.