

## Capítulo 5

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 Conclusiones generales

El análisis de sistemas de cogeneración abarca múltiples disciplinas científico-técnicas. Un estudio que tome en cuenta todos los aspectos involucrados en este tipo de plantas, como los económicos, termodinámicos, eléctricos y ecológicos, resulta muy ambicioso. Por tanto es necesario separar cada uno de estos aspectos y hacer el estudio con relativa independencia de los demás sin olvidar que sólo es una separación artificial para lograr atacar un problema concreto y llegar a un resultado.

En la presente investigación se ha tratado el tema económico y los problemas de comportamiento térmico y electromecánico haciendo énfasis en la formulación del problema en forma determinista. En realidad el problema debe abordarse con un enfoque estocástico, dado que se tienen algunas variables, como las demandas térmica y eléctrica, los precios de electricidad y combustible, que pueden considerarse como variables aleatorias. De esta manera se puede tener en esta misma línea de investigación una formulación estocástica para la solución del problema.

Debido a diferencias que suele haber en la apreciación de los trabajos de investigación por las diversas disciplinas del conocimiento, se presentaron en el primer capítulo algunas anotaciones sobre el método científico, y las opiniones particulares del autor a este respecto. El autor considera que tener una idea más clara sobre el método científico y el proceso que ha seguido la ciencia y su filosofía ayuda a valorar los resultados de cualquier investigación, como es el caso de esta tesis, que ha tocado varias disciplinas de la ingeniería. La clave para una mejor compaginación, en opinión del autor, entre las diferentes ramas del saber es reconocer la ordenación y subalternación que existe, usando fundamentos reales, entre las diversas ciencias. Es decir, existen ciencias distintas porque existen entes distintos: Se tiene a la física porque existen entes corpóreos que siguen ciertas leyes naturales y pueden someterse a un tratamiento científico: hay matemáticas porque existen entes de razón abstraídos de la

realidad o postulados *a priori* con los cuales se pueden hacer otras construcciones mentales, y deducir nuevas propiedades matemáticas, etc.; se desarrolla la ingeniería porque existen necesidades prácticas en la vida que el hombre se propone resolver y se sirve de la física y de la matemática para ello; hay ciencias humanísticas porque hay seres humanos que desean entender mejor su existencia presente por medio de las ciencias sociales y su existencia pasada por medio de la historia; hay ciencias filosóficas y teológicas según el autor porque existe un Ser Necesario y subsistente por sí mismo, demostrado racionalmente mediante el principio de causalidad, que se ha revelado según lo constatan los hechos históricos [13]. Este orden impuesto por la misma realidad de los seres reales o de razón es el que debe reconocerse para comprender mejor las diferencias entre todas las disciplinas.

### 5.1.1 Conclusiones del análisis económico

La metodología para el análisis económico proporciona una herramienta general para la evaluación de plantas de cogeneración que utilizan turbinas de vapor. Esta herramienta es presentada en forma de algoritmo computacional, implementado en el paquete MathCad, el cual permite manejar expresiones matemáticas en un ambiente gráfico, así como textos y gráficas, de modo similar a las hojas electrónicas de cálculo.

No es posible generalizar resultados sobre la viabilidad económica, es decir, afirmar o negar en forma global si las plantas de cogeneración conviene o no instalarlas; es necesario, por el contrario, hacer un estudio caso por caso. Sin embargo, se pueden obtener algunas conclusiones generales y otras de naturaleza limitada, debido a las hipótesis hechas en el estudio. Se presentan estas conclusiones:

- La metodología para el análisis económico muestra con claridad los pasos que deben seguirse para obtener los resultados de disponibilidad de energía para cogenerar, cuál debe ser la capacidad más conveniente de la planta y los indicadores económicos para la toma de decisión de la planta más atractiva a ser instalada.
- Los precios de combustible y electricidad influyen en el cálculo de los índices económicos para la toma de decisión sobre la instalación o no de la planta. Dado que el análisis puede complementarse tomando en cuenta incentivos fiscales, diferentes fuentes de financiamiento, etc., el resultado final del análisis puede variar si estos aspectos son tomados en cuenta.

- El tipo de turbina tiene incidencia en los resultados del análisis económico. En el caso particular estudiado en la sección 2.5 resultó más atractivo instalar una turbina de extracción-condensado.
- A medida que crece el tamaño de la planta, decrece el costo anual de construcción, mientras el ahorro anual aumenta. Se observa de los modelos propuestos que la correlación entre la capacidad de la planta y los índices económicos es no-lineal. A medida que el tamaño de planta crece, los índices económicos tienden a ser mejores. Sin embargo, esta conclusión se basa en una inversión inicial en que no se tienen en cuenta las distintas formas de financiamiento posible.
- Con los precios y propiedades físicas de los combustibles estudiados en el caso de la sección 2.5 genera mayor ahorro la utilización de combustóleo que de gas natural. Sin embargo, desde el punto de vista ecológico, es más conveniente usar gas natural; o bien llegar a un compromiso económico-ecológico a través de un modelo que maneje el control de emisiones a la atmósfera.
- El contrato con la compañía suministradora de energía eléctrica, la tarifa y el costo del respaldo, tiene un peso importante en la determinación del tipo de planta, su capacidad y políticas de operación. El aumento de tarifas favorece la viabilidad económica. Sin embargo, debe hacerse un estudio similar para el caso de tarifas horarias con el objetivo de cuantificar en forma exacta su impacto en la factibilidad económica del proyecto.
- En el trabajo se establece un procedimiento para obtener la función de costo de plantas de cogeneración en función de la potencia eléctrica cogenerada a partir de relaciones termodinámicas y se propone para ello el uso de ajuste cuadrático utilizando el programa MathCad. Con estos resultados se tiene información para empezar el estudio de despacho económico de sistemas eléctricos donde aparecen los generadores independientes que desean suministrar energía a la red. Sobre este tema se comentará con más detalle en las recomendaciones.

### 5.1.2 Conclusiones del análisis eléctrico

- En la presente investigación se abordó la problemática de comportamiento dinámico electromecánico para una planta con cogeneración basada en turbinas de vapor y sujeta a disturbios, así como a regímenes de operación cambiantes; tanto en la demanda eléctrica como en los requerimientos térmicos. El resultado se concreta en una metodología para el estudio de variables eléctricas y térmicas de una planta de cogeneración en estado estable, así como su comportamiento ante contingencias. Los estudios incluidos en la metodología propuesta ayudan a determinar la selección de esquemas y equipo de protección, la estabilidad y variaciones de frecuencia eléctrica ante fallas y el máximo tiempo permisible de liberación de la falla. Los estudios ayudan a establecer políticas de operación y de explotación de la planta.
- Una vez que el análisis de factibilidad económica arroja un resultado positivo se requiere plantear una serie de estudios en régimen de estado estable para diferentes condiciones como: operación aislada con carga eléctrica y térmica local, operación sincrónica con el sistema aportando o recibiendo potencia eléctrica con o sin demanda térmica local. El resultado de estado estable determina los valores de potencia real, potencia reactiva, corrientes y voltajes en las barras representadas en el estudio eléctrico, así como los valores de estado estable de todas las variables térmicas que son necesarias para establecer las condiciones iniciales de los estudios transitorios y dinámicos. En la presente investigación esta determinación se hace por medio de integración numérica de las ecuaciones diferenciales del modelo propuesto; asignando valores a las referencias de voltaje en terminales, a la velocidad mecánica y a la presión del vapor en la caldera.
- Una vez determinado el estudio de estado estable se requiere un estudio de fallas eléctricas a fin de establecer capacidad interruptiva y parte del esquema de protecciones. Asimismo es importante analizar los efectos del tiempo de liberación de la falla sobre las excursiones de frecuencia y los voltajes nodales a fin de no causar efectos adversos en los procesos eléctricos de las cargas locales. También se considera la propagación del disturbio eléctrico hacia el proceso termodinámico, pero por ser de respuesta mucho más lenta no debe influir significativamente con grandes excursiones en las variables térmicas. Los estudios de fallas trifásica en terminales y falla monofásica por ser la más severa y la más frecuente respectivamente, son las que se deben realizar ordinariamente. En el presente trabajo se realiza el estudio de fallas imponiendo la condición eléctrica a las ecuaciones

diferenciales del modelo, e integrando en el tiempo, partiendo de un estado estable hasta terminar la simulación en el tiempo especificado para el estudio.

- El estudio de estabilidad transitoria es importante para determinar si bajo los disturbios y contingencias severas como: fallas, pérdida súbita de la conexión a la red de suministro y grandes demandas térmicas la planta puede llegar en un tiempo razonable a un nuevo estado estable. La forma de trabajar el modelo electromecánico y térmico permite el estudio de estos fenómenos de manera semejante a como se plantea en el caso de fallas, es decir la condición de perturbación se impone a las ecuaciones diferenciales y se integran en el tiempo durante el tiempo especificado para el estudio. En estos estudios no es importante el modelo detallado de la turbina y de la caldera, así como su esquema de control.
- Los estudios eléctricos mencionados deben complementarse con el análisis de estabilidad dinámica, a fin de estudiar oscilaciones lentas que puedan afectar la operación, debido a intercambios de potencia entre la planta de cogeneración y el sistema eléctrico. Para estas simulaciones es posible modelar linealmente el generador, así como la turbina-gobernador y permitir la inclusión de un modelo de estabilizador a fin de evaluar su valor en el amortiguamiento de oscilaciones y determinar la conveniencia de instalarlo o no. En caso de concluir la necesidad del estabilizador, la herramienta de simulación usada puede extenderse para estudiar los ajustes más recomendables.
- La dinámica de largo plazo involucra simulaciones que requieren modelos apropiados de turbina y caldera principalmente. Estos estudios complementan a los ya descritos y su utilidad se tiene en incluir fenómenos termodinámicos con una constante de tiempo grande, pero que son importantes para la caracterización completa de la planta de cogeneración y su operación con condiciones cambiantes en el tiempo y que pueden tener efectos acumulativos adversos.
- En forma concreta se puede concluir que se ha expuesto una metodología para efectuar la simulación y el análisis del comportamiento dinámico ante perturbaciones de una planta de cogeneración. Como herramienta conveniente se usó el programa SIMNON aprovechando un enfoque modular de crear modelos e interconectarlos con un archivo apropiado. Con la programación modular que permite el SIMNON sólo es necesario alterar el archivo CONNECTING SYSTEM para generar nuevas interconexiones entre los diferentes

subsistemas que componen la planta. Para variar los parámetros y generar nuevos casos de estudio, puede hacerse directamente en los archivos de cada subsistema o en un nuevo archivo que es llamado con el comando GET.

- Los modelos usados en el presente trabajo son sencillos, pero conservan características que permiten obtener conclusiones válidas, dentro del tipo de fenómenos que se desea representar. Un modelo más complejo de cada una de las componentes permite obtener un resultado más fino, pero que en la etapa de prueba y desarrollo de una metodología no presenta una ventaja el incluirlo.
- Para asegurar resultados confiables se programaron las ecuaciones diferenciales no-lineales y se simularon disturbios con respuestas conocidas a fin de verificar lo programado en cuanto a valores y signos. También se duplicaron resultados presentados en la literatura por autores que proporcionan datos completos.
- La consideración del efecto de la caldera para estudios de estabilidad dinámica se puede apreciar para tiempos de simulación considerablemente mayores al del transitorio eléctrico. Su utilidad se hace evidente cuando se simulan las variaciones de la carga térmica, dado que en este caso, debe incluirse los cambios de presión del vapor debidos a la caldera.
- Para los casos estudiados con pequeñas variaciones de carga eléctrica y térmica se obtienen variaciones de frecuencia y voltaje dentro de rangos aceptables; mostrando un comportamiento dinámico estable.
- Para grandes perturbaciones como cortocircuitos trifásicos, se encontró el tiempo crítico de liberación de falla para que la planta de cogeneración permanezca en sincronismo.

## 5.2 Aportaciones

A continuación se enumeran las contribuciones fundamentales de este trabajo de investigación:

Se diseñó una nueva metodología, programada en MathCad, para efectuar el análisis económico de ciclos de Rankine de cogeneración de energía eléctrica y térmica. Esta variante es importante respecto a los trabajos mencionados en la sección 1.3.4.1.

Se establece una metodología para efectuar un análisis eléctrico y termodinámico de plantas de cogeneración enunciando en forma detallada los estudios a realizar, así como su utilidad para determinar el comportamiento dinámico de variables eléctricas y termodinámicas; resultados que llevan directamente a la selección o mejora de equipo y sus controles o bien a establecer políticas apropiadas de operación de la planta.

Se usa un concepto modular para programar modelos de cada una de los componentes del sistema no-lineal, tanto de la parte eléctrica como de la parte térmica de la planta de cogeneración, lo cual resulta en una técnica ventajosa y muy útil para extender o reemplazar los modelos: de carga eléctrica, generador y sus controles, la turbina y la caldera.

Conceptualmente al establecer la integración numérica de ecuaciones diferenciales no-lineales se permite plantear una secuencia de eventos o disturbios, tanto eléctricos como térmicos o de cambios en valores de referencia de controles en el tiempo. Con el uso apropiado de los módulos y los modelos que representan, la técnica propuesta permite simular respuestas transitorias, dinámicas o de largo plazo.

El trabajo desarrollado representa una base importante para estudios de simulación de factibilidad económica y de análisis dinámico para el entrenamiento de estudiantes e ingenieros interesados en aspectos del comportamiento de plantas de cogeneración que utilizan turbinas de vapor.

A partir de las relaciones termodinámicas programadas se propone un procedimiento para obtener la función de costo incremental. Esta función es requerida en el despacho económico cuando la planta de cogeneración sea analizada por sus méritos económicos desde un punto de vista del sistema y sea factible operarla en modo coordinado.

### 5.3 Recomendaciones para trabajos futuros

En base a la experiencia adquirida por el autor durante el desarrollo de la investigación se sugieren algunos trabajos futuros relacionados con plantas de cogeneración.

Análisis económico de plantas de cogeneración basadas en turbinas de gas. Para esto es necesario abordar la teoría de turbomáquinas de fluido compresible, la cual fundamentalmente es la aplicación del análisis del ciclo Brayton, el cual está basado en la primera y segunda ley de la termodinámica además de balances de materia. Este tipo de plantas requiere una atención especial para su estudio, dado que sus características de operación y diseño son distintas que para turbinas de vapor. También se requiere un estudio específico para las plantas de cogeneración basadas en turbinas de gas que suministrarán energía a varias industrias con distintos propietarios bajo el acuerdo previsto en la nueva ley mexicana [124].

Se requiere incluir modelos probabilísticos en las demandas de calor y de electricidad para realizar la factibilidad económica. Esta formulación puede dar otro punto de vista en la solución del problema de factibilidad económica respecto a la solución determinística presentada en esta tesis.

Se requiere una investigación sobre las diferentes alternativas de financiamiento de un proyecto para ver su efecto en la toma de decisión de la inversión. Es necesario obtener información de las posibles fuentes de financiamiento para este tipo de proyectos, condiciones bajo las que se otorgan los préstamos, etc. y de este modo una variable adicional en la modelación económica de la planta.

La consideración de diferentes tipos de tarifas, escalamiento de precios de combustible, electricidad y costo de capital en el análisis económico. Lo cual requiere una nueva programación de las rutinas propuestas en el capítulo dos. También se requiere hacer una nueva formulación del modelo económico de la planta para tomar en cuenta el efecto de la inflación.

Abordar el análisis transitorio de plantas que utilizan turbinas de gas. Este estudio requiere de mayor atención en su representación, ya que según la experiencia del autor, existe poca literatura sobre este aspecto. La idea central en este trabajo es la de incorporar los mismos conceptos de simulación por módulos aplicada a turbinas de gas.



Modelado, análisis y simulación de plantas de cogeneración considerando el caso multimáquinas. Este problema es especialmente importante en complejos industriales donde existen varias plantas de cogeneración interconectadas entre sí. Un paquete de aparición reciente llamado SIMULINK puede servir para hacer estas simulaciones, ya que permite programar algoritmos para la solución de ecuaciones algebraicas no-lineales y realizar la integración de las ecuaciones diferenciales sin utilizar una programación detallada. Esta facilidad es una ventaja sobre SIMNON y VISSIM los cuales requieren mayor labor de adaptación del modelo del sistema eléctrico para poder efectuar una simulación tipo multimáquinas en estos paquetes.

Mediciones de campo para corroborar resultados de simulación de la planta de cogeneración. Esto servirá para tener una verificación experimental de los resultados encontrados por simulación computacional lo cual requiere contar con una planta en operación y un esquema apropiado de adquisición de datos. También pueden lograrse resultados de esta naturaleza con un laboratorio diseñado para este fin, lo cual permitiría mejorar los modelos y los parámetros utilizados en la simulación de la planta.

Simulación de los modos de control caldera siguiendo turbina y del control coordinado de la caldera y la turbina. Para esto es necesario definir la modelación de cada uno de estos modos de control.

Dada su importancia es recomendable ampliar el estudio de las protecciones aplicadas a sistemas de cogeneración que operan en paralelo con una compañía eléctrica. Más específicamente a las situaciones que puedan presentarse en esta interacción; de cogenerador-compañía eléctrica en situaciones de operación anormal.

Se sugiere organizar un trabajo donde se establezcan las condiciones que debe cumplir una planta de cogeneración, con posibilidades de ser instalada, para calificar desde el punto de vista legal, apoyado en criterios técnicos, como productor independiente económicamente justificable. Aunque ya existen criterios en Estados Unidos para este fin, ver Apéndice C.5, no es posible trasladarlos a México tal como se usan en ese país. La red eléctrica nacional cuenta con necesidades distintas a las de Estados Unidos, su configuración y problemática de operación es distinta. Por último, se recomienda ampliamente y de manera prioritaria abordar el estudio del impacto ecológico de plantas de cogeneración, según los diferentes tipos de combustibles usados en el proceso de producción de la energía eléctrica.

## REFERENCIAS

- [1] Faires V. M., *Thermodynamics*, 4th edition, McMillan Co., N.Y., 1962.
- [2] Beeman Donald, *Industrial Power Systems Handbook*, McGraw Hill, 1955, 1st edition, New York, N.Y.
- [3] Polo Manuel, *Turbomáquinas de Fluido Compresible*, Limusa, Monterrey, 1984.
- [4] Thuman Albert, *Fundamentals of Energy Engineering*, The Fairmont Press, Inc. PHI, New Jersey, 1984.
- [5] Stoll Harry G. et al., *Least-Cost Electric Utility Planning*, John Wiley and Sons, 1989, General Electric Company, Schenectady, N.Y.
- [6] Gaffert G. A., *Steam Power Stations*, McGraw Hill, Chicago, 1952.
- [7] Evans R. D., *Electrical T&D Reference Book*, Westinghouse Electric Corporation, East Pittsburgh, Pennsylvania, 4th. edition, 1950.
- [8] Grant E. L. and Grant Ireson, W., *Principles of Engineering Economy*, 4th. Edition. The Ronald Press Company, New York, 1964.
- [9] Coss Bu Raúl, *Análisis y evaluación de proyectos de inversión*, 2ª edición, Editorial Limusa, Monterrey, N. L., 1986.
- [10] Himmelblau David M., *Applied Nonlinear Programming*, McGraw-Hill Book Company, Austin, Texas, 1972.
- [11] Sanguinetti Juan José, *Lógica*, Segunda edición, Ediciones Universidad de Navarra, Pamplona, 1985.

- [12] Polonyi Michael J. G., *Power & Process Control Systems*, McGraw Hill, 1991.
- [13] Gómez Pérez Rafael, *Historia básica de la filosofía*, Ed. Magisterio, Madrid, España, 1986.
- [14] Artigas Mariano, *Ciencia, Razón y Fe*, Libros MC, 3a. ed., Madrid, España, 1986.
- [15] Chapra Steven C. and Canale Raymond P., *Numerical Methods for Engineers*, 2nd. Edition, McGraw Hill, New York, N. Y., 1988.
- [16] Vidyasagar M., *Nonlinear Systems Analysis*, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, N. J., 1978.
- [17] Chua L., and Lin P. M., *Computer-Aided Analysis of Electronic Circuits: Algorithms and Computational Techniques*, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, N. J., 1975.
- [18] Krause P. C., *Analysis of Electric Machine*, McGraw Hill, New York, 1986.
- [19] Newman Donald G., *Análisis Económico en Ingeniería*, 2ª. edición, McGraw Hill, 1985, U.S.A.
- [20] Thuesen H. G., Fabrycky W. J., Thuesen G. J. *Economía del Proyecto en Ingeniería*, PHI, 5a. edición, 1981, U.S.A.
- [21] Manrique J. A., *Termodinámica*, Harla, Monterrey, 1976.
- [22] Artigas Mariano, *Filosofía de la Ciencia Experimental*, Primera edición, Ediciones Universidad de Navarra, Pamplona, 1989.
- [23] Artigas Mariano y Sanguineti Juan José, *Filosofía de la Naturaleza*, Primera edición, Ediciones Universidad de Navarra, Pamplona, 1984.

- [24] Dialynas E. N., "Impact of Cogeneration and Small Power Producing Facilities on the Power System Reliability Indices," *IEEE Trans on Energy Conversion*, September, 1989, pp. 368-374.
- [25] Schaefer J. C., "Review of Photovoltaic Power Plant Performance and Economics," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, June, 1990, pp. 232-238.
- [26] Rahman S., "Economic Impact of Integrating Photovoltaics with Conventional Electric Utility Operation," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, September, 1990, pp. 422-428.
- [27] Salameh Z. M. and Lynch W. A., "Performance Analysis of a PV-Powered Health Clinic with Multi-Stage Dual Priority Regulator," *IEEE Trans. on Energy Conversion*. December, 1990, pp. 646-652.
- [28] Abouzahr I. and Ramakumar R., "Loss of Power Supply Probability of Stand-Alone Photovoltaic Systems: A Closed Form Solution Approach," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, March, 1991, pp. 1-11.
- [29] Kabouris J. and Contaxis G. C., "Optimum Expansion Planning of an Unconventional Generation System Operating in Parallel with a Large Scale Network," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, September, 1991, pp. 394-400.
- [30] Hammons T. J. et al., "Geothermal Electric Power Generation in Iceland for the Proposed Iceland/United Kingdom HVDC Power Link," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, June, 1991, pp. 289-296.
- [31] Demoulias C. S. and Dokopoulos P. S., "Transient Behaviour and Self-Excitation of Wind-Driven Induction Generator After its Disconnection from the Power Grid," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, June, 1990, pp. 272-278.
- [32] Abouzahr I. and Ramakumar R., "Loss of Power Supply Probability of Stand-Alone Wind Electric Conversion Systems: a Closed Form Solution Approach," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, September, 1990, pp. 445-452.

- [33] Reckrodt R. C., Anderson M. D. and Kluczny R. M., "Economic Models for Battery Energy Storage: Improvements for Existing Methods," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, December, 1990, pp. 659-665.
- [34] Kirtley J. L. et al., "Ten MVA Superconducting Generator Development: Status at the End of 1989," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, June, 1991, pp. 274-281.
- [35] Daley J. M., "Design Considerations for Operating On-Site Generator in Parallel with Utility Service," *IEEE Trans. on Industry Applications-21*, Jan/Feb, 1985.
- [36] Kenneth R. Price and Willard A. Anderson, "New Cogeneration Plant Provides Steam for Oxnard Papermaking Facility," *Tappi Journal*, July, 1991.
- [37] Tam K. S. and Kumar P., "Application of Superconductive Magnetic Energy Storage in an Asynchronous Link Between Power Systems," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, September, 1990, pp. 436-444.
- [38] Lasseter R. H. and Jalali S. G., "Power Conditioning Systems for Superconductive Magnetic Energy Storage," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, September, 1991, pp. 381-387.
- [39] Parsons John R., "Cogeneration Application of Induction Generators," *Trans. on Industry Applications-IEEE*, May/June, 1984, pp. 497-503.
- [40] Bengiamin N. N., "Operation of Cogeneration Plants with Power Purchase Facilities," *Trans. on Power Apparatus and Systems, IEEE* October, 1983, pp. 3467-3472.
- [41] IEEE Committee Report, "Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies," *Trans. on Power Systems*, IEEE December, 1974, pp. 1904-1915.
- [42] Smith Morton J., "Reliability, Availability, and Maintainability of Utility and Industrial Cogeneration Power Plants," *Trans. on Industry Applications, IEEE*, July/August, 1991, pp. 669-673.

- [43] Püttgen H. B., MacGregor, P. R., "Optimum Scheduling Procedure for Cogenerating Small Power Producing Facilities," *Trans. on Power Systems, IEEE*, August 1989, pp. 957-964.
- [44] Whipple D. P. and Trefny, J. F., "Current Electric System Operating Problems from a Cogenerator's Viewpoint," *Trans. on Power Systems, IEEE*. Vol. 4., August, 1989.
- [45] Baughman M. L., Eisner N. A., Merrill P. S. "Optimizing Combined Cogeneration and Thermal Storage Systems: an Engineering Economics Approach," *Trans. on Power Systems IEEE*, August, 1989, pp. 974-980.
- [46] Hein G. Arthur, "Saving Energy Costs with your Condensing Turbine Generator," *Tappi Journal*, July 1991.
- [47] Jones R. W., "Design and Development of a Flexible Power Distribution System," *Tappi Journal*, Sept, 1990, p.219.
- [48] Couch R. T., Stacy G. D., Houston B. F. and Gaines L. D., "Allocation of Plant Energy Resources," *AIChE*, October, 1981.
- [49] Powell Louie J., "An Industrial View of Utility Cogeneration Protection Requirements," *Trans. on Industry Applications IEEE*, Jan/Feb, 1988, pp. 75-81.
- [50] Ghoudjehbklou H., Püttgen H. B., "Optimization Topics Related to Small Power Producing Facilities Operating Under Energy Spot Pricing Policies," *Trans. on Power Systems, IEEE*, May, 1987, pp. 296-302.
- [51] Harlow J. M., "A Multifunction Protective Relay for the Cogeneration Industry," *Computer Applications on Power, IEEE*, October, 1990.
- [52] Prince W. R. et al., "Current Operating Problems Associated with Non-Utility Generation," *Trans. on Power Systems IEEE*, October, 1989, pp. 1534-1541.

- [53] Mohiuddin Zafer, "Designing Large Multisource Power System within Available Short-Circuit Ratings of Medium-Voltage Equipment," *Tappi Journal*, July, 1990, pp. 73-80.
- [54] Bergman S. , Mattson S. E. and Östberg A. B., "Modular Simulation Model for a Wind Turbine System," *Journal of Energy*, Vol. 7, No. 4, July-August, 1983.
- [55] McFadden Richard H., "Stability Considerations for Industrial Power Systems," *IEEE Trans. on Industry Applications*, Vol. IA-13, No. 2, March/April, 1977.
- [56] IEEE Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies, "Dynamic Models for Fossil Fueled Steam Units in Power System Studies," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 6, No. 2, May 1991, pp. 753-761.
- [57] Clark Harrison K. , Feltes, James W., "Industrial and Cogeneration Protection Problems Requiring Simulation," *IEEE Trans. on Industry Applications*, Vol. 25, pp. 766-775, July/August, 1989.
- [58] Chen Tsai-Hsiang, Chen Mo-Shing, Inoue Toshio, "Three-Phase Cogenerator and Transformer Models for Distribution Systems Analysis," *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 6, pp. 1671-77, October, 1991.
- [59] Ehmke H. J., "Size Optimization for Cogeneration Plants," *Energy*, Oxford, England, Vol. 15, pp. 35-44, January, 1990.
- [60] Gransell Hans, "Evaluating Cogeneration Options," *EPRI Journal*, Vol. 14, pp. 38-40, October/November, 1989.
- [61] Haurie A., Loulou R., Savard G., "A two-player game model of power cogeneration in New England," *IEEE Trans. on Automatic Control*, Vol. 37, pp. 1451-56, September 1992.

- [62] Farghal S. A., El Dewieny R. M., and Riad A. M., "Economic justification of cogeneration systems for industrial steam users and utility systems," *IEE Proceedings*, vol. 136, No. 2, pp. 100-107, March, 1989.
- [63] IEEE Committee Report, "Excitation System Models for Power System Stability Studies," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No. 2, February 1981.
- [64] Rook Michael, Goff Leon E., Potaohney George J., Powell L. J., "Application of protective relays on a large industrial-utility tie with industrial cogeneration," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No. 6, pp. 2804-2812, June, 1981.
- [65] Momoh J. A., Chuku A. U., Austin R., "Bridging the gap for future educators and researchers in electric energy systems," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 6 No. 3, pp. 1254-1258, August, 1991.
- [66] Hogwood Jr. Edward E., Rice David E., "The electrical aspects of cogeneration system design," *IEEE Trans. on Industry Applications*, Vol. IA-23, No. 4, pp. 712-722, July/August, 1987.
- [67] Lee Wei-Jen, Chen Mo-Shing, Williams Lucas B., "Load Model for Stability Studies," *IEEE Trans. on Industry Applications*, Vol. IA-23, No. 1, pp. 159-165, January/February, 1987.
- [68] Shor S. W., "Design features for high peak-load availability in cogeneration plants," *IEEE Trans. on Industry Applications*, Vol. IA-23, No. 4, pp. 748-753, July/August, 1987.
- [69] MacGregor Paul R. and Püttgen Hans B., "Spot price based control mechanism for electric utility systems with small power producing facilities," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 6, No. 2, pp. 683-690, May, 1991.
- [70] Akira Maeda and Kaya Yoichi, "Game theory approach to use of non-commercial power plants under time-of-use pricing," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 7, No. 3, pp. 1052-1059, August, 1992.



- [71] Moslehi K., Khadem M., Bernal R. and Hernández G., "Optimization of multipplant cogeneration system operation including electric and steam networks," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 6, No. 2, pp. 484-489, May, 1991.
- [72] Asano H. et al, "Impacts of time-of-use rates on the optimal sizing and operation of cogeneration systems," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 7, No. 4, pp. 1444-1450, November, 1992.
- [73] Prince W. R., Nielsen E. K., McNair H. D., "A Survey of Current Operational Problems," *Trans. on Power Systems-IEEE*, October, 1989, pp. 1492-1498.
- [74] Hammons T. J. and Geddes A. G., "Assesment of Alternative Energy Sources for Generation of Electricity in the UK Following Privatisation of the Electricity Supply Industry," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, December, 1990, pp. 609-615.
- [75] Jaboori M. G., Saied M. M. and Hanafy A. A. R., "A Contribution to the Simulation and Design Optimization of Photovoltaic Systems," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, September, 1991, pp. 401-406.
- [76] Dieck-Assad G., "Development of a state space boiler model for process optimization," *Simulation*, pp. 201-213, October 1990.
- [77] Alvarado F. L., Cañizares C. A., et al., "Instructional Use of Declarative Languages for the Study of Machine Transients," *IEEE/PES 1990*, Winter Meeting, Atlanta, Georgia, February 4-8, 1990.
- [78] Baily F. G., *Steam Turbines for STAG and other Combined-Cycle Power Systems*, General Electric Turbine Reference Library, GER-3582B, Schenectady, New York, June, 1990.
- [79] Kaupang B. M., *Combined-Cycle Economics*, General Electric Turbine Reference Library, GER-3584A, Schenectady, New York, September, 1989.

- [80] Baily F. G., Peterson R. J. and Gentner R. T., *Steam Turbines for Industrial and Cogeneration Applications*, GER-3614, Schenectady, New York, September, 1989.
- [81] Leal Abel, *Estudio de Inversión para Cogenerar*, 1981, Planta Akra-II, Monterrey, N.L., México, Reporte Interno.
- [82] Páez Roberto, *Estudio de Alternativas para Generar Energía Eléctrica*, 1985, Planta Akra-I, Monterrey, N. L., México, Reporte Interno.
- [83] Vega Galaz J. R. y Aboytes G. F., *Simulación de Máquinas Síncronas y Controles de Excitación Utilizando Computadoras Personales*, Proyecto de Investigación DIE-89-02 y DIE-91-05, Doctorado en Ingeniería Eléctrica, Universidad Autónoma de Nuevo León, Julio, 1991.
- [84] Aboytes G. F., et al. *Control de Frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia*, Centro Nacional de Control de Energía, Depto. de Investigación y Desarrollo, C.F.E., Julio de 1991, Monterrey, N. L., México.
- [85] Rodríguez Borroto Miguel, *Control de la combustión en generadores de vapor*, Universidad Central de las Villas, Santa Clara, Cuba, Presentado en el Seminario Técnico del Programa Doctoral FIME-UANL, Monterrey, N. L., México, Marzo 1993.
- [86] Altuve Ferrer Héctor Jorge, *Protección de sistemas eléctricos industriales*, Universidad Central de las Villas, Santa Clara, Cuba. Material del curso de Postgrado Protección de Sistemas Industriales, Programa Doctoral FIME-UANL, Monterrey, N. L., México, Octubre 1992.
- [87] Fisk R. W., Kovacik J. M., *Consideraciones sobre la aplicación de cogeneración*, General Electric, GER-3430C-S, Agosto, 1992.
- [88] Thermal Analysis Systems Company, *Engineering Software for the Energy Analyst who Uses The IBM-PC and Compatibles*, 725 Parkview Cir Elk, Grove Village, IL 60007.

- [89] \_\_\_\_\_ *MathCad*, Mathsoft, Inc. One Kendall Square, Cambridge, MA 02139, 1986.
- [90] Moler Cleve, Little John and Bangert Steve, 1987, *PC-MATLAB*, The Math Works, Inc., Sherborn, Massachusetts.
- [91] Elmqvist Hilding, Åstrom Karl, Schontal Tomas, *SIMNON User's Guide for MS-DOS Computers*, Version 3.10, Studentlitteratur AB. Lund, Sweden, 1990.
- [92] Lasdon Leon and Waren Allan, *General Interactive Optimizer*, Lindo Systems Inc., 1981, Microsoft Corporation.
- [93] Mercado Sergio, "La Geotermia Avanzada, Una Posible Solución Energética," *Boletín IIE*, Marzo/Abril, 1991.
- [94] Chapman J. N. and Johanson N. R., "MHD Generators in Power Production," *Mechanical Engineering*, September 1991, pp. 64-68.
- [95] Bajura R. A., Webb H. A., "The Marriage of Gas Turbines and Coal," *Mechanical Engineering*, September, 1991, pp. 58-63.
- [96] Valenti Michael, "Combined Cycle Plants: Burning Cleaner and Saving Fuel," *Mechanical Engineering*, September, 1991, pp. 46-50.
- [97] Elvira Sandoval, Ma. Alejandra, "El PAESE, respuesta de la CFE para lograr un uso más racional y eficiente de la energía eléctrica en el país," (Entrevista al Ing. Mateo Trevino Gaspari), *Boletín IIE*, Marzo/Abril, 1991.
- [98] Zorpette Glenn, Fitzgerald Karen, "Energy Outlook," *IEEE Spectrum*, March, 1991.
- [99] \_\_\_\_\_ "Big Cogeneration Plant Part of Utility Program," *ENR*, July 13, 1989.
- [100] Diario Oficial de la Nación, México, D. F., Mayo, 1991.
- [101] Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, México, 1990.

- [102] Bhinder F. S., Salsi A., "Waste Heat Recovery Cycles and Their Control Requirements," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 299-303.
- [103] Rabl Veronika A. et al., "Fundamentals of Load Management," *IEEE Tutorial Course*, 89EH0289-9-PWR, Piscataway, NJ., 1988.
- [104] Consonni S., Lozza G. and Macchi E., "Optimization of Cogeneration Systems Operation Part A: Prime Movers Modelization," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 313-322.
- [105] Frangopoulos C. A., "Thermoeconomic Optimization of Design and Operation of Diesel-Engine Cogeneration Systems," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 431-436.
- [106] Babus'Haq R., Pearson J., O'Callaghan P., Probert D., "Feasibility Assessment of a Mini-Cogeneration Package," *3rd International Symposium on Turbomachinery Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 165-168.
- [107] Borglin S. H., "The Best Choice of Power Plant for an Electricity Supply System Now Beginning to Grow Again," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 1-10.
- [108] Bidard R. A., "Some Aspects of Anergetics," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 51-58.

- [109] Brunet R. and Irani J., "Total Energy by Gas Engines or Turbines in Processing Industry and Tertiary Sector - Mechatron Software: a Useful Tool for Project Study and Installation Management," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France August 30-Sept. 1, 1989, pp. 249-255
- [110] LaHaye P. G. and Zabolotny E., "Externally-Fired Combined Cycle (EFCC)," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 263-274.
- [111] Bidini G. and Bosio A., "A Second-Law Analysis of Intercooled Gas Turbine Combined Cycles," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 281-287.
- [112] Vega-Galaz J. R., Aboytes G. F., "Análisis y Simulación de Sistemas de Excitación en Estudios de Estabilidad," *RVP-90 del IEEE*, Memorias de Generación, Acapulco, Guerrero, México, 1990.
- [113] Seeger Thomas and Johannes Verstege, "Short Term Scheduling in Cogeneration Systems," *PICA-IEEE*, 1991, Baltimore, Maryland, May 7-10.
- [114] Consonni S., Lozza G., and Macchi E., "Optimization of Cogeneration Systems Operation Part B: Solution Algorithm and Examples of Optimum Operating Strategies," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30 Sept. 1, 1989, pp. 323-331.
- [115] Turner W. D., Somassundaram S. and Muraya, N., "Feasibility Study for the University of Houston, Texas, Cogeneration System," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 385-392.

- [116] Domínguez Victor E., Cejudo Orlando, "Esquemas de Protección Contra Fallas a Tierra en Sistemas Industriales con Generación Propia y Criterios Básicos para Mejorar la Coordinación de Protecciones," *Reunión de Verano de Potencia IEEE*, Julio de 1989, Acapulco, Guerrero.
- [117] Ito K., Yokoyama R., Yamaguchi T. and Matsumoto Y., "Optimal Operation of a Cogeneration Plant Including a Heat Storage Tank," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 437-445.
- [118] Huang F. F., "A Methodology for Overall Performance Evaluation of Combined Gas-Steam Power Plants Based on Energy as Well as Exergy Consideration," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 447-454.
- [119] Santos A. H. M., Nogueira L. A. H., Haddad J. and Balestieri J. A. P., "The Use of Gram Charlier Series to Evaluate the Energetical Surplus in Cogeneration Systems," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 455-460.
- [120] McDonald J. P., "Adequacy and Philosophy of Modeling, Dynamic System Performance Representation of the Boiler-Turbine," *IEEE Winter Meeting Papers*, New York, N.Y., 1975.
- [121] Guillén I., De La Torre A. y Nieva R., "Modelo de Entrada-Salida de Plantas de Ciclo Combinado," Reunión de Verano de Potencia, *IEEE Sección México*, Acapulco, Guerrero, Julio 22-27, 1990.
- [122] Maher K. J., Musgrove A. R. de L., "Optimisation Model of a Combined Cycle Cogeneration System," *IFAC Power System Modelling and Control Applications*, Brussels, Belgium 1988, pp. 189-194.

- [123] Aréchiga L. D. y Cañedo J. M. "Estudio de las Cargas Eléctricas en Sistemas de Potencia Reales, Problemática y Procedimiento de Solución," *RVP-IEEE* 1992, Acapulco, Guerrero, México.
- [124] Escofet A., "An Overview of the Market for Energy Technologies in Mexico," *Power Generation, Energy Management & Environmental Sourcebook*, The Fairmont Press, Inc., Lilburn, GA., 1992.
- [125] Mitchell E. D., "Cogeneration Design Considering Optimum Use of Surplus Power," *3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle Technologies and Cogeneration, ASME COGEN-TURBO*, Nice, France, August 30-Sept. 1, 1989, pp. 393-396.
- [126] Eggenberger M. A., "A Simplified Analysis of the No-Load Stability of Mechanical-Hydraulic Speed Control Systems for Steam Turbines," *ASME*, Paper 60-WA-34.
- [127] Chávez Salinas Roberto y González Archundia Alfonso, "Generadores Eléctricos en Petróleos Mexicanos," *Reunión de Verano de Potencia IEEE*, Julio, 1988, Acapulco, Guerrero.
- [128] Prasuhn Alan L., *Fundamentals of Fluid Mechanics*, Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, 1980.
- [129] Zemansky Mark W., *Heat and Thermodynamics*, McGraw-Hill Book Co. New York, 1943.
- [130] Lee John Francis and Sears Francis Weston, *Thermodynamics*, Addison-Wesley Publishing Company Inc., Reading, Massachusetts, U.S.A., London, England, 1955.
- [131] Jaki Stanley, *The Relevance of Physics*, The University of Chicago Press, Chicago y Londres, 1966.
- [132] Jaki Stanley, *The Road of science and the Ways to God*, The University of Chicago Press, Chicago, 1978

[133] Jaki Stanley, *The Origin of Science and the Science of its Origin*, Scottish Academic Press, Edinburgh 1978.)



## **APÉNDICE A**

### **ARCHIVOS UTILIZADOS EN LOS PAQUETES MATLAB Y MATHCAD PARA EL ESTUDIO ECONÓMICO**

# APÉNDICE A

## ARCHIVOS UTILIZADOS EN LOS PAQUETES MATLAB Y MATHCAD PARA EL ESTUDIO ECONÓMICO

### A.1 MATLAB

#### A.1.1 Rutina para encontrar el VPN contra interes, VPN.M

```
clc
clear
echo on
%      Estudio de Alternativas de Cogeneracion
%      Calculo del valor presente neto (VPN) para un rango de
%      0 a 100% de interes. Estudio Grafico.
%
%.....evaluando VPN.....espere un momento
echo off
ahorro=[1044224.84
        443570.05];
inv=[8888888.88
     8000000.00];
interval=1; %intervalo del interes
n=20; %years del proyecto
imax=40;
I=0:interval:imax;
for opcion=1:2
    for i=1:n
        F(i)=ahorro(opcion);
    end
    F(n+1)=-inv(opcion);
    l=0;
    for i=0:interval:imax
        k=0;
        for t=n:-1:0
            k=k+1;
            int=i*0.01;
            x(k)=(1/(1+int))^t;
        end
        l=l+1;
        pw(l,opcion)=F*x';
    end
end
```

```

    end
end
plot(I,pw),grid,xlabel('interes'),ylabel('VPN')
title('2 posibles alternativas de inversion')
meta graph1
□

```

### A.1.2 Rutina para el ajuste de curva de la inversión específica, INV\_ESP.M

```

echo on
clc
pause
global Data
Data = ...
[1 1000
 2 700
 4 500
 5 400
 8 350
10 290
12 250
13 240
14 190
15 170];
t = Data(:,1);
y = Data(:,2);
plot(t,y,'o'), title('Input data'), pause
clc
lam = [1 0 0 0 0]';
lam = fmins('hiperfun',lam,.1)
pause
□

```

```

function [x, cnt] = fmins(funfcn,x,tol,prnt)
% C. Moler, 8-19-86
% Copyright (c) 1986-88 by the MathWorks, Inc.
% Ref: D. J. Woods, Report 85-5, Dept. Math. Sciences, Rice Univ.,
% May, 1985.
[n,m] = size(x);
if m > n
    x = x';
    n = m;
end
if nargin < 3, tol = 1.e-3; end

```

```

if nargin < 4, prnt = 0; end
cnt = 0;
v = 0.9*x;
f = feval(funfcn,v);
for j = 1:n
    y = x;
    if y(j) ~= 0
        y(j) = 1.1*y(j);
    else
        y(j) = 0.1;
    end
    v = [v y];
    f = [f feval(funfcn,y)];
end
[f,j] = sort(f);
v = v(:,j);
if prnt
    clc
    format compact
    format short e
    home
    cnt
    disp('initial ')
    disp(' ')
    v
    f
end
while 1
    test = 0;
    for j = 2:n+1, test = max(test,norm(v(:,j)-v(:,1),1)); end
    if test <= tol, break, end
    [v,f,how] = neldstep(funfcn,v,f);
    cnt = cnt + 1;
    if prnt
        home
        cnt
        disp(how)
        disp(' ')
        v
        f
        test
    end
end
end
x = v(:,1);

```

```
if prnt, format, end
```

```
function [f,c] = hiperfun(lam,c)
% y = c(1)*exp(-lam(1)*t) + ... + c(n)*exp(-lam(n)*t)
t = Data(:,1), y = Data(:,2);
A = zeros(length(t),length(lam));
for j = 1:size(lam)
    A(:,j) = exp(-lam(j)*t);
end
c = A\y;
z = A*c;
f = norm(z-y);
plot(t,z,t,y,'o')
xt = max(t)/2;
yt = max(y)/2;
text(xt,1.1*yt,['lambda = ' num2str(lam(1)) ' ' num2str(lam(2))])
text(xt,1.0*yt,['err norm = ' num2str(f)])
```

## A.2 MATHCAD

### A.2.1 Análisis del ciclo Rankine turbina EC, EC\_RANK.MCD

#### ANALISIS DEL CICLO RANKINE PARA TURBINA EC

Definicion de Unidades:

S. I.	S. Ingles	C.G.S.
m := 1L	plg := 0.0254m	cm := $\left[\frac{1}{100}\right] \cdot m$
kg := 1M	ft := 0.305m	gm := $\left[\frac{1}{1000}\right] \cdot kg$
seg := 1T	lbm := 0.454 · kg	hr := 3600 · seg
N := kg · m · seg <sup>-2</sup>	lbf := 4.44 · N	Po := 14.696 · psi
joule := N · m	psi := $1 \cdot \frac{lbf}{plg^2}$	
KJ := joule · 10 <sup>3</sup>	gc := $32.17 \cdot lbm \cdot \frac{ft}{lbf \cdot seg^2}$	
g := $9.80665 \cdot \frac{m}{seg^2}$		
Watt := $\frac{joule}{seg}$	BTU := 1055.05585262 · joule	HP := 746 · Watt

CONVERSIONES:

KW := 1000 · Watt	MW := 1000 · KW
hr := 3600 · seg	oC(oF) := $(oF - 32) \cdot \frac{5}{9}$
	oF(oC) := $oC \cdot \begin{bmatrix} 9 \\ - \\ 5 \end{bmatrix} + 32$

ENTRADA DE DATOS DE FLUJO PARA EL PROCESO Y LA TURBINA

i := 0 .. 11	MP := READPRN(MP) · $\frac{lbm}{hr}$
MT2 <sub>i</sub> := $138900 \cdot \frac{lbm}{hr}$	

## PROPIEDADES DEL VAPOR:

Psat := READPRN(PRESSURE)		Tsuper := READPRN(TSUPER)
Tsat := READPRN(TEMP)		Psuper := READPRN(PSUPER)
Hg := READPRN(HG)		Hsuper := READPRN(HSUPER)
Hf := READPRN(HF)		
hf(p) := linterp(Psat, Hf, p) · $\frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$	Tp(p) := linterp(Psat, Tsat, p)	
	hg(p) := linterp(Psat, Hg, p) · $\frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$	

ESQUEMA 2: Caldera, turbina con extracción a condiciones de proceso, condensador. La caldera cuenta con economizador y sobrecalentador. No se considera el trabajo hecho por el motor del tiro forzado de la caldera, bomba de alimentación y recirculación de agua ya que es una fracción muy pequeña comparada con el de la turbina. Calderas funcionando a condiciones de diseño. Dado que el flujo a condiciones de diseño es mayor que el requerido por el proceso es necesario condensar el exceso de vapor y regresarlo a la caldera.

## DEFINICION DE CADA ESTADO:

Condiciones a la  
entrada de la turbina

$$P1 := 590 \cdot \text{psi} + P_o$$

$$P1 = 604.696 \cdot \text{psi}$$

$$T1 := 725$$

$$h1 := 1368 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$$

Condiciones a la salida  
de la turbina.

$$Pp := 185 \cdot \text{psi} + P_o$$

$$Pp = 199.696 \cdot \text{psi}$$

$$Tp(199.696) = 381.584$$

$$hp := hg(199.696)$$

$$hp = 1198.317 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$$

Condiciones en el condensador

$$P3 := 3 \cdot \text{psi} \quad (\text{presion de vacio, absoluta})$$

$x_3 := 0.8$  Título, depende de las características de la turbina (valor de  $s_3$ ) y la presión de operación del condensador.  $x_3 = (s_3 - s_{f3}) / s_{fg3}$   
Es decir,  $s_3 = s_2 = s_1$  en proceso ideal,  $s_{f3}$  y  $s_{fg3}$  es función del valor de presión en el condensador.

$$hg_3 := hg(3)$$

$$hf_3 := hf(3)$$

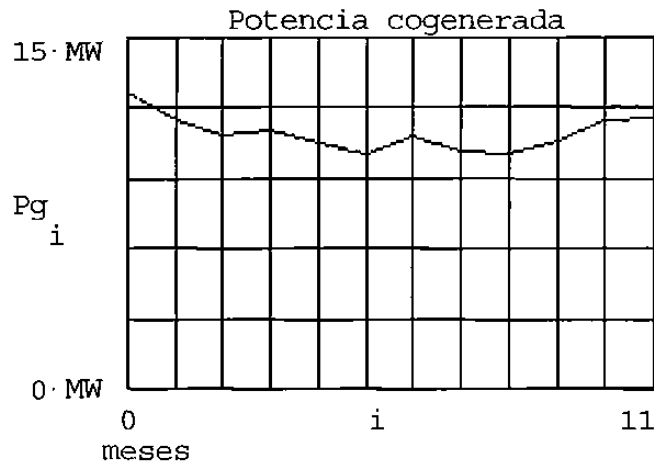
$$hg_3 = 1122.536 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}} \quad hf_3 = 109.239 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$$

$$h_3 := hf_3 + x_3 \cdot (hg_3 - hf_3) \quad h_3 = 919.876 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$$

POTENCIA DESARROLLADA POR LA TURBINA ( $n_t = 0.92$ )  $n_t := 0.92$   
 $n_g := 0.98$

$$P_{m_i} := n_t \cdot \left[ MT_{2_i} \cdot (h_1 - h_p) + \left[ MT_{2_i} - MP_{i_i} \right] \cdot (h_p - h_3) \right]$$

$$P_g := n_g \cdot P_m$$



CALOR SUMINISTRADO POR LA CALDERA  $n_c := 0.85$   $hf := hf(14.7)$

$$Q_{c_i} := \left[ \frac{1}{n_c} \right] \cdot MT_{2_{i,0}} \cdot (h_1 - hf)$$



CALOR SUMINISTRADO AL PROCESO

$$Q_{p_i} := MP_i \cdot (h_p - h_f)$$

CALOR DISIPADO EN EL CONDENSADOR

$$Q_{cd_i} := \left[ MT2_{i,0} - MP_i \right] \cdot (h_3 - h_f)$$

$$Q_l := Q_c - Q_p - Q_{cd} - P_m$$

EFICIENCIA TERMICA (1a. Ley)

$$n_{T_i} := \frac{Q_{p_i} + P_{g_i}}{Q_{c_i}}$$

$$k := 3413 \cdot \left[ \frac{\text{BTU}}{\text{KW} \cdot \text{hr}} \right]$$

$$CCE_i := \frac{k}{\frac{P_{g_i}}{Q_{c_i} - Q_{p_i}}}$$

$$CCC_i := \frac{k}{\frac{Q_{c_i} - P_{m_i} - Q_{cd_i} - Q_{l_i}}{Q_{p_i}}}$$

HEAT RATE

$$HR_i := \frac{k}{n_{T_i}}$$

FLUJO MAXIMO Y MINIMO EN EL CONDENSADOR

$$mc := MT2 - MP$$

$$\max(mc) = 39658.852 \cdot \frac{\text{kg}}{\text{hr}}$$

$$\min(mc) = 23966.156 \cdot \frac{\text{kg}}{\text{hr}}$$

TEMPERATURA DEL VAPOR CONDENSADO       $k := 13 \dots 14$

(psi)	(°F)	
Psat	Tsat	Interpolando se tiene que:
k	k	
2.889	140	
3.718	150	$T_p(3) = 141.339 \text{ °F}$

CONSUMO DE AGUA EN LA TORRE DE ENFRIAMIENTO

Agua de reposición:       $Ar := 182.2017 \text{ GPM}$

Resultado obtenido con el paquete  
Thermal Analyst, cfr. [70]

RESULTADOS:

$h1 = 3179.111 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{kg}}$	$\text{WRITEPRN}(\text{RANK\_EC1}) := h1$
$hp = 2784.782 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{kg}}$	$\text{APPENDPRN}(\text{RANK\_EC1}) := hp$
$h3 = 2137.711 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{kg}}$	$\text{APPENDPRN}(\text{RANK\_EC1}) := h3$
$hf = 418.566 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{kg}}$	$\text{APPENDPRN}(\text{RANK\_EC1}) := hf3$
$\text{mean}(Qc) = 56889.414 \cdot \text{KW}$	$\text{APPENDPRN}(\text{RANK\_EC1}) := \text{mean}(Qc)$
$\text{mean}(Qp) = 22215.271 \cdot \text{KW}$	$\text{APPENDPRN}(\text{RANK\_EC1}) := \text{mean}(Qp)$
$\text{mean}(Qcd) = 13973.743 \cdot \text{KW}$	$\text{APPENDPRN}(\text{RANK\_EC1}) := \text{mean}(Qcd)$
$\text{mean}(Ql) = 9506.771 \cdot \text{KW}$	$\text{APPENDPRN}(\text{RANK\_EC1}) := \text{mean}(Ql)$
$\text{mean}(Pg) = 10969.756 \cdot \text{KW}$	$\text{APPENDPRN}(\text{RANK\_EC1}) := \text{mean}(Pg)$
$\text{mean}(nT) = 0.583$	$\text{APPENDPRN}(\text{RANK\_EC1}) := \text{mean}(nT)$
$\text{mean}(CCC) = 3413 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{KW} \cdot \text{hr}}$	$\text{APPENDPRN}(\text{RANK\_EC1}) := \text{mean}(CCC)$
$\text{mean}(CCE) = 10775.591 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{KW} \cdot \text{hr}}$	$\text{APPENDPRN}(\text{RANK\_EC1}) := \text{mean}(CCE)$
$\text{mean}(HR) = 5878.168 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{KW} \cdot \text{hr}}$	

## A.2.2 Análisis del ciclo Rankine para turbina CP, CP\_RANK.MCD

### ANALISIS DEL CICLO RANKINE UTILIZANDO TURBINA CP

Definicion de Unidades:

S. I.	S. Ingles	C.G.S.
m := 1L	plg := 0.0254m	cm := $\left[ \frac{1}{100} \right] \cdot m$
kg := 1M	ft := 0.305m	gm := $\left[ \frac{1}{1000} \right] \cdot kg$
seg := 1T	lbm := 0.454 · kg	hr := 3600 · seg
N := kg · m · seg <sup>-2</sup>	lbf := 4.44 · N	
joule := N · m	psi := $1 \cdot \frac{lbf}{plg^2}$	Po := 14.696 · psi
KJ := 1000 · joule		
g := $9.80665 \cdot \frac{m}{seg^2}$	gc := $32.17 \cdot lbm \cdot \frac{ft}{lbf \cdot seg^2}$	
Watt := $\frac{joule}{seg}$	BTU := $1055.05585262 \cdot joule$	HP := 746 · Watt
	MBTU := BTU · 10 <sup>6</sup>	

CONVERSIONES:

hr := 3600 · seg	KW := 1000 · Watt	MW := 1000 · KW
	oC(oF) := $(oF - 32) \cdot \frac{5}{9}$	oF(oC) := $oC \cdot \left[ \begin{array}{c} 9 \\ - \\ 5 \end{array} \right] + 32$

ENTRADA DE DATOS DE FLUJO PARA EL PROCESO Y LA TURBINA

i := 0 .. 11	MP := READPRN(MP) · $\frac{lbm}{hr}$	PL <sub>i</sub> := 6100 · KW
--------------	--------------------------------------	------------------------------

## PROPIEDADES DEL VAPOR:

Psat := READPRN(PRESSURE)

Tsuper := READPRN(TSUPER)

Tsat := READPRN(TEMP)

Psuper := READPRN(PSUPER)

Hg := READPRN(HG)

Hsuper := READPRN(HSUPER)

Hf := READPRN(HF)

$$hf(p) := \text{linterp}(Psat, Hf, p) \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}} \quad Tp(p) := \text{linterp}(Psat, Tsat, p)$$

$$hg(p) := \text{linterp}(Psat, Hg, p) \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$$

ESQUEMA 1: Caldera, turbina de contrapresión con salida de vapor a condiciones de proceso, sin condensador. La caldera cuenta con economizador y sobrecalentador. No se considera el trabajo hecho por el motor del tiro forzado de la caldera, bomba de alimentación y recirculación de agua ya que es una fracción muy pequeña comparada con el de la turbina.

## DEFINICION DE CADA ESTADO:

Condiciones a la  
entrada de la turbinaCondiciones a la salida  
de la turbina.

P1 := 590·psi + Po

Pp := 185·psi + Po

P1 = 604.696·psi

Pp = 199.696·psi

T1 := 725

Tp(199.696) = 381.584

POTENCIA DESARROLLADA POR LA TURBINA (nt = 92%)

nt := 0.92

ng := 0.98

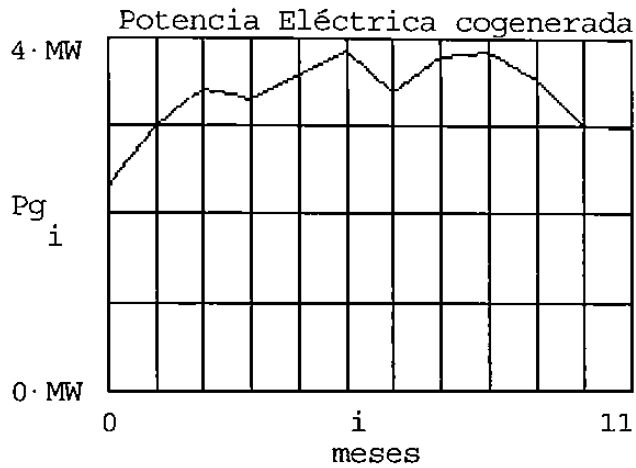
$$h1 := 1368 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$$

hp := hg(199.696)

$$Pm_i := n_t \cdot MP_i \cdot (h1 - hp)$$

$$hp = 1198.317 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}}$$

Pg := ng·Pm



CALOR SUMINISTRADO POR LA CALDERA  $n_c := 0.85$   $hf := hf(14.7)$

$$Qc_i := \left[ \frac{1}{n_c} \right] \cdot MP \cdot (h1 - hf)$$

CALOR SUMINISTRADO AL PROCESO

$$Qp_i := MP_i \cdot (hp - hf)$$

$$nT_i := \frac{Qp_i + Pg_i}{Qc_i}$$

$$k := 3413 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{KW} \cdot \text{hr}}$$

$$Ql_i := Qc_i - Pg_i - Qp_i \quad HR_i := \frac{k}{nT_i} \quad RPC_i := \frac{PL_i}{Qp_i}$$

$$CCC_i := \frac{k}{\frac{Qc_i - Pg_i - Ql_i}{Qp_i}}$$

$$CCE_i := \frac{k}{\frac{Qc_i - Qp_i}{Pg_i}}$$

## RESULTADOS

$h1 = 3179.111 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{kg}}$	WRITEPRN(RANK_CP1) := h1
$hp = 2784.782 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{kg}}$	APPENDPRN(RANK_CP1) := hp
$hf = 418.566 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{kg}}$	APPENDPRN(RANK_CP1) := hf
$\text{mean}(Qc) = 30491.101 \cdot \text{KW}$	APPENDPRN(RANK_CP1) := mean(Qc)
$\text{mean}(Qp) = 22215.271 \cdot \text{KW}$	APPENDPRN(RANK_CP1) := mean(Qp)
$\text{mean}(Ql) = 4937.958 \cdot \text{KW}$	APPENDPRN(RANK_CP1) := mean(Ql)
$\text{mean}(Pg) = 3337.872 \cdot \text{KW}$	APPENDPRN(RANK_CP1) := mean(Pg)
$\text{mean}(nT) = 0.838$	APPENDPRN(RANK_CP1) := mean(nT)
$\text{mean}(CCC) = 3413 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{KW} \cdot \text{hr}}$	APPENDPRN(RANK_CP1) := mean(CCC)
$\text{mean}(CCE) = 1376.558 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{KW} \cdot \text{hr}}$	APPENDPRN(RANK_CP1) := mean(CCE)
$\text{mean}(HR) = 4072.537 \cdot \frac{\text{BTU}}{\text{KW} \cdot \text{hr}}$	APPENDPRN(RANK_CP1) := mean(RPC)
$\text{mean}(RPC) = 0.28 \cdot \frac{\text{KW}}{\text{KW}}$	



$$C_G := \frac{C_g \cdot T \cdot f_d}{n \cdot n_t \cdot n_c \cdot H_g} \quad C_G = 221.7 \quad \$/KW$$

$$C_C := \frac{C_c \cdot T \cdot f_d}{n \cdot n_t \cdot n_c \cdot \rho_c \cdot H_c} \quad C_C = 150.7 \quad \$/KW$$

$$P_g := 500, 2225 \dots 15000$$

$$a_1 := 3822 \quad a_2 := 10333$$

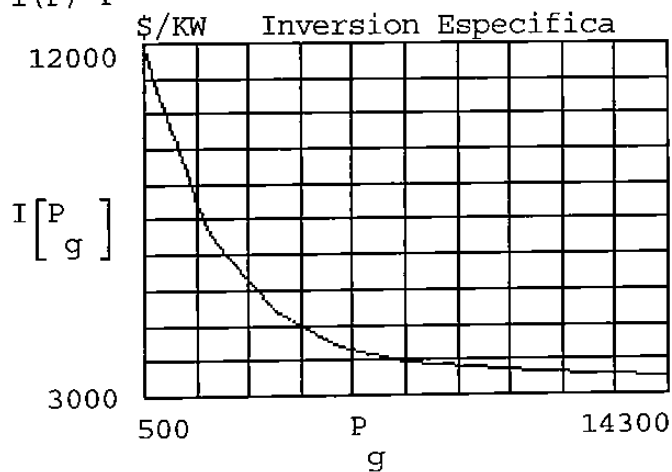
$$b_1 := 0.000007 \quad b_2 := 0.0005$$

$$I(P) := a_1 \cdot e^{-b_1 \cdot P} + a_2 \cdot e^{-b_2 \cdot P}$$

$$CI_G(P) := I(P) \cdot \left[ \frac{f}{M} + FRC \right] + C_G$$

$$CI_C(P) := I(P) \cdot \left[ \frac{f}{M} + FRC \right] + C_C$$

$$I_o(P) := I(P) \cdot P$$



$$C_{cv} := C_d + \frac{T}{n} \cdot f_a \cdot C_e \quad C_{cv} = 833.55 \quad \$/KW$$

$$C_R := 1.1 \cdot C_d \quad C_R = 29.08$$



$$G_A := \frac{182.2 \cdot 60 \cdot 3.785}{1000} \quad G_A = 41.38 \quad \text{m}^3/\text{hr}$$

$$C_A := 2 \quad \$/\text{m}^3 \quad Q_{cd} := 13000 \quad \text{KW}$$

$$C_{cd}_G := C_G + \frac{C_A \cdot G_A \cdot T \cdot fd}{Q_{cd}} \quad C_{cd}_G = 271.89 \quad \$/\text{KW}$$

$$C_{cd}_C := C_C + \frac{C_A \cdot G_A \cdot T \cdot fd}{Q_{cd}} \quad C_{cd}_C = 200.88 \quad \$/\text{KW}$$

Del ciclo Rankine:  $ht := 3179.11$   $hp := 2784.78$   $hc := 2137.71$   
 $hf := 418.56$   $mt := 17.52$   
 $k1 := ht - hp$   $k2 := hp - hc$   $k3 := hc - hf$

$$Q_c := 60280 \quad \text{KW}$$

$$Q_p := 22215 \quad \text{KW}$$

$$Q_{cd}(P) := \frac{\left[ \frac{P}{n_t \cdot n_g} \right] - mt \cdot k1}{k2} \cdot k3$$

$$P_R := PL \quad \text{Exportando}$$

$$P_R(P) := P_g \quad \text{Importando}$$

$$Q_l(P) := Q_c - \frac{P}{n_g} - Q_{cd}(P)$$

$$\text{Importando} \quad P_R(P) := P_g \quad (P_g < PL)$$

$$Zg1_G(P) := CI_G(P) \cdot \left[ \frac{P}{n_g} \right] + C_{cv} \cdot (PL - P) + C_R \cdot P$$

$$Zg2_G(P) := C_{cd}_G \cdot Q_{cd}(P) + C_G \cdot Q_l(P)$$

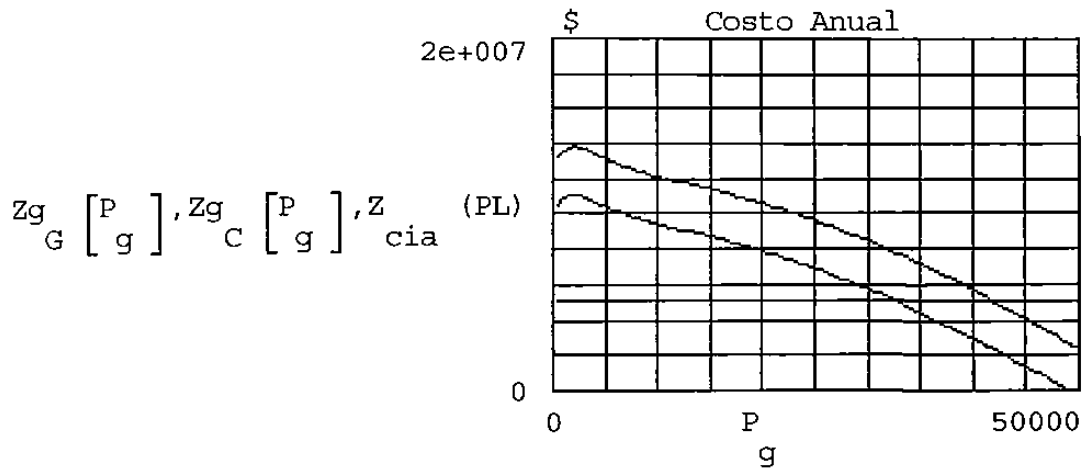
$$Zg_G(P) := Zg1_G(P) + Zg2_G(P)$$

$$Zg1_C(P) := CI_C(P) \cdot \left[ \frac{P}{n_g} \right] + C_{cv} \cdot (PL - P) + C_R \cdot P$$

$$Zg2_C(P) := C_{cd} \cdot Q_{cd}(P) + C_{l1} \cdot Q_{l1}(P)$$

$$Zg_C(P) := Zg1_C(P) + Zg2_C(P)$$

$$Z_{cia}(P) := C_{cv} \cdot P \quad P_g := 500, 1000 \dots 50000$$



KW

$$P_{ini} := 25000$$

$$P := P_{ini}$$

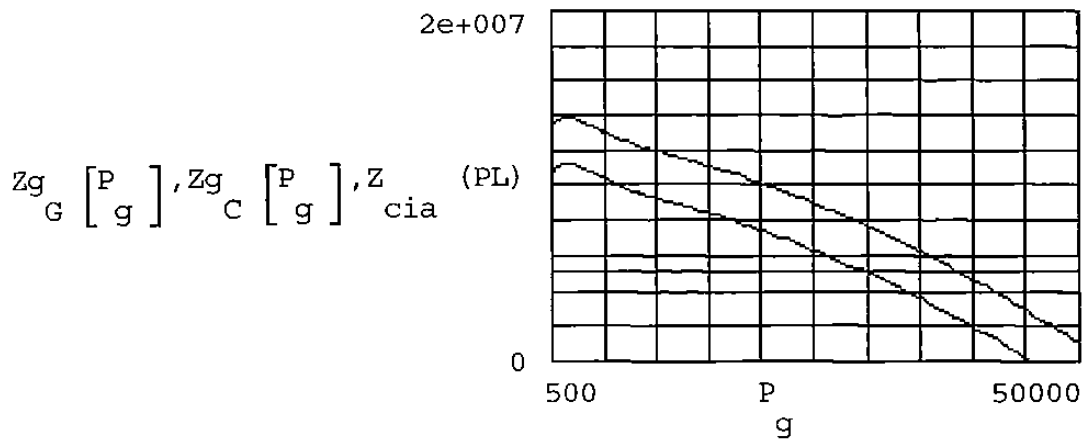
$$\text{root}[Zg_C(P) - Z_{cia}(PL), P] = 32582.12 \quad \text{suposición } P_g < PL \text{ violada}$$

$$\text{root}[Zg_G(P) - Z_{cia}(PL), P] = 41836.66 \quad \text{suposición } P_g < PL \text{ violada}$$

Exportando  $P_R := PL$  ( $P_g > PL$ ) Imposible hacer este análisis dado que  $P_g < PL$ , dato de partida.

$$Zg_G(P) := CI_G(P) \cdot \left[ \frac{P}{n_g} \right] + C_{cv} \cdot (PL - P) + C_R \cdot P + Zg2_G(P)$$

$$Zg_C(P) := CI_C(P) \cdot \left[ \frac{P}{n_g} \right] + C_{cv} \cdot (PL - P) + C_R \cdot P + Zg2_C(P)$$



$Pg_C := \text{root} [Zg_C(P) - Z_{cia}(PL), P]$  OK hipotesis  $P_g > PL$

$Pg_G := \text{root} [Zg_G(P) - Z_{cia}(PL), P]$  OK hipotesis  $P_g > PL$

$Pg > Pg_C \quad \square \quad Pg_C = 29872.86 \text{ KW} \quad Pg_G = 38776.33 \text{ KW}$

$PG := \begin{bmatrix} Pg_C \\ Pg_G \end{bmatrix} \quad \text{WRITEPRN(Pot\_EC\_Size)} := PG$

### A.2.4 Análisis de capacidad turbina CP, CP\_SIZE.MCD

ANALISIS DE CAPACIDAD PARA UNA PLANTA DE COGENERACION  
Turbina CP

$C_g := 0.21 \quad \$/m^3 \quad i := 0 \dots 11$   
 $C_c := 0.18 \quad \$/lt \quad TREMA := 12\%$   
 $C_e := 0.11 \quad \$/KWh \quad N := 20$   
 $C_d := 26.44 \quad \$/KW \quad int := TREMA$   
 $H_c := 11.96 \quad KWh/kg$   
 $\rho_c := 0.986 \quad Kg/lt$   
 $H_g := 9.839 \quad KWh/m^3$   
 $n_{C_C} := 0.868 \quad n_{C_G} := 0.825$   
 $n_t := 0.92$   
 $n_g := 0.98$   
 $f_M := 0.03 \quad f_d := 90\%$   
 $T_n := 24 \cdot 365 \quad hrs$   

$$FRC := int \cdot \frac{(1 + int)^N}{(1 + int)^N - 1} \quad FRC = 0.13$$
  
 $Dp_i := READ(Demanda) \quad PL := \max(Dp) \quad PL = 6100.797$   
 $Er_i := READ(Energia)$   

$$Er := \sum_i Er_i$$
  
 $fa := \frac{Er}{\max(Dp) \cdot T_n} \quad fa = 0.84$

$$C_G := \frac{C_g \cdot T \cdot fd}{n \cdot nt \cdot n_C \cdot Hg} \quad C_G = 221.7 \quad \$/KW$$

$$C_C := \frac{C_c \cdot T \cdot fd}{n \cdot nt \cdot n_C \cdot \rho_C \cdot Hc} \quad C_C = 150.7 \quad \$/KW$$

$$P_g := 500, 1000 \dots 15000$$

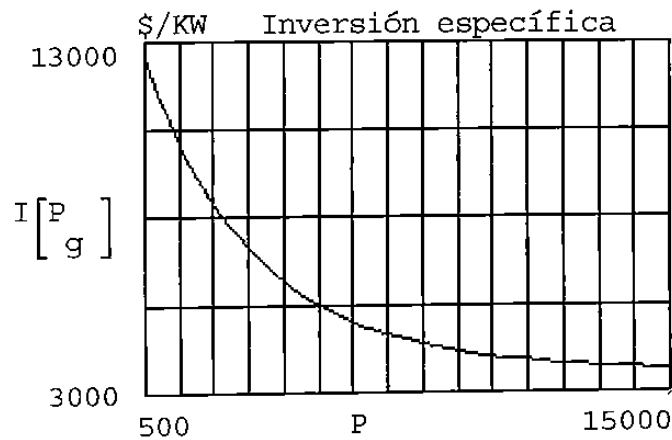
$$a1 := 3833 \quad a2 := 10333$$

$$b1 := 0.0000045 \quad b2 := 0.00033$$

$$I(P) := a1 \cdot e^{-b1 \cdot P} + a2 \cdot e^{-b2 \cdot P}$$

$$CI_G(P) := I(P) \cdot \left[ \frac{f}{M} + FRC \right] + C_G$$

$$CI_C(P) := I(P) \cdot \left[ \frac{f}{M} + FRC \right] + C_C$$



$$C_{cv} := C_d + \frac{T}{n} \cdot fa \cdot C_e \quad C_{cv} = \frac{g}{833.55} \quad \$/KW$$

$$C_R := 1.1 \cdot C_d \quad C_R = 29.08$$

$$G_A := \frac{182.2 \cdot 60 \cdot 3.785}{1000} \quad G_A = 41.38 \quad \text{m}^3/\text{hr}$$

$$C_A := 2 \quad \$/\text{m}^3 \quad Q_{cd} := 10000 \quad \text{KW}$$

$$Q_c := 30500 \quad \text{KW}$$

$$Q_p := 22215 \quad \text{KW}$$

$$Q_1(P) := Q_c - Q_p - P$$

$$P_R := PL \quad \text{Exportando}$$

$$P_R(P) := P_g \quad \text{Importando}$$

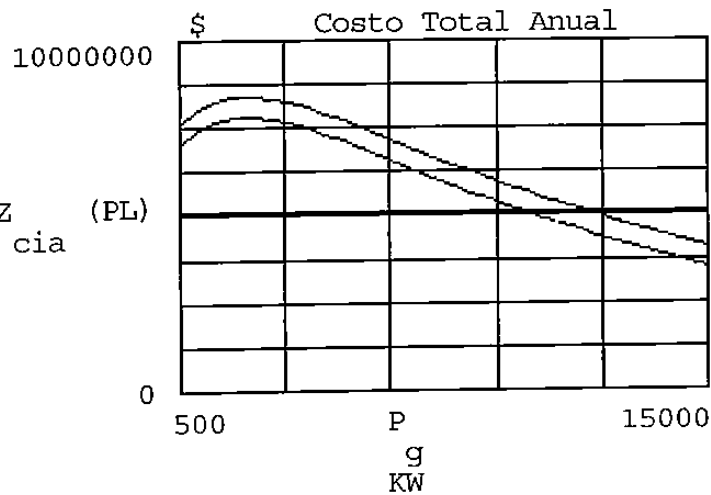
$$\text{Importando} \quad P_R(P) := P_g \quad (P_g < PL)$$

$$Zg_G(P) := CI_G(P) \cdot \left[ \frac{P}{n_g} \right] + C_{cv} \cdot (PL - P) + C_R \cdot P + C_G \cdot Q_1(P)$$

$$Zg_C(P) := CI_C(P) \cdot \left[ \frac{P}{n_g} \right] + C_{cv} \cdot (PL - P) + C_R \cdot P + C_C \cdot Q_1(P)$$

$$Z_{cia}(P) := C_{cv} \cdot P$$

$$Zg_G \left[ \frac{P}{g} \right], Zg_C \left[ \frac{P}{g} \right], Z_{cia}(PL)$$



$$P_{ini} := 25000$$

$$P := P_{ini}$$

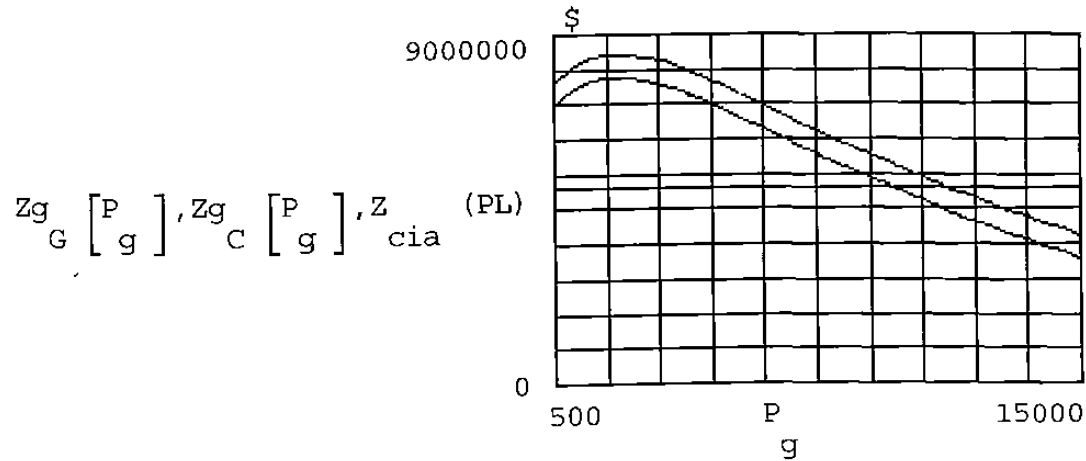
$$\text{root} \left[ Zg_C(P) - Z_{cia}(PL), P \right] = 9998.87 \quad \text{contradice suposición } P_g < PL$$

$$\text{root} \left[ Zg_G(P) - Z_{cia}(PL), P \right] = 11754.15 \quad \text{contradice suposición } P_g < PL$$

Exportando  $P_R := PL$  ( $P_g > PL$ ) Imposible hacer este análisis dado que  $P_g$  del Rankine  $< PL$  a menos que se invierta en otra caldera para aumentar  $P_g$

$$Zg_G(P) := CI_G(P) \cdot \left[ \frac{P}{n_g} \right] + C_{cv} \cdot (PL - P) + C_R \cdot P + C_G \cdot Q_l(P)$$

$$Zg_C(P) := CI_C(P) \cdot \left[ \frac{P}{n_g} \right] + C_{cv} \cdot (PL - P) + C_R \cdot P + C_C \cdot Q_l(P)$$



```

Pg_C := root [Zg_C (P) - Z_cia (PL), P]      Pg_C = 9711.9
OK hipotesis Pg>PL

Pg_G := root [Zg_G (P) - Z_cia (PL), P]      Pg_G = 11297.46
OK hipotesis Pg>PL

```

```

Pg > Pg_C  ▣

```

```

PG_CP := [Pg_C
           Pg_G]

```

```

WRITEPRN (Pot_CP_SIZE) := PG_CP

```



### A.2.5 Índices económicos turbina EC, EC\_ECON.MCD

CALCULO DE LOS INDICES ECONOMICOS, TURBINA EC

```

Cg := 0.21    $/m3                i := 0 ..11
Cc := 0.18    $/lt                TREMA := 12·%
Ce := 0.11    $/KWh              N := 20
Cd := 26.44   $/KW                int := TREMA
Hc := 11.96   KWh/kg
ρc := 0.986   Kg/lt
Hg := 9.839   KWh/m3
nC := 0.868   nG := 0.825
nt := 0.92
ng := 0.98
fM := 0.03      fd := 90·%
Tn := 24·365 hrs
Dpi := READ(Demanda)   PL := max(Dp)   PL = 6100.797
Eri := READ(Energia)
fa :=  $\frac{Er}{\max(Dp) \cdot T_n}$       fa = 0.84
Pg := 500,1000 ..15000
a1 := 3822      a2 := 10333
b1 := 0.000007  b2 := 0.0005

```

$$Er := \sum_i Er_i$$

$$I(P) := a_1 \cdot e^{-b_1 \cdot P} + a_2 \cdot e^{-b_2 \cdot P}$$

$$C_{cv} := C_d + T_n \cdot f_a \cdot C_e \quad C_{cv} = 833.55 \quad \$/KW$$

$$C_R := 1.1 \cdot C_d \quad C_R = 29.08$$

$$FRC := \text{int} \cdot \frac{(1 + \text{int})^N}{(1 + \text{int})^N - 1}$$

$$C_G := \frac{C_g \cdot T_n \cdot f_d}{n_t \cdot n_c \cdot H_g} \quad C_G = 221.7 \quad \$/KW$$

$$C_C := \frac{C_c \cdot T_n \cdot f_d}{n_t \cdot n_c \cdot \rho_c \cdot H_g} \quad C_C = 183.18 \quad \$/KW$$

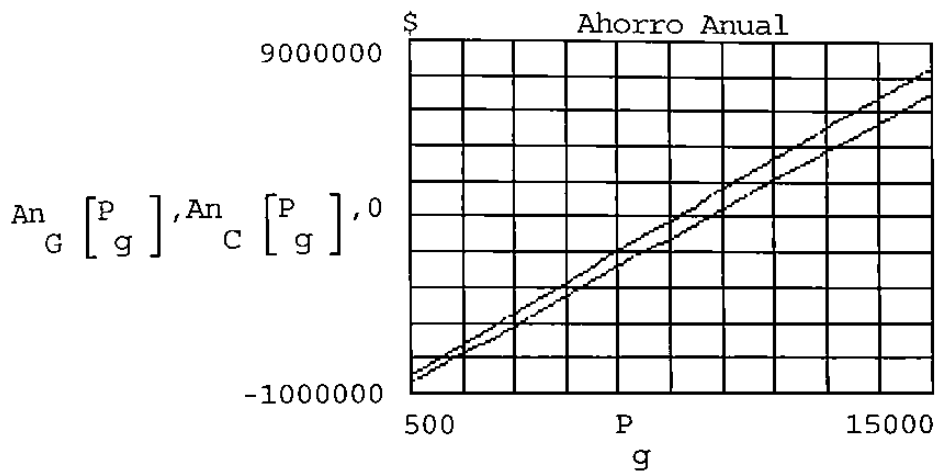
$$C_M(P) := I(P) \cdot FRC \cdot f_M \quad P_R := P \quad \square \quad (\text{Importando})$$

$$V_{c_{fs}} := 0 \cdot T_n \quad V_{g_{fs}} := 520 \cdot T_n$$

$$An_G(P) := \left[ C_{cv} - \left[ \frac{C_G}{n_g} \right] - C_M(P) \right] \cdot P - C_c \cdot V_{c_{fs}} - C_g \cdot V_{g_{fs}} - C_R \cdot P$$

$$V_{c_{fs}} := 486 \cdot T_n \quad V_{g_{fs}} := 0 \cdot T_n$$

$$An_C(P) := \left[ C_{cv} - \left[ \frac{C_C}{n_g} \right] - C_M(P) \right] \cdot P - C_c \cdot V_{c_{fs}} - C_g \cdot V_{g_{fs}} - C_R \cdot P$$



$$P := 25000$$

$$PgG := \text{root}\left[\text{An}_G(P), P\right] \quad PgC := \text{root}\left[\text{An}_C(P), P\right] \quad PG := \begin{bmatrix} PgC \\ PgG \end{bmatrix}$$

$$Io(P) := I(P) \cdot P \quad Pg := 10970$$

$$RI_C(P) := \frac{Io(P)}{\text{An}_C(P)} \quad RI_G(P) := \frac{Io(P)}{\text{An}_G(P)}$$

$$RI_C(Pg) = 6.72 \quad RI_G(Pg) = 7.52$$

CALCULO DEL VALOR PRESENTE NETO, VPN

$$n := 1 \dots N \quad n1 := 0 \dots N \quad Ix := Io(Pg)$$

$$\text{vpn}(Io, A, \text{int}) := -Io + \sum_n \frac{A}{(1 + \text{int})^n}$$

$$\text{An}_C := \text{An}_C(Pg) \quad \text{An}_G := \text{An}_G(Pg)$$

$$\text{VPN}_C(i_) := \text{vpn}\left[Ix, \text{An}_C, i_-\right] \quad \text{VPN}_G(i_) := \text{vpn}\left[Ix, \text{An}_G, i_-\right]$$

$$\text{VPN}_C(\text{TREMA}) = 4399733.91$$

$$\text{VPN}_G(\text{TREMA}) = -242312.35$$



## A.2.6 Índices económicos turbina CP, CP\_ECON.MCD

CALCULO DE LOS INDICES ECONOMICOS, TURBINA EC

```

Cg := 0.21    $/m3                i := 0 ..11
Cc := 0.18    $/lt                j := 0,0.01 ..0.4
Ce := 0.11    $/KWh              N := 20
Cd := 26.44   $/KW                TREMA := 12·%
Hc := 11.96   KWh/kg              int := TREMA
ρc := 0.986   Kg/lt
Hg := 9.839   KWh/m3
nC := 0.868   nG := 0.825
nt := 0.92
ng := 0.98
fM := 0.03          fd := 90·%
Tn := 24·365 hrs
Dpi := READ(Demanda)   PL := max(Dp)   PL = 6100.797
Eri := READ(Energia)
fa :=  $\frac{Er}{\max(Dp) \cdot T_n}$           fa = 0.84
Pg := 500,1000 ..15000
a1 := 3833          a2 := 10333
b1 := 0.0000045    b2 := 0.00033

```

$$Er := \sum_i Er_i$$

$$I(P) := a_1 \cdot e^{-b_1 \cdot P} + a_2 \cdot e^{-b_2 \cdot P}$$

$$C_{cv} := C_d + T_n \cdot f_a \cdot C_e \quad C_{cv} = 833.55 \quad \$/KW$$

$$C_R := 1.1 \cdot C_d \quad C_R = 29.08$$

$$FRC := \text{int} \cdot \frac{(1 + \text{int})^N}{(1 + \text{int})^N - 1} \quad FRC = 0.13$$

$$C_G := \frac{C_g \cdot T_n \cdot f_d}{n_t \cdot n_c \cdot H_g} \quad C_G = 221.7 \quad \$/KW$$

$$C_C := \frac{C_c \cdot T_n \cdot f_d}{n_t \cdot n_c \cdot \rho_c \cdot H_g} \quad C_C = 183.18 \quad \$/KW$$

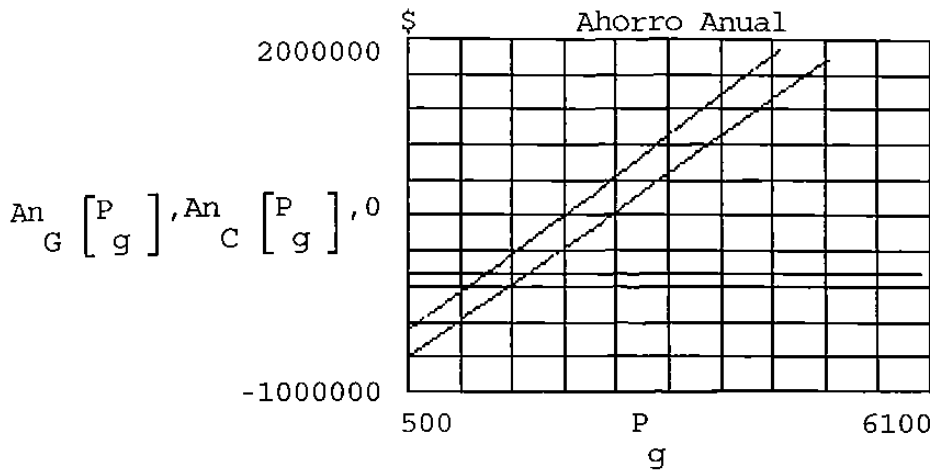
$$C_M(P) := I(P) \cdot FRC \cdot f_M \quad P_R := P \quad \square \quad (\text{Importando})$$

$$V_{c_{fs}} := 0 \cdot T_n \quad V_{g_{fs}} := 520 \cdot T_n$$

$$An_G(P) := \left[ C_{cv} - \frac{C_G}{n_g} - C_M(P) \right] \cdot P - C_c \cdot V_{c_{fs}} - C_g \cdot V_{g_{fs}} - C_R \cdot P$$

$$V_{c_{fs}} := 486 \cdot T_n \quad V_{g_{fs}} := 0 \cdot T_n$$

$$An_C(P) := \left[ C_{cv} - \frac{C_C}{n_g} - C_M(P) \right] \cdot P - C_c \cdot V_{c_{fs}} - C_g \cdot V_{g_{fs}} - C_R \cdot P$$



$$P := 25000$$

$$Pg_G := \text{root} [An_G (P), P] \quad Pg_C := \text{root} [An_C (P), P]$$

$$Io(P) := I(P) \cdot P \quad Pg := 3338 \quad PG := \begin{bmatrix} Pg_C \\ Pg_G \\ Io(P) \end{bmatrix}$$

$$RI_C (P) := \frac{Io(P)}{An_C (P)}$$

$$RI_G (P) := \frac{Io(P)}{An_G (P)}$$

$$RI_C (Pg) = 20.08 \quad RI_G (Pg) = 27.45$$

$$n := 1 \dots N$$

$$n1 := 0 \dots N$$

$$v_{pn}(Io, A, int) A := R - IoE + \sum_n ENFE \text{ NATO}(1V + Nint)^{-n}$$

$$An_C := An_C (Pg) \quad An_G := An_G (Pg)$$

$$Ix := Io(Pg)$$

$$VPN_C (i_) := v_{pn} [Ix, An_C, i_]$$

$$VPN_G (i_) := v_{pn} [Ix, An_G, i_]$$

$$VPN_C (TREMA) = -15116258.58 \quad VPN_G (TREMA) = -17517505.02$$

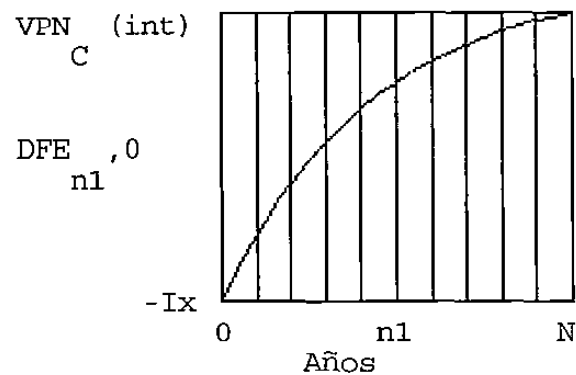
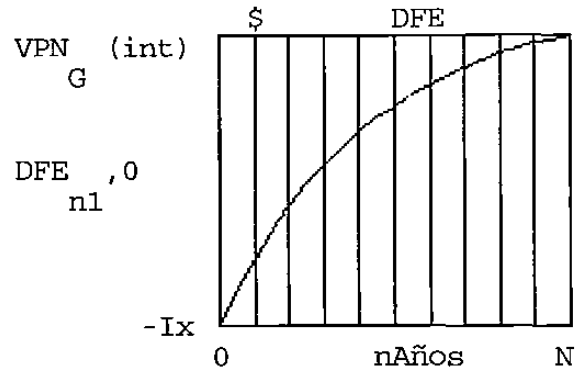
DESCUENTO DE FLUJOS DE EFECTIVO, DFE

$$DFE_0 := -Ix$$

$$DFE_n := DFE_{n-1} + An_G \cdot (1 + TREMA)^{-n}$$

TREMA = 0.12

$$DFE_n := DFE_{n-1} + An_C \cdot (1 + TREMA)^{-n}$$



CALCULO DE LA TASA INTERNA DE RENDIMIENTO, TIR

int\_o := 1.%

TIR(Io,An,int) := root(vpn(Io,An,int),int)

int := int\_o

TIR\_C := TIR[Ix,An\_C,int]      TIR\_C = -0.0004

TIR\_G := TIR[Ix,An\_G,int]      TIR\_G = -0.02842

WRITEPRN(CP\_RES\_ECO) := P

APPENDPRN(CP\_RES\_ECO) := PG

APPENDPRN(CP\_RES\_ECO) := DFE<sup>g</sup>

APPENDPRN(CP\_RES\_ECO) := VPN<sup>(j)</sup>

APPENDPRN(CP\_RES\_ECO) := Io<sup>n1</sup> [ P / g ]

APPENDPRN(CP\_RES\_ECO) := I<sup>C</sup> [ P / g ]



### A.2.7 Relación Costo Beneficio para las turbinas CP, EC y Convencional, RCB.MCD

#### CALCULO DE LA RELACION COSTO BENEFICIO COGENERACION vs CICLO CONVENCIONAL

Definicion de Unidades:

S. I.	S. Ingles	C.G.S.
m := 1L	plg := 0.0254m	cm := $\left[ \frac{1}{100} \right] \cdot m$
kg := 1M	ft := 0.305m	gm := $\left[ \frac{1}{1000} \right] \cdot kg$
seg := 1T	lbn := 0.454 · kg	hr := 3600 · seg
Φ := 1Q	lbf := 4.44 · N	Po := 14.696 · psi
N := kg · m · seg <sup>-2</sup>	psi := $1 \cdot \frac{lbf}{plg^2}$	lt := 1000 · cm <sup>3</sup>
joule := N · m	gc := $32.17 \cdot lbn \cdot \frac{ft}{lbf \cdot seg^2}$	
KJ := joule · 10 <sup>3</sup>		
g := $9.80665 \cdot \frac{m}{seg^2}$		
Watt := $\frac{joule}{seg}$	BTU := 1055.05585262 · joule	HP := 746 · Watt

CONVERSIONES:

KW := 1000 · Watt	MW := 1000 · KW
hr := 3600 · seg	oC(oF) := (oF - 32) · $\frac{5}{9}$
	oF(oC) := oC · $\left[ \begin{array}{c} 9 \\ - \\ 5 \end{array} \right] + 32$

ENTRADA DE DATOS DE FLUJO PARA EL PROCESO Y LA TURBINA

MT := $9 \cdot \frac{kg}{seg}, 10 \cdot \frac{kg}{seg}, \dots, 20 \cdot \frac{kg}{seg}$	MP := $9 \cdot \frac{kg}{seg}$
---	--------------------------------

## PROPIEDADES DEL VAPOR:

$Psat := READPRN(PRESSURE)$                        $Tsuper := READPRN(TSUPER)$   
 $Tsat := READPRN(TEMP)$                           $Psuper := READPRN(PSUPER)$   
 $Hg := READPRN(HG)$                                  $Hsuper := READPRN(HSUPER)$   
 $Hf := READPRN(HF)$

$hf(p) := \text{linterp}(Psat, Hf, p) \cdot \frac{BTU}{lbm}$       $Tp(p) := \text{linterp}(Psat, Tsat, p)$   
 $hg(p) := \text{linterp}(Psat, Hg, p) \cdot \frac{BTU}{lbm}$

## DEFINICION DE CADA ESTADO:

Condiciones a la  
entrada de la turbina

Condiciones a la salida  
de la turbina.

$$P1 := 590 \cdot \text{psi} + P_o$$

$$Pp := 185 \cdot \text{psi} + P_o$$

$$P1 = 604.696 \cdot \text{psi}$$

$$Pp = 199.696 \cdot \text{psi}$$

$$T1 := 725$$

$$Tp(199.696) = 381.584$$

$$h1 := 1368 \cdot \frac{BTU}{lbm}$$

$$hp := hg(199.696)$$

$$hp = 2784.782 \cdot \frac{KJ}{kg}$$

Condiciones en el condensador

$$P3 := 3 \cdot \text{psi} \quad (\text{presion de vacio, absoluta})$$

$$x3 := 0.8$$

$$hg3 := hg(3)$$

$$hf3 := hf(3)$$

$$hg3 = 1122.536 \cdot \frac{BTU}{lbm}$$

$$hf3 = 253.862 \cdot \frac{KJ}{kg}$$

$$h3 := hf3 + x3 \cdot (hg3 - hf3)$$

$$h3 = 2137.711 \cdot \frac{KJ}{kg}$$

POTENCIA DESARROLLADA POR LA TURBINA ( $n_t = 0.92$ )  $n_t := 0.92$   
 $n_g := 0.98$

$$P_{m_{\text{cog.EC}}} (M) := n_t \cdot (M \cdot (h_1 - h_p) + (M - M_P) \cdot (h_p - h_3))$$

$$P_{m_{\text{cog.CP}}} (M) := n_t \cdot (M \cdot (h_1 - h_p))$$

$$P_{m_{\text{conv}}} (M) := n_t \cdot (M \cdot (h_1 - h_3))$$

$$P_{g_{\text{cog.EC}}} (M) := n_g \cdot P_{m_{\text{cog.EC}}} (M)$$

$$P_{g_{\text{cog.CP}}} (M) := n_g \cdot P_{m_{\text{cog.CP}}} (M)$$

$$P_{g_{\text{conv}}} (M) := n_g \cdot P_{m_{\text{conv}}} (M)$$

CALOR SUMINISTRADO POR LA CALDERA  $n_c := 0.868$   
 $n_c$

$$Q_c (M) := \left[ \frac{1}{n_c} \right] \cdot M \cdot (h_1 - h_{f3})$$

CALOR SUMINISTRADO AL PROCESO

$$Q_{p_{\text{EC}}} := M_P \cdot (h_p - h_{f3})$$

$$Q_{p_{\text{CP}}} (M) := M \cdot (h_p - h_{f3})$$

CALOR DISIPADO EN EL CONDENSADOR

$$h_f := h_f(14.7)$$

$$h_f = 418.566 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{kg}}$$

$$Q_{cd_{\text{cog}}} (M) := (M - M_P) \cdot (h_3 - h_f)$$

$$Q_{cd_{\text{conv}}} (M) := (M) \cdot (h_3 - h_f)$$

## CALOR DE PERDIDAS

$$Q1_{\text{cog.EC}} \text{ (M)} := Qc \text{ (M)} - Qp_{\text{EC}} - Qcd_{\text{cog}} \text{ (M)} - Pg_{\text{cog.EC}} \text{ (M)}$$

$$Q1_{\text{cog.CP}} \text{ (M)} := Qc \text{ (M)} - Qp_{\text{CP}} \text{ (M)} - Pg_{\text{cog.CP}} \text{ (M)}$$

$$Q1_{\text{conv}} \text{ (M)} := Qc \text{ (M)} - Qcd_{\text{conv}} \text{ (M)} - Pg_{\text{conv}} \text{ (M)}$$

## ENERGIA UTIL

$$Eu_{\text{EC}} \text{ (M)} := Pg_{\text{cog.EC}} \text{ (M)} + Qp_{\text{EC}}$$

$$Eu_{\text{CP}} \text{ (M)} := Pg_{\text{cog.CP}} \text{ (M)} + Qp_{\text{CP}} \text{ (M)}$$

$$C_{\text{C}} := 150.7 \cdot \frac{\Phi}{\text{KW}} \quad C_{\text{cd.C}} := 200.88 \cdot \frac{\Phi}{\text{KW}}$$

$$M := 10^6 \quad C_{\text{R}} := 29.08 \cdot \frac{\Phi}{\text{KW}}$$

$$P_{\text{R}} := 15000 \cdot \text{KW}$$

## COSTOS DE OPERACION PARA CADA OPCION

## TURBINA EC

$$Z1 \text{ (M)} := Qcd_{\text{cog}} \text{ (M)} \cdot C_{\text{cd.C}} + Q1_{\text{cog.EC}} \text{ (M)} \cdot C_{\text{C}} + C_{\text{R}} \cdot P_{\text{R}}$$

$$Z2 \text{ (M)} := C_{\text{C}} \cdot Pg_{\text{cog.EC}} \text{ (M)} + Qp_{\text{EC}} \cdot C_{\text{C}}$$

$$Z_{\text{cog.EC}} \text{ (M)} := Z1 \text{ (M)} + Z2 \text{ (M)}$$

## TURBINA CP

$$Z_{CP1}(M) := Q_{l \text{ cog.CP}}(M) \cdot \frac{C}{C} + \frac{C}{R} \cdot P_R$$

$$Z_{CP2}(M) := \frac{C}{C} \cdot P_{g \text{ cog.CP}}(M) + Q_{p \text{ CP}}(M) \cdot \frac{C}{C}$$

$$Z_{\text{cog.CP}}(M) := Z_{CP1}(M) + Z_{CP2}(M)$$

## TURBINA CONVENCIONAL

$$Z_{\text{conv}}(M) := Q_{cd \text{ conv}}(M) \cdot \frac{C}{cd.C} + Q_{l \text{ conv}}(M) \cdot \frac{C}{C} + \frac{C}{C} \cdot P_{g \text{ conv}}(M)$$

## CALCULO DEL BENEFICIO

$$B_{\text{cog.EC}}(M) := \left[ P_{g \text{ cog.EC}}(M) + Q_{p \text{ EC}} \right] \cdot \frac{C}{C}$$

$$B_{\text{cog.CP}}(M) := \left[ P_{g \text{ cog.CP}}(M) + Q_{p \text{ CP}}(M) \right] \cdot \frac{C}{C}$$

$$B_{\text{conv}}(M) := \left[ P_{g \text{ conv}}(M) \right] \cdot \frac{C}{C}$$

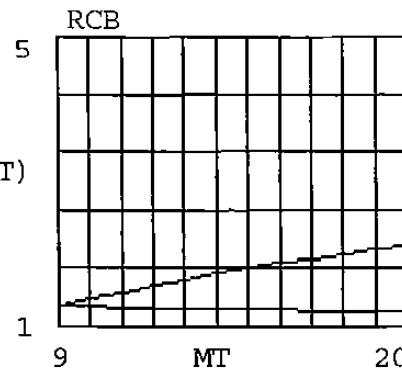
## CALCULO DE LA RELACION COSTO-BENEFICIO

$$RCB_{\text{cog.EC}}(M) := \frac{Z_{\text{cog.EC}}(M)}{B_{\text{cog.EC}}(M)}$$

$$RCB_{\text{cog.CP}}(M) := \frac{Z_{\text{cog.CP}}(M)}{B_{\text{cog.CP}}(M)} \quad RCB_{\text{conv}}(M) := \frac{Z_{\text{conv}}(M)}{B_{\text{conv}}(M)}$$

RESULTADOS

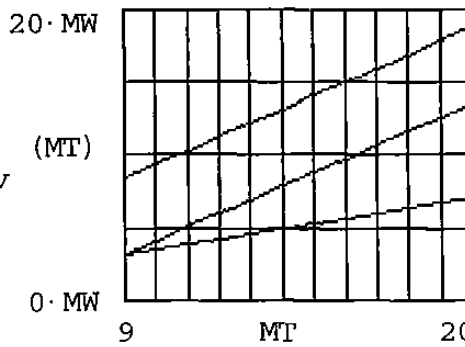
RCB<sub>cog.EC</sub> (MT), RCB<sub>cog.CP</sub> (MT), RCB<sub>conv</sub> (MT)



Flujo de vapor (kg/s)

Azul : Convencional  
 Verde : EC  
 Rojo : CP

Pg<sub>cog.EC</sub> (MT), Pg<sub>cog.CP</sub> (MT), Pg<sub>conv</sub> (MT)



Flujo de vapor (kg/s)

WRITEPRN(RCB) := RCB<sub>cog.EC</sub> (MT)

APPENDPRN(RCB) := RCB<sub>cog.CP</sub> (MT) APPENDPRN(RCB) := Pg<sub>cog.CP</sub> (MT) · MW

APPENDPRN(RCB) := RCB<sub>conv</sub> (MT) APPENDPRN(RCB) := Pg<sub>conv</sub> (MT) · MW

APPENDPRN(RCB) := Pg<sub>cog.EC</sub> (MT) · MW APPENDPRN(RCB) := MT ·  $\frac{\text{kg}}{\text{hr}}$

### A.2.8 Cálculo del CCE y función de costo para la turbina EC, EC\_CEE\_C.MCD

CALCULO DEL CEE, TURBINA EC

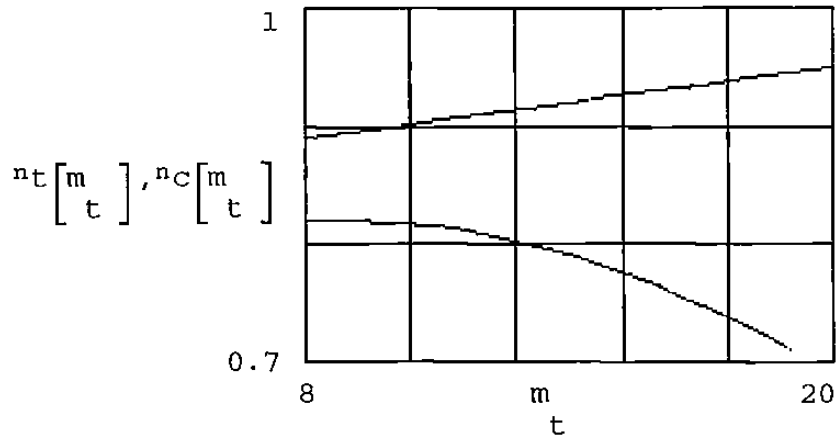
$$m_t := 8,9 \dots 20$$

$$a := 0.005 \quad b := 0.85 \quad b_0 := 0.749 \quad b_1 := 0.017$$

$$b_2 := -0.001$$

$$n_t(m) := a \cdot m + b \quad n_c(mt) := b_0 + b_1 \cdot mt + b_2 \cdot mt^2$$

$$n_g := 0.98$$



$$h_1 := 3179$$

$$h_p := 2785$$

$$h_c := 2138$$

$$h_f := 419$$

$$P_g(mt, mp) := n_g \cdot n_t \left[ \frac{m}{t} \right] \cdot (mt \cdot (h_1 - h_p) + (mt - mp) \cdot (h_p - h_c))$$

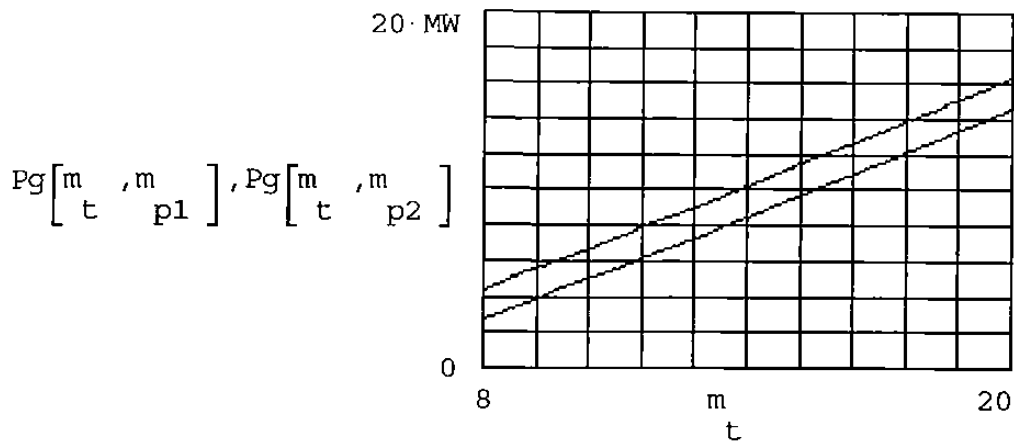
$$Q_c(mt) := \frac{1}{n_c(mt)} \cdot mt \cdot (h_1 - h_f) \quad Q_p(mp) := mp \cdot (h_p - h_f)$$

$$m := 8 \quad MW := 1000$$

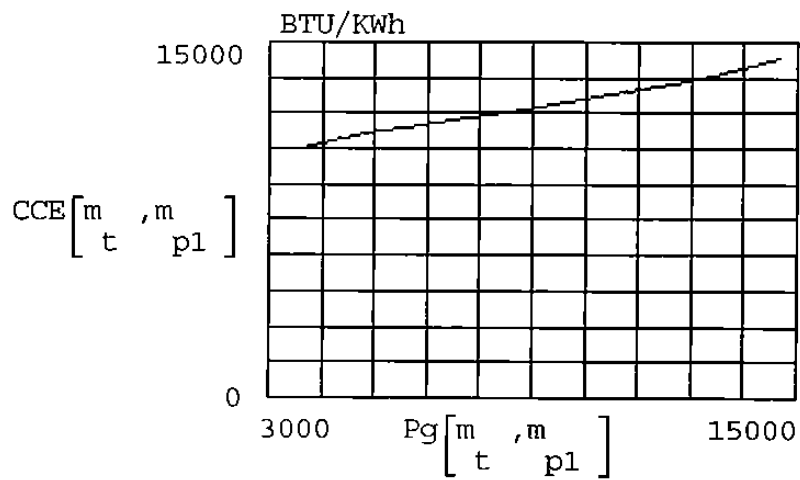
p1

$$m := 5$$

p2



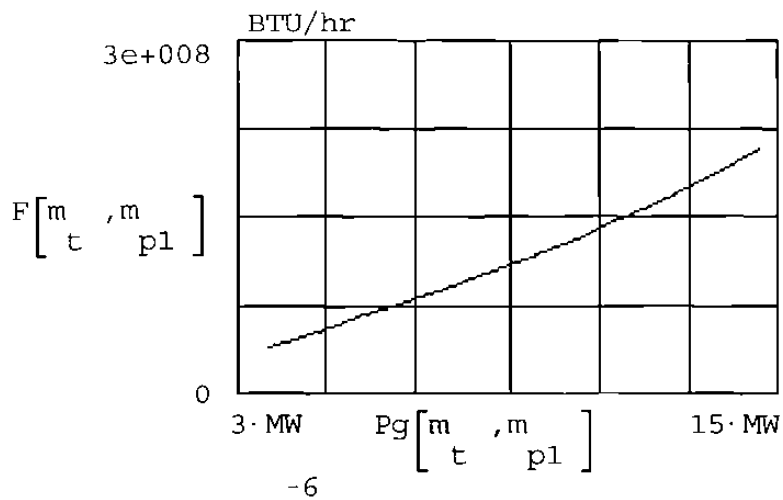
$$CCE(mt, mp) := \frac{Qc(mt) - Qp(mp)}{Pg(mt, mp)} \cdot 3413$$



```
WRITEPRN(CCE_EC) := CCE[m_t, m_p1]
```

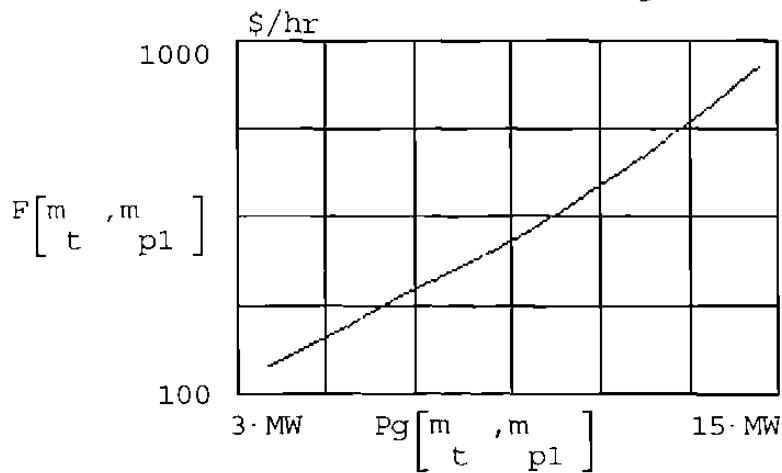


$$F(mt, mp) := CCE(mt, mp) \cdot Pg_{mt, mp}$$



$$C_c := 4.473 \cdot 10^{-6}$$

$$F(mt, mp) := CCE(mt, mp) \cdot Pg_{mt, mp} \cdot C_c$$



$$WRITEPRN(Pg_{EC}) := Pg_{[m_t, m_{p1}]} \cdot 1000$$

$$WRITEPRN(F_{EC}) := F_{[m_t, m_{p1}]}$$

### A.2.9 Ajuste del CCE y costo incremental para la turbina EC, EC\_CEE\_A.MCD

"HEAT RATE" Y COSTO INCREMENTAL PARA UNA TURBINA EC

Lectura de datos:

```
x := READPRN(Pg_EC) * .001      N := length(x)
y := READPRN(F_EC)             N = 13
```

Estadísticas de las muestras:

```
mean(x) = 8543.231              mean(y) = 483.785
stdev(x) = 3683.146            var(y) = 62408.534
```

Ajuste lineal:

```
corr(x,y) = 0.997
m := slope(x,y)      b := intercept(x,y)
linear(x) := m * x + b
```

Calculo del error medio al cuadrado

$$SSE_L := \sum \left[ (y - \text{linear}(x))^2 \right]$$

$$MSE_L := \frac{SSE_L}{N - 2} \quad MSE_L = 507.696$$

Ajuste cuadrático

$$x2 := \overrightarrow{\begin{bmatrix} 2 \\ x \end{bmatrix}} \quad i := 0 \dots N - 1$$

$$X_{i,0} := 1 \quad X^{<1>} := x \quad X^{<2>} := x2$$

$$b := (X^T \cdot X)^{-1} \cdot (X^T \cdot y)$$

$$b = \begin{bmatrix} 9.3311224548 \\ 0.0383835021 \\ 0.000001693 \end{bmatrix}$$

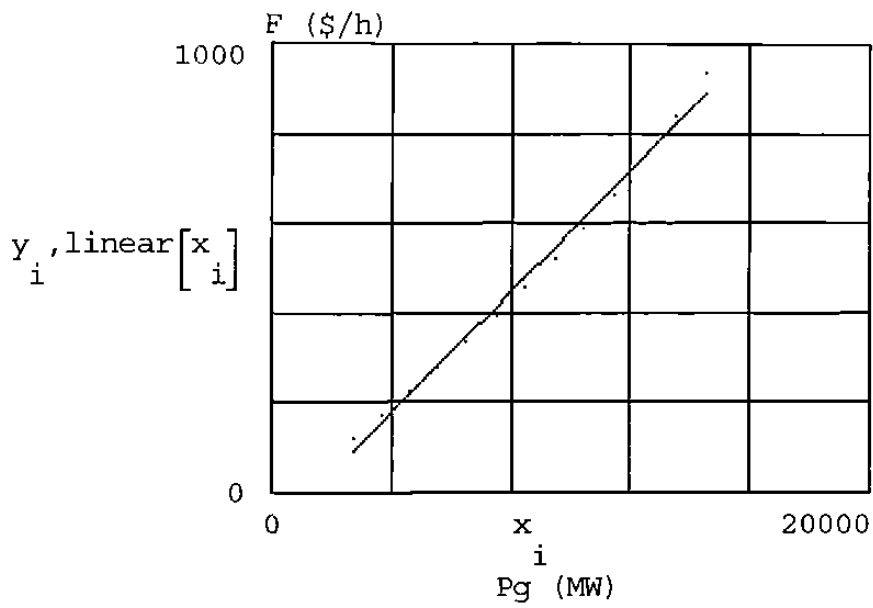
Curva ajustada:

$$\text{quad}(x) := b_0 + b_1 \cdot x + b_2 \cdot x^2$$

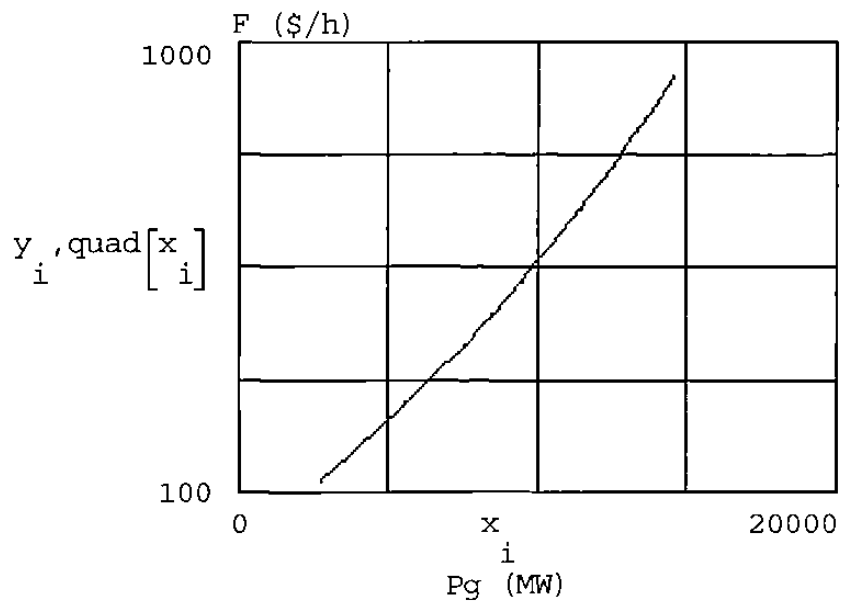
$$SSE_Q := \Sigma \left[ \overrightarrow{\begin{bmatrix} (y - \text{quad}(x))^2 \end{bmatrix}} \right]$$

$$MSE_Q := \frac{SSE_Q}{N - 3} \quad MSE_Q = 19.928$$

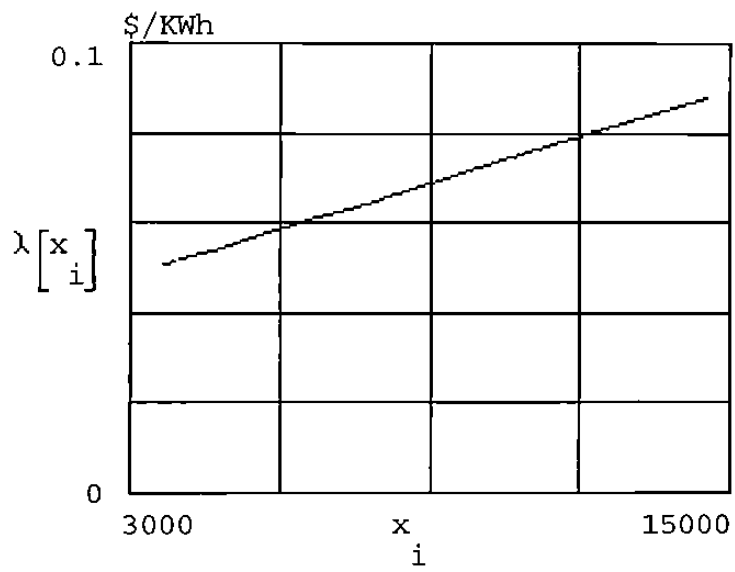
Ajuste lineal



Ajuste cuadrático



$$\lambda(Pg) := b_1 + 2 \cdot b_2 \cdot Pg$$



### A.2.10 Cálculo del CEE y función de costo para la turbina CP, CP\_CEE\_C.MCD

CALCULO DEL CCE PARA TURBINA CP

$$m := 1L \quad Kg := 1M \quad seg := 1T \quad \Phi := 1Q \quad N := Kg \cdot \frac{m}{seg}$$

$$hr := 3600 \cdot seg \quad KJ := 1000 \cdot N \cdot m$$

$$KW := \frac{KJ}{seg} \quad MW := 1000 \cdot KW \quad BTU := \frac{KW \cdot hr}{3413}$$

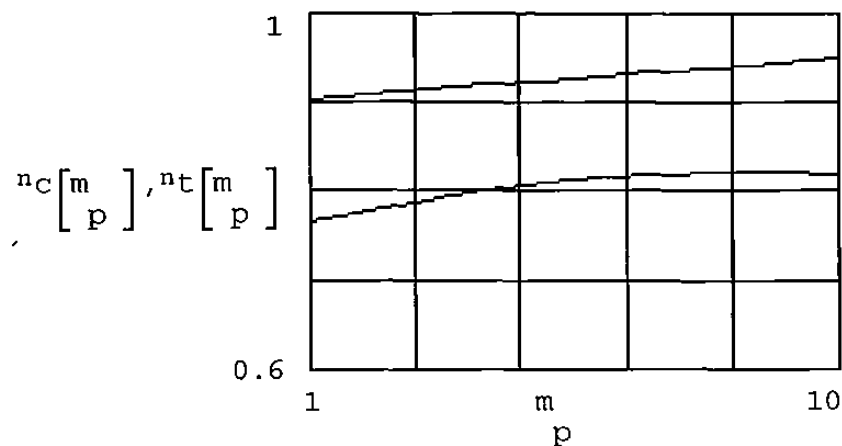
$$MBTU := 10^6 \cdot BTU$$

$$m_p := 1 \cdot \frac{Kg}{seg}, 2 \cdot \frac{Kg}{seg} \dots 10 \cdot \frac{Kg}{seg} \quad \text{en turbinas CP} \quad m_t(m) := m_p$$

$$a := 0.005 \cdot \frac{seg}{Kg} \quad b := 0.9 \quad n_t(m) := a \cdot m + b \quad n_g := 0.98$$

$$b_0 := 0.749 \quad b_1 := 0.017 \cdot \frac{seg}{Kg} \quad b_2 := -0.001 \cdot \left[ \frac{seg}{Kg} \right]^2$$

$$n_c(m) := b_0 + b_1 \cdot m + b_2 \cdot m^2$$

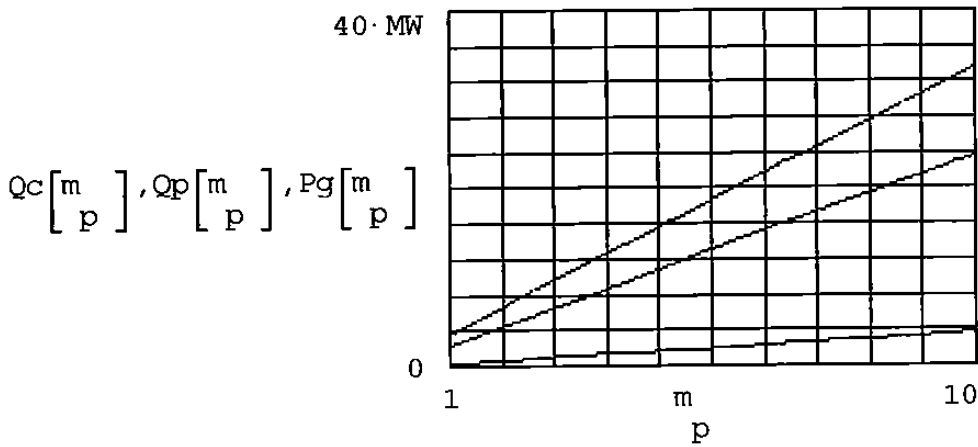


$$h1 := 3179 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}} \quad C_c := 4.473 \cdot \frac{\Phi}{\text{MBTU}}$$

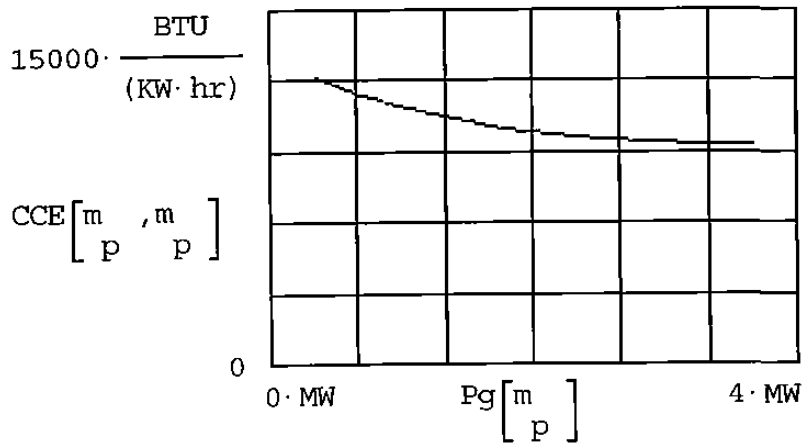
$$hp := 2785 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}} \quad hf := 419 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}}$$

$$Pg(\text{mp}) := \eta_g \cdot \eta_t(\text{mp}) \cdot (\text{mp} \cdot (h1 - hp)) \quad Qc(\text{mt}) := \frac{1}{\eta_c(\text{mt})} \cdot \text{mt} \cdot (h1 - hf)$$

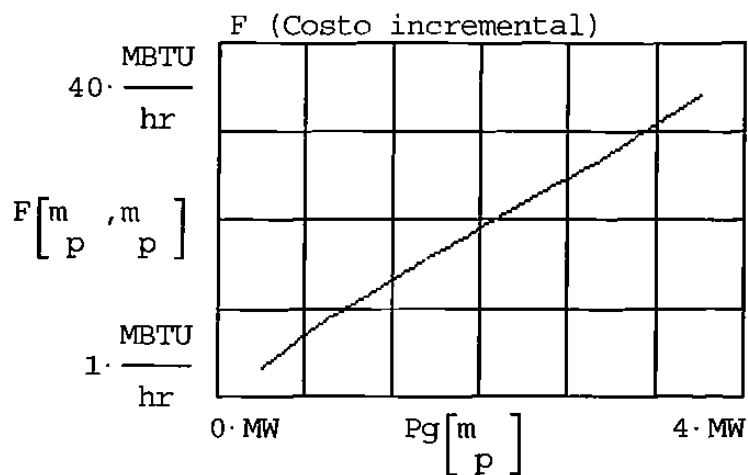
$$Qp(\text{mp}) := \text{mp} \cdot (hp - hf)$$



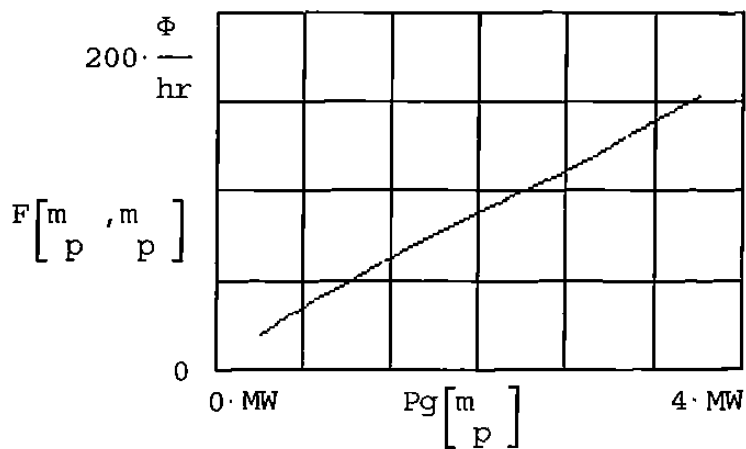
$$\text{CCE}(\text{mt}, \text{mp}) := \frac{Qc(\text{mt}) - Qp(\text{mp})}{Pg(\text{mp})}$$



$$F(mt, mp) := CCE(mt, mp) \cdot Pg(mp)$$



$$F(mt, mp) := CCE(mt, mp) \cdot Pg(mp) \cdot C_c$$



$$WRITEPRN(Pg\_CP) := Pg \left[ \frac{m}{p} \right] \cdot 0.001$$

$$WRITEPRN(F\_CP) := F \left[ \frac{m}{p}, \frac{m}{p} \right] \cdot \frac{hr}{\Phi}$$



### A.2.11 Ajuste del CEE y costo incremental para la turbina CP, CP\_CEE\_A.MCD

"HEAT RATE" Y COSTO INCREMENTAL PARA UNA TURBINA CP

Lectura de datos:

```
x := READPRN(Pg_CP)      N := length(x)
y := READPRN(F_CP)      N = 10
```

Estadísticas de las muestras:

```
mean(x) = 1985.71      mean(y) = 86.456
stdev(x) = 1059.2409  var(y) = 1752.073
```

Ajuste lineal:

```
corr(x,y) = 0.9995
m := slope(x,y)      b := intercept(x,y)
m = 0.0395           b = 8.0276
```

```
linear(x) := m·x + b
```

Calculo del error medio al cuadrado

$$SSE_L := \sum \left[ (y - \text{linear}(x))^2 \right]$$

$$MSE_L := \frac{SSE_L}{N - 2} \quad MSE_L = 2.255$$

Ajuste cuadrático

$$x2 := \overrightarrow{\begin{bmatrix} 2 \\ x \end{bmatrix}} \quad i := 0 \dots N - 1$$

$$X_{i,0} := 1 \quad X^{<1>} := x \quad X^{<2>} := x2$$

$$b := (X^T \cdot X)^{-1} \cdot (X^T \cdot y)$$

$$b = \begin{bmatrix} 5.9476496718 \\ 0.0423770343 \\ -0.0000007187 \end{bmatrix}$$

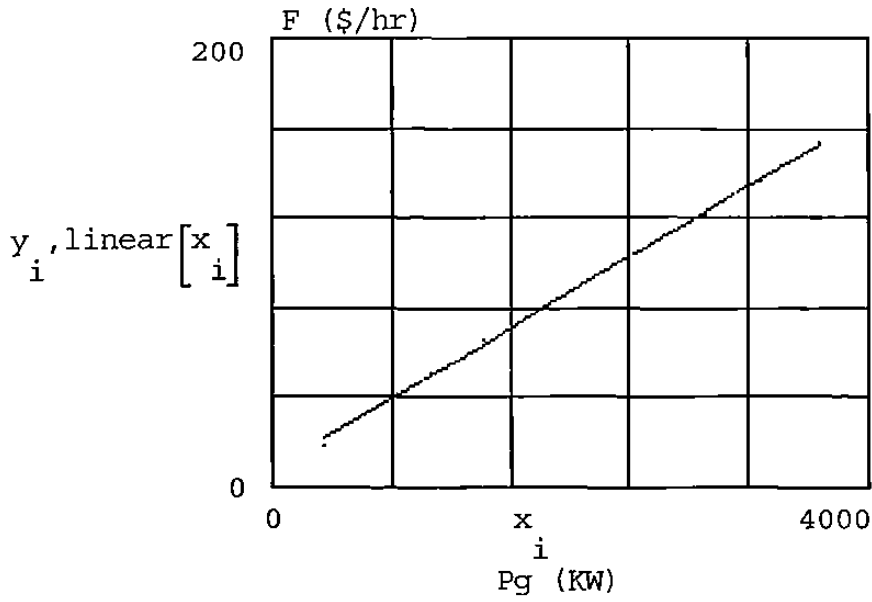
Curva ajustada:

$$\text{quad}(x) := b_0 + b_1 \cdot x + b_2 \cdot x^2$$

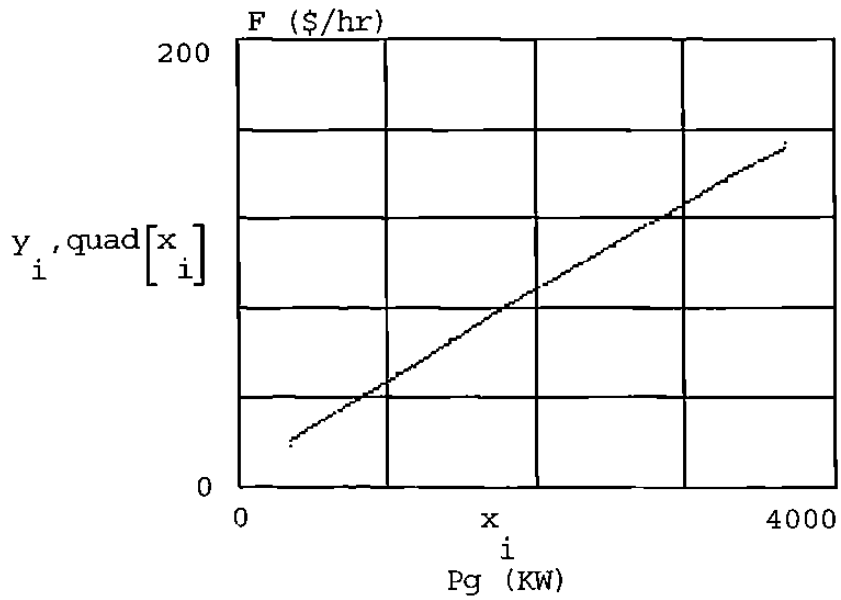
$$SSE_Q := \sum \left[ \overrightarrow{(y - \text{quad}(x))^2} \right]$$

$$MSE_Q := \frac{SSE_Q}{N - 3} \quad MSE_Q = 1.857$$

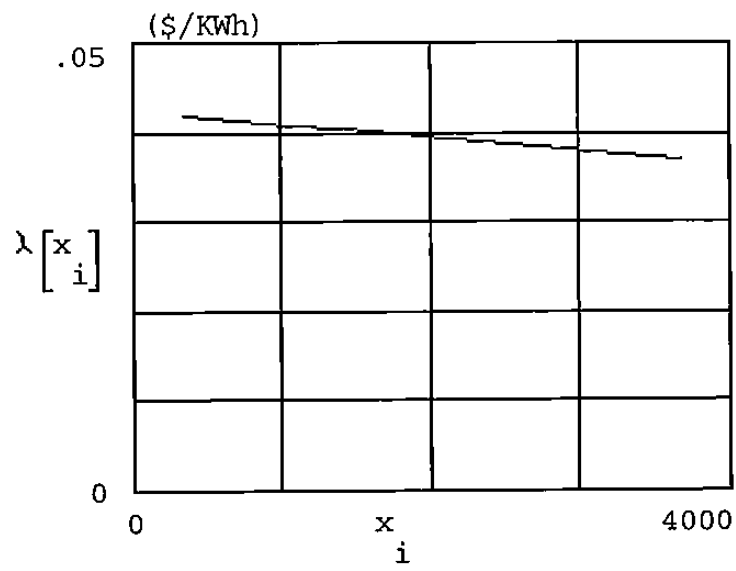
Ajuste lineal



Ajuste cuadrático



$$\lambda(Pg) := b_1 + 2 \cdot b_2 \cdot Pg \quad \text{Costo incremental}$$



### A.2.12 Cálculo del HR y función de costo de turbina convencional, CON\_HR\_C.MCD

#### CALCULO DEL CCE PARA TURBINA CONVENCIONAL

$$m := 1L \quad Kg := 1M \quad seg := 1T \quad \Phi := 1Q \quad N := Kg \cdot \frac{m}{seg}$$

$$hr := 3600 \cdot seg \quad KJ := 1000 \cdot N \cdot m$$

$$KW := \frac{KJ}{seg} \quad MW := \frac{1000 \cdot KW}{6} \quad BTU := \frac{KW \cdot hr}{3413}$$

$$MBTU := 10 \cdot BTU$$

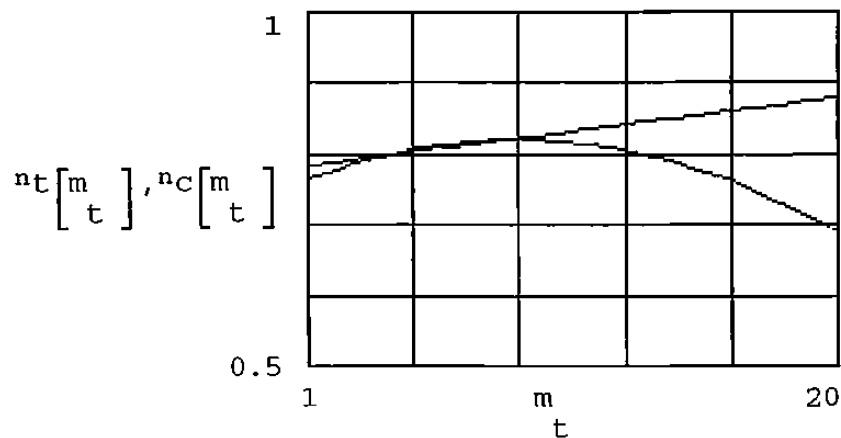
$$m_t := 1 \cdot \frac{Kg}{seg}, 2 \cdot \frac{Kg}{seg} \dots 20 \cdot \frac{Kg}{seg} \quad a := 0.005 \cdot \frac{seg}{Kg}$$

$$b_0 := 0.749 \quad b := 0.78$$

$$b_1 := 0.017 \cdot \frac{seg}{Kg} \quad b_2 := -0.001 \cdot \left[ \frac{seg}{Kg} \right]^2$$

$$n_t(m) := a \cdot m + b \quad n_c(m) := b_2 \cdot m^2 + b_1 \cdot m + b_0$$

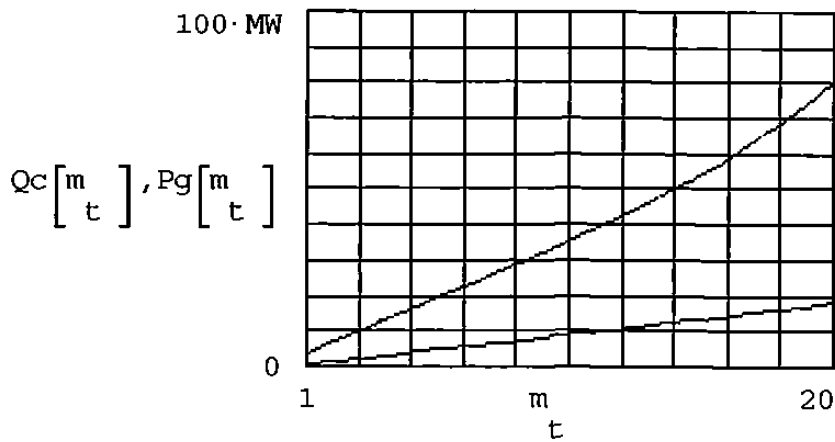
$$n_g := 0.98$$



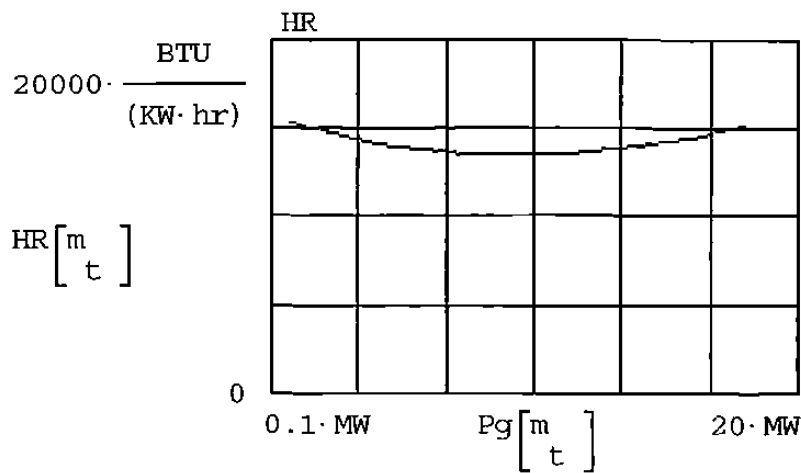
$$h1 := 3179 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}} \quad hc := 2138 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}}$$

$$hp := 2785 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}} \quad hf := 419 \cdot \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}}$$

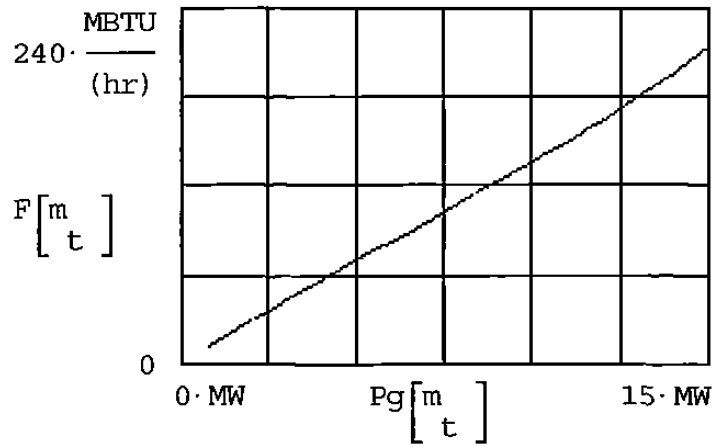
$$Pg(mt) := \eta_g \cdot \eta_t(mt) \cdot (mt \cdot (h1 - hc)) \quad Qc(mt) := \frac{1}{\eta_c(mt)} \cdot mt \cdot (h1 - hf)$$



$$HR(mt) := \frac{Qc(mt)}{Pg(mt)}$$

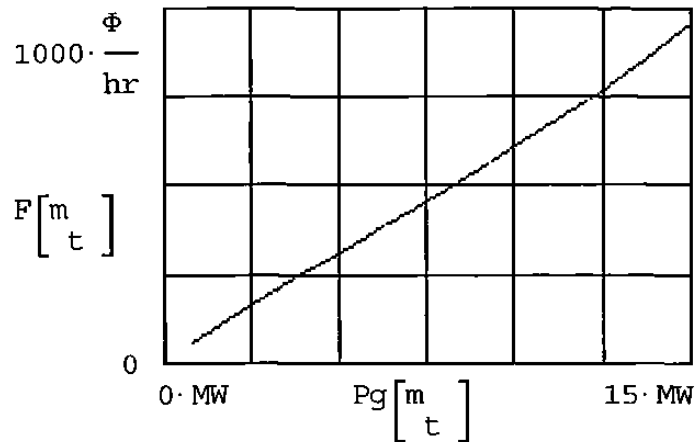


$$F(\text{mt}) := \text{HR}(\text{mt}) \cdot \text{Pg}(\text{mt})$$



$$C_c := 4.473 \cdot \frac{\Phi}{\text{MBTU}}$$

$$F(\text{mt}) := \text{HR}(\text{mt}) \cdot \text{Pg}(\text{mt}) \cdot C_c$$



$$\text{WRITEPRN}(\text{Pg\_Conv}) := \text{Pg} \left[ \frac{\text{m}}{\text{t}} \right] \cdot 0.001$$

$$\text{WRITEPRN}(\text{F\_Conv}) := F \left[ \frac{\text{m}}{\text{t}} \right] \cdot \frac{\text{hr}}{\Phi}$$

### A.2.13 Ajuste del HR y costo incremental de turbina convencional, CON\_HR\_A.MCD

"HEAT RATE" Y COSTO INCREMENTAL PARA UNA TURBINA CONVENCIONAL

Lectura de datos:

```
x := READPRN(Pg_CONV)      N := length(x)
y := (READPRN(F_CONV))     N = 20
```

Estadísticas de las muestras:

```
mean(x) = 9087.44          mean(y) = 575.519
stdev(x) = 5208.8665      var(y) = 116438.106
```

Ajuste lineal:

```
corr(x,y) = 0.9973
m := slope(x,y)      b := intercept(x,y)
m = 0.0653          b = -18.1862
```

```
linear(x) := m·x + b
```

Calculo del error medio al cuadrado

$$SSE_L := \sum \left[ (y - \text{linear}(x))^2 \right]$$

$$MSE_L := \frac{SSE_L}{N - 2} \quad MSE_L = 698.197$$



Ajuste cuadrático

$$x2 := \overrightarrow{\begin{bmatrix} 2 \\ x \end{bmatrix}} \quad i := 0 \dots N - 1$$

$$X_{i,0} := 1 \quad X^{<1>} := x \quad X^{<2>} := x2$$

$$b := (X^T \cdot X)^{-1} \cdot (X^T \cdot y)$$

$$b = \begin{bmatrix} 36.8961891756 \\ 0.0480256997 \\ 0.0000009314 \end{bmatrix}$$

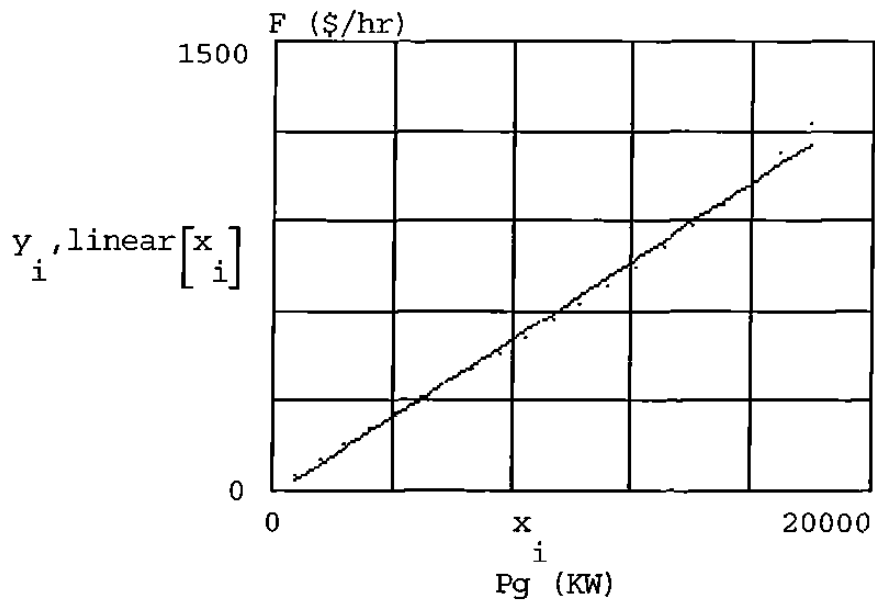
Curva ajustada:

$$\text{quad}(x) := b_0 + b_1 \cdot x + b_2 \cdot x^2$$

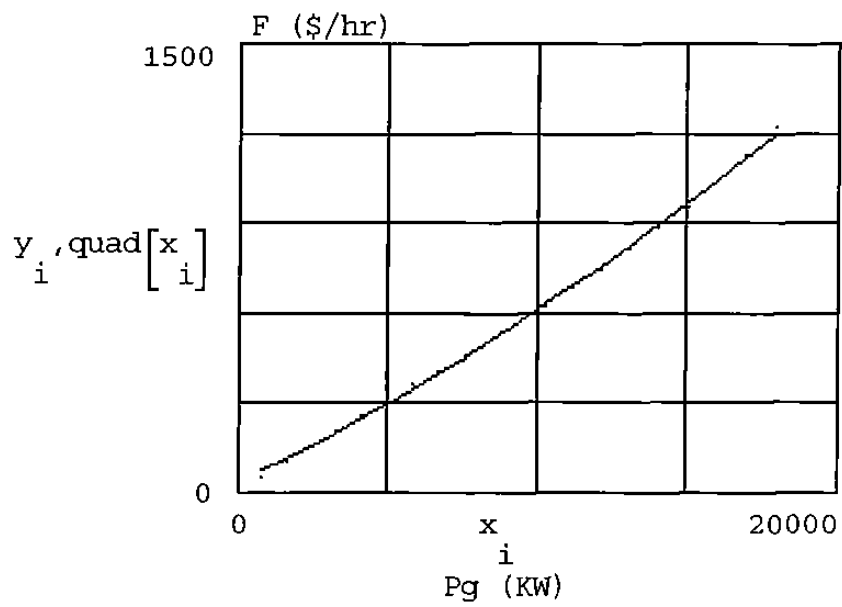
$$SSE_Q := \Sigma \left[ \overrightarrow{\begin{bmatrix} (y - \text{quad}(x))^2 \end{bmatrix}} \right]$$

$$MSE_Q := \frac{SSE_Q}{N - 3} \quad MSE_Q = 143.3464$$

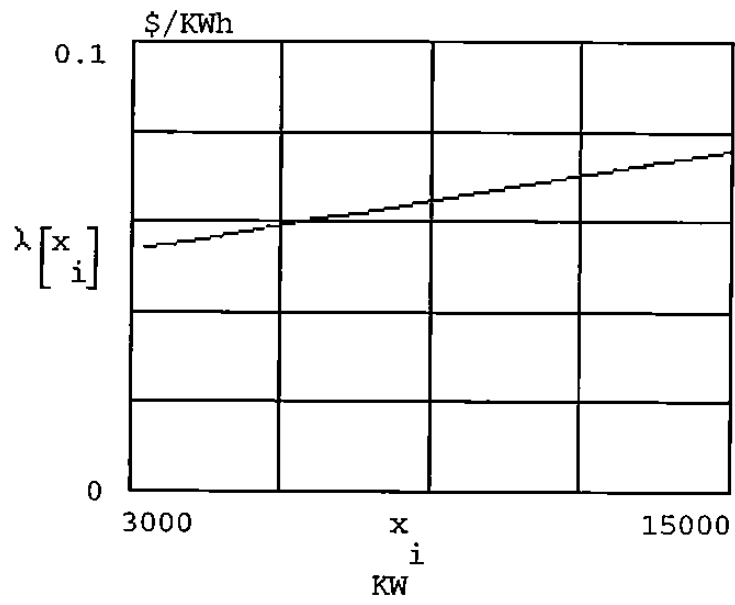
Ajuste lineal



Ajuste cuadrático



$$\lambda(Pg) := b_1 + 2 \cdot b_2 \cdot Pg$$



### A.2.14 Ajuste de curva de la eficiencia de la caldera, EFF\_CALD.MCD

AJUSTE DE CURVA DE LA EFICIENCIA DE LA CALDERA

Datos tabulares de flujo (Kg/seg) contra eficiencia (<1>)

k := 0,1 ..20

k	y := k
0	0.70
1	0.765
2	0.781
3	0.82
4	0.823
5	0.826
6	0.84
7	0.842
8	0.85
9	0.844
10	0.831
11	0.825
12	0.818
13	0.810
14	0.806
15	0.797
16	0.795
17	0.788
18	0.787
19	0.786
20	0.777

x := k  
k

x2 :=  $\begin{bmatrix} 2 \\ x \end{bmatrix}$

N := length(x)

i := 0 ..N - 1

X<sub>i,0</sub> := 1

X<sup><1></sup> := x

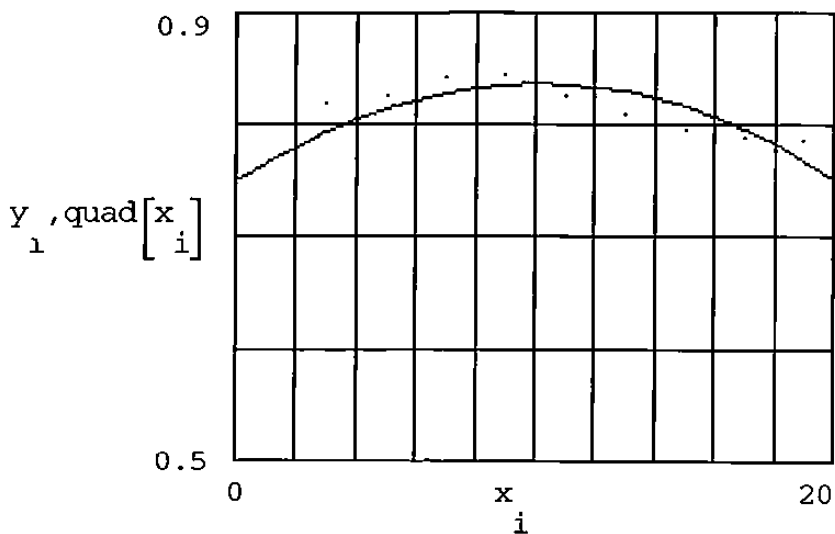
X<sup><2></sup> := x2

$$b := (X^T \cdot X)^{-1} \cdot (X^T \cdot y) \quad b = \begin{bmatrix} 0.749 \\ 0.017 \\ -0.001 \end{bmatrix}$$

$$\text{quad}(x) := b_0 + b_1 \cdot x + b_2 \cdot x^2$$

$$SSE_Q := \sum \left[ (y - \text{quad}(x))^2 \right]$$

$$MSE_Q := \frac{SSE_Q}{N - 3} \quad MSE_Q = 0$$



## **APÉNDICE B**

### **ARCHIVOS UTILIZADOS EN SIMNON PARA SIMULAR EL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE LA PLANTA**

## APÉNDICE B

### ARCHIVOS UTILIZADOS EN SIMNON PARA SIMULAR EL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE LA PLANTA

#### B.1 Archivos MACRO

##### B.1.1 Caso 5, C5.T

```
MACRO c5
"Archivo c5.t    11-VI-93
"Validacion de la Caldera 2
write(ff)'Caldera, ref. [102], IEEE'
write'B2'
syst b2 conn5
split 2 2
error 1e-6
store Q[b2] ms[b2] Pt[b2] Pset[b2] Pman[b2] Perr[b2]
store Pd[b2] m[b2] mw[b2]-ADD
simu 0 10 "Sistema no perturbado, todas las referencias en cero.
ashow Q[b2]
text'Q (p.u.)'
ashow ms[b2]
text'ms (p.u.)'
ashow Pt[b2]
text'Pt (p.u.)'
ashow Pman[b2]
text'Pman (p.u.)'
continue
ashow Pset[b2]
text'Pset (p.u.)'
ashow Perr[b2]
text'Perr (p.u.)'
ashow Pd[b2]
text'Pd (p.u.)'
ashow m[b2]
text'm (p.u.)'
par cv:0.5
par pset:1
par kc:1.1
```

```

par ti:120
simu 0 800
ashow Q[b2]
text'Q (p.u.)'
ashow ms[b2]
text'ms (p.u.)'
ashow Pt[b2]
text'Pt (p.u.)'
ashow Pman[b2]
text'Pman (p.u.)'
continue
ashow Pset[b2]
text'Pset (p.u.)'
ashow Perr[b2]
text'Perr (p.u.)'
ashow Pd[b2]
text'Pd (p.u.)'
ashow m[b2]
text'm (p.u.)'
END

```

□

### B.1.2 Caso 8, C8.T

MACRO c8 "Simulacion de la MS conectada a una carga local en para-  
"lelo a la Cia. de Luz. Turbina EC

```

split 3 2
error 1e-6
syst ms2 t3 sg2 b2 se7 conn8
store f[ms2] vt[ms2] del[ms2] Efd[se7]
store Pm[t3] ms[b2] CV[sg2] Pt[b2] -add
store cvp[t3] Pe[ms2] Qe[ms2] pit[ms2]-add
store pla[ms2] qla[ms2] qit[ms2] it[ms2]-add
label menu
get initc8b
write(ff)          CASO 8'
write' '
write'Simulacion de la MS conectada a una carga local en para-'
write'lelo a la Cia. de Luz incluyendo controles de excitacion,'
write'gobernador, turbina EC y caldera.'
write' '
write' '
write'Tipos de distubios a simular:'
write' '

```



```

write'd1) Aumento repentino de carga electrica local
write'd2) CC 3f en terminales del generador por 0.3 seg'
write'd3) Perdida de la Compañia Suministradora de E. El,ctrica 1 seg'
write'd4) No perturbado'
write' '
write's) salir'
write'Que disturbio deseas?'
read choice name
goto choice
"Disturbio: aumento de carga durante 3 seg
label d1
par ti2[ms2]:10.0
par tf2[ms2]:60.0
par RLd[ms2]:0.06
par XLd[ms2]:0.2
simu 0 50
par ti2[ms2]:0
par tf2[ms2]:0
par RLd[ms2]:0.3
par XLd[ms2]:0.6
goto graficar
"Disturbio: cc trifasico en terminales del generador 0.3 seg
label d2
par ti1[ms2]:2
par tf1[ms2]:2.39 "tcr=0.39 para seguir en sincronismo
simu 0 20
par ti1[ms2]:0
par tf1[ms2]:0
goto graficar
"Disturbio: Perdida de la CSEE
label d3
par ti3[ms2]:2
par tf3[ms2]:2.32 "tcr=0.32 seg para recierre con exito
par Xed[ms2]:1000
simu 0 10
par ti3[ms2]:0
par tf3[ms2]:0
par Xed[ms2]:0.2
goto grafica2
label d4
get initc8b
simu 0 10
label graficar
area 1 1

```

```

ashow f[ms2]
text'f (Hz)'
area 2 1
ashow Efd[se7]
text'Efd (p.u.)'
area 1 2
ashow Vt[ms2]
text'Vt (p.u.)'
area 2 2
ashow Pe[ms2]
text'Pe (p.u.)'
ashow pm[t3] pt[b2]-mark
text'1) Pm, 2) Pt (p.u.)'
ashow Qe [ms2]
text'Qe (p.u.)'
continue
write'deseas crear archivo tipo *.P: s) n)?'
read what name
if what eq s goto ps
write'Mas graficas, s) n)?'
read choice name
if choice eq s goto grafica2
goto menu
label grafica2
area 1 1
ashow f[ms2]
text'f [Hz]'
area 2 1
ashow Efd[se7]
text'Efd [p.u.]'
area 1 2
ashow Vt[ms2]
text'Vt [p.u.]'
area 2 2
ashow pía[ms2]
text'PL (p.u.)'
ashow pm[t3]
text'Pm [p.u.]'
ashow pit [ms2]
text'PIt (p.u.)'
continue
write'deseas crear archivo tipo *.P: s) n)?'
read what name
if what eq s goto ps

```

```

goto menu
label ps
write'como quieres que se llame el archivo PS de tu ultima grafica?'
read file name
hcopy/file
write'g) Mas graficas, m) menu?'
read choice name
if choice eq g goto grafica2
goto menu
label s
END

```

### B.1.3 Caso 9, C9.T

```

MACRO c9
"Archivo c9.t  21-X-93
"Generador (VI), S. Excitador DC1-DC, Gobernador 2, Turbina 2, Estabilizador 2
"Caldera 2
syst t2 sg2 ms6 se1 pss2 b2 conn9
error 1e-6
algor dopri45r
hcopy on
store Pe[ms6] del[ms6] It[ms6] w[ms6] f[ms6]
store Vt[ms6] Qe[ms6] -ADD
store Pm[t2] CV[t2] werr[sg2] Pt[b2] ms[b2] -ADD
store CVp[t2] mp[t2] Pset[b2] Efd[se1] -ADD
label menu
write(ff)"TIPOS DE DISTURBIOS A SIMULAR'
write'generador-excitador-gobernador-turbina-caldera pss2.'
write'MS6 SE1 T2 SG2 B2 PSS2'
write"
write'd1) Variacion del voltaje en la barra inf. T seg'
write'd2) CC 3f en terminales del generador por T seg'
write'd3) Perdida de la Compañia Suministradora de E. El,ctrica T seg'
write'd4) No perturbado y referencias en cero'
write'd5) Arranque en frio (20 min); refs en cero para t<0'
write'd6) cambio en la demanda de vapor del proceso'
write'd7) Toma de carga suponiendo maquina ya sincronizada'
write"
write's) salir'
write'Que disturbio deseas?'
read choice name
goto choice
"Disturbio: Variacion de voltaje en la barra inf T seg

```

```

label d1
get datc9a
write'dar el tiempo inicial y final de falla ti, tf?'
read ti num; tf real
par ti1[ms6]:ti
par tf1[ms6]:tf
par V1dp1[ms6]:0.00
par V2qp1[ms6]:0.50
Par tif: 10
simu 0 5 0
par ti1[ms6]:0
par tf1[ms6]:0
par V1dp1[ms6]:0.45
par V2qp1[ms6]:0.90
goto graf1
"Disturbio: cc trifasico en terminales del generador 0.3 seg
label d2
get datc9a
write'dar el tiempo inicial y final de falla ti, tf?'
read ti num; tf real
par ti2[ms6]:ti
par tf2[ms6]:tf "tcr= para seguir en sincronismo
Par tif: 11
simu 0 10 0
par ti2[ms6]:0
par tf2[ms6]:0
goto graf1
"Disturbio: Perdida de la CSEE
label d3
get datc9a
write'dar el tiempo inicial y final de falla ti, tf?'
read ti num; tf real
par ti3[ms6]:ti
par tf3[ms6]:tf "tcr= seg para recierre con exito
par Xep1[ms6]:1000
par Xep2[ms6]:0.20
Par tif: 11
simu 0 10 0
par ti3[ms6]:0
par tf3[ms6]:0
par Xep1[ms6]:0.2
par Xep2[ms6]:0.20
goto graf1
label d4

```

```

"Sistema no perturbado, todas las referencias en cero.
syst t2 sg2 ms6 se1 pss2 b2 conn9
store Pe[ms6] del[ms6] It[ms6] w[ms6] f[ms6]
store Vt[ms6] Qe[ms6] -ADD
store Pm[t2] CV[t2] werr[sg2] Pt[b2] ms[b2] -ADD
store Pset[b2] Efd[se1] -ADD
par V1dp1[ms6]:0.00
par V2qp1[ms6]:0.00
par V1dp2[ms6]:0.00
par V2qp2[ms6]:0.00
Par tif:11
simu 0 10 0
goto graf1
label d5
"Arranque en frio referencias en cero para t<0
syst t2 sg2 ms6 se1 pss2 b2 conn9
store Pe[ms6] del[ms6] It[ms6] w[ms6] f[ms6]
store Vt[ms6] Qe[ms6] -ADD
store Pm[t2] CV[t2] werr[sg2] Pt[b2] ms[b2] -ADD
store Pset[b2] Efd[se1] -ADD
par Vref:0.9
par Nref:3600
par Pset0:0.8
par Pset1:0.8
par t1[conn9]:0
par t2[conn9]:600
par CVo:1.0
par ti[b2]:40 "Integrador del PI de la caldera
par kc[b2]:0.1 "Ganancia del PI de la caldera
par tif:2000
simu 0 1800 0.6 "30 minutos
goto graf1
label d6
"Cambio en la demanda de vapor al proceso
get datc9b
par tif:50
simu 0 500 0.5
goto graf1
label d7
" Toma de carga del generador suponiendo que esta sincronizado
syst t2 sg2 ms6 se1 pss2 b2 conn9
store Pe[ms6] del[ms6] It[ms6] w[ms6] f[ms6]
store Vt[ms6] Qe[ms6] -ADD
store Pm[t2] CV[t2] werr[sg2] Pt[b2] ms[b2] -ADD

```

```

store Pset[b2] Efd[se1] -ADD
init xw[ms6]:376.9911 "Ya sincronizado
par Vref:0.9
par Nref:3600
par Pset0:0.8
par Pset1:0.8
par t1[conn9]:0
par t2[conn9]:600
par CVo:1.0
par ti[b2]:40 "Integrador del PI de la caldera
par kc[b2]:0.1 "Ganancia del PI de la caldera
par tif:2000
simu 0 1800 0.6 "30 minutos
goto graf1
label graf1
split 2 2
ashow pm[t2]
text'Pm (p.u.)'
ashow Pt[b2] Pset[b2]
text'Pt (p.u.)'
ashow pe
text'Pe (p.u.)'
ashow f
text'f (Hz)'
continue
write'deseas crear archivo tipo *.P: s) n)?'
read what name
if what eq s goto ps
label graf2
ashow It[ms6]
text'It (p.u.)'
ashow efd[se1]
text'Efd (p.u.)'
ashow Vt[ms6]
text'Vt (p.u.)'
ashow qe
text'Qe (p.u.)'
continue
write'deseas crear archivo tipo *.P: s) n)?'
read what name
if what eq s goto ps
goto menu
label ps
write'como quieres que se llame el archivo PS de tu ultima grafica?'

```

```

read file name
hcopy/file
write'g) graf2, m) menu?'
read choice name
if choice eq g goto graf2
goto menu
label s
END□

```

#### B.1.4 Caso 11, C11.T

```

MACRO c11 "Simulacion de la MS conectada a una carga local indepen-
"diente de la Cia. de Luz.
write(ff)'Simulacion de la MS conectada a una carga local indepen-'
write'diente de la Cia. de Luz. Cambio en la carga.'
syst ms3 com10
store del w xl rl Pe Qe vt It f
get datc1 la "archivo con datos de un equilibrio
par ti2:5.0
par tf2:5.26 "Tiempo critico para seguir en sincronismo para este disturbio
error 1e-6
simu 0 20
split 2 2
hcopy on
area 1 1
ashow Pe
text'Pe (p.u.)'
area 1 2
ashow f
text'f (Hz)'
area 2 1
ashow Qe
text 'Qe (p.u.)'
area 2 2
ashow Vt
text 'Vt (p.u.)'
mark a 8 15.5
mark"CC 3f en terminales por 6 ciclos
end
□

```

### B.1.5 Caso 15, C15.T

MACRO c15 "Simulacion de la MS conectada a una carga local en para-  
"lelo a la Cia. de Luz. Turbina EC

```

split 3 2
error 1e-6
algor rkf45
syst ms7 zl1 t3 sg2 b2 se7 conn15
store f[ms7] vt[ms7] del[ms7] Efd[se7]
store Pm[t3] ms[b2] CV[sg2] Pt[b2] -add
store cvp[t3] Pe[ms7] Qe[ms7] pit[ms7]-add
store pla[ms7] qla[ms7] qit[ms7] it[ms7]-add
store Pp[t3] mpe[t3] zeqr[zl1] zeqi[zl1] -add
label menu
get inite15b
write(ff)'Simulacion de la MS conectada a una carga local en para-'
write'lelo a la Cia. de Luz incluyendo controles de excitacion,'
write'governador, turbina EC y caldera.'
write' '
write' '
write'Tipos de disturbios a simular:'
write' '
write'd1) Cambio repentino de carga por un periodo de T seg'
write'd2) CC 3f en terminales del generador por 0.3 seg'
write'd3) Perdida de la Compañia Suministradora de E. El,ctrica 1 seg'
write'd4) No perturbado'
write'd5) Corte de carga para salvar la continuidad de servicio'
write' ante salida de la compañía eléctrica.'
write'd6) Variación de voltaje en la barra infinita'
write' '
write's) salir'
write'Que disturbio deseas?'
read choice name
goto choice
"Disturbio: aumento de carga durante 3 seg
label d1
par ti[zl1]:10.0
par tf[zl1]:60.0
par r1[zl1]:0.6
par x1[zl1]:1.2
par r2[zl1]:0.6
par x2[zl1]:1.2
let Tsim=50
simu 0 Tsim

```



```

par ti[zl1]:0
par tf[zl1]:0
goto graficar
"Disturbio: cc trifasico en terminales del generador 0.3 seg
label d2
par ti1[ms7]:10
par tf1[ms7]:12.17 "tcr= para seguir en sincronismo
let Tsim=100
simu 0 Tsim
par ti1[ms7]:0
par tf1[ms7]:0
goto graficar
"Disturbio: Perdida de la CSEE
label d3
par ti3[ms7]:10
par tf3[ms7]:11.5 " tcr=regresa para todo tiempo pero con
par Xed[ms7]:1000 " distintos comportamientos de la frecuencia.
let Tsim=50
simu 0 Tsim
par ti3[ms7]:0
par tf3[ms7]:0
par Xed[ms7]:0.2
goto graficar
label d4
get initc15b
simu 0 10
goto graficar
"Corte de carga para salvar la continuidad de servicio ante pérdida
de la compañía suministradora de energía eléctrica.
label d5
par ti3[ms7]:10
par tf3[ms7]:15 "tcr= regresa para todo tiempo pero con
par Xed[ms7]:1000 " distintos comportamientos de la frecuencia.
let Tsim=1200
simu 0 Tsim
par ti3[ms7]:0
par tf3[ms7]:0
par Xed[ms7]:0.2
goto graficar
"Variación de voltaje en la CSEE
label d6
get date15c
write'Teclar Ti Tf Tsim VIrd :'
read Ti real;Tf real;Tsim real;VIr real

```

```

par ti4[ms7]:Ti
par tf4[ms7]:Tf
par Vird[ms7]:Vlr
simu 0 Tsim/a1
par ti4[ms7]:0
par tf4[ms7]:0
par Vird[ms7]:1.0
write'simular otro caso? s) n)'
read choice name
if choice eq n goto graf4
write'Teclear Ti Tf Tsim Vird :.'
read Ti real;Tf real;Tsim real;Vlr real
par ti4[ms7]:Ti
par tf4[ms7]:Tf
par Vird[ms7]:Vlr
simu 0 Tsim/a2
par ti4[ms7]:0
par tf4[ms7]:0
par Vird[ms7]:1.0
label graf4
split 2 1
hcopy on
area 1 1
ashow f/a1
show f/a2
text'f (Hz)'
area 2 1
ashow vt/a1
show vt/a2
text'Vt (p.u.)'
write'deseas crear archivo tipo *.P: s) n)?'
read what name
if what eq s goto ps
write'Mas casos, s) n)?'
read choice name
if choice eq s goto d6
write'g1) g2) g3) Mas graficas?, m) menu?'
read choice name
if choice eq g1 goto graficar
if choice eq g2 goto grafica2
if choice eq g3 goto graf3
if choice eq m goto menu
label graficar
hcopy on

```

```

split 3 2
area 1 1
ashow f[ms7]
text'f (Hz)'
area 2 1
axes h 0 Tsim v 0.4 1
show pm[t3] pt[b2]-mark
text'1) Pm, 2) Pt (p.u.)'
area 1 2
ashow Pe[ms7]
text'Pe (p.u.)'
area 2 2
ashow pla[ms7]
text'PL (p.u.)'
area 3 1
ashow pit[ms7]
text'PIt (p.u.)'
area 3 2
ashow It[ms7]
text'It (p.u.)'
continue
write'deseas crear archivo tipo *.P: s) n)?'
read what name
if what eq s goto ps
write'Mas graficas, s) n)?'
read choice name
if choice eq s goto grafica2
goto menu
label grafica2
hcopy on
split 3 1
area 1 1
ashow Efd[se7]
text'Efd [p.u.]'
area 2 1
ashow Vt[ms7]
text'Vt [p.u.]'
area 3 1
ashow Qe [ms7]
text'Qe (p.u.)'
continue
write'deseas crear archivo tipo *.P: s) n)?'
read what name
if what eq s goto ps

```

```

write'Mas graficas, s) n)?'
read choice name
if choice eq s goto graf3
goto menu
label graf3
hcopy on
split 2 2
area 1 1
ashow ms[b2]
text'ms (p.u.)'
area 2 1
ashow mpe[t3]
text'mp (p.u.)'
area 1 2
ashow CVp[t3]
text'CVp (p.u.)'
area 2 2
ashow Pp[t3]
text'Pp (p.u.)'
continue
write'deseas crear archivo tipo *.P: s) n)?'
read what name
if what eq s goto ps
write'g1) g2) g3) Mas graficas?, m) menu?'
read choice name
if choice eq g1 goto graficar
if choice eq g2 goto grafica2
if choice eq g3 goto graf3
if choice eq m goto menu
label ps
write'como quieres que se llame el archivo PS de tu ultima grafica?'
read file name
hcopy/file
write'g1) g2) g3) g4) Mas graficas?, m) menu?'
read choice name
if choice eq g1 goto graficar
if choice eq g2 goto grafica2
if choice eq g3 goto graf3
if choice eq g4 goto graf4
if choice eq m goto menu
label s
END

```

## B.2 Archivos CONTINUOUS SYSTEM de los subsistemas de la planta

### B.2.1 Máquina Síncrona, MS1.T

#### CONTINUOUS SYSTEM ms1

```

"Maquina sincrona - bus infinito. Modelo IV
"Archivo: ms1.t 28-IV-93
INPUT Efd Pm wref
OUTPUT It Vt Ifd w
STATE Eqt Edt xdelta xw
DER dEqt dEdt dxdelta dxw
TIME t
w=xw
werr=abs(wref-w)
A1=xdelta-2*pi
A2=xdelta+2*pi
delta=if(xdelta>2*pi)then A1 else if(xdelta<-2*pi)then A2 else xdelta
del = delta*(180/pi)
c11 = re + r - (1/2)*(Xqt - Xdt)*sin(2*delta)
c12 = -Xe - Xqt*(sin(delta)*sin(delta))-Xdt*(cos(delta)*cos(delta))
c21 = Xe + Xqt*(cos(delta)*cos(delta)) + Xdt*(sin(delta)*sin(delta))
c22 = re + r + cos(delta)*sin(delta)*(Xqt-Xdt)
dc = c11*c22 - c21*c12
c11i = c22/dc
c12i = -c12/dc
c21i = -c21/dc
c22i = c11/dc
Ir = c11i*(Ert - VIr) + c12i*(Eit - VIi)
Ii = c21i*(Ert - VIr) + c22i*(Eit - VIi)
Iq = Ir*cos(delta) + Ii*sin(delta)
Id = -Ir*sin(delta) + Ii*cos(delta)
Vq = Vr*cos(delta) + Vi*sin(delta)
Ert = Eqt*cos(delta)-Edt*sin(delta)
Eit = Eqt*sin(delta)+Edt*cos(delta)
Vt = sqrt((Vr*Vr + Vi*Vi))
It = sqrt((Ir*Ir + Ii*Ii))
Et = sqrt((Ert*Ert + Eit*Eit))
Pe = Vr*Ir + Vi*Ii
Qe = Vi*Ir - Vr*Ii
"Xe = if(werr<Es)and(wref>0)then 0.08 else 1000000
Xe = if(t>td)then Xed else 0.08
Vr = if (t>Ti and t<Tf) then 0 else Ir*re - Ii*Xe + VIr
Vi = if (t>Ti and t<Tf) then 0 else Ir*Xe + Ii*re + VLi

```

```

Ifd = Eqd/Xmd - (Xmd/Lf)*Id
Xmd = Xd - XI
Lf = Rf * Tdo
f=w/(2*pi)
dxw = (1/M)*(Pm - Pe)
dxdelta = xw - wref
dEqd = (-1/Tdo)*(Efd + Eqd - (Xd - Xdt)*Id)
dEdt = (-1/Tqo)*(Edt + (Xq - Xqt)*Iq)
Vlr : 1.0 "p.u.
Vli : 0.0 "p.u.
pi : 3.14159265358979
" Tabla D.3, F8 de la ref. [8] del Proyecto I.
MVA : 160.0
WR : 634.0
Es : 1.0 "error de sincronizacion (rad/seg)
Ev : 0.1 "error de voltaje sincronizacion (p.u.)
M : 0.0587037037037 "seg^2/rad H=M/(pi*fo) H=11 seg
r : 0.0 "p.u.
re : 0.00 "p.u.
XI : 0.15 "p.u.
Rf : 0.15 "p.u.
Xed : 0.08 "p.u.
Tdo : 5.9 "segs.
Tqo : 0.54 "segs.
Td : 0.05 "segs.
Ti : 0.05 "segs.
Tf : 0.05 "segs.
Xd : 1.7 "p.u.
Xq : 1.64 "p.u.
Xdt : 0.245 "p.u.
Xqt : 0.38 "p.u.
Eqd : 0 "p.u.
Edt : 0 "p.u.
xdelta: 0 "rad
xw : 0 "rad/seg
END

```

□

### B.2.2 Máquina Síncrona, MS2.T

CONTINUOUS SYSTEM ms2

"Modelo IV incluyendo carga conectada en terminales del generador

"y conectado a la barra infinita.

"Archivo: ms2.t

"20-V-93

INPUT Efd Pm wref

OUTPUT It Vt Ifd w

STATE Eqt Edt delta xw

DER dEqt dEdt ddelta dxw

TIME t

$dEqt = (-1/Tdo)*(Efd + Eqt - (Xd - Xdt)*Id)$

$dEdt = (-1/Tqo)*(Edt + (Xq - Xqt)*Iq)$

$ddelta = xw - wref$

$dxw = (1/M)*(Pm - Pe)$

$del = delta * (180/3.1416)$

$f = w/(2*pi)$

$w = xw$

$nr = ((Re*RL+Xe*XL)/(RL*RL+XL*XL))+1$

$ni = ((RL*Xe-Re*XL)/(RL*RL+XL*XL))$

$Zg11 = -r + (Xqt-Xdt)*sin(delta)*cos(delta)$

$Zg12 = Xqt*sin(delta)*sin(delta) + Xdt*cos(delta)*cos(delta)$

$Zg21 = -Xqt*cos(delta)*cos(delta) - Xdt*sin(delta)*sin(delta)$

$Zg22 = -r - (Xqt-Xdt)*sin(delta)*cos(delta)$

$z11 = Re - nr*Zg11 + ni*Zg21$

$z12 = -Xe - nr*Zg12 + ni*Zg22$

$z21 = Xe - ni*Zg11 - nr*Zg21$

$z22 = Re - ni*Zg12 - nr*Zg22$

$dze = z11*z22 - z21*z12$

$ze11 = z22/dze$

$ze12 = -z12/dze$

$ze21 = -z21/dze$

$ze22 = z11/dze$

$Ir = (nr*ze11+ni*ze12)*Ert-(ni*ze11-nr*ze12)*Eit-ze11*Vlr-ze12*Vli$

$Ii = (nr*ze21+ni*ze22)*Ert-(ni*ze21-nr*ze22)*Eit-ze21*Vlr-ze22*Vli$

$Iq = Ir*cos(delta) + Ii*sin(delta)$

$Id = -Ir*sin(delta) + Ii*cos(delta)$

$Ert = Eqt*cos(delta)-Edt*sin(delta)$

$Eit = Eqt*sin(delta)+Edt*cos(delta)$

$Vt = sqrt((Vr*Vr + Vi*Vi))$

$It = sqrt((Ir*Ir + Ii*Ii))$

$Et = sqrt((Ert*Ert + Eit*Eit))$

$dN = ni*ni + nr*nr$

```

n1 = nr/dN
n2 = ni/dN
n3 = -ni/dN
n4 = nr/dN
Vr=if(t>Ti1 and t<Tf1)then 0 else Vraux
Vi=if(t>Ti1 and t<Tf1)then 0 else Viaux
Vraux=(n1*Re+n2*Xe)*Ir+(n2*Re-n1*Xe)*Ii+VIr
Viaux=(n3*Re+n4*Xe)*Ir+(n4*Re-n3*Xe)*Ii+VIi
Pe = Vr*Ir + Vi*Ii
Qe = Vi*Ir - Vr*Ii
Itr = (1/(Re*Re+Xe*Xe))*((Vlr-Vr)*Re + (Vli - Vi)*Xe)
Iiti = (1/(Re*Re+Xe*Xe))*((Vli-Vi)*Re - (Vlr - Vr)*Xe)
PIt = Vlr*Itr + Vli*Iiti
QIt = Vli*Itr - Vlr*Iiti
Qtl = Vi*(-Itr) - Vr*(-Iiti)
ILr = Ir + Itr
ILi = Ii + Iiti
PLa = Vr*ILr + Vi*ILi "En base a los voltajes y corrientes de la red.
QLa = Vi*ILr - Vr*ILi
PLc = Pe + PIt
QLc = Qe - Qtl "Comprobacion del balance de potencia
XL = if(t>Ti2 and t<Tf2) then XLd else 0.6
RL = if(t>Ti2 and t<Tf2) then RLd else 0.3
Xe = if(t>Ti3 and t<Tf3) then Xed else 0.2
Ifd = Eqd/Xmd - (Xmd/Lf)*Id
Xmd = Xd - XII
Lf = Rf * Tdo
Vlr : 1.0 "p.u.
Vli : 0.0 "p.u.
pi : 3.14159265358979 "[]
"Tabla D.3 de la ref. [8]
M : 0.0587037037037 "seg^2/rad H=3 seg
Rf : 0.15 "p.u.
XII : 0.15 "p.u. dispersion
r : 0.0 "p.u.
Re : 0.00 "p.u.
Xed : 0.2 "p.u.
XLd : 0.6 "p.u.
RLd : 0.3 "p.u.
Tdo : 5.9 "segs.
Tqo : 0.54 "segs.
Td : 0.5 "segs.
Til : 0.0 "segs. cc. 3f
Tfl : 0.0 "segs. cc. 3f

```



```

Ti2 : 0.0      "segs. cambio de carga
Tf2 : 0.0      "segs. cambio de carga
Ti3 : 0.0      "segs. cambio de reactancia exterior
Tf3 : 0.0      "segs. cambio de reactancia exterior
Xd  : 1.7      "p.u.
Xq  : 1.64     "p.u.
Xdt : 0.245    "p.u.
Xqt : 0.38     "p.u.
Eq  : 0        "p.u.
Ed  : 0        "p.u.
delta : 0      "radianes
xw  : 0        "rad/seg
END
□

```

### B.2.3 Máquina Síncrona, MS3.T

#### CONTINUOUS SYSTEM ms3

```

"Modelo IV operando en forma independiente de la Cia. de Luz.
"Carga local modelada como una impedancia constante. R,X en serie
"Disturbios que pueden simularse:
"1) Cambio de carga electrica, RL, XL
"2) Corto circuito 3f en terminales
"Archivo: ms3.t
STATE Eqt Edt delta xw
DER dEqt dEdt ddelta dxw
TIME t
INPUT Pm Efd wref
OUTPUT Vt It Ifd w
w = xw
del = delta * (180/3.1416)
detZ=RL*RL + XL*XL +XL*(Xqt+Xdt) + 2*RL*r + r*r +Xdt*Xqt
Z11=(RL + r + (Xqt-Xdt)*sin(delta)*cos(delta))/detZ
Z12=(XL + Xqt*sin(delta)*sin(delta) + Xdt*cos(delta)*cos(delta))/detZ
Z21=(-XL + Xqt*cos(delta)*cos(delta) + Xdt*sin(delta)*sin(delta))/detZ
Z22=(RL + r -(Xqt-Xdt)*sin(delta)*cos(delta))/detZ
Ir = Z11*Ert + Z12*Eit
Ii = Z21*Ert + Z22*Eit
Iq = Ir*cos(delta) + Ii*sin(delta)
Id = -Ir*sin(delta) + Ii*cos(delta)
Vq = Vr*cos(delta) + Vi*sin(delta)
Ert = Eqt*cos(delta)-Edt*sin(delta)
Eit = Eqt*sin(delta)+Edt*cos(delta)

```

```

Vt = sqrt((Vr*Vr + Vi*Vi))
It = sqrt((Ir*Ir + Ii*Ii))
Et = sqrt((Ert*Ert + Eit*Eit))
Pe = Vr*Ir + Vi*Ii
Qe = Vi*Ir - Vr*Ii
Ifd = Eqd/Xmd - (Xmd/Lf)*Id
Xmd = Xd - Xll
Lf = Rf * Tdo
f=w/(2*pi)
dxw = (1/M)*(Pm - Pe)
ddelta = xw - wref
dEqd = (-1/Tdo)*(Efd + Eqd - (Xd - Xdt)*Id)
dEdt = (-1/Tqo)*(Edt + (Xq - Xqt)*Iq)
pi : 3.14159265358979
"Tabla D.3 de la ref. [8]
M : 0.0587037037037 "seg^2/rad H=11 seg
r : 0.0 "p.u.
Rf : 0.15
Xll : 0.15
RL = if (t>Ti1 and t<Tf1) then RLc else 1.4
XL = if (t>Ti1 and t<Tf1) then XLc else 0.3
Vr = if (t>Ti2 and t<Tf2) then 0 else Ir*RL - Ii*XL
Vi = if (t>Ti2 and t<Tf2) then 0 else Ir*XL + Ii*RL
RLc : 1.4
XLc : 0.3
Ti1 : 0.5
Tf1 : 0.5
Ti2 : 0.05 "segs.
Tf2 : 0.05 "segs.
Tdo : 5.9 "segs.
Tqo : 0.54 "segs.
Xd : 1.7 "p.u.
Xq : 1.64 "p.u.
Xdt : 0.245 "p.u.
Xqt : 0.38 "p.u.
Eqd : 0.0 "p.u.
Edt : 0.0 "p.u.
delta : 0.0 "radianes
xw : 0.0 "rad/seg
END
□

```

### B.2.4 Máquina Síncrona, MS6.T

CONTINUOUS SYSTEM ms6

"Archivo: ms6.t 28-IV-93

"Modelo VI de MS - barra Inf. a través de una línea

STATE Eqt Edt Fkd Fkq xw delta

DER dEqt dEdt dFkd dFkq dxw ddelta

TIME t

INPUT Efd Pm wref

OUTPUT It Vt Ifd w

w = xw

f=w/(2\*pi)

rx = re+ra

X1 = Xdt-Xds

X2 = Xd-Xdt

X3 = Xdt-Xl

X4 = Xds-Xl

X5 = Xqt-Xqs

X6 = Xq-Xqt

X7 = Xqt-Xl

X8 = Xqs-Xl

Xm = Xe\*X4/X3

Xn = X1\*Xe/X3

Xo = Xds\*Xe

Xp = rx\*X8/X7

Xr = rx\*X5/X7

Xs = rx\*Xqs

r1 = rx\*X4/X3

r2 = rx\*X1/X3

r3 = rx\*Xds

r4 = Xe\*X8/X7

r5 = Xe\*X5/X7

r6 = Xe\*Xqs

VI = sqrt(V1d\*V1d+V2q\*V2q)

VId = VI\*sin(delta)

VIq = VI\*cos(delta)

Vinf=sqrt(VId\*VId + VIq\*VIq)

D = rx\*rx + Xe\*Xe

DETA = D\*D + D\*(r6+Xo) + Xo\*r6

a11 = (D+r6)/DETA

a12 = -Xs/DETA

a21 = -r3/DETA

a22 = (D+Xo)/DETA

Cid = (Xm\*Eqt-Xp\*Edt+Xn\*Fkd-Xr\*Fkq-Xe\*VIq-rx\*VId)

```

Ciq = (r1*Eq+ r4*Edt+ r2*Fkd+ r5*Fkq- rx*VIq+ Xe*VId)
id = a11*Cid+ a12*Ciq
iq = a21*Cid+ a22*Ciq
it = sqrt(id*id + iq*iq)
Fd = (1/X3)*(Eq*X4 + Fkd*X1) - id * Xds
Fq = (1/X7)*(Edt*X8 + Fkq*X5) - iq * Xqs
Pe = Vd*id+ Vq*iq
Qe = Vd*Iq - Vq*Id
Vd = if (t>Ti2 and t<Tf2) then 0 else -Fq*(w/wo)
Vq = if (t>Ti2 and t<Tf2) then 0 else Fd*(w/wo)
Vt = sqrt(Vd*Vd + Vq*Vq)
del = delta * (180/pi)
Ifd = Eq/Xmd - (Xmd/Lf)*id
Xmd = Xd - Xl
Lf = Rf * Tdot
H = WR/MVA "segundos
Fs = As*exp(Bs*Eq) "funcion de saturacion de la maquina
XadIfd = (X1*X2/(X3*X3))*(Eq - Fkd + id*(X3*X4/X1)) + Fs
XaqIlq = (X5*X6/(X7*X7))*(Edt - Fkq + iq*(X7*X8/X5)) + Edt
dEq = (1/Tdot)*(Efd - XadIfd)
dEdt = (1/Tqot)*(-XaqIlq)
dFkd = (1/Tdos)*(Eq-Fkd-id*(Xdt-Xl))
dFkq = (1/Tqos)*(Edt-Fkq-iq*(Xqt-Xl))
dxw = (wo/(2*H))*(Pm - Pe)
ddelta = xw - wref
"Parametros de la maquina (Tabla D.2 Anderson)
"Unit no. H9 (Hydro Unit), Rated MVA 86, Rated KV 13.6, Rated PF 0.90
MVA : 86.0
wo=2*pi*60
ra : 0.0
Xl : 0.14
Xd : 1.05
Xdt : 0.32
Xds : 0.258
Rf : 0.15 "p.u.
Tdot: 4.0
Tdos: 0.051
Xq : 0.67
Xqt : 0.67
Xqs : 0.306
Tqot: 0.0001
Tqos: 0.033
WR : 233.0 "MW*s
pi : 3.14159265358979

```

```

As : 0.0
Bs : 0.0
"Condiciones iniciales
Eqt : 0.0
Edt : 0.0
Fkd : 0.0
Fkq : 0.0
xw : 0.0 "rad/seg
delta: 0.0 "radianes
"Parametros de la linea
re : 0.0
Ti1 : 0
Tf1 : 0
Ti2 : 0
Tf2 : 0
Ti3 : 0
Tf3 : 0
Xe = if (t>Ti3 and t<Tf3) then Xep1 else Xep2
V1d = if (t>Ti1 and t<Tf1) then V1dp1 else V1dp2
V2q = if (t>Ti1 and t<Tf1) then V2qp1 else V2qp2
Xep1 : 0.2
Xep2 : 0.2
V1dp1 : 0.45
V2qp1 : 0.90
V1dp2 : 0.45
V2qp2 : 0.90
END
□

```

### B.2.5 Máquina Síncrona, MS7.T

#### CONTINUOUS SYSTEM ms7

"Modelo IV incluyendo carga conectada en terminales del generador

"y conectado a la barra infinita.

"Archivo: ms7.t

"29-X-93

INPUT E<sub>fd</sub> P<sub>m</sub> w<sub>ref</sub> R<sub>L</sub> X<sub>L</sub>

OUTPUT I<sub>t</sub> V<sub>t</sub> I<sub>fd</sub> w

STATE E<sub>qt</sub> E<sub>dt</sub> delta x<sub>w</sub>

DER dE<sub>qt</sub> dE<sub>dt</sub> ddelta dx<sub>w</sub>

TIME t

$dE_{qt} = (-1/T_{do}) * (E_{fd} + E_{qt} - (X_d - X_{dt}) * I_d)$

$dE_{dt} = (-1/T_{qo}) * (E_{dt} + (X_q - X_{qt}) * I_q)$

$ddelta = x_w - w_{ref}$

```

dxw = (1/M)*(Pm - Pe)
del = delta * (180/3.1416)
f = w/(2*pi)
w = xw
nr = ((Re*RL+Xe*XL)/(RL*RL+XL*XL))+1
ni = ((RL*Xe-Re*XL)/(RL*RL+XL*XL))
Zg11 = -r + (Xqt-Xdt)*sin(delta)*cos(delta)
Zg12 = Xqt*sin(delta)*sin(delta) + Xdt*cos(delta)*cos(delta)
Zg21 = -Xqt*cos(delta)*cos(delta) - Xdt*sin(delta)*sin(delta)
Zg22 = -r - (Xqt-Xdt)*sin(delta)*cos(delta)
z11 = Re - nr*Zg11 + ni*Zg21
z12 = -Xe - nr*Zg12 + ni*Zg22
z21 = Xe - ni*Zg11 - nr*Zg21
z22 = Re - ni*Zg12 - nr*Zg22
dze = z11*z22 - z21*z12
ze11 = z22/dze
ze12 = -z12/dze
ze21 = -z21/dze
ze22 = z11/dze
Ir = (nr*ze11+ni*ze12)*Ert-(ni*ze11-nr*ze12)*Eit-ze11*Vlr-ze12*Vli
Ii = (nr*ze21+ni*ze22)*Ert-(ni*ze21-nr*ze22)*Eit-ze21*Vlr-ze22*Vli
Iq = Ir*cos(delta) + Ii*sin(delta)
Id = -Ir*sin(delta) + Ii*cos(delta)
Ert = Eqt*cos(delta)-Edt*sin(delta)
Eit = Eqt*sin(delta)+Edt*cos(delta)
Vt = sqrt((Vr*Vr + Vi*Vi))
It = sqrt((Ir*Ir + Ii*Ii))
Et = sqrt((Ert*Ert + Eit*Eit))
dN = ni*ni + nr*nr
n1 = nr/dN
n2 = ni/dN
n3 = -ni/dN
n4 = nr/dN
Vr=if(t>Ti1 and t<Tf1)then 0 else Vraux
Vi=if(t>Ti1 and t<Tf1)then 0 else Viaux
Vraux=(n1*Re+n2*Xe)*Ir+(n2*Re-n1*Xe)*Ii+Vlr
Viaux=(n3*Re+n4*Xe)*Ir+(n4*Re-n3*Xe)*Ii+Vli
Pe = Vr*Ir + Vi*Ii
Qe = Vi*Ir - Vr*Ii
Iltr = (1/(Re*Re+Xe*Xe))*((Vlr-Vr)*Re + (Vli - Vi)*Xe)
Ilti = (1/(Re*Re+Xe*Xe))*((Vli-Vi)*Re - (Vlr - Vr)*Xe)
PIt = Vlr*Iltr + Vli*Ilti
QIt = Vli*Iltr - Vlr*Ilti
QtI = Vi*(-Iltr) - Vr*(-Ilti)

```

```

ILr = Ir + Itr
ILi = li + Iiti
PLa = Vr*ILr + Vi*ILi "En base a los voltajes y corrientes de la red.
QLa = Vi*ILr - Vr*ILi
PLc = Pe + Pit
QLc = Qe - QtI "Comprobacion del balance de potencia
Xe = if(t>Ti3 and t<Tf3) then Xed else 0.2
Ifd = EqT/Xmd - (Xmd/Lf)*Id
Xmd = Xd - Xll
Lf = Rf * Tdo
Vlr = if(t>Ti4 and t<Tf4) then VlrD else 1.0 "p.u.
Vli = if(t>Ti4 and t<Tf4) then VliD else 0.0 "p.u.
Ti4 : 0.0
Tf4 : 0.0
VlrD : 1.0
VliD : 0.0
pi : 3.14159265358979 "[]
"Tabla D.3 de la ref. [8]
M : 0.0587037037037 "seg^2/rad H=3 seg
Rf : 0.15 "p.u.
Xll : 0.15 "p.u. dispersion
r : 0.0 "p.u.
Re : 0.00 "p.u.
Xed : 0.2 "p.u.
Tdo : 5.9 "segs.
Tqo : 0.54 "segs.
Td : 0.5 "segs.
Ti1 : 0.0 "segs. cc. 3f
Tf1 : 0.0 "segs. cc. 3f
Ti3 : 0.0 "segs. cambio de reactancia exterior
Tf3 : 0.0 "segs. cambio de reactancia exterior
Xd : 1.7 "p.u.
Xq : 1.64 "p.u.
Xdt : 0.245 "p.u.
Xqt : 0.38 "p.u.
EqT : 0 "p.u.
Edt : 0 "p.u.
delta : 0 "radianes
xw : 0 "rad/seg
END
□

```

**B.2.6 Sistema excitador, SE1.T**

```

CONTINUOUS SYSTEM se1
"Sistema de Excitacion DC1-DC del IEEE
"Archivo: se1.t 28-IV-93
STATE Vrr xEfd Vf X2
DER dVrr dxEfd dVf dX2
TIME t
INPUT Vt Vs Vref
OUTPUT Efd
Efd=xEfd
X1 = V1*(Tc/Tb)
V2 = X1 + X2
V1 = Vref - Vt - Vs - Vf
V3 = Vrr - (SE + Ke)*xEfd
SE = A*exp(B*xEfd)
u=Ka*V2
VFE=(SE+Ke)*xEfd
ff = (1/Ta)*(Ka*V2 - Vrr)
dVrr=if(ff>0)and(Vrr>VRmax)then 0 else if(ff<0)and(Vrr<VRmin)then 0 else ff
dxEfd = (1/Te)*(V3)
dVf = (1/Tf)*((Kf/Te)*V3 - Vf)
dX2 = (1/Tb)*((1-(Tc/Tb))*V1 - X2)
"Sistema de excitacion NA101 RR=0.50
Tr : 0.06
Ka : 25
Ta : 0.2
VRmax : 1.00
VRmin :-1.00
Ke :-0.0497
Te : 0.56
A : 0.0013
B : 1.3547
Efdmax : 4.02
Efdmin :-4.02
Kf : 0.0896
Tf : 0.35
Tb : 1.0
Tc : 1.0
xEfd : 0.0 "p.u.
Vrr : 0.0 "p.u.
Vf : 0.0 "p.u.
X2 : 0.0 "p.u.
END

```



**B.2.7 Sistema excitador, SE7.T**

CONTINUOUS SYSTEM se7 "Sistema de Excitacion AC4 del IEEE

"Archivo: se7.t

STATE Vrr X2

DER dVrr dX2

TIME t

INPUT Vt Vref Vs

OUTPUT Efd

$vv = Ka * V3$

$vyy = (Tb - Tc) * Vy$

$Verr = Vref - Vt$

$V1 = Verr + Vs$

$Vy = \text{if}(V1 > Vimax) \text{ then } Vimax \text{ else if}(V1 < Vimin) \text{ then } Vimin \text{ else } V1$

$X1 = Tc * Vy / Tb$

$V3 = X1 + X2$

$Efdmax = Vrmax - Kc * Ifd$

$Efdmin = Vrmin - Kc * Ifd$

$Efd = \text{if}(Vrr > Efdmax) \text{ then } Efdmax \text{ else if}(Vrr < Efdmin) \text{ then } Efdmin \text{ else } Vrr$

$dVrr = (1/Ta) * (Ka * V3 - Vrr)$

$dX2 = (1/(Tb * Tb)) * ((Tb - Tc) * Vy - Tb * X2)$

Ka : 137

Ta : 0.89

Vrmax : 3

Vrmin : -3

Kc : 0.1

Tb : 0.06

Tc : 0.173

Vpss : 0.0

Vimin : -2

Vimax : 2

Vrr : 0.0 "p.u.

X2 : 0.0 "p.u.

END

□

**B.2.8 Sistema Excitador, SE8.T**

CONTINUOUS SYSTEM se8 "SE tipo ST1 del IEEE

"Archivo: se8.t

STATE x2 v4 vf

DER dx2 dv4 dvf

TIME t

INPUT Vref Vt Vs Ifd

OUTPUT Efd

$V1 = Vref - Vt + Vs - Vf$

$V2 = \text{if}(V1 > VImax) \text{ then } VImax \text{ else if}(V1 < VImin) \text{ then } VImin \text{ else } V1$

$x1 = V2 * (Tc / Tb)$

$V3 = X1 + X2$

$Efdmax = Vt * Vrmax - Kc * Ifd$

$Efdmin = Vt * Vrmin - Kc * Ifd$

$Efd = \text{if}(V4 > Efdmax) \text{ then } Efdmax \text{ else if}(V4 < Efdmin) \text{ then } Efdmin \text{ else } V4$

$dx2 = (1 / (Tb * Tb)) * ((Tb - Tc) * V2 - Tb * X2)$

$dV4 = (1 / Ta) * (Ka * V3 - V4)$

$dVf = (1 / Tf) * ((Kf / Ta) * (Ka * V3 - V4) - Vf)$

$VImax : 5.15$

$VImin : -5.15$

$Vrmax : 5.15$

$Vrmin : -5.15$

$Ta : 0.2$

$Tb : 10$

$Tc : 1$

$Tf : 1$

$Ka : 400$

$Kf : 0.1$

$Kc : 0.0$

"Condiciones iniciales del excitador

$x2 : 0.0$

$Vf : 0.0$

$V4 : 0.0$

END

□

**B.2.9 Estabilizador de potencia, PSS2.T**

CONTINUOUS SYSTEM pss2

"Archivo: pss2.t

"Sistema estabilizador con entrada de velocidad

STATE z1 z2

DER dz1 dz2

TIME t

INPUT w

OUTPUT Vs

y1 = w

y2 = z2 + z3

z3 = KS\*(T1/T2)\*y1

Vs = if (y2&gt;VSmax) then VSmax else if (y2&lt;VSmin) then VSmin else y2

dz1 = (1/To)\*y1

dz2 = (1/T2)\*(KS\*(1-(T1/T2))\*y1 - z2)

To : 3.0

T1 : 2.0

T2 : 0.1

KS : 3.0

VSmin : -0.05

VSmax : 0.05

z1 : 0.0

z2 : 0.0

END

□

**B.2.10 Turbina CP, T1.T**

CONTINUOUS SYSTEM t1

state x

der dx

"Archivo t1.t

"29-IV-93

"Modelo dinamico de la turbina (CP)

" 1\*(0 0 1)/(0 0.3 1); 0s; 0 0

input Pgv

output Pm

dx=-x/Tt+Pgv

Pm=x/Tt

Tt: 0.3

END

□

**B.2.11 Turbina CP considerando efecto de la caldera, T2.T**

```

CONTINUOUS SYSTEM t2
state x
der dx
"Archivo t2.t
"11-VI-93
"Modelo dinamico de la turbina (CP) considerando efecto de la caldera
" 1*(0 0 1)/(0 0.3 1); 0s; 0 0
input ms
output Pm
dx=-x/Tt+ms
Pm=x/Tt
Tt: 0.3
end

```

**B.2.12 Turbina EC, T3.T**

```

CONTINUOUS SYSTEM t3
state x1 x2
der dx1 dx2
"Archivo t3.t
"13-VII-93
"Modelo dinamico de la turbina (EC) considerando efecto de la caldera
" 1*(0 0 1)/(0 0.3 1); 0s; 0 0
input ms
output Pm
mp=CVp*Pp
CVp=if (t>td2)and(t<td1)then CVpo else CVp1
dx1=-x1/T1+ms
dx2=-x2/T2+mp
Pm1=x1/T1
Pm2=x/2T2
Pm=Pm1+Pm2
T1: 0.3
T2: 0.3
Pp: 0.25
CVpo: 1.0
CVp1: 0.0
END
□

```

**B.2.13 Sistema gobernador de velocidad, SG1.T**

```

CONTINUOUS SYSTEM sg1
"Archivo: sg1.t      28-IV-93
"Sistema gobernador de velocidad
"Entradas:Nref, velocidad de referencia (rpm)
"      polos; numero de polos del generador []
"      Po; condición inicial
"      w; velocidad actual del turbo-generador (rad/seg)
"Salidas: Pgv; Potencia a la entrada de la turbina (p.u.)
INPUT Nref Po w polos
OUTPUT Pgv wref
STATE x2 P4
DER dx2 dP4
TIME t
wref=Nref*(polos/2)*(pi/30) " rad/seg
werr=wref-w
x1=K*(T2/T1)*werr
dx2=(1/T1)*(K*werr-x1-x2)
P1=x1+x2
Perr=Po+P1-Pgv
P2=Perr/T3
P3=max(min(P2,Pup),Pdown)
dP4=P3
Pgv=MAX(MIN(P4,Pmax),Pmin)
"Parametros del SG DEH Control System (Westinghouse), ref.[102]
T1  : 7.5    "segs.
T2  : 2.8    "segs.
T3  : 0.1    "segs.
K   : 20.0   "p.u. (R=0.05, K=1/R)
pi  : 3.1416
Pdown :-0.4
Pup  : 0.5
Pmax : 1.0
Pmin : 0.0
P4   : 0
x2   : 0
END
□

```

**B.2.14 Sistema gobernador de velocidad incluyendo efecto de caldera, SG2.T**

```

CONTINUOUS SYSTEM sg2
"Archivo: sg2.t      11-VI-93
"Sistema gobernador de velocidad
"Entradas:Nref; velocidad de referencia (rpm)
"      polos; numero de polos del generador []
"      CVo; Apertura de valvula en t=0- [p.u.]
"      w; velocidad actual del turbo-generador (rad/seg)
"Salidas: CV; Apertura de las valvulas de la turbina
INPUT Nref CVo w polos
OUTPUT CV wref
STATE x2 P4
DER dx2 dP4
TIME t
wref=Nref*(polos/2)*(pi/30) "rad/seg
werr=wref-w
x1=K*(T2/T1)*werr
dx2=(1/T1)*(K*werr-x1-x2)
P1=x1+x2
Perr=CVo+P1-CV
P2=Perr/T3
P3=max(min(P2,Pup),Pdown)
dP4=P3
CV=MAX(MIN(P4,Pmax),Pmin)
"Parametros del SG DEH Control System (Westinghouse), ref.[47]
T1  : 7.5    "segs.
T2  : 2.8    "segs.
T3  : 0.1    "segs.
K   : 20.0   "p.u. (R=0.05, K=1/R)
pi  : 3.14159265358979
Pdown :-0.4
Pup   : 0.5
Pmax  : 1.0
Pmin  : 0.0
P4    : 0
x2    : 0
END
□

```

**B.2.15 Caldera tipo domo, B2.T**

## CONTINUOUS SYSTEM b2

"Modelo de la caldera, ref. [56], p. 758

"Archivo: b2.t

"11-VI-93

"Incluye lazo de control de presión y combustión

INPUT Pset CV

OUTPUT ms

"INPUTS

"Pset : Presión deseada

"CV : Porcentaje de apertura válvula de control

"OUTPUT

"ms : flujos de vapor a la turbina, igual a la potencia en p.u.

STATE e Pt Pd mw Q

DER de dPt dPd dmw dQ

TIME t

Perr=Pset-Pt

Pman=Kc\*Perr+e

PdPt=Pd-Pt

m=if PdPt&gt;0 then K\*(sqrt(PdPt)) else 0

ms=CV\*Pt

dQ=(Pman-Q)/TF

dmw=(Q-mw)/Tw

dPd=Kd\*(mw-m)/Cd

dPt=(m-ms)/Csh

de=(Kc/TI)\*Perr

TF : 5.0 "segs.

Tw : 6.0 "segs.

Cd : 150.0 "segs.

Csh : 10.0 "segs.

Kc : 1

TI : 10.0 "segs.

K : 3.5

Kd : 2.0

Q : 0

mw : 0

Pd : 0

Pt : 0

e : 0

END

□

**B.2.16 Dos cargas R,L conectadas en paralelo, ZL1.T**

CONTINUOUS SYSTEM ZL1

"Archivo ZL1.t

"29-X-93

"Modelo de la carga electrica en prefalla y postfalla

"Carga: dos impedancias R,L en paralelo

Time t

OUTPUT Zeqr Zeqi

"Prefalla: ambos alimentadores cerrados

$$Zeqr1 = (\text{SQR}(r1) * r2 + r1 * (\text{SQR}(r2) + \text{SQR}(x2)) + r2 * \text{SQR}(x1)) / \text{MagZ}$$
$$Zeqi1 = (\text{SQR}(r1) * x2 + x1 * (\text{SQR}(r2) + x2 * (x1 + x2))) / \text{MagZ}$$
$$\text{MagZ} = \text{SQR}(r1) + 2 * r1 * r2 + \text{SQR}(r2) + \text{SQR}(x1 + x2)$$
"Falla: apertura del alimentador 1 ( $r1 + jx1$ )
$$Zeqr2 = r2$$
$$Zeqi2 = x2$$
$$Zeqr = \text{if}(t > t_i \text{ and } t < t_f) \text{ then } Zeqr2 \text{ else } Zeqr1$$
$$Zeqi = \text{if}(t > t_i \text{ and } t < t_f) \text{ then } Zeqi2 \text{ else } Zeqi1$$

r1 : 0.5

x1 : 0.5

r2 : 0.5

x2 : 0.5

ti : 0.0

tf : 0.0

END



### B.3 Archivos CONNECTING SYSTEM

#### B.3.1 Conxión de los subsistemas en el caso 5, CONN5.t

```
CONNECTING SYSTEM conn5
"Archivo conn5.t
"Conexion de los elementos del caso 5
"B2
"11-VI-93
Time t
CV[b2]=CV
CVp[b2]=1.0
Pset[b2]=Pset
CV : 1.0
CVp : 1.0
Pset : 0.0
END□
```

#### B.3.2 Conexión de subsistemas del caso 8, CONN8.T

```
CONNECTING SYSTEM conn8
"Archivo conn8.t
"Conexion de los elementos del caso 8
"MS2 SE7 T3 SG2 B2
"15-X-93
Time t
Nref[sg2]=Nref
polos[sg2]=polos
CVo[sg2]=CVo
w[sg2]=w[ms2]
CVp[t3]=CVp
CV[t3]=CV[sg2]
Pt[t3]=Pt[b2]
Pp[t3]=Pp
Pm[ms2]=Pm[t3]
Efd[ms2]=Efd[se7]
wref[ms2]=wref[sg2]
Vref[se7]=Vref
Vs[se7]=Vs
Vt[se7]=Vt[ms2]
Ifd[se7]=Ifd[ms2]
Pset[b2]=Pseto
CV[b2]=CV[sg2]
CVp[b2]=1.0
```

```

Nref : 3600.0
polos : 2.0
CVo : 1.0
Pseto : 0.5
Vref : 1.0
Vs : 0.0
CVp = if (t>ti and t<tf) then CVpaux else CVps
CVpaux = if Amp*sqw(t/Prd)<0 then CVpmin else Amp*sqw(t/Prd)
CVpmin : 0.7
CVps : 1.0
ti : 0.0
tf : 0.0
Amp : 1.1
Prd : 5.0
Pp = Pt[b2]*0.3
END

```

### B.3.3 Conexión de subsistemas del caso 9, CONN9.T

```

CONNECTING SYSTEM conn9
"Archivo conn9.t
"Conexion de los elementos del caso 3
"SG2 T2 MS6 SE1 PSS2
"21-X-93
Time t
Nref[sg2]=Nref
polos[sg2]=polos
CVo[sg2]=CVo
w[sg2]=w[ms6]
CV[t2]=CV[sg2]
Pt[t2]=Pt[b2]
CVp[t2]=CVp
Pset[b2]=if t<t1 then 0 else if t>t2 then Pset1 else Pset0
CV[b2]=CV[sg2]
CVp[b2]=CVp
Pm[ms6]=Pm[t2]
Efd[ms6]=Efd[se1]
wref[ms6]=wref[sg2]
Vref[se1]=Vref
Vs[se1]=Vs
Vt[se1]=Vt[ms6]
w[pss2]=w[ms6]
Nref: 0.0
polos: 2.0

```

```

CVo : 0.0
CVp = if t>tif then CVpaux else CVps
CVpaux = if Amp*sqw(t/Prd)<0 then CVpmin else Amp*sqw(t/Prd)
CVpmin: 0.5
CVps : 1.0
tif : 1.0
Amp : 1.0
Prd : 3.0 "segs
Pset0: 0.0
Pset1: 0.0
t1 : 0.0
t2 : 0.0
Vref: 0.0
Vs : 0.0
END□

```

#### **B.3.4 Conexión de subsistemas del caso 11, CONN10.T**

```

CONNECTING SYSTEM conn10
"Archivo conn10.t
"Conexion de los elementos del caso 10, 11, 12 y 13
"MS3
"26-X-93
Time t
Pm[ms3]=Pm
Efd[ms3]=Efd
wref[ms3]=wref
Pm : 0.0
Efd : 0.0
wref: 376.9911
END□

```

### B.3.5 Conexión de subsistemas del caso 15, CONN15.T

```

CONNECTING SYSTEM conn15
"Archivo conn15.t
"Conexion de los elementos del caso 8
"MS7 ZL1 SE7 T3 SG2 B2
"29-X-93
Time t
Nref[sg2]=Nref
polos[sg2]=polos
CVo[sg2]=CVo
w[sg2]=w[ms7]
CVp[t3]=CVp
CV[t3]=CV[sg2]
Pt[t3]=Pt[b2]
Pp[t3]=Pp
Pm[ms7]=Pm[t3]
Efd[ms7]=Efd[se7]
wref[ms7]=wref[sg2]
RL[ms7]=Zeqr[ZL1]
XL[ms7]=Zeqi[ZL1]
Vref[se7]=Vref
Vs[se7]=Vs
Vt[se7]=Vt[ms7]
Ifd[se7]=Ifd[ms7]
Pset[b2]=Pseto
CV[b2]=CV[sg2]
CVp[b2]=1.0
Nref : 3600.0
polos: 2.0
CVo : 1.0
Pseto: 0.5
Vref : 1.0
Vs : 0.0
CVp = 1.0
Pp = Pt[b2]*0.3
END
□

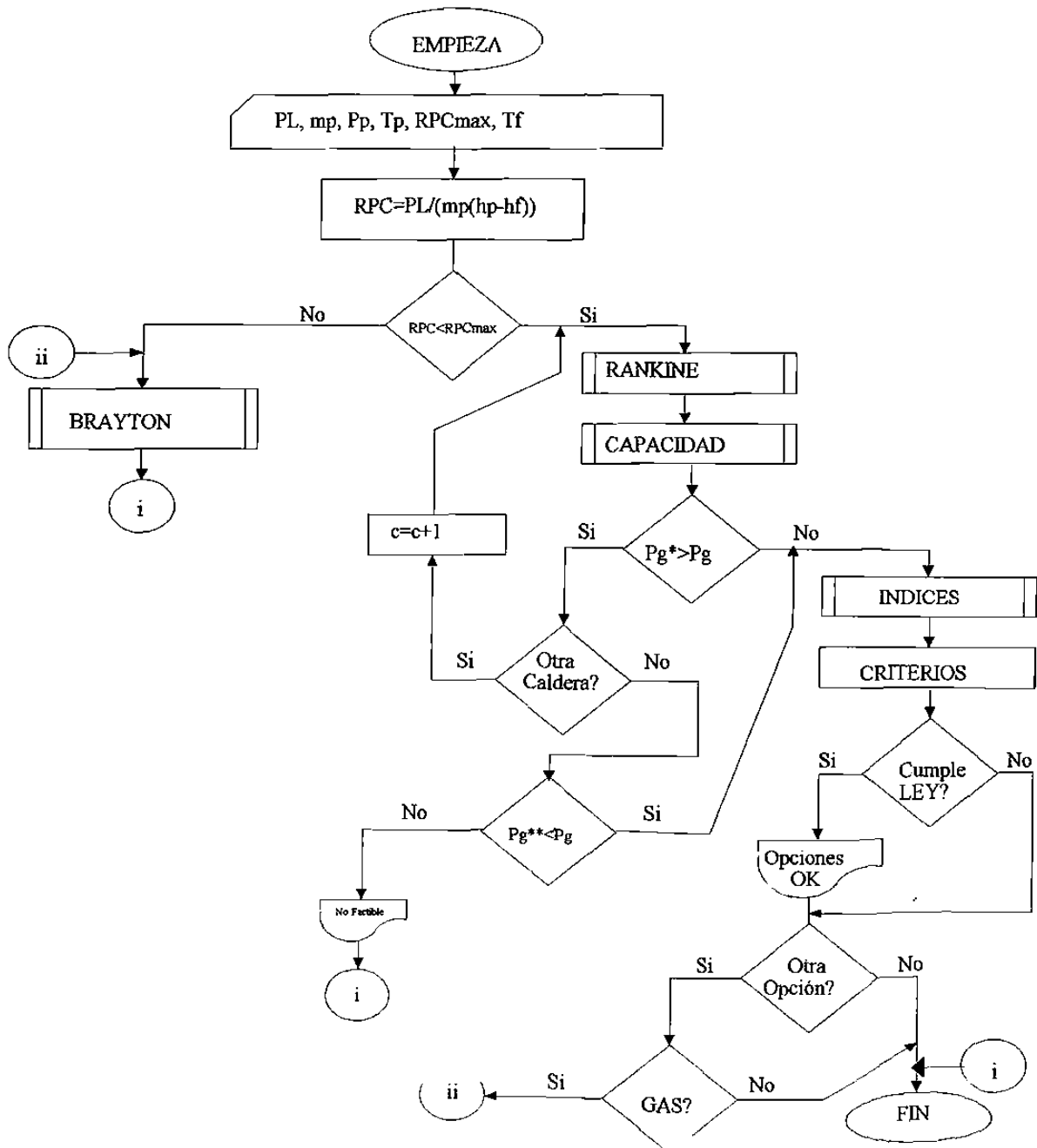
```

**APÉNDICE C**  
**DIAGRAMAS DE FLUJO**

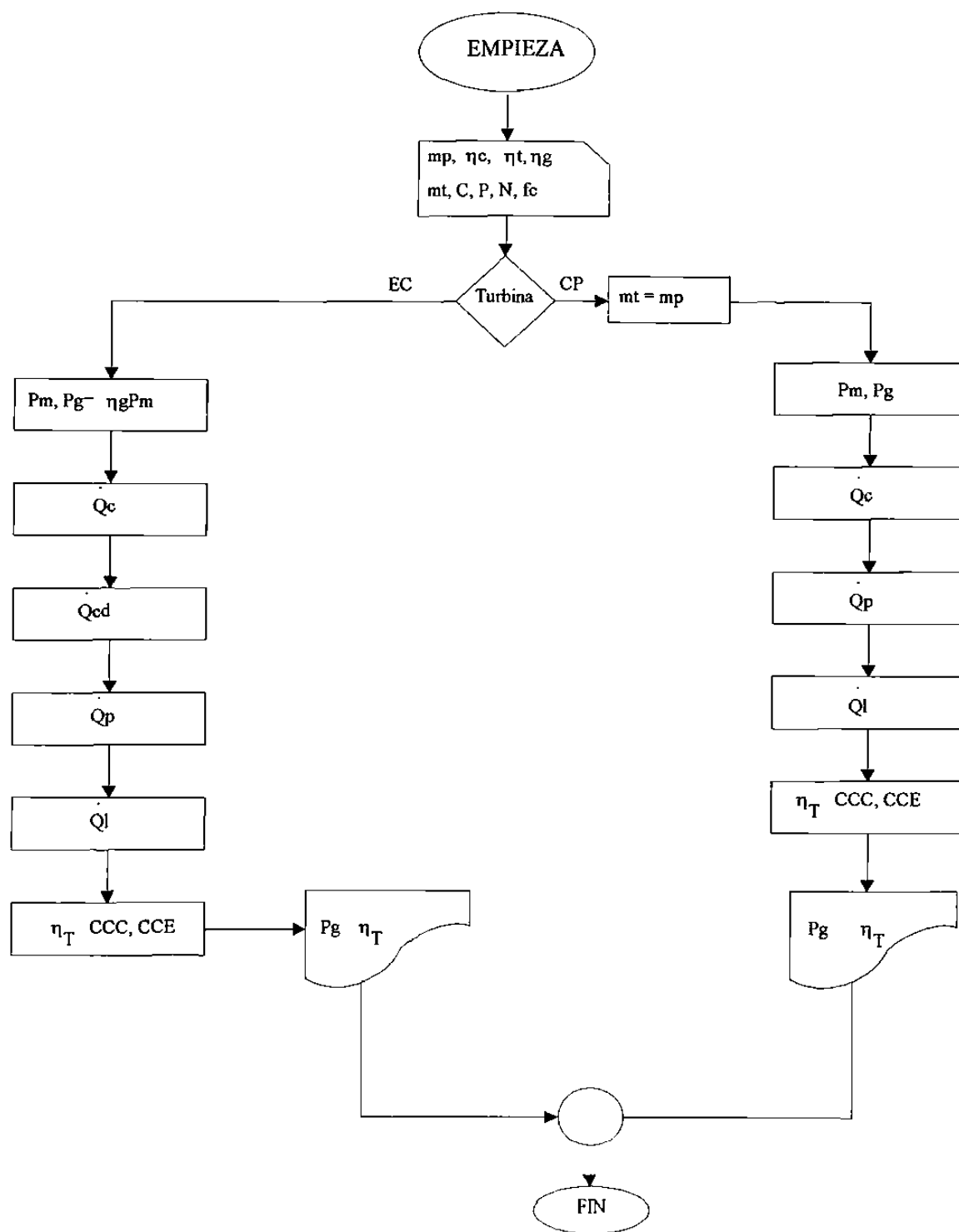
# APÉNDICE C

## DIAGRAMAS DE FLUJO

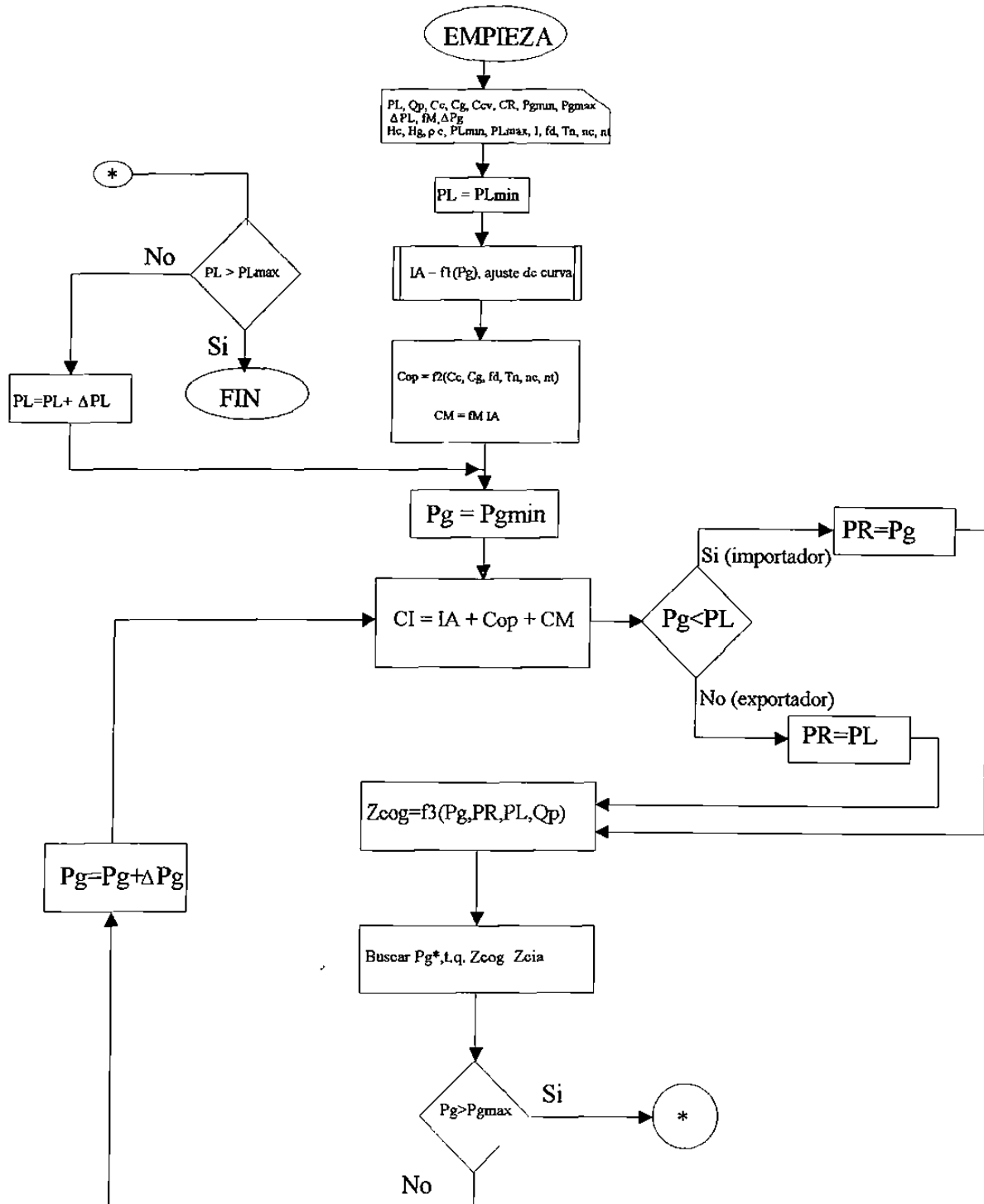
### C.1 Diagrama de flujo general del análisis económico



## C.2 Diagrama de flujo del análisis del ciclo Rankine

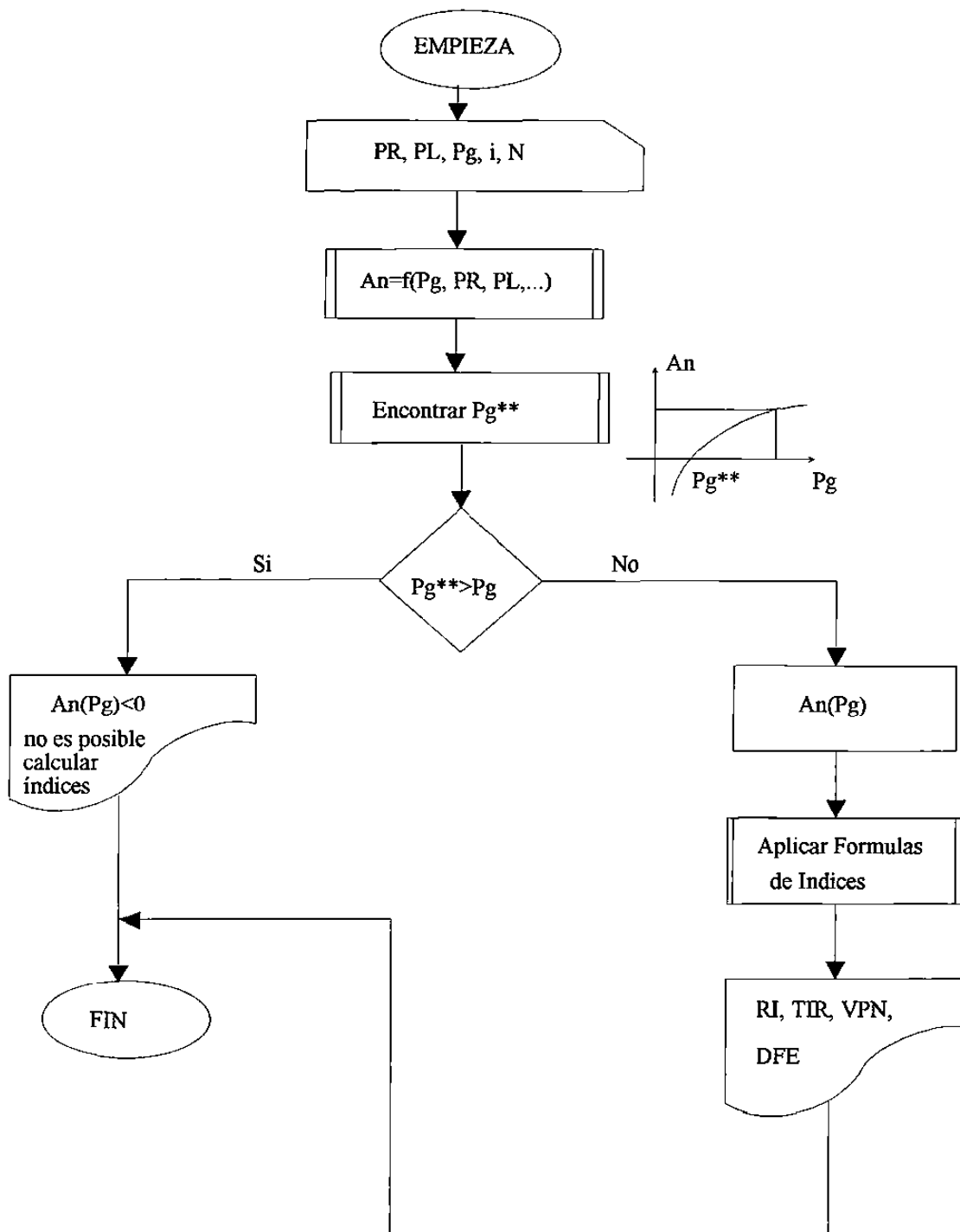


C.3 Diagrama de flujo del análisis de capacidad

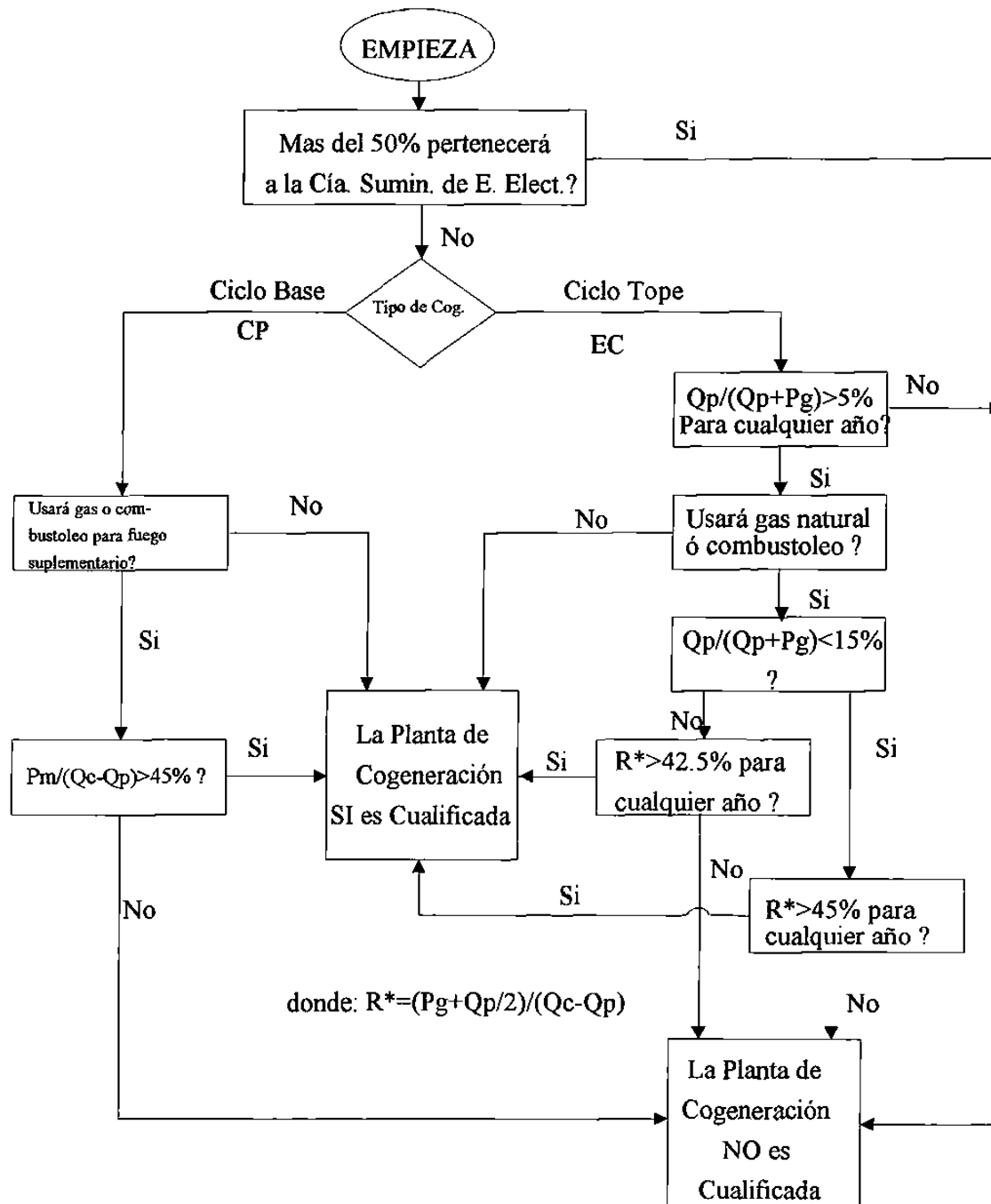




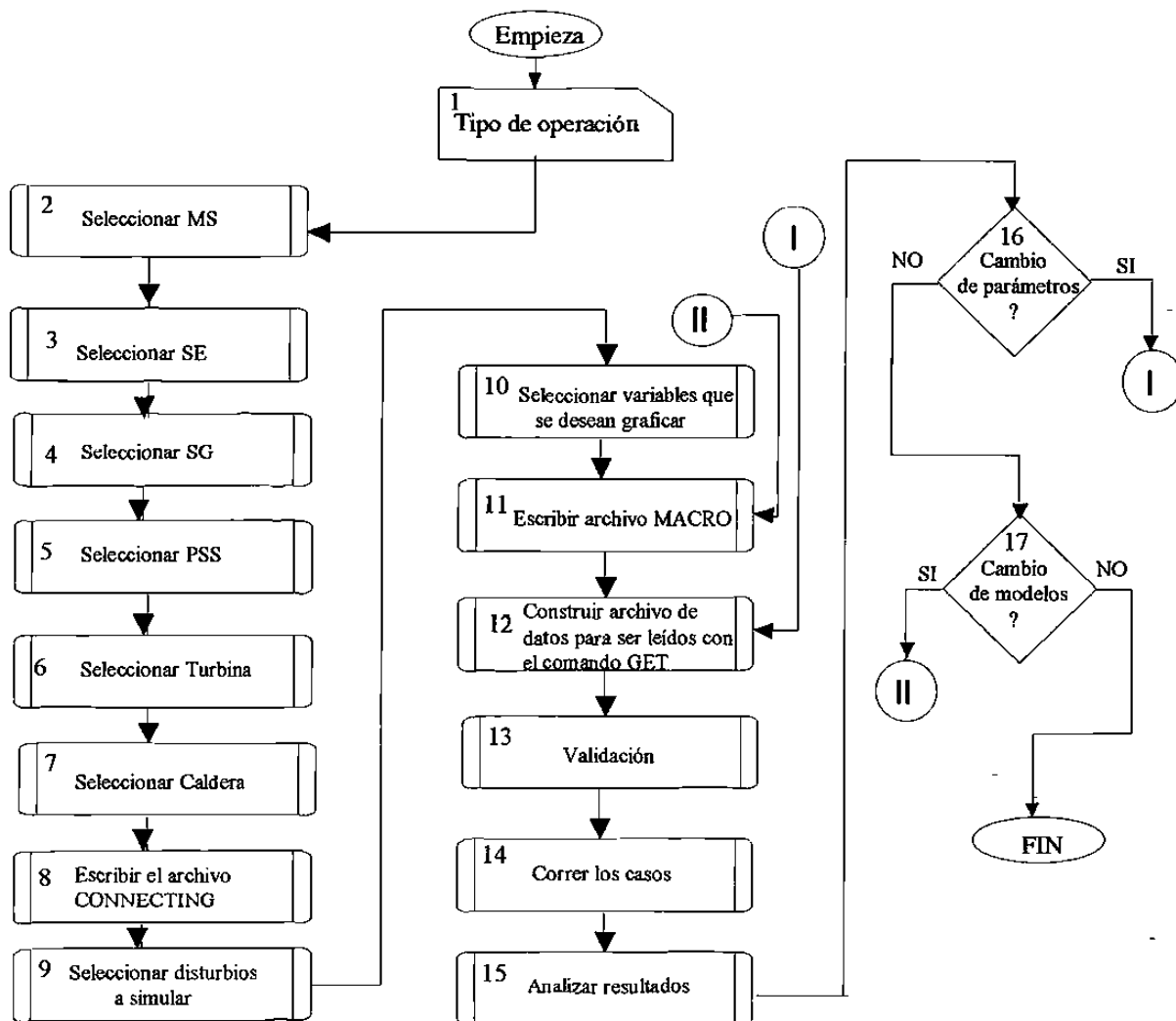
#### C.4 Diagrama de flujo para el cálculo de índices económicos



### C.5 Diagrama de flujo de requisitos legales para instalar plantas de cogeneración



### C.6 Diagrama de flujo para simular la planta



**APÉNDICE D**  
**DEDUCCIÓN DEL MODELO DINÁMICO DE LA TURBINA**

## APÉNDICE D

### DEDUCCIÓN DEL MODELO DINÁMICO DE LA TURBINA

El teorema del transporte de Reynolds para un volumen de control fijo y arbitrario se puede expresar de acuerdo a la ecuación D.1, [128]

$$\frac{dB_{sist}}{dt} = \frac{d}{dt} \left[ \int_{VC} \beta \rho dV \right] + \beta \rho A V_{sal} - \beta \rho A V_{ent} \quad (D.1)$$

donde:

- $B_{sist}$  Cantidad intrínseca al fluido pasando por el volumen de control VC, ([ ])
- $\beta$   $B_{sist}$  expresada en forma intensiva, ([ ]/Kg)
- $\rho$  densidad del fluido dentro del volumen de control VC, (Kg/m<sup>3</sup>)
- $dV$  diferencial de volumen, (m<sup>2</sup>)
- $A$  área perpendicular al flujo, (m<sup>2</sup>)
- $V$  velocidad del flujo, (m/seg)

Cuando la cantidad analizada es la masa que pasa por el volumen de control  $B_{sist}=m$  y  $\beta=1$ . Por otro lado, en un VC, como en el caso de la cavidad de vapor a la entrada de una turbina, donde no hay sumideros ni reacciones que alteren la cantidad de masa dentro del volumen de control la masa dentro del sistema sigue siendo esencialmente la misma, por tanto  $dB_{sist}/dt=0$ . Ver Figura D.0.

Sustituyendo estas suposiciones en (D.1) resulta la ecuación (D.2).

$$\frac{dm}{dt} = m_e - m_s \quad (D.2)$$

donde:

- $dm/dt$  cambios de masa con respecto al tiempo
- $m_e$  masa entrando al volumen de control
- $m_s$  masa saliendo del volumen de control

La ecuación (D.2) es conocida con el nombre de principio de conservación de la masa.

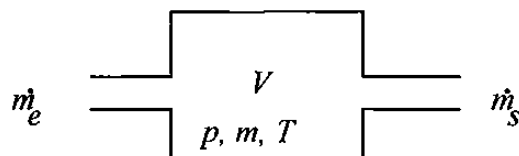


Figura D.1. Cavidad de vapor a la entrada de la turbina.

SUPOSICIÓN 1: El flujo es proporcional a la presión y su dependencia es lineal. Esto se expresa matemáticamente de acuerdo a la ecuación (D.3).

$$\dot{m}_s = \frac{P}{P_o} \dot{m}_o \quad (\text{D.3})$$

donde:

$m_s$  flujo de vapor saliendo de la cavidad

$m_o$  flujo de vapor en el punto de operación ( $P_o, T_o$ ) en condiciones estables

Derivando la ecuación (D.3) se obtiene (D.4)

$$\frac{d\dot{m}_s}{dt} = \frac{m_o}{P_o} \frac{dP}{dt} \quad (\text{D.4})$$

SUPOSICIÓN 2:  $T \cong T_o$ , temperatura aproximadamente constante en el punto de operación. Con esa suposición los cambios de masa solo dependerían de la presión. Por tanto la ecuación (D.5) sería válida bajo esta suposición dado que  $dT/dt$  sería cero.

$$\frac{dm}{dt} = \frac{\partial m}{\partial t} \frac{dP}{dt} \quad (\text{D.5})$$

Expresando la masa dentro del volumen de control en función de la densidad del vapor la ecuación (D.5) queda expresada de acuerdo a la ecuación (D.6).

$$\frac{dm}{dt} = \frac{\partial(\rho V)}{\partial t} \frac{dP}{dt} \quad (\text{D.6})$$

Igualando (D.2) y (D.6) resulta (D.7)

$$\frac{\partial(\rho V)}{\partial t} \frac{dP}{dt} = \dot{m}_e - \dot{m}_s \quad (\text{D.7})$$

Despejando  $dP/dt$  de (D.4) y sustituyendolo en (D.7) resulta (D.8).

$$\frac{\partial(\rho V)}{\partial t} \frac{d\dot{m}_s}{dt} \frac{P_o}{\dot{m}_o} = \dot{m}_e - \dot{m}_s \quad (\text{D.8})$$

Dado que  $V$  es constante puede salir de la derivada parcial. Por tanto se puede definir la constante de tiempo según la ecuación (D.9).

$$\tau = \frac{P_o V}{\dot{m}_o} \frac{\partial \rho}{\partial P} \quad (\text{D.9})$$

Como puede observarse la constante de tiempo definida por (D.9) depende de la presión y flujo másico de vapor en el punto de operación, además del volumen de la cavidad de vapor a la entrada de la turbina. Asimismo es necesario evaluar los cambios de densidad con respecto a la presión alrededor del punto de operación. Para esto se puede utilizar el diagrama de Mollier del vapor y buscar los valores de presión y densidad alrededor del punto de operación y substituir en la ecuación (D.10).

$$\frac{\partial \rho}{\partial P} \approx \frac{\Delta \rho}{\Delta P} = \frac{\rho_1 - \rho_2}{P_1 - P_2} \quad (\text{D.10})$$

Los cambios de densidad con respecto a la presión se pueden evaluar en forma analítica a través de la ecuación de estado del vapor alrededor del punto de operación. Una de las ecuaciones de estado teóricas más famosas, basada en suposiciones referentes al comportamiento molecular, es la ecuación de estado de van der Waals (D.11), [130].

$$\left( P + a\rho^2 \right) \left( \frac{1}{\rho} - b \right) = RT \quad (\text{D.11})$$

Los parámetros  $a, b$  de la ecuación (D.11) se pueden encontrar en la referencia [129]. Despejando la densidad ( $\rho$ ) de (D.11) y derivandola con respecto a la presión ( $P$ ) es posible contar con una expresión analítica para evaluar la constante de tiempo ( $\tau$ ) de la ecuación (D.9).

Despejando la derivada del flujo másico a la salida del volumen de control de la ecuación (D.8) y sustituyendo (D.9) resulta la ecuación (D.11). Esta última expresión se usará en la simulación del comportamiento dinámico de la turbina. Sin embargo, comúnmente la variable de salida en la modelación de la turbina es la potencia mecánica, dado que es la variable que más interesa para evaluar su comportamiento. La potencia mecánica puede obtenerse multiplicando el flujo másico de vapor saliendo de la cavidad (Fig. 0) por el cambio de entalpía a través de la turbina. Esto lleva consigo una tercera suposición.

**SUPOSICIÓN 3:** Los cambios de presión y temperatura a la entrada y salida de la turbina permanecen aproximadamente constantes. Esta suposición trae como consecuencia que las entalpías del vapor a la entrada y salida en cada una de las etapas de la turbina también permanecen aproximadamente constantes, ya que su valor depende de estas propiedades, ver el análisis de ciclo Rankine hecho en el capítulo 2.

$$\frac{d\dot{m}_s}{dt} = \frac{1}{\tau} \left( \dot{m}_e - \dot{m}_s \right) \quad (\text{D.12})$$

Por tanto, de acuerdo con la suposición 3, la potencia mecánica para una turbina de una etapa se puede expresar según la ecuación (D.12).

$$P_m = \dot{m}_s k_h \quad (\text{D.13})$$

$k_h$  definida por (D.13) es una constante igual al cambio de entalpía a través de la turbina. Si hubiese más etapas, como en el caso de una turbina EC, se deben hacer la suma de la potencia producida por las demás etapas, sin olvidar hacer las restas de flujo que son extraídas al o los procesos térmicos.

$$k_h = (h_1 - h_2) \quad (\text{D.14})$$



