

UNIVERSIDAD DE SEVILLA
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA
MÁSTER UNIVERSITARIO EN SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA
TRABAJO FIN DE MÁSTER

Cobertura de la Demanda de Energía Eléctrica: Planificación de los
Recursos de Generación

Tutor: José Luis Martínez Ramos

Daniella Andrea Mederos Vásquez
D.N.I.: 46295549E

Sevilla, Diciembre de 2011

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	3
CAPÍTULO I	
1.1 Contenido	5
1.2 Recursos	5
1.3 Alcance del Trabajo	6
1.3.1 Objetivo General	6
1.3.2 Objetivos Especificos	6
1.4 Marco Teorico	7
1.4.1 Planificación de Generación Eléctrica	7
1.4.2 Método de Análisis para los Problemas de Planificación	8
1.4.3 Técnicas Utilizadas para la Solución de Problemas de Planificación	12
1.4.4 Proceso Metodológico Seguido en este Trabajo	14
1.4.5 WASP-IV	15
CAPÍTULO II	
2.1 Fundamentos de los Modelos Tutoriales	22
2.2 Premisas y Criterios	22
2.2.1 Modelo Tutorial 1	23
2.2.2 Modelo Tutorial 2	31
2.3 Resultados Obtenidos.....	32
2.4 Análisis de Resultado	36
CAPÍTULO III	
3.1 Fundamentos del Modelo Real	37
3.2 Premisas y Criterios	38
3.3 Resultados Obtenidos.....	44
3.4 Análisis de Resultado	46
CONCLUSIONES	48
RECOMENDACIONES	49
REFERENCIAS	50

INTRODUCCIÓN

Actualmente la energía eléctrica se ha convertido en algo imprescindible, la falta de este servicio o su deficiencia acarrea graves pérdidas económicas. Esta dependencia es creciente, transformándose en un proceso, que de momento parece imparable. Siendo el servicio eléctrico tan importante, es primordial velar por el buen funcionamiento y desarrollo correcto de todas sus áreas para así proveer de un servicio confiable, que satisfaga las expectativas de calidad de los usuarios y se desempeñe con transparencia, equidad y eficiencia.

Debido a la elevada tasa de crecimiento de la población, que se ha venido observando en los últimos años a nivel mundial, la forma más apropiada de asegurar el adecuado funcionamiento del servicio eléctrico es mantener una oportuna y continua actividad de planificación integral de los sistemas eléctricos, para pronosticar el estado de estos sistemas a futuro y prever las incidencias, adelantándose oportunamente a la solución de las mismas, para garantizar siempre la confiabilidad y la calidad del servicio.

Tomando en cuenta lo dicho anteriormente, se presenta la necesidad de analizar la demanda energética a largo plazo, para así definir la ampliación del parque de generación de manera que satisfaga el acelerado crecimiento de la demanda eléctrica de manera confiable. Por ello el presente trabajo tiene como finalidad estudiar las técnicas de planificación en la generación a largo plazo y el uso en particular de la herramienta de planificación WASP-IV, dicha herramienta se ha aplicado sobre un modelo tutorial y un modelo real, con el fin de evaluar los resultados y así lograr una óptima planificación de generación, con el mínimo costo atendiendo la demanda de energía de manera confiable.

El uso de programas hace la tarea del planificador más sencilla. Debido al tamaño de los problemas de planificación, el programa WASP-IV fue diseñado para el estudio de la planificación anual del sector eléctrico, transformándose en un instrumento útil para las instituciones encargadas de esta área. Para el presente trabajo esta herramienta se implementó primero sobre dos casos genéricos para así evaluar sus principales características y la capacidad de decisión a la hora de planificar, luego se

aplico sobre un modelo real, con el fin de estudiar el comportamiento del programa al enfrentar un caso robusto, así como también los requerimientos principales para la ejecución de los estudios. Al desarrollar los casos se tomaron en cuenta el tiempo de cálculo y que los resultados obtenidos fueran coherentes con los datos suministrados.

El desarrollo de este trabajo radica esencialmente en el análisis e interpretación de los resultados arrojados en cada uno de los modelos a estudiar, así como analizar y proponer alternativas para tener en cuenta las incertidumbres asociadas a la demanda y a la propia generación de origen renovable.

Para este trabajo se plantean los capítulos de la siguiente manera:

En el CAPÍTULO I, se presentaron los contenidos y una breve descripción de los recursos utilizados, seguidamente el alcance del trabajo en donde se detallaron el objetivo principal y los objetivos específicos, por último se resumen los aspectos teóricos de la planificación de generación a largo plazo y la teoría manejada por el programa implementado, WASP-IV.

En el CAPÍTULO II, se presentaron las premisas y criterios para la planificación a largo plazo de los casos de prueba, los datos que fueron usados y los aspectos a considerar en la definición y simulación de este caso. Y por último se presentaron los resultados obtenidos para cada modelo tutorial y su análisis.

En el CAPÍTULO III, se presentaron las premisas y criterios para la planificación a largo plazo del modelo real, los datos usados y los aspectos considerados en la definición y simulación de este caso. Por último se mostraron los resultados obtenidos para el modelo real y su análisis.

Finalmente, se presentaron las conclusiones y las recomendaciones derivadas del desarrollo del trabajo.

CAPÍTULO I

1.1. Contenido

El alcance de este trabajo es estudiar y presentar las técnicas de planificación de generación a largo plazo para luego aplicar el programa WASP-IV, usando para ello dos diferentes modelos: un modelo tutorial, que consta de dos casos, con el fin de observar las capacidades de la herramienta, y otro modelo real. El de prueba se basa en los datos que el programa trae como ejemplo, y el real fue basado en el sistema eléctrico venezolano, esto con el objeto de analizar el desempeño del mismo y su factibilidad.

El programa WASP-IV, fue desarrollada por la Agencia Internacional de Energía Atómica, esta herramienta permite realizar simulaciones de estrategias de expansión del parque de generación al mínimo costo posible, que responde adecuadamente a la demanda de energía eléctrica, dentro de las limitaciones especificadas por el usuario, como se uso en el trabajo desarrollado por Sun-Kyo Kim y Joon-Hyung Park, “Comparison between Centralized Planning Model and Market Oriented Planning Model for the Generation Expansion Plan”.

Para lograr la meta, como primera actividad se estudiaron las diferentes técnicas que se usan en la planificación y la forma en que se aplican sobre diferentes casos, luego se estudiaron las capacidades del programa y sus principales parámetros, así como también los requerimientos principales para la ejecución del estudio con esta herramienta.

1.2. Recursos

Como recurso principal se tiene las diferentes bibliografías con las que se cuenta en la biblioteca de la universidad, además de las investigaciones previas sobre este campo las cuales se encuentran principalmente en la base de datos de la IEEE, además se cuenta con la herramienta, WASP-IV. Para la obtención de los datos que conformaran los casos de prueba, se usó los datos del manual de usuario del programa WASP-IV y para el modelo real se utilizo la información del modelo del Sistema Eléctrico Venezolano, del trabajo “Formulación del Modelo Base del Sistema Eléctrico Nacional, para obtener un plan de expansión de generación con el uso del Software SUPER OLADE-BID, para el período 2009-2024.” [1]

1.3. Alcance del Trabajo

1.3.1 Objetivo General

Desarrollar una planificación energética a largo plazo, usando para ello el programa WASP-IV sobre un modelo tutorial y sobre un modelo real.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Estudiar la capacidad del programa, así como los parámetros y las restricciones.
2. Analizar los requerimientos principales del programa.
3. Desarrollar los modelos que constituyen cada caso, así como sus diferentes características.
 - a. Curvas de carga.
 - b. Hidrología en las distintas plantas de generación.
 - c. Plantas térmicas de generación.
 - d. Costos de combustibles.
 - e. Expansión del Sistema Eléctricos (Plantas de generación fijas, en construcción y candidatas).
4. Estudiar el desempeño del programa en la planificación.
5. Estudiar y analizar los resultados obtenidos, comentando y proponiendo nuevas técnicas para el tratamiento de la incertidumbre.

1.4 Marco Teórico

El proceso de planificación; tiene como finalidad determinar de forma óptima la programación del suministro de energía eléctrica, de tal manera que garantice atender la demanda eléctrica actual y futura al menor costo posible, a través del uso óptimo de las fuentes primarias de energía y minimizando en lo posible el riesgo de déficit que pudiera presentarse.

En la siguiente sección se describe la teoría base del estudio de planificación así como el método de análisis del problema en general y las técnicas utilizadas para la elaboración de la planificación de generación, para luego presentar la metodología aplicada en el desarrollo del trabajo y por ultimo un estudio sobre la teoría usada por el programa y como la aplica sobre diferentes problemas.

1.4.1 Planificación de Generación Eléctrica

Este es un proceso en el cual las compañías eléctricas deciden y se comprometen en lo relativo a dónde y cuándo se realizará la expansión de generación, ya que su objetivo es asegurar la continuidad y calidad del servicio eléctrico.

La información requerida para esta planificación es muy amplia, ya que los sistemas de potencia modernos son sistemas complejos que necesitan gran cantidad de información para describirlos apropiadamente, con el fin de anticipar su futuro crecimiento. La planificación en particular requiere información sobre:

- Las futuras cargas.
- La forma de las curvas de carga.
- Plantas existentes y fijas.
- Combustibles disponibles.
- Datos económicos y financieros
- Costos de Inversión y O&M
- Características de las posibles alternativas de las nuevas tecnologías de generación.

Esta información se utiliza en las diferentes etapas y fases de la planificación de generación.

Adicionalmente, en cualquier compañía eléctrica se presentan una gran variedad de problemas que forman parte de la planificación de la generación. Deben resolver aspectos tales como:

- Cuánta capacidad de generación debe añadirse, de qué tamaño deben ser las unidades y qué tipo de combustibles deben usar.
- Cuándo y dónde deben instalarse las nuevas unidades.
- Cómo deben usarse las nuevas unidades y qué mantenimiento se les debe dar para alcanzar los niveles de confiabilidad al mínimo costo.
- Cuándo se deberá retirar de servicio las unidades de generación.

Como puede observarse, el proceso de planificación es un proceso continuo de naturaleza recurrente. Los planes son hechos y actualizados a medida que se obtiene nueva y/o mejor información, tal como actualizaciones de las proyecciones de la demanda, datos actualizados de FOR (Forced Outage Rate) de las unidades de generación nuevas y en operación, cambios de costos del combustible, cambios en los factores económicos, entre otros. Este proceso dinámico, continuará más allá del momento de tomar decisiones sobre las próximas unidades a instalar.

La planificación de la generación se realiza actualmente mediante el uso de modelos computacionales, que se han desarrollado para facilitar el estudio. Los modelos de simulación y optimización; han desarrollado técnicas cada vez más aproximadas a la realidad operativa de los sistemas eléctricos. [7], [8]

1.4.2 Método de Análisis para los Problemas de Planificación.

Para la predicción del consumo energético a largo plazo, se toman en cuenta las previsiones sobre el futuro comportamiento de la demanda, los recursos para satisfacerla, los criterios de protección ambiental y el progreso de las condiciones del mercado para garantizar el suministro eléctrico. Como el horizonte de planificación es lejano, el planificador tiene libertad de considerar todas las opciones posibles a los fines de satisfacer los requerimientos futuros de demanda. Debido a la gran incertidumbre asociada y la tendencia de las nuevas tecnologías de los sistemas de generación, es importante que la planificación a largo plazo no esté limitada por estimados demasiados justos sobre el futuro crecimiento de la carga la planificación a largo plazo debe

realizarse con un criterio muy amplio, de forma de aprovechar la oportunidad de explorar las futuras posibilidades de crecimiento. El plan comienza con una predicción de la carga y termina con la especificación de una o más alternativas que servirán como horizonte para la planificación de mediano plazo.

A continuación se presentan los pasos a seguir en un estudio de planificación de generación a largo plazo:

- **Determinación del Parque de Generación Óptimo.**

Es la combinación de capacidad de generación por tipo de planta que ha de satisfacer la carga futura pronosticada, minimizando a la vez el valor presente de los futuros requerimientos de ingreso asociados con las inversiones, combustibles y operación y mantenimiento, entre otros. Esta determinación general es de índole aproximada y se basa en el uso de la Curva Anual de Duración de Carga. Es posible que se obtengan diferentes composiciones óptimas para el parque de generación debido a las diferencias en las hipótesis iniciales planteadas y se selecciona aquella que se adapte mejor a las necesidades de forma creíble.

- **Selección de las Alternativas de Expansión.**

Una determinación óptima del parque de generación permitirá identificar varias alternativas de expansión a largo plazo, estas alternativas, no son otra cosa que todos los posibles planes de ampliación energética durante el período de planificación, partiendo de la configuración actual del sistema. Para la selección de las alternativas de expansión se tendrán que tomar en cuenta diferentes aspectos:

- Tipos de Plantas.
- Unidades de Generación.
- Tamaño Aproximado de las Plantas.
- Ubicación.
- Año de Entrada en Servicio.

La capacidad necesaria para cada año será determinada por los análisis de confiabilidad, que solamente requiere que todas las alternativas cumplan con los porcentajes de reserva especificados. También se consideran diversos escenarios de demanda y de generación renovable, más o menos optimistas, para modelar de esta

forma la incertidumbre asociada al crecimiento de la demanda y a la introducción de generación renovable.

- **Análisis Económico de las Alternativas.**

Una vez que se han determinado las diferentes alternativas de expansión, se comparan en términos de sus valores presentes, asociados con los requerimientos de ingreso:

- Inversiones.
- Costos de Combustible.
- Costos de Operación y Mantenimiento.

- **Comparación de los Resultados y Evaluación de la Incertidumbre.**

Después de haber realizado los análisis económicos individuales de los resultados para cada una de las alternativas de largo plazo, deben realizarse las comparaciones económicas entre estos resultados y evaluar los efectos de la incertidumbre. La finalidad es obtener una comprensión de porque los resultados son diferentes y cuáles son las causas que contribuyeron a ello.

La forma más efectiva para determinar el porqué de diferencias en los resultados económicos, consiste en analizar los resultados finales en sus componentes.

- Costos asociados a los tipos combustible.
- Costos fijos de operación y mantenimiento.

Una vez finalizada la comparación y una vez conocidas las causas de las diferencias económicas, debe tomarse en cuenta la incertidumbre que las rodea, y que puede requerir la evaluación de alternativas adicionales. Para esto, se utilizan métodos de programación dinámica, es un método ideal para resolver los problemas de planificación.

- **Selección del Plan**

Esta selección puede tener efectos sobre los recursos económicos de un país; para la elección de un plan específico a largo plazo, se requiere especial cuidado en el manejo de la incertidumbre (con un tratamiento probabilístico de las diferentes variables) y presentar los resultados de forma adecuada indicando sus ventajas y desventajas, al

hacer esto se debe resumir de manera clara y precisa las razones por la cual se examina o se propone dicha alternativa.

En años anteriores la metodología de planificación tenía como objetivo efectuar un programa de expansión poco flexible del sector energético en un plazo de tiempo determinado, en la actualidad la planificación es en gran parte indicativa, respetándose el principio de libre iniciativa empresarial.

A continuación se presenta en la Figura 1 un diagrama de flujo con el método de análisis para la planificación de la generación a largo plazo, donde se observa la forma en que interactúan los diferentes pasos para el desarrollo del plan.

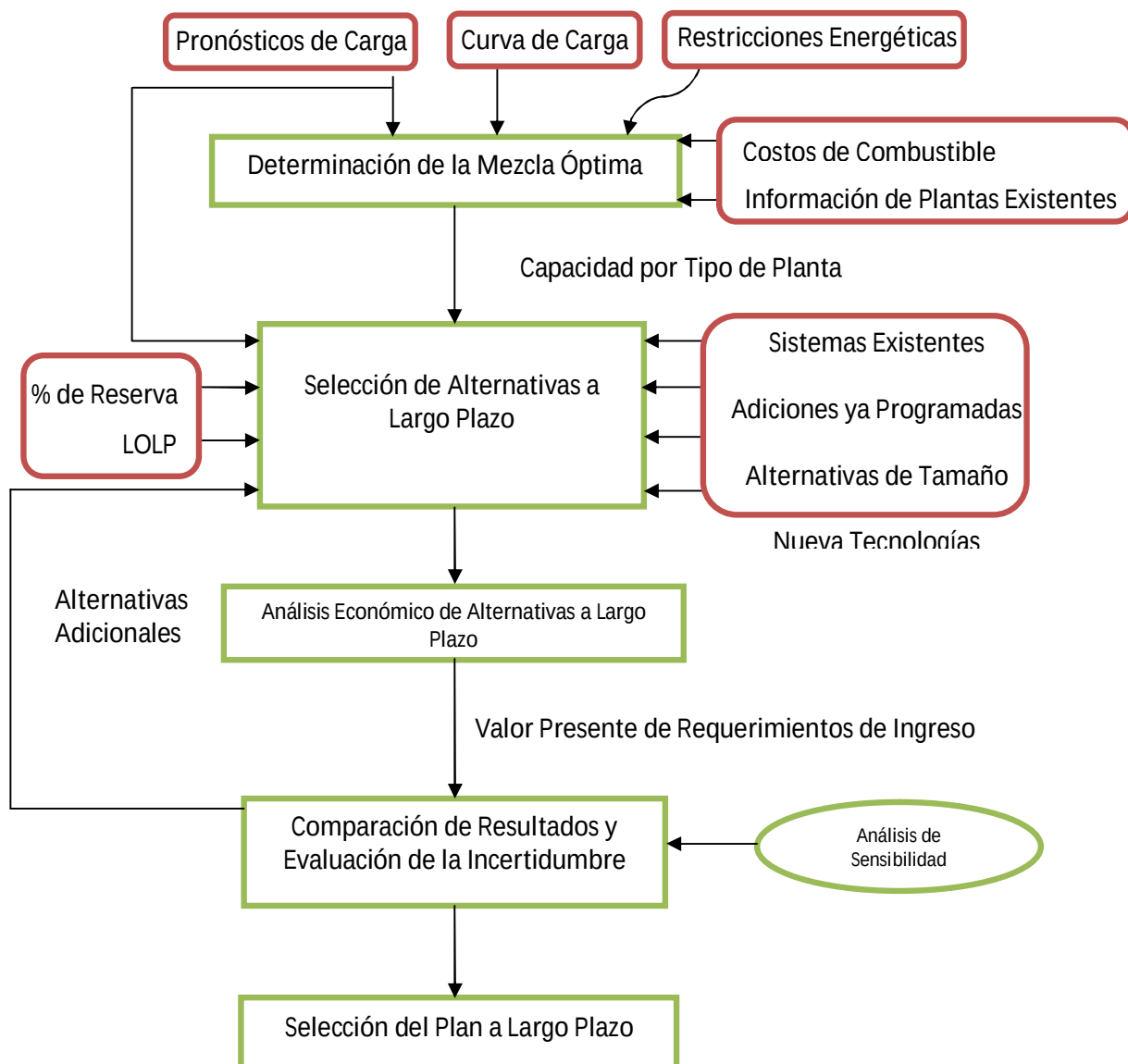


Figura 1 Diagrama de flujo correspondiente a los pasos para el desarrollo del plan a largo plazo.

1.4.3 Técnicas Utilizadas para la solución de Problemas de Planificación

Como se ha dicho anteriormente la planificación de la generación es el estudio que se realiza para determinar qué unidades generadoras deberán estar construidas y cuales deben entrar en funcionamiento en un horizonte de planificación determinado. Este proceso se considera como uno de los instrumentos más importantes de la actividad económica en la sociedad, tiene la finalidad de guiar, organizar y suministrar las políticas energéticas.

Los criterios y premisas que se toman en cuenta en estos estudios, son para minimizar el costo total y maximizar la fiabilidad con diferentes tipos de limitaciones. El costo total es la suma de las inversiones de capital y costos de operación, las restricciones incluyen limitaciones de capacidad, las limitaciones de energía y las limitaciones de operación, entre otras. La planificación de generación es un problema a largo plazo, que puede ser resuelto mediante varias técnicas de optimización de gran escala, que tratan de simplificar la solución de este problema, a continuación se mencionan algunas de estas técnicas y su uso en la solución de la planificación de generación.

- **Sistema Experto:** Aplicando esta técnica se obtienen ventajas en el rendimiento, consistencia, reproducibilidad, y menores costos. Generalmente se basa en datos cuantitativos, sin embargo hay información en los problemas de planificación que no puede ser descrita por los datos cuantitativos, sino cualitativos. Esta técnica no es adecuada para manejar estos tipos de datos ni es una herramienta robusta en entornos de incertidumbre.
- **Teoría de Conjuntos Difusos / Lógica Difusa:** Son herramientas más adecuadas para incorporar los datos cualitativos en toma de decisiones.
- **Red Neuronal Artificial:** Es una herramienta potencial para la optimización, se emplea para la clasificación y resolución de problemas de optimización combinatoria. Los problemas de planificación puede ser en primer lugar, formulado como un problema de programación entera o una programación entera mixta sujeta a una serie de restricciones de igualdad y desigualdad. Dada la naturaleza no lineal del problema se convierte en un problema programación

a gran escala difícil de resolver por medio de técnicas matemáticas directas. Uno de los métodos para resolverlo es dividir el problema en subproblemas más simples, por los principios de descomposición.

- **Método de Descomposición:** se puede descomponer el problema de planificación en un problema principal con sub-problemas. El problema principal es un problema de programación lineal, mientras que los subproblemas son problemas de programación no lineal. El objetivo de la combinación del problema maestro y los sub-problemas es minimizar el costo total.
- **Proceso Analítico Jerárquico:** Considera que el proceso de planificación a largo plazo desde el punto de vista de la proyección, hacia adelante desde la posición actual para definir un estado futuro posible e identificar estados deseables futuro y trabajar hacia atrás desde las que se llegó. El proceso continúa hasta que hacia adelante y hacia atrás los procesos son coherentes entre sí, el método de jerarquía proporciona una visión del problema y de forma explícita evaluar el impacto de múltiples objetivos en la planificación a largo plazo. Esto lleva a una continua revisión de las diferentes opciones acerca de los resultados y mejora de la planificación.
- **Teoría de la Red de Flujo:** Se ha aplicado a problemas de optimización para la operación del sistema eléctrico y de planificación, como por ejemplo, coordinación hidrotérmica y la planificación de recursos. Estos problemas pueden ser mejor analizados por medio de representaciones gráficas o de la red. La mayoría de los casos se modelan como los problemas de costo mínimo de flujo de red que pueden ser resueltos mediante la programación lineal, programación no lineal, y algoritmos especiales de flujo de red.
- **Algoritmo de Recocido Simulado:** Este es un método iterativo, en cada iteración se genera una solución candidata, si esta solución es una mejor solución, entonces es aceptado y utilizado para generar otra solución candidata. Si se trata de una peor solución, se acepta si su probabilidad de aceptación es mayor que un número aleatorio entre 0 y 1 (distribución de

Boltzmann), la peor solución se acepta con una probabilidad cada vez menor a través de las iteraciones, el proceso de solución continúa hasta el número máximo de iteraciones es alcanzado o se encuentra la solución óptima.

- **Algoritmo Genético:** Es una técnica de optimización heurística, que se fundamenta en un proceso de búsqueda al azar sobre la base de la teoría de la supervivencia del más fuerte, esta técnica pueden evitar la captura de los mínimos locales.

Estas técnicas son herramientas poderosas para resolver problemas de planificación de generación a gran escala. [2, 3, 4, 5]

1.4.4 Proceso Metodológico Seguido en este Trabajo.

Fase I, Estudios preliminares:

En esta primera parte se realizó la recopilación y lectura de toda la información disponible, técnicas de planificación, modelación de la generación, planificación bajo escenarios de incertidumbre, costos operativos de sistemas eléctricos, despachos óptimos, entre otros. También se estudió la teoría utilizada por el programa para el desarrollo y obtención de resultados.

Fase II, Introducción a la herramienta, WASP-IV:

Esta fase consistió en el aprendizaje acerca del funcionamiento del programa WASP-IV, lectura y estudio de los manuales, además se investigó sobre estudios previos realizados bajo esta herramienta, complementando así la teoría estudiada en la fase I.

Fase III, Modelo Tutorial:

Con la teoría aprendida y luego de familiarizarse con los programas, se definió los Casos de Prueba, para cada uno de ellos se desarrollaron los siguientes puntos:

- Definición del modelo, las demandas futuras, las plantas de generación, así como también sus expansiones futuras.
- Desempeño del programa.
- Presentación de los resultados.
- Comparación entre los casos de prueba.

Fase IV, Modelo Real:

En esta fase, una vez armado el modelo tutorial, se procedió a la realización del modelo real, la ejecución del programa para la obtención de los resultados.

- Definición del modelo, las plantas de generación térmica e hidrológica y sus expansiones.
- Desempeño del programa.
- Obtención y análisis de resultados.

Fase V, Informe Final:

Una vez conseguido los objetivos planteados, se procedió a la elaboración del informe, en el cual se documenta los resultados derivados de este estudio, además de señalar las conclusiones más importantes obtenidas en la realización de este proyecto y sus recomendaciones pertinentes.

1.4.5 WASP-IV

A continuación se presenta la teoría usada por el programa, para desarrollar y simular los datos introducidos por el usuario, gran parte de la información que se presenta a continuación fue obtenida de los manuales de referencias del programa.

Esta herramienta fue creada con el fin de lograr políticas de expansión óptimas para sistemas de energía eléctrica, con restricciones especificadas por el usuario. El WASP-IV ayuda al planificador a desarrollar planes y estrategias de expansión a largo plazo, con resultados que se acercan a la realidad. [6]

Este programa utiliza estimación probabilística de los costos de producción del sistema, incluyendo los costos de la energía no suministrada y la confiabilidad. Con respecto a los algoritmos de optimización, se usan técnicas de programación lineal para determinar las políticas de despacho óptimo que satisfacen las restricciones externas, tales como la disponibilidad de combustible y la generación de electricidad de algunas plantas. Adicionalmente el programa aplica técnicas de programación dinámica para optimizar los costos de las políticas de expansión de los sistemas alternativos.

El programa WASP-IV permite hallar el plan de óptima expansión para un sistema de generación de energía sobre un período límite de treinta años. Este óptimo es

evaluado en términos de los mínimos costos totales, dentro de las restricciones impuestas por los planificadores.

Cada unidad de generación de energía añadida al sistema, con sus respectivas restricciones, es evaluada por medio de una función costo u objetivo. Esta función está compuesta de:

- Costos de inversión de capital depreciable: Equipos, costos de instalación en sitio (I).
- Valor de rescate de los costos de inversión (S).
- Costos de inversión de capital no depreciable: Inventario inicial de combustible, existencia inicial de partes y repuestos, etc. (L).
- Costos de combustible (F).
- Costos de mantenimiento y operación (M)
- Costos de energía no suministrada (O).

La función costo a ser evaluada por el WASP puede ser representada mediante la siguiente expresión:

$$B_j = \sum_{t=1}^T [\bar{I}_{j,t} - \bar{S}_{j,t} + \bar{L}_{j,t} + \bar{F}_{j,t} + \bar{M}_{j,t} + \bar{O}_{j,t}] \quad (1)$$

Donde B_j es la función objetivo del plan de expansión $j, t = 1; 2, \dots, T$ es el tiempo en años, T es la longitud del período de estudio (total número de años) y la barra sobre los símbolos indica los valores descontados a una fecha de referencia a una tasa de descuento dada i . El plan de óptima expansión está definido mediante el mínimo valor de B_j a lo largo de todos los valores de j .

El cálculo de los términos de la ecuación de costos (1) se realiza en WASP-IV con modelos que toman en cuenta lo siguiente:

- Características de predicción de carga.
- Características de plantas térmicas y nucleares.
- Características de plantas de bombeo e hidroeléctricas.
- Naturaleza estadística de la hidrología (condiciones hidrológicas).
- Costos de la energía no suministrada.

Los términos de la ecuación de costos B_j en la expresión (1) se calculan de la siguiente manera:

1) Costos de inversión de capital depreciable y valores de rescate:

$$\bar{I}_{j,t} = (1 + i)^{-t'} \sum [UI_k \times MW_k] \quad (2)$$

$$\bar{S}_{j,t} = (1 + i)^{-T'} \sum [\delta_{k,t} \times UI_k \times MW_k] \quad (3)$$

Donde UI_k es el costo de inversión de capital de la unidad k en unidades monetarias por MW, MW_k es la capacidad de la unidad k en MW, $\delta_{k,t}$ es el factor de valor de rescate para la unidad k , i es la tasa de descuento, $t' = t + t_0 - 1$, $T' = T + t_0$ y t_0 es el número de años entre la fecha de referencia para el descuento y el primer año de estudio.

2) Costos de inversión de capital no depreciable:

$$\bar{L}_{j,t} = [(1 + i)^{-t'} - (1 + i)^{-T'}] \sum [UFIC_{kt} \times MW_{kt}] \quad (4)$$

Donde la sumatoria es calculada sobre todas las unidades térmicas t , y $UFIC_{kt}$ es la unidad de inversión de capital no depreciable por MW .

3) Costos de combustible:

$$\bar{F}_{j,t} = (1 + i)^{-t'-0.5} \times \sum_{h=1}^{NHYD} [\alpha_h \times \Psi_{j,t,h}] \quad (5)$$

Es el coste de combustible de las centrales térmicas, dado un nivel de generación hidráulica. Donde α_h es la probabilidad de las condiciones hidrológicas y h , $\Psi_{j,t,h}$ es el costo total del combustible (suma de los costos de combustible para las unidades térmicas y nucleares) para cada condición hidrológica y $NHYD$ representa el número total de condiciones hidrológicas definidas.

4) Costos de operación y mantenimiento:

$$\bar{M}_{j,t} = (1 + i)^{-t'-0.5} \sum [UFO \& M_t \times MW_t + UVO \& M_t \times G_{t,t}] \quad (6)$$

Donde la suma es sobre todas las l unidades existentes en el sistema en el año t . $UFO & M_l$ es el costo fijo de operación y mantenimiento de la unidad l expresado en unidades monetarias por $MW - año$. $UVO & M_l$ es el costo variable de operación y mantenimiento de la unidad l expresado en unidades monetarias por $MW - año$ y $G_{l,t}$ es la generación esperada de la unidad l en el año t en kWh la cual se calcula como la suma de la energía generada por la unidad en cada condición hidrológica ponderada por las probabilidades de las condiciones hidrológicas.

5) Costos de energía no suministrada:

$$\bar{O}_{j,t} = (1 + i)^{-t'-0.5} \sum_{h=1}^{NHYD} \left[\alpha + \frac{b}{2} \times \frac{N_{t,h}}{EA_t} + \frac{c}{3} \left(\frac{N_{t,h}}{EA_t} \right)^2 \right] \times N_{t,h} \times \alpha \quad (7)$$

Donde a, b y c son constantes (\$/kWh) dadas como datos de entrada, $N_{t,h}$ es la cantidad de energía no suministrada (kWh) para la condición hidrológica h en el año t y EA_t es la energía demandada (kWh) por el sistema en el año t .

A continuación se presentan los módulos que componen el programa:

Módulo 1, LOADSY (Demanda):

Este módulo procesa la información para el sistema de potencia, describiendo el período de las cargas pico y las curvas de demanda sobre el período de estudio.

Módulo 2, FIXSYS (Sistema fijo):

Este módulo procesa la información describiendo el sistema de generación existente y con posibles unidades agregadas o retiradas predeterminadas, así como la información de alguna restricción impuesta por el usuario sobre disponibilidad de combustible o generación de electricidad por algunas plantas.

Módulo 3, VARSYS (Sistema variable):

Este módulo procesa la información describiendo las posibles plantas de generación a ser consideradas candidatas para la expansión del sistema de generación.

Módulo 4, CONGEN (Generación):

Este módulo calcula todas las posibles combinaciones año a año de las adiciones candidatas a la expansión que satisfacen las restricciones de entradas y que en combinación con el sistema fijo satisfacen la demanda.

Módulo 5, MERSIM (Simulación):

Este módulo considera todas las combinaciones calculadas por el módulo CONGEN usando simulación probabilística de la operación del sistema para calcular costos de producción, costos de energía no suministrada y confiabilidad del sistema para cada configuración. En el proceso son tomadas en cuenta las limitaciones impuestas. El despacho de carga se determina satisfaciendo con mínimo costo la disponibilidad de la planta, los requerimientos de mantenimiento, los requerimientos de reserva rodante y las limitaciones de los grupos de generación.

Módulo 6, DYNPRO (Optimización mediante programación dinámica):

Este módulo determina el plan de expansión óptimo basado en los costos de operación derivados previamente con la información de los costos de capital, costos de energía no suministrada, parámetros económicos y criterios de confiabilidad.

Módulo 7, REPROBAT (Reporte final):

Este módulo escribe un reporte de los resultados parciales y totales para el plan de expansión óptimo o cercano al óptimo y para calendarios de expansión fijos.

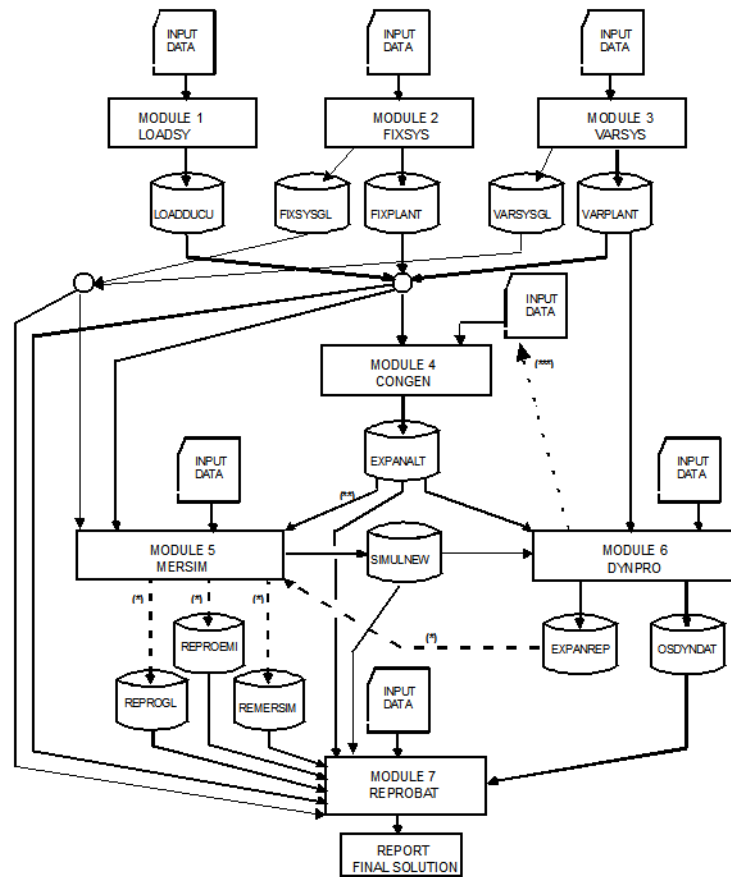


Figura 2: Diagrama de Flujo Simplificado del WASP-IV.

En el análisis de la expansión de los sistemas eléctricos, todos los planificadores son conscientes de las incertidumbres relacionadas con la información básica que se utiliza en los estudios de planificación. Las incertidumbres surgen no sólo de la falta de conocimiento sobre el valor actual de la información de entrada, forzando al planificador a hacer suposiciones, sino incluso si esta información es fiable o no, la evolución futura de los parámetros relacionados es más bien incierta. El análisis de WASP debe ser considerada sólo como parte del proceso de planificación global, esto con el fin de integrar los resultados del análisis en la planificación general de energía y el desarrollo económico.

La regla general a la hora de planificar sería considerar todo tipo de información para que las grandes incertidumbres sean reconocidas en el inicio del estudio de optimización. Naturalmente, cuando se mira a esta regla general, la tendencia sería la de realizar un gran número de análisis de sensibilidad para cubrir todas las posibles incertidumbres en los datos básicos utilizados y las hipótesis hechas. Afortunadamente,

el número es reducido, en general, debido a consideraciones de orden práctico acerca de las características del sistema de alimentación y el entorno económico, puede ser previsto en el inicio del estudio. Además, a la vista de las renovables, que pueden afectar tanto a la monótona de demanda anual (energía total demandada) como a la forma de la curva de carga diaria (producción en punta y/o en valle), el estudio de sensibilidad se aplica principalmente sobre los siguientes datos:

- Previsión de la demanda, tanto en monótona anual (energía) como en curva de demanda diaria (puntas de potencia)
- Costos de combustible,
- Costo de inversión de nuevas centrales eléctricas,
- La tasa de descuento,
- El año en el que algunas plantas se pueden añadir al sistema,
- Cuestiones medioambientales / restricciones.

Una de las formas en que se intenta disminuir la incertidumbre es en primer lugar, la elección de unidades de generación, que en el WASP-IV es amplia e incluye turbinas de gas, plantas hidroeléctricas, plantas de bombeo, los distintos tipos de combustibles fósiles y los tipos de unidades, incluso centrales nucleares. En segundo lugar, debido a las grandes inversiones involucradas, la elección del tamaño óptimo de la unidad se hace muy importante. En tercer lugar, la importancia de los costos de operación y cómo influye en los factores de planta. Finalmente, debido a los altos costos de los combustibles fósiles, especialmente el gas y el diesel importados, es necesario para minimizar los costos totales del sistema, tener en cuenta no sólo las plantas existentes, sino también las plantas que puede añadirse a largo plazo. El uso de WASP-IV permite a uno tomar todos estos factores en consideración; otra de las ventajas de la utilización de WASP-IV se deriva del tratamiento probabilístico de la generación hidroeléctrica y de la disponibilidad de las centrales térmicas, lo que busca eliminar las incertidumbres inherentes a los modelos que tienen en cuenta un enfoque determinista de estas variables aleatorias.

CAPÍTULO II

2.1 Fundamentos de los Modelos Tutoriales

A fin de estudiar la factibilidad del programa, en el caso prueba se desarrollaron dos modelos sencillos básicos para observar las características de la herramienta utilizada. Para tal fin se introdujeron todos los datos de entrada necesarios para las simulaciones.

Este estudio permitirá establecer políticas operativas de generación para los años definidos en el estudio. Como se dijo anteriormente se definirán dos modelos de pruebas, esto para observar la toma de decisión del programa frente a diferentes tipos de tecnologías candidatas, a la hora de planificar.

Como primer paso para la configuración del **Modelo Tutorial 1** consiste en definir la demanda prevista para los años de estudio. En segundo lugar, se describen tanto las plantas térmicas como hidráulicas, señalando detalladamente todas sus características, como el combustible, el tipo de tecnología que usa, si se encuentra existente o en construcción, también se definen las plantas candidatas para la expansión, entre otros. Para el **Modelo Tutorial 2** se añadirán además centrales hidroeléctrica reversibles.

2.2 Premisas y Criterios

En esta parte del estudio, se incluye una gran variedad de información, tales como, los tipos y costos de los combustible, plantas térmicas por tipos con sus parámetros correspondientes, dónde también se incluyeron aquellas plantas cuya fecha de entrada en operación se encuentra entre los años que comprenden cada caso, con base en los planes de expansión que se tiene previsto en los próximos años dentro del estudio.

2.1.1. Modelo Tutorial 1

Este caso se evaluó para 20 años, con un parque de generación que consta de plantas hidroeléctricas y térmicas, en hidráulicas se tiene 6 plantas y en térmicas las plantas se dividieron en clases térmicas teniendo así 6 grupos de plantas distintas, además se evaluó 4 candidatas hidroeléctricas y 5 candidatas térmicas.

Este y todos los casos se desarrollaron en modo de expansión variable, es decir, se precisan las restricciones para la planificación del sistema, esto con el objetivo de que el programa establezca las configuraciones de las nuevas unidades de generación para cada año del período del estudio.

Se ingresó la información del total de años que se estudiarán en este caso 20 años desde 1998 a 2017.

En el caso de la energía hidroeléctrica, el usuario puede especificar tantos períodos en el año como se requiere, para representar a la disponibilidad de agua, en este caso se representaron cuatro, uno por cada estación del año. Por otra parte, también es posible especificar hasta cinco diferentes condiciones hidroeléctricas, para este caso solo se representaron tres, año seco, año normal y año húmedo, junto con la probabilidad de ocurrencia de cada estado. Esto es muy importante con los sistemas con un gran componente de energía hidráulica.

Condiciones Hidrológicas	Probabilidad de Ocurrencia
1	0.45
2	0.3
3	0.25
TOTAL	1

Tabla 1: Condiciones Hidrológicas.

Módulo 1 (LOADSY)

En esta parte del programa se ingresaron los datos de las cargas pico para cada año de estudio y las curvas de demanda.

AÑOS	Carga Pico MW	AÑOS	Carga Pico MW
1998	6000	2008	10017.2
1999	6333	2009	10488
2000	6725.65	2010	10980.9
2001	7109.01	2011	11497
2002	7496.45	2012	12025.9
2003	7897.51	2013	12579.1
2004	8304.23	2014	13157.7
2005	8702.83	2015	13749.8
2006	9120.57	2016	14368.5
2007	9558.36	2017	15015.1

Tabla 2: Carga Pico Anual

La carga se modela mediante la carga máxima y la demanda de energía para cada período (hasta 12) para todos los años (hasta 30), y sus correspondientes curvas de duración de la carga invertida. Este último representa la probabilidad de que la carga será igual o superior a un valor tomado al azar en el período (por conveniencia computacional, las curvas de carga invertida duración se expanden en series de Fourier en el programa de ordenador). Para los casos de ejemplo se trabajó con 50 coeficientes en la expansión de la serie trigonométrica de Fourier.

El programa pide como dato que la carga pico anual se debe definir por períodos, en cada periodo se representa una fracción de la carga pico anual.

Periodos	Carga Pico
1	0.9
2	0.87
3	0.93
4	1

Tabla 3: Fracción de la Carga Pico Anual

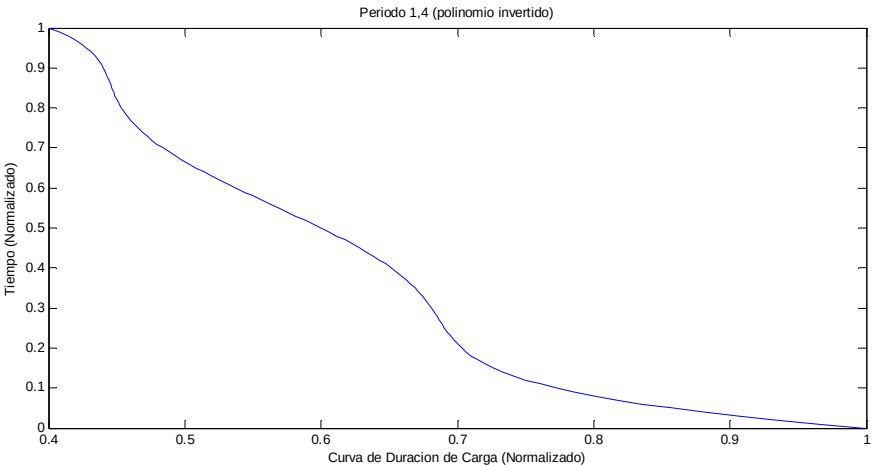
La curva de carga por período se puede ingresar de dos formas distintas, la primera se obtiene definiendo de forma normalizada, a través de polinomios de quinto orden o también se puede definir con la forma de la curva de duración de carga en cada

periodo, proporcionándoles los puntos (x, y) , donde x es la fracción de tiempo y y es la fracción de la carga.

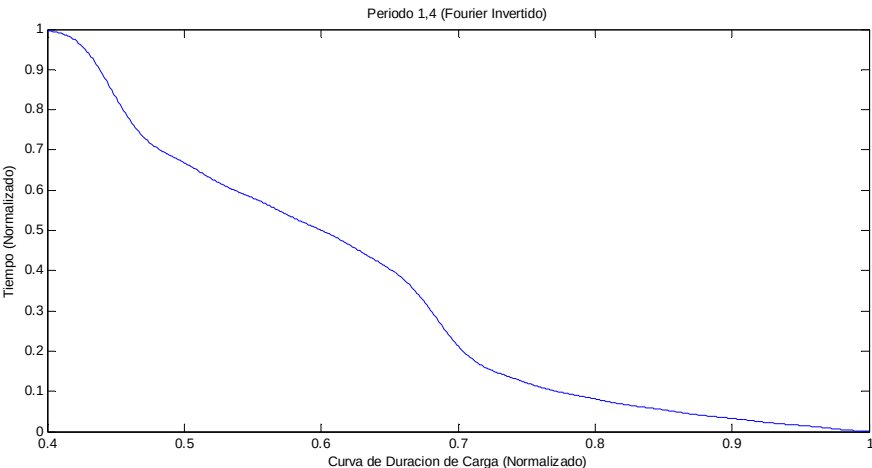
En el ejemplo se uso el polinomio de quinto orden a partir de 1998, donde se definieron los coeficientes de los polinomios, como se observas en la tabla de abajo. También se uso la forma de la curva de duración de carga en cada periodo, esta opción se aplicó a partir de 2006, se le asignó a cada periodo un total de 60 puntos.

Periodos	A0	A1	A2	A3	A4	A5
1	1	-3.6	16.6	-36.8	36	-12.8
2	1	-3	13.85	-31.2	31	-11.2
3	1	-3	13.85	-31.2	31	-11.2
4	1	-3.6	16.6	-36.8	36	-12.8

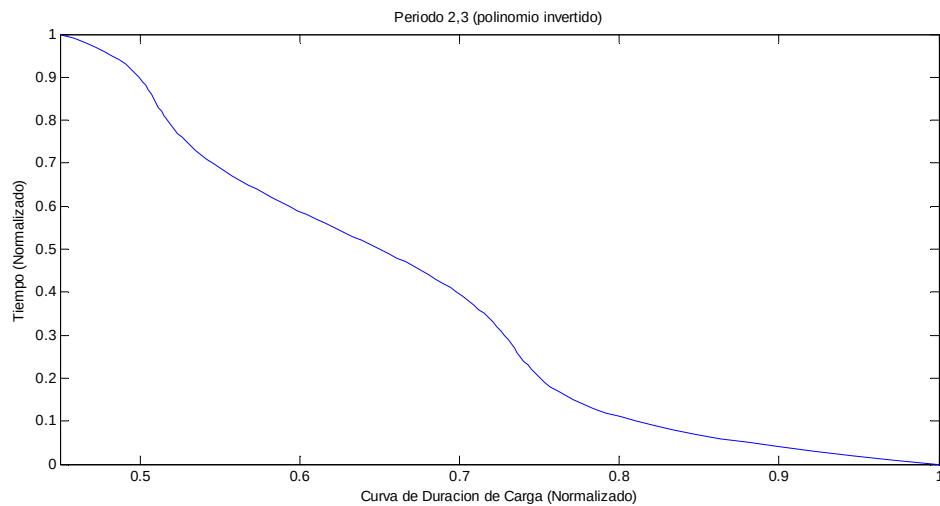
Tabla 4: Coeficientes del Polinomio de Quinto Orden



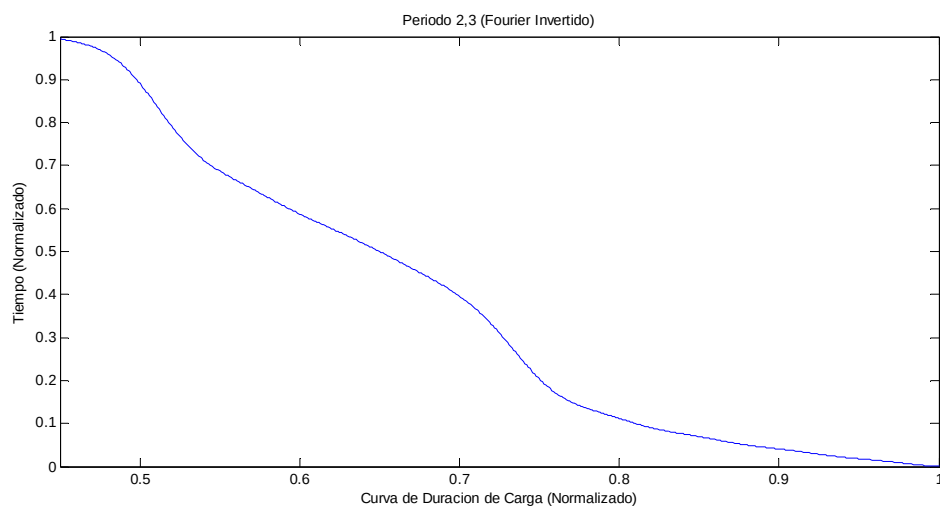
Grafica 1: Curvas de Demanda para el Periodo 1 y 4 Modeladas como Polinomios de 5ª Orden.



Grafica 2: Curvas de Demanda para el Periodo 1 y 4 Modeladas por Serie de Fourier.



Grafica 3: Curvas de Demanda para el Periodo 2 y 3 Modeladas como Polinomios de 5ª Orden.



Grafica 4: Curvas de Demanda para el Periodo 2 y 3 Modeladas por Serie de Fourier.

Módulo 2 (FIXSYS)

Para el siguiente módulo se ingreso la información de los sistemas de generación existente y los que se encuentran con fecha de entrada en operación durante el periodo de estudio. En este caso existen seis tipos de plantas térmicas, con las siguientes características:

Tipo de Planta	FLG1	FLG2	FCOA	FOIL	F-GT	F-CC
Tipo Combustible	Lignito 1	Lignito 2	Carbón	Fuel Oil	Gas Oil	Gas Natural
N° de Unidades	4	9	1	7	4	1
Nivel Mínimo de Operación por Año (MW)	150	150	400	80	50	87
Máxima Capacidad de Generación por Año (MW)	270	276	580	145	50	174
Tasa de Calor a Nivel de Operación Mínimos (kcal/kWh)	3300	2900	2800	2450	3300	2048
Media Incremental de la Tasa de Calor (kcal/kWh)	2850	2550	2300	2150	3300	2048
Reserva por Capacidad de Generación (%)	10	10	10	10	0	0
Tasa de paro Forzado (%)	10	8.9	8	7.3	6	15
Días de Mantenimiento al Año	56	56	48	42	42	28
Mantenimiento (MW)	280	280	600	140	50	180
Costo del Combustible Local (c/millón kcal)	600	495	800	0	420	0
Costo del Combustible Extranjero (c/millón kcal)	0	0	0	833	0	1266
Costo Fijo de O&M (\$/kW-mes)	4.06	1.91	2.92	4.75	8.35	2.1
Costo Variable de O&M (\$/MW)	4.9	2	5	1.6	1.6	5
Valor Calorífico del Combustible Utilizado (kcal/kg)	1800	1800	6000	10000	10000	11000
Emisión de Contaminantes I (% peso del combustible)	2.5	2.5	1	1	0.5	0
Emisión de Contaminantes II (% peso del combustible)	1	1	2	3	0.5	0.5

Tabla 5: Características de las Plantas Térmicas.

Como se dijo anteriormente, también se introdujo la información sobre las plantas que serán añadidas (+) o retiradas (-) durante el periodo de estudio:

Tipo de Planta	FLG1	FLG2	FCOA	FOIL	F-GT	F-CC
1999			+1			
2000						+1
2001						+1
2003	-1					
2006		-1				
2009		-1			-1	
2012				-1		
2013				-1		
2014	-1	-1				

Tabla 6: Plantas Térmicas Añadidas y Retiradas Durante el Periodo de Estudio.

Otro dato que se consideró en este módulo es la información referente a las plantas hidroeléctricas, y como primer dato se introducen los costos de operación y mantenimiento:

Tipo de Planta	HYD1	HYD2
Costo de O&M (\$/kW-mes)	0.55	0.55

Tabla 7: Costo de Operación y Mantenimiento, Plantas Hidroeléctricas.

Una vez definidos los costos, se procedió a definir las características particulares de cada planta, donde se señaló el año de entrada en operación, la capacidad instalada, la capacidad de almacenamiento, entre otros. A continuación se presentan las características de cada planta.

Planta Hidro	FHY1	FHY2	FHY3	FHY4	FHY5	FHY6	FH-1	FH-2
Tipo de Planta	HYD1	HYD1	HYD1	HYD1	HYD1	HYD1	HYD1	HYD1
Año de operación	1998	1998	1998	1998	1998	2000	2002	2007
Capacidad Instalada (MW)	1250	100	300	66.4	140	180	-1250	-100
Capacidad de Almacenamiento (GWh)	2000	10.4	168.5	40.7	102	92.4	2000	10.4
Condición Hidrológica	1	1	1	1	1	1	1	1
Flujo de Energía (GWh)	1300	50.9	84.1	25.2	76.9	83.7	1300	50.9
Generación Mínima (GWh)	460	0	0	0	0	0	460	0
Capacidad Media (MW)	880	85	240	62	125	155	880	85

Tabla 8: Características de las Plantas Térmicas.

Un valor negativo en la capacidad instalada se utiliza para señalar la retirada de la planta del parque de generación, como lo son las plantas FH-1 y FH-2.

Módulo 3 (VARSYS)

En el siguiente módulo se definen las plantas de generación candidatas para la expansión. Las características de las candidatas térmicas e hidroeléctricas se detallan a continuación.

Tipo de Planta	V-CC	VLG1	VLG2	VCOA	NUCL
Tipo Combustible	Gas Natural	Lignito 1	Lignito 2	Carbón	Nuclear
Nivel Mínimo de Operación por Año (MW)	300	150	150	400	300
Máxima Capacidad de Generación por Año (MW)	600	280	280	580	600
Tasa de Calor a Nivel de Operación Mínimos (kcal/kWh)	1950	3100	3000	2600	2600
Media Incremental de la Tasa de Calor (kcal/kWh)	1950	2700	2600	2200	2340
Reserva por Capacidad de Generación (%)	0	10	10	10	7
Tasa de paro Forzado (%)	10	10	10	8	10
Días de Mantenimiento al Año	28	56	56	48	42
Mantenimiento (MW)	600	280	280	600	600
Costo del Combustible Local (c/millón kcal)	0	710	1100	0	0
Costo del Combustible Extranjero (c/millón kcal)	1200	0	0	800	194
Costo Fijo de O&M (\$/kW-mes)	2.1	2.7	2.7	2.92	2.5
Costo Variable de O&M (\$/MW)	4	6	6	5	0.5
Valor Calorífico del Combustible Utilizado (kcal/kg)	11000	1800	1800	6000	0
Emisión de Contaminantes I (% peso del combustible)	0	2.5	2.5	1	0
Emisión de Contaminantes II (% peso del combustible)	0.5	1	1	2	0

Tabla 9: Características de las Plantas térmicas Candidatas.

Las candidatas hidroeléctricas para la expansión:

Planta Hidro	VHY1	VHY2	VHY3	VHY4
Tipo de Planta	HYD2	HYD1	HYD1	HYD2
Año de operación	2002	2003	2004	2005
Capacidad Instalada (MW)	120	200	650	193.4
Capacidad de Almacenamiento (GWh)	157	100	300	65
Condición Hidrológica	1	1	1	1
Flujo de Energía (GWh)	67.5	70.3	730	88.6
Generación Mínima (GWh)	0	0	212.5	0
Capacidad Media (MW)	100	160	525	120

Tabla 10: Características de las Plantas Térmicas Candidatas.

Módulo 4 (CONGEN)

El cálculo de todas las posibles combinaciones año a año de las candidatas que satisfacen las restricciones de entradas y que en combinación con el sistema satisfacen

la demanda, se desarrolló en este módulo. Para esto se ingresaron los siguientes datos: primero se introdujo bajo qué condición hidrológica se va a trabajar (en este caso se utiliza la primera condición hidrológica) y luego se definió el margen de reserva, que para este ejemplo se determinó entre 15% y 50%, y por último se definió el número mínimo de plantas candidatas, tanto térmicas como hidrológicas, por tipo y por año.

Módulo 5 (MERSIM)

En el módulo MERSIM se consiguió que para cada combinación, determinada por el módulo anterior, se calculen los costos de producción, los costos de energía no suministrada y la confiabilidad usando simulación probabilística, siendo éste el módulo que posee más tiempo de cálculo, esto debido a la gran cantidad de datos que maneja.

El método de simulación probabilística utilizada por WASP-IV para la producción de costo, se ha combinado con un modelo de programación lineal para simular el funcionamiento del sistema bajo varios tipos de limitaciones externas, que pueden restringir la generación de algunas de las unidades.

Módulo 6 (DYNPRO)

Mediante la ejecución de este último módulo se obtuvo el plan de expansión óptimo, que se determinó basado en los costos de operación derivados previamente con la información de los costos de capital, costos de energía no suministrada, parámetros económicos y criterios de confiabilidad.

A este módulo se le da como año base de cálculo 1998, se consideran 20 años para el estudio económico, además de definir los siguientes datos:

Tipo de Planta		V-CC	VLG1	VLG2	VCOA	NUCL
Costo de Capital Amortizable	Local	318	594	544	495	730
	Extranjero	477	891	817	743	1703
Vida Útil de la Planta		25	25	25	25	30
Tiempo de Construcción		3	5	5	5	7
Intereses Durante la Construcción Incluidas en el Costo del Capital		11.92	19.2	19.2	19.2	26

Tabla 11: Características Generales de las Plantas Térmicas Candidatas

Planta Hidro		VHY1	VHY2	VHY3	VHY4
Tipo de Planta		HYD2	HYD1	HYD1	HYD2
Costo de Capital Amortizable	Local	742	841	970	866
	Extranjero	742	841	970	866
Vida Útil de la Planta		50	50	50	50
Tiempo de Construcción		5	6	6	5
Intereses Durante la Construcción Incluidas en el Costo del Capital		19.2	22.67	22.67	19.2

Tabla 12: Características Generales de las Plantas Hidroeléctricas Candidatas.

2.1.2. Modelo Tutorial 2

Este segundo caso es muy parecido al caso anterior, ya que consta de las mismas plantas termoeléctricas, la diferencia se encuentra en que para el caso de las hidroeléctricas se evaluaron dos casos nuevos de plantas hidroeléctricas de bombeo además de los que se presentaron anteriormente.

En esta parte del trabajo se pondrá a competir centrales hidroeléctricas de bombeo con las que se tenía en el Modelo Tutorial 1, para analizar la forma en que el programa enfrenta diferentes tipos de candidatas y las diferencia en los resultados a nivel de costo, para estas candidatas se especificaron los siguientes datos:

Planta Hidro de Bombeo	VHP1	VHP2
Costo Fijo O&M (\$/kW-mes)	5	7
Capacidad Instalada (MW)	200	400
Ciclo de Eficiencia (%)	70	80
Año de Operación	2009	2013
Capacidad de Bombeo (MW)	150	320
Capacidad de Generación (MW)	180	350
Máxima Energía posible(GWh)	390	760

Tabla 13: Características Específicas de las Plantas Hidroeléctricas de Bombeo.

Así como en los casos anteriores, para las plantas hidroeléctricas de bombeo también se introdujo la información de los costos de capital amortizable, la vida útil de la planta el tiempo de construcción, entre otros.

Planta Hidro de Bombeo		P-S
Costo de Capital Amortizable	Local	556
	Extranjero	556
Vida Útil de la Planta		40
Tiempo de Construcción		4
Intereses Durante la Construcción Incluidas en el Costo del Capital		14.4

Tabla 14: Características Generales de las Plantas Hidroeléctricas de Bombeo.

Una gran ventaja de este programa es que se obtienen los reportes de resultados por módulo, esto facilita el trabajo a la hora de encontrar errores y se ahorra tiempo. Otra ventaja importante, es la que ofrece en las interfaces entre los Módulos, es decir, éstos se comunican entre ellos enviando la información necesaria, transformando la dinámica en una actividad cómoda para el usuario, puesto que no tiene que introducir la misma información varias veces.

2.3. Resultados Obtenidos

Luego de introducir la información para dar forma a los casos ejemplos, y luego de haber ejecutado todos los módulos se procedió a comparar los resultados arrojados por el programa para cada caso, con esto se obtuvo una planificación para cada ejemplo, para los años de estudios contemplados, desde el 1998 al 2017.

El módulo LOADSY arrojó como resultado los MW por periodos y por año durante el periodo de estudio, así como también los GWh de la misma forma.

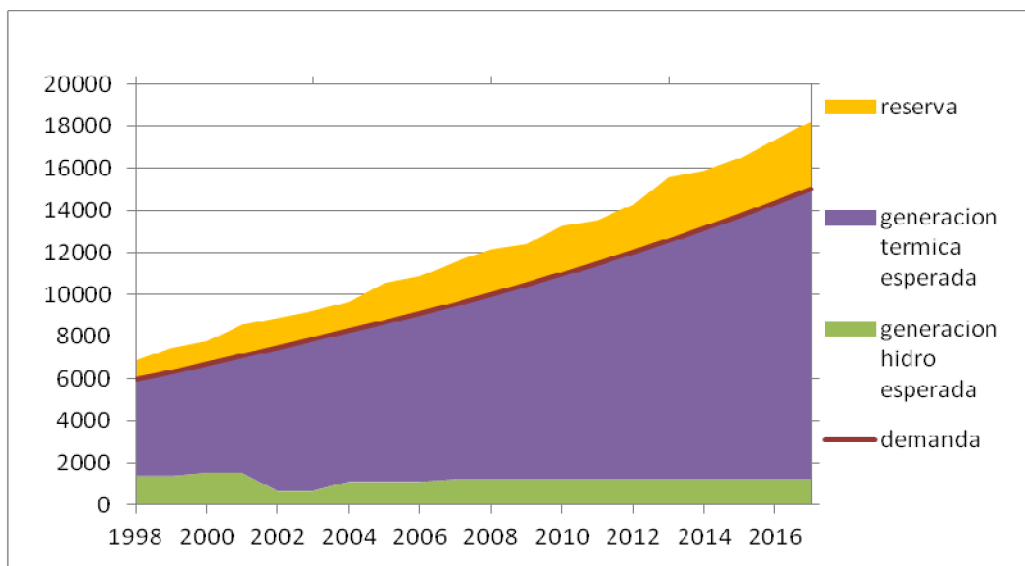
En el reporte del módulo FIXSYS se presentó un resumen descriptivo de las plantas tanto hidroeléctricas como termoeléctricas año a año donde se señalan las plantas que se van añadiendo y retirando.

En el módulo VARSYS se presentó la descripción de las plantas termoeléctricas e hidroeléctricas candidatas para la expansión.

El módulo CONGEN imprime como resultado un reporte con las posibles configuraciones de las plantas de generación aceptadas para cubrir la demanda año a año hasta el 2017.

En el reporte que genera el módulo MERSIM se observan los costos para cada una de las posibles configuraciones de las plantas candidatas para cubrir la demanda año a año. Así mismo, el reporte que genera el módulo DYNPRO se observan las configuraciones óptimas por año de las plantas candidatas para la expansión y sus costos.

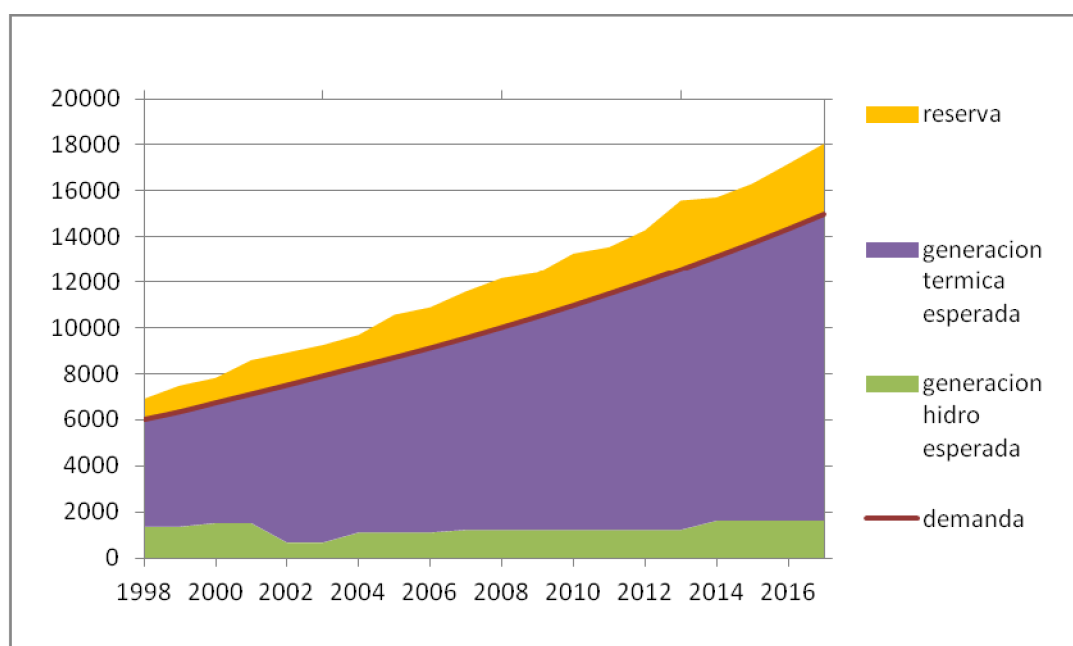
Una vez finalizado el estudio se pueden obtener como resultados los datos con los que se construyen las siguientes gráficas para cada uno de los casos ejemplos:



Gráfica 5: Resumen de la Planificación de 1998 a 2017, Modelo Tutorial 1.

Años	Costos de Construcción (K\$)	Valor de Rescate (K\$)	Costo de Operación (K\$)	Costo de la Energía No Atendidas (K\$)	La Función Objetivo (K\$)	El Valor Acumulado (K\$)	LOLP (%)
2017	300999	271740	311618	354	341230	15948847	0,114
2016	203931	164940	338809	461	378261	15607617	0,132
2015	288814	212624	350419	641	427250	15229356	0,159
2014	239201	155668	383508	533	467574	14802106	0,129
2013	443326	258182	405351	235	590730	14334537	0,064
2012	484761	259013	413399	1056	640203	13743802	0,198
2011	110385	51181	450818	1349	511372	13103599	0,228
2010	350214	144380	472351	656	678841	12592227	0,118
2009	251669	91995	476117	1379	637169	11913386	0,2
2008	276836	89435	496430	665	684495	11276217	0,104
2007	446579	135620	514134	770	825863	10591722	0,109
2006	681008	188781	533281	1060	1026567	9765859	0,134
2005	458148	99619	594439	591	953560	8739292	0,081
2004	1002212	257570	608340	1958	1354940	7785733	0,204
2003	296180	47997	686748	9425	944355	6430793	0,686
2002	816229	112702	723419	7370	1434314	5486438	0,537
2001	358377	41672	647643	2152	966499	4052123	0,198
2000	0	0	655157	5957	661114	3085624	0,458
1999	0	0	664444	809809	1474253	2424516	4,304
1998	0	0	673935	276328	950263	950263	1,682

Tabla 15: Datos Económicos del Modelo Tutorial 1.



Gráfica 6: Resumen de la Planificación de 1998 a 2017, Modelo Tutorial 2.

Años	costos de construcción (K\$)	valor de rescate (K\$)	costo de operación (K\$)	el costo de la energía no atendidas (K\$)	La función objetivo (K\$)	el valor acumulado (K\$)	LOLP (%)
2017	300999	271740	316402	4867	350528	15940563	0,141
2016	203931	164940	344842	352	384186	15590035	0,108
2015	288814	212624	356936	491	433617	15205849	0,131
2014	131335	86684	392649	395	437695	14772232	0,105
2013	443326	258182	405351	235	590730	14334537	0,064
2012	484761	259013	413399	1056	640203	13743807	0,198
2011	110385	51181	450818	1349	511372	13103604	0,228
2010	350214	144380	472351	656	678841	12592232	0,118
2009	251669	91995	476117	1379	637169	11913391	0,2
2008	276836	89435	496430	665	684495	11276222	0,104
2007	446579	135620	514134	770	825863	10591727	0,109
2006	681008	188781	533281	1060	1026567	9765864	0,134
2005	458148	99619	594439	591	953559	8739297	0,081
2004	1002212	257570	608340	1958	1354940	7785738	0,204
2003	296180	47997	686747	9425	944355	6430798	0,686
2002	816229	112703	723419	7370	1434314	5486443	0,537
2001	358377	41672	647643	2152	966499	4052129	0,198
2000	0	0	655157	5957	661114	3085630	0,458
1999	0	0	664444	809809	1474253	2424516	4,304
1998	0	0	673935	276328	950263	950263	1,682

Tabla 16: Datos Económicos del Modelo Tutorial 2.

Se observan en las Tablas 15 y 16, siendo del caso 1 y del caso 2 respectivamente, los costos de construcción, valor de rescate, costo de operación y el costo de la energía no atendida, también se presenta la función objetivo, junto con el valor acumulado de la función objetivo del año que corresponde. Todos los valores están expresados en valor actual y miles de dólares EE.UU. (k\$), por último se muestra la fiabilidad de la configuración, con la probabilidad de la pérdida de carga (LOLP) en %.

2.4 Análisis de Resultados

En este estudio se buscó analizar la competitividad de las diferentes candidatas, además de garantizar el abastecimiento y la generación eléctrica a menor costo posible, logrando satisfacer la demanda.

Como Principal resultado se observa que se obtuvo el modelo de los dos casos ejemplo, tanto para la modulación con generación hidrotérmica sin plantas de bombeo como con plantas de bombeo, para el periodo 1998 – 2017 obteniendo así un plan de generación óptimo, en ambos casos la planificación fue muy similar hasta el año 2014, cuando el programa toma la decisión de instalar, en el Modelo Tutorial 2, las plantas de bombeo, a pesar de haberle dado la libertad de instalarlas desde el 2009, esto debido al costo de las mismas instalando solo 400 MW.

Otro resultado importante es el resumido en la tablas 15 y 16, aunque en la mayoría de los casos los datos son muy similares hay uno en particular que se comporta diferente a partir del año 2014, es la probabilidad de pérdida de carga (LOLP), como se observa en la Gráfica 3, esto se debe a la introducción de las plantas de bombeo teniendo una disminución considerable del porcentaje LOLP.

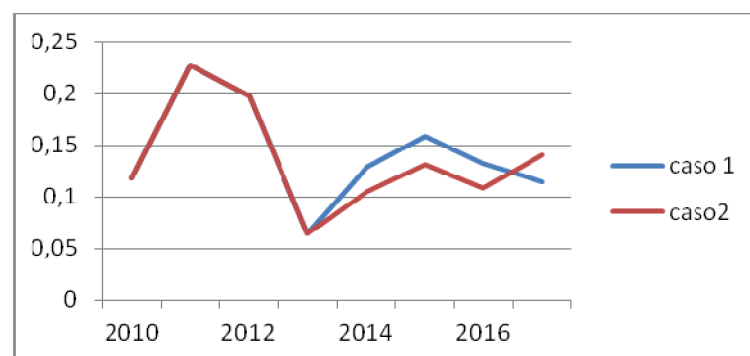


Grafico 7: Comportamiento del LOLP durante el periodo de estudio

CAPÍTULO III

La planificación a largo plazo permite contar con un plan detallado, diseñado que sirva de guía o base, para cubrir la demanda prevista durante el período de estudio. Bajo este concepto se desarrolla el modelo real, en el cual se introduce toda la información necesaria para poder, con WASP-IV como herramienta de trabajo, utilizar de forma optima los recursos naturales, y tener un plan de acción basado en estudio del parque de generación existente y en construcción.

Para definir este caso se usaron los datos proporcionados por CADAFE para el desarrollo del trabajo **“Formulación del Modelo Base del Sistema Eléctrico Nacional, para obtener un plan de expansión de generación con el uso del Software SUPER OLADE-BID, para el período 2009-2024.”**

3.1. Fundamentos del Modelo Real.

El caso particular de este estudio de expansión de generación eléctrica, consiste en la modelación de un sistema eléctrico real para la planificación y despacho hidrotérmico de 16 años de estudio, donde se tiene un parque de generación con 10 plantas hidroeléctricas y 5 tipos de plantas térmicas y 3 candidatas térmicas, esto con el objetivo de comprobar la factibilidad del programa, para tal fin se introdujeron en el modelo, todos los datos de entrada necesarios con lo que se realizaron las simulaciones.

Para la configuración del modelo real, se tiene como primer paso, la identificación de la demanda prevista para los años de estudio. En segundo lugar, se definieron tanto las plantas térmicas como hidráulicas, señalando detalladamente todas sus características, además de sus diferentes costos, para así obtener una planificación al menor costo posible. Este estudio permitirá hallar un modo eficiente para utilizar los recursos de generación de manera óptima. A continuación se señalarán los criterios y premisas definidas en este estudio de forma detallada.

3.2. Premisas y Criterios

Esta primera sección del programa se define datos generales del estudio como lo son:

- Los años de estudio: que en este caso serán 2009 – 2024.
- Los números de periodos para cada año: Estos se definirá por el numero de meses del año teniendo un total de 12 periodos,
- Número de condiciones hidrológicas y probabilidad de ocurrencia de éstas, que se presentan en la Tabla 17.

Condiciones Hidrológicas	Probabilidad de Ocurrencia
1	0.45
2	0.3
3	0.25
TOTAL	1

Tabla 17: Condiciones Hidrológicas

Las condiciones hidrológicas contempladas en este caso se representaron, año seco con un 45% de ocurrencia, año normal con un 30% y año húmedo con un 25%.

Módulo 1 (LOADSY)

Esencialmente el proceso de planificación de generación se basa en los pronósticos de carga, esta información será presentada por periodos que deben reflejar el crecimiento de la carga y los cambios que ocurren en esta.

Como primer dato se introduce el escenario de crecimiento, para esto se definen proyecciones de demanda de los años a estudiar. Para definir estas proyecciones, se consulto al Departamento de Demanda de la Unidad de Planificación de CADAPE¹, quienes proporcionaron toda la información necesaria, está información abarca los datos del 2009 al 2024, por subestación y para un escenario alto de crecimiento. Con esta información se procedió a revisar y reorganizar los datos de forma coherente para el programa, una vez organizados, se obtuvieron las proyecciones del 2009 al 2024. A continuación se muestra la información que se introdujo en este módulo:

¹ La Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAPE) es una empresa de energía estatal venezolana encargada de la generación, producción y distribución del servicio eléctrico. Es una de las filiales de la Corporación Eléctrica Nacional. www.cadape.com.ve/

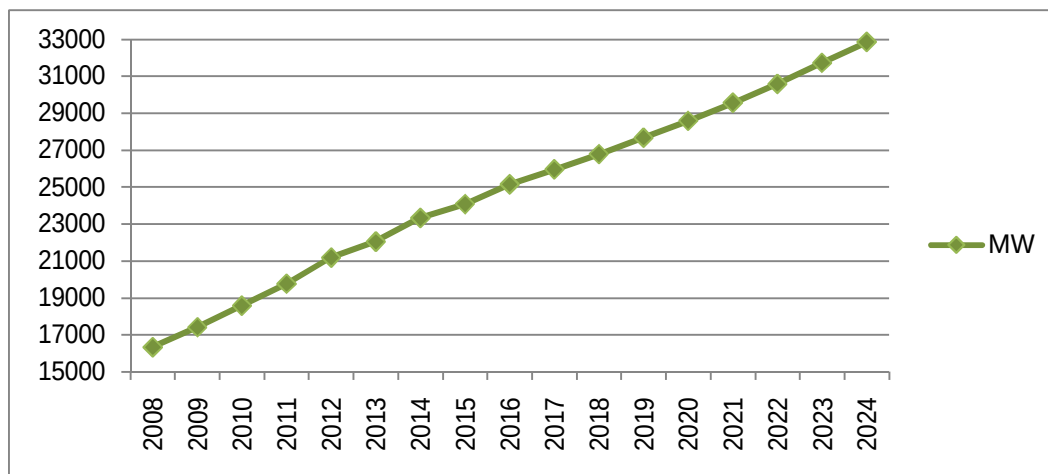


Gráfico 8: Previsiones de demanda de 2009 al 2024.

S.E.R.	Escenario		S.E.R.	Escenario	
AÑOS	MW	GWh	AÑOS	MW	GWh
2009	17433.08	125505.18	2017	25970.23	190781.61
2010	18592.77	134857.13	2018	26793.67	196891.95
2011	19783.11	144050.16	2019	27684.65	203483.43
2012	21199.42	155351.44	2020	28594.91	210180.40
2013	22056.17	161748.67	2021	29571.81	217422.54
2014	23340.88	170662.21	2022	30585.96	224711.63
2015	24089.64	176249.82	2023	31734.18	233140.79
2016	25159.01	184659.07	2024	32862.22	241309.62

Tabla 17: Proyecciones del Sistema Eléctrico Real para el período de estudio.

La carga pico por período debe definirse como una fracción de la carga pico anual, para ello se utilizaron los siguientes datos.

Tabla 18: Fracción de la Carga Pico del Sistema Eléctrico Real.

Periodo	Fracción de la Carga Pico	Periodo	Fracción de la Carga Pico
1	0.9010	7	0.9704
2	0.9256	8	0.9744
3	0.9217	9	0.9913
4	0.9863	10	0.9881
5	0.9897	11	1
6	0.9880	12	0.9581

Adicionalmente es necesario presentar la información de cómo se comporta la demanda, para lo cual los pronósticos son presentados en una curva de duración de carga, las curvas de carga por período son las siguientes.

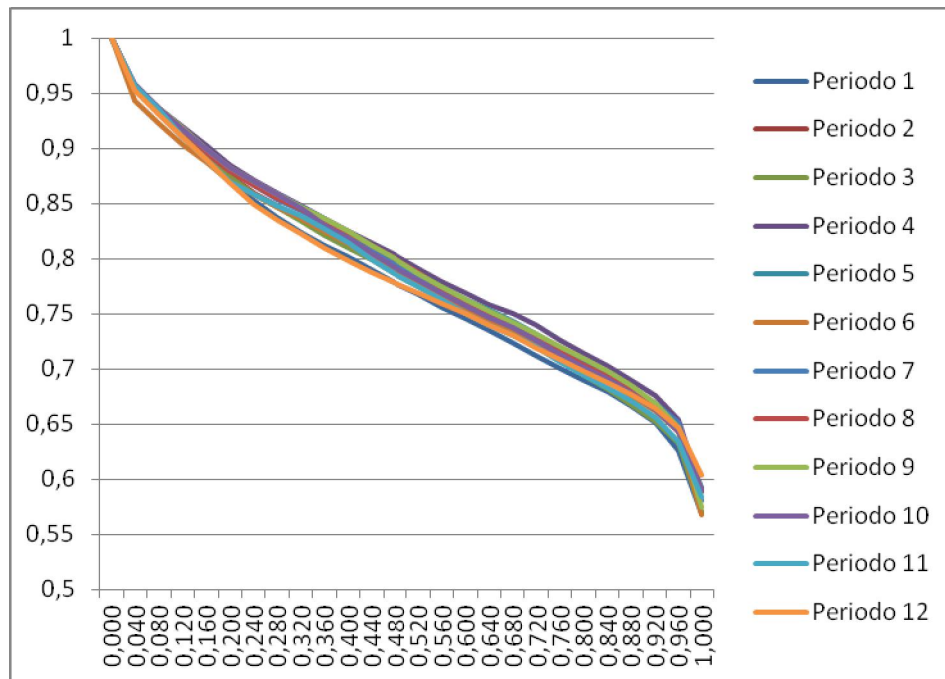


Grafico 9: Curvas de Duración de Carga para cada Período

Módulo 2 (FIXSYS)

Para este segundo módulo se introdujo la información referente a las clases térmicas, que corresponde a un conjunto de plantas térmicas que poseen las mismas características, tales como, el combustible, los costos fijos y variables, días de mantenimiento al año, entre otros. También se introdujo toda la información referente a la retirada y la adición de equipos, esto último se refiere a los proyectos que se van a retirar e instalar o están en construcción, durante los años de estudio.

A continuación se presentan las tablas con la información que necesita el programa, tanto para la definición de las plantas térmicas, como para la adición y retiro de plantas.

Tipo de Planta	TVFl	TGas	TG-GO	FOIL	TMDsl
Tipo Combustible	Fuel Oil	Gas Natural	Gas Oil	Gas Natural	Gas Oil
N° de Unidades	18	44	45	2	28
Nivel Mínimo de Operación por Año (MW)	96	20	9	62	2
Máxima Capacidad de Generación por Año (MW)	148	36	12	250	12
Tasa de Calor a Nivel de Operación Mínimos (kcal/kWh)	2450	2048	3300	2048	3300
Media Incremental de la Tasa de Calor (kcal/kWh)	2150	2048	3300	2048	3300
Reserva por Capacidad de Generación (%)	5	5	5	5	5
Tasa de paro Forzado (%)	5.3	4.48	5	5.67	1.9
Días de Mantenimiento al Año	42	28	42	28	42
Mantenimiento (MW)	484	92	50	310	30
Costo del Combustible Local (c/millón kcal)	0	4.72	0	4.72	0
Costo del Combustible Extranjero (c/millón kcal)	38.7	0	61.15	0	61.15
Costo Fijo de O&M (\$/kW-mes)	2.6	0.83	0.83	0.825	0.83
Costo Variable de O&M (\$/MW)	1.5	2.5	2.5	2.1	2
Valor Calorífico del Combustible Utilizado (kcal/kg)	10000	11000	10000	11000	10000
Emisión de Contaminantes I (% peso del combustible)	1	0	0.5	0	0.5
Emisión de Contaminantes II (% peso del combustible)	3	0.5	0.5	0.5	0.5

Tabla 19: Datos de las Plantas Termoeléctricas

Es importante destacar que existen una gran cantidad de plantas térmicas lo que introduce un gran coste computacional debido a la gran cantidad de información.

A continuación se detallan las plantas ya existentes con fecha de retirada y las que aún están en construcción con fecha fija de instalación, contempladas dentro de los años de estudios.

Tipo de Planta	TVFl	TGas	TG-GO	FOIL	TMDsl
2009		+7	-6		-2
2010		+30	-24	+1	-2
2011		+47			
2012		+25			
2013		-3			
2016		-1			
2017	-3				

Tabla 20: Plantas Agregadas y Retiradas.

Como último dato que se introduce en este módulo, tenemos la definición de las plantas hidráulicas, tanto existente como en construcción y la descripción detallada de sus características. A continuación, se presenta una tabla con la información necesaria para la simulación del módulo.

Tipo de Planta	HYD1	HYD2
Costo de O&M (\$/kW-mes)	1.5	1.5

Tabla 20: Costos de Operación y Mantenimiento de las Plantas Hidroeléctricas

Planta Hidro	Gur	Caru	Mac	Masp	P.Pa	P.La	S.Ag	L.Vu	Toc	L.Co
Tipo de Planta	HIDR1	HIDR1	HIDR1	HIDR2	HIDR2	HIDR2	HIDR2	HIDR2	HIDR1	HIDR2
Año de operación	2009	2009	2009	2009	2009	2009	2009	2010	2014	2016
Capacidad Instalada (MW)	10000	2160	3132	25	80	240	300	500	2160	460
Capacidad de Almacenamiento (GWh)	42491	10724	21869	141.4	459.9	162.6	605.1	2339	10610	846.9
Condición Hidrológica	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Flujo de Energía (GWh)	3540.9	893.7	1822.4	11.7	38.32	13.55	50.4	194.9	884.1	70.5
Generación Mínima (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capacidad Media (MW)	8000	1728	2505	20	64	192	240	400	1728	368

Tabla 21: Características de las Plantas Hidroeléctricas

Módulo 3 (VARSYS)

En este módulo se detallan las plantas candidatas definidas en este estudio para que el programa elabore su propia planificación.

El cuadro que a continuación se presenta, explica cómo se definieron las plantas candidatas, esto como premisa tomada en este estudio.

Tipo de Planta	TV	TG	C.C
Tipo Combustible	Gas Oil	Gas Natural	Gas Natural
Nivel Mínimo de Operación por Año (MW)	200	200	200
Máxima Capacidad de Generación por Año (MW)	800	800	800
Tasa de Calor a Nivel de Operación Mínimos (kcal/kWh)	2450	2048	2048
Media Incremental de la Tasa de Calor (kcal/kWh)	2150	2048	2048
Reserva por Capacidad de Generación (%)	5	5	5
Tasa de paro Forzado (%)	5.3	4.48	5.67
Días de Mantenimiento al Año	42	28	28
Mantenimiento (MW)	484	92	310
Costo del Combustible Local (c/millón kcal)	0	4.72	4.72
Costo del Combustible Extranjero (c/millón kcal)	38.7	0	0
Costo Fijo de O&M (\$/kW-mes)	2.6	0.833	0.825
Costo Variable de O&M (\$/MW)	1.5	2.5	2.1
Valor Calorífico del Combustible Utilizado (kcal/kg)	10000	11000	11000
Emisión de Contaminantes I (% peso del combustible)	1	0	0
Emisión de Contaminantes II (% peso del combustible)	3	0.5	0.5

Tabla 22: Características de las Plantas Térmicas Candidatas.

Módulo 4 (CONGEN)

En este módulo, al programa se le dio la libertad de decidir instalar por año entre 0 y 20 candidatas por clase térmica para que optimizara y evaluara cuál de las candidatas a instalar era la mejor opción.

La información introducida en este módulo fue primero la condición hidrológica en la que se planificó y la reserva que se consideró del 5%, luego para cada años se colocó la cantidad de plantas candidatas a instalar. Esto para que el módulo pueda reportar las diferentes combinaciones, con las candidatas propuestas por año, durante el período de estudio.

Módulo 5 (MERSIM)

Como se dijo previamente este módulo toma en cuenta todas las combinaciones calculadas por el módulo anterior usando simulación probabilística de la operación del sistema, los diferentes costos y confiabilidad para cada configuración, en este proceso son tomadas en cuenta las limitaciones impuestas por el usuario y realiza en el despacho de carga a mínimo costo.

Módulo 6 (DYNPRO)

Este módulo determina el plan de expansión óptimo basado en los costos de operación derivados previamente con la información de los módulos anteriores. La información requerida principalmente son los parámetros económicos, como se muestra en la Tabla 23, se fijó un costo de capital amortizable local por candidata y un interés durante la construcción del 10%, también se ajustaron los valores de vida útil y años de construcción.

Tipo de Planta		TV	TG	C.C
Costo de Capital Amortizable	Local	1534	500	717
	Extranjero	0	0	0
Vida Útil de la Planta		25	20	20
Tiempo de Construcción		4	2	3
Intereses Durante la Construcción Incluidas en el Costo del Capital		10	10	10

Tabla 23: Parámetros Generales de las Plantas Candidatas.

Para los costos se tomaron en el caso del Gas-Oil y el Fuel-Oil, costos de mercado internacional para que la tecnología que usara este combustible pudiera competir con otras tecnologías. Este es un artificio que se usa particularmente en este modelo real por ser un país donde el combustible es de muy bajo costo.

3.3. Resultados Obtenidos

Luego de la realización y sintonización del modelo real, se ejecuto uno a uno los módulos para obtener una planificación, y un despacho hidro-térmico, para los años de estudio contemplados desde el 2009 al 2024. Luego de introducir la información para dar forma al modelo real basado en el Sistema Eléctrico Nacional Venezolano, y seguidamente se procedió a verificar si los resultados arrojados por el programa eran coherentes con la realidad.

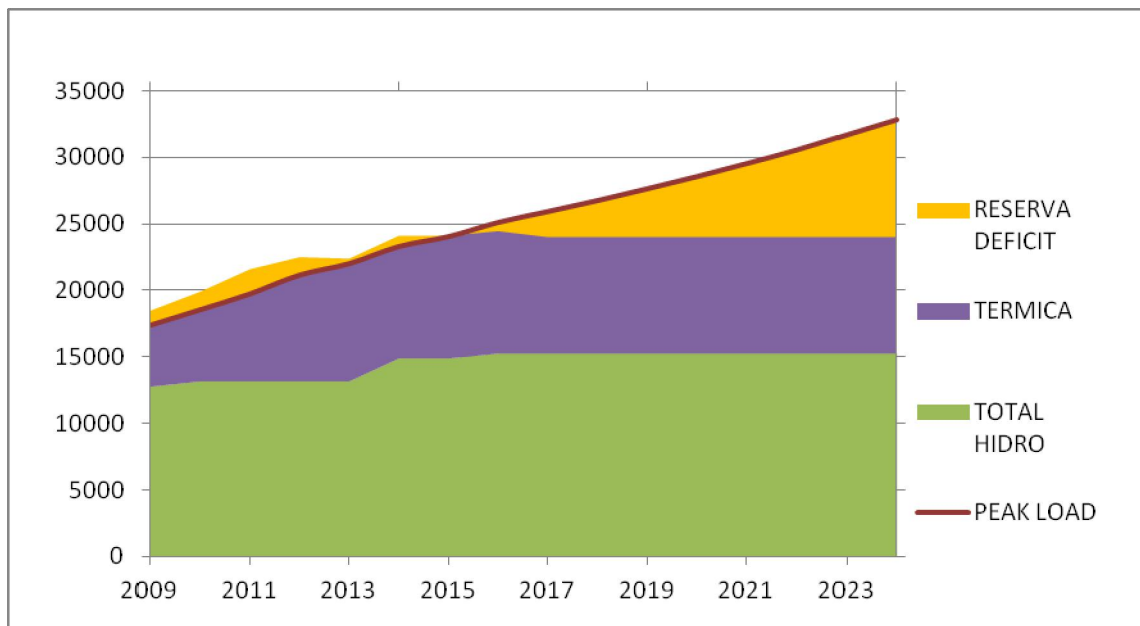


Grafico 10: Despacho Eléctrico Antes de la Planificación.

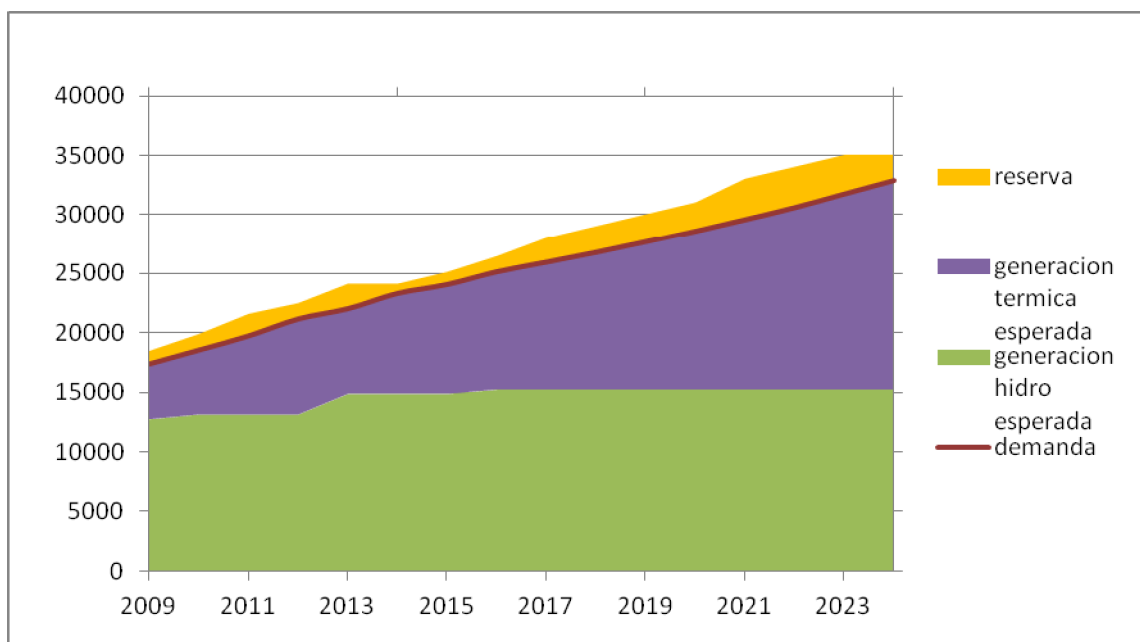


Grafico 11: Despacho Eléctrico Luego de la Planificación.

Años	Costos de Construcción (K\$)	Valor de Rescate	Costo de Operación (K\$)	Costo de la Energía No Atendidas (K\$)	La Función Objetivo (K\$)	El Valor Acumulado (K\$)	LOLP (%)
2023	105333	90968	209020	14137832	14361216	247570656	46
2022	231732	172359	223441	14413522	14696336	233209440	46
2021	127452	81389	231813	14872956	15150832	218513104	46
2020	140198	76601	247232	15208420	15519248	203362272	46
2019	154217	71816	263509	15562618	15908528	187843024	46
2018	169639	67029	280653	15855649	16238912	171934496	46
2017	373206	124489	299199	16173204	16721120	155695584	46
2016	205263	57459	318274	16491562	16957640	138974464	46
2015	225790	52668	334727	16591359	17099208	122016824	46
2014	0	3	355840	16733587	17089424	104917616	46
2013	0	-2	368195	19603258	19971456	87828192	46
2012	0	0	407026	19132358	19539384	67856736	45
2011	0	0	428789	17065238	17494028	48317352	40
2010	0	0	435027	15335271	15770299	30823324	44
2009	0	0	448983	14604042	15053025	15053025	45

Tabla 24: Datos Económicos del Modelo Real.

3.4. Análisis de Resultados

En este trabajo se busco estudiar la efectiva aplicación del programa sobre un modelo real, garantizando el abastecimiento y la generación eléctrica al menor costo posible, y para así lograr satisfacer la demanda. Los resultados permiten la preparación de matrices estratégicas y la identificación de soluciones "robustas", para la generación eléctrica a largo plazo, y bases para la administración de los recursos energéticos.

Como Principal resultado se observa en el Gráfico 7 que se obtuvo la modelación, para el periodo 2009 – 2024 obteniendo así un plan de generación óptimo, se puede comparar este resultado con el del Gráfico 6 donde aparece la planificación del sistema eléctrico sin las plantas candidatas, y se observa claramente como el programa toma la decisión de instalar plantas, que en este caso la tecnología que se colocó fue en su totalidad térmica donde el combustibles fue Gas Natural, a pesar de haberle dado la libertad de escoger entre otros combustibles, esto debido a las diferencias en los costos.

Los resultados muestran que se requiere de la instalación como mínimo 11000 MW, para cumplir con la demanda y con una reserva del 5%, además de los que ya se tienen previstos instalar con proyectos fijos, que son 8315MW, esto para poder satisfacer la

demanda al final del período de estudio (2024). Se puede observar, como ya se dijo anteriormente, que la tecnología predominante en la expansión son las candidatas de Térmicas de Gas, debido a que esta tecnología es de alto rendimiento, sus costos de operación son relativamente bajos, además usa como combustible el gas natural, siendo este el más económico en este estudio.

Otro resultado importante es el resumido en la tabla 24, que abarca el área económica, los resultados indican que a pesar de ser una planificación planteada para un mínimo costo posible, los datos encontrados son altos, esto debido a la cantidad de proyectos necesarios implicados en este estudio. También hay que detallar la probabilidad de pérdida de carga (LOLP), este es un dato preocupante por los altos porcentajes que se observan a pesar de cubrir la demanda adecuadamente, esto se debe principalmente a la incertidumbre que introduce las plantas hidroeléctricas a la hora de planificar a largo plazo.

CONCLUSIONES

Hay que destacar que el objetivo principal de este trabajo se pudo desarrollar de forma eficiente, obteniendo la planificación de generación a largo plazo para todos los casos de estudio, además de aportar un cronograma de instalación con el cual se puede tener una idea del futuro eléctrico y desarrollar un plan de acción.

La herramienta de trabajo usada, el programa de expansión de generación WASP-IV, permite determinar las políticas de generación óptimas económicamente para un sistema eléctrico, tomando en cuenta las restricciones definidas previamente por el usuario, estas restricciones vienen definidas principalmente por limitaciones de generación por plantas. El programa es relativamente sencillo de usar sobre un sistema de potencia si se tienen todos los datos, entre los que se destacan: históricos de carga, predicción de carga, las diferentes plantas de generación como son las existentes, las previamente planificadas y las candidatas para la expansión, también se toman en cuenta el tipo de combustible, los costos para cada tecnología, entre otros.

En los casos ejemplos se observó cómo el programa trata las candidatas y cómo decide instalar basándose principalmente en los costos de cada tecnología. En el modelo real se tiene como resultado una planificación que cubre la demanda y que contempla un 5% de reserva, esto gracias a la puesta en servicio de los proyectos fijos más las candidatas recomendadas en este estudio, evitando así racionamientos a futuros.

Se dispone de diferentes casos para ejercicios futuros de planificación de generación de sistemas eléctricos, bajo esta herramienta de trabajo, con la que se puede modelar diferentes tipos de plantas térmicas con diferentes tipos de combustible además de manejar plantas hidroeléctricas tanto comunes como de bombeo. La implementación del plan asegura la satisfacción de la demanda eléctrica presente y futura de manera confiable, gracias al correcto manejo de la incertidumbre.

Con lo dicho anteriormente y lo expuesto a lo largo de este trabajo, se puede afirmar que el programa WASP-IV, puede determinar el comportamiento de cualquier sistema eléctrico en cuanto a recursos energéticos se refiere, sin importar lo robusto y complejo que sea.

RECOMENDACIONES

El programa WASP-IV arroja reportes por módulos, detallando el contenido, los cálculos y los resultados de los casos de estudio, se recomienda el uso de estos reportes a la hora estudiar análisis de sensibilidad así como en la búsqueda de errores.

Se puede incluir más escenarios de demanda, tanto la energía total demandada como curvas de demanda diaria. Esto se puede hacer con estudios sobre diversos escenarios en cuanto al crecimiento de la demanda y la introducción de renovables (que afecta a la energía total demandada y a las curvas de consumo de forma específica).

Tratar los datos de las plantas de generación, como la hidráulica, con probabilidades concretas asociadas. Esto permitiría obtener una solución más robusta en cuanto a la incertidumbre, pero obliga a modificar ciertos módulos en cuanto a su programación y funcionamiento.

Para mejorar el tratamiento de la incertidumbre, el planificador debe definir el caso cuidadosamente antes de introducirlo en el programa, además de estudiar la sensibilidad en la elección de las unidades candidatas de generación y el tamaño de estas unidades.

El uso de este programa y otros similares simplifican la tarea del planificador obteniendo un cronograma de instalación basado en cálculos confiables. Siendo la planificación un estudio que se actualiza de forma constante debido a los avances tecnológicos, es recomendable tener actualizado tanto el programa como el caso de estudio a utilizar.

Por último se propone el estudio más detallado de las diferentes tecnologías que se están desarrollando en el campo de la generación como lo son la eólica y la solar, y como incluirlas en las herramientas de planificación como el WASP-IV.

REFERENCIAS

- [1] D. Mederos, “Formulación del Modelo Base del Sistema Eléctrico Nacional, para obtener un plan de expansión de generación con el uso del Software SUPER OLADE-BID, para el período 2009-2024,” *Universidad Central de Venezuela*, Caracas, Venezuela, 2009.
- [2] Jinxiang Zhu, Mo-yuen Chow, “A Review of Emerging Techniques on Generation Expansion Planning”, *IEEE Trans. on PS*, Vol. 12, No. 4, November 1997.
- [3] Jiraporn Sirikum, Anulark Techanitisawad y Voratas Kachitvichyanukul, “A New Efficient GA-Benders’ Decomposition Method: For Power Generation Expansion Planning With Emission Controls”, *IEEE Trans. on PS*, Vol. 22, No. 3, August 2007.
- [4] Angela S. Chuang, Felix Wu y Pravin Varaiya, “A Game-Theoretic Model for Generation Expansion Planning: Problem Formulation and Numerical Comparisons”, *IEEE Trans. on PS*, Vol. 16, No. 4, November 2001.
- [5] Zhaoguang Hu, “Study on Methodology of Generation Expansion Planning for Power Restructuring”, *State Power Economic Research Center of China*, Beijing, P.R, China 2002.
- [6] Sun-Kyo Kim, Joon-Hyung Park, “Comparison between Centralized Planning Model and Market Oriented Planning Model for the Generation Expansion Plan”, *KESRI*, Seoul, Corea.
- [7] IAEA, Wien Automatic System Planning (WASP) Package, a computer code for power generating system expansion planning, version WASP-IV with user interface. User’s Manual, 4th ed., *International Agency Energy Atomic*, February 2006.
- [8] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, “Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016, desarrollo de las redes de transporte,” Mayo 2008.