

Trabajo Fin de Máster

Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

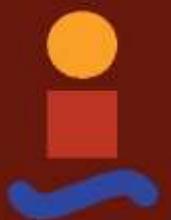
**Planificación a largo plazo de los recursos de generación:
Aplicación al sector eléctrico dominicano**

Autora: Zoila Fidelina Morillo de los Santos

Director: Dr. José Luis Martínez Ramos

Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2017



A mi eterna Valentina.

A mis hermanos.

índice general

| | |
|---|-----------|
| ÍNDICE GENERAL | A |
| ÍNDICE DE TABLAS | C |
| CAPÍTULO 1 | 1 |
| 1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS | 1 |
| 1.1. INTRODUCCIÓN | 1 |
| 1.2. ALCANCE | 2 |
| 1.2.1. <i>Objetivo general</i> | 2 |
| 1.2.2. <i>Objetivos Específicos</i> | 3 |
| 1.3. ESTRUCTURA DEL TRABAJO | 3 |
| CAPÍTULO 2 | 4 |
| 2. ANTECEDENTES | 4 |
| 2.2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS | 4 |
| 2.2.1. PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN | 4 |
| 2.2.2. PLANIFICACIÓN E INCERTIDUMBRE | 5 |
| 2.2.3. MODELOS DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN | 7 |
| 2.2.4. HERRAMIENTAS DE MODELADO | 8 |
| CAPÍTULO 3 | 14 |
| 3. CASO DE ESTUDIO | 14 |
| 3.1. INTRODUCCIÓN | 14 |
| 3.3. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA | 15 |
| 3.4. CARACTERIZACIÓN CURVA DE DURACIÓN DE CARGA | 17 |
| 3.5. REPRESENTACIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN ACTUAL | 18 |
| 3.6. LISTADO DE PLANTAS DE GENERACIÓN CANDIDATAS | 25 |
| 3.7. ANÁLISIS DE RESULTADOS | 26 |
| CONCLUSIONES | 33 |
| RECOMENDACIONES | 34 |
| REFERENCIAS | 35 |
| APÉNDICE A | 37 |

Índice de figuras

| | |
|---|----|
| FIGURA 1- FACTORES DE INCERTIDUMBRE A LARGO PLAZO. | 6 |
| FIGURA 2- DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO DEL MODELO WASV IV | 10 |
| FIGURA 3- DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO DE PLANIFICACIÓN EN AMBIENTE WASP IV. | 15 |
| FIGURA 4- CRECIMIENTO DE LA DEMANDA, PERIODO 2018-2037..... | 17 |
| FIGURA 5- CURVAS DE CARGA POR PERIODO. | 18 |
| FIGURA 6- CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA..... | 30 |

Índice de tablas

| | |
|--|----|
| TABLA 1- ESCENARIOS DEMANDA DE POTENCIA, PERIODO 2018-2037..... | 16 |
| TABLA 2- ESCENARIO DE DEMANDA DE ENERGÍA, PERÍODO 2018-2037..... | 16 |
| TABLA 3- FRACCIÓN DE CARGA POR PERIODOS. | 17 |
| TABLA 4- PLANTAS TÉRMICAS SISTEMA FIJO. | 19 |
| TABLA 5- PLANTAS TÉRMICAS SISTEMA FIJO | 20 |
| TABLA 6- PLANTAS TÉRMICAS SISTEMA FIJO | 21 |
| TABLA 7- PLANTAS TÉRMICAS SISTEMA FIJO | 22 |
| TABLA 8- PLANTAS TÉRMICAS SISTEMA FIJO | 23 |
| TABLA 9- CENTRALES HIDROELÉCTRICAS SISTEMA FIJO..... | 24 |
| TABLA 10- UNIDADES RENOVABLES PROPUESTAS | 25 |
| TABLA 11- UNIDADES TERMOELÉCTRICAS PROPUESTAS | 26 |
| TABLA 12- PROPUESTA DE EXPANSIÓN. | 27 |
| TABLA 13- PROPUESTA DE EXPANSIÓN | 28 |
| TABLA 14- PROPUESTA DE EXPANSIÓN | 29 |
| TABLA 15- PROPUESTA DE EXPANSIÓN | 30 |
| TABLA 16- SENSIBILIDAD 75% SOBRE COSTOS GNL | 32 |

Capítulo 1

1. Introducción y objetivos

1.1.INTRODUCCIÓN

Tradicionalmente la planificación de los recursos de generación se ha definido como el proceso mediante el cual se pretende determinar cuándo, dónde y en que dimensión será necesario instalar nuevas unidades a fin de mantener el balance entre generación y consumo, previniendo así un déficit energético. En todo caso se parte de la proyección de los distintos escenarios a futuro de demanda energética y los recursos disponibles para satisfacerla.

Dada la importancia que reviste la disponibilidad de electricidad, puesto que es un servicio esencial para el desarrollo de las actividades cotidianas e industriales y por ende dinamismo de la economía del país, es imperante realizar las planificaciones correspondientes de cara a determinar las actuaciones necesarias que den paso a la cobertura óptima del servicio eléctrico en cuanto a precio, calidad y seguridad, integrando a su vez la sostenibilidad ambiental.

La puesta en marcha de los proyectos e infraestructuras vinculadas al sector energético implican largos periodos de tiempo desde su desarrollo hasta la puesta en funcionamiento, lo que conduce en primera instancia a que el proceso de planificación sea dividido en periodos comprendidos en el largo, mediano y corto plazo. En segundo lugar, obliga a una readaptación de los resultados de planificación de acuerdo a la evolución de las previsiones de demanda energética e inclusive de acuerdo al avance en el desarrollo de las tecnologías de generación.

Indiscutiblemente las divisiones temporales implican que la planificación lleve asociada de forma inevitable cierto grado de incertidumbre que ha de incrementarse cuanto mayor sea el horizonte temporal. Esto porque hay incertidumbre en la predicción de la demanda, la evolución de los precios y disponibilidad de combustible, aportaciones hidráulicas, crecimiento de la economía. De modo que es tarea del planificador buscar alternativas que conduzcan a la reducción del riesgo asociado a la incertidumbre.

Esta necesidad de dotar al sistema de propuestas y soluciones robustas en cuanto al creación de políticas energéticas óptimas, ha dado lugar al desarrollo de modelos y herramientas computacionales que facilitan el trabajo del tomador de decisiones, puesto que conducen a mejores resultados en los distintos periodos de planificación.

Bajo la nueva estructura liberalizada en la que ha incursionado el mercado eléctrico de un gran número de países, la responsabilidad de realizar planes de expansión recae sobre las compañías de generación, quienes en todo caso atenderán a tomar decisiones que les permitan maximizar sus beneficios a largo plazo.

Debido a la importancia que representa crear un compromiso entre seguridad de suministro, minimización de costos y al mismo tiempo protección a los inversionistas, surge la participación de los organismos encargados de establecer políticas regulatorias en el sector eléctrico, quienes a pesar de desarrollar planificaciones puramente indicativas consiguen con esto generar señales confiables y atractivas tanto a los agentes que integran el mercado eléctrico, como a nuevos inversionistas, armonizando a la vez las decisiones de inversión privada, de cara a alcanzar el mejor sistema en cuanto a fiabilidad y seguridad.

En este trabajo se desarrolla una planificación de los recursos de generación a largo plazo con datos del SENI-RD, haciendo uso del modelo WASP IV. Este modelo creado por la Agencia Internacional de Energía está basado en programación dinámica, programación lineal y estimación probabilística, orientado a la planificación óptima de la expansión del sistema, tomando en consideración un conjunto de restricciones previamente establecidas por el planificador, entre las que figuran límites máximos de emisiones de gases contaminantes, capacidad de almacenamiento de combustible, entre otras.

Como aspecto fundamental de este proyecto se identifica el análisis e interpretación de los resultados obtenidos, de igual modo poner de manifiesto las alternativas y recomendaciones relevantes que se ajusten al propósito de planificación, así como las consideraciones respecto a las potencialidades de la herramienta implementada para la ejecución del caso de estudio.

1.2. Alcance

1.2.1. Objetivo general

El objetivo principal de este trabajo es desarrollar la planificación a largo plazo de los recursos del parque de generación eléctrico dominicano, mediante el uso de la herramienta WASP IV, tomando como recurso los datos disponibles (y requeridos para este estudio) en la base de datos del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la Republica Dominicana (OC-SENI). Con esto se persigue determinar la capacidad de potencia que será necesario instalar a fin de cubrir la demanda futura, así como el tipo de tecnología más conveniente de a cara a minimizar los costos del sistema.

1.2.2. Objetivos Específicos

1. Determinar los escenarios a futuro de demanda de energía correspondiente al sistema eléctrico dominicano.
2. Identificación de las posibles fuentes de energía disponibles para la generación de electricidad en el período de planificación considerado.
3. Evaluar económica y técnicamente las diferentes unidades de generación candidatas a formar parte de la expansión del parque de generación.
4. Determinar robustez de los resultados obtenidos del uso del modelo WASP IV en cuanto a su viabilidad técnica y económica.
5. Verificar fiabilidad del parque de generación dominicano.
6. Analizar las herramientas existentes (y sus potencialidades) para el modelado y optimización del problema de programación de la generación.

1.3. Estructura del trabajo

Este trabajo está estructurado en tres capítulos y un apéndice.

En el capítulo 2 se abordan las consideraciones teóricas más relevantes respecto a la planificación de los recursos de generación, los inconvenientes asociados a este proceso, los modelos empleados para su análisis y las herramientas disponibles para el modelado de los problemas.

El capítulo 3 se presenta la metodología seguida para el desarrollo del caso de estudio planteado, los resultados que se obtienen tras el uso de la herramienta WASP IV y finalmente el análisis de dichos resultados.

Tras finalizar el análisis, se presentan las principales conclusiones y recomendaciones obtenidas del trabajo realizado.

Por último, se presenta el apéndice A que no es más que un artículo en el que se detalla el trabajo realizado.

Capítulo 2

2. Antecedentes

2.2. Fundamentos Teóricos

El proceso de planificación es inherente a la operación de todo sistema eléctrico cuyo objetivo fundamental es satisfacer la demanda de electricidad de forma confiable, segura y con ciertos grados de calidad, maximizando de igual modo el beneficio social.

En este apartado se aborda teóricamente los aspectos más relevantes concernientes al proceso de planificación, dando una visión general sobre el significado de la misma con relación a la toma de decisiones, poniendo de manifiesto los métodos, técnicas y herramientas empleadas en su desarrollo.

2.2.1. Planificación de la generación

La planificación a largo plazo parte del parque de generación actual, integrado por un conjunto de unidades, de las cuales algunas están a punto de agotar su tiempo de vida útil, considerando a la vez el crecimiento sostenido de la demanda eléctrica y los constantes avances en el desarrollo de nuevas tecnologías para la generación de electricidad.

En ese contexto el problema de planificación de los recursos de generación, tal y como ha sido definido tradicionalmente, permite determinar cuándo, donde, qué tipo de tecnología y en que dimensión es preciso implementar para satisfacer los requerimientos futuros de energía eléctrica, atendiendo a dos aspectos fundamentales (1) minimizar los costes totales del sistema (costes de inversión y costes de operación y mantenimiento), (2) maximizar el beneficio social.

Con la liberalización del mercado, las decisiones de expansión son llevadas a cabo por las compañías de generación, quienes ven en las inversiones la oportunidad de maximizar sus beneficios a largo plazo, dando seguimiento a la predicción de los precios y retorno de las inversiones [1], sin tomar como primera consideración la confiabilidad del sistema y aspectos tan importantes como el control de emisiones de CO₂ [2], [3]. En ese sentido la planificación adopta un carácter puramente económico, sin embargo, destacando el carácter social y medioambiental que debe primar en la explotación del sistema eléctrico, se introduce la intervención de los agentes públicos y regulatorios del sector en la planificación de los recursos de generación, mediante el establecimiento de políticas energéticas que guíen las decisiones de las compañías de generación y al mismo tiempo aseguren un portafolio de inversiones lo suficientemente seguro a fin de que no haga falta capacidad instalada [4], pero que a la vez sirva de medio para enviar señales a los inversionistas del sector.

De acuerdo con [1] algunos aspectos importantes a ser tomados en cuenta en el estudio del plan de expansión en el contexto desregulado son:

- *Los planes a largo plazo deben contemplar cierto nivel de confiabilidad y deben atender al crecimiento de la demanda de potencia del sistema.*
- *El plan desarrollado por los inversionistas debe ser atractivo para las autoridades que regulan el mercado y debe convencerlos de que estos mejoran la eficiencia del mercado.*
- *En ningún caso el plan debe influir en el deterioro de las redes de transmisión.*

Las variables implicadas en el proceso de planificación a largo plazo son de naturaleza aleatoria, lo que conduce al modelado de distintos escenarios a futuro que pueden presentarse en torno a los requerimientos energéticos, en donde no es de carácter obligatorio un elevado nivel de detalle de las previsiones de los datos de entrada. Bajo esta premisa cabe destacar la continua necesidad de revisión y readaptación de la planificación a medida que se actualizan las informaciones de curva de carga, coste de combustible, disponibilidad de recursos hídricos, evolución de la economía, entre otros parámetros.

El problema de planificación atiende a una serie de pasos llevados a cabo a lo largo de este proceso, los mismos pueden ser citados del siguiente modo [5]:

- Estudio de la futura demanda eléctrica correspondiente al horizonte de planificación, basado en la información más confiable posible.
- Evaluación de las fuentes de energía disponibles para la generación de electricidad y las tendencias de evolución técnica y económica.
- Evaluación de las características técnicas y económicas de las unidades de generación del sistema actual y de las plantas que son consideradas candidatas potenciales a formar parte de la expansión del sistema. Estas características incluyen costo de capital de inversión, costo de combustible, costos de operación y mantenimiento, eficiencia, tiempos de construcción, etc.
- Determinación de los parámetros técnicos y económicos que influyen en las decisiones de expansión como tasa de descuento, nivel de confiabilidad requerido para el sistema de generación, etc.
- Elegir un procedimiento para determinar la estrategia de expansión óptima dentro de las restricciones impuestas en el proceso de planificación.
- Revisión cualitativa de los resultados para estimar la viabilidad de la solución propuesta.

2.2.2. Planificación e incertidumbre

Tanto la incertidumbre como el riesgo están inevitablemente asociados a la planificación a largo plazo, lo que afecta las decisiones a tomar en cuanto a los planes de expansión del parque de generación de electricidad. La figura [1] muestra algunos de los factores de incertidumbre más influyentes respecto a los planes a largo plazo.

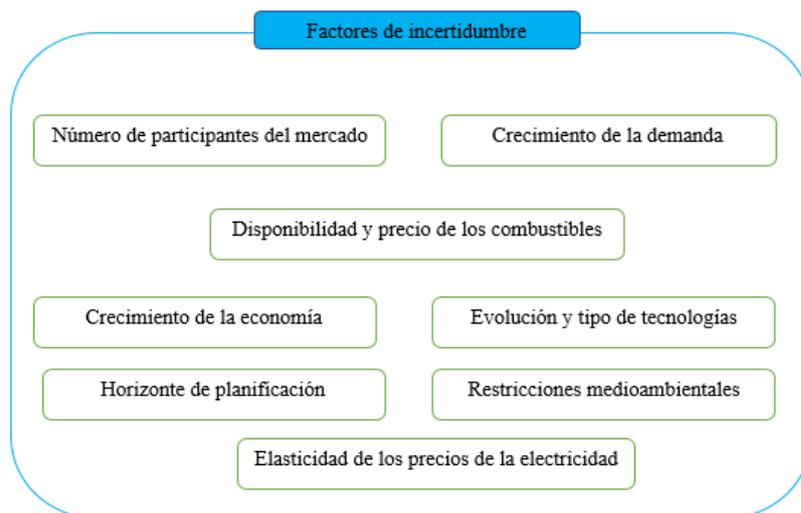


FIGURA 1- FACTORES DE INCERTIDUMBRE A LARGO PLAZO.

Este mix de factores evidencia que las planificaciones a largo plazo son complejas, por tanto, es conveniente contar con planes flexibles. Algunas importantes estrategias implementadas a este respecto son:

- Contar con un inventario de fuentes que pueden ser explotadas, para tener conocimiento de las posibles actuaciones a futuro.
- Disponer de un conjunto de posibles decisiones para llevar a cabo la explotación óptima de dichas fuentes. [6]
- Hacer uso de herramientas de optimización estocásticas, simulación de Monte Carlo, que resultan ser de gran utilidad para determinar el impacto de las incertidumbres. [7]

A fin de manejar la incertidumbre y el riesgo asociado a los planes de expansión del parque de generación, se introducen una serie de técnicas que en mayor o menor medida permiten tratar esta incertidumbre. Algunas de las más usuales son:

Análisis del valor esperado. En donde del conjunto de probabilidades que influyen sobre una variable, solo se toma un valor esperado, esto puede conducir a informaciones incompletas, puesto que estamos ante un proceso variable y en este caso solo se alcanzaría una solución óptima si las variables toman el valor antes esperado.

Análisis multi-escenario. Bajo esta técnica se toman en cuenta una serie de escenarios que se modelan por separado y se analizan en conjunto. a pesar de que se evalúan distintas posibilidades, este análisis no es del todo robusto, puesto que se establecen políticas óptimas ante cada escenario, que para estados futuros podrían no serlo.

Árbol de escenarios. En este contexto se construye un árbol con los posibles escenarios (la técnica más robusta con relación a las antes expuestas), en donde cada rama representa una posibilidad de ocurrencia de los parámetros variables que se desean tomar en consideración. [8]

En definitiva, la planificación implica un nivel de incertidumbre (que de no ser debidamente tratada puede conducir a riesgos posteriores) que se escapa al control del planificador y que es debida a la aleatoriedad y bajo nivel de confiabilidad respecto a las informaciones de predicción de las variables que componen estos problemas, de forma tal que la construcción de escenarios y ponderación de las probabilidades de ocurrencia, se constituye en una alternativa que puede acercar al planificador a la toma de decisiones acertadas.

En la sección siguiente se abordará en más detalle algunos modelos implementados en la planificación que contemplan la incertidumbre.

2.2.3. Modelos de planificación de la generación

La necesidad de realizar planificaciones robustas que conduzcan al fortalecimiento en la toma de decisiones óptimas respecto a cuáles nuevas tecnologías deben ser instalados, o incluso cuales deben ser retiradas con el objetivo de minimizar los costes asociados a la operación del sistema, ha dado lugar al desarrollo de nuevos modelos y técnicas matemáticas y heurísticas cada vez mas potentes en cuanto a la reducción del coste computacional que implica el manejo del elevado número de variables vinculadas al proceso de planificación. Algunas de las técnicas empleadas en el abordaje de problemas de programación son:

Redes Neuronales Artificiales. Son una poderosa herramienta puesto que tienen la capacidad, tras un adecuado entrenamiento de crear patrones de reconocimiento, predicción u optimización de manera eficiente y rápida. Está compuesta por una serie de nodos (neuronas) interconectados entre sí, dichas interconexiones tienen unos pesos que pueden ser ajustados durante el proceso de entrenamiento

Proceso Analítico Jerárquico. Es un proceso estudiado bajo una metodología de adelante hacia atrás, en donde se toman el conjunto actual de políticas y se consideran las deseadas a futuro. y de atrás hacia adelante, se modifican las políticas actuales para dar paso a alcanzar las de futuro. El proceso iterativo finaliza cuando los resultados obtenidos son factibles, caso en el que los procesos hacia adelante y hacia atrás son consistentes entre sí.

Métodos de Descomposición. Como su nombre lo indica son métodos que, partiendo de un problema de gran dimensión, lo dividen en un problema principal y sub-problemas más pequeños, en donde las soluciones óptimas de los sub-problemas son ajustadas para producir una solución óptima del problema principal. Este es un proceso iterativo que termina cuando el problema principal no puede ser mejorado.

A través del Método de Descomposición de Benders el problema principal se modela mediante un problema de programación entera mixta, mientras que los sub-problemas se plantean como problemas de programación lineal.

Algoritmo Genético. Representa un proceso aleatorio, que parte de una población inicial compuesta de las soluciones candidatas, sujeto a ciertas restricciones. Este método está basado en la supervivencia del más fuerte, finaliza cuando se ha llegado una solución razonable o el tiempo de computación ha sido excedido.

No hay pruebas matemáticas que garanticen que la solución obtenida represente el óptimo global, sin embargo, lo más probable es que lo sea. Una de las complicaciones de este método es el elevado coste computacional.

En lo estudiado hasta este punto, queda de manifiesto que el problema de planificación debe ser tratado mediante técnicas de programación estocásticas, a fin de contemplar la incertidumbre inherentemente vinculada a las variables del proceso. En adición a esto, cabe resaltar que la creciente penetración e incentivo de generación a partir de fuentes de energía renovables, promueve de igual forma el uso de estas técnicas dado el nivel de incertidumbre que introducen en los planes de expansión.

A este respecto muchos investigadores han realizado estudios de este tipo utilizando técnicas de clustering, Monte Carlo, etc., contribuyendo con una visión detallada del impacto de la incertidumbre sobre la función objetivo del proceso de planificación. [10, 11, 12,13]

2.2.4. Herramientas de modelado

Para facilitar la tarea del planificador en torno a los planes de expansión, se han desarrollado un conjunto de herramientas computacionales, más o menos potentes de acuerdo al objetivo fundamental de cada planificación.

Estos modelos computacionales partiendo de la realidad actual del sistema bajo estudio, proporcionan una serie de hipótesis a futuro, que son aprovechados por el planificador para trazar directrices sólidas, evitando la toma de decisiones que conduzcan a resultados indeseados.

A continuación, se presentan algunas de las herramientas computacionales empleadas en la planificación de los recursos de generación eléctrica, prestando especial atención al modelo WASP IV, puesto que será herramienta implementada en este trabajo para la ejecución del caso de estudio.

2.2.4.1. Wain Automatic System Planning

Esta herramienta de planificación ha sido desarrollada para determinar las políticas y plan de expansión económicamente óptimo bajo un conjunto de restricciones establecidas por el planificador. Utiliza estimación probabilística del sistema (costes de producción, costes de energía no servida y confiabilidad), técnicas de programación lineal para determinar las políticas de despacho óptimas que satisfacen las restricciones exógenas sobre las emisiones medioambientales, la disponibilidad de combustible y la generación de electricidad de algunas plantas, y métodos dinámicos de optimización para comparar los costos de las políticas de expansión de sistemas alternativos. [14]

Es posible realizar una planificación con un horizonte temporal máximo de treinta años, en donde el óptimo es evaluado en función de los costos mínimos totales.

El modelo WASP IV está integrado por siete módulos cuyas funciones se describen a continuación:

Módulo 1, LOADSY (Descripción de la demanda), este módulo procesa la información describiendo los periodos pico de carga y las curvas de duración de carga para el sistema de potencia bajo estudio.

Módulo 2, FIXYS (Sistema fijo), procesa información describiendo el sistema de generación existente y retiros o adiciones predeterminados, así como información sobre cualquier restricción impuesta por el usuario respecto a emisiones medioambientales, disponibilidad de combustible o generación de electricidad de algunas plantas.

Módulo 3, VARSYS (Sistema variable), procesa información describiendo las distintas plantas de generación que serán consideradas como candidatas para expansión del sistema de generación.

Módulo 4, CONGEN (Configuración de generación), calcula todas las posibles combinaciones año por año con todos los tipos de generadores listados en FIXSYS y VARSYS.

Módulo 5, MERSIM (Unir y simular), considera todas las configuraciones proporcionadas por CONGEN y usa simulación probabilista del sistema de operación para calcular los costos de producción asociados, energía no servida y confiabilidad del sistema para cada configuración. En el proceso, cualquier limitación impuesta para algunos grupos de generación como las emisiones medioambientales, disponibilidad de combustible o generación de electricidad son tomadas en cuenta. El despacho de las plantas está determinado por la disponibilidad de la planta, requerimientos de mantenimiento, requerimientos de reserva rodante y limitaciones de los grupos de generación.

Módulo 6, DYNPRO (Optimización mediante programación dinámica), determina el plan de expansión óptimo basado en los costos de operación previamente derivados de la información de costos de capital, energía no servida y parámetros económicos y criterios de confiabilidad.

Módulo 7, REPROBAT (Reporte), entrega un reporte de los resultados parciales o totales para el plan de expansión óptimo del sistema y para los calendarios fijos de expansión.

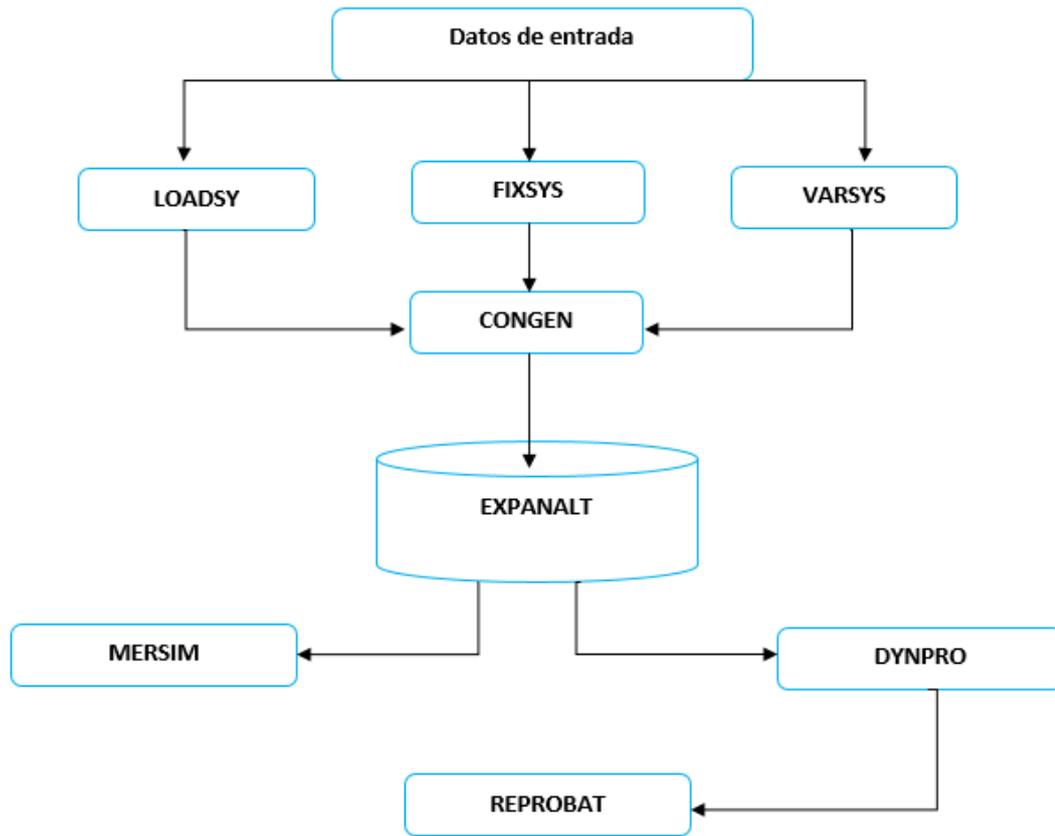


FIGURA 2- DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO DEL MODELO WASV IV

Como se ha mencionado anteriormente, el modelo WASP IV busca determinar el plan de expansión óptimo tomando en consideración las restricciones previamente impuestas al sistema, en donde cada unidad añadida es evaluada mediante la función objetivo siguiente:

$$B_j = \sum_{t=1}^T [\overline{I_{j,t}} - \overline{S_{j,t}} + \overline{F_{j,t}} + \overline{L_{j,t}} + \overline{M_{j,t}} + \overline{O_{j,t}}] \quad (1)$$

Donde:

B_j : es la función objetivo del plan de expansión j ,

t : es el tiempo en años (1, 2, ..., T),

T : es el horizonte total de estudio, la barra sobre los símbolos representa los valores descontados a una tasa de descuento i .

I : son los costos de inversión de capital.

S: es el valor de rescate de los costos de inversión.

F: costos de combustible

L: costos de inventario de combustible

M: costos de operación y mantenimiento

O: costo de la energía no servida.

El plan de expansión óptimo queda definido mediante el valor mínimo de B_j a lo largo de j .

Los componentes de costo de la ecuación (1) son calculados del siguiente modo:

a. Costos de inversión de capital y valores de rescate:

$$\overline{I}_{j,t} = (1 + i)^{-t'} \times \sum [UI_k \times MW_k] \quad (1.1)$$

$$\overline{S}_{j,t} = (1 + i)^{-T'} \times \sum [\delta_{k,t} \times UI_k \times MW_k] \quad (1.2)$$

Donde:

UI_k = costo de capital de inversión de la unidad k , expresado en unidades monetarias por MW.

MW_k = capacidad de la unidad k en MW,

$\delta_{k,t}$ = factor del valor de rescate para la unidad k en el horizonte de estudio,

i = tasa de descuento,

$t' = t + t_0 - 1$

$T' = T + t_0$; t_0 = es el número en años entre la fecha de referencia para el descuento y el primer año de estudio.

b. Costo del combustible

$$\overline{F}_{j,t} = (1 + i)^{-t'-0.5} \times \sum_{h=1}^{NHYD} [\alpha_h \times \psi_{j,t,h}] \quad (1.3)$$

Donde:

α_h = es la probabilidad de condición hidrológica h ,

$\psi_{j,t,h}$ = costo total del combustible (suma de los costos de combustibles para las unidades térmicas y nucleares) para cada condición hidrológica,

$NHYD$ = representa el número total de condiciones hidrológicas definidas.

c. Costo del inventario de combustible

$$\overline{L}_{j,t} = [(1+i)^{-t'} - (1+i)^{t'}] \times \sum [UFIC_{kt} \times MW_{kt}] \quad (1.4)$$

Dónde: el sumatorio indicado es calculado sobre todas las unidades térmicas kt agregadas al sistema en año t, y $UFIC_{kt}$ es el costo unitario total de inventario de la unidad kt (en unidades monetaria por MW).

d. Costos de operación y mantenimiento

$$\overline{M}_{j,t} = (1+i)^{-t'-0.5} \times \sum [UFO\&M_l \times MW_l + UVO\&M_l \times G_{l,t}] \quad (1.5)$$

Donde:

$UFO\&M_l$ = costo fijo de operación y mantenimiento de la unidad l, expresado en unidades monetarias por MW-año,

$UVO\&M_l$ = costo variable de operación y mantenimiento de la unidad l, expresado en unidades monetarias por kWh,

$G_{l,t}$ = generación esperada de la unidad l en el año t, en kWh, calculada como la suma de energía generada por la unidad en cada condición hidrológica ponderada por las probabilidades de las condiciones hidrológicas.

e. Costos de la energía no servida

$$\overline{O}_{j,t} = (1+i)^{-t'-0.5} \times \sum_{h=1}^{NHVD} \left[a + \frac{b}{2} \times \left(\frac{N_{t,h}}{EA_t} \right) + \frac{c}{3} \times \left(\frac{N_{t,h}}{EA_t} \right)^2 \right] \times N_{t,h} \times \alpha_h \quad (1.6)$$

Donde:

a, b y c son constantes (\$/kWh) dadas como datos de entrada,

$N_{t,h}$ = monto de energía no servida (kWh) para condición hidrológica h en el año t,

EA_t = energía demandada (kWh) del sistema en el año t.

El cálculo de los distintos componentes de costo de la ecuación (1) se realiza para tener en cuenta:

- Características de la previsión de carga
- Características de las plantas térmicas y nucleares
- Características de las plantas hidroeléctricas
- Naturaleza estocástica de la hidrología

- Costo de la energía no servida.

2.2.4.2. Modelo de sistemas de suministro de energía y repercusiones ambientales generales

El MESSAGE es un modelo de optimización que combina tecnologías y combustibles para formar las denominadas “cadenas energéticas” y posibilita la elaboración de mapas de flujos energéticos desde la oferta (la extracción de recursos) hasta la demanda (los servicios energéticos). Este modelo puede contribuir al diseño de estrategias a largo plazo mediante el análisis de las mezclas energéticas óptimas en relación con los costos, las necesidades de inversión y otros costos asociados a las infraestructuras nuevas, la seguridad del suministro de energía, la utilización de los recursos energéticos, el ritmo de implantación de las nuevas tecnologías (aprendizaje de tecnologías), las limitaciones ambientales, etc.

Es implementado en países como Brasil, Paraguay, Republica Dominicana, Argentina, Nicaragua. [15,16]

2.2.4.3. Modelo para el análisis de la demanda de energía

El MAED evalúa la futura demanda de energía a partir de un conjunto de hipótesis coherentes sobre el desarrollo socioeconómico, tecnológico y demográfico de mediano a largo plazo de un país o una región. La demanda de energía se calcula para un conjunto de actividades de uso final de tres sectores de la demanda principales: los hogares, los servicios y la industria y el transporte.

Este modelo proporciona un marco sistemático para la elaboración de mapas de tendencias y la previsión de cambios de las necesidades de energía, particularmente en cuanto corresponden a hipótesis alternativas del desarrollo socioeconómico.

Es implementado en países como Brasil, Paraguay, Republica Dominicana, Argentina, Nicaragua. Es un software de descarga gratuita que permite realizar simulaciones con un horizonte temporal no superior a 25 años. [15,16,17]

Estos son solo algunos ejemplos de la amplia gama de herramientas computacionales que sirven de apoyo en el desarrollo de las actividades de planificación y que se ajustan a las necesidades y propósitos de cada sistema. El criterio selección de una herramienta u otra debe contemplar el tratamiento del riesgo e incertidumbre, el análisis de políticas y ambientales, desarrollo técnico y evolución de las tecnologías, entre otras consideraciones.

Capítulo 3

3. Caso de estudio

3.1. Introducción

En este capítulo denominado caso de estudio, se pretende ejecutar la planificación a largo plazo de los recursos de generación eléctrica, con información extraída de la base de datos del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la Republica Dominicana (OC-SENI).

En principio cabe destacar que la matriz de generación actual es predominantemente térmica, integrada en un 23% por centrales de ciclo combinado (operadas con gas natural y gas/fuel), 35% motores de combustión interna, 11% turbinas a gas y 12% turbinas de vapor, 2% turbinas de viento y 17% centrales hidroeléctricas, con una capacidad total instalada igual a 3552.8 MW y una capacidad firme de 2627.55 MW.

De este conjunto de plantas, queda de manifiesto que son las de motores de combustión interna las que desempeñan una mayor participación en cuanto a cobertura de la demanda, pese a que estas no solo son las centrales más costosas operacionalmente, sino, las menos eficientes.

Con el objeto de conocer un enfoque a futuro en cuanto al balance que debe existir entre consumo y generación eléctrica, y el compromiso que debe prevalecer en tanto a la minimización de los costos del sistema, se da lugar a este estudio de planificación a largo plazo de los recursos de generación eléctrica.

3.2. Planteamiento del modelo

Como se mencionó en secciones anteriores, la herramienta computacional a implementar en este estudio es Wain Automatic System Planning (WASP IV), integrada por siete módulos en donde se introducen un conjunto de datos relacionados con las características técnicas y económicas del sistema que se pretende modelar, al ser ejecutados generan dos tipos de salidas, una con información útil exclusivamente para los módulos subsiguientes y manejada de manera automática por el programa y una salida con información que es manejada por el usuario y que constituye una respuesta a los datos previamente introducidos al programa.

El siguiente diagrama de flujo muestra la secuencia a seguir en cuanto al modelado del sistema:

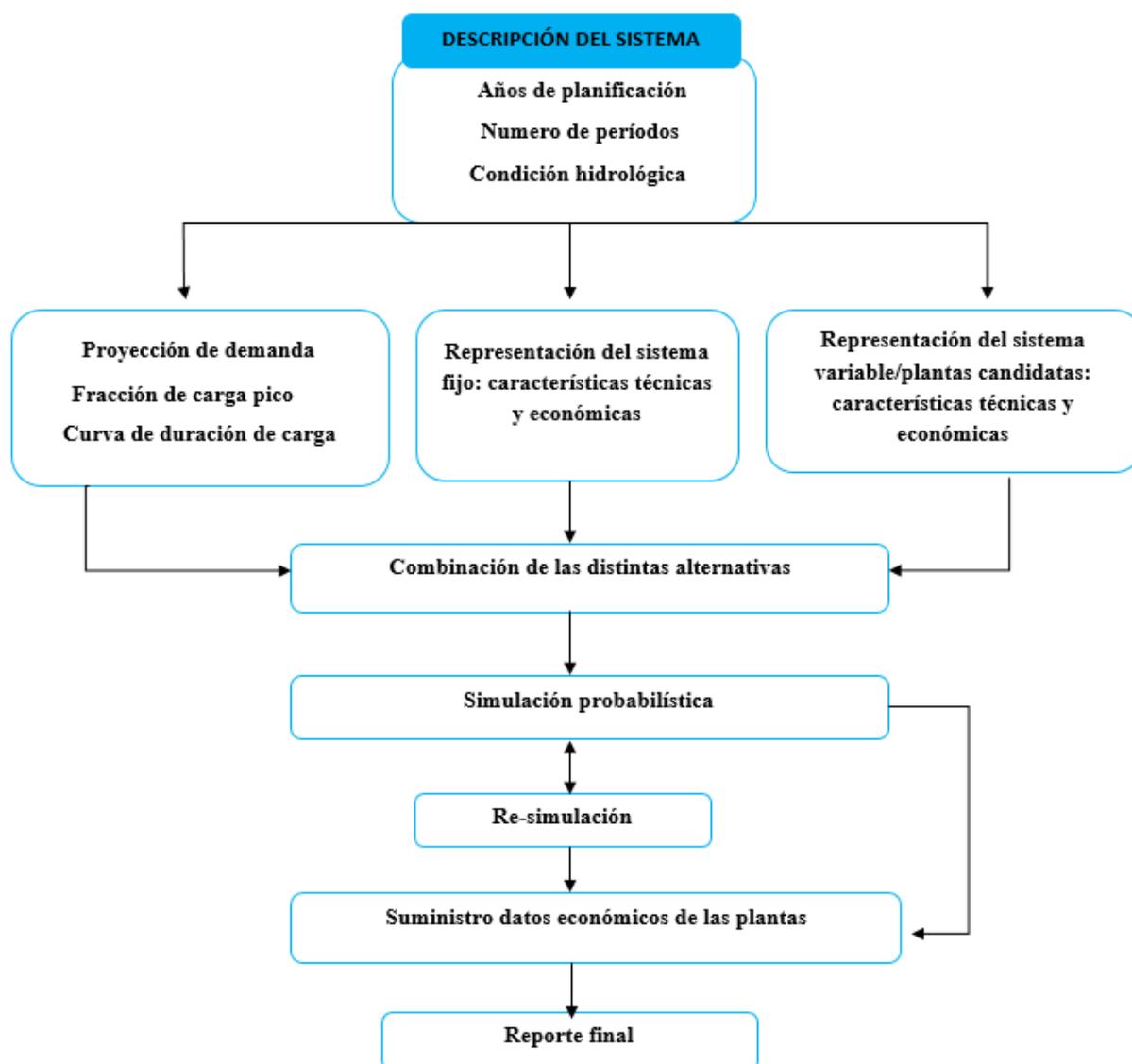


FIGURA 3- DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO DE PLANIFICACIÓN EN AMBIENTE WASP IV.

Cabe resaltar que el modelo WASP IV, es ideal para sistemas predominantemente hidro térmicos, lo que se ajusta a las características del sistema eléctrico dominicano.

3.3. Proyección de la demanda

Claramente la proyección de la demanda es uno de los pasos más importantes a agotar en el proceso de planificación de los recursos de generación a fin de determinar que capacidad será necesario instalar. A la vez es uno de los pasos que más incertidumbre aportan al proceso dado que los patrones

de consumo suelen variar a medida que transcurre el tiempo, ya sea por factores demográficos, socioeconómicos o climatológicos, entre otros.

A fin de acotar el margen de incertidumbre propio a los requerimientos de energía durante el periodo bajo estudio y proporcionar proyecciones que se ajusten a la realidad del país, se han considerado escenarios de crecimiento de demanda medio, superior e inferior, utilizando para ello datos históricos de demanda extraídos de los registros del OC-SENI.

Cabe destacar que nivel de detalle con que se analizan los planes a largo plazo, no es tan fino con relación a planes de corto-mediano plazo, de modo que con los datos disponibles y tomando en consideración que el crecimiento de la demanda eléctrica en República Dominicana hasta el momento ha exhibido un comportamiento conservador, se han considerado crecimientos de 3.3%, 6% y 9% para los escenarios bajo, medio y superior respectivamente.

En las tablas [1] y [2] se recogen los datos de proyección de demanda de potencia y energía que serán utilizados en este estudio:

| Años | Escenario bajo | Escenario medio | Escenario superior | Años | Escenario bajo | Escenario medio | Escenario superior |
|------|----------------|-----------------|--------------------|------|----------------|-----------------|--------------------|
| 2018 | 2001.0447 | 2121.1074 | 2201.149 | 2028 | 2704.702 | 2866.984 | 2975.172 |
| 2019 | 2071.4110 | 2195.6957 | 2278.552 | 2029 | 2775.069 | 2941.573 | 3052.575 |
| 2020 | 2141.7772 | 2270.2839 | 2355.955 | 2030 | 2845.435 | 3016.161 | 3129.978 |
| 2021 | 2212.1435 | 2344.8721 | 2433.358 | 2031 | 2915.801 | 3090.749 | 3207.381 |
| 2022 | 2282.5098 | 2419.4603 | 2510.761 | 2032 | 2986.167 | 3165.337 | 3284.784 |
| 2023 | 2352.8760 | 2494.0486 | 2588.164 | 2033 | 3056.534 | 3239.926 | 3362.187 |
| 2024 | 2423.2423 | 2568.6368 | 2665.566 | 2034 | 3126.9 | 3314.514 | 3439.59 |
| 2025 | 2493.6085 | 2643.2250 | 2742.969 | 2035 | 3197.266 | 3389.102 | 3516.993 |
| 2026 | 2563.9748 | 2717.8132 | 2820.372 | 2036 | 3267.632 | 3463.69 | 3594.396 |
| 2027 | 2634.3410 | 2792.4015 | 2897.775 | 2037 | 3337.999 | 3538.278 | 3671.798 |

TABLA 1- ESCENARIOS DEMANDA DE POTENCIA, PERIODO 2018-2037.

| Años | Escenario bajo | Escenario medio | Escenario superior | Años | Escenario bajo | Escenario medio | Escenario superior |
|------|----------------|-----------------|--------------------|------|----------------|-----------------|--------------------|
| 2018 | 13602.3 | 14629.4 | 15181.2 | 2028 | 18385.5 | 19773.3 | 20520.2 |
| 2019 | 14080.6 | 15143.9 | 15715.7 | 2029 | 18864.1 | 20288.5 | 21054.1 |
| 2020 | 14559.2 | 15658.5 | 16248.9 | 2030 | 19342 | 20803 | 21587.2 |
| 2021 | 15037.3 | 16173 | 16783.4 | 2031 | 19820.5 | 21316.8 | 22121.7 |
| 2022 | 15515.6 | 16687.5 | 17317.2 | 2032 | 20299.1 | 21831.4 | 22566.6 |
| 2023 | 15993.9 | 17201.4 | 17851.1 | 2033 | 20777 | 22345.9 | 23189.4 |
| 2024 | 16472 | 17715.9 | 18384.9 | 2034 | 21255.5 | 22860.4 | 23723.2 |
| 2025 | 16950.6 | 18230.4 | 18918 | 2035 | 21734.1 | 23374.9 | 24256.4 |
| 2026 | 17428.4 | 18744.9 | 19452.6 | 2036 | 22211.9 | 23889.5 | 24790.9 |
| 2027 | 17907 | 19259.4 | 19986.4 | 2037 | 22689.8 | 24404 | 25324.8 |

TABLA 2- ESCENARIO DE DEMANDA DE ENERGÍA, PERÍODO 2018-2037.

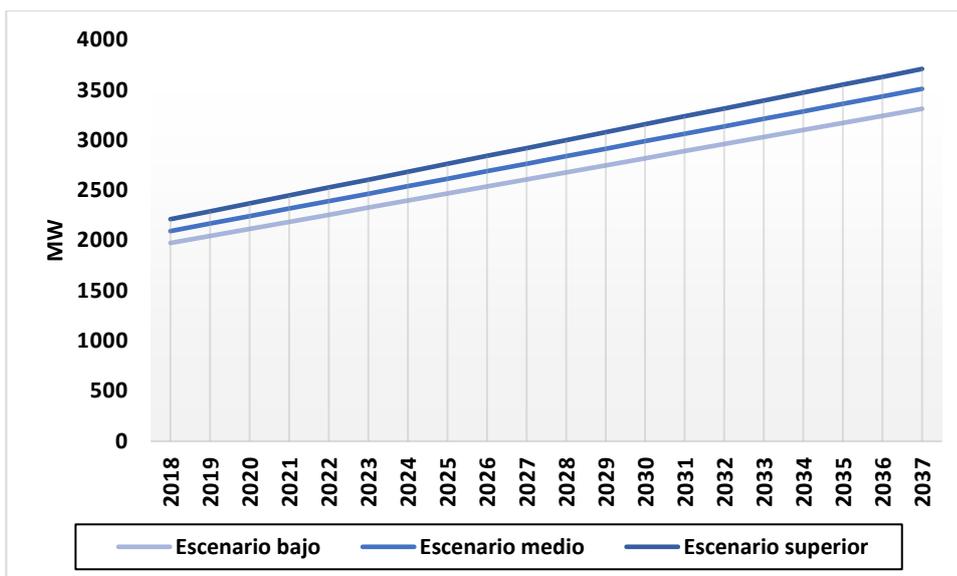


FIGURA 4- CRECIMIENTO DE LA DEMANDA, PERIODO 2018-2037.

Partiendo de un año base (que en este caso será el año 2018), es necesario introducir al programa en valores en por unidad (tomando como base la máxima carga anual) la máxima carga de cada periodo. La siguiente tabla muestra los valores correspondientes a este ítem.

| Período | Fracción de carga |
|---------|-------------------|
| 1 | 0.957 |
| 2 | 0.961 |
| 3 | 0.984 |
| 4 | 0.994 |
| 5 | 1 |
| 6 | 0.982 |

TABLA 3- FRACCIÓN DE CARGA POR PERIODOS.

3.4. Caracterización curva de duración de carga

Con los datos de proyección de demanda por periodo se obtienen las curvas de duración de carga, lo que atendiendo al comportamiento de la demanda dará lugar, junto con el resto de informaciones proporcionadas al programa, a la programación de futuras construcciones de centrales más beneficiosas para el sistema.

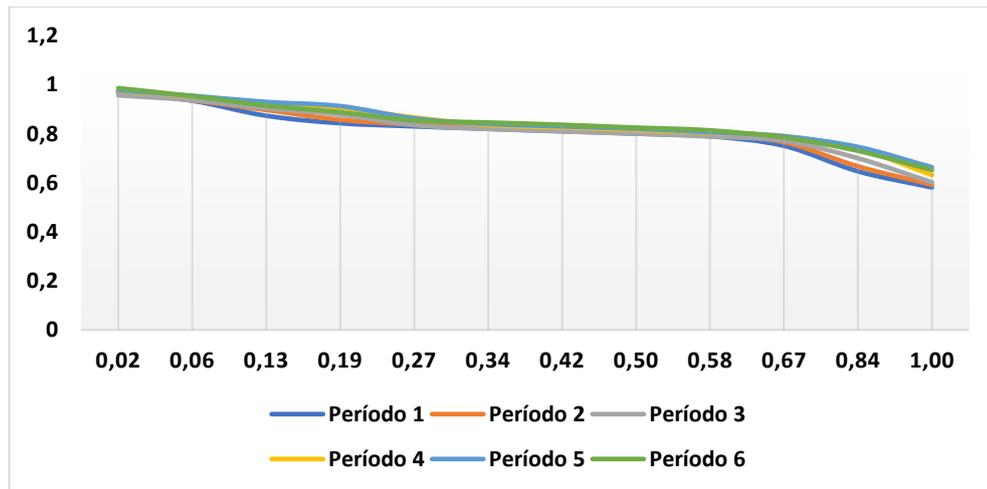


FIGURA 5- CURVAS DE CARGA POR PERIODO.

De estas curvas de duración de carga se deduce fácilmente que la demanda es relativamente constante a lo largo del año, con valores máximos en por unidad del orden de 0.98, 0.96 y mínimos comprendidos entre 0.58 y 0.65.

3.5. Representación del parque de generación actual

Las siguientes tablas muestran el conjunto de plantas que actualmente componen la matriz de generación del sistema eléctrico dominicano. Las mismas contienen las informaciones técnicas y económicas, propias de cada central, requeridas por el programa para la ejecución del sistema fijo.

Como se mencionó anteriormente, de 3552.8 MW apenas el 73.96% está disponible para satisfacer la creciente demanda, sino se toman acciones y se define una ruta con miras a mantener el equilibrio entre generación-consumo, a finales del periodo de planificación (a partir de 2029, si se evalúa el escenario bajo) habrá un déficit energético puesto que la demanda superaría la capacidad disponible.

A fin de mejorar la eficiencia de un conjunto de las centrales en operación, se están realizando evaluaciones que giran en torno a reconvertir a centrales de ciclo combinado para ser operadas con gas natural, algunas unidades que actualmente operan con fuel oil.

Las unidades señaladas en rojo, a pesar de no estar siendo despachadas en el SENI por su bajo rendimiento, fueron incluidas en las tablas debido a que no existe fecha declarada del retiro de estas unidades del sistema. A efectos de planificación tampoco fueron tomadas en consideración para que no influyesen en los resultados finales.

| Tecnología | Ciclo Combinado | | Ciclo Combinado | Motor Combustión interna | |
|---|-----------------|---------|-----------------|--------------------------|---------|
| | Fuel #2 | Fuel #6 | Gas | Gas | |
| Número de unidades | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Costos fijos O&M (\$/kW-mes) | 1.4 | 1.4 | 1.3 | 0.875 | 0.875 |
| Costos variables O&M (\$/MW) | 3.79 | 3.69 | 0.16 | 1.4506 | 1.031 |
| Costo combustible extranjero (c/millones kcal) | 5595.5 | 5185 | 900.8 | 900.8 | 900.8 |
| Costo combustible nacional (c/millones kcal) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Valor calorífico del combustible (Kcal/Kg) | 9100 | 10150 | 11508.9 | 342 | 11508.9 |
| Tasa de calor al nivel mínimo de operación (kcal/kWh) | 2717.26 | 3544.38 | 4235.28 | 4717.5 | 9978.22 |
| Promedio tasa incremental de calor (Kcal/KWh) | 2571.66 | 3071.66 | 3319.28 | 2101.73 | 8284.5 |
| Emisiones de contaminantes tipo I (SO ₂) | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| Emisiones de contaminantes tipo II (NO _x) | 3 | 3 | 0.5 | 0.5 | 0.5 |
| Nivel mínimo de operación al año (MW) | 54.3 | 132 | 150 | 49 | 14 |
| Máxima capacidad de generación al año (MW) | 72.8 | 0 | 264.2 | 105.4 | 21.2 |
| Máximo técnico (MW) | 95 | 180 | 300 | 110.6 | 21.2 |
| Capacidad de reserva de la unidad (%) | 7 | 6 | 5 | 6 | 10 |
| Mantenimiento (MW) | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Días de mantenimiento programado por año | 40 | 21 | 30 | 25 | 30 |
| Tasa de interrupción forzada (%) | 3.3 | 3.3 | 3.3 | 8 | 7 |

TABLA 4- PLANTAS TÉRMICAS SISTEMA FIJO.

| Tecnología | | Motor de Combustión interna | | | | |
|---|--------|-----------------------------|---------|---------|---------|--|
| Tipo de combustible | | Fuel #6 | | | | |
| Número de unidades | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | |
| Costos fijos O&M (\$/kW-mes) | 0.875 | 0.875 | 0.875 | 0.875 | 0.875 | |
| Costos variables O&M (\$/MW) | 1.9677 | 2.1039 | 1.4669 | 1.5554 | 1.692 | |
| Costo combustible extranjero (c/millones kcal) | 5185 | 5185 | 5185 | 5185 | 5185 | |
| Costo combustible nacional (c/millones kcal) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Valor calorífico del combustible (Kcal/Kg) | 10150 | 10150 | 10150 | 10150 | 10150 | |
| Tasa de calor al nivel mínimo de operación (kcal/kWh) | 7673.4 | 20623.2 | 4719.28 | 6469.1 | 9336.41 | |
| Promedio tasa incremental de calor (Kcal/KWh) | 5742.4 | 11797 | 3592.9 | 4411.95 | 5972.48 | |
| Emisiones de contaminantes tipo I (SO2) | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | |
| Emisiones de contaminantes tipo II (NOx) | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | |
| Nivel mínimo de operación al año (MW) | 7.5 | 1.6 | 45 | 17.1 | 7 | |
| Máxima capacidad de generación al año (MW) | 15.1 | 11.1 | 86.1 | 46.9 | 25.1 | |
| Máximo técnico (MW) | 18 | 13.4 | 100 | 51.2 | 26 | |
| Capacidad de reserva de la unidad (%) | 5 | 5 | 5 | 7 | 7 | |
| Mantenimiento (MW) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Días de mantenimiento programado por año | 21 | 20 | 30 | 25 | 25 | |
| Tasa de interrupción forzada (%) | 5.5 | 6 | 3.3 | 4 | 6 | |

TABLA 5- PLANTAS TÉRMICAS SISTEMA FIJO

| Tecnología | Motor de combustión | | | | |
|---|---------------------|---------|---------|--------|--------|
| Tipo de combustible | Fuel #6 | | | | |
| Número de unidades | 1 | 1 | 1 | 2 | 1 |
| Costos fijos O&M (\$/kW-mes) | 0.875 | 0.875 | 0.875 | 0.875 | 0.875 |
| Costos variables O&M (\$/MW) | 1.664 | 1.642 | 1.69 | 1.37 | 1.93 |
| Costo combustible extranjero (c/millones kcal) | 5185 | 5185 | 5185 | 5185 | 5185 |
| Costo combustible nacional (c/millones kcal) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Valor calorífico del combustible (Kcal/Kg) | 10150 | 10150 | 10150 | 10150 | 10150 |
| Tasa de calor al nivel mínimo de operación (kcal/kWh) | 9172.2 | 11356.9 | 14866.9 | 6556 | 5168.9 |
| Promedio tasa incremental de calor (Kcal/KWh) | 5936.05 | 6931.98 | 8636.3 | 4270.7 | 4034.4 |
| Emisiones de contaminantes tipo I (SO ₂) | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Emisiones de contaminantes tipo II (NO _x) | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| Nivel mínimo de operación al año (MW) | 7.9 | 21.2 | 13.9 | 66 | 34 |
| Máxima capacidad de generación al año (MW) | 26.9 | 95.9 | 85.9 | 198 | 60.6 |
| Máximo técnico (MW) | 31.4 | 107 | 89 | 198 | 60.6 |
| Capacidad de reserva de la unidad (%) | 7 | 5 | 5 | 10 | 6 |
| Mantenimiento (MW) | 0 | 0 | 0 | 215 | 0 |
| Días de mantenimiento programado por año | 28 | 25 | 24 | 35 | 20 |
| Tasa de interrupción forzada (%) | 5 | 5 | 7 | 6 | 7.2 |

TABLA 6- PLANTAS TÉRMICAS SISTEMA FIJO

| Tecnología | Motor de combustión | | | | Tgas |
|---|---------------------|---------|--------|----------|---------|
| Tipo de combustible | Fuel #6 | | | | Gas |
| Número de unidades | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 |
| Costos fijos O&M (\$/kW-mes) | 0.875 | 0.875 | 0.875 | 0.875 | 0.83 |
| Costos variables O&M (\$/MW) | 2.38 | 2 | 2 | 3.3 | 0.7 |
| Costo combustible extranjero (c/millones kcal) | 5185 | 5185 | 5185 | 5185 | 900.8 |
| Costo combustible nacional (c/millones kcal) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Valor calorífico del combustible (Kcal/Kg) | 10150 | 10150 | 10150 | 10150 | 11508.9 |
| Tasa de calor al nivel mínimo de operación (kcal/kWh) | 8688.7 | 12727.1 | 9943.3 | 3478.881 | 6790.3 |
| Promedio tasa incremental de calor (Kcal/KWh) | 5748.1 | 8673.8 | 7485.4 | 3478.881 | 5432.2 |
| Emisiones de contaminantes tipo I (SO ₂) | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| Emisiones de contaminantes tipo II (NO _x) | 3 | 3 | 3 | 3 | 0.5 |
| Nivel mínimo de operación al año (MW) | 10.5 | 11 | 4.5 | 1.3 | 60 |
| Máxima capacidad de generación al año (MW) | 32.5 | 30.3 | 8.9 | 1.3 | 99.9 |
| Máximo técnico (MW) | 42 | 41.6 | 15.6 | 1.9 | 105 |
| Capacidad de reserva de la unidad (%) | 5 | 8 | 8 | 5 | 10 |
| Mantenimiento (MW) | 0 | 0 | 0 | 0 | 84 |
| Días de mantenimiento programado por año | 20 | 30 | 21 | 21 | 30 |
| Tasa de interrupción forzada (%) | 7 | 8 | 6 | 6 | 7 |

TABLA 7- PLANTAS TÉRMICAS SISTEMA FIJO

| Tecnología | Tgas | | Tvapor | | Tvapor | |
|---|---------|--------|---------|---------|---------|-------|
| Tipo de combustible | Fuel #2 | | Carbón | | Fuel #6 | |
| Número de unidades | 1 | 1 | 1 | 2 | 1 | 1 |
| Costos fijos O&M (\$/kW-mes) | 0.83 | 0.83 | 3.5 | 3.5 | 3.5 | 3.5 |
| Costos variables O&M (\$/MW) | 5.33 | 6.9 | 4 | 4 | 1.83 | 1.75 |
| Costo combustible extranjero (c/millones kcal) | 5595.5 | 5595.5 | 905.75 | 905.75 | 5185 | 5185 |
| Costo combustible nacional (c/millones kcal) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Valor calorífico del combustible (Kcal/Kg) | 9100 | 9100 | 6301.01 | 6301.01 | 10150 | 10150 |
| Tasa de calor al nivel mínimo de operación (kcal/kWh) | 6760.2 | 5769.4 | 3426.9 | 3871.3 | 7710.96 | 22838 |
| Promedio tasa incremental de calor (Kcal/KWh) | 6760.2 | 4806.8 | 3426.9 | 3750.4 | 6425.83 | 22838 |
| Emisiones de contaminantes tipo I (SO2) | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Emisiones de contaminantes tipo II (NOx) | 3 | 3 | 2 | 2 | 3 | 3 |
| Nivel mínimo de operación al año (MW) | 60 | 22 | 41 | 100 | 18 | 40 |
| Máxima capacidad de generación al año (MW) | 58.3 | 0 | 40.5 | 106.6 | 0 | 14.9 |
| Máximo técnico (MW) | 100 | 33 | 43 | 120 | 27 | 72 |
| Capacidad de reserva de la unidad (%) | 6 | 8 | 6 | 5 | 6 | 10 |
| Mantenimiento (MW) | 0 | 0 | 0 | 132 | 0 | 0 |
| Días de mantenimiento programado por año | 20 | 25 | 25 | 40 | 30 | 35 |
| Tasa de interrupción forzada (%) | 5 | 6 | 10 | 5.5 | 3.3 | 8 |

TABLA 8- PLANTAS TÉRMICAS SISTEMA FIJO

| Capacidad instalada (MW) | Flujo de energía GWh | Capacidad almacenamiento GWh | Generación mínima GWh | Capacidad media MW | Año operación |
|--------------------------|----------------------|------------------------------|-----------------------|--------------------|---------------|
| 60.0 | 214.4 | 0.603 | 0 | 23.7 | 1992 |
| 0.6 | 2.4 | 0 | 2.2 | 0.27 | 2003 |
| 1.2 | 6.6 | 0 | 6.4 | 0.75 | 1996 |
| 3.2 | 15.96 | 0.594 | 15.28 | 1.82 | 1998 |
| 4.0 | 25.8 | 0 | 12 | 2.94 | 2004 |
| 0.7 | 3 | 0 | 2 | 0.34 | 1995 |
| 8.0 | 40 | 60.03 | 0 | 4.56 | 1984 |
| 98.0 | 202 | 52.28 | 0 | 23.05 | 1992 |
| 8.4 | 40 | 0 | 40 | 4.56 | 1954 |
| 0.9 | 7.53 | 0 | 5 | 0.85 | 1976 |
| 7.5 | 25 | 0 | 21.59 | 2.85 | 1967 |
| 18.4 | 128 | 0 | 40.11 | 14.61 | 1987 |
| 0.1 | 0.8 | 0 | 3 | 0.091 | 1999 |
| 9.8 | 67.98 | 20 | 0 | 7.76 | 2001 |
| 3.0 | 24.1 | 0 | 2 | 2.75 | 2008 |
| 52.0 | 140 | 119.6 | 11.19 | 15.98 | 2002 |
| 0.3 | 2.3 | 0 | 0.57 | 0.26 | 1994 |
| 50.0 | 143 | 0 | 20 | 16.32 | 2009 |
| 10.1 | 22.3 | 11.1 | 21.78 | 2.54 | 1978 |
| 25.0 | 216 | 0 | 107.15 | 24.65 | 1996 |
| 0.9 | 7.8 | 0 | 2.95 | 0.33 | 2004 |
| 12.8 | 69 | 18 | 0 | 7.87 | 1980 |
| 6.3 | 25 | 0 | 23.59 | 2.85 | 1981 |
| 96.0 | 240 | 37.7 | 0 | 27.39 | 1973 |
| 54.0 | 80 | 39.5 | 0 | 9.13 | 1975 |
| 2.9 | 21.09 | 0 | 3 | 2.40 | 2009 |
| 81.6 | 183.6 | 20 | 0 | 20.95 | 2012 |

TABLA 9- CENTRALES HIDROELÉCTRICAS SISTEMA FIJO

Como se habrá podido notar, la capacidad instalada versus la capacidad firme, implica en definitiva la creación de un portafolio de proyectos y alternativas con capacidad para satisfacer la creciente demanda eléctrica.

3.6. Listado de plantas de generación candidatas

El conjunto de plantas candidatas propuestas en este proyecto a formar parte del parque generación, está básicamente integrada por unidades térmicas convencionales que operan con gas natural y carbón, incluyendo por igual un parque eólico de 100 MW y un huerto fotovoltaico de 150 MW, a fin de determinar los impactos de la penetración de instalaciones renovables al sistema.

Los datos técnicos y económicos de las plantas propuestas han sido extraídos del “Anual Outlook Energy” edición 2016, de la Agencia Internacional de Energía.

Del mix tecnológico propuesto se han de analizar cinco escenarios:

1. Caso con unidades térmicas (caso base).
2. Caso con unidades térmicas y parque eólico.
3. Caso con unidades térmicas, parque eólico y parque fotovoltaico.
4. Caso turbinas de vapor.
5. Análisis de sensibilidad.

Es de mencionar que el paquete computacional WASP IV tiene algunas limitaciones respecto al modelado de unidades no convencionales de generación de electricidad, puesto que no cuenta con un módulo específico para caracterizarlas.

De acuerdo con [3] este tipo de tecnología puede ser modelada como unidades térmicas de muy baja eficiencia y elevado porcentaje de falla, o como unidades hidroeléctricas de pasada, siendo este último método el más favorable porque permite modelar con mayor facilidad las probabilidades de generación de las centrales eólicas y solares.

En la evaluación se ha considerado un escenario bajo de crecimiento de la demanda, por representar grandes probabilidades de ocurrencia, de acuerdo con el comportamiento de la demanda, registrado de años anteriores. De igual modo los resultados obtenidos a partir de este escenario podrían permitir desarrollar alternativas antes crecimientos superiores.

| Unidades Renovables | | | | |
|-------------------------------------|-------------|----------------------|------------------------|------------------------|
| Tecnología | Combustible | Costos de capital \$ | Costos fijos \$/KW-mes | Costos variable \$/MWh |
| Turbina de viento 100 MW | Viento | 2671 | 3.3 | 0.0 |
| Paneles fotovoltaicos 150 MW | Sol | 2534 | 1.8 | 0.0 |

TABLA 10- UNIDADES RENOVABLES PROPUESTAS

| Tipo de combustible | Gas natural | Gas natural | Carbón/biomasa | Gas | carbón |
|---|-------------|-------------|----------------|---------|---------|
| Costos fijos O&M \$/kW-mes | 0.57 | 0.83 | 4.24 | 1.46 | 2.99 |
| Costos variables O&M \$/MWh | 10.7 | 2 | 5 | 3.5 | 4.25 |
| Costo combustible extranjero c/millones kcal | 900.8 | 900.8 | 905.75 | 900.8 | 905.75 |
| Costo combustible nacional c/millones kcal | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Valor calorífico del combustible | 11508.9 | 11508.9 | 6301.01 | 11508.9 | 6301.01 |
| Tasa de calor al nivel mínimo de operación kcal/kWh | 4939.2 | 3175.2 | 5221.4 | 5040 | 4435.2 |
| Promedio tasa incremental de calor | 3704.4 | 4762.8 | 3916.08 | 3780 | 3326.4 |
| Emisiones de contaminantes tipo I | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 |
| Emisiones de contaminantes tipo II | 0.5 | 0.5 | 1.5 | 0.5 | 1.5 |
| Nivel mínimo de operación al año MW | 118.5 | 214.5 | 150 | 50 | 325 |
| Máxima capacidad de generación al año MW | 237 | 429 | 300 | 100 | 650 |
| Capacidad de reserva de la unidad | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Mantenimiento MW | | | | | |
| Días de mantenimiento programado por año | 15 | 15 | 18 | 15 | 20 |
| Tasa de interrupción forzada | 2.5 | 2.5 | 5 | 2 | 5 |

TABLA 11- UNIDADES TERMOELÉCTRICAS PROPUESTAS

3.7. Análisis de resultados

Los resultados arrojados por el WASP IV respecto al conjunto de centrales que deben ser instaladas se muestran en la tabla [6], anexo a una serie de datos económicos relacionados al sistema resultante tras la planificación.

Considerando un margen de reserva de un 10% se prevé que será necesario instalar al menos 1800 MW en los años 2029-2037 a efectos de satisfacer la demanda proyectada. Del conjunto de

centrales térmicas propuestas, las seleccionadas por el programa para ser instaladas corresponden a unidades operadas con gas natural, puesto que son estas las que representan menores costos al sistema.

Por los bajos costos de inversión asociados a la instalación de turbinas de combustión, el plan de obras aportado por el programa puede resultar atractivo para los inversionistas y para el sistema, siempre y cuando el precio del gas natural líquido no se dispare.

| Caso de referencia | | | | |
|--------------------|---------------------|---------------------|--------|--|
| Año | Costos operación \$ | Función objetivo \$ | LOLP % | Alternativa |
| 2018 | 1065288 | 1065288 | 12.89 | 0 |
| 2019 | 937769 | 2003057 | 12.89 | 0 |
| 2020 | 891500 | 2894557 | 12.89 | 0 |
| 2021 | 851385 | 3745941 | 12.89 | 0 |
| 2022 | 813871 | 4559813 | 12.89 | 0 |
| 2023 | 777378 | 5337191 | 12.89 | 0 |
| 2024 | 739983 | 6077173 | 12.89 | 0 |
| 2025 | 701883 | 6779056 | 12.89 | 0 |
| 2026 | 663666 | 7442722 | 12.89 | 0 |
| 2027 | 625575 | 8068297 | 12.891 | 0 |
| 2028 | 586731 | 8655028 | 12.895 | 0 |
| 2029 | 529887 | 9198885 | 12.905 | 1x100 Turbina de combustión |
| 2030 | 490971 | 9701642 | 12.931 | 1x100 Turbina de combustión |
| 2031 | 453033 | 10185095 | 12.916 | 1x100 Turbina de combustión |
| 2032 | 408477 | 10602615 | 12.96 | 2x100 Turbina de combustión |
| 2033 | 375847 | 10987591 | 13.06 | 2x100 Turbina de combustión |
| 2034 | 345953 | 11348700 | 13.005 | 2x100 Turbina de combustión |
| 2035 | 318911 | 11667611 | 13.159 | 2x100 Turbina de combustión |
| 2036 | 279440 | 11958523 | 12.934 | 1x237 MW Turbina combustión avanzada. 2x100 Turbina de combustión |
| 2037 | 256632 | 12215155 | 12.995 | 1x237 MW Turbina combustión avanzada. 2x100 Turbina de combustión |

TABLA 12- PROPUESTA DE EXPANSIÓN.

La creciente preocupación respecto a la protección medioambiental y reducción de emisiones de gases contaminantes, ha dado paso a que un gran número de países se muestren más activos respecto a la inclusión de fuentes de energías renovables en sus planes de expansión, viéndolas como una

alternativa viable para enfrentar no solo el reto medioambiental, sino, los riesgos asociados a la volatilidad en los precios de los combustibles.

Para determinar cómo se ve influenciada la planificación ante la penetración de energías renovables no convencionales, se propone un escenario en el que se contempla la entrada en operación de un parque eólico de 100 MW en el año 2025. Como se puede ver en la tabla [7], el conjunto de obras seleccionadas por el programa sigue la misma orientación que el caso base, sin embargo, la entrada en operación del parque desplazada la construcción de dos de las centrales contempladas en el caso de referencia, lo que conduce a una reducción de US\$ 86,568 en los costos de operación durante el periodo de planificación.

| Caso Térmicas-Eólica | | | | |
|----------------------|------------------|------------------|--------|--|
| Año | Costos operación | Función objetivo | LOLP % | Alternativa |
| 2018 | 1065288 | 1065288 | 12.89 | 0 |
| 2019 | 937769 | 2003057 | 12.89 | 0 |
| 2020 | 891500 | 2894557 | 12.89 | 0 |
| 2021 | 851385 | 3745941 | 12.89 | 0 |
| 2022 | 813871 | 4559813 | 12.89 | 0 |
| 2023 | 777378 | 5337191 | 12.89 | 0 |
| 2024 | 739983 | 6077173 | 12.89 | 0 |
| 2025 | 687998 | 6765010 | 12.89 | 1x100 Turbina de viento |
| 2026 | 650965 | 7415975 | 12.89 | 0 |
| 2027 | 614171 | 8030146 | 12.891 | 0 |
| 2028 | 576406 | 8606551 | 12.893 | 0 |
| 2029 | 536843 | 9143394 | 12.901 | 0 |
| 2030 | 496887 | 9640281 | 12.921 | 0 |
| 2031 | 448053 | 10118753 | 12.91 | 1x100 Turbina de combustión |
| 2032 | 413112 | 10531865 | 12.944 | 1x100 Turbina de combustión |
| 2033 | 380780 | 10912645 | 13.025 | 1x100 Turbina de combustión |
| 2034 | 342405 | 11270206 | 12.981 | 2x100 Turbina de combustión |
| 2035 | 315462 | 11585668 | 13.106 | 2x100 Turbina de combustión |
| 2036 | 277050 | 11874190 | 12.924 | 1x237 MW Turbina combustión avanzada. 2x100 Turbina de combustión |
| 2037 | 254234 | 12128424 | 12.974 | 1x237 MW Turbina combustión avanzada. 2x100 Turbina de combustión |

TABLA 13- PROPUESTA DE EXPANSIÓN

A fin de diversificar más el mix de generación y abundar sobre los impactos de las energías renovables, se propone un escenario que contemple la entrada en operación de un huerto fotovoltaico en el año 2025. En este plan participan las mismas unidades consideradas en el caso anterior, en la tabla [13] se describe el plan de obras resultante.

| Caso térmicas-eólica-parque fotovoltaico | | | | |
|---|----------------------------|-------------------------|---------------|--|
| Año | Costos de operación | Función objetivo | LOLP % | Escenario térmico-eólico-Fotovoltaico |
| 2018 | 1065288 | 1065288 | 12.89 | 0 |
| 2019 | 937769 | 2003057 | 12.89 | 0 |
| 2020 | 891581 | 2894638 | 12.89 | 0 |
| 2021 | 851173 | 3745811 | 12.89 | 0 |
| 2022 | 813871 | 4559683 | 12.89 | 0 |
| 2023 | 777378 | 5337061 | 12.89 | 0 |
| 2024 | 740009 | 6077069 | 12.89 | 0 |
| 2025 | 657491 | 6734560 | 12.89 | 1x100 MW Parque eólico 1x150MW Parque fotovoltaico |
| 2026 | 623319 | 7357880 | 12.89 | 0 |
| 2027 | 589119 | 7946999 | 12.89 | 0 |
| 2028 | 554943 | 8501942 | 12.89 | 0 |
| 2029 | 519376 | 9021318 | 12.89 | 0 |
| 2030 | 482794 | 9504112 | 12.89 | 0 |
| 2031 | 446813 | 9950925 | 12.89 | 0 |
| 2032 | 412733 | 10363658 | 13.01 | 0 |
| 2033 | 369242 | 10770316 | 12.89 | 1x237 MW Turbina de combustión avanzada |
| 2034 | 339904 | 11110220 | 12.89 | 1x237 MW Turbina de combustión avanzada |
| 2035 | 312687 | 11422607 | 13.02 | 1x237 MW Turbina de combustión avanzada |
| 2036 | 287879 | 11710786 | 13.1 | 1x237 MW Turbina de combustión avanzada |
| 2037 | 257566 | 11977143 | 12.95 | 2x100 MW Turbina de combustión. 1x237 MW Turbina de combustión avanzada |

TABLA 14- PROPUESTA DE EXPANSIÓN

Con este plan en adición al parque eólico y el huerto fotovoltaico, la tecnología considerada favorable para ser instalada se corresponde una vez más con turbinas de combustión.

Siguiendo esta planificación, a finales del periodo de estudio la composición del parque de generación quedaría como se muestra en la figura [6], la penetración en conjunto de centrales térmicas a gas, como unidades operadas con recursos renovables provocara un desplazamiento de las unidades operadas con derivados del petróleo.

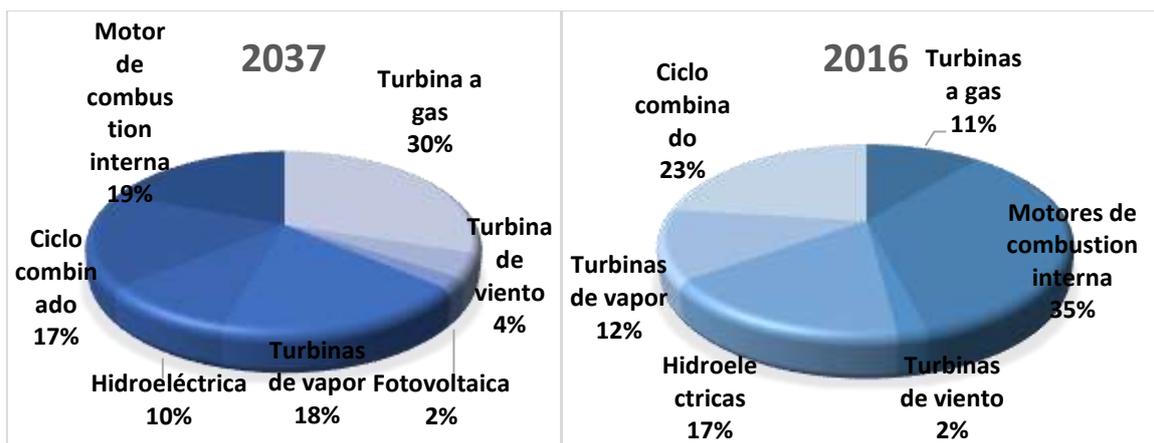


FIGURA 6- CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA

| Caso turbinas de vapor | | | | |
|------------------------|------------------|------------------|--------|------------------------|
| Año | Costos operación | Función objetivo | LOLP % | Alternativa |
| 2018 | 1065288 | 1065288 | 12.89 | 0 |
| 2019 | 937769 | 2003057 | 12.89 | 0 |
| 2020 | 891500 | 2894557 | 12.89 | 0 |
| 2021 | 851385 | 3745941 | 12.89 | 0 |
| 2022 | 813871 | 4559813 | 12.89 | 0 |
| 2023 | 777378 | 5337191 | 12.89 | 0 |
| 2024 | 739983 | 6077069 | 12.89 | 0 |
| 2025 | 701883 | 6778952 | 12.89 | 0 |
| 2026 | 663666 | 7442618 | 12.89 | 0 |
| 2027 | 625575 | 8068193 | 12.891 | 0 |
| 2028 | 585703 | 8653896 | 12.893 | 0 |
| 2029 | 543857 | 9197753 | 12.901 | 0 |
| 2030 | 502780 | 9700533 | 12.921 | 0 |
| 2031 | 464192 | 10164725 | 12.91 | 0 |
| 2032 | 428936 | 10593661 | 12.944 | 0 |
| 2033 | 369992 | 10997779 | 13.025 | 1x100 Turbina de vapor |
| 2034 | 339911 | 11337690 | 12.981 | 1x100 Turbina de vapor |
| 2035 | 312322 | 11650012 | 13.106 | 1x100 Turbina de vapor |
| 2036 | 287404 | 11937416 | 12.924 | 1x100 Turbina de vapor |
| 2037 | 250256 | 12193426 | 12.974 | 2x100 Turbina de vapor |

TABLA 15- PROPUESTA DE EXPANSIÓN

1. Caso de referencia: el auge alcanzado por el GNL muestra un panorama alentador para el conjunto de unidades propuestas en esta planificación.

Actualmente en República Dominicana se evalúa la posibilidad de la instalación una regasificadora con capacidad de almacenar alrededor de 163,000 metros cubico de GNL adicional a la ya existente, de resultar económicamente viable ese proyecto, las centrales de ciclo combinado y turbinas de combustión serán sin duda candidatas potenciales a ser instaladas.

Si bien es cierto que los bajos costos de capital de la instalación de turbinas de combustión y ciclos combinados, suelen ser atractivos para los inversionistas, la volatilidad en los precios de los combustibles puede resultar ser un factor determinante al momento de tomar decisiones respecto a que instalar.

Según la Agencia Internacional de Energía, las prospectivas futuras del gas natural presentan un panorama alentador, con una proyección del precio equivalente a US\$ 5 el millón de BTU durante el periodo 2020-2040.

Se prevé por igual que el gas natural lograra desplazar el carbón, que, a pesar de ser un combustible relativamente estable en cuanto a precio, los pocos avances hasta fecha con relación a la captura de las emisiones de contaminantes explican porque la tendencia a ser desplazado.

2. Caso parque eólico: a pesar de que aún los proyectos a base fuentes renovables de energía no resultan ser muy atractivos para los inversionistas, cabe reconocer que estas instalaciones constituyen un importante aporte a la reducción de costos de operación del sistema, de modo que resultaría beneficioso incentivar la instalación de un mayor número de proyectos renovables.

República Dominicana es rica en recursos naturales aprovechables para la generación de electricidad. Según registros de la Comisión Nacional de Energía actualmente se cuenta con un potencial para producción de energía hidroeléctrica de 2095 MW, cerca de 50,000 MW a base de energía solar, alrededor de 30.5 GW de energía eólica, así como la posibilidad de explotar recursos de biomasa.

La Comisión Nacional de Energía tiene fijada como meta alcanzar el 25% de generación a partir de fuentes renovables, partiendo de dicha meta, se deberá hacer un significativo esfuerzo por incentivar la explotación de los recursos renovables disponibles.

3. Caso turbinas a vapor: el plan de expansión tomando en consideración este tipo de tecnología conduce a unos costos de operación y una función objetivo superiores, con relación a los del caso de referencia, en donde la tecnología seleccionada corresponde a turbinas de combustión.

Los precios del carbón suelen ser relativamente más estables que los del gas natural, por lo que puede resultar atractiva y segura la expansión a base de este tipo de combustible, sin embargo, es necesario destacar que, pese a los avances tecnológicos, las centrales carboneras aun resultan ser muy contaminantes. De modo que establecer un plan de obras implica establecer un compromiso no solo entre economía y confiabilidad en tanto a disponibilidad de combustibles, sino también, con aspectos medioambientales.

4. Tras un análisis de sensibilidad en los costos del GNL del 25% se obtiene como resultado la misma planificación del caso base, alcanzando un incremento de US\$19,567 respecto a los costos iniciales.

Ante aumentos del 75% en los costos del GNL se presentan variaciones en cuanto al plan de obras propuesto, pero sin variar la tendencia a instalar centrales de ciclo combinado y turbinas de combustión.

| Caso de referencia | | | | |
|---------------------------|----------------------------|----------------------------|---------------|--|
| Año | Costos operación \$ | Función objetivo \$ | LOLP % | Alternativa |
| 2032 | 415237 | 10626775 | 12.906 | 1x237 MW Turbina combustión avanzada. |
| 2033 | 381974 | 11008749 | 12.929 | 1x237 MW Turbina combustión avanzada. |
| 2034 | 351293 | 11360042 | 12.987 | 1x237 MW Turbina combustión avanzada. |
| 2035 | 323638 | 11683680 | 13.109 | 1x237 MW Turbina combustión avanzada. |
| 2036 | 293090 | 11985889 | 13.042 | 1x237 MW Turbina combustión avanzada. 1x100 Turbina de combustión |
| 2037 | 265563 | 12255847 | 12.995 | 1x237 MW Turbina combustión avanzada. 2x100 Turbina de combustión |

TABLA 16- SENSIBILIDAD 75% SOBRE COSTOS GNL

Conclusiones

Las planificaciones a largo plazo son producto de un arduo trabajo, con el objeto de tomar las mejores decisiones respecto a los lineamientos a seguir en cuanto a la integración de nuevas unidades al sistema.

A finales del periodo de planificación se prevé un aumento considerable de la demanda eléctrica con relación a la capacidad instalada. Si se consideran escenarios de crecimiento bajo será necesaria la entrada en operación de 1800 MW, para cubrir la demanda y respetar los márgenes de reserva impuestos.

Los casos evaluados aportan resultados que conducen a los menores costos posibles en cuanto a la cobertura de la demanda, con un portafolio de proyectos con capacidad gestionable suficiente para satisfacer la demanda firme, pero a la vez lo suficientemente flexible para permitir el desarrollo de planes que integren alternativas intermedias.

Tomando en consideración la variabilidad en los precios de los combustibles, las políticas energéticas deben conducir al desarrollo de un sistema diversificado, que contemple por igual el incentivo de instalaciones de generación de energía eléctrica a base fuentes renovables.

República Dominicana cuenta con recursos renovables no convencionales como son biomasa, eólico y solar, que pueden ser explotados a fin diversificar la matriz de generación, contribuir con la reducción de emisiones de gases contaminantes y disminuir la importación de combustibles fósiles.

A pesar de que la meta es alcanzar el 100% verde, es de resaltar que aún queda mucho camino por recorrer antes de y que el uso de petróleo, carbón, gas natural es una realidad inminente. De modo que para el caso del gas natural considerado uno de los combustibles con capacidad para satisfacer las exigencias medioambientales por su menor impacto en cuanto a emisiones contaminantes, se posiciona como una alternativa razonable y atractiva desde el punto de vista medioambiental y económico por sus bajos costos de inversión.

En términos generales el objetivo de determinar los requerimientos futuros de demanda eléctrica y conjunto de obras a desarrollar para cubrir dicha demanda se ha desarrollado de manera satisfactoria, a esto se debe agregar que los planes a largo plazo no constituyen un camino de obligado cumplimiento, sino que son puramente indicativos, por tanto, tienen la misión de enviar señales a los respectivos agentes del mercado con relación a las tecnologías más rentables y mostrar un panorama a futuro sobre los efectos sobre el sistema, de las decisiones tomadas.

Recomendaciones

República Dominicana tiene como meta reducir las emisiones de gases contaminantes, en ese contexto y siguiendo la corriente actual que apunta hacia la sustitución de combustibles fósiles y en su lugar la explotación de energías renovables, cabe recomendar el desarrollo de acciones que promuevan la organización en cuanto a la gestión de los recursos biomasa existentes, así como el desarrollo de planes concretos que evalúen técnica y económicamente las estrategias de integración de energías renovables a la matriz de generación.

Debido a que los planes de expansión a largo plazo pueden ser modificados por diversos factores, se recomienda estar al tanto de la dinámica de evolución de las tecnologías de generación, así como el comportamiento del mercado de los combustibles.

Las políticas energéticas resultantes de las planificaciones a largo plazo, deben contemplar la gestión de la demanda como una alternativa que podría permitir retrasar la inversión de algunos proyectos de generación, así como evaluar nuevas alternativas que resulten beneficiosas para el sistema.

Anexo a los planes de expansión en cuanto a capacidad de generación, se debe gestionar el desarrollo de las redes eléctricas, de modo que exista una estructura capaz de evacuar la energía generada hacia los centros de consumo.

A efectos de programación se recomienda modelar con gran cuidado las probabilidades relacionadas al conjunto de plantas hidráulicas y aquellas otras operadas con fuentes renovables de energía, esto para un mejor manejo de la incertidumbre y generar por ende soluciones más robustas.

Referencias

- [1] D. Sharma and Kankar Bhattacharya, "A planning model for investor firms in the generation sector and financial analysis," *IEEE 978-1-4244-4241-6/09/\$25.00*, 2009.
- [2] E. Centeno, J. Reneses, R. Garcia and J. J. Sanchez, "Long-Term Market Equilibrium Modeling for Generation Expansion Planning," *IEEE Bologna PowerTech Conference, Bologna, Italy, June 2003*.
- [3], J. Kanchana Chathuranga, P. Wijayatunga and W. Wijarapala, "Mainstreaming Renewable Energy Developments into Traditional Planning: A Sri Lanka Case Study," *IEEE 978-1-5090-5395-7/16/\$31.00*, 2016.
- [4] M. Rasouli and D. Teneketzi, "A Methodology for Generation Expansion Planning for Renewable Energy," *IEEE 978-1-5090-1837-6/16/\$31.00* 2016.
- [5], A.J. Covarrubias, "Expansion Planning for Electric Power Systems," *IAEA BULLETIN-VOL.21, NO 2/3*
- [6], Z. Yamayee, and H. Hakimmashhadi, "A Flexible Generation Planning Approach Recognizing Long Term Load Growth Uncertainty," *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 8, August 1984*[7] Y. Liu, R. Sioshansi and A. Conejo, "Multistage Stochastic Investment Planning with Multiscale Representation of Uncertainties and Decisions," *IEEE 0885-8950 (c) 2016*.
- [8] J. Reneses Guillén, "Análisis de la Operación de los Mercados de Generación de Energía Eléctrica a Medio Plazo," *Universidad Pontificia Comillas de Madrid Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), Madrid 2004*.
- [9] C. Nweke, F. Leanez, G. Drayton, and M. Kollie, "Benefits of Chronological Optimization in Capacity Planning for Electricity Markets," *IEEE 978-1-4673-2868-5/12/\$31.00* 2012.
- [10] J. Zhu and M. Chow, "A Review of Emerging Techniques on Generation Expansion Planning," *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 4, November 1997*.
- [11] I. Tanaka and H. Ohmori, "Scenario Generation with Clustering for Optimal Allocation of Renewable," *DG. 2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia) Melbourne, Australia, Nov 28 - Dec 1, 2016*
- [12] A. Masoumzadeh, T. Alpcan and E. Nekouei. "Long-Term Stochastic Planning in Electricity Markets Under Carbon Cap Constraint: A Bayesian Game Approach," *2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia) Melbourne, Australia, Nov 28 - Dec 1, 2016*

[13] J. Andrade, R. Torquato and W. Freita, “A Granular Monte Carlo Based Methodology to Estimate PV Generation Impacts on the Utility Long-Term Energy Planning,” *2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America*.

[14] Wien Automatic System Planning (WASP) Package User’s Manual. International Atomic Energy Agency, Vienna, 2001

[15] IAEA Tools and Methodologies for Energy System Planning and Nuclear Energy System Assessment, International Atomic Energy Agency (IAEA). August, 2009

[16] A. Szklo, A. Lucena, E. González, R. Rathmann, R. Schaeffer, R. Soria and M. Chávez, “Los Instrumentos de Planificación Energética,” Quito, *ECUADOR*, 27 marzo, 2014.

Apéndice A

Planificación a largo plazo de los recursos de generación: aplicación al sector eléctrico dominicano

Zoila Fidelina Morillo de los Santos

Resumen

Conocer los requerimientos futuros de la creciente demanda eléctrica a fin de establecer un cronograma de acciones que permitan mantener o crear un equilibrio entre generación y consumo, desarrollando a la vez políticas energéticas que conduzcan a la minimización de los costos del sistema, considerando por igual aspectos medioambientales; es el objeto de la planificación de los recursos de generación.

Este proyecto pretende determinar la demanda energética de República Dominicana comprendida en el período 2018-2037 y el conjunto de obras necesarias para satisfacer dicha demanda. Para estos efectos se ha de implementar la herramienta computacional Wain Automatic System Planning (WASP IV).

Los escenarios propuestos comprenden en primera instancia la evolución de un portafolio de obras integradas por unidades térmicas, en segundo plano se propone la evaluación de un escenario en el que se integra un parque eólico de 100 MW y finalmente un análisis de sensibilidad ante variación en los precios de los combustibles.

I. INTRODUCCION

El consumo de energía eléctrica es vital para el desarrollo de las actividades cotidianas e industriales y por ende desarrollo de la economía de cualquier país, de modo que prever en el largo plazo que capacidad de generación será necesario agregar y cuando, resulta ser un proceso inherente a la operación del sistema potencia cuya confiabilidad y eficiencia se intenta incrementar.

A raíz de las características estocásticas de una gran cantidad del conjunto de variables que forman parte de la planificación a largo plazo, surge y de manera inevitable un riesgo asociado al proceso cuyo manejo determinará la robustez de las decisiones a tomar.

La búsqueda de técnicas y herramientas que permitan acotar el riesgo ha dado paso al desarrollo de un conjunto de modelos más o menos complejos, cuya selección ira acorde a las características del sistema que se pretende modelar. Algunos ejemplos son LEAP, MESSAGE, MAD, EMCAS, SUPER OLADE.

Independientemente del software implementado o la complejidad del sistema bajo estudio la finalidad es la misma, determinar el portafolio óptimo de obras a entrar en operación, minimizando los costos del sistema y garantizando el equilibrio entre generación-consumo.

Bajo la nueva estructura liberalizada de mercado eléctrico adoptada por un gran número de países, la planificación que antes era de carácter vinculante, hoy por hoy es indicativa, sin embargo, no pasa a ser menos interesante e importante puesto que es el medio que tienen los organismos rectores del sistema eléctrico de establecer políticas energéticas eficientes y al mismo tiempo, enviar señales confiables y atractivas a los inversionistas privados sobre el clima más favorable para invertir.

República Dominicana no cuenta con fuentes primarias de energía, por lo que depende de las importaciones de derivados del petróleo, carbón y gas natural para satisfacer los requerimientos de energía eléctrica, de modo que la selección del mix térmico de generación debe contemplar la volatilidad de los precios y disponibilidad de combustible, a fin de derivar en un plan que sea sostenible y económicamente viable.

Por otro lado, pese a no tener combustibles fósiles, República Dominicana es rica en recursos renovables que pueden ser explotados para la generación de electricidad, a este respecto resulta interesante evaluar los efectos de la penetración de tecnologías que operen con esos recursos, a fin de desarrollar planes que incentiven la inversión en dichos proyectos.

Este trabajo tiene como fin principal determinar el plan óptimo de actuaciones y obras a desarrollar en el parque de generación eléctrico dominicano en el período 2018-2037, utilizando como insumos los datos disponibles en la base de datos del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (OC-SENI).

En el proceso se ha de determinar los escenarios a futuro de demanda de energía, evaluar técnica y económicamente las plantas a proponer como parte del plan de expansión, las fuentes de energía disponibles para la generación de electricidad y finalmente verificar los resultados obtenidos de la ejecución de los casos de estudio, proporcionando a la vez las recomendaciones y conclusiones más relevantes.

La sección II recoge a grandes rasgos las características de Wain Automatic System Planning IV (WASP IV). En la sección III se describe la matriz de generación dominicana. En la sección IV se desarrolla el caso de estudio y análisis de resultado. Secciones V y VI envuelven las recomendaciones y conclusiones.

II. WAIN AUTOMATIC SYSTEM PLANNING IV.

WASP IV es una herramienta de planificación desarrollada para determinar políticas y planes de expansión económicamente óptimos atendiendo a un conjunto de restricciones establecidas previamente por el planificador, entre las que figuran disponibilidad de combustibles, restricción de emisiones, entre otras. Utiliza estimación probabilística del sistema (costes de producción, costes de energía no servida y confiabilidad), técnicas de programación lineal para determinar las políticas de despacho óptimas que satisfacen las restricciones exógenas sobre las emisiones medioambientales, la disponibilidad de combustible y la generación de electricidad de algunas plantas, y métodos dinámicos de optimización para comparar los costos de las políticas de expansión de sistemas alternativos. [14]

El modelo WASP IV está integrado por siete módulos cuyas funciones se describen a continuación:

Módulo 1, LOADSY (Descripción de la demanda), este módulo procesa la información describiendo los periodos pico de carga y las curvas de duración de carga para el sistema de potencia bajo estudio.

Módulo 2, FIXYS (Sistema fijo), procesa información describiendo el sistema de generación existente y retiros o adiciones predeterminados, así como información sobre cualquier restricción impuesta por el usuario respecto a emisiones medioambientales, disponibilidad de combustible o generación de electricidad de algunas plantas.

Módulo 3, VARSYS (Sistema variable), procesa información describiendo las distintas plantas de generación que serán consideradas como candidatas para expansión del sistema de generación.

Módulo 4, CONGEN (Configuración de generación), calcula todas las posibles combinaciones año por año con todos los tipos de generadores listados en FIXSYS VARSYS.

Módulo 5, MERSIM (Unir y simular), considera todas las configuraciones proporcionadas por CONGEN y usa simulación probabilista del sistema de operación para calcular los costos de producción asociados, energía no servida y confiabilidad del sistema para cada configuración. En el proceso, cualquier limitación impuesta para algunos grupos de generación como las emisiones medioambientales, disponibilidad de combustible o generación de electricidad son tomadas en cuenta. El despacho de las plantas está determinado por la disponibilidad de la planta, requerimientos de mantenimiento, requerimientos de reserva rodante y limitaciones de los grupos de generación.

Módulo 6, DYNPRO (Optimización mediante programación dinámica), determina el plan de expansión óptimo basado en los costos de operación previamente derivados de la información de costos de capital, energía no servida y parámetros económicos y criterios de confiabilidad.

Módulo 7, REPROBAT (Reporte), entrega un reporte de los resultados parciales o totales para el plan de expansión óptimo del sistema y para los calendarios fijos de expansión.

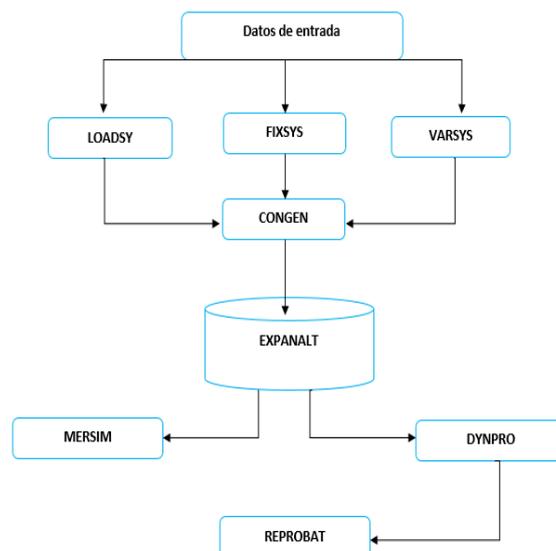


Figura 2 - Diagrama de flujo simplificado del modelo WASP IV.

Cada unidad existente y añadida es evaluada mediante la función objetivo siguiente:

$$B_j = \sum_{t=1}^T [\overline{I_{j,t}} - \overline{S_{j,t}} + \overline{F_{j,t}} + \overline{L_{j,t}} + \overline{M_{j,t}} + \overline{O_{j,t}}] \quad (1)$$

Dónde:

B_j : es la función objetivo del plan de expansión j ,

t : es el tiempo en años (1, 2, ..., T),

T : es el horizonte total de estudio, la barra sobre los símbolos representa los valores descontados a una tasa de descuento i .

I : son los costos de inversión de capital.

S : es el valor de rescate de los costos de inversión.

F : costos de combustible

L : costos de inventario de combustible

M : costos de operación y mantenimiento

O : costo de la energía no servida.

Cabe destacar que este modelo es apropiado para sistemas predominantemente hidro térmicos, en donde los resultados aportados respecto a los generadores considerados para la expansión, viene dado según un orden de mérito.

III. PARQUE DE GENERACIÓN EXISTENTE.

La matriz de generación actual dominicana es predominantemente térmica, por capacidad instalada y tipo de tecnología cuenta con 804.0 MW por centrales de ciclo combinado, 615.7 MW centrales hidroeléctricas, 1254.1 MW motores de combustión interna, 370.0 MW turbinas a gas, 423.5 MW turbinas a vapor y 85.5 MW turbinas eólicas, con una capacidad total instalada igual a 3552.8 MW y una capacidad firme de 2627.55 MW.

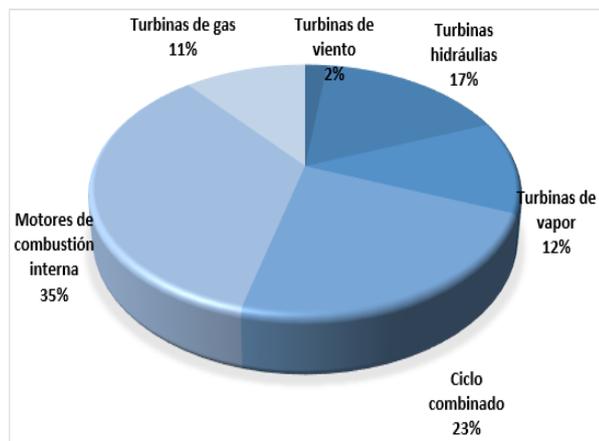


Figura 2 – Composición tecnologías parque de generación.

En el transcurso del año 2018 entrará en operación una central con capacidad de 752 MW y una planta de 62 MW, ambos proyectos con turbinas a vapor, 300 MW a partir de motores de combustión interna o ciclo combinado (tecnología no especificada), 30 MW a base de biomasa. Esto elevará la capacidad instalada del sistema a 4696.8 MW, a pesar de esto, el extendido uso de combustibles fósiles para generación eléctrica y la reducida eficiencia de algunas de las plantas de generación conduce a la necesidad de planificar la entrada de nuevas unidades con capacidad para satisfacer la demanda prevista para años futuros y mantener así un adecuado balance entre generación-consumo.

Por motivos de sostenibilidad medioambiental y diversificación de la matriz de generación, el incentivo hacia proyectos basados en tecnologías renovables ha tomado gran impulso, lo que ha dado como resultado la evaluación de un conjunto de pequeños proyectos basados específicamente en placas fotovoltaicas y turbinas de viento.

IV. CASO DE ESTUDIO.

Si no es el más importante, uno de los datos más relevantes en la planificación a largo plazo del parque de generación, es determinar la proyección de demanda de energía comprendida en el periodo de estudio. Para el desarrollo de este proyecto se han considerado tres escenarios demanda (escenario bajo, medio y superior). Tomando en consideración que el crecimiento de la demanda energética en República Dominicana tiene un carácter conservador, se han considerado crecimientos del 3.3%, 6% y 9% con relación a años anteriores.

Los resultados obtenidos y que serán aplicados en el caso de estudio, se muestran en la gráfica siguiente:

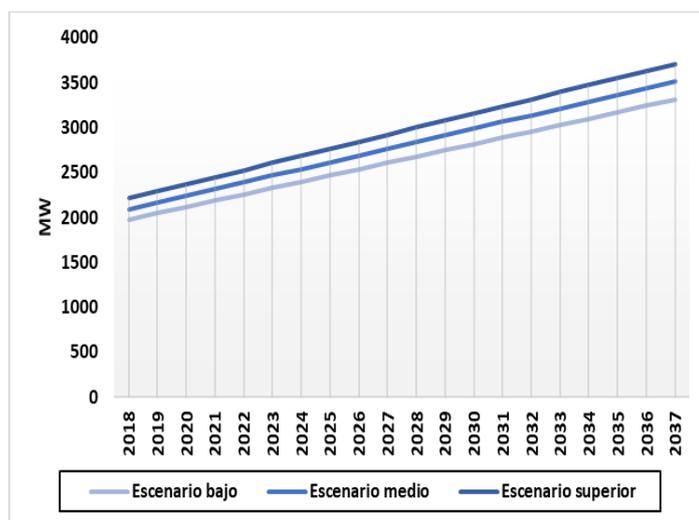


Figura 3 – Proyección demanda futura.

El modelo WASP IV utiliza los valores de carga máxima en por unidad, de modo que es necesario caracterizar el comportamiento de la demanda y mediante curvas de carga por periodo introducir los datos al programa.

De las curvas de carga mostradas se identifica fácilmente que los requerimientos de energía eléctrica son básicamente constantes a lo largo del año, con valores máximo comprendidos en 0.98 y 0.96 en por unidad y mínimos en 0.58 y 0.65 en por unidad.

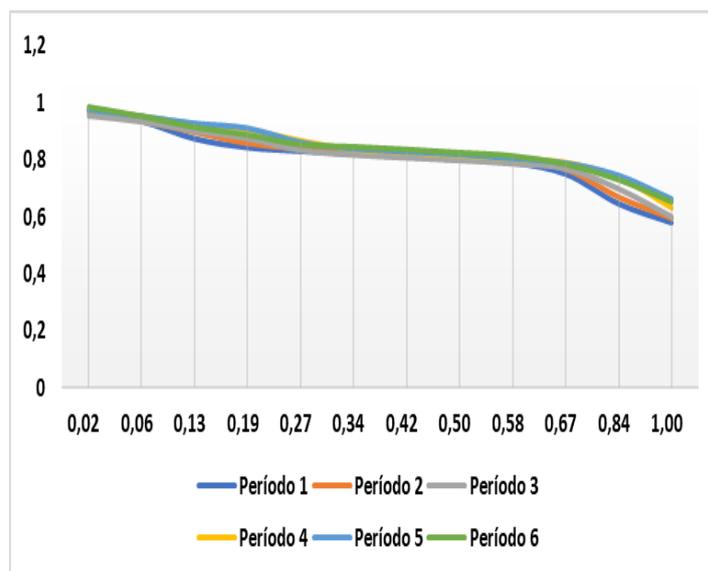


Figura 4 – Curvas de duración de carga.

A. Plantas candidatas

Las plantas consideradas para el estudio son unidades térmicas operadas con gas natural y carbón y un parque eólico de 100 MW.

Los datos técnicos y económicos de estas unidades han sido tomados el Annual Outlook Energy, edición 2016, de la Agencia Internacional de Energía, seleccionando unidades que fuesen competentes entre si, en cuanto capacidad y costos de capital.

B. Características básicas plantas candidatas

| Tecnología | Combustible | Costo capital \$/KW | Costos fijo \$/KW-mes | Costos variables \$/MWh |
|------------------------------|----------------|---------------------|-----------------------|-------------------------|
| ACT- 237MW | Gas natural | 678 | 0.57 | 10.7 |
| ACC - 429 MW | Gas natural | 1104 | 0.83 | 2 |
| PCCB - 300 MW | carbón/biomasa | 537 | 4.24 | 5 |
| CT - 100MW | Gas | 1101 | 1.46 | 3.5 |
| APC - 650 MW | carbón | 3167 | 2.99 | 4.25 |
| Turbina de viento 100 MW | viento | 2671 | 3.3 | 0.0 |
| Paneles fotovoltaicos 150 MW | Sol | 2534 | 1.8 | 0.0 |

Tabla 1- Plantas candidatas

V. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Debido al crecimiento de la demanda y considerando un margen de reserva de un 10%, se prevé que en el periodo 2028-2037 será necesario instalar 1900 MW partiendo del escenario bajo y 3648 MW considerando un escenario de crecimiento superior.

De las unidades térmicas propuestas, las seleccionadas por el programa para ser instaladas corresponden a turbinas de combustión, puesto que son las que representan los menores costos para el sistema. La capacidad y fecha de entrada en operación se muestra en la tabla [2], mientras que los costos de operación durante el período de estudio se especifican en la tabla [3]

Para determinar cómo se ve influenciada la planificación ante la penetración de energías renovables no convencionales, se evaluó un escenario en el que se contempla la entrada en operación de un parque eólico de 100 MW en el año 2025. Los resultados obtenidos presentan un plan de obras similar al del caso base (escenario inferior), con la salvedad de que la puesta en servicio del parque desplazada la construcción de dos de las centrales previstas en el caso de referencia, lo que conduce a una reducción de US\$ 86568 en los costos de operación durante el periodo de planificación.

Caso de referencia: el auge alcanzado por el GNL muestra un panorama alentador para el conjunto de unidades propuestas en esta planificación.

Por los bajos costos de inversión asociados a la instalación de turbinas de combustión, el plan de obras aportado por el programa puede resultar de interés para los inversionistas y beneficioso para el sistema, siempre y cuando el precio del gas natural líquido no se dispare.

Actualmente en República Dominicana se evalúa la posibilidad de la instalación una regasificadora que podría almacenar alrededor de 163,000 metros cubico de GNL adicional a la ya existente, de resultar económicamente viable ese proyecto, las centrales de ciclo combinado y turbinas de combustión serán sin duda candidatas potenciales a ser instaladas.

A pesar de los bajos costos de capital de la instalación de turbinas de combustión y ciclos combinados, la volatilidad en el precio de los combustibles puede resultar ser un factor determinante al momento de tomar decisiones respecto a que instalar.

| Año | Escenario inferior | Escenario superior | Escenario parque eólico | Escenario turbinas a vapor | Escenario térmica_Eólica_Fotovoltaica |
|------|--|--|--|----------------------------|--|
| 2018 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2019 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2020 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2021 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2022 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2023 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2024 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2025 | 0 | 0 | 1x100 MW Parque eólico | 0 | 1x100 MW Parque eólico 1x150MW Parque fotovoltaico |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2028 | 0 | 1x100 MW Turbina de combustión | 0 | 0 | 0 |
| 2029 | 1x100 MW Turbina de combustión | 1x100 MW Turbina de combustión | 0 | 0 | 0 |
| 2030 | 1x100 MW Turbina de combustión | 2x100 MW Turbina de combustión | 0 | 0 | 0 |
| 2031 | 1x100 MW Turbina de combustión | 3x100 MW Turbina de combustión | 1x100 MW Turbina de combustión | 0 | 0 |
| 2032 | 2x100 MW Turbina de combustión | 3x100 MW Turbina de combustión | 1x100 MW Turbina de combustión | 0 | 0 |
| 2033 | 2x100 MW Turbina de combustión | 4x100 MW Turbina de combustión | 1x100 MW Turbina de combustión | 1x300 MW Turbinas a vapor | 1x237 MW Turbina de combustión avanzada |
| 2034 | 2x100 MW Turbina de combustión | 4x100 MW Turbina de combustión. 1x237 MW Turbina de combustión avanzada | 2x100 MW Turbina de combustión | 1x300 MW Turbinas a vapor | 1x237 MW Turbina de combustión avanzada |
| 2035 | 2x100 MW Turbina de combustión | 4x100 MW Turbina de combustión. 1x237 MW Turbina de combustión avanzada | 2x100 MW Turbina de combustión | 1x300 MW Turbinas a vapor | 1x237 MW Turbina de combustión avanzada |
| 2036 | 2x100 MW Turbina de combustión. 1x237 MW Turbina de combustión avanzada | 4x100 MW Turbina de combustión. 1x237 MW Turbina de combustión avanzada | 2x100 MW Turbina de combustión. 1x237 MW Turbina de combustión avanzada | 1x300 MW Turbinas a vapor | 1x237 MW Turbina de combustión avanzada |
| 2037 | 2x100 MW Turbina de combustión. 1x237 MW Turbina de combustión avanzada | 4x100 MW Turbina de combustión. 2x237 MW Turbina de combustión avanzada | 2x100 MW Turbina de combustión. 1x237 MW Turbina de combustión avanzada | 2x300 MW Turbinas a vapor | 2x100 MW Turbina de combustión. 1x237 MW Turbina de combustión avanzada |

Tabla 2- Capacidad de equipamiento por escenarios

| | Escenario inferior | Escenario superior | Escenario Parque eólico | Escenario turbinas a vapor | Escenario térmica Eólica Fotovoltaica |
|-------------------------|--------------------|--------------------|-------------------------|----------------------------|---------------------------------------|
| Costos de operación K\$ | 12.114.180 | 13.054.064 | 12.027.612 | 12.153.651 | 11.884.747 |
| Función objetivo K\$ | 154.493.940 | 184.885.978 | 156.783.301 | 154.399.570 | 152.055.383 |

Tabla 3- Costos operativos por escenario.

Según la Agencia Internacional de Energía, las perspectivas futuras del gas natural presentan un panorama alentador, con una proyección del precio equivalente a US\$ 5 el millón de BTU en el periodo 2020-2040.

Caso parque eólico: a pesar de que aún los proyectos a base fuentes renovables de energía no resultan ser muy atractivos para los inversionistas, cabe reconocer que estas instalaciones constituyen un importante aporte a la reducción de costos de operación del sistema y un bien para el medioambiente, de modo que resultaría beneficioso incentivar la instalación de un mayor número de proyectos renovables.

Lo mismo se comprueba al hacer efectiva la entrada en operación de un parque fotovoltaico. Logrando una reducción de US\$229,433 de los costos de operación respecto al caso de referencia.

República Dominicana es rica en recursos naturales aprovechables para la generación de electricidad. Según registros de la Comisión Nacional de Energía actualmente se cuenta con un potencial para producción de energía hidroeléctrica de 2095 MW, cerca de 50,000 MW a base de energía solar, alrededor de 30.5 GW de energía eólica, así como la posibilidad de explotar recursos de biomasa.

Caso turbinas a vapor: el plan de expansión tomando en consideración este tipo de tecnología conduce a unos costos de operación y una función objetivo superiores, con relación a los del caso de referencia, en donde la tecnología seleccionada corresponde a turbinas de combustión.

Los precios del carbón suelen ser relativamente más estables que los del gas natural, por lo que puede resultar atractiva y segura la expansión a base de este tipo de combustible, sin embargo, es necesario destacar que, pese a los avances tecnológicos, las centrales carboneras aun resultan ser muy contaminantes. De modo que establecer un plan de obras implica establecer un compromiso no solo entre economía y confiabilidad en tanto a disponibilidad de combustibles, sino también, con aspectos medioambientales.

Analisis de sensibilidad

Se realiza un análisis de sensibilidad sobre los costos del gas natural líquido, considerando un aumento del 25% para determinar cómo influye en la planificación.

Partiendo del caso base, el plan de obras obtenido es el mismo, produciéndose un incremento de US\$ 19,467, sobre los costos de operación.

Tras un incremento de un 75% en los costos del GNL, el plan de obras a desarrollar varía con relación a la cantidad de unidades a ser integradas al sistema, sin embargo, la tendencia a instalar turbinas de combustión se mantiene como una propuesta que conduce a un plan óptimo.

| Caso de referencia | | | | |
|--------------------|---------------------|---------------------|--------|--|
| Año | Costos operación \$ | Función objetivo \$ | LOLP % | Alternativa |
| 2032 | 415237 | 10626775 | 12.906 | 1x237 MW Turbina combustión avanzada. |
| 2033 | 381974 | 11008749 | 12.929 | 1x237 MW Turbina combustión avanzada. |
| 2034 | 351293 | 11360042 | 12.987 | 1x237 MW Turbina combustión avanzada. |
| 2035 | 323638 | 11683680 | 13.109 | 1x237 MW Turbina combustión avanzada. |
| 2036 | 293090 | 11985889 | 13.042 | 1x237 MW Turbina combustión avanzada. 1x100 Turbina de combustión |
| 2037 | 265563 | 12255847 | 12.995 | 1x237 MW Turbina combustión avanzada. 2x100 Turbina de combustión |

Tabla 4- Resultados plan de obras de sensibilidad de 75% en costos del GNL.

VI. Recomendaciones

República Dominicana tiene como meta reducir las emisiones de gases contaminantes, en ese contexto cabe recomendar el desarrollo de acciones que promuevan la organización en cuanto a la gestión de los recursos biomasa existentes, de modo que puedan ser incluidas en los proyectos de planificación con datos confiables. De igual modo se recomienda el desarrollo de planes concretos que evalúen técnica y económicamente las estrategias de integración de energías no renovables a la matriz de generación.

Debido a que los planes de expansión a largo plazo pueden ser modificados por diversos factores, se recomienda estar al tanto de la dinámica de evolución de las tecnologías de generación, así como el comportamiento del mercado de los combustibles.

Gestionar el desarrollo de las redes eléctricas, de modo que exista una estructura capaz de evacuar la energía generada hacia los centros de consumo.

Como parte de las políticas a largo plazo, los organismos coordinadores del sistema eléctrico deben dar inicio al desarrollo de estrategias que intenten promover la gestión de la demanda, puesto que con ello se podría retrasar la instalación de algunos proyectos de generación, lo que contribuiría a reducir los costos del sistema, evaluar más escenarios y posteriormente tomar de mejores decisiones.

A efectos de programación se recomienda modelar con gran cuidado las probabilidades relacionadas al conjunto de plantas hidráulicas, esto para un mejor manejo de la incertidumbre y generar por ende soluciones más robustas.

VII. Conclusiones.

En este estudio se desarrolló la planificación del parque de generación dominicano, en el periodo 2018-2037 desde una perspectiva indicativa y basada en fuentes convencionales. La metodología implementada está basada en la propuesta por el paquete WASP IV, software de planificación de sistemas predominantemente hidrotérmicos.

Los escenarios evaluados condujeron a una cartera de proyectos que contempla las turbinas de combustión como tecnología competente para satisfacer la demanda futura, conduciendo no solo a menores costos de operación, sino, proporcionando capacidad gestionable para satisfacer la demanda firme, pero a la vez con suficiente flexibilidad para permitir el desarrollo de planes que integren alternativas intermedias.

Se comprobó que integrar tecnologías renovables, en este caso un parque eólico, favorece a la reducción de costos de operación. Actualmente en República Dominicana se tienen contemplados un conjunto de pequeños proyectos que pretenden aprovechar el potencial eólico y solar, si bien es cierto que la envergadura de estos proyectos no supera los 50 MW, se consideran beneficiosos y se incentiva a su instalación.

La instalación de centrales de ciclo combinado y turbinas de combustión resultan ser atractivas por sus bajos costos de capital, pero la volatilidad en los precios del GNL puede representar un importante factor de riesgo e influenciar la toma de decisiones al momento invertir en una central.

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía el auge que ha tomado el gas natural muestra un panorama favorecedor para extender su uso. En caso particular de República Dominicana el GNL representa una alternativa atractiva y sobre la que se tienen grandes proyecciones.

En vista de que el mix de generación debe ser favorablemente diversificado, se hace necesario contemplar el uso de distintos tipos de combustibles, a fin de no sufrir ante variabilidad en los precios. Por tal razón se deben considerar otras alternativas e insistir en la generación de energía eléctrica a base de fuentes renovables.

En términos generales el objetivo de determinar los requerimientos futuros de demanda eléctrica y conjunto de obras a desarrollar para cubrir dicha demanda se ha desarrollado de manera satisfactoria, a esto se debe agregar que los planes a largo plazo no constituyen un camino de obligado cumplimiento, sino que son puramente indicativos, por tanto, tienen la misión de enviar señales a los respectivos agentes del mercado con relación a las tecnologías más rentables.

VIII. REFERENCIAS

- [1] D. Sharma and Kankar Bhattacharya, "A planning model for investor firms in the generation sector and financial analysis," IEEE 978-1-4244-4241-6/09/\$25.00, 2009.
- [2] E. Centeno, J. Reneses, R. Garcia and J. J. Sanchez, "Long-Term Market Equilibrium Modeling for Generation Expansion Planning," IEEE Bologna PowerTech Conference, Bologna, Italy, June 2003.
- [3] J. Kanchana Chathuranga, P. Wijayatunga and W. Wijarapala, "Mainstreaming Renewable Energy Developments into Traditional Planning: A Sri Lanka Case Study," IEEE 978-1-5090-5395-7/16/\$31.00, 2016.
- [4] M. Rasouli and D. Teneketzi, "A Methodology for Generation Expansion Planning for Renewable Energy," IEEE 978-1-5090-1837-6/16/\$31.00 2016.
- [5] A.J. Covarrubias, "Expansion Planning for Electric Power Systems," IAEA BULLETIN-VOL.21, NO 2/3
- [6] Z. Yamayee, and H. Hakimashhadi, "A Flexible Generation Planning Approach Recognizing Long Term Load Growth Uncertainty," IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 8, August 1984[7] Y. Liu, R. Sioshansi and A. Conejo, "Multistage Stochastic Investment Planning with Multiscale Representation of Uncertainties and Decisions," IEEE 0885-8950 (c) 2016.
- [7] J. Reneses Guillén, "Análisis de la Operación de los Mercados de Generación de Energía Eléctrica a Medio Plazo," Universidad Pontificia Comillas de Madrid Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAD), Madrid 2004.
- [8] C. Nweke, F. Leanez, G. Drayton, and M. Kollie, "Benefits of Chronological Optimization in Capacity Planning for Electricity Markets," IEEE 978-1-4673-2868-5/12/\$31.00 2012.
- [9] J. Zhu and M. Chow, "A Review of Emerging Techniques on Generation Expansion Planning," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 4, November 1997.
- [10] I. Tanaka and H. Ohmori, "Scenario Generation with Clustering for Optimal Allocation of Renewable," DG. 2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia) Melbourne, Australia, Nov 28 - Dec 1, 2016.
- [11] A. Masoumzadeh, T. Alpcan and E. Nekouei. "Long-Term Stochastic Planning in Electricity Markets Under Carbon Cap Constraint: A Bayesian Game Approach," 2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia) Melbourne, Australia, Nov 28 - Dec 1, 2016
- [12] J. Andrade, R. Torquato and W. Freita, "A Granular Monte Carlo Based Methodology to Estimate PV Generation Impacts on the Utility Long-Term Energy Planning," 2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America.
- [13] Wien Automatic System Planning (WASP) Package User's Manual. International Atomic Energy Agency, Vienna, 2001
- [14] IAEA Tools and Methodologies for Energy System Planning and Nuclear Energy System Assessment, International Atomic Energy Agency (IAEA). August, 2009
- [15] A. Szklo, A. Lucena, E. González, R. Rathmann, R. Schaeffer, R. Soria and M. Chávez, "Los Instrumentos de Planificación Energética," Quito, ECUADOR, 27 marzo, 2014.