

Proyecto Fin de Master  
Master Sistema de Ingeniería Eléctrica

Planificación de la Generación Eléctrica República Dominicana 2018-2035

Autor: Deury Ogando Santana  
Tutor: Jose Luis Martínez

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

Sevilla, 2020





Master Sistema de Ingeniería Eléctrica

# **Planificación de la Generación Eléctrica República Dominicana 2018-2035**

Autor:  
Deury Ogando Santana

Tutor:  
Jose Luis Martínez  
Profesor titular

Departamento de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2020

Autor: Deury Ogando Santana  
Tutor: Jose Luis Martínez

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:  
Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2013

El Secretario del Tribunal

*A mi familia*  
*A mis maestros*  
*A mis amigos y compañeros*  
*A mi gobierno*

# Resumen

---

Esta tesis se desarrolla con el objetivo de programar un modelo de elaboración propia que permita obtener planes de expansión de sistemas eléctricos con múltiples tecnologías de generación, con el fin de dar respuestas a altos costos de generación en sistemas eléctricos insulares compuesto por alta penetración de combustibles fósiles; crecimientos acelerados en la demanda; sistemas de transmisión escasamente mallado, altos factores de producción renovable variable y cambios aleatorios en los patrones de lluvia que afectan la producción hidroeléctrica.

Respondiendo a las interrogantes anteriormente planteadas fue creado el Modelo de Planificación de Largo Plazo (MPLP), como referencia fueron tomado en cuenta modelos de expansión como el ExpandDO, el MGI, el GOL, entre otros. El MPLP posee grandes virtudes a la hora de aplicarlo en estudios de expansión de la generación y la transmisión eléctrica. Dentro de las principales ventajas podemos mencionar: la inclusión de cualquier tecnología de generación (térmicas, hidroeléctricas, renovables variables, almacenamiento, etc.), consideración de la red de transporte, introducción de información de manera dinámica, estudios de variables exógenas al modelo como emisiones medioambientales, inclusión de políticas de planificación como restricciones, consideraciones de demanda cronológicas, amigable con el usuario y facilidad de adaptación en cualquier sistema eléctrico.

Los principales resultados extraídos del MPLP son: cronograma de instalación de nuevas centrales, capacidad de potencia a instalar, fecha de instalación, ubicación de los proyectos, energía a producir por cada proyecto, costos de producción, factores de utilización, emisiones, costos marginales del sistema, nivel de reserva del sistema, flujos por cada línea de transmisión, balance matriz eléctrica cada año, nivel de desabastecimiento, consumo de combustible de las centrales, caudales turbinados, nivel de los embalses, números de arranque y parada, costos nivelados por tecnología, entre otros.

En conformidad a informaciones de los principales organismos ligado al sector eléctrica de la República Dominicana y datos internaciones, se realizó un caso de estudio usando el MPLP, para determinar la estrategia óptima de expansión de la generación y la transmisión del SENI, usando como información base los años 2018 y 2019, y proyectando el periodo 2020-2025. En este ejercicio fueron desarrollados tres escenarios de demanda y varios escenarios de generación, proyección de combustibles y análisis de los recursos renovables disponibles.

El denominado caso de estudio “Planificación de la Generación Eléctrica República Dominicana 2018-2035”, arrojó como principales resultados lo siguiente: el plan óptimo de generación para la isla es 1,200 MW nuevos en centrales fotovoltaicas y 420MW en almacenamientos con batería al finalizar el 2021, 1,100 MW nuevos en centrales eólicas para el 2022, 800MW en centrales térmicas ciclo combinado fuel Flex para el 2023, 100MW mas eólicos al 2025, 400MW fotovoltaico al 2028 y por ultimo 350 MW centrales térmicas ciclo combinado fuel Flex para el 2035, para un total 4,430 MW en el periodo de estudio.

Los resultados del plan de expansión implican grandes cambios en la matriz eléctrica lo también deberá implicar transformaciones en las políticas de operación y las regulaciones que imperan actualmente en el país para su correcta implementación. Por estas razones, también son dadas algunas recomendaciones de reformas del sector eléctrico en la Republica Dominicana, tales como: creación de los mecanismos que permitan la integración de almacenamiento de energía, la programación del despacho y la lista de mérito deberá pasar a ser realizada a partir de la curva de consumo específicos, los costos variables deberán incluir costos de arranque y paradas, las compensaciones por pago de potencia firme deberá pasar a un mercado de capacidad al igual que la creación de un mercado secundario de servicios auxiliares.

# Abstract

---

This thesis is developed with the objective of programming a model of our own elaboration that allows obtaining expansion plans for electrical systems with multiple generation technologies, in order to respond to high generation costs in island electrical systems composed of high fuel penetration fossils; accelerated growth in demand; poorly meshed transmission systems, high variable renewable production factors, and random changes in rainfall patterns that control hydroelectric production.

Responding to the questions previously raised, the Long-Term Planning Model (MPLP) was created, as a reference expansion models such as ExpandDO, MGI, GOL, among others, were taken into account. The MPLP has great virtues when it comes to applying it in studies of expansion of electricity generation and transmission. Among the main advantages we can mention: the inclusion of any generation technology (thermal, hydroelectric, variable renewable, storage, etc.), consideration of the transport network, introduction of information in a dynamic way, studies of exogenous variables to the model such as environmental emissions, inclusion of planning policies such as restrictions, chronological demand considerations, user-friendly and ease of adaptation in any electrical system.

The main results obtained from the MPLP are: schedule for the installation of new plants, power capacity to be installed, date of installation, location of the projects, energy to be produced by each project, production costs, utilization factors, emissions, marginal costs of the system, reserve level of the system, flows for each transmission line, electrical matrix balance each year, level of shortages, fuel consumption of the power plants, turbine flows, level of reservoirs, start and stop numbers, costs leveled by technology , among others.

In accordance with information from the main organizations linked to the electricity sector of the Dominican Republic and international data, a case study was carried out using the MPLP, to determine the optimal strategy for the expansion of generation and transmission of the SENI, using as base information the years 2018 and 2019, and projecting the period 2020-2025. In this exercise, three demand scenarios and several generation scenarios, projection of fuels and analysis of available renewable resources were developed.

The so-called case study “Planning of Electricity Generation Dominican Republic 2018-2035”, yielded the following as the main results: the optimal generation plan for the island is 1,200 MW new in photovoltaic plants and 420MW in storage with battery at the end of 2021 , 1,100 MW new in wind power plants by 2022, 800MW in fuel Flex combined cycle power plants by 2023, 100MW more wind power plants by 2025, 400MW photovoltaic power plants by 2028 and finally 350 MW fuel Flex combined cycle power plants by 2035, for a total 4,430 MW in the study period.

The results of the expansion plan imply major changes in the electrical matrix, which should also imply transformations in the operating policies and regulations that currently prevail in the country for their correct implementation. For these reasons, some recommendations for reforms of the electricity sector in the Dominican Republic are also given, such as: creation of mechanisms that allow the integration of energy storage, dispatch scheduling and the list of merits should be made to From the specific consumption curve, the variable costs should include start-up and shutdown costs, the compensation for payment of firm power should pass to a capacity market as well as the creation of a secondary market for auxiliary services.

-translation by google-

# Índice

<b>Resumen</b>	<b>vi</b>
<b>Abstract</b>	<b>vii</b>
<b>Índice</b>	<b>viii</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>ix</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>x</b>
<b>Índice de Gráficos</b>	<b>xi</b>
<b>Notación</b>	<b>xii</b>
<b>1 Marco introductorio</b>	<b>13</b>
1.1 <i>Introducción</i>	13
1.2 <i>Planteamiento del problema.</i>	13
1.3 <i>Alcance</i>	13
1.3.1 <i>Objetivo general</i>	13
1.3.2 <i>Objetivos específicos</i>	14
1.4 <i>Estructura del trabajo</i>	14
<b>2 Estado del Arte</b>	<b>15</b>
2.1 <i>Modelos de Planificación Sistemas Eléctricos</i>	15
2.2 <i>Incertidumbre en Planificación de Largo Plazo</i>	16
2.2.1 <i>Tratamiento de la incertidumbre</i>	16
2.3 <i>Herramientas matemática utilizadas en la planificación eléctrica</i>	16
2.4 <i>Características generales de algunos modelos de planificación</i>	16
2.4.1 <i>Modelo GOL</i>	16
2.4.2 <i>Modelo MGI</i>	18
2.4.3 <i>Modelo ExpandRD</i>	19
2.4.4 <i>Wain Automatic System Planning</i>	21
2.4.5 <i>Coso de estudio Omán</i>	23
<b>3 Modelo de Optimización</b>	<b>24</b>
3.1 <i>Selección del Modelo</i>	24
3.2 <i>Descripción General Modelo de Planificación de Largo Plazo</i>	24
3.2.1 <i>Representación de las variables más relevantes del modelo:</i>	24
3.2.2 <i>Estructura del Modelo</i>	25
3.2.3 <i>Resultado del Modelo</i>	35
<b>4 Plan de Expansión de la Generación</b>	<b>36</b>
4.1 <i>Escenarios de estudios</i>	36
4.1.1 <i>Escenarios de Demanda</i>	36
4.1.2 <i>Representación Temporal</i>	39
4.1.3 <i>Escenarios de Generación</i>	39
4.2 <i>Sistema de Generación</i>	40
4.2.1 <i>Parque de generación Considerado</i>	40
4.2.2 <i>Recursos de Generación Considerados</i>	44
4.2.3 <i>Sistema de Transmisión</i>	49
4.3 <i>Resultados de Expansión del escenario principal</i>	49
4.3.1 <i>Cronograma de instalación</i>	49
4.3.2 <i>Matriz Energética</i>	52
4.3.3 <i>Curva de carga</i>	53
4.3.4 <i>Rampas de Carga en el Sistema</i>	54
4.3.5 <i>Costos marginales sistema</i>	56
4.4 <i>Conclusiones y Recomendaciones.</i>	56
<b>5 Referencias</b>	<b>58</b>
<b>6 Anexos</b>	<b>59</b>
6.1 <i>Parque de Generación de la Republica Dominicana</i>	59
6.2 <i>Anexo 2 Código del Modelo en GAMS</i>	60



# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1. Proyecciones de Demanda Eléctrica	36
Tabla 4. Costos y Disponibilidad asociado a cada tecnología de Generación	40
Tabla 3. Parámetros Operativos de las Centrales Térmica	41
Tabla 5. Centrales Hidroeléctricas	43
Tabla 6. Céntrles Eólicas y Fotovoltaica	44
Tabla 7. Potenciales Eólicos	46
Tabla 8. Potenciales Solares	46
Tabla 9. Proyecciones de Combustible	47
Tabla 10. Proyectos candidatos	48
Tabla 11. Precios Proyectos Candidatos	48
Tabla 12. Cronograma de Instalación Nuevas Centrales.	50
Tabla 13. Abastecimiento de Energía por Fuente	52

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1. Costos Nivel Confiabilidad	15
Figura 3. CLASIFICACIÓN DE LOS METODOS USADOS EN LA PLANIFICACION ELECTRICA	16
Figura 4. Aproximación de la monótona por bloques [2]	20
Figura 5. Estructura del modelo WASP [4].	22

# ÍNDICE DE GRÁFICOS

---

Grafico 1. Escenarios de Demanda	37
Grafico 2 Curva de Carga Promedio Anual	37
Grafico 3. Distribución de Carga	37
Grafico 4 Consumo de Energía Promedio por Área, junio 17 - julio 19.	38
Grafico 5. Evolución Potencia Instalada por Tecnología	40
Grafico 7. Proyecciones de Combustibles	47
Grafico 8. Sistema de Transmisión	49
Grafico 9. Cronograma de Instalación Nuevas Centrales	50
Grafico 10. Evolución Parque de Generación	50
Grafico 11. Demanda Abastecida por Fuente	52
Grafico 12. Curva de carga diaria, julio 2018	53
Grafico 13 Curva de carga diaria, julio 2020	53
Grafico 14. Curva de carga diaria, julio 2025	53
Grafico 15 Curva de carga diaria, julio 2035.	54
Grafico 16. Curva de carga diaria vs Demanda Residual, julio 2025	55
Grafico 17 Rampa Horaria	55
Grafico 18 Rampa de potencia cada tres horas	55
Grafico 19. Costos marginales Promedio	56

# Notación

---

<i><b>ATB</b></i>	<i><b>Annual Technology Baseline</b></i>
BESS	Sistema de Almacenamiento con Baterías
CCGN	Ciclo Combinado Gas Natural
CCS	Secuestro de Carbono
CNE	Comisión Nacional de Energía
CT	Turbina de Gas Ciclo Abierto
EIA	Energy Information Administration
IGCC	Ciclo Combinado con Gasificación de Carbón
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
NREL	National Renewable Energy Laboratory
O&M	Costos de Operación y Mantenimiento
OC	Organismo Coordinador de Sistema Eléctrico Interconectado
PNS	Potencia no Suministrada
PV	Solar Fotovoltaica
SIE	Superintendencia de Electricidad

# 1 MARCO INTRODUCTORIO

---

## 1.1 Introducción

La Planificación de un sistema eléctrico de potencia (SEP) prevé los cambios tanto en el lado de la demanda, así como en las fuentes de generación. A través del diseño de posibles escenarios los planificadores procuran la mitigación de dichos cambios de la forma más eficiente desde los puntos de vista económicos, sociales y medioambientales; mediante la optimizando una variable en concreto, la cual puede ser, minimizar los costos de inversión y operación del sistema. Adicionalmente debe mantener niveles aceptables de calidad, seguridad y confiabilidad.

El sistema eléctrico de la Republica Dominicana (RD) ha sufrido dos grandes transformaciones en las últimas décadas, la primera empieza en con la promulgación de la Ley General de Reforma de la Empresa Pública (ley No. 141-97), con la cual el sistema paso de una integración vertical (la generación, transmisión, distribución y comercialización son realizadas por el mismo organismo) a un sistema horizontalmente integrado y culminando este proceso con la aplicaron de la Ley General de Electricidad 125-01. La segunda a partir del 2007 con la aprueba la ley 57-07 sobre incentivos las energías provenientes de fuentes renovables y sus regímenes especiales, la cual ofrece grandes ventajas a la generación renovable frente a sus competidores convencionales.

Hasta el año 2011 la matriz eléctrica de RD era meramente hidro-termica, a partir de dicha fecha las energías renovables han tenido un crecimiento gradual llegando a 188 MW eólicos y 88 MW instalados (2.8 y 0.5% de la demanda eléctrica de energía para el 2018). El desplome de los costos en la generación renovable y las buenas condiciones climáticas para su desarrollo, además de un incremento sostenido de la demanda de electricidad, han hecho del país un excelente atractivo de inversión en distintas fuentes de energía.

Al ser un sistema eléctrico pequeño (alrededor de 2500 MW de demanda máxima para 2019), y aislado la planificación es de prioridad máxima para las autoridades, con el fin de mantener el balance entre bajos costos de producción de energía y la seguridad en el suministro, por tal razón, es imprescindible poder contar con modelos de planificación robustos, flexibles y amigables con los usuarios para poder cubrir las necesidades del planificador.

## 1.2 Planteamiento del problema.

Los altos costos de generación en un sistema eléctrico insular, compuesto por una alta penetración de combustibles fósiles; un crecimiento acelerado en la demanda; un sistema de transmisión escasamente mallado, altos factores de producción renovable variable (principalmente lejos de los centros de carga); los cambios aleatorios en los patrones de lluvia que afectan la producción hidroeléctrica, colocan una gran presión en los encargados de planificar el sistema que deben buscar la solución óptima a estos problemas.

## 1.3 Alcance

### 1.3.1 Objetivo general

Esta tesis pretende desarrollar un modelo de optimización en GAMS, el cual se denomina como Modelo de Planificación de Largo Plazo (MPLP), con el objetivo de calcular los planes de expansión de la generación y transmisión de un SEP que minimicen los costos totales del sistema sujetos a una serie de restricciones en el largo plazo. De la misma manera se realizará un caso estudio tomando como referencia el SEP de RD con información base de los años 2018 y 2019, y proyectando el periodo 2020-2035.

### 1.3.2 Objetivos específicos

- Realizar la programación en GAMS de un modelo que optimice el largo plazo en bajo a costo total del sistema, sujeto a ciertas restricciones.
- Obtener las informaciones del sistema eléctrico de la Republica Dominicana que permitan su modelado.
- Preparar las proyecciones de largo plazo de las variables relevantes (demanda eléctrica, costos de las tecnologías de generación, costos combustibles, potenciales renovables (agua, viento, sol), etc.)
- Construir los escenarios de generación que serán utilizados para el estudio.
- Proponer los cambios necesarios para la implementación de los resultados obtenidos en el estudio.

## 1.4 Estructura del trabajo

La composición de esta tesis es la siguiente:

- Capítulo 1: describe los aspectos metodológicos de este trabajo, se establece la introducción general y los objetivos de la tesis.
- Capítulo 2: realiza un resumen sobre el estado del arte de los modelos de planificación utilizados en sistemas eléctricos, se plasma una prevé introducción y se describen los puntos más importantes que abordan estos modelos. Este capítulo también hace referencia a como estos modelos de planificación incorporan las informaciones necesarias para el estudio de sus respectivos sistemas eléctricos, además, se analiza como es tratado el tema de los recursos naturales en la planificación moderna.
- Capítulo 3: este punto destaca las bondades del modelo de planificación propuesto en esta tesis, se presenta la metodología y los fundamentos matemáticos bajo los cuales fue programado el modelo, se realiza un detalle de la función objetivo, así como de las restricciones que componen el modelo. Por otro lado, se explican todos los posibles resultados que es capaz de emitir el mismo.
- Capítulo 4: es en donde se realiza el caso de estudio aplicado al sistema eléctrico dominicano, es realiza una descripción pormenorizada de todas las informaciones usadas para obtener las obras de generación que optimicen el sistema, se definen los escenarios utilizados para el estudio; se exponen también los resultados obtenidos del mismo, así como las conclusiones y recomendación realizada a los órganos competentes.

## 2 ESTADO DEL ARTE

### 2.1 Modelos de Planificación Sistemas Eléctricos

La planificación es una de las tareas más importante para el buen funcionamiento de los sistemas eléctrico. Los cambios rápidos en la demanda de electricidad, múltiples opciones de tecnologías, distintas fuentes de abastecimiento, restricciones ambientales cada vez más exigentes y avances en los recursos informáticos han provocado el desarrollo de un gran número de técnicas de optimización para abordar este tema.

Los modelos aplicados a la planificación eléctrica deben ser diseñados de manera que represente de forma aproximada o exactas los sistemas en estudio y atender los requerimientos específicos de los sistemas eléctricos para lo que fueron diseñados. De acuerdo al horizonte de tiempo se puede clasificar los modelos en:

- Corto plazo: menor a un mes.
- Mediano plazo: desde dos meses a 4 años.
- Largo plazo: mayor a 5 años.

Los estudios de planificación atienden de forma fundamental tres puntos: abastecimiento la de demanda, costos en los sistemas y seguridad de suministro.

- La minimización de los costos se realiza con la correcta formulación de la función objetivo desde los puntos de vistas financieros, técnicos, ambientales, y las consideraciones políticas [1].
- La demanda de electricidad siempre estará ligada a la evolución económica del sistema en estudio, su tratamiento toma en cuenta aspectos relativos los factores de crecimiento, perfiles curva de carga y factores de distribución.
- Se entiende por confiabilidad de un sistema eléctrico a la capacidad de suplir la demanda antes distintos escenarios (condiciones climáticas: hidrología, viento; escasez de combustibles, retrasos en obra, etc.).

Como se muestra en la Figura 1 la confiabilidad afecta de forma inversa a los usuarios finales por el costo de energía no suministrada, y las compañías eléctricas a través de los costos de inversión, logrando el óptimo en el punto donde se cruzan ambas curvas.

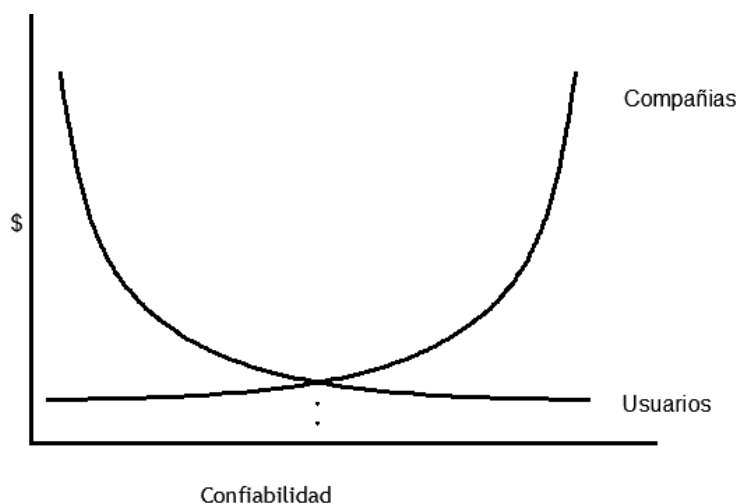


Figura 1. Costos Nivel Confiabilidad

## 2.2 Incertidumbre en Planificación de Largo Plazo

Las principales fuentes de incertidumbre en el proceso de planificación de la generación y transmisión eléctricas son: demanda, precios combustibles, precios tecnologías de generación, hidrología, comportamiento el viento y solar, disponibilidad de centrales, aspectos políticos, entre otros factores que deben ser modelados de acuerdo a los requerimientos específicos de cada sistema.

### 2.2.1 Tratamiento de la incertidumbre

- **Modelos Deterministas:** suponen que todos los datos de entrada son conocidos y el resultado invariablemente es igual.
- **Modelos Estocásticos:** También llamados probabilísticos son aquellos en el que al menos un dato de entrada no se conoce con certeza introduciendo así incertidumbre.

Una técnica muy común para resolver modelos estocásticos, es a través de un equivalente determinista, esto no es más que colocar a cada variable aleatoria una probabilidad de ocurrencia.

## 2.3 Herramientas matemática utilizadas en la planificación eléctrica

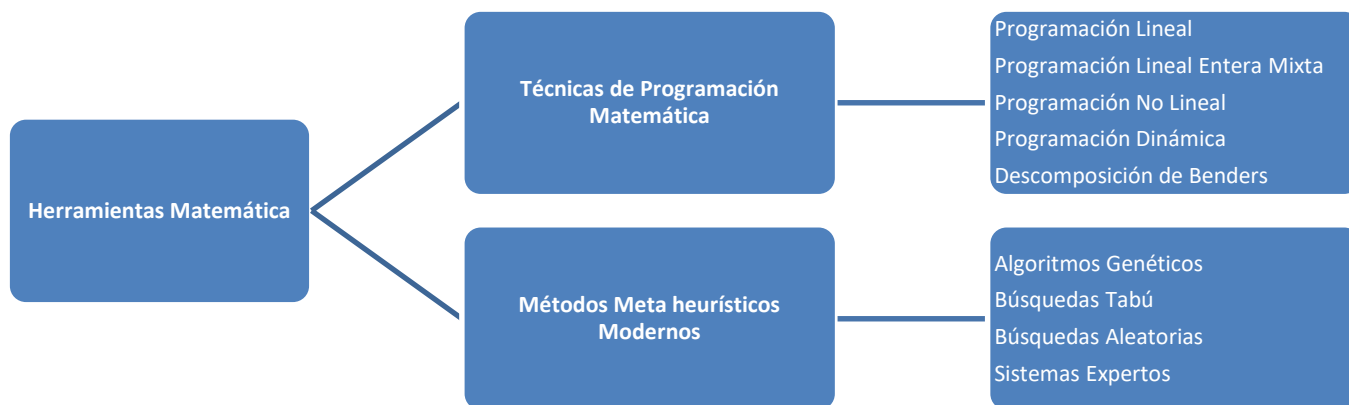


Figura 2. CLASIFICACIÓN DE LOS METODOS USADOS EN LA PLANIFICACION ELECTRICA

## 2.4 Características generales de algunos modelos de planificación

### 2.4.1 Modelo GOL

El modelo de gestión óptima del lago Laja (GOL)[2], [3], fue desarrollado por la Comisión Nacional de Energía chilena con el fin de optimizar la operación del embalse del lago Laja a mediano y largo plazo. El lago se encuentra integrado al sistema interconectado central (SIC). La magnitud en términos relativos de este embalse frente al consumo es tal que permite realizar una regulación de tipo interanual.

El modelo GOL calcula la decisión óptima de operación del lago Laja a partir de los niveles iniciales del embalse y las



hidrologías de cada periodo trimestral. El modelo permite obtener los precios marginales de energía y las reservas de combustible necesarios para el correcto funcionamiento del SIC.

Representación de las variables más relevantes del modelo:

#### **2.4.1.1 Representación de la Demanda**

La demanda se divide en periodos trimestrales, componiéndola en curvas de duración que consta de dos bloques: uno de demanda máxima y un segundo bloque correspondiente a la energía.

#### **2.4.1.2 Representación de la Generación**

- **Centrales hidroeléctricas.**

La generación de las centrales hidroeléctricas reguladas por el Laja es determinada por el modelo basándose en series estadísticas de 40 años y los caudales afluentes asociados a estas series. Por otro lado, las centrales fuera del efecto del lago son agrupadas como un solo grupo generador y se representan a través de energías ya generadas por la operación de sus propios embalses a partir de dichas estadísticas para cada trimestre.

- **Centrales térmica**

Se representan de manera individual, considerando los consumos específicos constantes, es decir, independiente del nivel de generación. La disponibilidad media de las unidades afecta la cantidad de energía generada en cada periodo, además de estas pérdidas son tomadas en cuenta los mantenimientos programados en los periodos que estos correspondan.

#### **2.4.1.3 Red de Transporte**

El modelo esta constituidos de forma uninodal, es decir, que tanto la generación como la demanda convergen en un solo punto, por tal razón se desprecian todos los efectos asociados a la red de transporte.

#### **2.4.1.4 Metodología y Herramienta Matemática**

Para el problema de operación óptima del embalse del lago Laja el autor encontró la solución mediante la aplicación de programación dinámicas, estas técnicas se adecuan perfectamente a problemas que dependen del tiempo, en otros términos, el valor de una variable al final del periodo 1, será el mismo que el valor al inicio de la variable en el periodo 2. La aplicación de programación dinámica requiere la aplicación del *Principio de Optimizad de Bellman*<sup>1</sup>.

El objetivo del modelo GOL es encontrar la decisión óptima de operación, que no es más que la que minimiza los costos de operación actual más el valor estratégico<sup>2</sup> asociado al nivel del embalse al final del período. Es un instrumento de apoyo en la toma de decisiones frente a problemas de planificación de la operación o de selección de inversiones.

El modelo consta de dos partes, la primera una etapa de optimización la cual determina la decisión óptima de operación y el valor que en ese caso adoptan las distintas variables que caracterizan al sistema: costos de operación, costos de falla, costos marginales, etc. La segunda tiene por objeto estudiar el comportamiento futuro de estas variables, la que corresponde a un proceso de simulación, para esta fase es posible utilizar Montecarlo o cadenas de Markov.

#### **2.4.1.5 Resultados del Modelo**

Los estudios realizados con esta herramienta muestran como principales resultados los costos asociados al sistema tal es el caso: marginales de corto plazo en dependencia del nivel del lago Laja en los distintos trimestres, proyección de costos

---

<sup>1</sup> Principio aplicado en programación dinámica que consiste en que una secuencia óptima de decisiones que resuelve un problema debe cumplir la propiedad de que cualquier subsecuencia de decisiones, que tenga el mismo estado final, debe ser también óptima respecto al subproblema correspondiente.[5]

<sup>2</sup> Costo de la operación futura del sistema.

marginales futuros, proyección de probabilidad de consumos de combustibles.

## **2.4.2 Modelo MGI**

El Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI) [3],[2] es un modelo de planificación desarrollado por ENDESA con el fin de diseñar los planes de expansión de la generación y transmisión que hagan mínimos los costos totales actualizados de inversión y operación para un sistema eléctrico. Está basado en técnica de programación lineal. El MGI es un modelo que ha sido muy utilizado en el ambiente de planificación chileno desde 1987.

Los horizontes de tiempos considerados por el MGI se dividen en periodos, los cuales pueden ser de tamaños no homogéneos, cada periodo representa puesta en marcha de nuevas centrales. Debido a que en sistemas hidrotermico los costos de generación dependen en gran medida de las condiciones hidrológicas, éste considera un cierto número de hidrologías dentro de la modelación del problema.

El modelo MGI ofrece la posibilidad de obtener las potencias de plantas hidroeléctrica necesarias para el funcionamiento óptimo del sistema. Otra gran virtud que posee el modelo es la de considerar la ubicación de la demanda y generación además de las ampliaciones que el sistema de transmisión requiere.

### **2.4.2.1 Representación de la Demanda**

La demanda de electricidad se representa a través de curvas diarias y estacionales que se repiten para todos los periodos, los parámetros de demanda más importante en el modelo son de la demanda máxima del año y las energías de las distintas estaciones.

Para cada periodo se considera un crecimiento vegetativo de la demanda a través de crecientes de crecimientos y los valores obtenidos en la primera etapa.

### **2.4.2.2 Representación de las centrales**

Las centrales de generación se representan por dos magnitudes: la capacidad y la explotación (energía generable por cada central).

La variable de capacidad es introducida para cada periodo y se le asocia un costo de inversión que crece linealmente con la potencia instalada.

Se definen también variables continuas de explotación para cada período, estación e hidrología. El aporte de las hidráulicas se supone conocido y se resta a la demanda de cada nodo.

Para el abastecimiento de la demanda bajo ciertos criterios de seguridad la demanda máxima debe ser suplida en todas las estaciones del año, con la hidrología más desfavorable. Las tasas de salidas forzadas y programadas se representan como una reducción de potencia en las centrales térmicas de acuerdo con las tasas de indisponibilidades.

### **2.4.2.3 Representación de la red**

La transmisión se representa de forma aproximar la energía intercambiada entre áreas y su efecto en la expansión de generación. El MGI define una variable continua de capacidad de transmisión entre nodos para cada período. Cada variable de capacidad tiene asociada un costo de inversión. La ampliación de la capacidad de los corredores de transmisión es representada dentro del modelo por dos variables, basados en que una ampliación en dos etapas se ajusta mejor a la realidad.

#### **2.4.2.4 Metodología y Herramienta Matemática**

El MGI utiliza optimización lineal para el problema de expansión. La capacidad se define para cada nodo y período, mientras que las variables de explotación se definen para cada nodo, período, estación e hidrología.

En este modelo las restricciones más relevantes son:

1. Capacidades máximas de instalación de centrales y corredores
2. Restricciones de coordinación en instalación de ampliaciones a los corredores existentes.
3. Capacidades máximas de transmisión.
4. Capacidades máximas y mínimas de generación de centrales térmicas
5. Abastecimiento de demanda máxima por nodo y período [2]

#### **2.4.2.5 Resultados del Modelo**

El modelo MGI otorga como resultado la ubicación, el tamaño y capacidad de los proyectos de generación además de los costos de actualidades de operación del sistema.

#### **2.4.3 Modelo ExpandRD**

El Modelo de Planificación Expansión es un modelo de optimización estocástica de los recursos de generación y transmisión aplicado al sistema eléctrico de la República Dominicana, fue desarrollado como proyecto de fin de master por Julio E. Díaz Cohen, para la universidad de Comillas. El modelo está basado en la programación lineal entero mixto y tiene como función objetivo la minimización de del valor presente de los costos de inversión y operación sujeto a múltiples restricciones como la capacidad, abastecimiento entre otras.

##### **2.4.3.1 División Temporal**

El estudio abordado con este modelo tiene un horizonte de estudio de hasta 20 años. La evaluación de las distintas variables se hace en forma trimestral y anual.

##### **2.4.3.2 Representación de la Demanda**

El modelo actual presenta la demanda a través de tres bloques linealizados a partir de las curvas monótonas mensuales de energía. El bloque de mayor valor permite encontrar las inversiones necesarias en el horizonte de estudio y los demás evalúan aspectos económicos, como la factibilidad de la inversión.

La energía mensual se calcula multiplicando los factores de distribución por la demanda anual, a partir de ahí, crece cíclicamente en todo el horizonte de estudio. Las incertidumbres se presentan mediante escenarios asociados a su árbol de probabilidad. En cambio, la energía no servida se modela como un generador penalizándose su uso en la función objetivo.

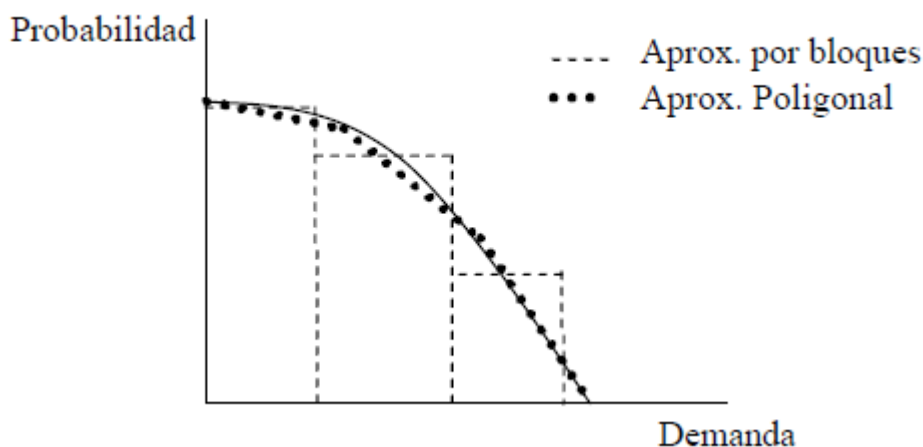


Figura 3. Aproximación de la monótona por bloques [2]

### 2.4.3.3 Representación de la Generación

#### Generación térmica

Las centrales termoeléctricas son modeladas en el ExpandRD con los siguientes criterios:

- Mínimo Técnico
- Máximo Técnico
- Costos de Inversión
- Consumo Específico
- Tasa de Indisponibilidad (fortuita y programada)
- Localización de las Centrales
- Precio de Combustible

Los costos de producción resultan de una aproximación lineal en los consumos específicos y los precios de combustibles, este modelo en particular y debido a la técnica de programación utilizada para resolver el algoritmo de solución modela implícitamente los costos fijos y variables de producción en un solo término para mayor simplicidad.

Las indisponibilidades forzadas y programadas se presentan como una reducción en la capacidad máxima de cada generador usando factores de disponibilidades por cada tecnología.

#### Centrales Hidroeléctricas

Los atributos a través de los cuales se suele caracterizar las unidades hidráulicas en los modelos de largo plazo son los siguientes:

- Potencia mínima
- Potencia máxima
- Potencia programada
- Reserva inicial y final para las unidades que puedan regular
- Tasa de indisponibilidad (fortuita y programada)
- Localización de la central

Las aportaciones hidrológicas consideradas en este modelo son representadas por una media histórica de los últimos 20 años en cada periodo. La probabilidad de falla de estos equipos al igual que los generadores térmicos reduce la capacidad máxima de acuerdo a una tasa de indisponibilidad.

#### **2.4.3.4 Representación de la Red de Transmisión**

La representación de la red de transmisión que interconectan los distintos nodos se realiza por los siguientes parámetros:

- Flujo Máximo
- Parámetros Eléctricos: resistencia y reactancia
- Indisponibilidad Forzada

Los flujos de potencia en los distintos circuitos son calculados en corriente directa. Las indisponibilidades producen una disminución en los flujos máximos de cada línea. La ampliación de la capacidad de las líneas de transmisión es presentada por una variable entera de capacidad a la cual se le asocia un costo, y se incluye en la función objetivo [2].

#### **2.4.3.5 Metodología**

En forma general la planificación de largo plazo desconoce la certeza de ocurrencia de distintos valores que repercuten directamente en los resultados obtenidos de los modelos de planificación. La optimización estocástica permite evaluar distintos escenarios con cierta probabilidad de ocurrencia, dentro de los parámetros cambiantes en el tiempo los más comunes suelen ser: la demanda de electricidad, la hidrología y la disponibilidad de equipos, los precios y disponibilidad de combustibles entre otros. El modelo en discusión solo considera la incertidumbre de la demanda, los demás valores se presentan como valores medios de los distintos escenarios.

El algoritmo de solución utiliza programación lineal entero mixta, mientras que la solución óptima robusta es alcanzada mediante la aplicación del criterio de Savage o de minimización del máximo arrepentimiento (mínimax). Este criterio consiste de dos fase, primero, consiste en encontrar la solución óptima para cada escenario, y luego, en hallar la solución óptima estocástica que minimiza la distancia entre esta solución y las encontradas en la fase 1 [2].

#### **2.4.3.6 Resultados del Modelo**

Una vez aplicado el modelo a un sistema eléctrico determinado, la optimización del problema de expansión arrojará como resultado la tecnología, ubicación, fecha de puesta en servicio y tamaño de los candidatos de generación; fechas de puesta en servicios y ampliación del sistema de transmisión, además de los costos del sistema (marginales, inversión y operación).

### **2.4.4 Wain Automatic System Planning**

WASP [3], [4], un modelo desarrollado por la Agencia Internacional de Energía Atómica, con el propósito de planificación de los recursos de generación que minimicen los costos de generación a largo plazo bajo ciertas restricciones. El producto principal del modelo es el cronograma de instalación de nuevas centrales que satisfagan la futura demanda de energía.

Por medio de este modelo es posible estudiar algunas variables externas al problema de optimización de la generación tales como: emisiones medioambientales, la disponibilidad de combustible, etc. Está basado en técnicas de programación lineal, simula probabilísticamente la operación del sistema eléctrico considerando la disponibilidad de las unidades generadoras.

La estructura del modelo consta en siete modelos independientes como se muestra a continuación:

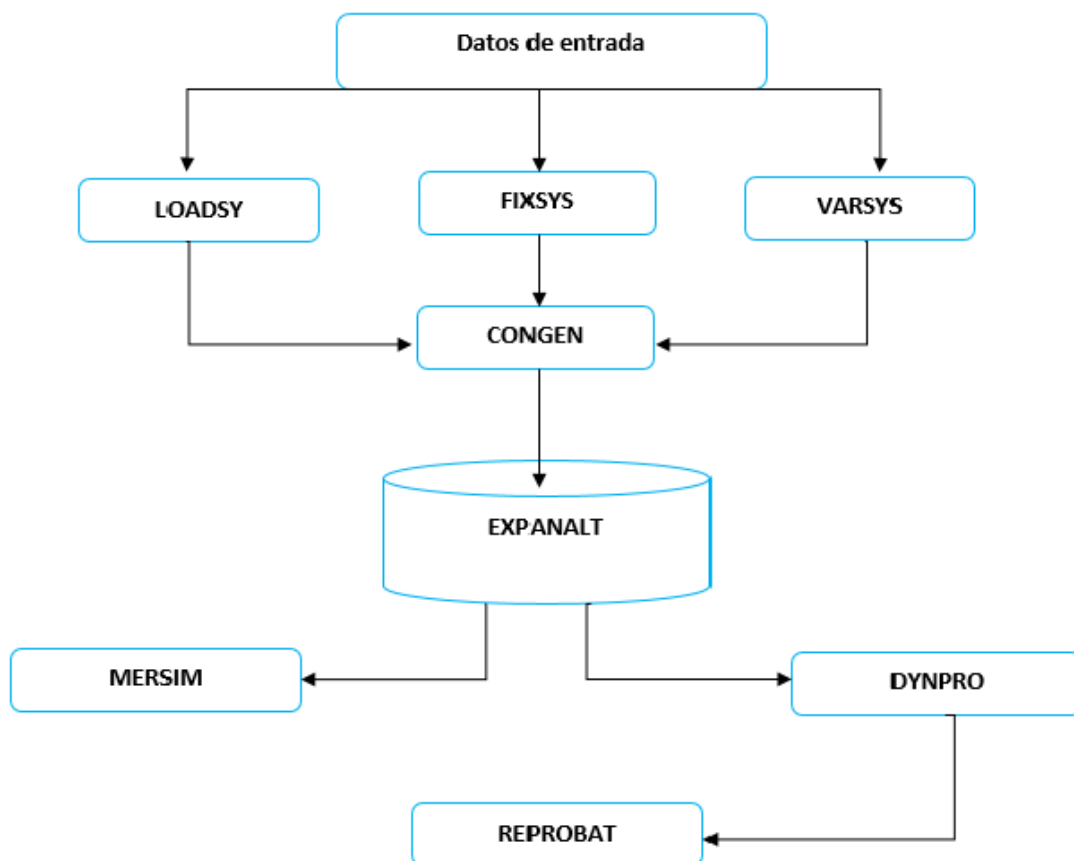


Figura 4. Estructura del modelo WASP [4].

**LOADSY**  
(Descripción de la demanda)

Este módulo estudia la estructuración de la demanda futura, estableciendo los periodos picos y las curvas de duración de carga (LDC).

**FIXSYS**  
(Sistema fijo)

En este punto se introduce y procesa el sistema de generación actual con todas las características que los define, considera retiros y adiciones predefinidos (mínimo técnico, potencia, costos variables de producción, volúmenes almacenados, etc.), además de las restricciones impuesta por el usuario.

**VARSYS**  
(Sistema variable),

Incorpora los proyectos candidatos que serán considerados por el modelo para el estudio de expansión. Las características que poseen los proyectos son las mismas definidas en el módulo VARSYS.

**CONGEN**  
(Configuración de generación)

Establece los planes de expansión posibles mediante la combinación de las estructuras existente y los proyectos candidatos

**MERSIM**  
(Unir y simular)

Establece los parámetros de operación del sistema a partir de los planes de obras obtenidos.

**DYNPRO**  
(Optimización mediante programación

los costos de inversión y operación actualizados y considere los criterios de

dinámica)

confiabilidad

REPROBAT  
(Reporte)

Tal como su nombre lo indica, crea los reportes que establecen los resultados del estudio de expansión.

### 2.4.5 Coso de estudio Omán

Oman13 [1], es un estudio que evalúa las estrategias de expansión de menor costo para la generación del sistema eléctrico de Omán con la integración a gran escala de energía eólica. El punto más relevante del artículo es el modelado las instalaciones eólicas, el tratamiento del recurso de viento esta defino en investigaciones previas citadas por el autor.

El modelo utilizado por el planificador fue el WASP, tal como se menciona en la descripción del WASP la forma en que se establece la demanda es a través de la LDC, el estudio no considera los efectos de la transmisión, la generación es introducida por medio de las variables que caracterizan el sistema (costos operativos y de capital, parámetros técnicos, etc.), prestando especial atención a las platas eólicas.

Las energías no gestionables establecen un enorme reto en la planificación de largo plazo debido a su variabilidad y dependencia de la cronología. Los modelos tradiciones usualmente construyen LDC con el propósito de reducir una curva anual a varios bloques que simplifique la carga computacional, sería inviable manejar periodos horarios en un horizonte de estudio de varios años.

Las tecnologías no gestionables pueden modelarse de muchas maneras considerando ciertas aproximaciones en todo caso, a continuación, mencionamos algunas formas de abordar el tema:

1. Energía negativa: este método resta la energía producida directamente de la demanda. El objetivo en este caso es mantener la cronología. Los costos son integrados posterior a la etapa de optimación.
2. Hidroeléctrica: La turbina eólica se simula como una hidro planta en base una capacidad de carga y energía de entrada como una restricción. La energía de entrada refleja la energía que la turbina eólica puede producir en un lapso de tiempo de curva de duración de carga determinada.
3. Planta térmica: se modela una termoeléctrica con costo de combustibles cero y una tasa indisponibilidad que reduce la potencia de salida de la instalación, esto puede representar los efectos de la variación del viento. Al considerar costo cero se supone como una tecnología base por estar primero en la lista de mérito.

El autor en [1], utiliza la metodología descrita en el numerar 3 considerando que es la próximas más cercana a la realidad debido que es optimizada tanto en la etapa de despacho como de instalación de capacidad.

## 3 MODELO DE OPTIMIZACIÓN

---

### 3.1 Selección del Modelo

Una vez revisado el estado del arte sobre los modelos de planificación de largo plazo cabe destacar que la elección de un modelo dependerá del sistema al que esté haga referencia, no existe el modelo perfecto, sin embargo, algunos realizan aproximaciones aceptables. El modelar un sistema es un compromiso entre el nivel de detalle y la carga computación que implica la resolución del problema.

Con el fin de determinar los planes de expansión y transmisión en sistemas eléctrico diversificados (múltiples fuentes de producción en la matriz eléctrica) fue programado el Modelo de Planificación de Largo Plazo (MPLP). Este modelo toma hace referencia a la metodología del Modelo ExpandRD, por ser diseñado para un sistema insular y ser programado en GAMS, además de las virtudes expuestas en el capítulo **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

El MPLP presenta mejoras significativas frente al Modelo ExpandRD y los demás modelos, dentro de estas podemos mencionar: la inclusión de cualquier tecnología de generación (térmicas, hidroeléctricas, renovables variables, almacenamiento, etc.), introducción de información de manera dinámica (el programa aprende el horizonte de tiempo de acuerdo a como se introduce la data de entrada), estudios de variables exógenas al modelo como emisiones, inclusión de políticas de planificación como restricciones, consideraciones de demanda cronológicas, entre otras.

### 3.2 Descripción General Modelo de Planificación de Largo Plazo

El MPLP es un modelo de optimación estocástica, desarrollado en GAMS, el modelo utiliza programación lineal entero mixta para determinar el plan de expansión óptimo de generación y las ampliaciones del sistema de transmisión necesaria para el abastecimiento de la demanda en condiciones de calidad, confiabilidad y seguridad.

La función objetivo es minimizar el valor presente de los costos totales del sistema eléctrico en que se utilice, esta función considera costos de operación y mantenimientos fijos y variables, costos de instalación, costos de retiros de centrales, es capaz de considerar costos de arranque y parada, costos ambientales (emisiones) y costos de desabastecimiento.

Este modelo fue desarrollado principalmente para determinar los planes óptimos de generación y transmisión que minimicen los costos totales y garantizar el abastecimiento de energía en el en sistemas con multi fuente como el caso del Sistema eléctrico Nacional Interconectado (SENI- Republica Dominicana).

Hasta este modelo el organismo encargado de la planificación de largo plazo no contaba con una herramienta adecuada para esa tarea. Los modelos disponibles no consideraban las energías renovables variables (solar, eólicas), tampoco la red de transmisión y sus posibles restricciones.

#### 3.2.1 Representación de las variables más relevantes del modelo:

##### 3.2.1.1 Esquema temporal y representación de la demanda.

Este modelo es adaptable, puede representar la demanda en bloque mensuales (tres, cinco, veinticuatro), demanda horaria. Todo dependerá de la información y los recursos informáticos disponible.

Depende de los objetivos del estudio es posible introducir la curva carga cronológica (representar arranques y paradas)



o una curva monótona si estos detalles no son relevantes. Para el caso que se desee representar tecnología de almacenamiento, es preciso que se introduzca la información en periodos inferiores a la capacidad de almacenamiento.

### 3.2.1.2 Representación de la Generación

El modelo posee gran nivel de detalle a la hora de crear los generadores eléctrico, todo dependerá de los objetivos del estudio como mencionamos anteriormente. Los parámetros más relevantes son: potencia máxima, potencia mínima, tecnología, combustible, consumo específico, tiempo de arranque, número máximo de arranque, rampas de subida y bajada, costos de inversión, costos fijos o&m, entre otros parámetros.

Cada tecnología tiene particularidades especiales:

- **Centrales hidroeléctricas:** además de los parámetros mencionado anteriormente el modelo posee la capacidad de discriminar entre hidroeléctrica de pasado como de embalse, en el caso de esta última, utiliza una programación dinámica para colocar la energía en los periodos que maximice el aprovechamiento hidráulico y minimice los vertimientos.
- **Las tecnologías no gestionables (solar y eólica sin almacenamiento):** es debe introducir los perfiles de producción, el modelo determina la forma de maximizar esta potencia si existe cualquier restricción de transmisión.
- **Centrales térmicas:** para este tipo de centrales es necesario que se introduzca el tipo de combustible y precio, el consumo específico para poder definir el orden de entrada ante aumento de la demanda.
- **Tecnología de almacenamiento:** potencia máxima y la energía almacenada en el dispositivo.

## 3.2.2 Estructura del Modelo

### 3.2.2.1 Conjuntos

Conjunto	Descripción
<b>Conjuntos de División Temporal</b>	
s	escenarios de demanda
y	anos
p	periodos (meses)
d	día
h	hora
b	bloques
t	periodo de evolución
<b>Conjuntos Opciones de Modelo</b>	
casos	casos del modelo /casos1*casos2/
atr_mod	atributos del modelo /status,opcveg,opcmod,opcred/
<b>Conjunto de Generación</b>	
gtr	generadores

emb	embalse
rv	recurso de viento zona geográfica
rs	recurso de solar zona geográfica
gtrr(gtr)	generadores térmicos
ghd(gtr)	generadores hidráulicos
gtrv(gtr)	generadores eólicos
gtrs(gtr)	generadores fotovoltaicos
gre(gtr)	generadores en régimen especial (solar y eólico)
gaut(gtr)	auto productores
proyectos(gtr)	proyectos de generación
galm(gtr)	Sistema de Almacenamiento de baterías
tecn	tecnologías de generación
gtr_tecn(gtr,tecn)	relación generador Tecnología
getr(gtr)	generadores futuros térmicos
gtrf(gtr)	generadores existentes térmicos
atr_emb	atributo embalse
combustible	combustible para generación
caract	características de los combustible
atr_g	atributos generadores
atr_ghd	atributos generadores hidráulico
gtr_comb(gtr,combustible)	relación generador combustible
ghdemb(gtr,emb)	relación embalse hidroeléctrica
ndgtr(gtr,nd)	localización de generadores
drv(gtr,rv)	relación zona geográfica gen Eólico
drs(gtr,rs)	relación zona geográfica gen solar
<b>Conjunto Sistema de Trasmisión</b>	
ln(nd,nd,c)	líneas existentes del sistema
lnf(nd,nd,c)	líneas futuras del sistema
atr_ln	atributos de las líneas
std	sentido /pos, neg/
nd	nodos
nr(nd)	nodo de referencia
c	circuito de líneas
X(NI,NF,C)	reactancia
R(NI,NF,C)	resistencia
<b>Conjunto Relacionales</b>	
yp(y,p)	relación año periodos
hb(h,b)	relación hora bloque
pb(p,b)	relación Mes-Bloque
pbt(p,b,t)	relación Mes - Bloque - periodo de estudio

Conjuntos especiales para representar modos de operación centrales	
EDMAR(gtr)	Modos de Operación Estrella del Mar
proyectos(gtr)	Proyectos de Generación
SFELIPE(gtr)	Modelos de Operación San Felipe
LORIGEN(gtr)	Modos de Operación Los Orígenes
rgesp(gtr)	Centrales en Régimen Especial
Lminas(gtr)	Modos de Operación Parque Energético Los Mina

### 3.2.2.2 Parámetros

Parámetros	Descripción
<b>Parámetros de Demanda</b>	
prob(s)	probabilidad escenarios de demanda [0-1]
fdnd(y,nd)	factor de distribución de la demanda por nodos [0-1]
dur_blq(p,b)	duración bloques de demanda [h]
dem_blq(s,y,p,b)	demanda de potencia por bloque [MW]
<b>Parámetros de Transmisión</b>	
dln(nd,nd,c,atr_in)	datos de líneas
<b>Parámetros del Sistema</b>	
Cmgs(s,y,p,b)	Costo marginal del sistema [\$/-MW]
Reserva(s,y)	Nivel de Reserva del Sistema
<b>Parámetros de Generación</b>	
dgtr(gtr,atr_g)	datos generadores térmicos
pcomb(gtr,y,p)	precio de combustible generadores térmicos [US\$/ton]
viento(rv,p,b)	perfiles de viento
sol(rs,p,b)	datos de entrada perfiles de sol por bloque
Qa(emb,y,p)	caudales aportados
demb(emb,atr_emb)	datos de embalses
Comb_caract(combustible,caract)	Datos características combustible
Precio_TECNO(gtr,y)	Precios de Tecnología
Energia_A(gtr,s,y)	Producción de Energía Anual Centrales
N_arranque(gtr,s,y,p)	Numero de Arranque Mensual
N_parada(gtr,s,y,p)	numero de Parada Mensual
Factor_Plant(gtr,s,y)	Factor de Planta
Ptermica(s,y)	Sumatoria Anual Planta Térmica
Phidro(s,y)	Sumatoria Anual Planta Hidroeléctrica
Pviento(s,y)	Sumatoria Anual Planta Eólica
Psol(s,y)	Sumatoria Anual Planta Fotovoltaica
PBES(s,y);	Sumatoria Anual Sistema de Almacenamiento

## 3.2.2.3 Variables

Variable	Descripción
<b>variable libres</b>	
ct	costos totales
CVP(gtr,y)	costo variable combustible promedio año
Flojo(ni,nf,c,s,y,p,b)	flujo por cada línea de transmisión
ang(s,y,p,b,nd)	ángulo de desfase
cvpb(gtr,s,y,p,b)	costo variable combustible por bloque de demanda
DANG(s,y,p,b,nd,nd,c,std)	diferencia ángulos de tensión
<b>Variable Positivas</b>	
PDGT(gtr,s,y,t)	producción generadores térmica [MW]
PFDGT(gtr,s,y,p,b)	producción generadores futuros [MW]
PNST(s,y,p,b)	potencia no suministrada [MW]
PNS(s,y,p,b,nd)	potencia no suministrada por nodo[MW]
PDHD(gtr,s,y,p,b)	producción hidráulica [MW]
Qt(gtr,s,y,p,b)	Caudal turbinado [m3 por s]
n_emb(emb,s,y,t)	nivel embalses [m3]
Dd(emb,s,y,p,b)	caudal vertido [m3 por s]
PDVT(gtr,s,y,p,b)	producción generadores fotovoltaica [MW]
PDFV(gtr,s,y,p,b)	producción generadores fotovoltaica [MW]
Cant_comb(gtr,s,y,p,b)	Cantidad de combustible consumido [unidad]
Emisiones(gtr,s,y,p,b)	Emisiones de cada generador térmico
ano_ope(gtr,s,y)	Años de Operación
tpar(gtr)	Tiempo de parada
tarr(gtr)	Tiempo de arranque
Ialm(gtr,s,y,p,b)	Inyección Baterías
Almac(gtr,s,y,t)	Nivel BES
Ralm(gtr,s,y,p,b)	Retiros Baterías
<b>variable binarias</b>	
z(gtr,s,y)	variable de estado (0-1) instalación (1-0) proyecto
zln(ni,nf,c,s,y)	variable de estado línea
int(gtr,s,y)	variable de instalación (0-1)
ret(gtr,s,y)	variable de retiro (1-0)
u(gtr,s,y,t)	variable de estado generadores 1 encendido 0 apagado
uln(ni,nf,c,s,y,p,b)	variable de estado líneas 1 en servicio 0 fuera de servicio
arr(gtr,s,y,p,b)	arranque generadores
par(gtr,s,y,p,b)	parada generadores
intln(ni,nf,c,s,y)	instalación de líneas de transmisión

$ul(gtr,s,y,p,b)$	variable de estado sistema de almacenamiento 1 inyectando al sistema 0 apagado
$uR(gtr,s,y,p,b)$	variable de estado sistema de almacenamiento 1 retirando del sistema 0 apagado

### 3.2.2.4 Ecuaciones

Ecuaciones	Descripción
<b>Ecuaciones Principales</b>	
costos	Costos totales del sistema
$eqbalance(s,y,p,b)$	Balance de potencia
$eqbalND(s,y,p,b,nd)$	Balance de potencia por nodo
$eqPDHD(gtr,s,y,p,b)$	Producción Hidroeléctrica
$eqPDVT(gtr,s,y,p,b)$	Producción Eólica
$eqPDFV(gtr,s,y,p,b)$	Producción Fotovoltaica
$EQFlojo(ni,nf,c,s,y,p,b)$	Flujos de Potencia
$eqFlojoup(ni,nf,c,s,y,p,b)$	Flujos de Potencia máximo por línea
$eqFlojolo(ni,nf,c,s,y,p,b)$	Flujos de Potencia máximo inverso
$eqlimsup1(gtr,s,y,p,b)$	límite superior plantas térmicas
$eqliminf1(gtr,s,y,p,b)$	límite inferior plantas térmicas
$eqliminf2(gtr,s,y,p,b)$	límite inferior Hidroeléctrica
$eqlimsup3(gtr,s,y,p,b)$	límite superior parque eólicos
$eqliminf3(gtr,s,y,p,b)$	límite inferior parque eólicos
$eqlimsup4(gtr,s,y,p,b)$	límite superior parque fotovoltaicos
$eqliminf4(gtr,s,y,p,b)$	límite inferior parque fotovoltaicos
$eqlimsup5(gtr,s,y,p,b)$	límite superior Hidroeléctrica
$eqliminf6(gtr,s,y,p,b)$	límite inferior BES
$eqlimsup6(gtr,s,y,p,b)$	límite superior BES
$eqBalanceEmb(emb,s,y,p,b)$	Nivel embalse grandes
$eqBalanceEmb2(emb,s,y,p,b)$	Nivel embalse grandes
$EqAlmac(gtr,s,y,p,b)$	Nivel BES
$eqCant\_comb(gtr,s,y,p,b)$	Cantidad de combustible consumido
$eqEmisiones(gtr,s,y,p,b)$	Emisiones de cada generador térmico
$Eqint(gtr,s,y)$	Instalación nueva centrales
$eqintln(ni,nf,c,s,y)$	Instalación nuevas líneas
$Eqret(gtr,s,y)$	Retiro centrales existentes
$Eqarr(gtr,s,y,p,b)$	Arranque
$Eqpar(gtr,s,y,p,b)$	Paradas
$EqRsubida(gtr,s,y,p,b)$	Rampa de subida
$EqRbajada(gtr,s,y,p,b)$	Rampa de bajada
$eqcvpb(gtr,s,y,p,b)$	costos variable unidades térmicas
<b>Ecuaciones auxiliares</b>	

aux1(gtr,s,y)	estado inicial centrales, 1 centrales existente, 0 futura o proyectos
aux2(gtr,s,y,p,b)	estado inicial línea, 1 línea existente, 0 futura o proyectos
aux3(gtr,s,y,p,b)	modos de operación Estrella del Mar 2
aux4(gtr,s,y,p,b)	modos de operación Los Orígenes
aux5(gtr,s,y,p,b)	modos de operación San Felipe
aux6(gtr,s,y)	fixar fecha de entrada en operación de los proyectos en construcción
aux7(gtr,s,y,p,b)	preferencia en despacho de las céntrales en régimen especial
aux10(gtr,s,y,p,b)	modos de operación de Los Mina [parcial   total   ciclo abierto]
aux12(gtr,s,y)	año mínimo de instalación para centrales
auxln1(ni,nf,c,s,y)	instalación de nuevas líneas de transmisión
auxln2(ni,nf,c,s,y,p,b)	restricción solo puede estar en servicios líneas instaladas
auxln12(ni,nf,c,s,y)	año mínimo de instalación para líneas
aux13(gtr,s,y,p,b)	restricción de solo inyectar o retirar a la vez sistemas de almacenamiento
aux15	Numero de Retiros permitidos
aux20(gtr,s,y,p,b)	restricción de solo inyectar a la red sistemas de almacenamiento instalados
aux21(gtr,s,y,p,b)	restricción de solo retirar de la red sistemas de almacenamiento instalados

#### 3.2.2.4.1 Función Objetivo

*costos.*

- Costos Variable (combustible mas no combustibles)

$$ct = e = \text{sum}((gtrr(gtr), y, p, b), \text{sum}(pbt(p, b, t), PDGT(gtrr, s, y, t)) * dur\_blq(p, b) * (\text{sum}(pb(p, b), (pcomb(gtr, y, p)) * dgtr(gtrr, 'cesp') * 1000) + dgtr(gtr, 'OMV')) / ((1 + tdesc) ** (ord(y) - 1)))$$

- Costos de Arranques

$$+ \text{sum}((gtrr(gtr), y, p, b), arr(gtrr, s, y, p, b) * (dgtr(gtrr, 'cArr')) / ((1 + tdesc) ** (ord(y) - 1)))$$

- Costos paradas

$$+ \text{sum}((gtrr(gtr), y, p, b), arr(gtrr, s, y, p, b) * (dgtr(gtrr, 'cPar')) / ((1 + tdesc) ** (ord(y) - 1)))$$

- Costos Emisiones

$$+ \text{sum}((gtrr(gtr), y, p, b), Emisiones(gtrr, s, y, p, b) * (dgtr(gtrr, 'cEmis')) / ((1 + tdesc) ** (ord(y) - 1)))$$

- Costos fijos de mantenimiento y operación

$$+ \text{sum}((gtr, y), (z(gtr, s, y) * dgtr(gtr, 'pmx') * dgtr(gtr, 'OMF') * 1e3) / ((1 + tdesc) ** (ord(y) - 1)))$$

- Costos de instalación generadores y BES

$$+ \text{sum}((gtrf(gtr), y), dgtr(gtrf, 'pmx') * 1000 * \text{sum}(gtr\_tecn(gtrf, tecn), Precio\_TECNO(gtrf, y)) * \text{int}(gtrf, s, y) / ((1 + tdesc) ** (ord(y) - 1)))$$

- Costos de instalación líneas

$$+sum((lnf(ni, nf, c), y), dln(ni, ni, c, 'Cinv') * 1e6 * intln(lnf, s, y) / ((1 + tdesc) ** (ord(y) - 1)))$$

- Costos de energía no abastecida (nodo único y representación red de transmisión)

$$+(SUM((y, p, b, nd), PNS(s, y, p, b, nd) * dur_blq(p, b) * cens / (1 + tdesc) ** (ord(y) - 1)))$(opcmod = 0)$$

$$+sum((y, p, b), (PNST(s, y, p, b) * dur_blq(p, b) * cens) / ((1 + tdesc) ** (ord(y) - 1)))$(opcmod = 1)$$

### 3.2.2.4.2 Restricciones

- Producción Energía Eólica

$$eqPDVT(gtrv, s, y, p, b)..$$

$$PDVT(gtrv, s, y, p, b) = l = dgtr(gtrv, 'pmx') * sum(drv(gtrv, rv), viento(rv, p, b));$$

- Producción Fotovoltaica

$$eqPDFV(gtrs, s, y, p, b)..$$

$$PDFV(gtrs, s, y, p, b) = l = dgtr(gtrs, 'pmx') * sum(drs(gtrs, rs), sol(rs, p, b));$$

- Producción Hidroeléctrica

$$eqPDHD(ghd, s, y, p, b)..$$

$$PDHD(ghd, s, y, p, b) = l = Qt(ghd, s, y, p, b) * dgtr(ghd, 'fcon');$$

- Balance de potencia nodo único

$$eqbalance(s, y, p, b)$(opcmod=1)..$$

$$Sum(gtrr(gtr), sum(pbt(p, b, t), PDGT(gtrr, s, y, t)))$$

$$+sum(ghd(gtr), PDHD(ghd, s, y, p, b))$$

$$+sum(gtrv(gtr), PDVT(gtrv, s, y, p, b))$$

$$+sum(gtrs(gtr), PDFV(gtrs, s, y, p, b))$$

$$+PNST(s, y, p, b) = e = dem_blq(s, y, p, b)$$

$$+sum(gtr, (dgtr(gtr, 'SSAA') * dgtr(gtr, 'pmx') * sum(pbt(p, b, t), u(gtr, s, y, t))));$$

- Balance de potencia con red

$$eqbalND(s, y, p, b, nd)$(opcmod=0)..$$

$$Sum(ndgtr(gtrr, nd), sum(pbt(p, b, t), PDGT(gtrr, s, y, t)))$$

$$+sum(ndgtr(ghd, nd), PDHD(ghd, s, y, p, b))$$

$$+sum(ndgtr(gtrv, nd), PDVT(gtrv, s, y, p, b))$$

$$+sum(ndgtr(gtrs, nd), PDFV(gtrs, s, y, p, b))$$

$$-SUM(LN(NI, NF, C)$(SAMEAS(NI, ND)), Flojo(ln, s, y, p, b))$$

$$+SUM(LN(NI, NF, C)$(SAMEAS(NF, ND)), Flojo(ln, s, y, p, b))$$

$$-sum(ndgtr(galm, nd), Ralm(galm, s, y, p, b))$$

$$+sum(ndgtr(galm, nd), Ialm(galm, s, y, p, b))$$

$$+PNS(s, y, p, b, nd) = e = dem_blq(s, y, p, b) * fdnd(y, nd)$$

$$+sum(ndgtr(gtr, nd), (dgtr(gtr, 'SSAA') * dgtr(gtr, 'pmx') * sum(pbt(p, b, t), u(gtr, s, y, t))));$$

- Flujo de potencia líneas de transmisión

$EQFlojo(LN(NI,NF,C),s,y,p,b)\$(opcmod=0)..$

$$Flojo(ln, s, y, p, b) * dln(ni, nf, c, 'x') = E = (ang(s, y, p, b, ni) - ang(s, y, p, b, nf)) * Sbase;$$

- Flujo máximo por cada línea

$eqFlojoup(ln,s,y,p,b)..$

$$Flojo(ln, s, y, p, b) = l = dln(ln, 'flmax') * uln(ln, s, y, p, b);$$

- Flujo máximo inverso por cada línea

$eqFlojolo(ln,s,y,p,b)..$

$$Flojo(ln, s, y, p, b) = g = -dln(ln, 'flmax') * uln(ln, s, y, p, b);$$

- Nivel de embalse, capacidad de almacenamiento

$eqBalanceEmb(emb,s,y,p,b)\$(demb(emb,'tipo')=1)..$

$$\begin{aligned} sum(pbt(p, b, t), n_emb(emb, s, y, t)) = e = \\ -(Dd(emb, s, y, p, b) * 3600 * dur_blq(p, b)) \\ -(sum(ghdemb(ghd, emb), Qt(ghd, s, y, p, b)) * 3600 * dur_blq(p, b)) \\ +(sum(pbt(p, b, t), n_emb(emb, s, y, t - 1)))\$(not(ord(p) = 1 and ord(b) = 1)) \\ +(demb(emb, 'nivel_max') * .5)\$(ord(p) = 1 and ord(b) = 1) \\ +sum(pb(p, b), Qa(emb, y, p) * 3600 * dur_blq(p, b)); \end{aligned}$$

- Nivel de embalse, sin capacidad de almacenamiento

$eqBalanceEmb2(emb,s,y,p,b)\$(demb(emb,'tipo')=2)..$

$$sum(pb(p, b), Qa(emb, y, p)) = e = Dd(emb, s, y, p, b) + sum(ghdemb(ghd, emb), Qt(ghd, s, y, p, b));$$

- Limites Técnicos para generadores

$eqlimsup1(gtrr,s,y,p,b)..$

$$\begin{aligned} sum(pbt(p, b, t), PDGT(gtrr, s, y, t)) = l \\ = dgtr(gtrr, 'pmx') * sum(pbt(p, b, t), u(gtrr, s, y, t)) * (dgtr(gtrr, 'disp') \\ - (dgtr(gtrr, 'fderateo') * ord(y)\$(not(gtrf(gtrr))))); \end{aligned}$$

$eqliminfl(gtrr,s,y,p,b)..$

$$sum(pbt(p, b, t), PDGT(gtrr, s, y, t)) = g = dgtr(gtrr, 'pmn') * sum(pbt(p, b, t), u(gtrr, s, y, t));$$

$eqlimsup5(ghd,s,y,p,b)..$

$$PDHD(ghd, s, y, p, b) = l = dgtr(ghd, 'pmx') * sum(pbt(p, b, t), u(ghd, s, y, t));$$

$eqliminfl2(ghd,s,y,p,b)..$

$$PDHD(ghd, s, y, p, b) = g = dgtr(ghd, 'pmn') * sum(pbt(p, b, t), u(ghd, s, y, t));$$

$eqlimsup3(gtrv,s,y,p,b)..$

$$PDvt(gtrv, s, y, p, b) = l = dgtr(gtrv, 'pmx') * sum(pbt(p, b, t), u(gtrv, s, y, t));$$

$eqliminfl3(gtrv,s,y,p,b)..$

$$PDVT(gtrv, s, y, p, b) = g = dgtr(gtrv, 'pmn') * sum(pbt(p, b, t), u(gtrv, s, y, t));$$



eqlimsup4(gtrs,s,y,p,b)..

$$PDFV(gtrs, s, y, p, b) = l = dgtr(gtrs, 'pmx') * sum(pbt(p, b, t), u(gtrs, s, y, t));$$

eqliminf4(gtrs,s,y,p,b)..

$$PDFV(gtrs, s, y, p, b) = g = dgtr(gtrs, 'pmm') * sum(pbt(p, b, t), u(gtrs, s, y, t));$$

eqlimsup6(galm,s,y,p,b)..

$$Ialm(galm, s, y, p, b) = l = dgtr(galm, 'pmx') * ul(galm, s, y, p, b);$$

eqliminf6(galm,s,y,p,b)..

$$Ralm(galm, s, y, p, b) = l = dgtr(galm, 'pmx') * uR(galm, s, y, p, b);$$

- Nivel de Energía BES

EqAlmac(galm,s,y,p,b)..

$$\begin{aligned} sum(pbt(p, b, t), Almac(galm, s, y, t + 1)) &= e \\ &= sum(pbt(p, b, t), Almac(galm, s, y, t)) + Ralm(galm, s, y, p, b) - Ialm(galm, s, y, p, b); \end{aligned}$$

- Limite energía almacenada BES

$$Almac. up(galm, s, y, t) = dgtr(galm, 'pmx') * 4;$$

- Consumo de combustible

eqCant\_comb(gtrr,s,y,p,b)..

$$\begin{aligned} Cant\_comb(gtrr, s, y, p, b) &= e \\ &= sum(pbt(p, b, t), PDGT(gtrr, s, y, t)) * dur\_blq(p, b) * dgtr(gtrr, 'cesp') * 1000; \end{aligned}$$

- Emisiones de CO2

eqEmisiones(gtrr,s,y,p,b)..

$$\begin{aligned} Emisiones(gtrr, s, y, p, b) &= e \\ &= Cant\_comb(gtrr, s, y, p, b) \\ &\quad * sum(gtr\_comb(gtrr, combustible), Comb\_caract(combustible, 'Emision\_unid')) \\ &\quad * dgtr(gtrr, 'red\_emision'); \end{aligned}$$

- Instalación y retiro de centrales y líneas.

Eqint(gtr,s,y)(ord(y)>1)..

$$int(gtr, s, y) = g = (z(gtr, s, y) - z(gtr, s, y - 1));$$

Eqintln(lnf,s,y)(ord(y)>1)..

$$intln(lnf, s, y) = g = (zln(lnf, s, y) - zln(lnf, s, y - 1));$$

Eqret(gtr,s,y)(ord(y)>1)..

$$ret(gtr, s, y) = g = z(gtr, s, y - 1) - z(gtr, s, y);$$

aux15..

$$sum((gtr, s, y), ret(gtr, s, y)) = l = 1;$$

- Restricciones operativas centrales.

$Eqarr(gtr,s,y,p,b)\$(ord(b)>1)..$

$$arr(gtr,s,y,p,b) = g = sum(pbt(p,b,t),u(gtr,s,y,t)) - sum(pbt(p,b,t),u(gtr,s,y,t-1)) ;$$

$Eqpar(gtr,s,y,p,b)\$(ord(b)>1)..$

$$par(gtr,s,y,p,b) = g = sum(pbt(p,b,t),u(gtr,s,y,t-1)) - sum(pbt(p,b,t),u(gtr,s,y,t)) ;$$

$EqRsubida(gtrr,s,y,p,b)\$(ord(b)>1)..$

$$sum(pbt(p,b,t),PDGT(gtrr,s,y,t)) - sum(pbt(p,b,t),PDGT(gtrr,s,y,t-1)) = l \\ = 60 * dgtr(gtrr,'RS');$$

$EqRbajada(gtrr,s,y,p,b)\$(ord(b)>1)..$

$$sum(pbt(p,b,t),PDGT(gtrr,s,y,t-1)) - sum(pbt(p,b,t),PDGT(gtrr,s,y,t)) = l \\ = 60 * dgtr(gtrr,'RB');$$

- Ecuaciones Auxiliares

$aux1(gtr,s,y)\$(ord(y)=1)..$

$$z(gtr,s,y) = e = dgtr(gtr,'status');$$

$auxln1(ln,s,y)\$(ord(y)=1)..$

$$zln(ln,s,y) = e = dln(ln,'status');$$

$aux2(gtr,s,y,p,b)..$

$$sum(pbt(p,b,t),u(gtr,s,y,t)) = l = z(gtr,s,y);$$

$aux20(galm,s,y,p,b)..$

$$uI(galm,s,y,p,b) = l = z(galm,s,y);$$

$aux21(galm,s,y,p,b)..$

$$uR(galm,s,y,p,b) = l = z(galm,s,y);$$

$auxln2(ln,s,y,p,b)..$

$$uln(ln,s,y,p,b) = l = zln(ln,s,y);$$

$aux6(proyectos,s,y)\$(dgtr(proyectos,'yent')<(ord(y)+2017)..$

$$z(proyectos,s,y) = e = 1 ;$$

$aux12(gtr,s,y)\$(dgtr(gtr,'yent')>(ord(y)+2017)..$

$$z(gtr,s,y)\$(gtrf(gtr) or proyectos(gtr)) = l = dgtr(gtr,'status');$$

$auxln12(ln,s,y)\$(dln(ln,'yent')>(ord(y)+2017)..$

$$zln(ln,s,y)\$(dln(ln,'cinv') > 0) = l = dln(ln,'status');$$

$eqcvpb(gtrr,s,y,p,b)..$

$$cvpb(gtrr,s,y,p,b) = e = sum(pb(p,b),pcomb(gtrr,y,p) * dgtr(gtrr,'cesp') * 1000) + \\ dgtr(gtrr,'OMV');$$

$aux3(EDMAR,s,y,p,b)..$

$$sum(pbt(p,b,t),u('G3EM2CFO',s,y,t)) + sum(pbt(p,b,t),u('G3EM2SFO',s,y,t))$$

$$+sum(pbt(p, b, t), u('G3EM2CGN', s, y, t)) + sum(pbt(p, b, t), u('G3EM2SGN', s, y, t)) = l = 1;$$

*aux4(LORIGEN,s,y,p,b)..*

$$sum(pbt(p, b, t), u('G3LOPPFO', s, y, t)) + sum(pbt(p, b, t), u('G3LOPPGN', s, y, t)) = l = 1;$$

*aux5(SFELIPE,s,y,p,b)..*

$$sum(pbt(p, b, t), u('G3SFELCC', s, y, t)) = l = sum(pbt(p, b, t), u('G3SFELIV', s, y, t));$$

*aux7(rgesp,s,y,p,b)(dgtr(rgesp,'yent')=(ord(y)+2015) or dgtr(rgesp,'yent')<(ord(y)+2017))..*

$$sum(pbt(p, b, t), PDGT(rgesp, s, y, t)) = g = dgtr(rgesp, 'pmx') * (dgtr(rgesp, 'disp') - (dgtr(rgesp, 'fderateo') * ord(y))(not(gtrf(rgesp)))));$$

*aux10(Lminas,s,y,p,b)..*

$$sum(pbt(p, b, t), PDGT('G3PELMCT', s, y, t)) = l \\ = sum(pbt(p, b, t), PDGT('G3PELMCT', s, y, t))/2 \\ + sum(pbt(p, b, t), PDGT('G3PELMS6', s, y, t))/2;$$

*aux13(galm,s,y,p,b)..*

$$uI(galm, s, y, p, b) + uR(galm, s, y, p, b) = L = 1$$

### 3.2.3 Resultado del Modelo

El modelo de planificación entrega como resultado una serie de parámetros que permiten conocer los componentes que integran un plan óptimo de generación, además de las inversiones necesarios en los tramos de transmisión que permitan el abastecimiento de la demanda al mínimo costo.

Los resultados más relevantes se detallan a continuación:

- Nuevas centrales
- Capacidad de potencia a instalar
- Fecha de instalación
- Ubicación de los proyectos
- Energía a producir por cada proyecto
- Costos de producción
- Factor de utilización
- Emisiones
- Costos marginales del sistema
- Nivel de reserva
- Balance matriz eléctrica cada año
- Desabastecimiento
- Consumo de combustible
- Caudales turbinados
- Nivel de los embalses
- Números de arranque y parada
- Entre otros valores

# 4 PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

Tal como se especifica en el objetivo de este documento, la idea del mismo, es determinar los proyectos de generación que permitan abastecer la creciente demanda de electricidad en condiciones de eficiencia, para ello nos basaremos en distintos posibles escenarios de generación y demanda, la aplicación de políticas energéticas de fomento a energías no convencionales y protección medioambiental.

## 4.1 Escenarios de estudios

### 4.1.1 Escenarios de Demanda

Mediante la utilización de modelos SARIMA y la herramienta *Estadística R*, fueron modelados tres escenarios de demanda eléctrica (2018-2035). Se utilizó como base de proyección la demanda eléctrica abastecida y no suministrada del periodo 2003-2018, a continuación, se detallan los considerandos:

**Escenario Tendencial:** Este escenario representa el crecimiento natural que ha sufrido la demanda eléctrica en el tiempo.

**Escenario Medio (Sin Desabastecimiento):** este escenario pretende abastecer el escenario tendencial más la energía no abastecida estimada que represento el SENI 13.20%, 12.72% y 10.24% de los años 2017, 2018 y lo que iba a septiembre 2019 respectivamente. Para ellos se estima un aumento del 3% del desabastecimiento anual.

**Escenario Alto:** este escenario toma las proyecciones de demanda con un índice de confianza del 95% por encima de la media, más el aumento del 3% anual de la energía no abastecida.

Tabla 1. Proyecciones de Demanda Eléctrica

Año	Tendencial		Sin Desabastecimiento		Alto	
	GWh	Crecimiento	GWh	Crecimiento	GWh	Crecimiento
2018	16,257.38		16,257.38		16,257.38	
2019	16,935.80	4.17%	16,935.80	4.17%	18,345.51	12.84%
2020	17,189.51	1.50%	17,705.20	4.54%	19,515.78	6.38%
2021	17,562.53	2.17%	18,616.28	5.15%	20,608.34	5.60%
2022	17,986.67	2.42%	19,605.47	5.31%	21,785.99	5.71%
2023	18,408.60	2.35%	20,617.63	5.16%	23,027.03	5.70%
2024	18,817.91	2.22%	21,076.05	2.22%	23,673.09	2.81%
2025	19,218.32	2.13%	21,524.52	2.13%	24,311.29	2.70%
2026	19,614.39	2.06%	21,968.12	2.06%	24,938.28	2.58%
2027	20,008.76	2.01%	22,409.81	2.01%	25,554.51	2.47%
2028	20,402.56	1.97%	22,850.86	1.97%	26,161.42	2.37%
2029	20,796.20	1.93%	23,291.75	1.93%	26,760.32	2.29%
2030	21,189.82	1.89%	23,732.60	1.89%	27,352.30	2.21%
2031	21,583.44	1.86%	24,173.46	1.86%	27,938.21	2.14%
2032	21,977.07	1.82%	24,614.31	1.82%	28,518.73	2.08%
2033	22,370.69	1.79%	25,055.17	1.79%	29,094.43	2.02%
2034	22,764.32	1.76%	25,496.04	1.76%	29,665.77	1.96%

2035	23,157.94	1.73%	25,936.90	1.73%	30,233.14	1.91%
------	-----------	-------	-----------	-------	-----------	-------

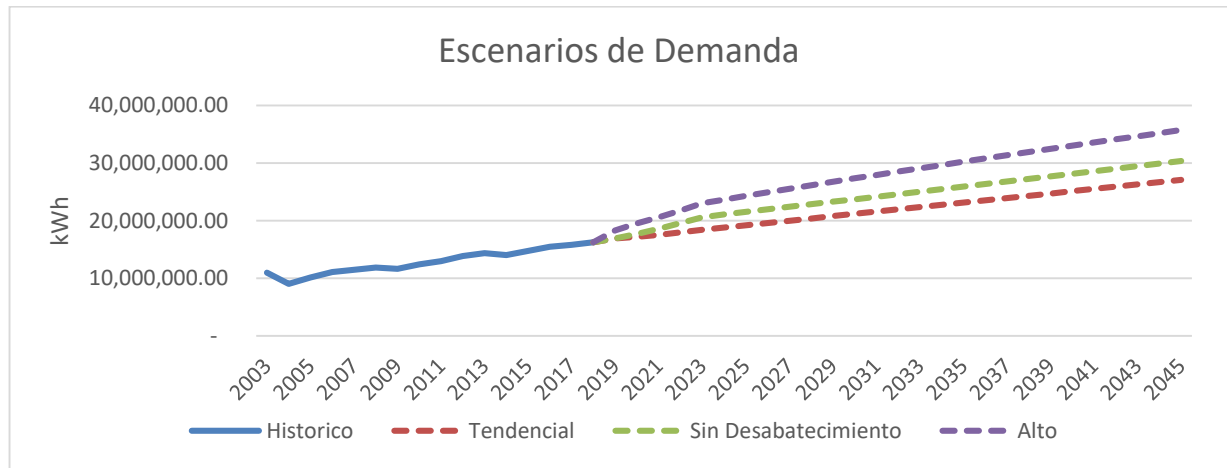


Grafico 1. Escenarios de Demanda

#### 4.1.1.1 Curva de carga y distribución

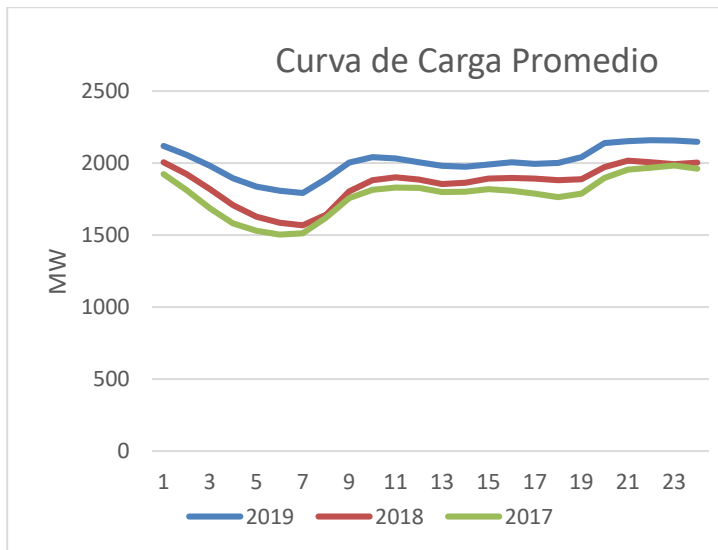


Grafico 2. Curva de Carga Promedio Anual

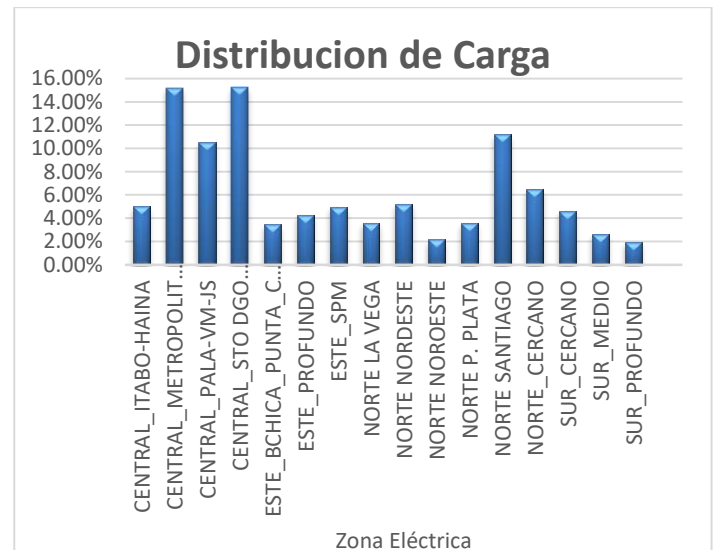


Grafico 3. Distribución de Carga

La curva de carga fue construida a partir de la demanda horaria abastecida más los cortes<sup>3</sup> del año 2018, haciéndola crecer con los factores de crecimiento detallados en los distintos escenarios de demanda, el Grafico 2 nos indica que la curvas de carga se mantiene casi idéntica solo aumentando en proporción al aumento de energía.

La distribución de carga es calculada a partir del registro de SMC<sup>4</sup> de los medidores comerciales asociado a cada punto de conexión del SENI para el periodo comprendido entre junio 2017 y julio 2019.

<sup>3</sup> Estimación de demanda no suministrada horaria

<sup>4</sup> Sistema de Medicion Comercial.

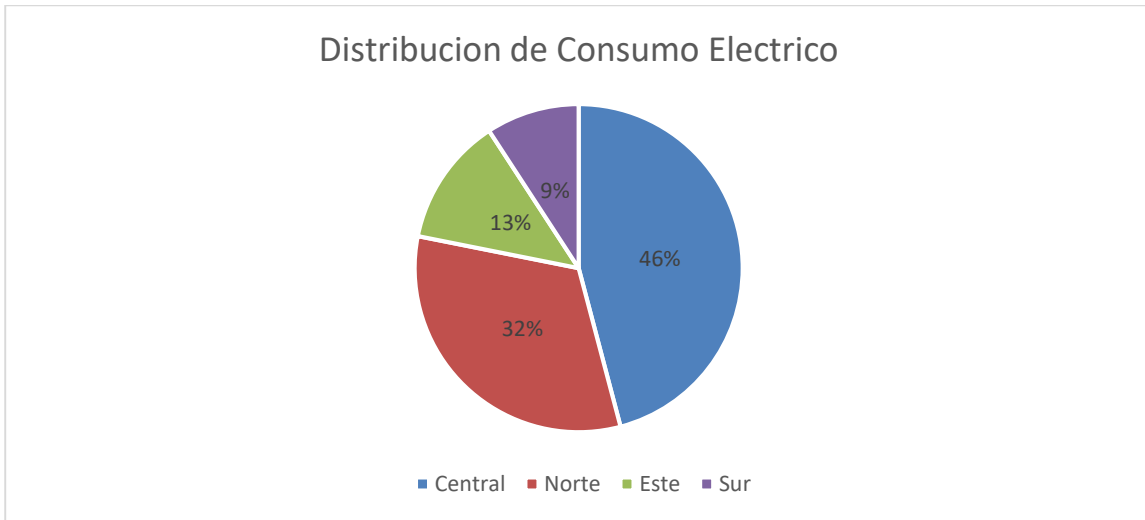


Grafico 4 Consumo de Energía Promedio por Área, junio 17 - julio 19.

### Curva de Carga Diaria por Zona

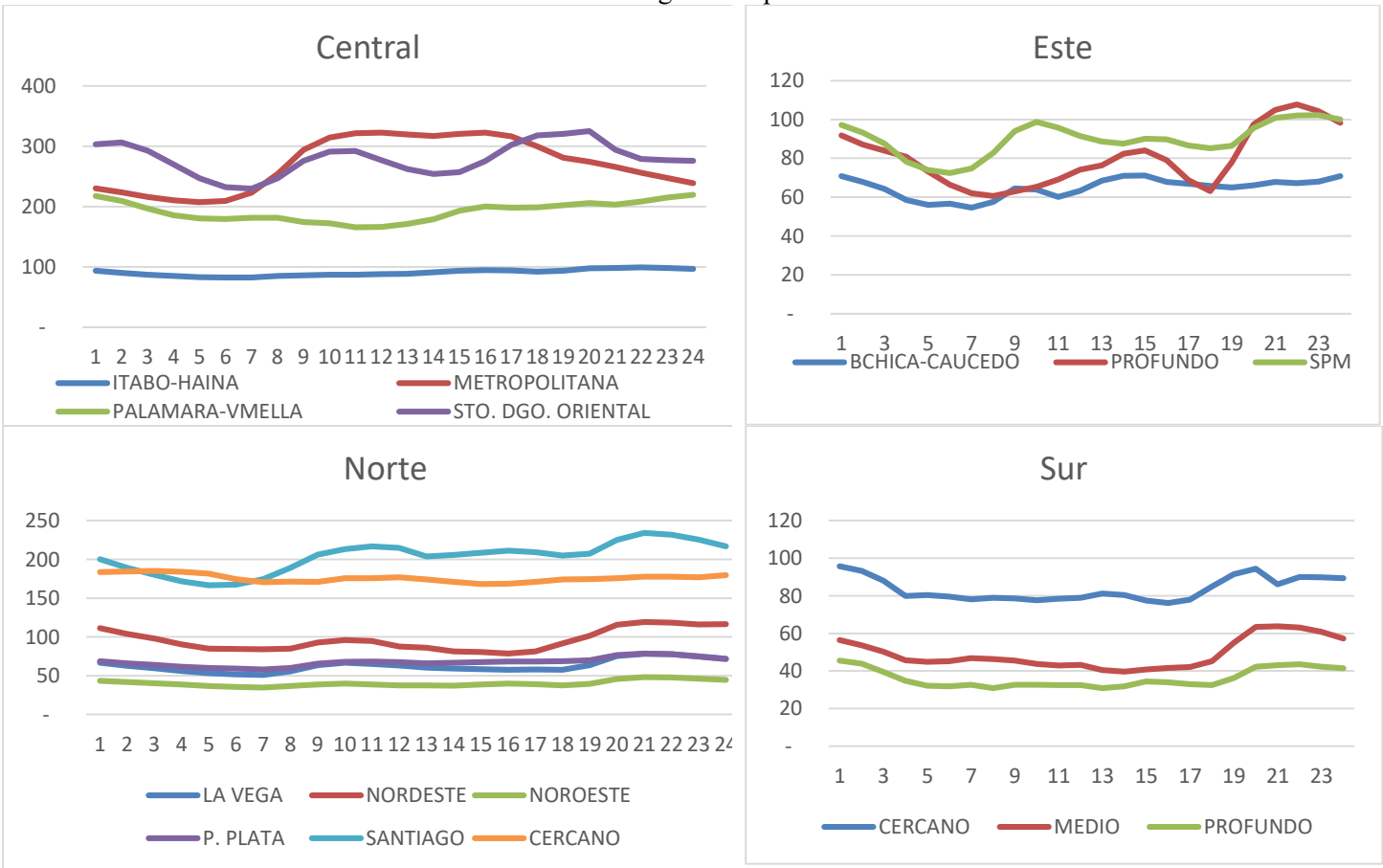




Ilustración 2. Zonas Eléctricas

#### 4.1.2 Representación Temporal

El compromiso de la precisión y la demanda computacional nos obligar a realizar un balance en el detalle de la información que deseamos modelar. La planificación de largo plazo tradicional exige poca resolución temporal, sin embargo, las renovables variables obligar a verificar las variaciones diarias como mínimo. Por esta razón, fueron seleccionados 24 bloques mensuales para cada año. Manteniendo así la cronología de la curva de carga y los aporte de las energías fotovoltaica y eólica en las horas correspondiente.

#### 4.1.3 Escenarios de Generación

La formulación de los escenarios de generación tiene como función principal cubrir las fuentes de incertidumbre para la planificación eléctrica en el largo plazo. Para el sistema eléctrico dominicano por su alta dependencia en combustible fósiles en particular, las variables no predecibles con exactitud más importantes son: los precios y disponibilidad de combustible, las presiones externas para implementación de políticas medio ambientales, las variaciones en los costos de las tecnologías de generación y las disponibilidades los recursos naturales (agua, sol, viento, biomasa). Para cubrir estos puntos, y crear una zona de seguridad en la cual el desarrollo de infraestructura eléctrica pueda moverse asegurando el principio de sostenibilidad se estudiarán los siguientes escenarios:

**Escenarios de combustibles:** a partir de las proyecciones en *Energy Prices by Sector and Source (2018-2050)*, EIA. Se construyen tres escenarios de combustibles: escenario precios de referencia (medio), alto precios del fuel y bajo precio del Fuel.

**Alto penetración de Renovables:** como consecuencia de los compromisos asumidos por el país en cumple internacionales y los establecidos por ley. Fue diseñado un escenario en el cual para el 2025 el 25%, el 2035 45% y el 2045 el 60% de la energía sea abastecida con energía renovable (eólico + solar + hidroeléctrica).

**Penalización por CO<sub>2</sub>:** sin lugar a duda la reducción más efectiva es a través de la eficiencia, no siempre existe esta opción. La instalación de energía renovable también es un componente importante que aporta a reducción de emisiones, sin embargo, no siempre se dispone de los recursos necesarios (espacio, coincidencia con la hora de demanda, etc.). Los fabricantes de plantas térmicas han realizados grandes esfuerzos a través del secuestro de Carbono (para plantas del mismo tipo), entre otras emisiones, esto en perjuicio del rendimiento de las plantas y aumentando los costos de

instalación, como mecanismo de compensación los sistemas eléctricos han empezado a incluir dentro de los costos variables una componente por emisiones las cuales van desde \$US 20-120 /toneladas de CO<sub>2</sub> para países de Europa. Para este escenario será incluido un cargo de \$US 50 toneladas de CO<sub>2</sub>.

## 4.2 Sistema de Generación

### 4.2.1 Parque de generación Considerado

El parque de generación eléctrica dominicana está compuesto de una matriz diversa que asciende los 4877 MW para el 2019, y 548 MW en proyectos en construcción para ser incorporados al sistema a principio del 2020. El Grafico 5, muestra el crecimiento experimentado por el sistema de generación en los últimos tres años.

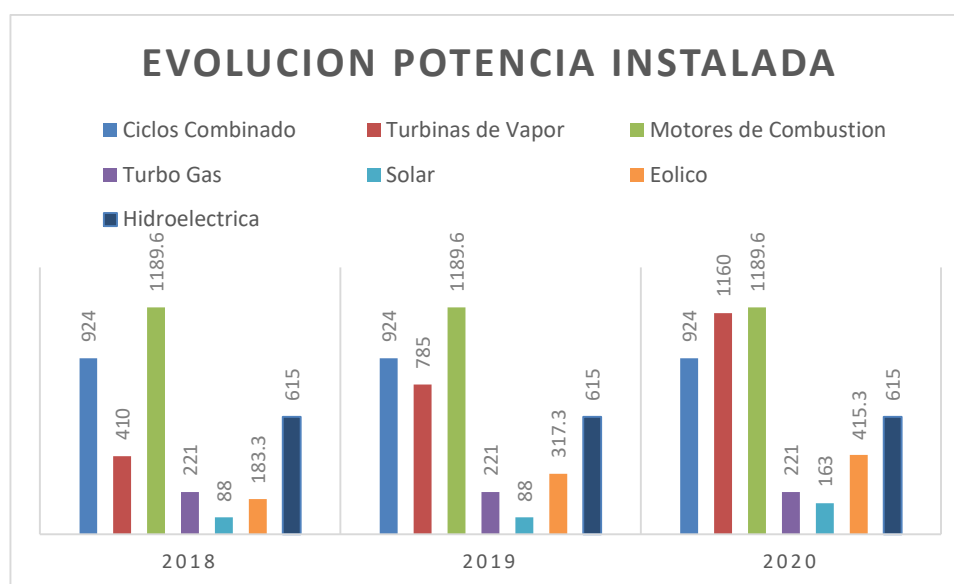


Grafico 5. Evolución Potencia Instalada por Tecnología

Tabla 2. Costos y Disponibilidad asociado a cada tecnología de Generación

Tecnología	Costo O&M Variable (MWh)	Costo O&M Fijo (\$US/kW-año) <sup>5</sup>	Factor de Disponibilidad <sup>6</sup>
Ciclos Combinado	3.5	11	0.9166
Motores de Combustión	5.8	6.9	0.9539
Turbo Gas	3.5	17	0.9059
Turbinas de Vapor	5	32	0.8621

<sup>5</sup> O&M variable y fijos, Fuente EIA.

<sup>6</sup> Disponibilidad de referencia por tecnología, OC.



## 4.2.1.1 Generación térmica actual

Tabla 3. Parámetros Operativos de las Centrales Térmica

Nombre	Potencia Máxima (MW)	Mínimo Técnico (MW)	CESP <sup>7</sup>	Rendimiento (kJ/kWh)	Tecnología	Combustible	TARR <sup>8</sup> (min)	TPAR <sup>9</sup> (min)	TMPA <sup>10</sup> (min)	RS <sup>11</sup> (MW/min)	RB <sup>12</sup> (MW/min)
AES ANDRES	300	150	0.00761	8,028.55	Ciclos Combinado	Gas Natural	241	35.71	414	5.2	3
BARAHONA CARBÓN	52	29	0.00051	13,090.62	Turbinas de Vapor	Carbón	43	97	169	0.82	0.21
BERSAL	25	6	0.06368	9,517.82	Motores de Combustión	FO #6	14	5	13	1.97	5
BIO-ENERGY	30	12	0.00045	11,550.54	Turbinas de Vapor	Biomasa	12	16	12	1.2	0.67
CEPP 1	18.7	4.5	0.06421	9,597.03	Motores de Combustión	FO #6	17	9	43	0.14	0.5
CEPP 2	58	11	0.0646	9,655.32	Motores de Combustión	FO #6	120	70	8	1.6	1.73
CESPM 1	100	65	0.06262	8,666.19	Ciclos Combinado	FO #2	219	46	51	0.41	2.17
CESPM 2	100	65	0.05963	8,252.39	Ciclos Combinado	FO #2	219	46	51	0.41	2.17
CESPM 3	100	65	0.06159	8,523.64	Ciclos Combinado	FO #2	219	46	51	0.41	2.17
ESTRELLA DEL MAR F6	108	49	0.05397	7,969.76	Motores de Combustión	FO #6	23	5	6	0.31	0.47
ESTRELLA DEL MAR GN	108	49	0.00825	8,396.19	Motores de Combustión	Gas Natural	25	6	10	0.81	1.54
G3IKM22	13.4	1.6	0.06236	9,358.94	Motores de Combustión	FO #6	2	27	6	1.6	1.73
HAINA TG	85	60	0.08963	12,404.19	Turbo Gas	FO #2	27	58	365	9	5.43
ITABO 1	129	94	0.00045	11,599.93	Turbinas de Vapor	Carbón	435	86	72	0.29	0.94
ITABO 2	129	100	0.00045	11,550.54	Turbinas de Vapor	Carbón	380	108	68	0.31	1.05
LA VEGA	87	13.9	0.06021	8,999.18	Motores de Combustión	FO #6	58	2	35	0.54	1.15
LOS MINA CC	324	129.6	0.0079	8,343.60	Ciclos Combinado	Gas Natural	169	67	10	3.23	1.23
LOS ORIGENES FO	58.9	14	0.05726	8,558.26	Motores de Combustión	FO #6	9	7	20	1.77	2.87
LOS ORIGENES GN	58.9	14	0.00727	7,669.85	Motores de Combustión	Gas Natural	9	7	20	1.77	2.87
METALDOM	40	10.5	0.06397	9,561.16	Motores de Combustión	FO #6	39	7	22	1.4	4.7
MONTE RIO	100	45	0.05819	8,697.26	Motores de Combustión	FO #6	9	10	7	1.03	1.28
PALAMARA	100	21.2	0.05975	8,930.43	Motores de Combustión	FO #6	8	5.5	12	0.67	2
PALENQUE	25	6.25	0.06028	9,010.69	Motores de Combustión	FO #6	9	7	20	0.81	1.54
PIMENTEL 1	31.4	7.9	0.06027	9,008.15	Motores de Combustión	FO #6	2	27	6	1.53	3
PIMENTEL 2	27.9	7	0.06122	9,150.14	Motores de Combustión	FO #6	3.7	1	5	1.76	3.21
PIMENTEL 3	51.2	17.1	0.0557	8,832.81	Motores de Combustión		26	14	6	0.69	0.97
PUNTA CATALINA 1	375	134.8	0.00037	9,497.11	Turbinas de Vapor	Carbón	69	35	118	3.75	5.625
PUNTA CATALINA 2	375	134.8	0.00037	9,497.11	Turbinas de Vapor	Carbón	69	35	118	3.75	5.625
QUISQUEYA 1	152	66	0.05274	7,882.69	Motores de Combustión	FO #6	10	11	6	2.94	3.04
QUISQUEYA 2	225	66	0.05303	7,764.36	Motores de Combustión	FO #6	10	11	6	2.22	1.86
SAN FELIPE CC	104	92	0.06912	9,565.74	Turbo Gas	FO #2	170	46	55	3	3.25
SAN FELIPE VAP	70	40	0.09047	12,520.44	Turbinas de Vapor	FO #2	93	39	75	2.23	2.9
SAN LORENZO 1	32	12.8	0.05532	7,655.92	Turbo Gas	FO #2	27	58	365	9	5.43

<sup>7</sup> Consumo específico, fuente: Programación Semanal OC.<sup>8</sup> Tiempo de arranque, fuente: VEROPE cada unidad.<sup>9</sup> Tiempo de parada, fuente: VEROPE cada unidad.<sup>10</sup> Tiempo mínimo parada y arranque, fuente: VEROPE cada unidad.<sup>11</sup> Rampa de Subida, fuente: VEROPE cada unidad.<sup>12</sup> Rampa de Bajada, fuente: VEROPE cada unidad.



## 4.2.1.2 Centrales Hidroeléctricas

Tabla 4. Centrales Hidroeléctricas<sup>13</sup>

Nombre	Potencia Máxima (MW)	Mínimo Técnico (MW)	QM (m3/s)	H (m)	Tipo de Hidroeléctrica
AGUACATE 1	30	18	17	170	Embalse
AGUACATE 2	30	18	17	170	Embalse
HATILLO	8	4	30	30.6	Embalse
HATILLO	10.6	4	35.3	30.6	Embalse
JIGUEY 1	49	32	26	214	Embalse
JIGUEY 2	49	32	26	214	Embalse
LOPEZ ANGOSTURA	18	5.5	52.6	37.67	Embalse
LAS DAMAS	7	0	2.81	304	Embalse
LOS TOROS 1	3.2	0	5.54	97.2	Embalse
LOS TOROS 2	3.2	0	5.54	97.2	Embalse
MONCION 1	25	10.5	22.9	124	Embalse
MONCION 2	25	10.5	22.9	124	Embalse
PALOMINO 1	40	25	13.5	337	Embalse
PALOMINO 2	40	25	13.5	337	Embalse
PINALITO 1	24.5	18	5.18	517	Embalse
PINALITO 2	24.5	18	5.18	517	Embalse
RIO BLANCO 1	12.3	8.5	5.48	280	Embalse
RIO BLANCO 2	12.3	8.5	5.48	280	Embalse
RINCON	8	6	30	40.5	Embalse
SABANETA	6	4	11.25	65	Embalse
SABANA YEGUA	12.8	6.2	24	67	Embalse
TAVERA 1	48	24	57.1	110	Embalse
TAVERA 2	48	24	57.1	110	Embalse
VALDESIA 1	25	16	44	67	Embalse
VALDESIA 2	25	16	44	67	Embalse
ANIANA VARGAS 1	0.3	0	0.9	40	Pasada
ANIANA VARGAS 2	0.3	0	0.9	40	Pasada
BAIGUAQUE 1	0.2	0.2	0.97	78	Pasada
BAIGUAQUE 2	0.2	0.2	0.97	78	Pasada
BRAZO DERECHO	1.5	0	13	24.5	Pasada
CONTRA EMBALSE MONCION 1	0.8	0.8	12	15.5	Pasada
CONTRA EMBALSE MONCION 2	0.8	0.8	12	15.5	Pasada
DOMINGO RODRIGUEZ 1	1.7	0	3.7	54.4	Pasada
DOMINGO RODRIGUEZ 2	1.7	0	3.7	54.4	Pasada
EL SALTO	0.5	0.2	1	77	Pasada
JIMENOA	8.4	5	4.6	212	Pasada
LOS ANONES	0.1	0	1.8	7	Pasada
LAS BARIAS	0.9	0	12.9	9.9	Pasada
MAGUEYAL 1	1.5	0	3	60	Pasada
MAGUEYAL 2	1.5	0	3	60	Pasada
NIZAO NAJAYO	0.3	0	4.6	10	Pasada
ROSA JULIA DE LA CRUZ	0.8	0	10	10.5	Pasada

<sup>13</sup> Para el modelado de las centrales hidroeléctricas se considera los costos fijos de O&M de \$US 30/kW-año, Fuente: EIA.

### 4.2.1.3 Céntreres Eólicas y Fotovoltaica

Tabla 5. Céntreres Eólicas y Fotovoltaica<sup>14</sup>

Nombre	Potencia Máxima (MW)	Tecnología	Estatus
PARQUE EÓLICO AGUA CLARA	50	Eólico	Instalado
JUANCHO LOS COCOS	25.2	Eólico	Instalado
LOS COCOS 2	52	Eólico	Instalado
PARQUE EÓLICO MATAFONGO	34	Eólico	Instalado
PARQUE EÓLICO GUANILLO	50	Eólico	Instalado
PARQUE EÓLICO LARIMAR 2	48.3	Eólico	Instalado
PARQUE EÓLICO LARIMAR	49.5	Eólico	Instalado
QUILVIO CABRERA	8.3	Eólico	Instalado
MONTE PLATA SOLAR	30	Solar	Instalado
PARQUE FOTOVOLTAICO MONTE CRISTI SOLAR	50	Solar	Instalado
LOS GUMANCITOS	48	Eólico	En Construcción
JASPER	50	Eólico	En Construcción
CANOA SOLAR	25	Solar	En Construcción
WCG Energy	50	Solar	En Construcción

## 4.2.2 Recursos de Generación Considerados

### 4.2.2.1 Generación Térmica

A la hora de pensar en generación térmica se debe tener en cuenta aspectos imprescindibles para su correcto funcionamiento, tal es el caso del acceso al combustible, el agua para refrigeración, condiciones de red, presión, temperatura entre otros factores. Por tal razón, se diseñaron varios proyectos de generación en los lugares en donde existas las facilidades para su desarrollo.



Ilustración 3. Lugares Potenciales para el Desarrollo Térmico

### 4.2.2.2 Recurso de Generación Renovable

<sup>14</sup> Costo O&M Fijo (\$US/kW-año): Eólica US\$ 5, Solar \$US 14, fuente: IRENA.

Utilizando como fuente el **HIGH RESOLUTION ENERGY PRODUCTION PROFILES FOR SOLAR AND WIND TECHNOLOGIES**, llevado a cabo por la consultora AWS TRUEPOWER para el proyecto Evolución de Impacto de la Alta Penetración de Energía Renovable Variable en la Operación del Sistema Eléctrico de la RD, se construyeron perfiles de generación fotovoltaica y eólica en distintos puntos del país, a modo se resumen el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** nos indica algunos lugares con gran atractivo para el desarrollo de energías renovables, Este mapa toma en consideración el potencial del recurso, acceso a líneas de transmisión, desarrollo urbano y las zonas protegidas.

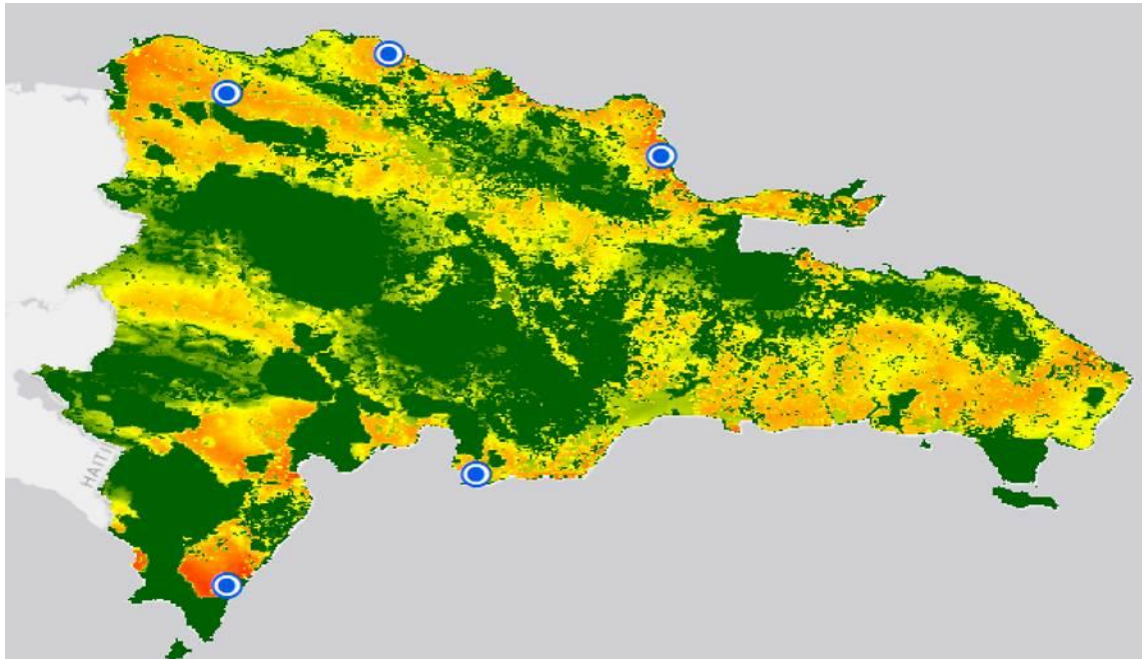


Ilustración 4. potenciales Renovables Republica Dominicana

#### 4.2.2.3 Perfiles Eólicos

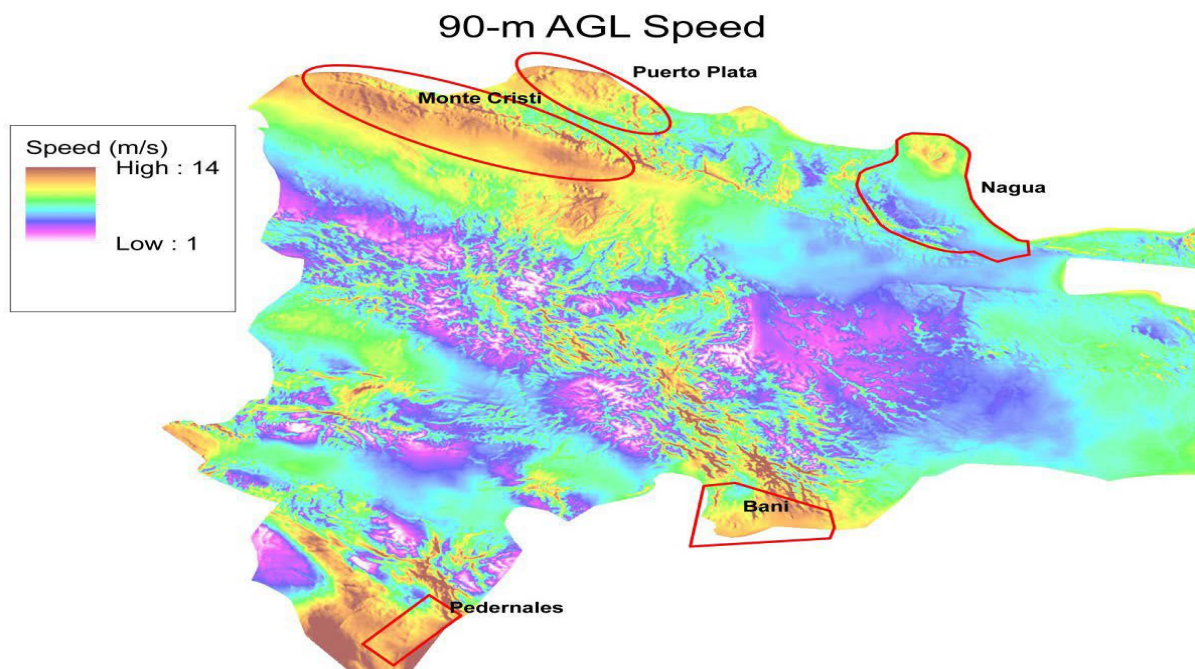
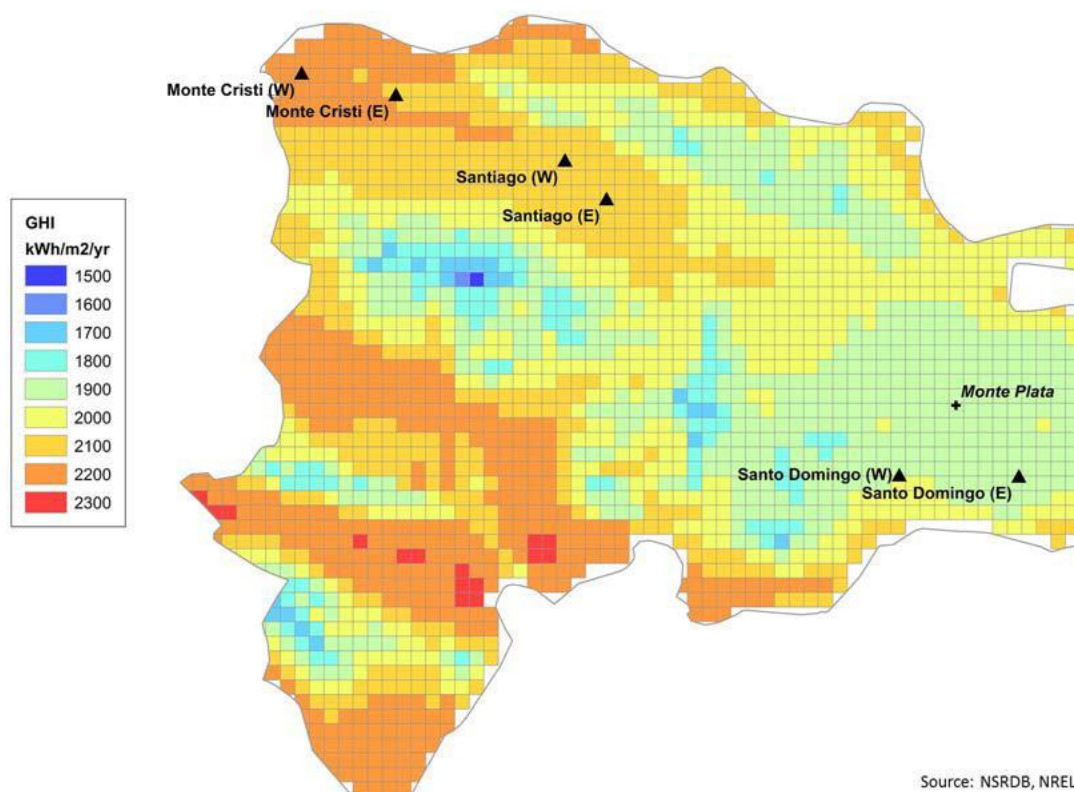


Ilustración 5. Potenciales Eólicos

Tabla 6. Potenciales Eólicos

<b>Ubicación</b>	<b>Vel. Promedio (m/s)</b>	<b>Factor de Planta (%)</b>	<b>Densidad del Aire (kg/m<sup>3</sup>)</b>
Pedernales	7.16	40.1	1.154
Bani	7.44	43.2	1.144
Nagua	7.17	37.4	1.123
Monte Cristi	7.22	39.4	1.091
Puerto Plata	7.18	40.3	1.163

#### 4.2.2.4 Perfiles Solares



Source: NSRDB, NREL

Ilustración 6. Potenciales Solares

Tabla 7. Potenciales Solares

<b>Ubicación</b>	<b>Tipo instalación</b>	<b>Promedio GHI (W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Promedio NCF (%)</b>
Monte Cristi	Utility	238	25.55
Santiago	Utility	239	25.25
Santo Domingo	Utility	226	24.05
Santiago Zona Urbana	DGPV	229	23.00
Santo Domingo Zona Urbana	DGPV	226	22.80

### 4.2.2.5 Proyecciones de Combustible

Las proyecciones de precios de combustible son calculadas en base a las proyecciones realizadas por la EIA en su publicación *Energy Prices by Sector and Source 2018-2050*, y las declaraciones de los agentes del MEM para los años 2018 y 2019.

Tabla 8. Proyecciones de Combustible

Año	Alto				Referencia				Bajo			
	Carbón	GN	FO2	FO6	Carbón	GN	FO2	FO6	Carbón	GN	FO2	FO6
2018	84.55	7.00	2.07	1.63	84.55	7.00	2.07	1.63	84.55	7.00	2.07	1.63
2019	86.35	6.77	2.73	2.21	84.16	6.71	2.09	1.56	83.83	6.70	1.88	1.36
2020	87.59	7.06	2.90	2.40	84.14	6.97	2.05	1.55	82.03	6.90	1.50	1.00
2021	91.34	6.78	3.15	2.91	87.87	6.86	2.02	1.79	86.07	6.91	1.46	1.23
2022	91.77	6.75	3.26	3.09	88.15	6.97	1.94	1.77	86.18	7.05	1.38	1.21
2023	89.20	6.90	3.35	3.23	88.21	7.32	1.90	1.79	86.28	7.32	1.31	1.09
2024	90.13	7.28	3.37	3.31	86.72	7.78	1.90	1.84	86.06	7.82	1.23	1.00
2025	90.81	7.77	3.45	3.40	87.20	8.24	1.93	1.88	86.12	8.10	1.23	0.99
2026	91.73	8.09	3.51	3.54	87.00	8.38	1.97	1.94	84.88	8.27	1.22	0.98
2027	91.08	8.45	3.50	3.54	87.22	8.39	2.03	2.01	84.89	8.28	1.23	1.00
2028	91.41	8.58	3.50	3.58	87.39	8.55	2.04	2.03	85.11	8.33	1.24	1.04
2029	92.17	8.72	3.57	3.64	88.31	8.54	2.09	2.08	84.59	8.42	1.24	1.00
2030	93.38	8.93	3.62	3.69	89.07	8.62	2.10	2.10	85.36	8.41	1.24	1.03
2031	93.57	9.24	3.64	3.73	88.89	8.60	2.11	2.12	85.02	8.57	1.23	1.03
2032	93.80	9.46	3.68	3.76	88.39	8.91	2.14	2.15	85.04	8.80	1.24	1.04
2033	94.05	9.64	3.72	3.81	88.49	9.02	2.17	2.17	84.84	8.82	1.25	1.04
2034	94.13	9.71	3.76	3.83	88.38	9.10	2.17	2.18	84.90	8.88	1.24	1.04
2035	94.44	9.84	3.81	3.88	88.64	9.18	2.20	2.20	85.13	9.03	1.25	1.04

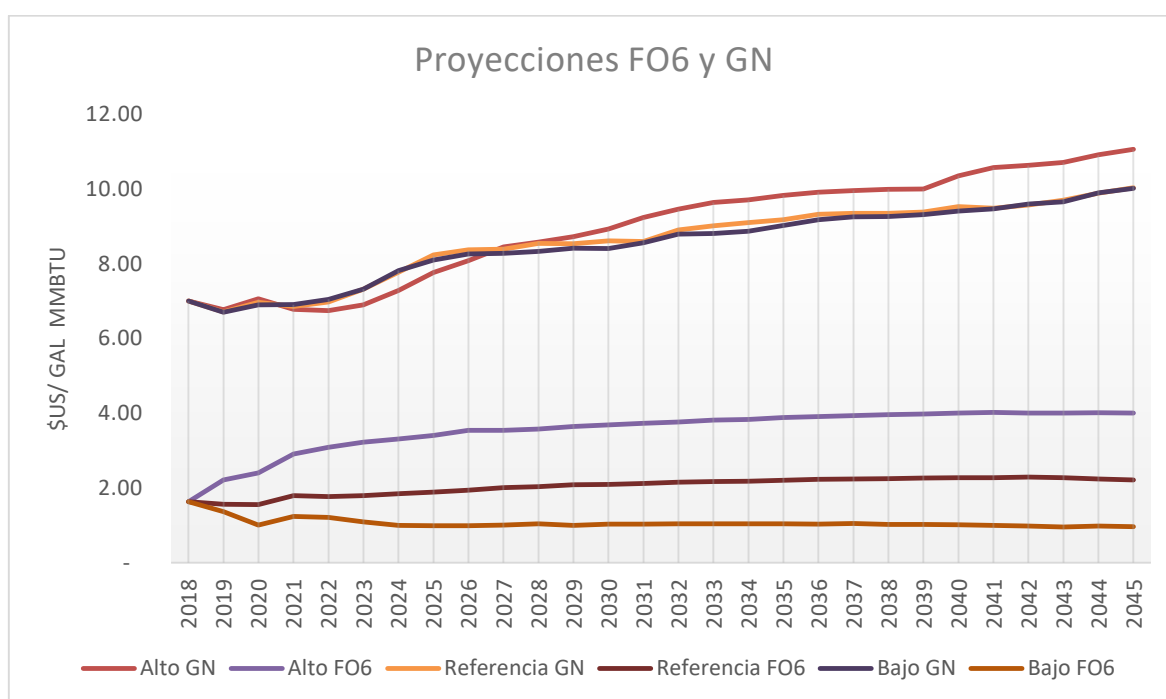


Grafico 6. Proyecciones de Combustibles

## 4.2.2.6 Candidatos de Generación

Tabla 9. Proyectos candidatos

Proyectos	Potencia Máxima	Mínimo técnico (%)	Rendimiento (kJ/kWh)	Combustible	RS (MW/Min)	RB (MW/Min)	Tiempo Construcción (años)
Carbón-30%CCS	350-450	50%	10,286.25	Carbón	3	4.5	5
Carbón-90%CCS	350-450	50%	12,290.75	Carbón	3	4.5	5
Carbón-IGCC	350-450	50%	9,178.50	Carbón	3	4.5	5
Carbón-new	350-450	40%	9,373.84	Carbón	3	4.5	5
CCGN	350-450	35%	7,179.01	GN	5.2	4.2	3
CCGN-CCS	350-450	40%	8,379.21	GN	5.2	4.2	4
CT	100	25%	10,929.91	GN	8	9	2
MOTOR	100	25%	7,488.56	FO6	2.22	1.86	2
PV	100	0	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	1
Eólico	100	0	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	2

Los precios y las características de los proyectos candidatos para el estudio de planificación son extraídos del *2019 Annual Technology Baseline (ATB), NREL*.

Tabla 10. Precios Proyectos Candidatos<sup>15</sup>

	BESS	Coal-CCS <sup>16</sup> 30%	Coal-CCS 90%	Coal-IGCC <sup>17</sup>	Coal	Gas-CC <sup>18</sup>	Gas-CC-CCS	Gas-CT	Wind	PV	Engine
2018	1,484.38	5,146.42	5,691.22	4,019.22	3,694.18	900	2,219.21	897.7	1,538.46	1,099.66	1,100.00
2019	1,323.10	5,113.35	5,654.64	3,983.75	3,677.33	893.56	2,196.39	896.29	1,501.92	948.59	1,092.13
2020	1,161.82	5,080.27	5,618.06	3,948.28	3,660.48	887.12	2,173.57	902.71	1,465.38	890.01	1,084.26
2021	1,073.10	5,047.19	5,581.48	3,912.81	3,643.63	880.68	2,150.75	891.86	1,428.85	856.71	1,076.39
2022	984.38	5,014.12	5,544.90	3,877.34	3,626.78	874.24	2,127.93	885.21	1,392.31	823.41	1,068.52
2023	895.66	4,981.04	5,508.32	3,808.97	3,609.93	860.99	2,077.07	867.76	1,355.77	790.12	1,052.33
2024	806.94	4,950.33	5,474.37	3,773.50	3,594.77	854.33	2,050.25	859.69	1,319.23	756.82	1,044.18
2025	718.21	4,940.02	5,462.97	3,752.66	3,594.43	851.00	2,031.20	854.89	1,282.69	723.52	1,040.11
2026	671.74	4,927.74	5,449.38	3,731.65	3,592.68	847.61	2,012.30	850.15	1,246.15	690.22	1,035.96
2027	625.27	4,912.86	5,432.93	3,709.99	3,589.07	844.03	1,993.29	845.33	1,209.62	656.92	1,031.59
2028	578.8	4,892.88	5,410.83	3,691.48	3,581.75	840.96	1,977.40	841.66	1,173.08	623.62	1,027.85
2029	532.32	4,862.77	5,377.54	3,665.45	3,567.01	836.18	1,957.50	836.28	1,136.54	590.32	1,022.00
2030	485.85	4,840.58	5,353.00	3,648.94	3,558.06	833.47	1,943.44	833.29	1,100.00	557.02	1,018.69
2031	476.35	4,818.52	5,328.60	3,633.41	3,549.21	830.95	1,930.08	830.58	1,085.30	541.09	1,015.61
2032	466.84	4,793.82	5,301.29	3,613.70	3,538.41	827.55	1,914.04	826.77	1,070.55	525.16	1,011.45
2033	457.33	4,771.14	5,276.20	3,597.42	3,529.10	824.87	1,900.23	823.87	1,055.74	509.23	1,008.17
2034	447.83	4,752.20	5,255.26	3,582.57	3,522.56	822.56	1,886.86	821.21	1,040.88	493.3	1,005.35
2035	438.32	4,727.29	5,227.71	3,564.98	3,511.60	819.57	1,872.44	818.02	1,025.96	477.37	1,001.69

<sup>15</sup> Precios US\$/KW intalado, no incluye terminal de combustible ni cotos de interconexion.

<sup>16</sup> Secuestro de Carbono

<sup>17</sup> Tecnología de gasificación de carbón

<sup>18</sup> Ciclo Combinado



### 4.2.3 Sistema de Transmisión

El sistema de transmisión está simplificado por las líneas que interconectan los distintos nodos del sistema, representados por los siguientes parámetros: x, r, flujo máximo.

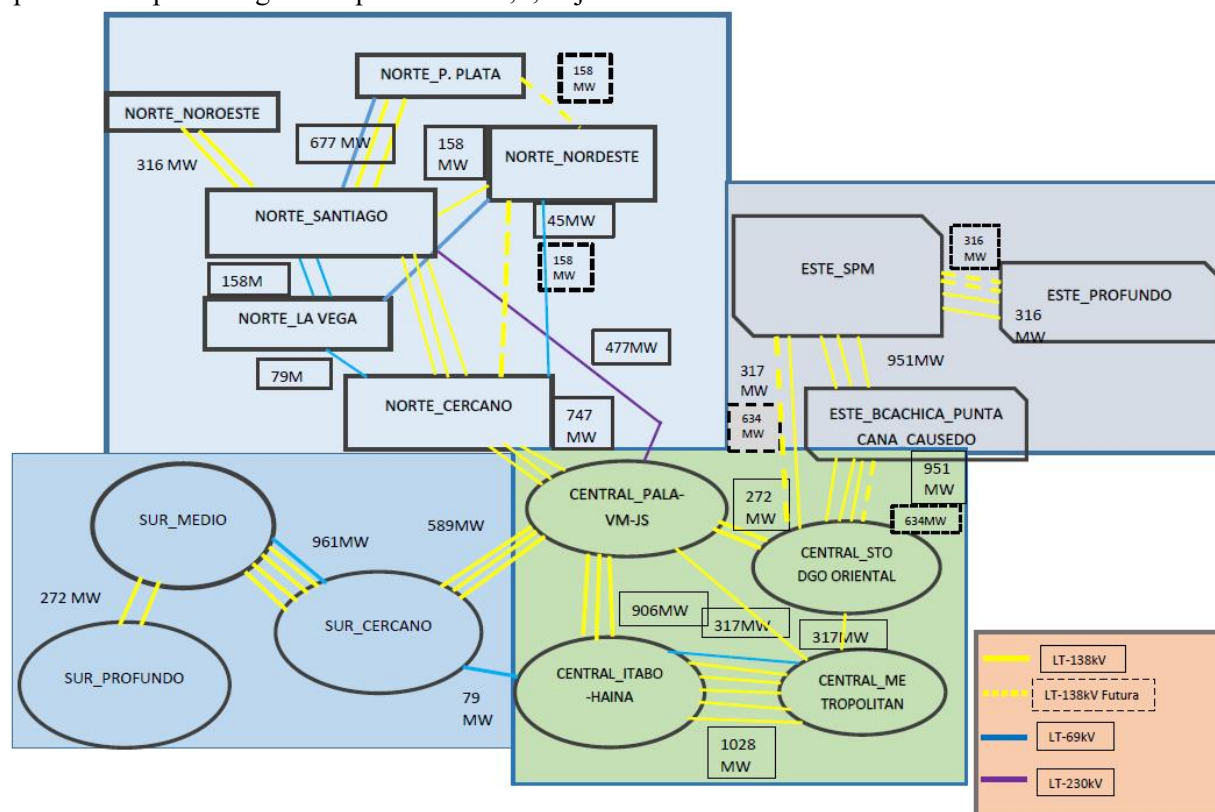


Grafico 7. Sistema de Transmisión

## 4.3 Resultados de Expansión del escenario principal

Este escenario combina los precios de combustible de referencia<sup>19</sup> y el crecimiento de demanda medio. Estos valores resultan ser los más probables por representar las medias de las dos fuentes principales de incertidumbre.

### 4.3.1 Cronograma de instalación

Los requerimientos de potencia Grafico 8 y Grafico 9 muestra la entrada al sistema de las nuevas capacidades por tecnología. Las decisiones de inversión deben ser tomada de acuerdo con los tiempos de construcción, hay que considerar que las inversiones que requieran actualización de la red de trasmisión se verán desplazadas por dichos plazos.

<sup>19</sup> Promedio (low price fuel oil, high price fuel oil, high economic growth y low economic growth, Fuente: *Energy Prices by Sector and Source (2018-2050)*, EIA)

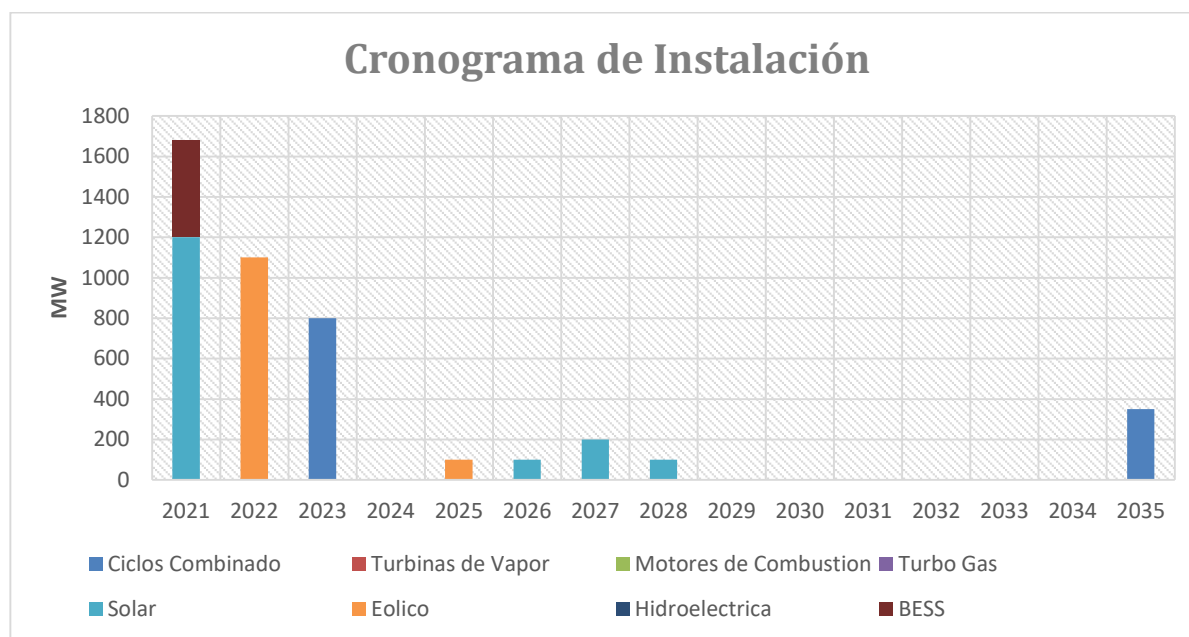


Grafico 8. Cronograma de Instalación Nuevas Centrales

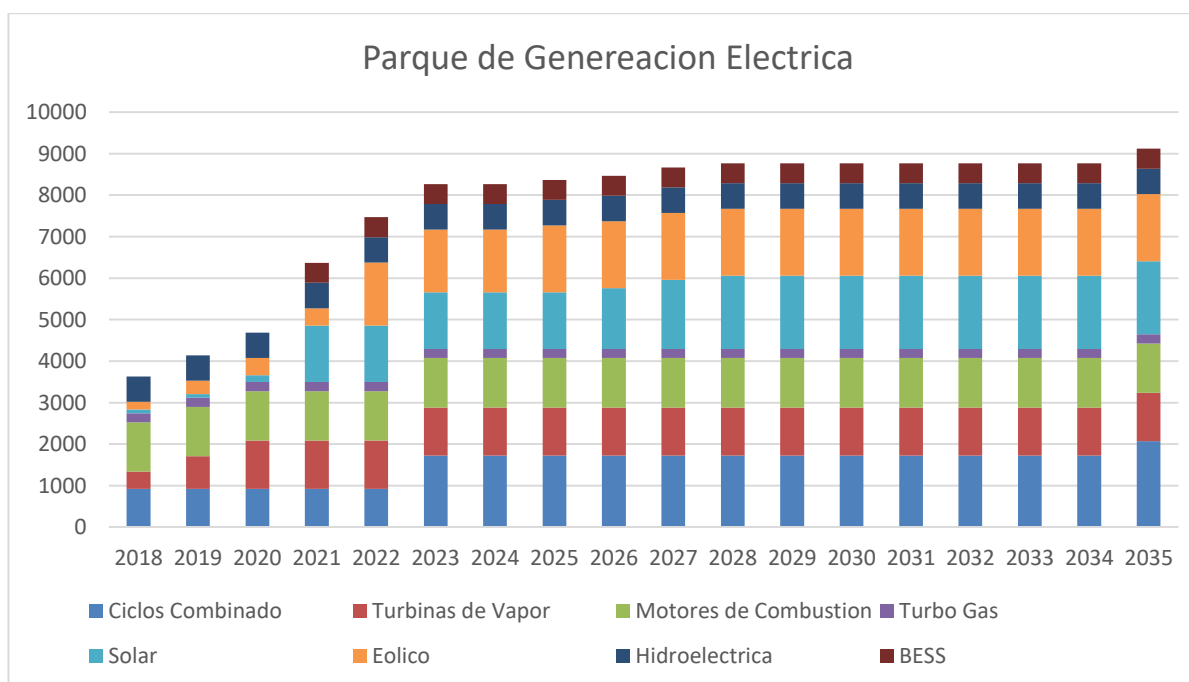


Grafico 9. Evolución Parque de Generación

Tabla 11. Cronograma de Instalación Nuevas Centrales.

1. Proyecto	2. Año de entrada	3. Potencia	4. Ubicación	5. Tecnología	6. Fuente Primaria
7. G3PV-10	8. 2021	9. 100	10. ESTE_BCHICA_PUNTA_CAUCEDO	11. Solar	12. Sol
13. G3PV-11	14. 2021	15. 100	16. ESTE_BCHICA_PUNTA_CAUCEDO	17. Solar	18. Sol
19. G3PV-12	20. 2021	21. 100	22. ESTE_SPM	23. Solar	24. Sol
25. G3PV-19	26. 2021	27. 100	28. NORTE_NOROESTE	29. Solar	30. Sol
31. G3PV-22	32. 2021	33. 100	34. NORTE_P_PLATA	35. Solar	36. Sol
37. G3PV-23	38. 2021	39. 100	40. NORTE_P_PLATA	41. Solar	42. Sol
43. G3PV-26	44. 2021	45. 100	46. SUR_CERCANO	47. Solar	48. Sol
49. G3PV-27	50. 2021	51. 100	52. SUR_MEDIO	53. Solar	54. Sol

55. G3PV-28	56. 2021	57. 100	58. SUR_MEDIO	59. Solar	60. Sol
61. G3PV-29	62. 2021	63. 100	64. SUR_MEDIO	65. Solar	66. Sol
67. G3PV-30	68. 2021	69. 100	70. SUR_PROFUNDO	71. Solar	72. Sol
73. G3PV-44	74. 2021	75. 100	76. ESTE_BCHICA_PUNTA_CAUCEDO	77. Solar	78. Sol
79. BESS_CM_1	80. 2021	81. 20	82. CENTRAL_METROPOLITANA	83. BESS	84. #N/A
85. BESS_CM_2	86. 2021	87. 20	88. CENTRAL_METROPOLITANA	89. BESS	90. #N/A
91. BESS_CM_3	92. 2021	93. 20	94. CENTRAL_METROPOLITANA	95. BESS	96. #N/A
97. BESS_CO_1	98. 2021	99. 20	100. CENTRAL_STO_DGO_O	101. BESS	102. #N/A
103. BESS_CO_2	104. 2021	105. 20	106. CENTRAL_STO_DGO_O	107. BESS	108. #N/A
109. BESS_CO_3	110. 2021	111. 20	112. CENTRAL_STO_DGO_O	113. BESS	114. #N/A
115. BESS_IH_1	116. 2021	117. 20	118. CENTRAL_ITABO-HAINA	119. BESS	120. #N/A
121. BESS_IH_2	122. 2021	123. 20	124. CENTRAL_ITABO-HAINA	125. BESS	126. #N/A
127. BESS_LV_1	128. 2021	129. 20	130. NORTE_LA_VEGA	131. BESS	132. #N/A
133. BESS_NO_1	134. 2021	135. 20	136. NORTE_NOROESTE	137. BESS	138. #N/A
139. BESS_NO_2	140. 2021	141. 20	142. NORTE_NOROESTE	143. BESS	144. #N/A
145. BESS_PM_1	146. 2021	147. 20	148. CENTRAL_PALA-VM-JS	149. BESS	150. #N/A
151. BESS_PM_2	152. 2021	153. 20	154. CENTRAL_PALA-VM-JS	155. BESS	156. #N/A
157. BESS_PP_1	158. 2021	159. 20	160. NORTE_P_PLATA	161. BESS	162. #N/A
163. BESS_PP_2	164. 2021	165. 20	166. NORTE_P_PLATA	167. BESS	168. #N/A
169. BESS_SC_1	170. 2021	171. 20	172. SUR_CERCANO	173. BESS	174. #N/A
175. BESS_SC_2	176. 2021	177. 20	178. SUR_CERCANO	179. BESS	180. #N/A
181. BESS_SG_1	182. 2021	183. 20	184. NORTE_SANTIAGO	185. BESS	186. #N/A
187. BESS_SG_2	188. 2021	189. 20	190. NORTE_SANTIAGO	191. BESS	192. #N/A
193. BESS_SG_3	194. 2021	195. 20	196. NORTE_SANTIAGO	197. BESS	198. #N/A
199. BESS_SM_1	200. 2021	201. 20	202. SUR_MEDIO	203. BESS	204. #N/A
205. BESS_SM_2	206. 2021	207. 20	208. SUR_MEDIO	209. BESS	210. #N/A
211. BESS_SPE_1	212. 2021	213. 20	214. ESTE_SPM	215. BESS	216. #N/A
217. BESS_SPE_2	218. 2021	219. 20	220. ESTE_SPM	221. BESS	222. #N/A
223. G3Wind-1	224. 2022	225. 100	226. NORTE_NOROESTE	227. Eólico	228. Viento
229. G3Wind-10	230. 2022	231. 100	232. NORTE_P_PLATA	233. Eólico	234. Viento
235. G3Wind-16	236. 2022	237. 100	238. SUR_PROFUNDO	239. Eólico	240. Viento
241. G3Wind-17	242. 2022	243. 100	244. SUR_PROFUNDO	245. Eólico	246. Viento
247. G3Wind-18	248. 2022	249. 100	250. SUR_PROFUNDO	251. Eólico	252. Viento
253. G3Wind-19	254. 2022	255. 100	256. SUR_PROFUNDO	257. Eólico	258. Viento
259. G3Wind-20	260. 2022	261. 100	262. SUR_PROFUNDO	263. Eólico	264. Viento
265. G3Wind-3	266. 2022	267. 100	268. NORTE_NOROESTE	269. Eólico	270. Viento
271. G3Wind-5	272. 2022	273. 100	274. NORTE_NOROESTE	275. Eólico	276. Viento
277. G3Wind-6	278. 2022	279. 100	280. NORTE_P_PLATA	281. Eólico	282. Viento
283. G3Wind-8	284. 2022	285. 100	286. NORTE_P_PLATA	287. Eólico	288. Viento
289. Térmica Flex <sup>20</sup>	290. 2023	291. 350	292. NORTE_SANTIAGO	293. Ciclos Combinado	294. Fuel Flex
295. Térmica Flex	296. 2023	297. 450	298. NORTE_NOROESTE	299. Ciclos Combinado	300. Fuel Flex
301. G3Wind-7	302. 2025	303. 100	304. NORTE_P_PLATA	305. Eólico	306. Viento
307. G3PV-20	308. 2026	309. 100	310. NORTE_NOROESTE	311. Solar	312. Sol
313. G3PV-18	314. 2027	315. 100	316. NORTE_NORDESTE	317. Solar	318. Sol
319. G3PV-49	320. 2027	321. 100	322. CENTRAL_ITABO-HAINA	323. Solar	324. Sol

<sup>20</sup> Ciclo combinado turbina o motor con gran flexibilidad operativa.

325. G3PV-32	326. 2028	327. 100	328. ESTE_PROFUNDO	329. Solar	330. Sol
331. Térmica Flex	332. 2035	333. 350	334. NORTE_NOROESTE	335. Ciclos Combinado	336. Fuel Flex

### 4.3.2 Matriz Energética

Los resultados de la Tabla 12 indica el balance de energía de cada año por fuente.

Tabla 12. Abastecimiento de Energía por Fuente

Año	Térmico	Hidroeléctrico	Solar	Eólico	PNS <sup>21</sup>
2018	82.69%	9.04%	0.23%	2.89%	5.16%
2019	82.75%	10.38%	0.94%	5.89%	0.04%
2020	79.61%	11.22%	1.72%	7.39%	0.06%
2021	69.90%	8.82%	14.20%	7.07%	0.00%
2022	54.65%	7.41%	13.42%	24.52%	0.00%
2023	56.55%	7.31%	12.78%	23.36%	0.00%
2024	58.50%	7.13%	12.16%	22.21%	0.00%
2025	56.87%	8.09%	11.90%	23.14%	0.00%
2026	57.81%	7.01%	12.51%	22.67%	0.00%
2027	56.58%	7.29%	13.93%	22.20%	0.00%
2028	56.21%	7.52%	14.49%	21.78%	0.00%
2029	58.66%	5.74%	14.23%	21.37%	0.00%
2030	58.23%	6.86%	13.95%	20.95%	0.00%
2031	59.42%	6.33%	13.69%	20.56%	0.00%
2032	59.87%	6.50%	13.44%	20.19%	0.00%
2033	59.81%	7.16%	13.20%	19.83%	0.00%
2034	60.87%	6.67%	12.97%	19.48%	0.00%
2035	60.76%	7.38%	12.72%	19.13%	0.00%

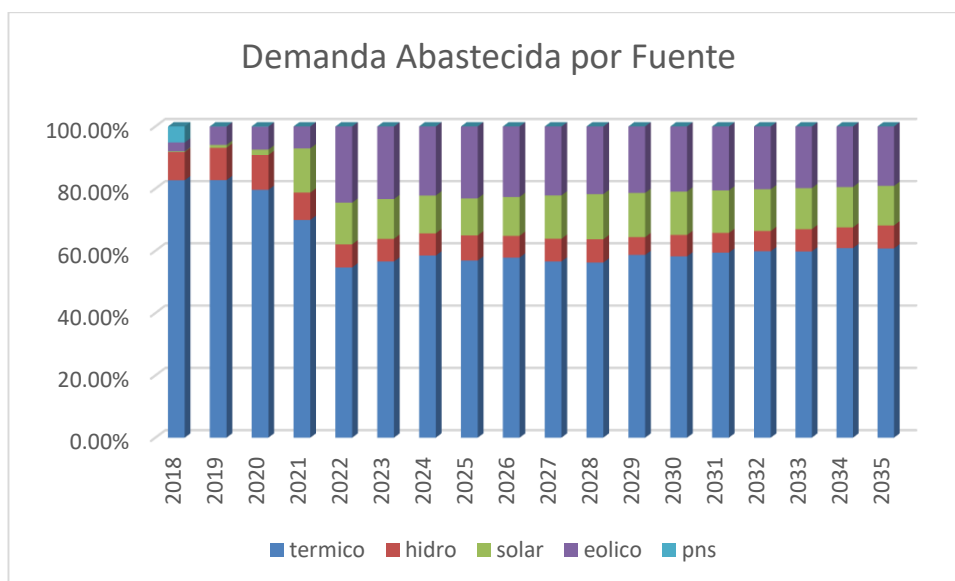


Grafico 10. Demanda Abastecida por Fuente

<sup>21</sup> Potencia no abastecida.

### 4.3.3 Curva de carga

Las curvas de cargas son construidas considerando las proyecciones de demanda eléctrica para el mes de julio de cada año propuesto, la idea es visualizar la participación de cada fuente en la curva de carga.

Grafico 11. Curva de carga diaria, julio 2018

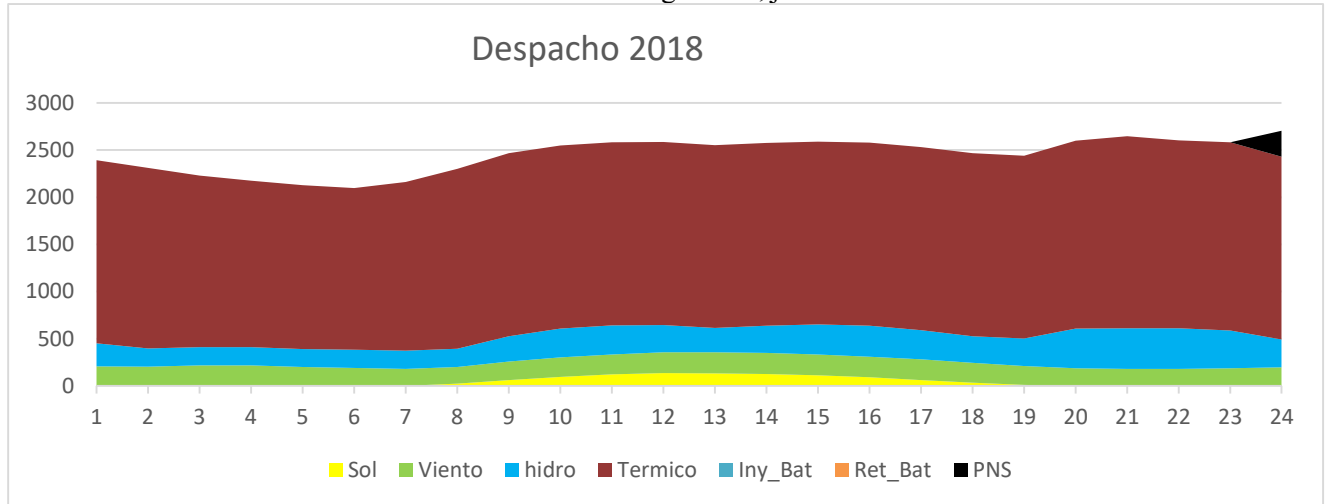


Grafico 12 Curva de carga diaria, julio 2020

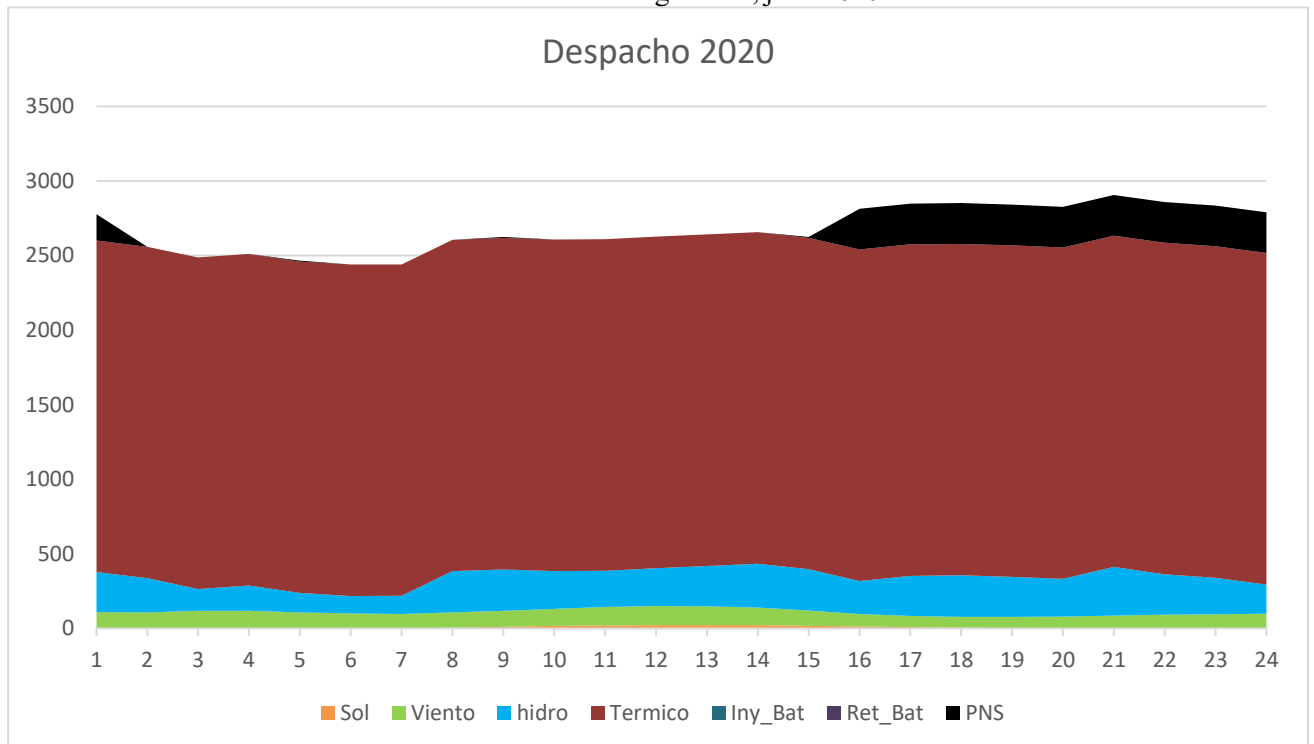


Grafico 13. Curva de carga diaria, julio 2025

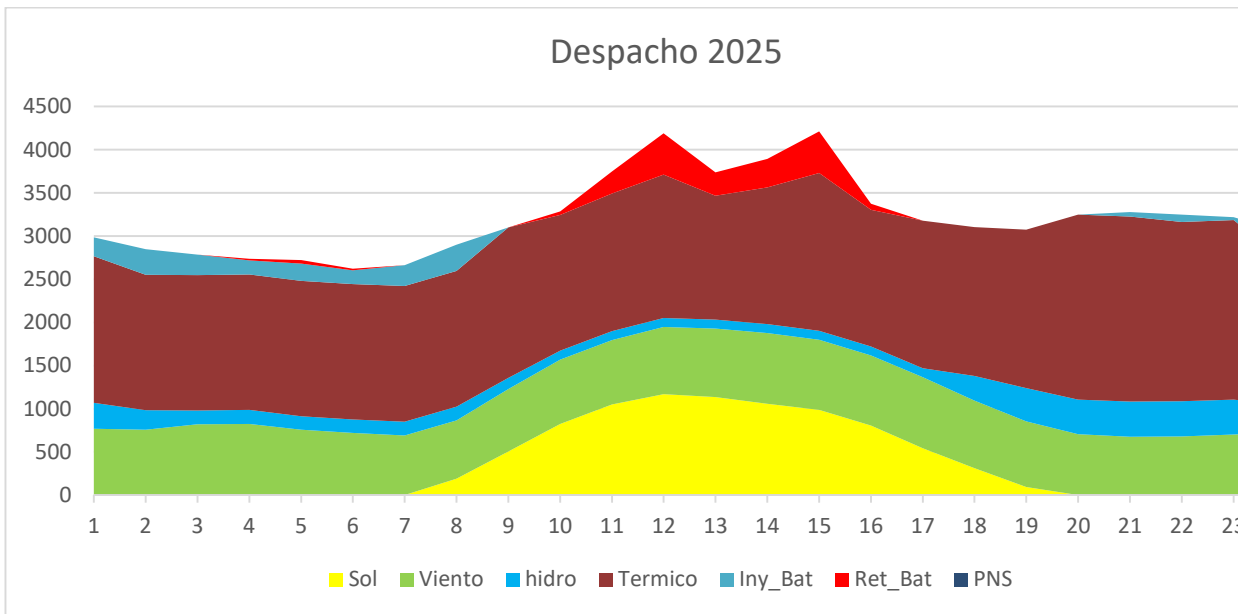
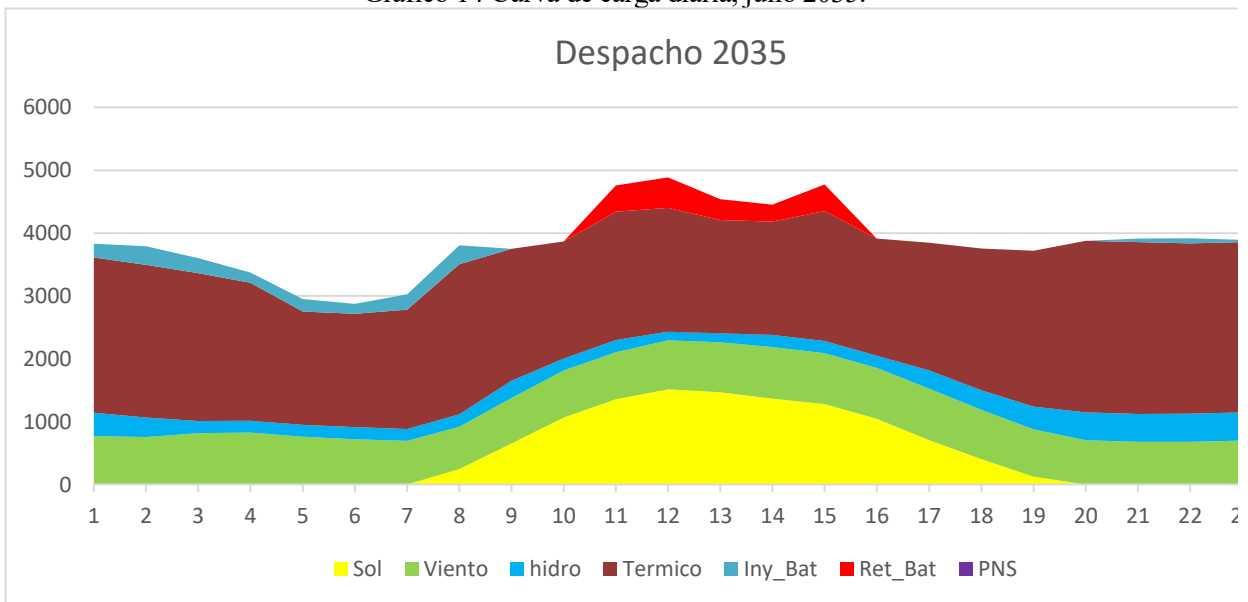


Grafico 14 Curva de carga diaria, julio 2035.



#### 4.3.4 Rampas de Carga en el Sistema

Los sistemas con baja inercia y alta gran penetración de renovable deben tomarse muy en serio este parámetro ya que refleja el cambio de potencia entre un instante de tiempo y otro.

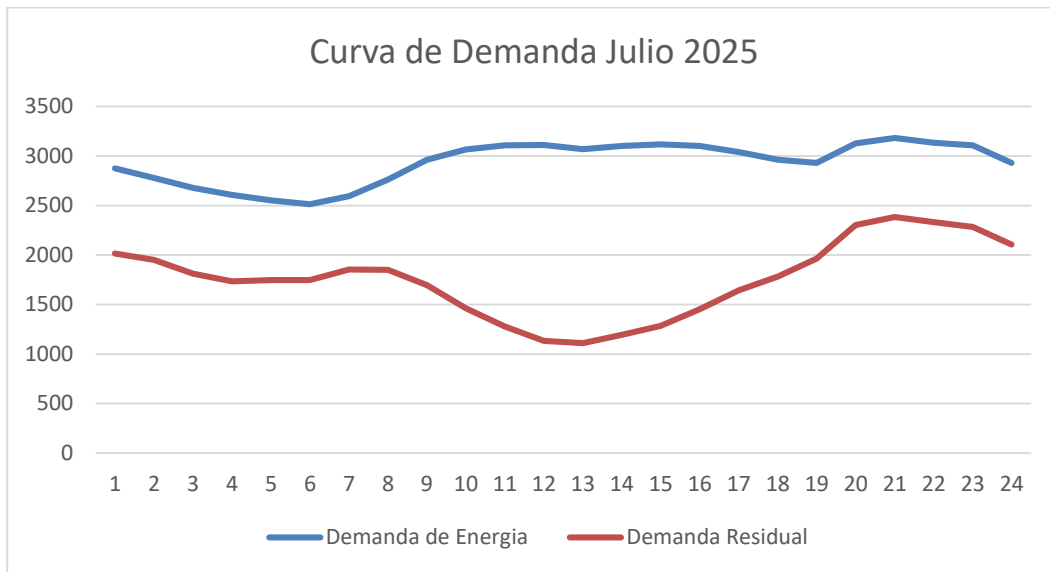


Grafico 15. Curva de carga diaria vs Demanda Residual, julio 2025

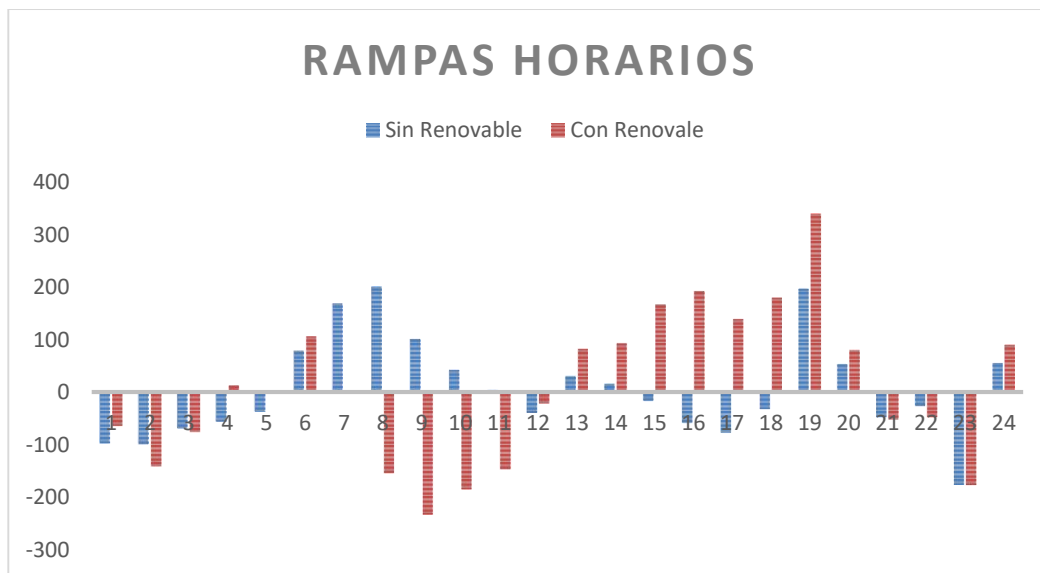


Grafico 16 Rampa Horaria

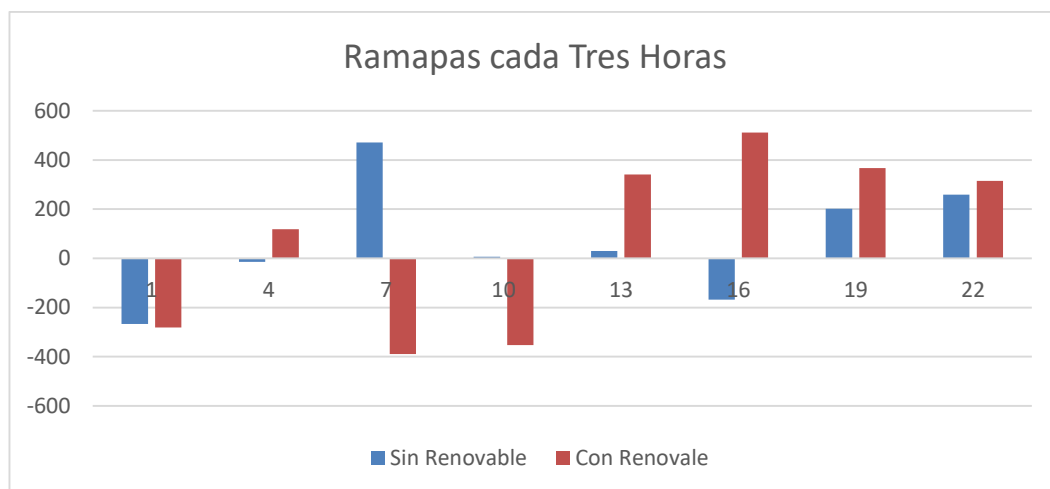


Grafico 17 Rampa de potencia cada tres horas

### 4.3.5 Costos marginales sistema

La Grafico 18, muestra los costos marginales promedio mensuales del sistema con la implementación de las capacidades propuesta en la Tabla 11 y a demanda media<sup>22</sup>.

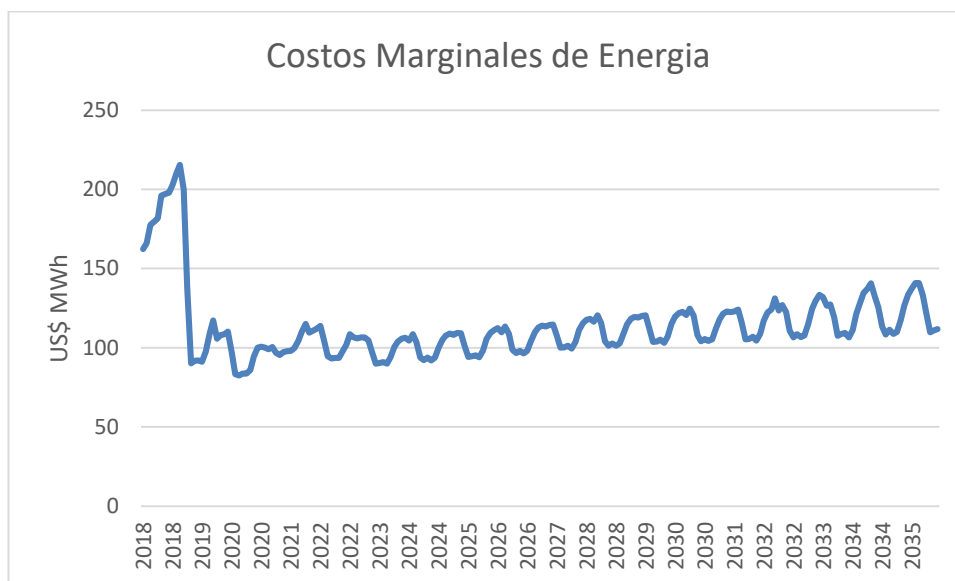


Grafico 18. Costos marginales Promedio

## 4.4 Conclusiones y Recomendaciones.

Este estudio está basado en la minimización del valor presente de los costos totales del sistema, por tal razón los resultados expuestos en este informe requieren de una validación por medio de estudios complementarios de los parámetros de la red para confirmar la factibilidad del desarrollo del plan de obra.

Las nuevas soluciones térmicas no deben estar supeditadas a la tecnología, ni al combustible, cualquier central nueva en el sistema deberá poseer la capacidad de funcional fuel Flex y tener gran flexibilidad operativa (varios arranques y paradas semanales, incluso diario; mínimos técnicos relajados, arranques rápidos, rampas rápidas, máximo rendimiento a carga parcial entre otras exigencias.)

Los altos costos de generación de energía, el desplome en los costos de instalación y excelente potenciales tanto solar como eólico, hacen de la República Dominicana un importante atractivo para el desarrollo de las energías renovables, sin embargo, por ser una isla geográfica y eléctrica, no todos los costos del sistema se pueden estimar con una simple fórmula de **costo de producción = costos consustible x consumo específicos**, se debe evaluar también los costos asociados a mantener la estabilidad del sistema, los costos asociados a la reserva fría, flexibilidad del sistema, entre otros que resultan difíciles de estimar en modelos de largo plazo.

El desarrollo de las energías renovables en la República Dominicana está ligado principalmente a dos factores: la posibilidad de llevar esa producción a los centros de consumo y la capacidad de almacenamiento, sin mencionar los cambios regulatorios que deben efectuarse, sin esos factores no sería factible desde cualquier punto de vista que se evalué.

Las rampas de carga del sistema con la integración de renovables variables demuestran que sería casi muy cuesta arriba operar un sistema eléctrico con una inercia tan baja (alrededor de 5s) con variaciones de carga tan elevadas (340 MW/1h, 520MW/2h, y 1290MW/6h).

<sup>22</sup> Los costos marginales presentados serían el resultado de la abastecer toda la demanda y la no aplicación del precio marginal toque (distorción introducida al mercado para evitar que centrales super costosas marginen en el sistema).



La integración de almacenamiento es obligatoria para mantener los niveles de calidad requerido para el correcto funcionamiento del sistema, por almacenamiento no solo se refiere a baterías, la hidroeléctrica es una forma antigua, fácil de operar, seguras y en algunos casos más económicas. En el país existen 416 MW en proyectos hidroeléctricos distribuidos en 16 puntos, de los cuales 243 MW son hidroeléctrica con capacidad de almacenamiento.

Para desarrollar el plan de expansión descrito en este informe se requiere de algunos cambios regulatorios, probablemente el más importante para la operatividad del sistema, es la implementación de un código de red que exija regulación de tensión y de frecuencia de todos los participantes del despacho, incluido los renovales variables; los márgenes para regulación de frecuencia primaria y secundaria deberán ser ampliados; la programación del despacho y la lista de mérito deberá pasar a ser realizada a partir de la curva de consumo específicos y no por el CES<sup>23</sup> promedio como se realiza hoy día, en los costos variables se deberá incluir costos de arranque y paradas; las compensaciones por pago de potencia firme deberá pasar a un mercado de capacidad al igual que la creación de un mercado de servicios auxiliares.

---

<sup>23</sup> Consumo específico

## 5 REFERENCIAS

---

- [1] A. S. Malik and C. Kuba, “Power Generation Expansion Planning Including Large Scale Wind Integration : A Case Study of Oman,” vol. 2013, 2013.
- [2] J. Enrique and D. Cohén, “Modelo de Planificación de Expansión de Largo Plazo Generación/Red para República Dominicana,” 2004.
- [3] J. P. URRUTIA WESS, “PLANIFICACION DE LA EXPANSION DE SISTEMAS ELECTRICOS VIA DESCOMPOSICION DE BENDERS,” 1995.
- [4] Z. F. Morillo, L. Mart, and R. Ramosramos, “Trabajo Fin de Máster Máster en Sistemas de Energía Eléctrica,” 2017.
- [5] Real Academia de Ingeniería, “principio de optimalidad de Bellman.” [Online]. Available: <http://diccionario.raing.es/es/lema/principio-de-optimalidad-de-bellman>. [Accessed: 16-Aug-2018].

## 6 ANEXOS

## 6.1 Parque de Generación de la Republica Dominicana

Agente	Central	Fuente Primaria de Energía	Capacidad Instalada (MW)
AES ANDRES DR, S.A.	AES ANDRÉS	GAS	319.0
CDEEE	CATALINA 1	CARBÓN	391.0
CDEEE	CATALINA 2	CARBÓN	391.0
COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE PUERTO PLATA	CEPP 1	FUEL OIL # 6	18.7
COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE PUERTO PLATA	CEPP 2	FUEL OIL # 6	58.1
COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SAN PEDRO DE MACORÍS	CESPM 1	FUEL OIL # 2	100.0
COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SAN PEDRO DE MACORÍS	CESPM 2	FUEL OIL # 2	100.0
COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SAN PEDRO DE MACORÍS	CESPM 3	FUEL OIL # 2	100.0
COMPLEJO METALÚRGICO DOMINICANO	METALDOM	FUEL OIL # 6	42.0
DOMINICAN POWER PARTNERS	LOS MINA 5	GAS	118.0
DOMINICAN POWER PARTNERS	LOS MINA 6	GAS	118.0
DOMINICAN POWER PARTNERS	LOS MINA 7	GAS	123.3
EGE-HAINA	BARAHONA CARBÓN	CARBÓN	51.9
EGE-HAINA	LARIMAR	VIENTO	49.5
EGE-HAINA	HAINA TG	FUEL OIL # 2	100.0
EGE-HAINA	SULTANA DEL ESTE	FUEL OIL # 6	68.4
EGE-HAINA	LOS COCOS 2	VIENTO	52.0
EGE-HAINA	JUANCHO LOS COCOS	VIENTO	25.2
EGE-HAINA	QUILVIO CABRERA	VIENTO	8.3
EGE-HAINA	QUISQUEYA 2	FUEL OIL # 6	225.2
EGE-HAINA	SAN PEDRO VAPOR	FUEL OIL # 6	33.0
EGE-HAINA	PALENQUE	FUEL OIL # 6	25.6
EGE-HAINA	LARIMAR 2	VIENTO	48.3
EGEHID	AGUACATE 1	AGUA	30.0
EGEHID	AGUACATE 2	AGUA	30.0
EGEHID	ANIANA VARGAS 1	AGUA	0.3
EGEHID	ANIANA VARGAS 2	AGUA	0.3
EGEHID	BAIGUAQUE 1	AGUA	0.6
EGEHID	BAIGUAQUE 2	AGUA	0.6
EGEHID	CONTRA EMBALSE MONCIÓN 1	AGUA	1.6
EGEHID	CONTRA EMBALSE MONCIÓN 2	AGUA	1.6
EGEHID	DOMINGO RODRÍGUEZ 1	AGUA	2.0
EGEHID	DOMINGO RODRÍGUEZ 2	AGUA	2.0
EGEHID	EL SALTO	AGUA	0.7
EGEHID	HATILLO	AGUA	8.0
EGEHID	HATILLO 2	AGUA	10.5
EGEHID	JIGUEY 1	AGUA	49.0
EGEHID	JIGUEY 2	AGUA	49.0
EGEHID	JIMENOA	AGUA	8.8
EGEHID	LAS BARIAS	AGUA	0.9
EGEHID	LAS DAMAS	AGUA	7.5
EGEHID	LÓPEZ ANGOSTURA	AGUA	18.0
EGEHID	LOS ANONES	AGUA	0.1
EGEHID	LOS TOROS 1	AGUA	4.9
EGEHID	LOS TOROS 2	AGUA	4.9
EGEHID	MAGUEYAL 1	AGUA	1.5
EGEHID	MAGUEYAL 2	AGUA	1.5
EGEHID	MONCIÓN 1	AGUA	26.0
EGEHID	MONCIÓN 2	AGUA	26.0
EGEHID	NIZAO NAJAYO	AGUA	0.3
EGEHID	PINALITO 1	AGUA	25.0
EGEHID	PINALITO 2	AGUA	25.0
EGEHID	RINCÓN	AGUA	10.1
EGEHID	RÍO BLANCO 1	AGUA	12.5
EGEHID	RÍO BLANCO 2	AGUA	12.5
EGEHID	ROSA JULIA DE LA CRUZ	AGUA	0.9
EGEHID	SABANA YEGUA	AGUA	12.8
EGEHID	SABANETA	AGUA	6.3
EGEHID	TAVERA 1	AGUA	48.0
EGEHID	TAVERA 2	AGUA	48.0
EGEHID	VALDESIA 1	AGUA	25.5
EGEHID	VALDESIA 2	AGUA	25.5
EGEHID	BRAZO DERECHO	AGUA	2.9
EGEHID	PALOMINO 1	AGUA	40.8
EGEHID	PALOMINO 2	AGUA	40.8
EGE-ITABO	SAN LORENZO	GAS O FUEL OIL #2	34.0
EGE-ITABO	ITABO 1	CARBÓN	128.0
EGE-ITABO	ITABO 2	CARBÓN	132.0
ELECTRONIC J.R.C. SRL	MONTE PLATA SOLAR	SOL	30.0
GENERADORA PALAMARA LA VEGA	LA VEGA	FUEL OIL # 6	92.1
GENERADORA PALAMARA LA VEGA	PALAMARA	FUEL OIL # 6	107.0
GENERADORA SAN FELIPE LP	SAN FELIPE	FUEL OIL # 6 Y #2	185.0
GRUPO EÓLICO DOMINICANO	MATAFONGO	VIENTO	34.0
AGUA CLARA, S.A.	AGUA CLARA	VIENTO	52.5
LAESA	PIMENTEL 1	FUEL OIL # 6	31.4
LAESA	PIMENTEL 2	FUEL OIL # 6	27.9
LAESA	PIMENTEL 3	GAS Y FUEL OIL #6	51.2
LEAR INVESTMENTS	MONTE RÍO	FUEL OIL # 6	101.5
LOS ORIGENES	LOS ORIGENES	GAS Y FUEL OIL #6	60.7
MONTE RÍO	INCA	FUEL OIL # 6	14.6
MONTE RÍO	BERSAL	FUEL OIL # 6	25.2
MONTECRISTI SOLAR FV, S.A.S.	MONTECRISTI SOLAR 1	SOL	58.0
PARQUES EÓLICOS DEL CARIBE, S.A.	QUANILLO	VIENTO	52.5
PVDC	QUISQUEYA 1	FUEL OIL # 6	156.6
PVDC	QUISQUEYA 1 SAN PEDRO	FUEL OIL # 6	51.2
PVDC	QUISQUEYA 1B SAN PEDRO	FUEL OIL # 6	17.08
POSEIDON ENERGIA RENOVABLE, S.A.	PARQUE EOLICO LOS GUZMANCITOS	VIENTO	48.0
EMERALD SOLAR ENERGY, SRL	PARQUE SOLAR CANOA	SOL	32.6
WCG ENERGY, LTD	PARQUE FOTOVOLTAICO MATA DE PALMA	SOL	66.9
SEABOARD TRANSCONTINENTAL CAPITAL	ESTRELLA DEL MAR 2	GAS Y FUEL OIL #6	111.3
SAN PEBRO BIO-ENERGY SRL	SAN PEDRO BIO ENERGY	BIOMASA	30.0

## 6.2 Anexo 2 Código del Modelo en GAMS

```
$title Modelo Planificacion Largo Plazo.
```

```
$ontext
```

```
Desarrollado por:
```

```
Deury Ogando
```

```
$offtext
```

```
*seleccion de optimizador
```

```
OPTION LIMROW=10000, LIMCOL=1000, PROFILE=1, MIP=xpress, PROFILE=1, PROFILETOL=0.1,  
ITERLIM=10000000, RESLIM=172000, OPTCR=0.1;
```

```
*heapLimit=10000 ;
```

### SETS

```
s          escenarios de demanda
```

```
y          anos
```

```
p          periodos (meses)
```

```
d          dia
```

```
h          hora
```

```
b          bloques
```

```
hs
```

```
casos      casos del modelo /casos1*casos2/
```

```
atr_mod    atributos del modelo /status,opcveg,opcmod,opcred/
```

```
atr_g      atributos generadores
```

```
atr_ghd    atributos generadores hidraulico
```

```
atr_ln     atributos de las lineas
```

```
atr_emb    atributo embalse
```

```
  b        circuito de lineas
```

```
std        sentido /pos,neg/
```

```
nd         nodos
```

```
nr(nd)     nodo de referencia
```

```
gtr        generadores
```

```
emb        embalse
```

```
rv         recurso de viento zona geografica rs
```

```
recurso de solar zona geografica t periodo
```

```
de evaluacion
```

```
*Tecnologia de Generacion
```

```
gtrr(gtr)  generadores termicos
```

```
ghd(gtr)   generadores hidraulicos
```

```
gtrv(gtr)  generadores eolicos
```

```
gtrs(gtr)  generadores fotovoltaicos
```

```
gre(gtr)   generadores en regimen especial (solar y eolico)
```

```
gaut(gtr)  autoproductores
```

```
proyectos(gtr) proyectos de generacion
```

```
galm(gtr)  Sistema de Almacenamiento de baterias
```

```
tecn       tecnologias de generacion
```

```
gtr_tecn(gtr,tecn) relacion generador Tecnologia
```

getr(gtr) generadores futuros termicos  
 gtrf(gtr) generadores existentes termicos  
 pb(p,b) Relacion Mes-Bloque  
 pbt(p,b,t) relacion Mes - Bloque - periodo de estudio

*\*Trasmision*

ln(nd,nd,c) lineas existentes del sistema  
 lnf(nd,nd,c) lineas futuras del sistema  
 combustible combustible para generacion  
 caract caracteristicas de los combustible  
 sypb escenarios ano periodos dia hora  
 yp(y,p) relacionano periodos  
 hb(h,b) relacion hora bloque  
 gtr\_comb(gtr,combustible) relacion generador combustible  
 ;

**Alias** (nd,ni,nf),(b,b1);

**PARAMETERS**

*\*Demanda*

prob(s) probabilidad escenarios de demanda [0-1]  
 fdnd(y,nd) factor de distribucion de la demanda por nodos [0-1]  
 dur\_blq(p,b) duracion bloques de demanda [h]  
 dem\_blq(s,y,p,b) demanda de potencia por bloque [MW]  
 dln(nd,nd,c,atr\_ln) datos de lineas  
 Cmgs(s,y,p,b) Costo marginal del sistema [\$-MW]

*\*Generacion*

dgtr(gtr,atr\_g) datos generadores termicos  
 pcomb(gtr,y,p) precio de combustible generadores termicos [US\$-ton]  
 viento(rv,p,b) perfiles de viento  
 sol(rs,p,b) datos de entrada perfiles de sol por bloque  
 Qa(emb,y,p) caudales aportados  
 demb(emb,atr\_emb) datos de embalses  
 Comb\_caract(combustible,caract) datos caracteristicas combustible  
 Precio\_TECNO(tecn,y)  
 CVPMIN costo variable de produccion minimo en cada yp [US\$-MWh]  
 CMGREF costo marginal de corto plazo [US\$-MWh]  
 CMGREFND(s,y,p,b,nd) costo marginal de corto plazo por nodo [US\$-MWh]  
 CMGRF(y,p) costo marginal de corto plazo esperado [US\$-MWh]  
 opcveg opcion variables enteras expansion generacion (continuas=0  
 enteras=1)  
 opcmod opcion modelo (red=0 nodo unico=1)  
 opcred opcion modelado red (dc=0 tranp=1 hib1=2 hib2=3)  
 SCIGF sumatoria de costo de inversion generadores futuros [Miles US\$]  
 SCILRE sumatoria de costo de inversion refuerzos lineas existentes  
 [Miles US\$]  
 SCILF sumatoria de costo de inversion lineas futuras [Miles US\$]  
 SCOGE sumatoria de costo de operacion generadores existentes [Miles  
 US\$]  
 SCOGF sumatoria de costo de operacion generadores futuros [Miles US\$]  
 SCENS sumatoria de costo de energia no suministrada [Miles US\$]  
 SCRVA sumatoria de costo de reservas del sistema [Miles US\$]  
 ;

**Sets**

```
X (NI, NF, C)          reactancia
R (NI, NF, C)          resistencia
ghdemb (gtr, emb)     relacion embalse hidroelectrica
ndgtr (gtr, nd)       localizacion de generadores
drv (gtr, rv)         relacion zona geografica gen eolico
drs (gtr, rs)         relacion zona geografica gen solar
```

;

\$Onecho> tasks.txt

```
*Parametros Demandadset=s      rng=demanda_S2!a2 rdim=1
dset=y                          rng=demanda_S2!b2      rdim=1
dset=p                          rng=demanda_S2!c2      rdim=1
dset=b                          rng=demanda_S2!d1      rdim=1      cdim=1
par=dem_blq                     rng=demanda_S2!a1      rdim=3      cdim=1

par=dur_blq                     rng=Dur_bloque!a1      rdim=1      cdim=1

par=fdnd                       rng=distribucion_N!a1  rdim=1      cdim=1
dset=nd                       rng=distribucion_N!b1  rdim=1      cdim=1

*Pametros Generacion
dset=gtr                       rng=generacion!a3      rdim=1
dset=atr_g                     rng=generacion!b2      rdim=1      cdim=1
par=dgtr                       rng=generacion!a2      rdim=1      cdim=1
set=ndgtr                      rng=ndgt!a2           rdim=1      cdim=1
dset=emb                       rng=embalse!a5        rdim=1
dset=atr_emb                  rng=embalse!b4        rdim=1      cdim=1
par=demb                      rng=embalse!a4        rdim=1      cdim=1
par=Qa                        rng=caudal!a1         rdim=2      cdim=1
par=pcomb                     rng=Fuel-alto!A1      rdim=2      cdim=1
par=Comb_caract rng=Car_comb!a2 rdim=1 cdim=1 dset=combustible
rng=Car_comb!a2 rdim=1
dset=caract                   rng=Car_comb!b2      rdim=1      cdim=1
par=gtr_comb rng=generacion!a685 rdim=1 cdim=1 dset=tecn
rng=gtr_tecn!b2 rdim=1 cdim=1
set=gtr_tecn rng=gtr_tecn!a2 rdim=1 cdim=1 par=Precio_TECNO
rng=Precio_TECNO!a2 rdim=1 cdim=1

dset=rs                       rng=generacion!b623    rdim=1      cdim=1
dset=rv                       rng=generacion!b569    rdim=1      cdim=1
set=drv                       rng=generacion!a569    rdim=1      cdim=1
set=drs                       rng=generacion!a623    rdim=1      cdim=1
set=ghdemb                   rng=generacion!a490    rdim=1      cdim=1
par=sol                       rng=RS!a1             rdim=2      cdim=1
par=viento                   rng=RV!a1 Transmision rdim=2      cdim=1
*Pamaretros rng=red!a2
par=dln                       rdim=3      cdim=1      maxDupeErrors=50
dset=atr_ln rng=red!d2      rdim=1      cdim=1
dset=c       rng=red!c3      rdim=1

*Relaciones Temporales
set=hp                       rng=conjuntos!a2      rdim=1      cdim=1
```

```
dset=d          rng=conjuntos!a21          rdim=1
dset=sem        rng=conjuntos!a393         rdim=1
set=hd          rng=conjuntos!a20          rdim=1   cdim=1
set=sem_h      rng=conjuntos!a392         rdim=1   cdim=1
set=pb         rng=conjuntos!a448         rdim=1   cdim=1
set=yp         rng=conjuntos!a466         rdim=1   cdim=1
dset=t         rng=conjuntos!c512         rdim=1   cdim=1
set=pbt        rng=conjuntos!a512         rdim=2   cdim=1
```

\$offecho

\$call GDXXRW inputs\_b.xlsx trace=3 @tasks.txt

\$GDGIN inputs\_b.gdx

\$load

s, y, b, p, nd, dem\_blq, fdnd, dur\_blq, gtr, atr\_g, ndgtr, dgtr, emb, atr\_emb, demb, Qa, pcomb, rs, rv, drv, drs, ghdem, sol, viento, c, atr\_ln, dln, pb

\$load combustible, caract, Comb\_caract, gtr\_comb, yp, t, pbt, tecn, gtr\_tecn, Precio\_TECNO

ghd(gtr)\$(dgtr(gtr, 'TCG')=2 **or** dgtr(gtr, 'TCG')=3)=**yes**;

gtrr(gtr)\$(dgtr(gtr, 'TCG')=1)=**yes** ;

gtrv(gtr)\$(dgtr(gtr, 'TCG')=5)=**yes** ;

gtrs(gtr)\$(dgtr(gtr, 'TCG')=4)=**yes** ;

gre(gtr)\$(dgtr(gtr, 'concesion')=2)=**yes** ;

gtrf(gtr)\$(dgtr(gtr, 'tipo')=0)=**yes** ;

proyectos(gtr)\$(dgtr(gtr, 'tipo')=2)=**yes** ;

gaut(gtr)\$(dgtr(gtr, 'concesion')=3)=**yes** ;

galm(gtr)\$(dgtr(gtr, 'TCG')=6)=**yes** ;

ln(ni, nf, c)\$(dln(ni, nf, c, 'tipo')=1)=**yes**;

lnf(ni, nf, c)\$(dln(ni, nf, c, 'cin')>0 **and** dln(ni, nf, c, 'tipo')=1)=**yes**;

nr('CENTRAL\_PALA-VM-JS')=**yes** ;

X(NI, NF, C)\$(Dln(NI, NF, C, 'X')>0)=Dln(NI, NF, C, 'X') ;

R(NI, NF, C)\$(Dln(NI, NF, C, 'R')) = Dln(NI, NF, C, 'R')=Dln(NI, NF, C, 'R') **or** Dln(NI, NF, C, 'R')\$>(Dln(NI, NF, C, 'R')<0.010)=.05 ;

## Set

*\*Conjuntos especiales*

EDMAR(gtr) /G3EM2CFO, G3EM2CGN, G3EM2SFO, G3EM2SGN/

\*proyectos(gtr) /G3PELMCT, G3PCAT1, G3PCAT2, G3PALENQ

\* G3SPBENE, G3PELARI, G3PELAR2, G3PFMSO1, G3MFON

\* G3PECAS, G3LGUZM, G3ACLAR, G3PPIMB, G3CANOA, G3MPALM/

SFELIPE(gtr) /G3LOPPFO, G3LOPPGN/

LORIGEN(gtr) /G3SFELCC, G3SFELIV/

Patalina(gtr) /G3PCAT1, G3PCAT2/

rresp(gtr) /G3SPBENE, G3QUISQ1/

lminas(gtr) /G3PELMCP, G3PELMCT, G3PELMS5, G3PELMS6/;

**table** caso(casos, atr\_mod)

status opcvveg opcmmod opcred

```

casos1          1          1          0          0
casos2          0          1          0          0
;

```

**variable**

```

ct              costos totales
CVP(gtr,y)     costo variable combustible promedio año
Flojo(ni,nf,c,s,y,p,b)  flujo por cada Linea de transmision
ang(s,y,p,b,nd)  angulo de desfase
cvpb(gtr,s,y,p,b)  costo variable combustible por bloque de demanda

DANG(s,y,p,b,nd,nd,c,std)
;

```

**POSITIVE Variable**

```

Prd(gtr,s,y,p,b)  produccion generadores general [MW]
PDGT(gtr,s,y,t)  produccion generadores termica [MW]
PFDGT(gtr,s,y,p,b)  produccion generadores futuros [MW]
PNST(s,y,p,b)  potencia no suministrada [MW]
PNS(s,y,p,b,nd)  potencia no suministrada por nodo[MW]
PDHD(gtr,s,y,p,b)  produccion hidraulica [MW]
Qt(gtr,s,y,p,b)  Caudal turbinado [m3 por s]
n_emb(emb,s,y,t)  nivel embalses
Dd(emb,s,y,p,b)  caudal perdido
CGTRPF(gtr,s,y,p)
PDVT(gtr,s,y,p,b)  produccion generadores fotovoltaica [MW]
PDFV(gtr,s,y,p,b)  produccion generadores fotovoltaica [MW]
Cant_comb(gtr,s,y,p,b)  Cantidad de combustible consumido
Emisiones(gtr,s,y,p,b)  Emisiones de cada generador termico
ano_ope(gtr,s,y)  Años de Operacion
tpar(gtr)  Tiempo de parada
tarr(gtr)  Tiempo de arranque
Ialm(gtr,s,y,p,b)  Inyeccion Baterias
Almac(gtr,s,y,t)  Nivel BES
Ralm(gtr,s,y,p,b)  Retiros Baterias
;

```

**binary variable**

```

z(gtr,s,y)  variable de estado (0-1) instalacion (1-0) proyecto
zln(ni,nf,c,s,y)  variable de estado linea
int(gtr,s,y)  variable de instalacion (0-1)
ret(gtr,s,y)  variable de retiro (1-0)
u(gtr,s,y,t)  variable de estado 1 endendido 0 apagado
uln(ni,nf,c,s,y,p,b)
arr(gtr,s,y,p,b)  arranque
par(gtr,s,y,p,b)  parada
arr(gtr,s,y,p,b)  arranque
intl(ni,nf,c,s,y)  instalacion de lineas de transmision
uI(gtr,s,y,p,b)
uR(gtr,s,y,p,b)
;

```



### scalar

```
cens      costo energia no suministrada /10000/
tdesc     tasa de descuento             /0.10/
Sbase     Potencia BASE                  /100/ ;
```

```
*-----Cotas del sistemas-----*
Qt.up(gtr,s,y,p,b)=dgtr(gtr,'QM'); n_emb.up(emb,s,y,t)= demb(emb,'nivel_max');
ang.fx(s,y,p,b,nr(nd))=0;
PNS.up(s,y,p,b,nd)= dem_b1q(s,y,p,b)*fdnd(y,nd);
z.l(gtr,s,y)=dgtr(gtr,'status');
zln.l(ni,nf,c,s,y)=dln(ni,nf,c,'status');
```

### Equation

costos(s)	Costos sistemas
eqbalance(s,y,p,b)	Balance de potencia
eqbalND(s,y,p,b,nd)	Balance de potencia por nodo
eqPDHD(gtr,s,y,p,b)	Produccion Hidroelectrica
eqPDVT(gtr,s,y,p,b)	Produccion Eolica
eqPDFV(gtr,s,y,p,b)	Produccion Fotovoltaica
EQFlojo(ni,nf,c,s,y,p,b)	Flujos de Potencia
eqFlojoup(ni,nf,c,s,y,p,b)	Flujos de Potencia Maximo
eqFlojolo(ni,nf,c,s,y,p,b)	Flujos de Potencia Minimo
eqlimsup1(gtr,s,y,p,b)	limite superior
eqliminfl1(gtr,s,y,p,b)	limite inferior
eqliminfl2(gtr,s,y,p,b)	limite inferior
eqlimsup3(gtr,s,y,p,b)	limite superior
eqliminfl3(gtr,s,y,p,b)	limite inferior
eqlimsup4(gtr,s,y,p,b)	limite superior
eqliminfl4(gtr,s,y,p,b)	limite inferior
eqlimsup5(gtr,s,y,p,b)	limite superior
eqliminfl6(gtr,s,y,p,b)	limite inferior BES
eqlimsup6(gtr,s,y,p,b)	limite superior BES
eqBalanceEmb(emb,s,y,p,b)	Nivel embalse
eqBalanceEmb2(emb,s,y,p,b)	Nivel embalse
EqAlmac(gtr,s,y,p,b)	Nivel BES
eqCant_comb(gtr,s,y,p,b)	Cantidad de combustible consumido
eqEmisiones(gtr,s,y,p,b)	Emisiones de cada generador termico
Eqint(gtr,s,y)	Inslatacion nueva centrales
eqintln(ni,nf,c,s,y)	Inslatacion nueva linea
Eqret(gtr,s,y)	Retiro centrales existentes
Eqarr(gtr,s,y,p,b)	Arranque
Eqpar(gtr,s,y,p,b)	Paradas
EqRsubida(gtr,s,y,p,b)	Rampa de subida
EqRbajada(gtr,s,y,p,b)	Rampa de bajada

\* \_\_\_\_\_ Ecuaciones auxiliares \_\_\_\_\_ »

aux1 (gtr, s, y)  
 aux2 (gtr, s, y, p, b)  
 aux3 (gtr, s, y, p, b)  
 aux4 (gtr, s, y, p, b)  
 aux5 (gtr, s, y, p, b)  
 aux6 (gtr, s, y)  
 \*aux8 (gtr, s, y)  
 aux9 (gtr, s, y)  
 aux7 (gtr, s, y, p, b)  
 aux10 (gtr, s, y, p, b)  
 \*aux11 (gtr, s, y, p, b)  
 aux12 (gtr, s, y)

eqcvpb (gtr, s, y, p, b)

auxln1 (ni, nf, c, s, y)  
 auxln2 (ni, nf, c, s, y, p, b)  
 auxln12 (ni, nf, c, s, y)  
 aux13 (gtr, s, y, p, b) aux15  
 aux20 (gtr, s, y, p, b)  
 aux21 (gtr, s, y, p, b)  
 ;

\_\_\_\_\_ Funcion Objetivo \_\_\_\_\_ »

costos (s) .. ct=e=  
**sum** ( (gtrr (gtr) , y, p, b) , **sum** (pbt (p, b, t) , PDGT (gtrr, s, y, t) ) \*dur\_blq (p, b) \* (**sum** (pb (p, b) , (pcom»  
 b (gtr, y, p) ) \*dgtr (gtrr, 'cesp') \*1000)  
 +dgtr (gtr, 'OMV') ) / ( (1+tdesc) \*\* (**ord** (y) -1) ) )  
 +**sum** ( (gtrr (gtr) , y, p, b) , arr (gtrr, s, y, p, b) \* (dgtr (gtrr, 'cArr') ) / ( (1+tdesc) \*\* (**ord** (y) -1) ) )  
 +**sum** ( (gtrr (gtr) , y, p, b) , arr (gtrr, s, y, p, b) \* (dgtr (gtrr, 'cPar') ) / ( (1+tdesc) \*\* (**ord** (y) -1) ) )  
 +**sum** ( (gtrr (gtr) , y, p, b) , Emisiones (gtrr, s, y, p, b) \* (dgtr (gtrr, 'cEmis') ) / ( (1+tdesc) \*\* (**ord** (y) -1) ) ) ) )  
 +**sum** ( (gtr, y) , (z (gtr, s, y) \*dgtr (gtr, 'pmx') \*dgtr (gtr, 'OMF') \*1000) / ( (1+tdesc) \*\* (**ord** (y) -1) ) ) ) )  
 +**sum** ( (gtrf (gtr) , y) , dgtr (gtrf, 'pmx') \*1000\***sum** (gtr\_tecn (gtrf, tecn) , Precio\_TECNO (tecn, y) »  
 ) \*int (gtrf, s, y) \$ (**not** ghd (gtr) ) / ( (1+tdesc) \*\* (**ord** (y) -1) ) ) )  
 +**sum** ( (gtrf (gtr) , y) , dgtr (gtrf, 'pmx') \*1e6\*dgtr (gtrf, 'CI') \*int (gtrf, s, y) \$ (ghd (gtr) ) / ( (1+tdesc) \*  
 \* (**ord** (y) -1) ) ) ) )  
 +**sum** ( (lnf (ni, nf, c) , y) , dln (ni, ni, c, 'Cinv') \*1e6\*intln (lnf, s, y) / ( (1+tdesc) \*\* (**ord** (y) -1) ) ) ) )  
 + ( **SUM** ( (y, p, b, nd) , PNS (s, y, p, b, nd) \*dur\_blq (p, b) \*cens / (1+tdesc) \*\* (**ord** (y) ) ) ) \$ (opcmod=0)  
 +**sum** ( (y, p, b) , (PNST (s, y, p, b) \*dur\_blq (p, b) \*cens) / ( (1+tdesc) \*\* (**ord** (y) -1) ) ) \$ (opcmod=1)  
 +\*sum ( (galm (gtr) , y, p, b) , Ralm (galm, s, y, p, b) \*Cmgs (s, y, p, b) \*dur\_blq (p, b) ) ) )  
 ;  
 \* \_\_\_\_\_ Produccion Renovable ma»  
 s Hidro \_\_\_\_\_

eqPDVT (gtrv, s, y, p, b) .. PDVT (gtrv, s, y, p, b) =1=dgtr (gtrv, 'pmx') \***sum** (drv (gtrv, rv) , vien»

```

to(rv,p,b));
eqPDFV(gtrs,s,y,p,b).. PDFV(gtrs,s,y,p,b)=l=dgtr(gtrs,'pmx')*sum(drs(gtrs,rs),sol(»
rs,p,b));

eqPDHD(ghd,s,y,p,b).. PDHD(ghd,s,y,p,b)=l= Qt(ghd,s,y,p,b)*dgtr(ghd,'fcon');

*_Costos Variable de Produccion_____

*eqCVP(gtr,y)$(gtrr(gtr)).. CVP(gtr,y)=e=sum(p,pcomb(gtr,y,p)/12*dgtr(gtr,'cesp')*1000»
);

Balance de Potencia nodo unico_____

eqbalance(s,y,p,b)$(opcm=1)..
Sum(gtrr(gtr),sum(pbt(p,b,t),PDGT(gtrr,s,y,t)))
+sum(ghd(gtr),PDHD(ghd,s,y,p,b))
+sum(gtrv(gtr),PDVT(gtrv,s,y,p,b))
+sum(gtrs(gtr),PDFV(gtrs,s,y,p,b))
+PNST(s,y,p,b)=e=dem_blq(s,y,p,b)
+sum(gtr,(dgtr(gtr,'SSAA')*dgtr(gtr,'pmx')*sum(pbt(p,b,t),u(gtr,s,y,t)))));

Balance de Potencia considerando la red_____

eqbalND(s,y,p,b,nd)$(opcm=0)..

Sum(ndgtr(gtrr,nd),sum(pbt(p,b,t),PDGT(gtrr,s,y,t)))
+sum(ndgtr(ghd,nd),PDHD(ghd,s,y,p,b))
+sum(ndgtr(gtrv,nd),PDVT(gtrv,s,y,p,b))
+sum(ndgtr(gtrs,nd),PDFV(gtrs,s,y,p,b))
-SUM(LN(NI,NF,C)$(SAMEAS(NI,ND)),Flojo(ln,s,y,p,b))
+SUM(LN(NI,NF,C)$(SAMEAS(NF,ND)),Flojo(ln,s,y,p,b))
-sum(ndgtr(galm,nd),Ralm(galm,s,y,p,b))
+sum(ndgtr(galm,nd),Ialm(galm,s,y,p,b))
+PNS(s,y,p,b,nd)=e=dem_blq(s,y,p,b)*fdnd(y,nd)
+sum(ndgtr(gtr,nd),(dgtr(gtr,'SSAA')*dgtr(gtr,'pmx')*sum(pbt(p,b,t),u(gtr,s,y,t)))));

Flujo de Potencia_____
EQFlojo(LN(NI,NF,C),s,y,p,b)$(opcm=0)..
Flojo(ln,s,y,p,b)=E=(ang(s,y,p,b,ni)-ang(s,y,p,b,nf));

eqFlojoup(ln,s,y,p,b).. Flojo(ln,s,y,p,b)=l=Sum(c,dln(ln,'flmax')*uln(ln,s,y,p,b));
eqFlojolo(ln,s,y,p,b).. Flojo(ln,s,y,p,b)=g=-sum(c,dln(ln,'flmax')*uln(ln,s,y,p,b));

*_Nivel de los Embalse Hidro_____

eqBalanceEmb(emb,s,y,p,b)$(demb(emb,'tipo')=1)..
sum(pbt(p,b,t),n_emb(emb,s,y,t))=e=
-(Dd(emb,s,y,p,b)*3600*dur_blq(p,b))
-(sum(ghdemb(ghd,emb),Qt(ghd,s,y,p,b))*3600*dur_blq(p,b))
+(sum(pbt(p,b,t),n_emb(emb,s,y,t-1)))$(not(ord(p)=1 and ord(b)=1))
+(demb(emb,'nivel_max')*.5)$(ord(p)=1 and ord(b)=1)
+sum(pb(p,b),Qa(emb,y,p)*3600*dur_blq(p,b));

```

eqBalanceEmb2(emb,s,y,p,b)\$(demb(emb,'tipo')=2)..  
**sum**(pb(p,b),Qa(emb,y,p))=e=Dd(emb,s,y,p,b)+**sum**(ghdemb(ghd,emb),Qt(ghd,s,y,p,b));

*Limites tecnicos Generadores*

eqlimsup1(gtrr,s,y,p,b).. **sum**(pbt(p,b,t),PDGT(gtrr,s,y,t))=l= dg»  
 tr(gtrr,'pmx')\***sum**(pbt(p,b,t),u(gtrr,s,y,t))\*(dgtr(gtrr,'disp')-(dgtr(gtrr,'fderateo'))»  
 \***ord**(y)\$(**not**(gtrf(gtrr)))));

eqliminfl1(gtrr,s,y,p,b).. **sum**(pbt(p,b,t),PDGT(gtrr,s,y,t))=g= dg»  
 tr(gtrr,'pmn')\***sum**(pbt(p,b,t),u(gtrr,s,y,t));  
 eqlimsup5(ghd,s,y,p,b).. PDHD(ghd,s,y,p,b)=l= dgtr(ghd,'pmx')\***s**»  
**um**(pbt(p,b,t),u(ghd,s,y,t)); PDHD(ghd,s,y,p,b)=g= dgtr(ghd,'pmn')\***s**»  
 eqliminfl2(ghd,s,y,p,b).. PDvt(gtrv,s,y,p,b)=l= dgtr(gtrv,'pmx')\*»  
**um**(pbt(p,b,t),u(ghd,s,y,t)); PDVT(gtrv,s,y,p,b)=g= dgtr(gtrv,'pmn')\*»  
 eqlimsup3(gtrv,s,y,p,b).. PDFV(gtrs,s,y,p,b)=l= dgtr(gtrs,'pmx')\*»  
**sum**(pbt(p,b,t),u(gtrv,s,y,t)); PDFV(gtrs,s,y,p,b)=g= dgtr(gtrs,'pmn')\*»  
 eqliminfl3(gtrv,s,y,p,b).. PDFV(gtrs,s,y,p,b)=g= dgtr(gtrs,'pmn')\*»  
**sum**(pbt(p,b,t),u(gtrv,s,y,t));  
 eqlimsup4(gtrs,s,y,p,b).. Ialm(galm,s,y,p,b)=l= dgtr(galm,'pmx')\*»  
**sum**(pbt(p,b,t),u(gtrs,s,y,t)); Ralm(galm,s,y,p,b)=l= dgtr(galm,'pmx')\*»  
 eqlimsup6(galm,s,y,p,b)..  
 uI(galm,s,y,p,b);  
 eqliminfl6(galm,s,y,p,b)..  
 uR(galm,s,y,p,b);

\* *Energia BES* »

EqAlmac(galm,s,y,p,b).. **sum**(pbt(p,b,t),Almac(galm,s,y,t+1))=e=**sum**(pbt(p,b,t),Al»  
 mac(galm,s,y,t))+Ralm(galm,s,y,p,b)-  
 Ialm(galm,s,y,p,b);

Almac.up(galm,s,y,t)=dgtr(galm,'pmx')\*4;  
 \*Almac.lo(galm,s,y,p,'24')=dgtr(galm,'pmx')\*2;  
 \*  
 \*Cantidad de combustible y Emisiones

eqCant\_comb(gtrr,s,y,p,b).. Cant\_comb(gtrr,s,y,p,b)=e=**sum**(pbt(p,b,t),PDGT(»  
 gtrr,s,y,t))\*dur\_blaq(p,b)\*dgtr(gtrr,'cesp')\*1000;  
 eqEmisiones(gtrr,s,y,p,b).. Emisiones(gtrr,s,y,p,b)=e=Cant\_comb(gtrr,s,y,p»  
 ,b)\***sum**(gtr\_comb(gtrr,combustible),Comb\_caract(combustible,'Emission\_unid'))\*dgtr(gtrr,»  
 'red\_emision');

\**Decision de Instalacion y Retiros de Uni» dades*

Eqint(gtr,s,y)\$(**ord**(y)>1).. int(gtr,s,y)=g=(z(gtr,s,y)-z(gtr,s,y-1));  
 Eqintln(lnf,s,y)\$(**ord**(y)>1).. intln(lnf,s,y)=g=(zln(lnf,s,y)-zln(lnf,s,y-1));

```

Eqarr (gtr, s, y, p, b) $ (ord(b) > 1) ..   arr (gtr, s, y, p, b) = g = sum (pbt (p, b, t), u (gtr, s, y, t)) - su
m (pbt (p, b, t), u (gtr, s, y, t-1))      ;
Eqpar (gtr, s, y, p, b) $ (ord(b) > 1) ..   par (gtr, s, y, p, b) = g = sum (pbt (p, b, t), u (gtr, s, y, t-1)) ->
sum (pbt (p, b, t), u (gtr, s, y, t))      ;

EqRsubida (gtrr, s, y, p, b) $ (ord(b) > 1) ..   sum (pbt (p, b, t), PDGT (gtrr, s, y, t)) - sum (pbt
(p, b, t), PDGT (gtrr, s, y, t-1)) = l = 60 * dgtr (gtrr, 'RS');
EqRbajada (gtrr, s, y, p, b) $ (ord(b) > 1) ..   sum (pbt (p, b, t), PDGT (gtrr, s, y, t-1)) - sum (p
bt (p, b, t), PDGT (gtrr, s, y, t)) = l = 60 * dgtr (gtrr, 'RB');

Eqret (gtr, s, y) $ (ord(y) > 1) ..           ret (gtr, s, y) = g = z (gtr, s, y-1) - z (gtr, s, y)
;
aux15 ..   sum ( (gtr, s, y), ret (gtr, s, y) ) = l = 1;

*_Retricciones Auxiliares_____

aux1 (gtr, s, y) $ (ord(y) = 1) ..   z (gtr, s, y) = e = dgtr (gtr, 's» tatus');
auxln1 (ln, s, y) $ (ord(y) = 1) ..   zln (ln, s, y) = e = dln (ln, 'st» atus');

aux2 (gtr, s, y, p, b) ..           sum (pbt (p, b, t), u (gtr, s, y, t)) = l = z (gtr, s, y);
aux20 (galm, s, y, p, b) ..          uI (galm, s, y, p, b) = l = z (ga» lm, s, y);
aux21 (galm, s, y, p, b) ..          uR (galm, s, y, p, b) = l = z (ga» lm, s, y);
auxln2 (ln, s, y, p, b) ..          uln (ln, s, y, p, b) = l = zln (l» n, s, y);

aux6 (proyectos, s, y) $ (dgtr (proyectos, 'yent') < (ord(y) + 2017)) ..   z (proyectos, s, y) = e = 1 ;

aux9 (gtr, s, y) ..                 z (gtr, s, y-1) = l = z (gtr, s, y) ;

aux12 (gtr, s, y) $ (dgtr (gtr, 'yent') > (ord(y) + 2017)) ..   z (gtr, s, y) $ (gtrf (gtr) or
proyectos (gtr)) = l = dgtr (gtr, 'status');

auxln12 (ln, s, y) $ (dln (ln, 'yent') > (ord(y) + 2017)) ..   zln (ln, s, y) $ (dln (ln, 'ci nv') > 0) = l =
dln (ln, 'status');

eqcvpb (gtrr, s, y, p, b) .. cvpb (gtrr, s, y, p, b) = e = sum (pb (p, b), pcomb (gtrr, y, p)
* dgtr (gtrr, 'cesp') * 1000) + dgtr (gtrr, 'OMV');

aux3 (EDMAR, s, y, p, b) ..          sum (pbt (p, b, t), u ('G3EM2CFO', s, y, t)) +
sum (pbt (p, b, t), u ('G3EM2SFO', s, y, t))
+ sum (pbt (p, b, t), u ('G3EM2CGN', s, y, t)) + sum (pbt (p, b, t), u ('G3EM2SGN', s, y, t)) = l = 1;

aux4 (LORIGEN, s, y, p, b) .. sum (pbt (p, b, t), u ('G3LOPPFO', s, y, t)) + sum (pbt (p, b, t),
u ('G3LOPPGN', s, y, t)) = l = 1 ;

aux5 (SFELIPE, s, y, p, b) ..        sum (pbt (p, b, t), u ('G3SFELCC', s, y, t)) = l =
sum (pbt (p, b, t), u ('G3SFELIV', s, y, t)) ;

aux7 (rgesp, s, y, p, b) $ (dgtr (rgesp, 'yent') = (ord(y) + 2015)
or dgtr (rgesp, 'yent') < (ord(y) + 2017)) ..   sum (pbt (p, b, t), PDGT (rgesp, s, y, t)) = g =
dgtr (rgesp, 'pmx') * (dgtr (rgesp, 'disp') -
(dgtr (rgesp, 'fderateo') * ord(y) $ (not (gtrf (rgesp)))));

```

```
aux10(lminas,s,y,p,b).. sum(pbt(p,b,t),PDGT('G3PELMCT',s,y,t))
=l=sum(pbt(p,b,t),PDGT('G3PELMCT',s,y,t))/2+ sum(pbt(p,b,t),PDGT('G3PELMS6',s,y,t))/2;
```

```
aux13(galm,s,y,p,b).. uI(galm,s,y,p,b)+ uR(galm,s,y,p,b)=L=1
```

```
set gtrr2(gtr);
```

```
*_Opciones de Modelado_____ -
```

```
display dem_blg,lnf, x,ln;
```

```
MODEL RED /ALL/;
```

```
MODEL UNINODAL /costos,eqbalance,eqPDHD,eqPDVT,eqPDFV,eqlimsup1,eqliminfl,
eqliminfl2,eqlimsup3,eqliminfl3,eqlimsup4,eqliminfl4,eqlimsup5/ ;
```

```
*Eqint,aux1,aux2,aux3,aux4,aux5,aux6,aux8,aux9,aux7,aux10,aux11/;
```

```
RED.threads=0;
```

```
RED.optfile=1;
```

```
*_Reportes e Impresion de Resultados__
```

```
FILE CONTROL /C:\Users\uelectrica\Documents\Usuarios\Deury Ogando\Concesiones\Evaluacion
de proyectos\CONTROL.txt/ ;
```

```
PUT CONTROL
```

```
PUT SYSTEM.title ' 'SYSTEM.date ' 'SYSTEM.time //
```

```
' ..... '/
' Deteccion de incoherencias detectadas en los datos introducidos al modelo ' ..... '/
```

```
*lectura y validacion de las características de caso activo
```

```
PUT '----Lectura y validacion de las características de caso activo'//
```

```
LOOP (casos $(caso(casos,'status')=1),
```

```
PUT ' Caso activo # ' ord(casos):3:0//;
```

```
opcveg=caso(casos,'opcveg');
```

```
opcmod=caso(casos,'opcmod');
```

```
opcred=caso(casos,'opcred');
```

```
*validacion del contenido
```

```
PUT $(opcveg<0 OR opcveg>1) '****ERROR opcion variables enteras expansion generacion**>
**'/
```

```
ABORT $(opcveg<0 OR opcveg>1) '****ERROR opcion variables enteras expansion generacio>
n****'
```

```
PUT $(opcmod<0 OR opcmod>1) '****ERROR opcion modelo con red o a nodo unico****'/
```

```
ABORT $(opcmod<0 OR opcmod>1) '****ERROR opcion modelo con red o a nodo unico****'
```

```
PUT $(opcred<0 OR opcred>3) '****ERROR opcion modelado de red****'/
```

```
ABORT $(opcred<0 OR opcred>3) '****ERROR opcion modelado de red****' );
```

```
*Comprobacion de la localizacion de generadores
```

```
PUT '----Comprobacion de la localizacion de los generadores termicos e hidraulicos'//
```

```
PUTCLOSE CONTROL;
```

```

IF (opcm=0,
SOLVE RED USING MIP MINIMIZING CT
  7 ELSE
SOLVE UNINODAL USING MIP MINIMIZING CT
);

Set C_Mg(gtr,s,y,p,b);
Parameter
Energia_A(gtr,s,y)
N_arranque(gtr,s,y,p)
N_parada(gtr,s,y,p)
Reserva(s,y)
Factor_Plant(gtr,s,y)
Ptermica(s,y)
Phidro(s,y) Pviento(s,y)
Psol(s,y)
PBES(s,y);

Energia_A(gtr,s,y)=sum(p,b), sum(pbt(p,b,t), PDGT.l(gtr,s,y,t))*dur_blq(p,b)$gtrr(gtr»
)
+sum(p,b), PDHD.l(gtr,s,y,p,b)*dur_blq(p,b)$ghd(gtr)
+sum(p,b), PDVT.l(gtr,s,y,p,b)*dur_blq(p,b)$gtrv(gtr)
+sum(p,b), PDFV.l(gtr,s,y,p,b)*dur_blq(p,b)$gtrs(gtr);

N_arranque(gtr,s,y,p)=sum(b,arr.l(gtr,s,y,p,b))$gtrr(gtr);
N_parada(gtr,s,y,p)=sum(b,par.l(gtr,s,y,p,b))$gtrr(gtr);

Factor_Plant(gtr,s,y)=Energia_A(gtr,s,y)/(dgtr(gtr,'pmx')*sum(p,b),dur_blq(p,b));

Ptermica(s,y)=sum(gtrr,dgtr(gtrr,'pmx')$(z.l(gtrr,s,y)>0));

Phidro(s,y)= sum(ghd,dgtr(ghd,'pmx')$(dgtr(ghd,'tcg')=2 and z.l(ghd,s,y)>0))
+sum(ghd,dgtr(ghd,'pmx')$(dgtr(ghd,'tcg')=3 and z.l(ghd,s,y)>0));

Pviento(s,y)=sum(gtrv,dgtr(gtrv,'pmx')$(z.l(gtrv,s,y)>0));
Psol(s,y)=sum(gtrs,dgtr(gtrs,'pmx')$(z.l(gtrs,s,y)>0));

PBES(s,y)=sum(galm,dgtr(galm,'pmx')$(z.l(galm,s,y)>0));

Reserva(s,y)= sum(gtrr,dgtr(gtrr,'pmx')$(z.l(gtrr,s,y)>0))
+sum(ghd,dgtr(ghd,'pmx')$(dgtr(ghd,'tcg')=2 and z.l(ghd,s,y)>0))
+sum(ghd,dgtr(ghd,'pmx')$(dgtr(ghd,'tcg')=3 and z.l(ghd,s,y)>0))*Factor_Plant(ghd,s,y))
+sum(gtrs,dgtr(gtrs,'pmx')$(z.l(gtrs,s,y)>0))*Factor_Plant(gtrs,s,y))
+sum(gtrv,dgtr(gtrv,'pmx')$(z.l(gtrv,s,y)>0))*Factor_Plant(gtrv,s,y))
+sum(galm,dgtr(galm,'pmx')$(z.l(galm,s,y)>0))
-smax(p,b),dem_blq(s,y,p,b));

Cmgs(s,y,p,b)=smax(gtrr,cvpb.l(gtrr,s,y,p,b)*sum(pbt(p,b,t),u.l(gtrr,s,y,t)));

execute_unload "results.gdx" Reserva,Factor_Plant,Cmgs,PDHD.l,PDGT.l,PDFGT.l,PNST.l,PN»
S.l,Qt.l,n_emb.l,Dd.l,PDVT.l,PDFV.l,ghd,gtr,gtrs,gtrv,nd,ndgtr,int,cvpb.l,flojo.l,dem_»
blq,Cant_comb,Emisiones,Energia_A,N_arranque,N_parada,almac,ralm,ialm,Ptermica,

```

Phidro, Pviento, Psol, PBES, gtrf

```

$onEcho > howToWrite.txt
var=PDHD.l          rng=SHPDHD!a1
var=PDGT.l          rng=SHPDGT!a1      rdim=4
var=PDFGT.l         rng=SHPFDGT!a1
var=PNST.l          rng=SHPNST!a1
var=PNS.l           rng=SHPNS5!a1
var=Qt.l            rng=SHQT!a1
var=n_emb.l         rng=SHNEMB!a1
var=Dd.l            rng=SHDD!a1
var=PDVT.l          rng=SHPDVT!a1
var=PDFV.l          rng=SHPDFV!a1
var=int             rng=SHINT1!a1
var=flojo.l         rng=Flujo!a1
var= cvpb.l         rng=cvpb!a1
text="gtr"          rng=conjunto!b1
set=gtr             rng=conjunto!b2      rdim=1
text="ghd"          rng=conjunto!c1
set=ghd             rng=conjunto!c2      rdim=1
text="gtrs"         rng=conjunto!d1
set=gtrs           rng=conjunto!d2      rdim=1
text="gtrv "        rng=conjunto!e1
set=gtrv           rng=conjunto!e2      rdim=1
text="nd"           rng=conjunto!f1
set=nd             rng=conjunto!f2      rdim=1
text="ndgtr"        rng=conjunto!g1
set=ndgtr          rng=conjunto!g2      rdim=2
text="gtrf"         rng=conjunto!k1
set=gtrf           rng=conjunto!k2      rdim=1
par=dem_blg         rng=demanda!a1
var=Cant_comb       rng=cant_comb!a1
var=Emisiones       rng=emisiones!a1
par=Energia_A       rng=Energia_A!a1
par=N_arranque      rng=arr_N_par!a1      rdim=4
par=N_parada        rng=arr_N_par!g1      rdim=4
text="Cmgs"         rng=Cmgs!a1
par=Cmgs            rng=Cmgs!a2      rdim=4
text="ralm"         rng=Cmgs!g1
var=ralm            rng=Cmgs!g2      rdim=5
text="ialm"         rng=Cmgs!n1
var=ialm            rng=Cmgs!n2      rdim=5
text="almac"        rng=Cmgs!u1
var=almac           rng=Cmgs!u2      rdim=4
par=Factor_Plant   rng=FP!a2
par=Reserva         rng=reserva!a2
text="Ptermica"     rng=matriz!a1
par=Ptermica        rng=matriz!a2      rdim=2
text="Phidro"       rng=matriz!d1
par=Phidro          rng=matriz!d2      rdim=2
text="Pviento"      rng=matriz!k1
par=Pviento         rng=matriz!k2      rdim=2
text="Psol"         rng=matriz!o1
par=Psol            rng=matriz!o2      rdim=2

```



```
text="PBES"          rng=matriz!t1
par=PBES             rng=matriz!t2  rdim=2
$offEcho
```

```
execute 'gdxxrw.exe  results.gdx Squeeze = Y
o="C:\Users\uelectrica\Documents\Usuarios\Deury Ogando\TFM\Tesis Final"\result.xlsx
@howToWrite.txt'
```