

**Comité de Estudio CE C1 – Desarrollo y Economía de los Sistemas Eléctricos**

**DETERMINACIÓN DEL PLAN ÓPTIMO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DEL SISTEMA DE LA REPÚBLICA DOMINICANA**

**R. C. PEREZ\***  
PSR  
Brasil

**S. BINATO**  
PSR  
Brasil

**D. QUIROGA**  
Mercados Energéticos  
Argentina

***Resumen** – El principal objetivo del Plan de Expansión de la Generación (PEG) es garantizar un adecuado equilibrio entre el suministro de electricidad y la demanda, es decir, para determinar el conjunto óptimo de proyectos de generación que deben ser construidos para satisfacer las necesidades de la demanda a lo largo de un horizonte (mediano y largo plazo). La optimización del plan de expansión significa minimizar una función de costos teniendo en cuenta: (i) la inversión (capital) y los costos de operación (combustible, operación y mantenimiento, etc.) de las centrales de generación y (ii) las sanciones relativas a la energía no suministrada, también llamadas de costos de déficit.*

*En resumen, en este trabajo técnico la tarea de planificación de expansión de generación se lleva a cabo a través de una herramienta computacional que determina el plan de expansión de costo mínimo para un sistema eléctrico, englobando proyectos candidatos hidroeléctricos, térmicos y renovables y está integrada con una herramienta de simulación de despacho que representa los detalles de la producción de todas las plantas del sistema. El PEG de menor costo se logra mediante la optimización del trade-off entre los costos de inversión para la construcción de nuevos proyectos y el valor esperado de los costos operativos obtenidos a partir del modelo de despacho hidrotérmico estocástico, lo que permite una representación detallada de la operación del sistema bajo incertidumbre.*

*En conclusión, este trabajo técnico tiene como objetivo mostrar (i) una descripción del Sistema Eléctrico de la República Dominicana, (ii) la metodología utilizada para determinar el plan de expansión de la generación y (iii) el análisis basado en escenarios. Se compararán los planes de expansión a través de: (i) las tecnologías involucradas, (ii) el impacto ambiental y (iii) el desempeño operativo y económico.*

**Palabras clave:** Planificación de Expansión de la Generación, Fuentes Renovables, Optimización, Despacho Hidrotérmico Estocástico.

## **1 INTRODUCCIÓN**

El principal objetivo del Plan de Expansión de la Generación (PEG) es asegurar la adecuación entre los recursos de generación, suministro de combustible y transporte (redes de transmisión, gasoductos etc.) y las demandas proyectadas de mediano y largo plazo. Además, la tarea de planificación de expansión de la generación debe cumplir con los criterios tanto económicos como ambientales, en el marco de las políticas nacionales en materia de energía. Un aspecto clave de la metodología de determinación del PEG es cómo hacer frente a las incertidumbres inherentes en el proceso de planificación (las incertidumbres más comunes son el crecimiento de la carga y la disponibilidad de generación, especialmente en los sistemas basados en fuentes renovables). Teniendo los hechos mencionados en cuenta, se puede ver fácilmente que los problemas de determinación del PEG son tareas enormes y complejas. En la próxima sección se presentan la metodología y las herramientas computacionales que permiten determinar el PEG teniendo todos los hechos mencionados en esta sección en cuenta.

## 2 METOLOGÍA

En este trabajo técnico, el problema del PEG se formula como un problema de optimización y se puede resolverlo mediante un esquema de descomposición de Benders con un enfoque basado en dos etapas, como se describe a continuación:

- **Problema de la primera etapa (sub-problema de inversión):** formulado como un problema de programación entera mixta (MIP) en el que el objetivo es proponer alternativas para el plan de expansión de generación;
- **Problema de la segunda etapa (sub-problema de operación):** el objetivo de la segunda etapa es evaluar el desempeño de las alternativas de expansión propuestas en la primera etapa y producir los resultados que serán utilizados en el sub-problema de la primera etapa de la próxima iteración para mejorar la solución de expansión. La segunda etapa se resuelve mediante una herramienta completa de simulación de despacho probabilístico de largo plazo del sistema.

El PEG de menor costo se logra mediante la optimización del *trade-off* entre los costos de inversión para la construcción de nuevos proyectos y el valor esperado de los costos operativos obtenidos a partir del modelo de despacho hidrotérmico estocástico, lo que permite una representación detallada de la operación del sistema bajo incertidumbre.

Este esquema de descomposición de Benders fue originalmente aplicado en el modelo MODPIN, ampliamente utilizado en América Latina [1], [2], [3], [4]. Después, en 1994, el MODPIN fue reemplazado por el modelo OPTGEN [5], [6]. En este trabajo técnico se utiliza el modelo OPTGEN.

Para los problemas de operación, en este trabajo técnico se utiliza el modelo SDDP [7]. El SDDP es un modelo de despacho hidrotérmico y calcula la política operativa estocástica de mínimo costo de un sistema hidrotérmico llevando en cuenta los siguientes aspectos: detalles operativos de las plantas hidroeléctricas, térmicas y renovables no convencionales, incertidumbre hidrológica y incertidumbre en la producción de las renovables no convencionales [9],[8] y [10].

En resumen, el proceso de optimización de la primera etapa se realiza utilizando el programa OPTGEN y de la segunda etapa utilizando el SDDP, conforme ilustra la figura a continuación:



Figura 1: Metodología de la Expansión de la Generación

Como resultado de la ejecución se obtendrá, para cada uno de los escenarios evaluados, el plan de expansión óptimo de la capacidad de generación que cumple con la función objetivo de abastecer la demanda a mínimo costo involucrando los costos de inversión y operación, decidiendo qué y cuándo deben construirse los proyectos en el sistema, solucionando por lo tanto simultáneamente los problemas de dimensionamiento (*sizing*) y temporización (*timing*).

## 3 EL SISTEMA DE LA REPÚBLICA DOMINICANA

Este trabajo técnico involucra la realización de casos de estudio basados en un sistema adaptado de la República Dominicana. Con un Producto Interno Bruto de US\$ 67.5 mil millones en 2015, creciendo a una tasa promedio de 5.6% al año, la República Dominicana es el segundo país mayor del Caribe (después de Cuba) tanto por superficie como por población. En el año de 2015, el país tuvo un PIB per cápita de 6,367 US\$ corrientes por habitante y una generación de electricidad igual a 1,321 kWh por habitante. La tabla a continuación presenta los datos generales de este país (fuentes [11] y [12]):

Tabla 1: República Dominicana – Datos Generales.

República Dominicana: Características generales		
Población (2016)	10.6	millones de habitantes
Producto interno bruto (2015)	67.5	US\$ mil millones
PIB per cápita en PPP (2015)	15,000	US\$/habitante
PIB per cápita en US\$ corrientes (2015)	6,367	US\$/habitante
Crecimiento promedio del PIB (2005-2015)	5.6	% p.a.
Electrificación (2015)	98	%
Generación de electricidad per cápita (2015)	1,321	kWh/habitante/año

Las figuras a continuación ilustran respectivamente la configuración geográfica del país (fuente [11]) y la generación de energía eléctrica por origen (fuente [13]):

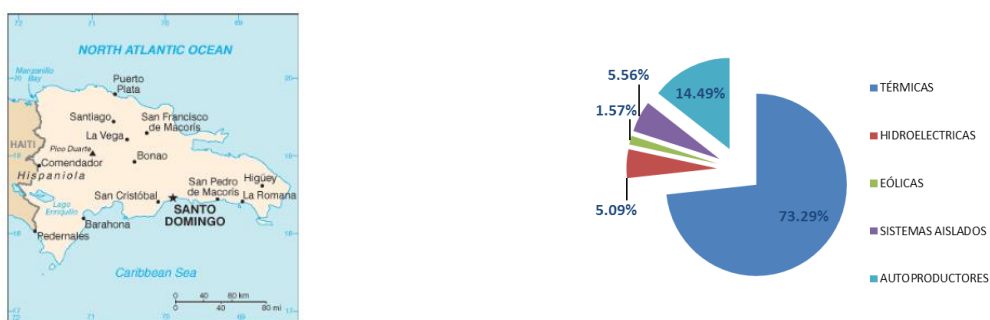


Figura 2: (a) Mapa del País [11] y (b) Generación Eléctrica por Origen [13].

Como se puede ver en la figura presentada anteriormente, la gran mayoría de la generación total y del parque de generación existente es térmico, con unidades tipo ciclo combinado y motores que emplean combustibles líquidos y gas natural transportado a República Dominicana como GNL y re-gasificado en su terminal de re-gasificación.

En la base de datos adaptada del sistema dominicano para este trabajo técnico, la potencia instalada total del sistema al final de 2015 era de 3,377 MW (20 plantas hidroeléctricas con un total de 469 MW, 33 plantas térmicas con un total de 2,967 MW y 3 plantas eólicas con un total de 210 MW).

### 3.1 Pronóstico para el crecimiento de la demanda utilizado como escenario de referencia

Las figuras a continuación presentan el pronóstico para la demanda del SENI utilizado en este trabajo técnico en el horizonte del estudio:

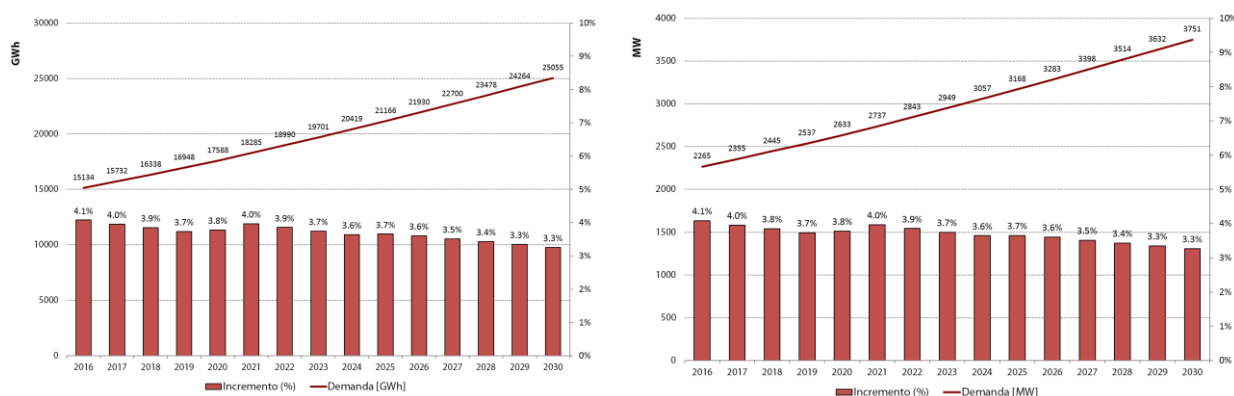


Figura 3: (a) Demanda de Energía Anual [GWh] y (b) Demanda de Punta Anual [MW].

El incremento de demanda pronosticado de referencia en el horizonte 2016-2030, como se puede ver, corresponde a un aumento promedio de 3.7%.

## 4 PROYECTOS CANDIDATOS PARA LA EXPANSIÓN

Además del sistema existente y de la proyección de crecimiento de la demanda, para el cálculo del Plan de Expansión de Generación uno necesita adicionalmente de los proyectos candidatos que son introducidos a continuación.

En este trabajo técnico fueron considerados los siguientes proyectos candidatos: 42 proyectos eólicos (7 en cada región elegida), 8 proyectos solares (4 en cada ciudad elegida), 56 proyectos térmicos (diésel, carbón y gas natural). El plan de expansión no posee centrales hidráulicas porque asumimos el supuesto de que han sido definidas todas las inversiones del estado en esta fuente de energía en el pasado y no hay proyectos hidroeléctricos que pueden ser contemplados en este estudio disponibles. Sin embargo, es importante enfatizar que las centrales hidráulicas existentes fueron despachadas de acuerdo con la política operativa óptima calculada por el modelo SDDP conforme explicado en la sección 2.

### 4.1 Proyectos Solares

Las ciudades de Santo Domingo y Santiago se eligieron como áreas de interés particular para la evaluación solar debido al interés en la generación distribuida en el país. Estas dos ciudades tienen un sólido potencial solar. Además de esto, a pesar de que otros sitios cuentan con valores de insolación aún más altos, la eficiencia de integración de la red y las economías de escala involucradas en la instalación y prestación de servicio al equipo solar, en los dos centros de mayor carga, hacen de la tecnología una fuente favorable en ambas ciudades.

Se utilizó información de escenarios horarios de medición de incidencia solar, para las dos regiones (fuentes ([13] y [14]), los cuales fueron convertidos en escenarios de producción de energía.

### 4.2 Proyectos Eólicos

De acuerdo con la referencia [14], hay seis provincias de alto potencial eólico: Montecristi, Puerto Plata, Samaná, La Altagracia, Baní y Pedernales. Sin embargo, para la realización de este trabajo estaban disponibles solamente los escenarios horarios de medición de vientos de la región de Pedernales (fuentes ([13] y [14])). Por lo tanto, se utilizó la información de correlación espacial entre las otras regiones (Baní, Montecristi, Puerto Plata, La Altagracia y Samaná) con Pedernales para generar escenarios de generación (viento) correlacionados espacialmente:

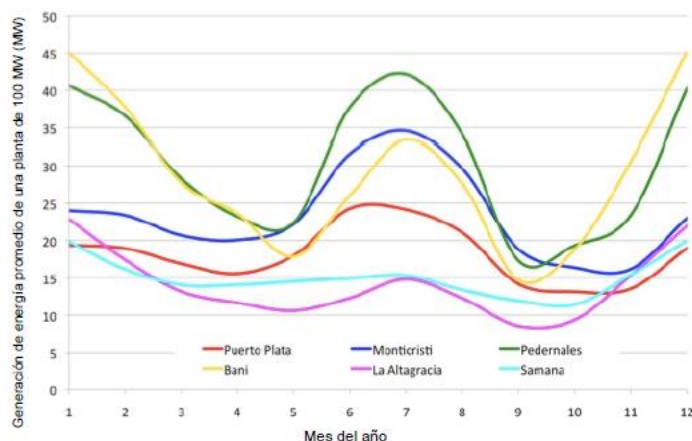


Figura 4: Variación estacional y Correlación Espacial entre las Regiones

De esta manera, para la región de Pedernales, fueron generados los escenarios representando la variabilidad de la generación de manera que el promedio de los escenarios sintéticos generados represente el promedio de la generación de hecho medida y comprobada con histórico de generación eólica en la región. Para las otras regiones, los escenarios representando la variabilidad de la generación fueron generados con base en la información de correlación espacial ilustrada en la figura 4.

### 4.3 Proyectos Renovables Elegibles

En la siguiente tabla se exponen estos proyectos su tipo, región, la potencia instalada prevista y la generación anual esperada de acuerdo con el factor de capacidad esperado para cada proyecto.

Tabla 2: Proyectos Renovables Elegibles.

Tipo	Región	Potencia Instalada [MW]	Generación Anual Estimada [GWh]	Fator Capacidad [%]
Eólico	Bani	50	121.0	27.6%
Eólico	La Altagracia	50	32.6	7.5%
Eólico	Montecristi	50	104.7	23.9%
Eólico	Pedernales	50	133.5	30.5%
Eólico	Puerto Plata	50	54.1	12.4%
Eólico	Samaná	50	41.0	9.4%
Solar	Santiago	50	95.6	21.8%
Solar	Santo Domingo	50	89.8	20.5%

#### 4.4 Proyectos Térmicos

Los proyectos térmicos candidatos considerados son de carbón y gas natural y consisten en plantas modulares de 100 MW, 143 MW y 200 MW por tecnología.

#### 4.5 Costos de los Proyectos Candidatos

Los costos de las tecnologías seleccionadas como candidatas para la expansión de largo plazo son las siguientes:

Tabla 3: Costos de los Proyectos Candidatos.

Tipo	Costo de Inversión [\$/kW]	Costo de O&M [\$/kW]	Tiempo de Vida [Años]	Capacidad Total Proyectos [MW]
GNL	1400	25	25	4962
CARBÓN	3500	37	25	2674
EÓLICO	2300	44	25	2100
SOLAR	4000	50	20	400

Los costos de los proyectos se fundamentan en los precios de proyectos similares en Centroamérica (fuentes: [15], [16], [17]). Estos costos aquí expuestos incluyen los costos de turbinas, construcción, intereses intercalares y trabajos necesarios en aspectos ambientales necesarios para poner operativo un proyecto con las tecnologías informadas.

## 5 RESULTADOS

Antes del inicio de la determinación del plan de expansión de generación, fueron considerados como fijos los siguientes proyectos de corto plazo: (i) una planta eólica de 50 MW en Montecristi, (ii) 4 plantas solares de 50 MW, 2 en Santo Domingo y 2 en Santiago, (iii) una térmica a carbón de 143 MW y (iv) una térmica a gas natural de 285 MW, todas estas en 2016 y la entrada en operación de 600 MW de centrales a carbón con fecha estimada de ingreso en 2018. Por lo tanto, la configuración del sistema en el inicio de 2016 es de 4,324 MW de potencia instalada, siendo 469 MW de hidroeléctricas, 3,395 MW de térmicas, 260 MW de eólicas y 200 MW de solares.

Tomando en cuenta el modelo OPTGEN, fueron realizados casos de estudio basados en el sistema adaptado de la República Dominicana para la planificación de expansión de la generación en el largo plazo con el fin de mantener equilibrio de mercado y margen de reserva.

### 5.1 Escenario Base

Los supuestos clave del caso base se describen a continuación: (i) proyección de la demanda: escenario de referencia; (ii) combustibles: proyección de la EIA - *Energy Information Administration* (precios en la República Dominicana); (iii) tasa de descuento anual: 12%; y (iv) horizonte de planificación de largo plazo: 2016-2030.

Para capturar la incertidumbre en la generación de hidroeléctricas y renovables no convencionales, fueron utilizados 30 escenarios forward y 10 escenarios backward en el modelo SDDP. El problema se ejecuta en un servidor virtual en AWS con 16 procesos (CPUs) y el tiempo total de ejecución fue de aproximadamente 4 minutos. En cada iteración OPTGEN-SDDP, una nueva solución de inversión/operación se encuentra y, en consecuencia, los límites superior (*upper bound*) y inferior (*lower bound*) se actualizan hasta que la solución óptima sea encontrada. En este caso, el número de iteraciones (resolución de los problemas de inversión/operación) fue de 18 alcanzando un gap de convergencia igual a 0.12%.

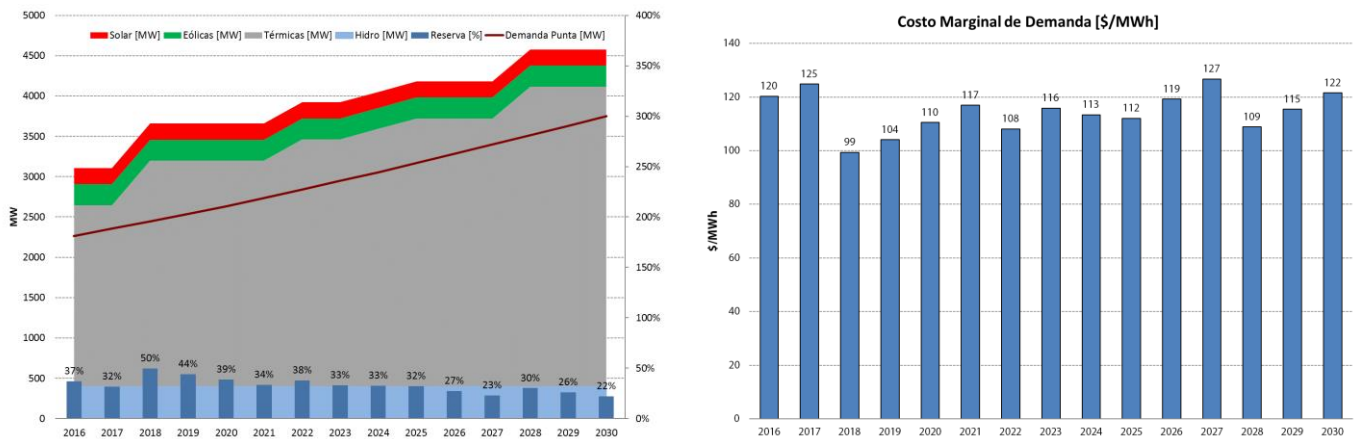


Figura 5: (a) Comparación entre la Potencia Disponible Total y la Demanda de Punta [MW] y Margen de Reserva [%] y (b) Costo Marginal de Demanda [\$/MWh].

Tabla 4: Plan de Expansión – Escenario Base.

Fecha	Carbon (MW)	Gas Natural (MW)	Eólica (MW)	Solar (MW)
01/2016	143	285	50	200
01/2017	-	-	-	-
01/2018	600	-	-	-
01/2019	-	-	-	-
01/2020	-	-	-	-
01/2021	-	-	-	-
01/2022	285	-	-	-
01/2023	-	-	-	-
01/2024	143	-	-	-
01/2025	143	-	-	-
01/2026	-	-	-	-
01/2027	-	-	-	-
01/2028	-	428	-	-
01/2029	-	-	-	-
01/2030	-	-	-	-

El modelo de simulación SDDP optimiza el despacho de generación para abastecer la demanda a mínimo costo en cada momento, esto es, ordena las unidades de generación desde la de menor costo hasta la última necesaria para satisfacer la demanda (orden de mérito).

A medida que se incorporan los nuevos proyectos de generación de alta eficiencia, el despacho de las unidades térmicas más onerosas disminuye a partir de 2018 (son desplazadas por las nuevas máquinas más eficientes) y el costo marginal de corto plazo del sistema disminuye volviendo a estabilizar alrededor de los 115 \$/MWh. Por último, se presentan los costos resultantes del sistema en todo el horizonte del estudio. El costo de inversión total es de 3,909 M\$, el costo de operación es de 10,262 M\$ y el costo total (inversión/operación) es de 14,171 M\$.

## 5.2 Análisis de Sensibilidad

También es objetivo de este trabajo técnico analizar los diferentes planes de expansión en base a diferentes escenarios. De esta manera, las siguientes variaciones serán incorporadas a fin de evaluar sus impactos:

- Escenario 1: costos de inversión 10% más altos;
- Escenario 2: mayor tasa de descuento (14%);
- Escenario 3: mayor crecimiento de la demanda<sup>1</sup>;
- Escenario 4: objetivo de alcanzar 25% de Generación Renovable No Convencional (GRNC) a partir del año 2025;

<sup>1</sup> Este escenario asume una tasa de crecimiento del PIB mayor al 6% acumulado anual y con base en una elasticidad constante entre la demanda y el PIB, se desarrolló un escenario alternativo de alto crecimiento que posee una tasa promedio de crecimiento del 5.0% anual.

Los planes de expansión se muestran en las tablas a continuación:

Tabla 5: Planes de Expansión de los Diferentes Escenarios Considerados.

Escenario 1 - Costos de inversión 10% más altos					Escenario 2 - Tasa de descuento 2% más alta				
Fecha	Carbon (MW)	Gas Natural (MW)	Eólica (MW)	Solar (MW)	Fecha	Carbon (MW)	Gas Natural (MW)	Eólica (MW)	Solar (MW)
01/2016	143	285	50	200	01/2016	143	285	50	200
01/2017	-	-	-	-	01/2017	-	-	-	-
01/2018	600	-	-	-	01/2018	600	-	-	-
01/2019	-	100	-	-	01/2019	-	200	-	-
01/2020	-	-	-	-	01/2020	-	-	-	-
01/2021	-	-	-	-	01/2021	-	-	-	-
01/2022	-	-	-	-	01/2022	-	100	-	-
01/2023	-	428	-	-	01/2023	-	-	-	-
01/2024	-	-	-	-	01/2024	-	-	-	-
01/2025	-	-	-	-	01/2025	-	428	-	-
01/2026	-	-	-	-	01/2026	-	143	-	-
01/2027	-	570	-	-	01/2027	-	-	-	-
01/2028	-	-	-	-	01/2028	-	-	-	-
01/2029	-	-	-	-	01/2029	-	-	-	-
01/2030	-	-	-	-	01/2030	-	143	-	-

Escenario 3 - Mayor crecimiento de la demanda					Escenario 4 - 25% de GRNC a partir del año 2025				
Fecha	Carbon (MW)	Gas Natural (MW)	Eólica (MW)	Solar (MW)	Fecha	Carbon (MW)	Gas Natural (MW)	Eólica (MW)	Solar (MW)
01/2016	143	285	50	200	01/2016	143	285	50	200
01/2017	-	-	-	-	01/2017	-	-	-	-
01/2018	600	-	-	-	01/2018	600	-	-	-
01/2019	285	-	-	-	01/2019	-	-	-	-
01/2020	143	-	-	-	01/2020	-	-	-	-
01/2021	285	-	-	-	01/2021	143	-	-	-
01/2022	-	-	-	-	01/2022	143	-	-	-
01/2023	-	-	-	-	01/2023	-	-	-	-
01/2024	428	-	-	-	01/2024	-	-	-	-
01/2025	-	-	-	-	01/2025	-	-	1,500	100
01/2026	-	-	-	-	01/2026	-	-	-	50
01/2027	-	285	-	-	01/2027	-	285	-	50
01/2028	-	-	-	-	01/2028	-	-	-	-
01/2029	-	-	-	-	01/2029	-	-	-	150
01/2030	-	-	-	-	01/2030	-	-	-	-

En primer lugar, se observa que en el escenario base entran en operación solamente las plantas renovables en el corto plazo que son decisiones fijas. Los supuestos de combustibles, los factores de capacidad de los proyectos renovables y sus costos de inversión, generan una clara preferencia por combustibles líquidos y todavía hay una expansión preponderante de tecnologías sucias de Carbón.

Comparando los planes de expansión de los escenarios base y 1, se observa que el incremento de 10% en los costos de inversión es muy representativo para las plantas a carbón, afectando directamente su competencia y el plan se queda basado en gas natural.

A mayores tasas de costo del capital, como observado en el escenario 2, el Valor Actual Neto (VAN) que representa todos los desembolsos de los costos anualizados de inversión relativo a las térmicas a carbón se queda representativamente más grande que el VAN de las térmicas a gas, también interfiriendo directamente en el análisis de *trade-off*.

Por otro lado, cuando un mayor crecimiento de la demanda ocurre, como se observa en el escenario 3, el costo operativo quedase más representativo. A criterio de ejemplificación, los valores promedio del costo operativo de las térmicas candidatas a gas natural en 2016 y en 2030, son respectivamente iguales a 83 \$/MWh y 102 \$/MWh, y de las térmicas candidatas a carbón son iguales a 53 \$/MWh y 68 \$/MWh. De esta manera, con una mayor demanda se observa un mayor factor de despacho de las plantas, aumento el peso del costo operativo en el análisis de *trade-off*, justificando el plan de expansión estar basado en carbón en el escenario 3.

Al analizar el escenario 4, se observa que como los factores de capacidad de los proyectos candidatos renovables no son altos, el modelo tiene que añadir 1600 MW de potencia instalada para cumplir con el objetivo de alcanzar 25% de GRNC en 2025. Además, cuando se compara los costos resultantes del sistema en todo el horizonte del estudio, uno observa que el costo de inversión total aumentó 15%, el costo de operación disminuyó 2% y al final, el costo total (inversión/operación) aumentó 3%.

## 6 CONCLUSIONES

Países en todo el mundo están buscando reducir su dependencia de combustibles fósiles y disminuir las emisiones que alteran el clima. La República Dominicana también necesita reducir su dependencia de la importación de combustibles fósiles pues esta dependencia ocasiona un alto costo a la economía del país,

haciéndolo muy vulnerable a las fluctuaciones del precio global del petróleo, creando una balanza comercial desfavorable, así como también contribuyendo al cambio climático global.

De acuerdo con la referencia [14], fueron identificados 78 sitios eólicos con un factor de carga superior al 30%. Como se puede observar en la Tabla 2, solamente en la región de Pedernales un factor de carga superior al 30% fue encontrado. De esta manera, se hacen necesarias una mayor investigación de los potenciales y la instalación de más estaciones de medición para viabilizar un mejor aprovechamiento de los recursos renovables del país.

Además, los costos de inversión en plantas eólicas y solares también son un punto clave para la expansión de la generación. A criterio de ejemplificación, en Brasil, costos de inversión alrededor de 1200 \$/kW a 1700 \$/kW de estas tecnologías ya son observados. En este caso, políticas de desarrollo y incentivo para habilitar la ganancia de escala económica de la industria local son fundamentales.

En conclusión, este trabajo técnico muestra que la utilización de herramientas computacionales que determinan el Plan de Expansión de la Generación (PEG) de menor costo a través de la optimización del *trade-off* entre los costos de inversión para la construcción de nuevos proyectos y el valor esperado de los costos operativos son muy importantes por permitir una representación detallada de la operación del sistema bajo incertidumbre e involucrar estos detalles claves en el proceso de toma de decisión de inversión y expansión de los sistemas eléctricos.

## 7 REFERENCIAS

- [1] J. P. Costa, N. M. Campodónico, B. G. Gorenstin, M. V. F. Pereira, "A Model for Optimal Energy Expansion in Interconnected Hydrosystems", 10th PSCC, Austria, Aug. 1990.
- [2] B. G. Gorenstin, N.M.Campodónico, J. P. Costa, M. V. F. Pereira, "Stochastic Optimization of a Hydrothermal System Including Network Constraints", IEEE Trans. on PAS, Vol 7, No.2, May 1992.
- [3] B. Gorenstin, N. Campodónico, J. Costa, and M. Pereira, "Power system planning under uncertainty", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.8, No.1, Feb. 1993.
- [4] B. G. Gorenstin, J.P.Costa, M. V. F. Pereira, N. M. Campodónico, "Power System Expansion Planning Under Uncertainty", 11th PSCC, 1993.
- [5] PSR, "OPTGEN – Modelo de planificación de la expansión de geración y de interconexiones regionales", <http://www.psr-inc.com/software-es/?current=p4042>.
- [6] N. Campodónico , S. Binato , R. Kelman , M. Pereira , M. Tinoco , F. Montoya , M. Zhang, F. Mayaki, "Expansion Planning of Generation and Interconnections Under Uncertainty", Conference: 3rd Balkans Power Conference, At Romania, May 2003.
- [7] PSR, "SDDP – Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red", <http://www.psr-inc.com/software-es/?current=p4030>.
- [8] M. V. F. Pereira and L. M. V. G. Pinto, "Multi-stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning", Mathematical Programming, vol. 52, no. 1-3, pp. 359–375, 1991.
- [9] M. V. F. Pereira and L. M. V. G. Pinto, "Stochastic Optimization of Multireservoir Hydroelectric System – a Decomposition Approach", Water Resource Research, Vol. 21 No. 6, 1985.
- [10] S. Granville, G. C. Oliveira, L. M. Thomé, N. Campodónico, M. L. Latorre, M. Pereira, L. A. Barroso, "Stochastic Optimization of Transmission Constrained and Large Scale Hydrothermal Systems in a Competitive Framework," Proceedings of the IEEE General Meeting, Toronto, 2003.
- [11] Central Intelligence Agency (CIA), [www.cia.gov](http://www.cia.gov).
- [12] International Monetary Fund (IMF), [www.imf.org](http://www.imf.org).
- [13] Comisión Nacional de Energía (CNE), <http://www.cne.gob.do>.
- [14] Ochs, X. Fu-Bertaux, M. Konold, S. Makhijani, S. Shrank, y C. Adkins, "Worldwatch Institute – Estrategia para un Sistema de Energía Sustentable: Aprovechamiento de los Recursos Eólicos y Solares de la República Dominicana", 2011.
- [15] Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR) del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), <http://www.ceaconline.org>.
- [16] GTPIR-CEAC, "Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación", Octubre, 2012, <http://www.ceaconline.org/documentos.php?cat=4>.
- [17] GTPIR-CEAC, "Base de Datos Regional del CEAC para el programa SDDP", Octubre, 2012, <http://www.ceaconline.org/documentos.php?cat=4>.