



Comparación del Riesgo en el Plan Maestro de Transmisión en los Períodos 2014-2023 y 2016-2025 bajo Incertidumbre

**Fredy Ferreira, Daniel Ríos, Félix Fernández,
Gabriel Baum, Gerardo Blanco**
Grupo de Investigación en Sistemas Energéticos,
Universidad Nacional de Asunción

Francisco Escudero
Administración Nacional de Electricidad
ANDE

Paraguay

RESUMEN

La Planificación del Sistema de Transmisión (PST) de energía eléctrica tiene como objetivo desarrollar un plan de inversiones en infraestructura eléctrica que asigne adecuada y oportunamente recursos financieros para garantizar el suministro de la demanda a lo largo de un periodo de tiempo. Usualmente, este plan se diseña considerando indicadores de confiabilidad (Probabilidad de falla, tiempo de falla, etc.), que a su vez dependen de las solicitaciones (Evolución y tipo de demanda a ser atendida, clima, condiciones climáticas, desastre naturales, etc.) que el sistema de transmisión sufre de acuerdo al país.

Actualmente, Paraguay a través de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) diseña su PST, el cual denomina Plan Maestro (PM), asumiendo condiciones deterministas, sobre el crecimiento de la demanda y los costos de generación. Bajo esta hipótesis, el resultado de la PM posiblemente plantearía alternativas que no se adapten a condiciones favorables o desfavorables, haciendo que los recursos financieros involucrados caigan en condiciones de irreversibilidad, aumentando el riesgo innecesariamente.

En dicho contexto, este artículo pretende someter el resultado de la PST del PM-ANDE 2014-2023 y de la PST del PM-ANDE 2016-2025 a un análisis de condiciones estocásticas sobre el crecimiento de la demanda, con el fin de comparar ambos resultados y estudiar su desempeño. Es importante tener en cuenta que el criterio de análisis está enfocado al análisis de Beneficio Social Incremental (BSI) y el criterio de comparación está enfocado al análisis del Valor Presente Neto estocástico (VPNe) con su respectiva valoración de riesgo.

PALABRAS CLAVES

Análisis de Riesgo, Flujo de Potencia Óptimo, Incertidumbre, Movimiento Browniano, Planificación de Sistemas de Transmisión.



1. INTRODUCCIÓN

La planificación de la expansión del sistema de transmisión tiene como objetivo desarrollar la red eléctrica existente mediante inversiones, para que en los próximos años satisfaga el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, sujetos a la confiabilidad, seguridad y economía del sistema. En este sentido, la planificación tiene como finalidad establecer cuándo, dónde y cuántas nuevas líneas y subestaciones deberían ser instaladas en la red eléctrica atendiendo los criterios técnicos y económicos [1].

En consecuencia, la asignación eficiente de inversiones y el tiempo de toma de decisiones en la expansión en la red de transporte son cada vez más importantes, por tener características intrínsecas que inciden en las decisiones de inversión como la distribución del flujo de potencia por la mínima impedancia, el límite térmico de los conductores, el crecimiento de demanda, ubicación de nuevos centros de generación. Por tanto, el sistema de transmisión tienen características específicas que deben tenerse en cuenta ya que estos atributos son cruciales en el desempeño de una alternativa de inversión [1]-[3].

El problema principal de la ejecución de inversiones en transmisión yace en su propia naturaleza. Un gran número de trabajos reconocen algunas de sus características, tales como: presencia de economías de escala, irreversibilidad, baja adaptabilidad, uso de capital intensivo, de un solo paso, alto valor de la opción de diferir y elevada exposición a las incertidumbres de largo plazo [1]-[3]. Por lo tanto, los escenarios de valoración de la inversión deben considerar la presencia intrínseca de la flexibilidad, la cual ofrece la posibilidad de adaptar rápidamente el plan de inversión de los sistemas de potencia a bajo costo, debido a las situaciones futuras que se presenten, y, es decir, previsto o no, en las condiciones que se esperaban en el momento en que el mismo fue decidido [3]-[4]. Por lo tanto, la estrategia de considerar la flexibilidad en los proyectos de inversión puede caracterizarse como una técnica de manejo de riesgos, que permite gestionar adecuadamente las incertidumbres, que aún no pueden ser resueltas al momento de tomar decisiones [5].

En ese contexto, este trabajo pretende valorar el riesgo de la ejecución de las inversiones en la transmisión de energía eléctrica paraguaya, en los dos últimos planes de expansión del país, bajo condiciones de incertidumbre de la demanda eléctrica.

Este trabajo es una continuación de la investigación abordada por los autores en [6]. La metodología y el caso de estudio propuesto se detallan a profundidad en lo sucesivo del presente artículo.

2. MODELADO DE LA EXPANSIÓN EN LA RED DE TRANSMISIÓN

La expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) del Paraguay, se da en el marco de la ejecución de obras contempladas en el Plan Maestro de Generación y Transmisión de la ANDE, el cual busca acompañar el crecimiento proyectado de la demanda, donde las incertidumbres sobre la demanda presentan un comportamiento estocástico. Su impacto sobre la capacidad de transmisión y, consecuentemente, sobre las unidades generadoras, es cuantificado a través de un modelo de simulación del despacho óptimo de carga del SIN. Luego, la diferencia de costos de operación del SEP en los escenarios, donde no se incluyen nuevas obras, y un escenario donde son ejecutadas nuevas obras según el plan maestro, definirá el Beneficio Social Incremental (BSI) del país, lo que permitirá cuantificar el rendimiento de las inversiones del Plan Maestro ANDE.

XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
06 y 07 de Setiembre de 2018

crecimiento determinístico de la demanda. No obstante, la literatura refiere que el comportamiento de esta variable es estocástico por naturaleza [3]. En [8] se considera un modelo que considera el comportamiento estocástico de la demanda, en la cual incorpora un componente determinístico y un componente que represente la existencia de fluctuaciones aleatorias alrededor del primero. El componente fijo de crecimiento de la demanda consiste en una tasa tendencial anual, la cual, generalmente, se caracteriza como el crecimiento anual promedio obtenido sobre una serie histórica dada. Las desviaciones aleatorias de la tasa de crecimiento en torno al valor esperado, son interpretadas como un error de previsión de la tasa de crecimiento [8]. De acuerdo con el Teorema del Límite Central, se asume que este componente aleatorio presenta una distribución gaussiana. Atendiendo a la generalización del Proceso de Wiener, esta componente se puede formular como sigue:

$$dz = \varepsilon\sqrt{dt} \quad (1)$$

Donde la variación de la variable z durante un corto intervalo dt se define por el producto de la variable aleatoria y la raíz cuadrada de la longitud del período. ε es llamado “ruido blando”, es decir, es una variable aleatoria independiente que presenta una distribución gaussiana, con valor esperado igual a 0 y varianza 1. Entonces, el modelo estocástico que representa el cambio en la tasa de crecimiento de demanda dR dentro de un intervalo dt , se puede generalizar mediante la formulación del Movimiento Browniano Tendencial [8], acorde a la siguiente expresión:

$$dR(t) = \mu_{d_i}(t) \cdot dt + \sigma_{d_i}(t) \cdot dz \quad (2)$$

Donde μ_{d_i} es la media estimada de la tasa de crecimiento para el año t , $\sigma_{d_i}^2$ es la varianza no condicional estimada para el intervalo de tiempo dt , y dz es el proceso de Wiener. Los parámetros estocásticos utilizados para este trabajo se consideraron constantes a través del tiempo. Los mismos, se muestran en la Tabla I y fueron obtenidos a partir de [10].

Tabla I. Parámetros Estocásticos

PM-ANDE	μ_{d_i} [%]	σ_{d_i} [%]
2014-2023	8.03	4.27
2016-2025	7.3	3.9

2.3 Flujo de Potencia Optimo del SIN

El cálculo del OPF, tiene como objetivo determinar el despacho de generación óptimo, con lo cual se minimiza los costos de operación bajo restricciones técnicas inherentes al sistema eléctrico. Para este trabajo se considera la demanda de forma inelástica, sugerido en [8], lo cual establece que, a

pesar que acontezcan cambios importantes dentro del mercado, tales como un aumento de precios de la energía eléctrica, los usuarios no son capaces de cambiar su demanda en el corto plazo.

Por simplicidad, este trabajo emplea la variante de cálculo del OPF, el OPF-DC es decir, sin considerar el flujo de potencia reactiva, ni las pérdidas en las LT. Una prestación importante del OPF-DC es el ahorro del tiempo de cómputo debido al empleo de un modelo simplificado de flujo de potencia.

Para la minimización del costo de generación, el problema de optimización puede formularse matemáticamente como sigue [8].

$$\text{Función objetivo} = \min[\sum_i \sum_g C_g(P_g^i)] \quad (3)$$

Sujeto a restricciones de balance de potencia para el nodo i , de producción máxima de cada generador y de flujo de potencia de todas las LT para la estabilidad del sistema.

$$\sum_g P_g^i - \sum_d P_d^i - \sum_l F_l^i = 0 \quad (4)$$

$$P_g^{i,min} \leq P_g^i \leq P_g^{i,max} \quad (5)$$

$$F_l^{min} \leq F_l \leq F_l^{max} \quad (6)$$

De la ecuación (3) al (6), C_g es la curva de oferta del generador en [USD/h], P_g^i y P_d^i son las potencias en [MW] producidas por el generador g y la demanda d en el nodo i , respectivamente, mientras que F_l es el flujo de potencia para cada línea de transmisión del sistema.

3 Evaluación Financiera

Este trabajo utiliza el Ahorro en Costos de Generación (ACG) como criterio para evaluar el desempeño económico de la expansión de la red. Por lo tanto, incorporado el modelado del crecimiento estocástico de la demanda para distintas realizaciones de la operación del SIN, el trabajo considera dos escenarios para valorar la ejecución de inversiones. Por un lado, se determina el costo de generación a obtener sin la ejecución de las obras del Plan Maestro ANDE de generación y transmisión, mientras que por el otro, los costos obtenidos contemplan la ejecución de dichas obras. Finalmente, con ambos valores podemos obtener el ACG como la diferencia entre ambos costos obtenidos, con lo cual es posible definir el Beneficio Social Incremental (BSI) del sistema. Ésta última es el principal insumo de la posterior evaluación económica del portafolio de inversiones.

3.1 Flujo de Fondo Descontado Estocástico

Este trabajo emplea como referencia para la valoración de inversiones bajo incertidumbre el concepto de Flujo de Fondo Descontado Estocástico, previamente desarrollado en [9]. En lo sucesivo, son presentadas las generalidades de la metodología.

El Flujo de Fondo Descontado Estocástico (FFDE) del proyecto puede ser definido como un conjunto de flujos de fondos obtenidos a partir de los resultados de despacho proveídos por el OPF-

XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
06 y 07 de Setiembre de 2018

DC, así como también, considerando los desembolsos de capital efectuados para el proyecto de expansión [3]-[9]. El flujo de fondos resultante de cada simulación de Monte Carlo está compuesto por, el Ahorro en los Costos de Generación (ACG) y los costos de inversión [9]. Finalmente, los flujos de fondos del BSI que se originan a causa de la ejecución del proyecto de expansión son descontados al año inicial de la valoración por el Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC, Weighed Average Capital Cost, por sus siglas en inglés) para obtener los FFDE propiamente [9]. La formalización matemática de este método se presenta a continuación:

$$VP(BSI_{s,w,t_n}) = \sum_{t=t_n}^T \left(\frac{ACG_{t,w}^S}{(1+WACC)^t} \right) \quad (7)$$

$$VPN(BSI_{s,w,t_n}) = \sum_{t=t_n}^T \left(\frac{ACG_{t,w}^S - I_{s,t}}{(1+WACC)^t} \right) \quad (8)$$

$$\mathbb{E}[VPN(BSI_{s,w,t_n})] = \sum_{\omega=1}^{\Omega} \frac{1}{\Omega} (VPN(BSI_{s,w,t_n})) \quad (9)$$

De la ecuación (7) al (9), $ACG_{t,w}^S$ e $I_{s,t}$ representan los Ahorros en Costos de Generación para w realizaciones de Monte Carlo y los Costos de Inversión respectivamente. Las ecuaciones (7) y (8) son el VP y el VPN del BSI , ejecutando la estrategia de inversiones s en el año t_n y T es el horizonte de inversión. Finalmente, la ecuación (9) define el Valor Esperado del VPN para Ω realizaciones de Monte Carlo. En cada caso, los sub-índices corresponden al t -ésimo año, i -ésima realización de la simulación de Monte Carlo [9].

3.2 Valoración del Riesgo

En finanzas, la definición de riesgo se refiere a la probabilidad de recibir un retorno de una inversión diferente al retorno esperado. De esta forma, el riesgo incluye no solo retornos esperados negativos sino también positivos, para este último se refiere a retornos más elevados a los esperados. De hecho, es posible referirse al primero como *downside risk* y al segundo *upside risk*, ambos son considerados en la medición del riesgo.

Además del retorno esperado, un inversor debe considerar lo siguiente: - El margen de variación de los retornos recibidos en torno al retorno esperado que es medido por la varianza o desvío estándar. - El sesgo el cual es la diferencia entre la esperanza y el valor del parámetro que se estima. - La curtosis que muestra la forma de la distribución, que tan achatada o apuntada es la misma, indicando la cantidad de datos que están cerca de la media. Los inversores deberán evaluar el compromiso entre lo deseable (elevado retorno esperado, sesgamiento positivo, baja varianza y baja curtosis) en la toma de decisiones.

En este trabajo, se considera al riesgo como la parte del *downside risk*, es decir:

$$Riesgo = P(\mathbb{E}[VPN(BSI_{s,w,t_n})]) < 0 \quad (10)$$

La ecuación (10) representa la probabilidad de la esperanza del VPN sea menor a cero, en cada ω simulación de Monte Carlo ejecutando la estrategia de inversiones s en el año t_n .

4. SIMULACIONES Y RESULTADOS

El caso de estudio pretende ilustrar la metodología propuesta, con el objetivo de analizar el riesgo inherente a inversiones de los dos últimos planes de expansión del sistema de transmisión eléctrico paraguayo, considerando la evolución incierta del crecimiento de la demanda de energía eléctrica. El análisis se realizó a través del modelo matemático propuesto, se consideró el comportamiento estocástico de la tasa de crecimiento de la demanda eléctrica máxima durante el horizonte de inversión en cada PM.

Para las situaciones de déficit de energía, el Costo de Energía No Suministrada es igual a 2940 USD/MWh, de acuerdo a datos proveídos por la ANDE [11]. Además, en la evaluación económica se consideró una tasa de costo de capital anual del 9% sobre el horizonte [12], en ambos portafolio de inversiones de los planes de expansión de la PM propuesto por el administrador de energía eléctrica en los períodos del año 2014-2023 y del 2016-2025.

Se tomó en cuenta un criterio de convergencia al valor esperado, debido a la aplicación del método de Monte Carlo, el cual consiste en cumplir con un error relativo del 1%, en un intervalo de confianza del 90% [13]. Para el régimen normal de funcionamiento del sistema, fueron necesarias 2000 simulaciones de OPF-DC en cada año de estudio, para satisfacer la convergencia a la esperanza del VPN bajo dicho criterio. El OPF-DC se calcula utilizando el software MATPOWER 6.0, el cual es un paquete de simulación del SEP en ambiente MATLAB [14].

Los resultados de la evaluación basada en el enfoque del BSI, se aprecia en la Tabla II y detallada en la figura 2a, donde se puede observar el riesgo y la esperanza del VPN, en los dos planes de expansión de la red de transmisión. Considerando la duración de la demanda máxima o pico del sistema de 4% anual.

TABLA II. $E[VPN(BSI)]$ y Riesgo del Portafolio de Inversiones en la Red de Transmisión

PLAN MAESTRO DE TRASMISIÓN - ANDE		
PERIODO	2014-2023	2016-2025
$E[VPN(BSI)]$ (MUSD)	538.2	2202.8
RIESGO (%)	22.95	16.46

En la figura 2a, figura 2b y figura 2c se muestra un análisis de sensibilidad en la duración de la demanda máxima anual. Mostrando una notoria reducción del perfil de riesgo en ambos planes, con el aumento de horas picos en el sistema. Siendo, la PST del PM 2014-2023 con mayor decaimiento

XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
06 y 07 de Setiembre de 2018

en el valor del riesgo, sin embargo en la PST del PM 2016-2025 se tiene una mayor esperanza en el BSI.

De forma detallada tenemos en la figura 2b, que para 6% de hora pico anual, la PST del PM 2016-2025 arrojó un riesgo de 7% y una $\mathbb{E}[\text{VPN}]$ de 4 266 MUSD, mientras que la PST del PM 2014-2023 arrojó un menor riesgo de 6% y una menor $\mathbb{E}[\text{VPN}]$ de 1 911 MUSD. Análogamente, en la figura 2c, para 8% de hora pico anual, la PST del PM 2016-2025 arrojó una $\mathbb{E}[\text{VPN}]$ de 6 518 MUSD y la PST del PM 2014-2023 una $\mathbb{E}[\text{VPN}]$ de 3 410 MUSD. En consecuencia, para los distintos escenarios se cuantificó un mayor BSI en la PST del PM 2016-2025.

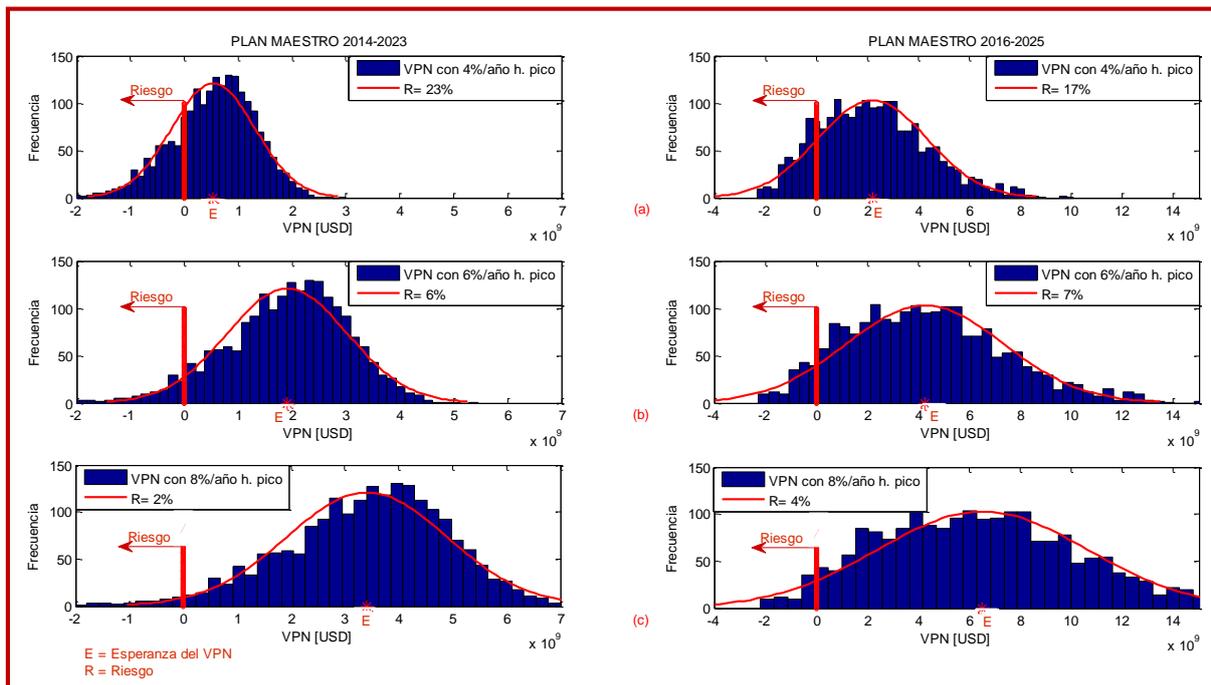


Figura 2. Análisis de Sensibilidad en la duración de horas pico anual

CONCLUSIONES

En este trabajo, la aplicación de un marco metodológico se presentó para valorar de manera inédita el rendimiento de las inversiones en la PM paraguayo, en los dos últimos planes de expansión de los períodos 2014-2023 y 2016-2025 elaborados por la ANDE, considerando el comportamiento estocástico del crecimiento de la demanda.

Luego de maximizar el BSI por las inversiones comprendidas en el plan de infraestructura eléctrica de la ANDE, los resultados muestran los mayores valores de $\mathbb{E}[\text{VPN}]$ (BSI) con respecto al Riesgo, obtenidos en los escenarios del portafolio de inversiones en transmisión del Plan Maestro del período 2016-2025. Cabe destacar que en dicho plan se tiene una disminución en las inversiones, con respecto al anterior, sin afectar a la confiabilidad y seguridad del suministro de energía eléctrica. Por tanto, se cuantificó que la PST del PM 2016-2025 con respecto al anterior, presenta mayor eficiencia económica y robustez a distintos escenarios probables de crecimiento de demanda.



BIBLIOGRAFÍA

- [1] R. Hemmati, R. A. Hooshmand, and A. Khodabakhshian, “State-of-the-art of transmission expansion planning: Comprehensive review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 23, pp. 312–319, 2013.
- [2] P. Vasquez y F. Olsina, “Valuing flexibility of DG investments in transmission expansion planning,” *Power Tech IEEE Lausanne*, 2007 pp. 695-700.
- [3] G. Blanco, F. Olsina and F. Garcés, “Transmission investments under uncertainty: the impact of flexibility on decision-making,” in *IEEE PES General Meeting*, San Diego, 2010, p. 1-10.
- [4] G. Latorre, R. Cruz, J. Areiza, and A. Villegas, “Classification of publications and models on transmission expansion planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.18, pp. 938-946, 2003.
- [5] V. Miranda and L. Proenca, “Why risk analysis outperforms probabilistic choice as the effective decision support paradigm for power system planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, issue 2, pp. 643-648, 1998.
- [6] F. Ferreira, D. Ríos, F. Fernández, F. Escudero and G. Blanco, "Análisis de Riesgo de Inversiones en el Plan de Expansión del Sistema Transmisión Eléctrico Paraguayo bajo Incertidumbre," en XVII Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ, 2017.
- [7] División de Estudios Energéticos . Plan Maestro de Generación y Transmisión 2014-2023 y 2016-2025. ANDE. Paraguay. Disponible: http://www.ande.gov.py/plan_maestro.php
- [8] G. Blanco, D. Waniek, F. Olsina, F. Garcés, and C. Rehtanz, “Flexible investment decisions in the European interconnected transmission system,” *Electric Power Systems Research*, vol. 81, issue 4, pp. 984-994, 2011.
- [9] S. López, A. Aguilera and G. Blanco, “Transmission Expansion Planning under Uncertainty: An Approach based on Real Option and Game Theory against Nature”, *IEEE Latin America Transactions*, vol. 11, issue1, pp. 566-571, 2013.
- [10] División de Estudios Energéticos. Mercado Eléctrico Nacional 2013-2023. ANDE. Paraguay. Informe N° DEE/TM-001/2013. Abril 2013.
- [11] Estudios Energéticos Consultores (2015, Mayo). Estudio de tarifas, resumen ejecutivo. ANDE. Paraguay. Disponible: <http://www.ande.gov.py>.
- [12] División de Estudios Económicos y del Medio Ambiente. Costo Promedio Ponderado del Capital. ANDE. Paraguay. Informe N° DPE/DEE 18/2010.
- [13] G. Fisherman, *Monte Carlo: Concept, Algorithms and Applications*, vol. I. New York: Springer 1996, pp. 21-120.



Comité Nacional Paraguayo



Unión de Ingenieros de ANDE

**XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
06 y 07 de Setiembre de 2018**

- [14] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, y R. J. Thomas, "MATPOWER steady-state operations, planning and analysis tools for power systems research and education," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 26, no. 1, pp. 12-19, Feb. 2011.