

## **Análisis de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Paraguayo como herramienta de priorización de Obras de Transmisión**

**Diana Valdéz Barboza<sup>ab</sup>, Oscar Torres<sup>b</sup>**

**<sup>a</sup>Facultad Politécnica - Universidad Nacional de Asunción, <sup>b</sup>Administración Nacional de Electricidad**

### **Paraguay**

#### **1.1 Resumen**

Con la inclusión de generación renovable no convencional y una red cada vez más extensa, la tarea de planificar las futuras obras necesarias en transmisión se torna en un ejercicio de complejidad creciente. En economías en desarrollo con limitados recursos para inversiones, como el caso de Paraguay, muchas veces se opta por expansiones que implican reconfiguraciones de red utilizando la infraestructura existente, situación que difícilmente se capta con la planificación convencional considerando solamente nuevos corredores en transmisión. Ante estos desafíos, seleccionar y priorizar obras candidatas es una labor que debe analizarse desde diversas aristas como el costo de inversión, beneficio social de la obra, confiabilidad del sistema, impacto medioambiental entre otros. En este trabajo, se propone una metodología de análisis y priorización de obras del Plan Maestro de Transmisión de la Administración Nacional de Electricidad con base en índices de confiabilidad del sistema medidos con la esperanza de energía no suministrada para contingencias del tipo N-1. Para considerar el valor esperado, se toman las probabilidades de ocurrencia de cada falla y el tiempo medio de reparación y se calcula la energía no suministrada en cada caso. Esta metodología es aplicada a un sistema equivalente del Sistema Interconectado Nacional considerando la inclusión de obras y niveles de carga al año 2030. Finalmente, con los resultados obtenidos de las simulaciones, es posible priorizar las obras analizadas según su impacto en la confiabilidad del sistema eléctrico paraguayo.

#### **1.2 Palabras clave**

confiabilidad, esperanza de energía no suministrada, tasa de falla, tiempo medio de reparación.

---

**XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE**  
**23 y 24 de Junio 2022**

---

**1. INTRODUCCIÓN**

Inicialmente, los estudios de confiabilidad estaban dirigidos a los sistemas de generación, donde el interés principal estaba enfocado en determinar la disponibilidad de potencia y energía generada. Más adelante, al evaluar el costo intensivo de construir una nueva central de generación para aumentar la confiabilidad de un sistema, el concepto se extendió a la transmisión y distribución del sistema eléctrico.

En ingeniería, la confiabilidad puede ser definida como la probabilidad de un componente, sistema o equipo de cumplir con sus funciones preestablecidas, en un periodo de tiempo deseado y cumpliendo con determinadas condiciones operativas o de funcionamiento. Entonces, se puede afirmar que un sistema es confiable si cumple con sus funciones preestablecidas bajo determinadas condiciones de operación. Algunos aspectos a tener en cuenta para la confiabilidad son la adecuación, la seguridad e integridad del sistema. La adecuación se refiere a atender la demanda en condiciones estáticas y se considera el límite de capacidad de los equipos, límites de tensión, interrupciones programadas y no programadas, en cuanto a la seguridad se tiene en cuenta la capacidad de soportar perturbaciones dinámicas como la pérdida brusca de generación o transmisión que pueda provocar una inestabilidad dinámica transitoria o de tensión, mientras que la integridad se refiere a la habilidad de mantener las diferentes áreas operativas, que conforman el sistema, conectadas ante la presencia de contingencias severas. En la literatura, la mayoría de las técnicas para la evaluación de la confiabilidad se encuentran en el ámbito de la adecuación [1].

La función principal de los sistemas de potencia es la de abastecer la demanda con criterios de confiabilidad y al menor costo posible. Con base en esto, se puede considerar que una falla en el sistema de potencia está definida como la incapacidad de abastecer la demanda y que supone cortes de carga. En la misma línea, se puede afirmar que un sistema libre de fallas es un sistema 100% confiable, sin embargo, este tipo de sistemas supone un nivel de inversiones que tiende al infinito, por otro lado, el déficit de inversiones puede llevar al sistema a un estado de excesivos cortes, por lo que en la planificación y operación de sistemas de potencia se busca un nivel de compromiso entre la confiabilidad y el nivel de inversiones [2].

Actualmente la tarea del planificador de la expansión de sistemas de transmisión y generación es una labor de complejidad creciente, por el mismo funcionamiento del mercado eléctrico, la cantidad y funciones de los actores y agentes del mismo. Una vez que se cuentan con un conjunto de posibles obras para expandir el sistema, es necesario priorizarlas de acuerdo a ciertos criterios que respondan a las necesidades del planificador o inversor. En este sentido, uno de los criterios a tener en cuenta es la confiabilidad del sistema ante la ocurrencia de eventos o perturbaciones.

Desde la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) se realizan diversos estudios con el fin de determinar el nivel de demanda a futuro y finalmente el conjunto de obras necesarias, en generación, transmisión y distribución, para poder abastecer esta demanda con criterios de confiabilidad y con el menor costo de operación. Para el Plan Maestro de Transmisión 2021-2030, con base en el escenario de demanda, se realizan estudios eléctricos basados en el análisis de régimen permanente del sistema, es decir simulaciones de flujo de potencia, tomando como premisa principal de planificación el suministro de la demanda total proyectada a futuro, sin violaciones de los criterios límites de tensión, nivel de carga en las líneas de transmisión y equipos de transformación, márgenes de carga activa ante condiciones normales de operación del Sistema (con red completa) [3].

Además, se evalúan condiciones de red incompleta, Criterio N-1, en el que se simula la pérdida de larga duración de un solo elemento del sistema a la vez. Las indisponibilidades analizadas comprenden los corredores principales de transmisión en los niveles de 220 y 500 kV, donde se tiene la mayor cantidad de carga afectada. La finalidad de considerar estas perturbaciones es la de estimar el desempeño del sistema en estas condiciones críticas, para evaluar la necesidad de introducción de obras de refuerzo [3].

**XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE**  
**23 y 24 de Junio 2022**

Con miras a implementar a futuro el Criterio N-1 de forma probabilística en los estudios previos para la elaboración del Plan Maestro de Transmisión de ANDE, se elabora el presente trabajo, donde se explora la consideración de la confiabilidad asociada a la probabilidad de ocurrencia de fallas y el tiempo medio de reparación de cada falla, para considerar todos los eventos del tipo N-1 que pueden ocurrir en el Sistema Interconectado Nacional paraguayo (SIN).

## 2. OBJETIVOS

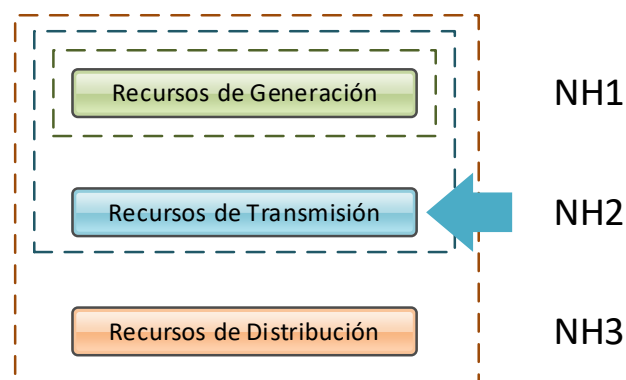
El objetivo principal de este trabajo es el de analizar índices de confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia como herramienta de priorización de obras en transmisión.

Los objetivos secundarios son a) identificar los diferentes índices de confiabilidad, b) seleccionar un criterio de análisis para la evaluación de índices de confiabilidad probabilísticos y c) aplicar el criterio propuesto de análisis a un caso de estudio.

## 3. MARCO TEÓRICO

### 3.1. Confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) han ido evolucionando a lo largo del tiempo hasta convertirse en sistemas complejos en el diseño, la planificación y la operación. La función principal de los SEP es la de abastecer a la demanda con criterios de confiabilidad y al mínimo coste posible. Como se mencionó anteriormente, al hablar de confiabilidad se tiene en cuenta la adecuación, seguridad e integridad del servicio eléctrico y la diferencia principal radica en el horizonte temporal y naturaleza de los elementos analizados. La mayoría de las técnicas disponibles para la evaluación de la confiabilidad están en el dominio de la adecuación. Además, en el análisis de confiabilidad existen tres clasificaciones o jerarquías relacionadas a la función de cada una, que pueden combinarse como se explica en la Figura 1. El análisis del presente trabajo se encuentra enmarcado en el nivel 2 (nivel jerárquico 2) que incluye la evaluación de confiabilidad de recursos de generación y transmisión.



**Figura 1. Niveles jerárquicos de evaluación de confiabilidad.**

Durante la valoración de la confiabilidad, se busca una relación de compromiso entre el nivel de confiabilidad y las inversiones, por lo que se considera que las fallas pueden ser tolerables hasta un determinado nivel. Entre los criterios de aceptabilidad para establecer esta relación de compromiso, se puede contar con criterios definidos cuantitativamente mediante métodos determinísticos y probabilísticos. Los métodos determinísticos son ampliamente utilizados para evaluar la confiabilidad en sistemas de transmisión, donde se destaca el criterio N-1, que es conceptualmente más simple y tiene una dependencia fuerte del criterio de los analistas, sin embargo, este criterio puede conducir a planes de inversión costosos y a la no consideración de incertidumbres relacionadas al proceso al funcionamiento del sistema, de las demandas o

**XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE**  
**23 y 24 de Junio 2022**

---

fallas de componentes. En el criterio probabilístico si se consideran las incertezas relacionadas al sistema, por lo que es posible realizar una cuantificación de riesgos. Este enfoque es muy utilizado en la planificación energética y de la generación.

El alcance y objetivo del estudio de la confiabilidad está en caracterizar con la mayor precisión posible los eventos de interés y los indicadores capaces de medir el desempeño del sistema. Para esto se siguen algunos índices del sistema relacionados al riesgo de salidas forzadas de componentes o variaciones no previstas de cargas, mediante índices básicos (expuestos a continuación) que relacionan la demanda y la capacidad del sistema en condiciones estáticas (régimen permanente).

### 1.1. Indicadores de confiabilidad

De acuerdo al criterio utilizado para el análisis, se pueden contar con indicadores deterministas y probabilísticos. A continuación, se listan estos indicadores.

Indicadores deterministas:

- Porcentaje de reserva basado en la punta de carga.
- Porcentaje de reserva basado en la capacidad instalada.
- Reserva de unidades de mayor porte

Por sus siglas en inglés, algunos indicadores probabilísticos son [2]:

- LOLP (*Loss of Load Probability*) - Probabilidad de Pérdida de Carga, medido en pu (por unidad). Es una medida del porcentaje promedio de tiempo en que hay corte de carga en el sistema.
- LOLE (*Loss of Load Expectation*) - Expectativa de pérdida de carga, medido en horas por año. Es la esperanza – o valor esperado – de la cantidad de horas al año con pérdida de carga en el sistema.
- LOLF (*Loss of Load Frequency*) - Frecuencia de pérdida de carga, medido en evento por año. Es una medida del número promedio de veces en el año que el sistema pasa de un estado adecuado a un estado inadecuado.
- LOLD (*Loss of Load Duration*) - Duración media de pérdida de carga, medido en horas. Es una medida de la duración media de pérdida de carga en el año.
- EPNS (*Expected Power Not Served*) - Expectativa de potencia no suministrada, medido en MW por año. Es una medida de la potencia media anual interrumpida en el sistema.
- EENS (*Expected Energy Not Served*) - Expectativa de Energía No Suministrada, medido en MWh por año. Es una medida de la energía media anual interrumpida en el sistema.
- ICE - Índice de Confiabilidad de energía, medido en porcentaje. Es una medida del porcentaje del valor complementario de la energía no suministrada<sup>1</sup>, es decir, la energía efectivamente suministrada dividida por la energía total demandada para dar un índice normalizado.
- IS - Índice de Severidad, medido en sistema-minuto normalizado. Es una cuantificación de la duración ficticia de una interrupción equivalente a la que se produce en el sistema, suponiendo picos de carga constantes. Es un índice normalizado que permite la comparación entre sistemas de diferentes tamaños y naturalezas. A nivel internacional, existe una escala que se calcula mediante la siguiente ecuación 1:

---

<sup>1</sup> Energía No Suministrada: parte de la demanda de energía eléctrica no suministrada por el Sistema de Eléctrico como resultado ya sea de una condición anormal, o de varias de estas condiciones, durante un período de tiempo dado (IEV ref604-01-37).

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE  
23 y 24 de Junio 2022

$$IS = \frac{EENS}{Pico\ de\ Carga} \cdot 60 \quad (1)$$

De acuerdo a la siguiente Tabla se clasifican los niveles de severidad.

**Tabla I. Clasificación de distintos niveles de severidad y su interpretación.**

Clasificación	Severidad (sistema.minuto)	Interpretación	Observación
Grado 0	<1	Aceptable	Condición normal
Grado 1	1 a 10	No grave	Significativa para pocos consumidores
Grado 2	10 a 100	Grave	Impacto serio para todos los consumidores
Grado 3	>100	Muy grave	Muy serio para todos los consumidores

1.2. Análisis de confiabilidad con el software NH2

Para el análisis de confiabilidad propuesto se utiliza el software NH2 de CEPTEL (*Centro de Pesquisas de Energia Elétrica*) [4]. De manera general, el programa resuelve el problema de flujo de potencia en cada contingencia y busca mejorar el desempeño del sistema automáticamente (mediante flujo de potencia óptimo) a través de medidas correctivas definidas inicialmente para luego calcular índices de confiabilidad. En todos los casos, como resultado del análisis se pueden calcular índices tradicionales de confiabilidad e índices estratificados por modo de falla, por área, por barras y por tensión base.

1.2.1. Evaluación de la adherencia al criterio N-1 (determinista)

Es el método más común para evaluar la confiabilidad. Según este criterio, un sistema se considera confiable si es capaz de operar dentro de ciertos estándares de aceptabilidad bajo cualquier contingencia simple de una lista predefinida, generalmente la situación de fuera de servicio de cualquiera de los componentes del sistema.

En la simulación de este criterio se utilizan Modelos de Markov de 2 estados para representar las incertidumbres asociadas al estado de los elementos de la red eléctrica y Modelos de Markov multiestado para la representación de fallas en modo común (un solo elemento fuera del sistema, es decir N-1).

1.2.2. Análisis de confiabilidad por Enumeración de estados (probabilístico)

A diferencia del criterio determinista, el criterio probabilístico puede ofrecer mayor información sobre el comportamiento del sistema, posibilitando una mejor asignación de recursos económicos y técnicos. Al agregar datos de probabilidad (tasas de falla y tiempos medios de reparación de componentes), se analiza la lista de contingencias teniendo en cuenta la gravedad y probabilidad de cada una. Esta técnica es la más utilizada en la evaluación de confiabilidad compuesta (NH2: generación + transmisión). El planificador u operador establece a priori cuales son los estados a analizar basado en su experiencia o criterios deterministas (N-1, N-2, N-k).

1.2.3. Análisis de confiabilidad por simulaciones de Montecarlo no secuencial (probabilístico)

A diferencia del criterio anterior, en este caso se realizan simulaciones de Monte Carlo no secuencial que considera automáticamente las contingencias probables de un caso. En esta simulación todos los estados considerados son seleccionados por medio de sorteos aleatorios basados en sus distribuciones de probabilidades y los índices son estimados a través de la simulación del comportamiento estocástico del sistema.

**XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE**  
**23 y 24 de Junio 2022**

---

Detalladamente el proceso es el siguiente:

- I. Para cada componente el programa sortea un número aleatorio.
- II. Si este número es menor o igual a la probabilidad de este componente de fallar, entonces el estado del componente es considerado fallado.
- III. Se realiza lo mismo para todos los componentes hasta encontrar el “estado del sistema” (referido al estado de todos los componentes del sistema para una sola simulación).
- IV. Nuevos estados del sistema son sorteados, hasta que la variación de los índices calculados esté dentro un límite aceptable establecido por el usuario.

### 1.3. Modelado del sistema eléctrico de potencia

La red eléctrica se debe representar mediante modelos AC, incluyendo conexiones de Corriente Continua, compensadores estáticos y bancos de derivación individualizados.

### 1.4. Justificación de selección de criterio para planificación de la expansión de SEP

Al final de cada análisis, con los índices estadísticos calculados es posible comparar diferentes alternativas de planificación de expansión, al igual que de operación, mediante diferentes cálculos a posteriori como ser:

- Cálculo y selección de alternativas con menor probabilidad de pérdida de carga.
- Identificación de las alternativas con menor expectativa de potencia no suministrada EPNS.
- Determinación de las alternativas presentan menor frecuencia y duración de pérdida de carga (LOLF, LOLD).
- Determinación de alternativa con menor severidad de fallas (IS).

Ya que el criterio determinista de adherencia al criterio N-1 no considera la naturaleza incierta del comportamiento del sistema de potencia, se opta por considerar un criterio probabilístico, con el fin de cubrir un espectro mayor de realizaciones. Sin embargo, no se considera necesaria la exploración de todos los estados posibles mediante Montecarlo, ya que con el criterio de enumeración de estados se cubre un espacio amplio de estados posibles con las mayores probabilidades de ocurrencia.

En síntesis, se escoge el criterio de enumeración de estados, ya que el tiempo de convergencia del método Montecarlo requiere de tiempos prohibitivos para la obtención de resultados y se sabe a priori, que los resultados no serán muy diferentes ya que con este método se cubre la mayor parte del espacio de estados posibles.

## 2. METODOLOGÍA

### 2.1. Metodología propuesta

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC por sus siglas en inglés) establece que la Esperanza de Energía No Suministrada (EENS) representa el valor esperado de la cantidad de energía eléctrica que dejaría de ser suministrada por un Sistema Eléctrico como consecuencia de deficiencias en los elementos constitutivos del mismo (IEV ref. 692-11-01<sup>2</sup>). Para la evaluación y/o priorización de los proyectos nuevos se propone utilizar la diferencia de esperanza de energía no suministrada en el Sistema Interconectado Nacional paraguayo “con” y “sin” el proyecto, de modo a cuantificar y evaluar el efecto de cada proyecto en la confiabilidad del sistema.

---

<sup>2</sup> Disponible en: <https://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=692-11-01>.

**XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE**  
**23 y 24 de Junio 2022**

La energía no suministrada es determinada con base en la metodología de cálculo de confiabilidad compuesta de sistemas de generación y transmisión presentada en la literatura [2].

La metodología se basa en la determinación de la expectativa de energía no suministrada por el sistema de generación-transmisión teniendo en cuenta un análisis probabilístico de diferentes eventos, como ser el fuera de servicio de diversos componentes del sistema. Mediante esta metodología es posible contar con una evaluación de la capacidad estática (de estado permanente) del sistema de generación y transmisión de satisfacer los requerimientos de la demanda. Considerando que el foco principal de interés es el de evaluar el impacto que trae la introducción de obras de Transmisión, se propone no considerar contingencias de generación.

Simplificadamente, la metodología se basa en el análisis de la capacidad del sistema de atender la demanda ante el fuera de servicio de cada uno de los elementos. Ante una contingencia, el sistema debería ser capaz de mantener un nivel adecuado de tensión en las barras del sistema y con las líneas y transformadores operando sin sobrecarga, ya que, si así no fuere, se debe proceder a un corte de carga, que se contabiliza como “energía no suministrada”. Sin embargo, para determinar la expectativa (valor esperado) de energía no suministrada, el valor de corte de carga es multiplicado por la probabilidad de ocurrencia del fuera de servicio analizado

El Diferencial de Esperanza de Energía No Suministrada (DEENS) se obtiene de la diferencia que se tiene entre las estimaciones de EENS sin el proyecto y las estimaciones de EENS que se tendrían con el proyecto y representa una unidad de medida significativa para la evaluación de la conveniencia de realizar dicho proyecto o no.

Como se ha detallado anteriormente, se propone que esta EENS sea evaluada mediante el software NH2 [4], que realiza un análisis probabilístico de los flujos de potencia activa y reactiva a través de las líneas y transformadores del Sistema Interconectado Nacional, con sus respectivas tasas de falla y tiempo medio de reparación, mediante la enumeración de estados del Sistema.

Finalmente, la DEENS total se compone de dos factores: la DEENS por efecto de corte de la demanda efectiva<sup>3</sup> y la DEENS por efecto de la demanda reprimida como consecuencia de la falta de capacidad instalada en el SIN.

### 3. CASO DE ESTUDIO

#### 3.1. Proyecto: Línea de Transmisión 220 kV Valenzuela – Guarambaré

##### 3.1.1. Descripción del caso

El proyecto contempla la construcción de la Línea de Transmisión en 220 kV en el tramo Valenzuela – Guarambaré, en doble terna con estructura autoportante, con una capacidad de 550/660 MVA por terna, de aproximadamente 65 km de longitud, empalme con la actual Línea de Transmisión 220 kV San Patricio – Guarambaré y la recapitación del tramo existente de la LT 220 kV San Patricio – Guarambaré, de longitud aproximada de 20 km, con cambio de conductor del tipo HTLS, conectando así la Subestación Valenzuela con la Subestación Guarambaré planificado para el año 2025. Todas las obras citadas incluyen las respectivas posiciones para todos los elementos indicados en la Subestación Valenzuela.

---

<sup>3</sup> Demanda Efectiva: la magnitud de la demanda establecida por un consumidor, clase de consumidores, o tipo de carga, en el momento de la demanda máxima en el Sistema de Eléctrico durante un período potencial de demanda pico dada (IEV ref691-10-06), disponible en: <https://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=691-10-06>.

**XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE**  
**23 y 24 de Junio 2022**

Este proyecto se enmarca dentro del proyecto destacado de la interconexión de la futura Subestación Valenzuela 500/220 kV a la red de 220 kV del Sistema Interconectado Nacional. Contempla un conjunto de obras destinadas a dotar de capacidad adecuada de transmisión de la interconexión de la Subestación Valenzuela a la red de 220 kV del Sistema Metropolitano, fundamentalmente a partir del año 2025 y que permita evacuar toda la potencia inyectada desde el nivel de 500 kV en la Subestación Valenzuela a las subestaciones del Sistema Metropolitano vinculadas.

3.1.2. Justificativa del Proyecto

Esta obra es necesaria para satisfacer la demanda del Sistema Metropolitano, en lo que atañe al refuerzo del sistema de transmisión, con vistas a acompañar el crecimiento vegetativo del Sistema Metropolitano, que representa un 56% de la demanda total del SIN, así como para posibilitar que exista una mayor disponibilidad de potencia en la región.

3.2. Resultados y discusiones

3.2.1. Cálculo Diferencial de Esperanza de Energía No suministrada (DEENS)

Se ha considerado la operación del Sistema en régimen permanente, con demanda simultánea, media y leve, en el periodo comprendido entre el año 2025 al año 2030, con la configuración del SIN de acuerdo al Plan Maestro de Generación, Transmisión y Distribución, de Corto y Mediano Plazo, Periodo 2021 – 2030. Para la determinación de la DEENS, para cada año, se consideró la presencia y ausencia del Proyecto de Líneas de Transmisión en 220 kV, en doble terna, en el tramo Valenzuela - Guarambaré (corrida de flujo y simulación de fallas con y sin proyecto).

Los resultados de DEENS de transmisión pueden observarse en la Tabla II a continuación.

**Tabla II. Cálculo de DEENS asociados al Proyecto de Líneas de Transmisión en 220 kV, en doble terna, en el tramo Valenzuela – Guarambaré.**

Año	DEENS		Total DEENS [MWh]
	Diferencia EENS por Demanda reprimida [MWh]	Diferencia EENS por Aumento de Confiabilidad en Transmisión [MWh]	
2025	0	3,823	3,823
2026	0	2,163	2,163
2027	21,024	11,764	32,788
2028	6,791	3,000	9,791
2029	12,299	12,826	25,125
2030	16,861	14,729	31,590

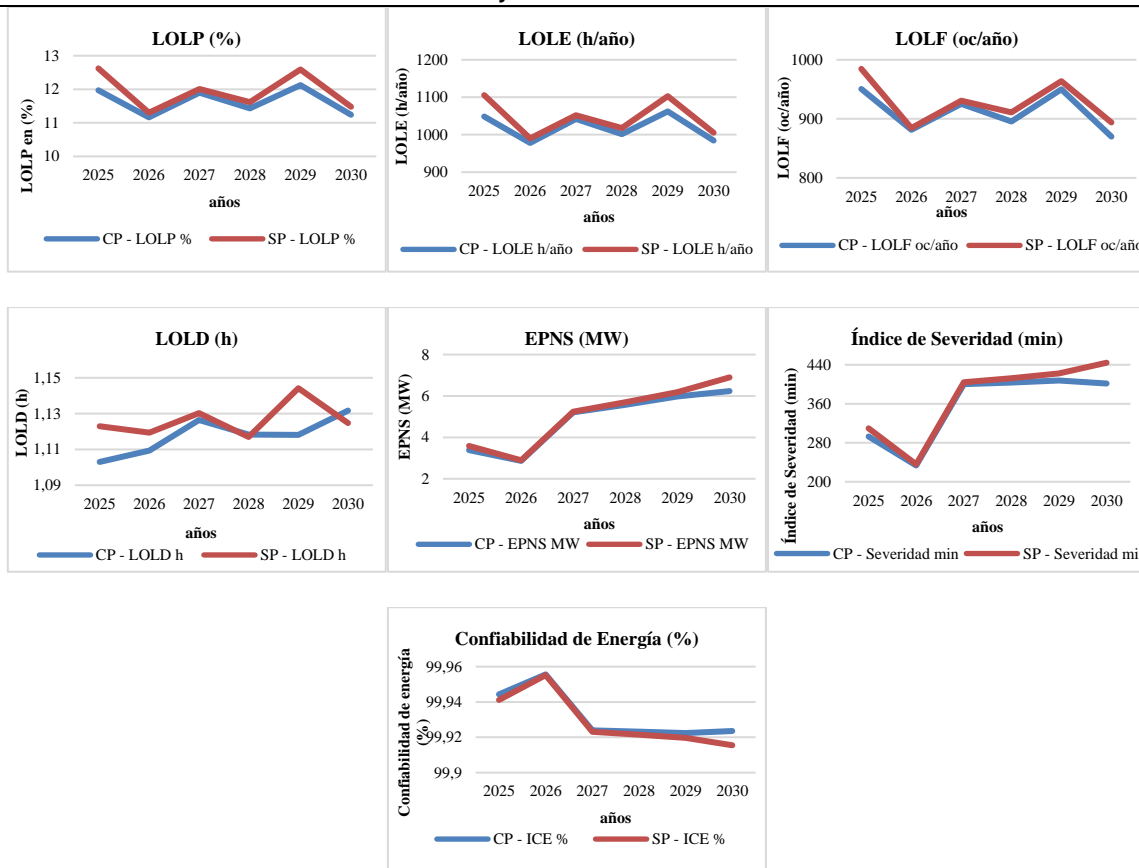
Fuente: Dpto. de Estudios de Transmisión de ANDE

3.2.2. Cálculo Diferencial de otros índices de confiabilidad

Además del DEENS, se presentan a continuación, en las gráficas de la Figura 2, la variación de otros índices como ser LOLP, EPNS, LOLF, LOLD, IS e ICE del SIN “sin” el proyecto y “con” el proyecto para el periodo analizado (2025 a 2030 inclusive), en los casos de punta de carga.



**XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE**  
23 y 24 de Junio 2022



**Figura 2. Gráficos de índices de confiabilidad, LOLP, EPNS, LOLF, LOLD, IS e ICE del SIN “con” y “sin” el proyecto analizado, respectivamente.**

3.3. Discusiones

Como puede observarse en los resultados de DEENS, la presencia del proyecto influiría positivamente en el SIN, disminuyendo el valor de la esperanza de energía no suministrada para el periodo analizado. De igual forma, se observa que todos los indicadores de confiabilidad presentan comportamientos favorecedores para la obra que se está evaluando, es decir, que los valores de LOLP, EPNS, LOLF, LOLD, IS del sistema son menores para los casos presentados “con” proyecto (lo que indica una confiabilidad mayor), mientras que el ICE del SIN es mayor, representado una mayor confiabilidad en la energía.

Como era de esperarse, todos los indicadores de confiabilidad cuantifican el beneficio de la realización del proyecto de Línea de Transmisión 220 kV Valenzuela – Guarambaré, por lo que cumplen con el cometido de presentar una medida de la conveniencia de realizar esta obra. Como este proyecto estudiado es una obra de gran envergadura e importancia para el Sistema Metropolitano, es de esperarse que se pueda identificar este beneficio en el aumento en el nivel de confiabilidad. Sin embargo, puede darse el caso de que este beneficio sea negativo, lo que indicaría que no es conveniente realizar el proyecto.

Se puede entonces aplicar la comparación de indicadores de confiabilidad para evaluar de entre un conjunto de obras, cuáles deben seleccionarse para inversión y en qué orden deben ingresar.

---

**XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE**  
**23 y 24 de Junio 2022**

---

#### 4. CONCLUSIONES

Se han identificado los índices probabilísticos que pueden ser utilizados en la aplicación del criterio de análisis que se ha seleccionado. Se han analizado diferentes índices probabilísticos de confiabilidad que son útiles para cuantificar el beneficio de la realización de obras en términos de confiabilidad, resultados que pueden ser utilizados como índices de priorización de obras de entre un grupo de obras de transmisión.

Además, se ha aplicado la metodología propuesta a un caso de prueba y de los resultados obtenidos se comprueba cuantitativamente que el ingreso de esta obra influye beneficiosamente en la confiabilidad del sistema de transmisión

De los resultados obtenidos, se concluye que es posible utilizar esta metodología para evaluar el beneficio individual o conjunto de obras para selección de obras de transmisión. La identificación y cuantificación de estos indicadores para el SIN es una herramienta fundamental en la planificación y operación de sistemas eléctricos. Además, es un indicador técnico útil del estado de la confiabilidad del servicio eléctrico en el nivel de transmisión.

#### 5. REFERENCIAS

- [1] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems*. Boston, MA: Springer US, 1992. páginas 1-432.
- [2] Roy. Billinton and R. N. (Ronald N. Allan, *Reliability evaluation of power systems*. Plenum Press, 1996. páginas 1-443.
- [3] Administración Nacional de Electricidad, “PLAN MAESTRO DE TRANSMISIÓN PERIODO: 2021 – 2030,” 2021. páginas 1-114.
- [4] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), “NH2 11.1.4.5161.” 2020.