

---

## **APLICACIÓN DE CRITERIOS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN LA PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN PARAGUAYO**

**Gianyacomu Zucchini, Walter Gabriaguez, Ubaldo Fernández**

**Universidad Nacional de Asunción – Facultad Politécnica**

**Paraguay**

### **1.1 Resumen**

En el presente trabajo se evalúa el impacto que tendría en la planificación del sistema de transmisión paraguayo la aplicación de criterios internacionales de estabilidad de tensión, analizándose específicamente alteraciones requeridas dentro del Plan Maestro de Transmisión (PMT) de la ANDE - Periodo 2016 – 2025 para atender a dichos criterios.

En el análisis, se toma como referencia la aplicación de los criterios de estabilidad de tensión para planificación establecidos por el Western Electricity Coordinating Council (WECC) de los EE.UU., así como por el Operador Nacional do Sistema Eléctrico (ONS) del Brasil.

Se realizan estudios de estabilidad de tensión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) paraguayo basados en la determinación del margen de carga activa en estado permanente utilizando el método de trazado de la curva PV en condición operativa de demanda máxima simultánea del sistema.

Se efectúan simulaciones con las topologías de red previstas en el referido Plan Maestro de Transmisión para los años 2020 y 2025, calculándose los márgenes de carga del sistema, y de ser necesario, se determinan los niveles cortes de carga requeridos para cumplir las recomendaciones de las normas consideradas. Dicho análisis se realiza tanto para condiciones de operación normal (N-0), así como de operación ante contingencias simples (criterio N-1).

A partir de este análisis, se pueden determinar recomendaciones de algunas alteraciones en obras del Plan Maestro de Transmisión de la ANDE, efectuándose, además, una evaluación económica de manera a determinar alternativas que maximizan los beneficios asociados al aumento de la confiabilidad del sistema. Se determina también el impacto económico que tendría la incorporación de un criterio de estabilidad de tensión dentro de la planificación del sistema de transmisión y del Plan de Obras resultante.

### **1.2 Palabras claves**

Planificación - Estabilidad de tensión - Margen de carga activa - Curva PV - Confiabilidad.

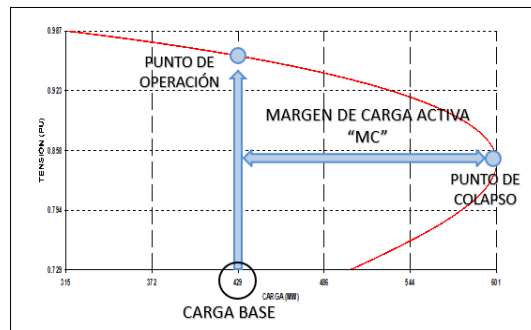
## **1. INTRODUCCIÓN**

Dadas las típicas limitaciones para llevar a cabo inversiones en infraestructura eléctrica, el continuo aumento de la demanda de energía eléctrica puede someter al sistema eléctrico a regímenes exigentes de operación. El riesgo de operar el sistema de esta manera radica en que aumenta la probabilidad de inestabilidad de tensión,

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

principalmente ante la ocurrencia de eventos inesperados en el sistema, tales como fallas en líneas de transmisión, fallas en dispositivos de compensación de reactivos, entre otros.

Por ello, en el proceso de planificación de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) se pueden adoptar criterios de estabilidad de tensión, con vistas a aumentar la confiabilidad del suministro eléctrico. Una de las premisas en ese proceso consiste en considerar valores mínimos de margen de carga activa del sistema, que mide, a partir del trazado de la curva PV del sistema, la distancia entre el punto de operación y el punto de máxima cargabilidad [1], o punto de colapso, tal como indicado en la **Figura 1**. De esta manera, el SEP es diseñado de tal forma que se cuente con una distancia segura al punto de colapso, manteniéndose suficiente robustez como para reestablecerse en un punto de equilibrio luego de una perturbación, sea ésta una falla de algún componente del sistema o el incremento lento de la carga del sistema.



**Figura 1:** Curva PV para una barra PQ para determinación del margen de carga.

Una revisión del Plan Maestro de Transmisión del Periodo 2016 – 2025 de la ANDE indica que la planificación del sistema considera exclusivamente criterios de rangos admisibles de tensión y niveles de carga en líneas y equipos, no considerándose criterios de estabilidad de tensión. Por ello, a continuación, se analizan posibles criterios de estabilidad de tensión que pueden ser considerados en la planificación del sistema, y su eventual impacto dentro del mencionado Plan Maestro de Transmisión.

## 2. CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN ABORDADOS

Los criterios de diseño analizados en este trabajo son los considerados por el Consejo Coordinador Occidental de Electricidad de los Estados Unidos, o WECC por sus siglas en inglés, y por el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) del Brasil.

En general, el criterio del WECC establece un margen de carga (MC) mínimo igual a 5%. Si bien el mismo establece distintos niveles de operación, en el presente trabajo se considera exclusivamente el Nivel A, correspondiente a contingencias del tipo  $N - 1$ , debido a que la probabilidad de ocurrencia de contingencias

múltiples es más reducida, encontrándose esto también en consonancia con el criterio de planificación de la ANDE, el cual se basa en el análisis de contingencias del tipo  $N - 1$ .

Por otra parte, el ONS aplica un criterio similar, donde el MC mínimo viene dado por la siguiente expresión:

$$MC_{\% \text{ m\u00edn}} = TMC_{\%} + E_{\%} \quad (1)$$

donde,  $TMC$  es la tasa media de crecimiento de carga y  $E$  es el error medio de previsión de carga.

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

Considerando los valores típicos para el sistema paraguayo, dicho valor estaría en torno al 8%. De esta forma, atendiendo a que este valor resulta mayor al establecido por el WECC, y considerando que la adopción de un criterio de estabilidad de tensión podría implicar en un aumento de obras requeridas en el sistema, y con ello introducir impactos económicos en la planificación, los estudios subsiguientes son efectuados considerando exclusivamente el criterio del WECC, es decir, mantener un margen de carga activa del 5%.

### 3. CÁLCULOS DE MÁRGENES DE CARGA EN LA PLANIFICACIÓN

Conforme a la guía del WECC para el trazado de las curvas PV [2], se deben tener en cuenta los siguientes aspectos durante la simulación en estado permanente:

- Deshabilitación de las restricciones de sobretensión o subtensión durante el trazado de la curva PV, es decir, se pueden sobrepasar los límites de operación.
- Deshabilitación de las restricciones de capacidad nominal, es decir se seguirá aumentando la carga del sistema, aunque las líneas, transformadores y en general cualquier componente sobrepase su capacidad nominal de operación.
- La regulación automática de los TAP de los transformadores puede ser implementada.
- El efecto del limitador de sobreexcitación de campo del generador debe ser tomado en cuenta.
- Para los casos de contingencias, se deben realizar todos los ajustes (manuales o automáticos) que pudiesen ocurrir en una ventana de tiempo de una hora, esto es debido a que el tipo estabilidad de tensión que se está estudiando, es de estado permanente, y ocurre en forma lenta, por lo que estos ajustes son posibles.
- El incremento de carga, desde el punto de operación, se realiza a factor de potencia constante y con la misma tasa de incremento en todas las barras de carga del sistema.

El margen de carga porcentual “ $MC_{\%}$ ” se calcula entonces a partir de la curva PV obtenida con los ajustes anteriormente descriptos, a través de la siguiente expresión:

$$MC_{\%} = [(CLE - DMP)/CLE] \times 100 \quad (2)$$

donde:

*CLE*: es la carga en el límite de estabilidad del sistema, determinado mediante la curva PV, para la configuración del sistema prevista para un año determinado.

*DMP*: es la demanda máxima prevista para el mismo año estudiado.

Si el valor de *DMP* resulta mayor que *CLE*, implica que el punto de operación de la demanda máxima prevista del sistema ha sobrepasado el punto de colapso, requiriéndose la adopción de cortes de carga para obtener un punto de solución. En este caso, el  $MC_{\%}$  se considera nulo.

Cuando el valor del margen de carga sea menor que el valor mínimo requerido por el criterio adoptado, será necesario realizar un corte de carga para cumplir el criterio de estabilidad. Esta disminución de la carga del sistema se distribuye a una tasa proporcional en todas las barras de carga, escapando de los fines de este trabajo

el análisis de posibles esquemas de deslastre de carga. Entonces el corte de carga “*CC*” necesario para satisfacer el criterio de estabilidad adoptado se obtiene a partir de la expresión:

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

$$CC = [DMP - CLE \times (1 - MC_{MÍN \%})] \quad (3)$$

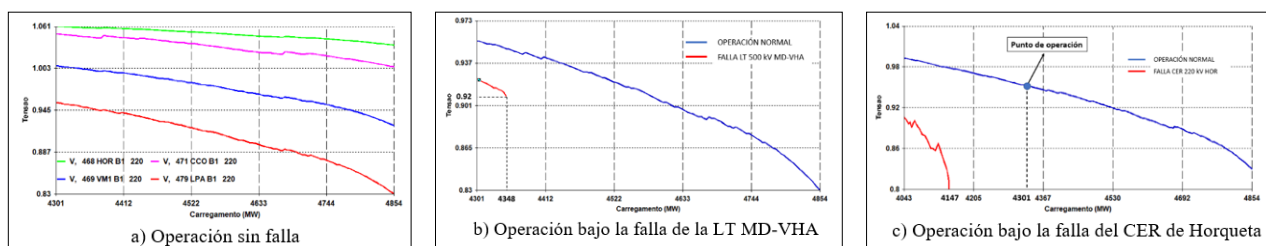
#### 4. MÁRGENES DE CARGA DEL SIN PREVISTOS EN EL PMT

La **Figura 2-a** muestra el trazado de las curvas PV para la configuración del PMT del año 2020 en régimen de operación normal, en un escenario de carga máxima simultánea. Las barras más robustas poseen un mejor perfil de tensiones, mientras que las barras más débiles tienen un bajo perfil de tensión. Con una demanda máxima simultánea prevista de 4.300 [MW] y con una carga en el límite de estabilidad igual a 4.854 [MW], el margen de carga es 11% en estas condiciones, lo que está muy por encima del mínimo requerido por el criterio del WECC del 5%. La barra con el peor perfil de tensión es la de Loma Plata (220 kV).

Cuando ocurren contingencias en el sistema, el margen de carga varía en función a la reducción de las reservas de reactivos del sistema. La contingencia, o falla, puede considerarse como crítica cuando ningún ajuste del sistema logra que el sistema alcance el margen mínimo del 5%. En este sentido, las contingencias críticas encontradas son: a) falla de la Línea Margen Derecha (MD) – Villa Hayes (VHA) 500 kV, y b) falla del Compensador Estático de Reactivos (CER) de la Subestación Horqueta de 220 kV.

En la **Figura 2-b** se puede observar la curva PV cuando en el sistema se pierde la LT 500 kV MD – VHA. La pérdida de esta línea provoca un incremento del flujo de potencia en la red de 220 kV del Sistema Metropolitano, que representa un 58% de la demanda nacional de energía eléctrica. La tensión en la barra de Loma Plata cae más severamente debido al agotamiento de los recursos de reactivos en esa área del sistema. En estas condiciones la máxima cargabilidad del sistema es de 4.348 MW y el margen de carga es tan sólo de 1%. Si bien el sistema no colapsa, el mismo se encuentra al borde de la inestabilidad, por lo que se necesita un corte de carga igual 170 MW para cumplir con el criterio del 5%.

La **Figura 2-c** muestra la curva PV para el caso donde el sistema se encuentra fuera de servicio el CER de Horqueta. La máxima cargabilidad del sistema es de 4.147 MW que es menor a la demanda prevista, por lo que esta falla llevaría al sistema al colapso de tensión si no se realizan acciones preventivas. El margen de carga es 0% y se necesita un corte de carga de 360 MW para alcanzar una región de operación estable y cumplir con el criterio del 5%.



**Figura 2:** Curvas PV – Configuración PMT Año 2020.

El mismo análisis se repite para cada año del periodo 2020 – 2025. Los resultados encontrados se presentan en la **Tabla I** donde se observa que para el caso de operación normal (sin fallas) los márgenes de carga encontrados hasta el año 2022 son superiores a valor del 5%. Para los años siguientes, el criterio del WECC ya no se cumple y sería necesario reducir la carga del sistema. Para los casos de operación en estado bajo fallas críticas, en ningún año del periodo estudiado se cumple el criterio de la WECC. Además, se resalta que a medida que el tiempo avanza, serán necesarios mayores cortes de carga para alcanzar estados de operación seguros en relación a la estabilidad de tensión, agravándose aún más ante contingencias críticas. Por ejemplo, en el año 2020 se necesita reducir la carga en 360 MW para llegar al 5% de margen de carga cuando se tiene

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

el fuera de servicio del CER de Horqueta, en tanto que para el año 2025 se requeriría que el corte sea de 965 MW.

**Tabla I:** Margen de Carga de configuración prevista por el Plan Maestro de Transmisión, Periodo 2020 – 2025, y Cortes de Carga requeridos para satisfacer el Criterio de 5% de Margen de Carga.

Año	Demanda Máxima Prevista [MW]	Operación Normal			Falla LT MD-VHA			Falla CER Horqueta		
		Límite [MW]	MC [%]	Corte [MW]	Límite [MW]	MC [%]	Corte [MW]	Límite [MW]	MC [%]	Corte [MW]
2020	4.300	4.854	11	0	4.348	1	170	4.147	0	360
2021	4.548	5.028	9,5	0	4.441	0	329	4.312	0	451
2022	4.811	5.202	7,5	0	4.534	0	504	4.477	0	557
2023	5.089	5.376	5	154	4.627	0	693	4.642	0	679
2024	5.383	5.550	3	205	4.719	0	899	4.807	0	816
2025	5.695	5.725	0,5	256	4.810	0	1.125	4.978	0	965

Del análisis se desprende que la configuración prevista en el Plan Maestro de Transmisión 2016 – 2025, en el periodo analizado, no atiende al criterio WECC de estabilidad de tensión, y si no se introducen modificaciones al cronograma de obras previstos, se deberá recurrir a cortes de carga, especialmente ante contingencia, para alcanzar puntos de operación seguros desde el punto de vista de estabilidad de tensión.

## 5. ADECUACIONES DEL PMT PARA ATENDER AL CRITERIO DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN

A continuación, se evalúan posibles modificaciones que deberían ser introducidas dentro de la planificación del sistema de transmisión de la ANDE de forma a que se atienda el criterio de estabilidad de tensión analizado. En ese contexto, se estudió el adelantamiento de la fecha de puesta en servicio de obras ya previstas en el PMT 2016-2025, así como la incorporación de obras nuevas no previstas en dicho PMT, como posibles medidas de adecuación del PMT al criterio planteado.

Específicamente, se analizaron las siguientes acciones:

- **Obra N° 1 (LT MD – VHA 2° circuito):** Construcción de la Línea de Transmisión de 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes segundo circuito. Esta obra se encuentra prevista para el año 2021 en el Plan Maestro, con una inversión de 211 MUSD. El adelantamiento de esta obra es analizado dado que la falla de la LT MD – VHA primer circuito se constituye en una falla crítica, según se desprende de la sección anterior. Esta obra representa un importante alivio al sistema de 220 kV y amplía el margen de carga previsto.
- **Obra N° 2 (LT CN II - LPA):** Construcción de la Línea de Transmisión de 220 kV Concepción II – Loma Plata. Esta obra se encuentra prevista para el año 2023 en el Plan Maestro, con una inversión de 67 MUSD. El adelantamiento de esta obra es analizado dado que de la sección anterior se desprende que el Sistema Norte se constituye en la zona crítica del SIN desde el punto de vista de estabilidad de tensión. Esta obra representa un refuerzo sistémico en la transmisión al norte y Chaco, por lo cual tiene un impacto positivo en los márgenes de carga globales del sistema.
- **Obra N° 3 (CER LPA 220 kV):** Instalación en la Subestación de Loma Plata 220 kV de un Compensador Estático de Reactivos (CER) de -80/150 MVAR. Esta obra no está contemplada en el Plan Maestro y representaría una inversión aproximada de 20 MUSD. La incorporación de esta obra

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

es analizada considerando la barra crítica del SIN, desde el punto de vista de estabilidad de tensión, se ubica en la Subestación Loma Plata. Por ello, con esta obra se espera impactar directamente en los márgenes de carga del sistema.

La **Tabla II** muestra las configuraciones en la que puede estar el sistema a lo largo del periodo 2020 - 2025 si se incorporan o no las obras que conforman la adecuación al PMT mencionado precedentemente, totalizando 17 alternativas posibles, donde cada uno puede encontrarse en estado de operación normal o en estado de operación bajo alguna contingencia crítica.

**Tabla II:** Escenarios alternativos al Plan Maestro de Transmisión, periodo 2020 – 2025.  
Configuraciones de Estudio

Alternativa N°	Descripción	Criterio de Estabilidad	Alternativa N°	Descripción	Criterio de Estabilidad
0	Caso Plan Maestro de Transmisión Sin Criterios de Estabilidad de tensión	NO	9	Añadiendo CER LPA en el año 2023.	MC=5%
1	Sin modificar el cronograma de obras.	MC=5%	10	Añadiendo CER LPA en el año 2024.	
2	Adelantando LT 500 kV MD-VHA 2° Circuito al año 2020.		11	Añadiendo CER LPA en el año 2025.	
3	Adelantando LT 220 kV CN II - LPA al año 2020.		12	Adelantando LT 500 kV MD-VHA 2° Circuito y LT 220 kV CN II - LPA al año 2020.	
4	Adelantando LT 220 kV CN II - LPA al año 2021.		13	Adelantando LT 500 kV MD-VHA 2° Circuito y añadiendo CER LPA al año 2020.	
5	Adelantando LT 220 kV CN II - LPA al año 2022.		14	Adelantando LT 220 kV CN II - LPA y añadiendo CER LPA al año 2020.	
6	Añadiendo CER LPA en el año 2020.		15	Adelantando LT 220 kV CN II - LPA y añadiendo CER LPA al año 2021.	
7	Añadiendo CER LPA en el año 2021.		16	Adelantando LT 220 kV CN II - LPA y añadiendo CER LPA al año 2022.	
8	Añadiendo CER LPA en el año 2022.		17	Adelantando LT 500 kV MD-VHA 2° Circuito con LT 220 kV CN II - LPA y añadiendo CER LPA al año 2020.	

## 6. ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS

A fin de evaluar técnicamente las alternativas planteadas, y con el objetivo de identificar cuál de ellas resultaría más conveniente, se emplea el concepto de comparación de la Energía No Suministrada “ENS” que se tendría en cada caso. Considerando la gran cantidad de escenarios que deben ser analizados (160 simulaciones por año para cada criterio), el cálculo de la ENS es efectuado considerando solamente el escenario de demanda máxima simultánea del SIN. Por lo tanto, los valores de ENS calculados se

constituirían en un límite inferior en cuanto a la valoración de los beneficios económicos que se muestran en la **Sección 7**. De esta forma, se tiene:

$$ENS_j [MWh] = \{ [CC_{k=1} \times \rho_1] + [CC_{k=2} \times \rho_2] + [CC_{k=3} \times \rho_3] \} \times 8760[h] \times \rho_{v/p} \quad (4)$$

donde:

$ENS_j$  : es la energía no suministrada en la alternativa  $j$  considerada



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

$CC_k$ : es el corte de carga [MW] cuando el sistema se encuentra en el estado de operación “ $k$ ”.

$\rho_k$ : es la probabilidad [%] de encontrar al sistema en el estado de operación “ $k$ ”.

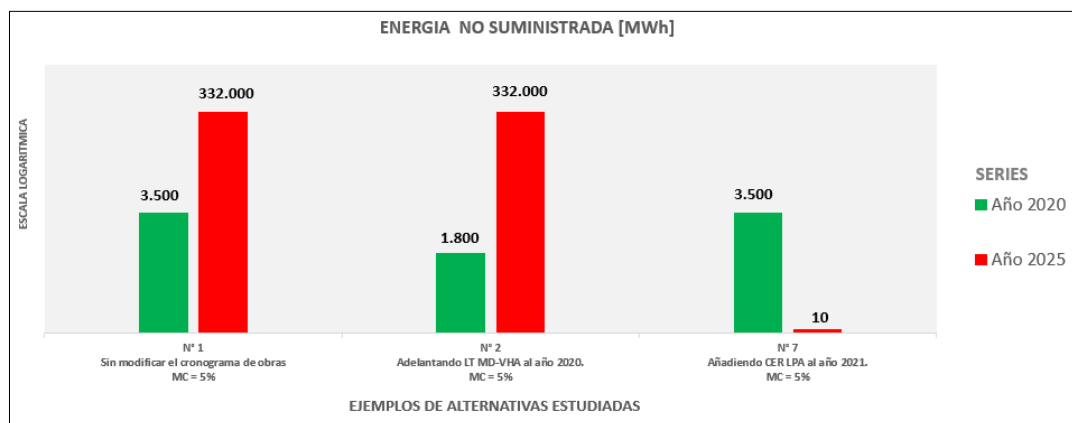
$k = 1$ : estado de operación normal, sin fallas.

$k = 2$ : estado de operación ante falla crítica de la LT 500 kV MD-VHA 1° Circuito.

$k = 3$ : estado de operación ante falla crítica del CER -80/150 MVAR de Horqueta.

$\rho_{v/p}$ : es la probabilidad [%] de que el escenario de carga sea “pesada”, es decir, de que sea verano (90 días de 365) y horario de punta (4 horas de 24) al mismo tiempo, y tiene un valor de 4,11%.

Como ejemplo del análisis efectuado, en la **Figura 3** siguiente se muestran los resultados de *ENS* para algunas de las Alternativas estudiadas. En la misma, se puede observar que en el año 2020 operando en la Alternativa N° 1 (sin modificar el cronograma de obras y realizando cortes de carga para alcanzar un margen igual a 5%), se tendría una *ENS* igual a 3.500 MWh, mientras que para el año 2025, si se mantiene dicha configuración se tendría una *ENS* de 332.000 MWh. Por otra parte, si se operase el sistema en la Alternativa N° 6 (añadiendo el CER de Loma Plata, manteniendo el mismo criterio de estabilidad) en el año 2020, tendríamos una *ENS* igual a 3.500 MWh; y para el año 2025 tendríamos una *ENS* de 13.500 MWh, mucho menor a la Alternativa citada anteriormente. Los valores de la *ENS* en los años intermedios pueden ser calculados también por el método de interpolación lineal. Se observa entonces que existen alternativas al PMT que minimizan la *ENS* dentro del periodo bajo estudio.



**Figura 3:** Energía No Suministrada para los Años 2020 y 2025, según Alternativa adoptada.

## 7. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS

A fin de determinar cuál sería la adecuación más adecuada al Plan Maestro para atender al criterio de estabilidad de tensión analizado, se efectúa un análisis económico basado en la alternativa de menor costo. Para dicho análisis, se realiza un valor actualizado neto, incorporándose tanto el valor de la inversión requerida por la obra en cuestión, así como una valoración económica de la *ENS* para cada Alternativa.

La *ENS* resulta de los cortes de carga requeridos, principalmente ante contingencias, en las distintas alternativas para atender al criterio de mantener como mínimo un margen de carga del 5%. Las premisas consideradas para realizar el flujo de caja descontado fueron:

- Se considero un horizonte de análisis a largo plazo de diez años, iniciando el análisis en el año 2020 y culminando en el año 2030.

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

- La tasa de descuento del 9%, dentro del rango de valores adoptados por el “Sistema Nacional de Inversión Pública” – SNIP [4].
- El costo de oportunidad, que representa el valor monetario que se generaría en el caso de no ser suministrada la energía eléctrica, se eligió en un valor de 1.000 USD/MWh, acorde a los valores resultantes del Estudio de Costos y Tarifas [5] utilizados por la ANDE.

Para que una alternativa sea considerada como viable, los costos referidos al año 2020 de la alternativa evaluada deben representar un ahorro frente a los costos del PMT estudiado, es decir, el VAN de la alternativa estudiada debe resultar en un valor menor que el VAN de la configuración en el PMT. A continuación, se presenta el análisis económico referencial.

**7.1 Flujo de caja 2020-2030 del Caso: “Plan Maestro de Transmisión”.**

A continuación, se presentan los resultados del flujo de caja correspondientes al caso del PMT sin alteraciones. En este caso, se mantienen las obras del PMT en los años indicados en el mismo, sin alteración alguna y de ser necesario, ante alguna contingencia, se efectúan cortes de carga mínimos para obtener convergencia en el caso, y sin atender ningún criterio de estabilidad. La **Tabla III** muestra el flujo de caja para esta configuración y el Valor Actualizado Neto “VAN” correspondiente referido al año 2020. El VAN de este flujo de caja corresponde a 323 MUSD y es el que se toma como referencia para realizar las comparaciones con las demás alternativas.

**Tabla III:** Flujo de caja del Plan Maestro de Transmisión, sin criterios de estabilidad de tensión.

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Alteración con respecto al PMT											
Inversión [MUSD]	211		67							20	
Costo de la ENS [MUSD]	2	41	81	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo total [MUSD]	213	41	148	0	0	0	0	0	0	20	0
VAN	323 [MUSD]										

**7.2 Flujo de caja de Alternativa añadiendo el CER de LPA en el año 2021.**

Este caso corresponde a la Alternativa 7 de la **Tabla II**, y en la misma se incorpora al PMT la obra de instalación de un CER en la barra de Loma Plata de 220 para el año 2021. Esta obra demuestra ser uno de los refuerzos más importantes en la transmisión al área Noroeste del sistema. Cuando el criterio de estabilidad es implementado para un margen de carga igual a 5%, el VAN resultante es de 245 MUSD. Detalles se muestran en la

**Tabla IV.**

**Tabla IV:** Flujo de caja para la Alternativa que incorpora el CER LPA en el año 2021.

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------



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

Alteración con respecto al PMT		CER LPA									
Inversión [MUSD]	211 + 20		67								
Costo de la ENS [MUSD]	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo total [MUSD]	235	0	67	0	0	0	0	0	0	0	0
VAN	245 [MUSD]										

Se puede observar que en esta Alternativa se tiene un ahorro respecto al PMT ya que se tiene un VAN menor en 78 MUSD, por lo que constituye una Alternativa viable.

En la Tabla V, se resumen el VAN de los costos totales asociados a todas las alternativas estudiadas y detalladas en la **Tabla II**. De esto, se desprende que la Alternativa 7 es la que presenta el menor costo total, requiriendo además una menor inversión con respecto a las demás alternativas analizadas.

**Tabla V:** Valores del VAN y de Inversiones requeridas de las alternativas bajo estudio, considerando un criterio de estabilidad con margen de carga igual a 5%.

Alternativa N°	Descripción	VAN MUSD	Inversión Requerida MUSD	Alternativa N°	Descripción	VAN MUSD	Inversión Requerida MUSD
0	Caso Plan Maestro de Transmisión Sin Criterios de Estabilidad de tensión	323	0	9	Añadiendo CER LPA en el año 2023.	369	20
1	Sin modificar el cronograma de obras.	369	0	10	Añadiendo CER LPA en el año 2024.	369	20
2	Adelantando LT 500 kV MD-VHA 2° Circuito al año 2020.	384	211	11	Añadiendo CER LPA en el año 2025.	369	20
3	Adelantando LT 220 kV CN II - LPA al año 2020.	255	67	12	Adelantando LT 500 kV MD-VHA 2° Circuito y LT 220 kV CN II - LPA al año 2020.	270	278
4	Adelantando LT 220 kV CN II - LPA al año 2021.	252	67	13	Adelantando LT 500 kV MD-VHA 2° Circuito y añadiendo CER LPA al año 2020.	259	231
5	Adelantando LT 220 kV CN II - LPA al año 2022.	292	67	14	Adelantando LT 220 kV CN II - LPA y añadiendo CER LPA al año 2020.	258	87
6	Añadiendo CER LPA en el año 2020.	246	20	15	Adelantando LT 220 kV CN II - LPA y añadiendo CER LPA al año 2021.	254	87
7	Añadiendo CER LPA en el año 2021.	245	20	16	Adelantando LT 220 kV CN II - LPA y añadiendo CER LPA al año 2022.	293	87
8	Añadiendo CER LPA en el año 2022.	289	20	17	Adelantando LT 500 kV MD-VHA 2° Circuito con LT 220 kV CN II - LPA y añadiendo CER LPA al año 2020.	273	298

De esta forma, se puede concluir que la incorporación de CER para el año 2021 dentro del Plan de Obras de Transmisión se constituye en una obra beneficiosa, ya que a más de permitir atender al criterio de estabilidad de tensión, permitiría tener menores requerimientos de corte de carga, y con ello menor ENS,

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

en caso de ocurrencia de contingencias críticas que llevarían al colapso del sistema de transmisión, con lo cual, se tendría un sistema más confiable que y adoptar el criterio de la WECC se constituye en la mejor propuesta, debido a que genera el ahorro más alto a costa de la mínima inversión.

Adicionalmente, se ha efectuado un análisis de sensibilidad, en donde se ha variado la tasa de descuento entre el 6 y 11%, y los costos de energía no suministrada entre 1.000 y 3.000 USD/MWh, a fin de considerar posibles alteraciones en las conclusiones obtenidas. Dicho análisis de sensibilidad, confirma que la incorporación de la obra de instalación de un CER en Loma Plata 220 kV se constituye en la mejor alternativa para atender al criterio de estabilidad de tensión planteado.

## **8. CONCLUSIONES**

Se han identificado criterios internacionales, tales como los de WECC de Estados Unidos y del ONS de Brasil, que imponen la necesidad de contar con márgenes de carga mínimo del 5% y 8% respectivamente, para asegurar la estabilidad de tensión del sistema. El estudio de los márgenes de carga del SIN, según la configuración prevista en el Plan Maestro de Transmisión de la ANDE para el periodo 2016-2025, no satisface a los criterios de estabilidad de tensión planteados, observándose la realizar cortes de carga de manera a poder atender a dichos criterios.

En el estudio se han planteado alternativas de adecuación del Plan Maestro de Transmisión de la ANDE con el objetivo de atender a los criterios de estabilidad analizados. En este sentido se ha estudiado el posible impacto del adelantamiento de obras ya contempladas en el Plan, así como la incorporación de nuevas obras dentro del Plan Maestro de Transmisión. Los resultados muestran que la incorporación dentro de dicho Plan de la instalación de un Compensador Estático de Reactivos en la Subestación de Loma Plata para el año 2021 permite atender a los criterios planteados, mejora sustancialmente el desempeño técnico del sistema y resulta económicamente más conveniente.

De esta forma, del estudio se puede concluir que resulta factible la adopción de un criterio de seguridad de estabilidad de tensión, tal como el criterio de la WECC, con un margen de carga activa mínimo del 5%, dentro del proceso de planificación de la red de transmisión de la ANDE. La adopción de dicho criterio permite identificar configuraciones del sistema que representan soluciones técnica y económicamente más convenientes, ya que aumenta la confiabilidad del sistema al reducir los eventuales requerimientos de corte de carga.

Finalmente, para confirmar dicho resultado, se considera pertinente realizar un análisis de sensibilidad considerando factores de crecimiento de la demanda por zonas, así como distintas proyecciones globales de crecimiento de la demanda del SIN, incorporándose además las consideraciones de los escenarios de demanda leve y media.

## **BIBLIOGRAFÍA**

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

- 
- [1] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. EPRI, McGraw-Hill, 1994, páginas 959-11022.
- [2] Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology: Final Report. WSCC-Reactive Power Reserve Work Group, EE.UU., 1998, páginas 44-54.
- [3] Plan Maestro de Transmisión de Corto y Mediano Plazo Periodo 2016 – 2025. Administración Nacional de Electricidad-Dpto. de Estudios de Transmisión, Paraguay, 2016, páginas 21, 52-95.
- [4] Compendio SNIP. Ministerio de Hacienda-Dirección del Sistema Nacional de Inversiones Públicas, Paraguay, 2016, páginas 13-15.
- [5] Asistencia Técnica para la elaboración de los Estudios de Costos y Tarifas, Caracterización y Estudios de la Demanda de la Energía Eléctrica y formulación de Escenarios Económicos. Estudios Energéticos Consultores, Paraguay, 2015, páginas 27-28.