



Influencia de la *Recapitación* de las líneas LI 220kV MD-IRY-CYO 1 y 2 en el Intercambio Itaipu – ANDE.

Enrique Ramón Chaparro Viveros

Itaipu Binacional

Central Hidroeléctrica – Hernandarias – Alto Paraná.

cver@itaipu.gov.py

PARAGUAY

RESUMEN

Actualmente, la Itaipu transmite energía eléctrica al sistema interconectado paraguayo a través de cuatro líneas de intercambio en 220kV: LI 220kV MD-IRY-CYO 1 y 2, y LI 220kV MD-ACY 1 y 2; una línea en 500kV: LI 500kV MD-VHA; y, una línea en 66kV, que alimenta exclusivamente a la ciudad de Hernandarias, en el Departamento de Alto Paraná. Por lo tanto, el principal tronco de intercambio de potencia entre Itaipu y el sistema eléctrico paraguayo está constituido de cuatro líneas de 220kV y una línea de 500kV. La entrada en operación de la línea de intercambio LI 500kV MD-VHA, en el año 2013, que conecta la subestación de Margen Derecha (SE-MD), de Itaipu, con la subestación de Villa Hayes (ES-VHA), de la ANDE, permite la transmisión de mayores bloques de energía eléctrica, satisfaciendo en gran parte la creciente demanda del sistema eléctrico paraguayo, y mejorando los perfiles de tensión, evitando que las Líneas de Transmisión (LT) de 220kV, en el intercambio, operen muy próximos a sus límites.

Las líneas LI 220kV MD-IRY-CYO 1 y 2, en condiciones de operación de carga pesada o máxima, alcanzan sus límites máximos de corriente, principalmente debido a su baja capacidad de transmisión, en comparación con las líneas LI 220kV MD-ACY 1 y 2. De esa manera, dichas líneas estarían rápidamente en sobrecarga ante la desconexión súbita de la línea LI 500kV MD-VHA, durante condiciones de operación en carga pesada, o máxima, el cual constituye un escenario de operación típico del sistema eléctrico paraguayo entre los meses de Diciembre para Marzo. La desconexión súbita de la línea de 500kV es considerada una contingencia severa, y llevaría a la desconexión subsiguiente de importantes líneas de 220kV, por actuación de esquemas de alivio de carga de la ANDE. También, puede ocurrir colapso de voltaje, dependiendo de la condición inicial pre-disturbio. De lo expuesto, se percibe la necesidad de repotenciar las líneas LI 220kV MD-IRY-CYO 1 y 2 y reducir el impacto de la desconexión súbita de la línea LI 500kV MD-VHA.

Por esa razón, el objetivo del presente trabajo consiste en presentar un estudio y evaluación de posibles técnicas de repotenciación (*recapitación*) de las líneas LI 220kV MD-IRY-CYO 1 y 2, con el cual se modifique la configuración geométrica de los conductores, en cada fase, alterando sus parámetros serie y en derivación, e incrementando la capacidad de transferencia de potencia. A su vez, con las técnicas de *recapitación* consideradas, serán estimados nuevos valores para los parámetros serie y en derivación de las referidas LT de 220kV. Finalmente, será analizado el desempeño de las líneas *recapitadas* frente a la desconexión súbita de la línea LI 500kV MD-VHA, considerando diferentes condiciones críticas de la operación pre-disturbio, tanto en régimen permanente como en régimen dinámico.

PALABRAS CLAVES

Recapitación, Alteración de parámetros serie y en derivación de líneas de transmisión, Colapso de Voltaje.

1 INTRODUCCIÓN

Itaipu transmite actualmente, energía eléctrica, al *Sistema Eléctrico Paraguayo* (SEP) a través de cuatro LT en 220kV, denominadas: LI 220kV MD-ACY 1 y 2, LI 220kV MD-IRY-CYO 1 y 2, una línea en 500kV: LI 500kV MD-VHA y una línea en 66kV, la cual alimenta exclusivamente a la ciudad de Hernandarias, en Alto Paraná. Con la línea LI 500kV MD-VHA, en operación desde el año 2013, se consigue satisfacer gran parte de la demanda del SEP, mejorando el perfil de voltajes en las subestaciones, y consiguiendo evitar que las líneas LI 220kV MD-IRY-CYO 1 y 2, operen por encima de sus valores límites, durante periodos de carga pesada, o máxima.

Las líneas LI 220kV MD-IRY-CYO 1 y 2 son las que poseen menor capacidad de transmisión, del principal tronco de intercambio de energía, entre Itaipu y el SEP; de tal forma que, si la línea LI 500kV MD-VHA desconecta súbitamente, aquellas líneas de 220kV se encontrarían rápidamente en sobrecarga, durante condiciones de operación de carga pesada, o máxima, el cual constituye un escenario de operación típico del SEP, entre los meses de Diciembre para Marzo. Esta contingencia es considerada la más severa, y podría llevar a la desconexión de importantes LT de 220kV; y, a su vez, podría sobrevenir en un colapso de voltaje, dependiendo de la condición inicial pre-disturbio. De lo expuesto, se percibe la necesidad de incrementar la capacidad de las líneas LI 220kV MD-IRY-CYO 1 y 2, de tal forma a reducir el impacto de la desconexión súbita de la mencionada LT de 500kV.

Por consiguiente, en esta contribución técnica se presenta un estudio de posibles técnicas de *recapitación* para ser implementadas en las líneas LI 220kV MD-IRY-CYO 1 y 2, los cuales modifican la configuración geométrica de la agrupación de conductores en cada fase, alterando sus parámetros serie y en derivación, incrementando su capacidad de transmisión, y minimizando el impacto de la desconexión súbita de la LI 500kV MD-VHA. De las técnicas de *recapitación* presentadas serán seleccionadas algunas aplicables para las líneas LI 220kV MD-IRY-CYO 1 y 2, y se evaluará el desempeño dinámico de esas técnicas, en el sistema de intercambio entre Itaipu y el SEP, con la simulación, en el dominio del tiempo, de la desconexión súbita de la línea LI 500kV MD-VHA.

2 TÉCNICAS DE RECAPITACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Para incrementar la capacidad de transferencia de potencia de LT, aprovechando la estructura de las torres ya existentes y/o el trayecto de las líneas y su franja de servidumbre, se realiza la *recapitación*; es decir, sustitución de conductores por otros de mayor capacidad de corriente, o alteración de la geometría de sub-conductores en cada fase, modificando sus parámetros serie (resistencia y reactancia inductiva) y en derivación (reactancia capacitiva) [1], [2] y [3].

2.1 Técnicas de Recapitación

A continuación son descriptas las diversas alternativas de *recapitación* de LT.

2.1.1 Termo-mecánica

Consiste en incrementar la temperatura de operación de la LT, sin necesidad de substituir los cables conductores, manteniendo la torre ya existente. Cuando aumenta la temperatura de operación, la *flecha* aumenta; y, para que ésta se encuentre dentro de los márgenes de seguridad, se necesitan los siguientes trabajos complementarios: **a)** Re-calcular la nueva *flecha*¹ de la LT, vano por vano; **b)** Re-tensionamiento del conductor, a través de la substitución, o adecuación, de los dispositivos de anclaje, **c)** Localización de vanos críticos, por violación de niveles de seguridad, y **d)** Si fuere necesario, y no sea posible realizar el raspaje del suelo, utilización de *cadena de falso amarre* [4].

¹ El conductor tiene un peso distribuido a lo largo de su extensión, entre torre y torre (*vano*), produciendo una curvatura denominada *catenaria*, y la menor distancia vertical al suelo se denomina *flecha*.

2.1.2 Recondutoramiento

Es la sustitución de un conductor por otro nuevo y de mayor capacidad [2]. Existen dos alternativas: a) recondutorar usando un conductor de mayor sección transversal, o b) recondutorar usando *conductores termo-resistentes*.

La primera alternativa requiere estudios mecánicos adicionales, debido a que el nuevo conductor es más pesado que el anterior. Entonces son necesarios: ensayos de tracción transversal y longitudinal, verificación del suelo y del cimiento de la torre. En cambio, los conductores *termo-resistentes* tienen características constructivas diferentes, y con peso similar al conductor anterior, pero pueden operar con temperaturas más elevadas, sin perder sus propiedades mecánicas y eléctricas. Existen muchos tipos de conductores *termo-resistentes* [5], [6] y [7]; sin embargo, para las líneas LI MD-IRY-CYO 1 y 2 fue considerado, desde el punto de vista económico, el conductor tipo T-ACSR (*Thermal Resistant Aluminum conductor Steel Reinforced*), el cual posee similares propiedades mecánicas que el ACSR convencional, con la diferencia de que opera a 150°C (corriente máxima = 1.190A), y el conductor ACSR opera a 75° (corriente máxima = 775A).

2.1.3 Lanzamiento de un conductor por fase

Consiste en agregar un conductor adicional por fase, en una posición determinada por estudios eléctricos y mecánicos [2]. Debido a que un conductor adicional produce mayores esfuerzos en las estructuras de las torres, es de suponer que los accesorios, y las cadenas de anclaje, deberán soportar mayores esfuerzos; por lo tanto, se requieren estudios mecánicos, y/o re-dimensionamiento. El conductor, a ser adicionado, podría ser del mismo tipo y características que el anterior, o bien, podría ser utilizado un conductor diferente. Para el caso de estudio, fueron consideradas dos alternativas: **a)** lanzamiento de otro conductor idéntico al existente (ACSR *Grosbeak* 636MCM), y **b)** adición de un conductor de sección transversal inferior, aproximadamente la mitad, lo que corresponde al tipo ACSR *Linnet* 336MCM 26/7 [1].

2.1.4 Compactación de fases

El desarrollo de las Líneas de Transmisión Compactadas (LTC) surgió principalmente por la necesidad de incursionar dentro de zonas urbanas, o muy próximas a áreas industriales muy pobladas (aeropuertos, grandes industrias, etc.), en donde las LT convencionales poseen problemas insalvables de solución, como ser [8]: **a)** alta interferencia en Radio y TV, **b)** necesidad de apropiación de pequeñas propiedades, y por consiguiente mayor costo del proyecto original debido a disputas judiciales y embargos, **c)** mayor polución visual, y **d)** mayor impacto ambiental – principalmente debido a la franja de servidumbre. A fin de superar esos inconvenientes, fueron desarrollados, a escala comercial, los aisladores compuestos² de tipo *line-post* [8] y [9]. Las principales ventajas son: su versatilidad y resistencia a la rotura, sensible disminución de balanceo entre fases, reducción de la franja de servidumbre y distancia entre las fases (*compactación*). A su vez, las LTC tienen otra ventaja: menor costo de material, facilidad de montaje, menor polución visual y minimiza la agresión al medio ambiente.

2.1.5 . Líneas de Potencia Natural Elevada (LPNE)

El principio básico de las LPNE es aumentar la eficiencia en la transmisión, basada en la optimización de la configuración geométrica de los conductores en cada fase, de una LT, con el objetivo de uniformizar el Campo Eléctrico en la superficie de todos los conductores. Con esto se logra minimizar la *Impedancia Característica*, Z_c , de la LT; y por consiguiente, aumenta la capacidad de transmisión. Para lograr esta optimización se muestra que es necesario un arreglo asimétrico de los conductores en cada fase [10] y [11]. En el arreglo asimétrico, se aumenta la distancia entre conductores, en cada fase; y, a su vez, se minimiza la distancia entre fases. Con este agrupamiento asimétrico óptimo, la *Potencia Natural* de las LPNE se aproxima al valor teórico, pero se requiere de sistemas no convencionales de anclaje y aisladores [12].

² Denominados también aisladores no cerámicos o polímeros; los cuales, están conformados por un sistema de tarugos, asociados a la cadena de anclaje, hecho de resina impregnada de fibra de vidrio, que se fija directamente a la torre metálica o de cemento.

2.1.6 Espaciamiento expandido entre conductores por fase

En esta técnica de *recapitación* se aumenta la distancia entre los conductores, en cada fase, manteniendo la distancia promedio entre fases. Con este procedimiento se incrementa la sección transversal promedio, y disminuye la Z_C de la LT. El efecto de aumentar la distancia del agrupamiento de conductores, sin variar la distancia entre fases, produce una disminución de la inductancia, manteniendo casi invariable la capacitancia; y, esto reduce el valor de la Z_C , lo que incrementa el valor de la *Potencia Natural* de la LT. Por lo tanto, la capacidad de transmisión de la LT aumenta [13].

2.2 Evaluación de técnicas de Recapitación para LI 220kV MD-IRY-CYO 1 y 2

Las técnicas de *recapitación* factibles para las LI 220kV MD-IRY-CYO 1 y 2 son: **a)** reconductoramiento con conductores *termo-resistentes*, **b)** lanzamiento de un conductor adicional por fase, y **c)** utilización de LTC. Así como ya se mencionó, la técnica LPNE, y la técnica de espaciamiento expandido, todavía están en etapa experimental, y requieren de sistemas de anclaje y de aislación no convencionales.

2.3 Estimación de Parámetros

La estimación de los parámetros, de las LT bajo estudio, se realizó utilizando la rutina *Line Cable/Data – Line Cable/Conductor* (LCC) del ATPDraw [14]. En la rutina LCC fue considerada la geometría de la torre mostrada en la Figura 1, que corresponde a las LT de 220kV bajo estudio [15]. Se consideró la resistividad del suelo como $200 \Omega \times m$, velocidad del viento normal (1m/s), efecto *skin* en cada sub-conductor por fase, transposición de fases, y modelo PI. Las características eléctricas y geométricas del conductor (tipo ACSR *Grosbeak* 636MCM) pueden ser encontrados en [1].

2.3.1 Conductor termo-resistente

Fue considerado el conductor tipo T-ACSR *Grosbeak* 636MCM [16]. Debido a que el T-ACSR es más leve que el conductor ACSR convencional, soporta una fuerza de tracción longitudinal levemente inferior. Sin embargo el T-ACSR tiene una temperatura de operación de $150^\circ C$ (corriente máxima = 1.190A), a diferencia del ACSR cuya temperatura de operación está entre $75^\circ C - 90^\circ C$ (corriente máxima = 775A). En la Tabla 1, se muestran los nuevos valores de los parámetros con el T-ACSR, comparados con los valores del ACSR.

Tabla I: Parámetros estimados usando el T-ACSR, y comparados con el ACSR convencional.

Trecho	Longitud (Km)	Conductor	R (%pu [#])	X (%pu)	B (MVar)
MD-IRY	70,7	ACSR	1,3010	5,9080	9,6290
MD-IRY	70,7	T-ACSR	1,5872	5,9080	9,6290
IRY-CYO	139,3	ACSR	2,5635	11,6419	18,9727
IRY-CYO	139,3	T-ACSR	3,1275	11,6419	18,9727

[#]porcentaje de pu.

En la Tabla 1, las reactancias, inductiva y capacitiva, no sufren alteración debido a que dichos parámetros dependen exclusivamente de la geometría entre fases, y el suelo. No sucede así con la resistencia.

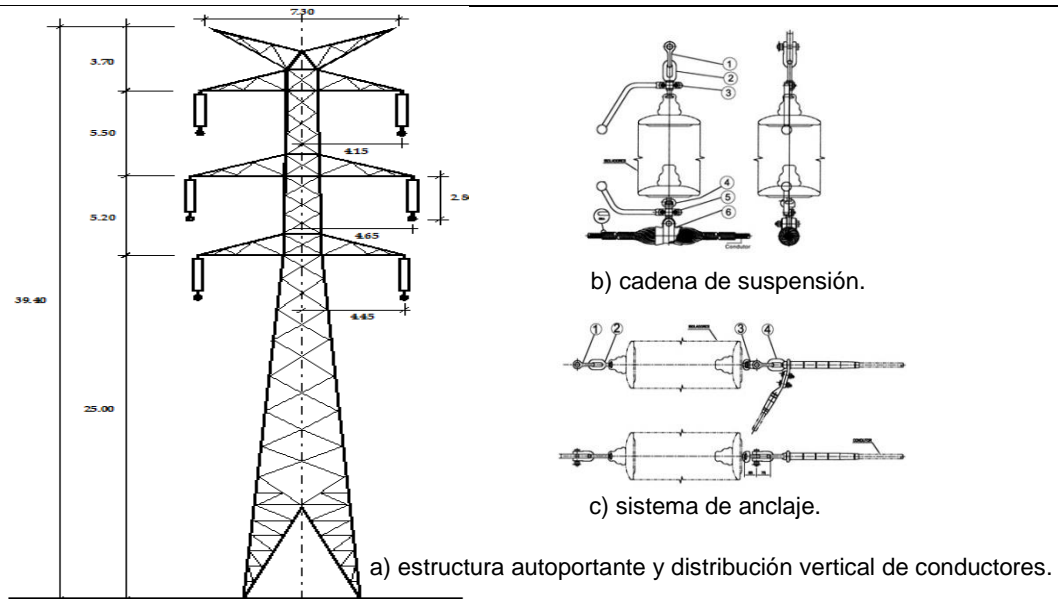
2.3.2 Lanzamiento de un conductor por fase

Para ambas alternativas seleccionadas, se consideró un arreglo vertical, por fase, y con una distancia de separación convencional de 0,5m, entre cada conductor, en cada fase.

Tabla II: Parámetros estimados para dos conductores idénticos por fase.

Los dos conductores son de tipo ACSR *Grosbeak* 636MCM

Trecho	R (%pu [#])	X (%pu)	B (MVar)
MD-IRY	0,6505	4,2538	12,3251
IRY-CYO	1,2817	8,3822	24,2850

XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
 25 y 26 de Agosto de 2016

Figura 1: Torre de las líneas LI 220kV MD-IRY-CYO 1 y 2.
Tabla III: Parámetros estimados para dos conductores diferentes por fase.
 Conductores existente ACSR *Grosbeak* 636MCM, y conductor adicional ACSR *Linnet* 336MCM

Trecho	R (%pu [#])	X (%pu)	B (MVar)
MD-IRY	0,9093	4,3077	13,2068
IRY-CYO	1,7916	8,4875	26,0214

En la Tabla 2, y en la Tabla 3, se muestran los nuevos valores de los parámetros para el agrupamiento de dos conductores por fase, para las dos alternativas consideradas de adición de un conductor por fase.

2.3.3 LTC duplo con un conductor por fase

Para la compactación de fases de las líneas LI 220kV MD-IRY-CYO 1 y 2, deben ser substituidos todos los sistemas de anclaje y de aisladores existentes en las torres por los aisladores poliméricos, de tipo *line-post*. Para la estimación de parámetros, considerando el nuevo sistema de anclajes y aisladores, se consideran los porcentajes de ganancia que se obtuvo en los parámetros serie y en derivación de las LTC con respecto a las LT convencionales, descrita en la referencia [9]; en donde, la relación obtenida fue la siguiente:

$$X_{LTC-duplo} \approx 0,85 \times X_{convencional} \text{ y } B_{sh, LTC-duplo} \approx 1,15 \times B_{sh,convencional} \quad (1)$$

Fueron consideradas dos alternativas para la compactación de fases: a) un LTC duplo de un conductor por fase (Tabla 4), y b) un LTC duplo con dos conductores por fase (Tabla 5). En ambos casos, se podría utilizar el mismo conductor original (ACSR *Grosbeak* 636MCM).

Tabla IV: LTC duplo con un conductor ACSR *Grosbeak* en cada fase.

Trecho	R (%pu [#])	X (%pu)	B (MVar)
MD-IRY	1,3010	5,0218	11,0734
IRY-CYO	2,5635	9,8956	21,8186

Tabla V: LTC duplo con dos conductores ACSR *Grosbeak* en cada fase.

Trecho	R (%pu [#])	X (%pu)	B (MVar)
MD-IRY	0,6505	3,3675	13,7695
IRY-CYO	1,2817	6,6359	27,1309

3 ANÁLISIS DE DESEMPEÑO

La desconexión súbita de la línea LI 500kV MD-VHA, durante una condición de carga pesada, o máxima, representa una contingencia muy severa en el SEP, porque se producen sobrecargas en las principales líneas remanentes, e importantes, del SEP. Para el análisis de desempeño de las técnicas de *recapitación* consideradas, se recurrió a la simulación de dicho evento, utilizando el *software* ANATEM [17]. La desconexión ocurre a 1s después de iniciada la simulación, y el tiempo de simulación fue de 20s. Todos los resultados de simulación fueron tabulados, y comparados con el *Caso Base*.

3.1 Caso Base

En este escenario, las líneas LI 220kV MD-IRY-CYO 1 y 2 están sin *recapitar*, y la demanda es de 2700MW, y el intercambio de potencia, entre Itaipu y el SEP, es de 2100MW. Situación de *Carga Máxima* en el SEP. Esos valores de demanda, e intercambio, fueron calculados teniendo en cuenta las restricciones del nivel de voltaje, tanto en Itaipu 50Hz como en las subestaciones del SEP, y los valores límites de corriente en cada LT. Los resultados de simulación se registran en la Tabla 6.

Tabla VI: Resultados de simulación para el Caso Base.

Trecho (220kV)	Imax (A)	Imed (A)	ΔI (A)
MD-IRY	680	729	49
IRY-CYO	680	637	17
CYO-COV	550	679	129
CYO-SES	650	622	–
CYO-LIM	620	664	44

En la Tabla 6, Imax (A) se refiere a la máxima corriente permitida en un trecho, Imed (A) corresponde al valor de corriente medida en la simulación, cuando la corriente alcanzó un régimen estable, y ΔI (A) determina el incremento de corriente, observada en Imed (A) con respecto a Imax (A); es decir, se refiere a la diferencia: ΔI (A) = Imed (A) – Imax (A).

Existe un Esquema de Corte de Carga (ECC) en el SEP que monitorea el trecho IRY-CYO, en la subestación de Carayaó. El valor de referencia del ECC es de 620A. Cuando se supera dicho valor, el ECC comanda el alivio de determinadas cargas, si la sobrecorriente se mantiene durante 2s. Así también, existe otro ECC que monitorea la corriente en el trecho CYO-LIM, y la corriente de referencia corresponde al mismo valor de Imax (A), y comanda el alivio de otras cargas, temporizado también en 2s. Sobrecargas en el trecho CYO-COV también activa otro ECC del SEP. Por lo tanto, de los resultados numéricos mostrados en la Tabla 6, se percibe que los tres tipos de ECC serán activados.

3.2 Desempeño del sistema con las líneas recapitadas

3.2.1 Desempeño con las LT reconductoradas

Tabla VII: Recondutoramiento con los cables T-ACSR Grosbeak.

Trecho (220kV)	Imax (A)	Imed (A)	ΔI (A)
MD-IRY	1.190	723	–
IRY-CYO	1.190	625	–
CYO-COV	550	687	137
CYO-SES	650	617	–
CYO-LIM	620	663	43

XII SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
 25 y 26 de Agosto de 2016

3.2.2 Desempeño considerando Lanzamiento de un conductor por fase

En la Tabla 8 se muestran los resultados de simulación de la desconexión de la LT de 500kV, tanto para el caso de lanzamiento de un conductor idéntico, como para el caso de lanzamiento de un conductor diferente.

Tabla VII: Técnica de Lanzamiento de un conductor por fase.

Trecho	Dos conductores ACSR <i>Grosbeak</i> /fase			Un ACSR <i>Grosbeak</i> y otro <i>Linnet</i> /fase		
	Imax (A)	Imed (A)	ΔI (A)	Imax (A)	Imed (A)	ΔI (A)
MD-IRY	680 / <i>Grosbeak</i> ^{###}	437 / <i>Grosbeak</i>	-	680 / <i>Grosbeak</i>	558 / <i>Grosbeak</i>	-
	680 / <i>Grosbeak</i>	437 / <i>Grosbeak</i>		510 / <i>Linnet</i>	301 / <i>Linnet</i>	
IRY-CYO	680 / <i>Grosbeak</i>	390 / <i>Grosbeak</i>	-	680 / <i>Grosbeak</i>	504 / <i>Grosbeak</i>	-
	680 / <i>Grosbeak</i>	390 / <i>Grosbeak</i>		510 / <i>Linnet</i>	271 / <i>Linnet</i>	
CYO-COV	550	403	-	550	428	-
CYO-SES	650	578	-	650	584	-
CYO-LIM	620	695	75	620	685	65

^{###}Es valor de corriente del trecho en cada conductor, de cada fase.

3.2.3 Desempeño considerando a las LTC

En la Tabla 9 se presentan los resultados de utilizar un LTC duplo con un conductor o dos conductores tipo ACSR *Grosbeak*.

Tabla IX: Utilización de LTC duplo con uno o dos conductores por fase.

Trecho	Un conductor ACSR <i>Grosbeak</i> /fase			Dos conductores ACSR <i>Grosbeak</i> /fase		
	Imax (A)	Imed (A)	ΔI (A)	Imax (A)	Imed (A)	ΔI (A)
MD-IRY (LTC)	680	792	112	680/sc ^{###}	484/sc	-
IRY-CYO (LTC)	680	696	76	680/sc	437/sc	-
CYO-COV	550	566	16	550	232	-
CYO-SES	650	612	-	650	570	-
CYO-LIM	620	670	50	620	700	80

^{###} El límite de la corriente expresada corresponde a un conductor del agrupamiento, en cada fase.

4 CONCLUSIONES

Fueron descritas las principales técnicas de *recapitación* que podrían ser implementadas en las líneas LI 220kV MD-IRY-CYO 1 y 2 para incrementar su capacidad de transmisión, y reducir el impacto de la desconexión súbita de la LT de 500kV entre SE-MD y la ES-VHA, en el sistema eléctrico paraguayo. El criterio considerado para seleccionar un tipo de técnica fue el aspecto económico, para mantener las torres ya existentes. Para evaluar el desempeño operacional, fueron estimados los nuevos parámetros conforme la técnica de *recapitación* considerada.

De las simulaciones realizadas, las que presentaron mejor desempeño son aquellas técnicas en las que se consideran dos conductores por fase: a) lanzamiento de un sub-conductor por fase, y b) utilización de un LTC duplo con dos conductores por fase. El desempeño de cada técnica de *recapitación* fue medida en función a la cantidad de ECC activadas por sobre-corriente. De esa manera, las técnicas consideradas de mejor desempeño activan un único esquema de corte de carga, a diferencia de las otras técnicas, en donde hay por lo menos dos esquemas de alivio de carga son activados.

BIBLIOGRAFIA

- [1] J. J. Grainger, W. D. Stevenson Jr., *Análisis de Sistemas de Potencia*. McGraw-Hill/Interamericana de México S. A. de C.V. ISBN 970-10-0980-8, Año 1996.
- [2] C. Menezes, *Recapitação de Linhas de Transmissão*. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (RJ). Abril 2000 – RJ, Brasil.
- [3] R. S. Cavassin, T. S. Piazza F., “Uma Abordagem Multicriterios para Recapitação de Linhas de Transmissão”. *Revista Controle & Automação – SBA (Sociedade Brasileira de Automática)*, Vol. 23, N° 6, Novembro – Dezembro, 2012.
- [4] A. A. P. da Silva, *Modelagem para Repotencialização de Linhas de Transmissão através da Aplicação de Condutores Especiais*. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Pernambuco – UFPE, Centro de Tecnologias e Geociências – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Pernambuco – Recife, Brasil, 2009.
- [5] NEXANS – Experto global en cableado y en los sistemas de cableado. Sitio WEB (acceso hecho el 22/09/2014): <http://www.nexans.com.br>.
- [6] R. Geary, T. Condon, T. Kavanagh, O. Armstrong, & J. Doyle, “Introduction of High Temperature conductors to the Irish Transmission Grid”. *Bienal CIGRE, B2, Paris – Francia, 2012*.
- [7] I. Zamora, A. J. Mazón, P. Eguía, R. Criado, C. Alonso, J. Iglesias, J. R. Saenz, “High-Temperature conductors: A solution in the uprating of overhead transmission lines”. *Proceedings of the 2001 IEEE Porto Power Tech Conference, Porto – Portugal, 2001*.
- [8] R. C. Puccinelli Jr., *Compactação de Linhas de Transmissão de 138/230 kV para instalação em área urbana – Especificidades, Dimensionamento e Critérios Relevantes para determinação da Viabilidade de Implantação*. Dissertação de Mestrado – Faculdade de Engenharia Elétrica – Departamento de Sistemas e Controle de Energia – Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas, São Paulo – Brasil, Agosto 1992.
- [9] Ballestro – empresa fabricante de accesorios y cadenas de aislación poliméricos e híbridos para sistemas de transmisión. Sitio WEB: http://www.ballestro.com/_web/productos/.
- [10] D. S. Savvaitov, V. A. Shkaptsov, P. A. Bushuev, I. M. Nosov, K. O. Papailiou, W. F. Bückner, J. C. Poffenberger, “A 110kV Overhead Transmission Line of Compact Type: Design, Operating Experience, Conductor Oscillation Control”. *Symposium of Cigré in Leningrad, 1991*.
- [11] R. M. Rodrigues, *Cálculo de Parâmetros e Custos em LPNE*. Trabalho Final de Grado apresentado na Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – Brasil, Junho 2010.
- [12] Oswaldo R. Jr., Marcelo J. A. Maia, Antônio P. Neto, “Linhas Não Convencionais de Potência Natural Elevada (LPNE): Estudos Paramétricos para Utilização em 69 kV e 138 kV”. *XII SNPTEE. Grupo III – GLT, Recife – PE, Brasil, 1993*.
- [13] Oswaldo Régis J., Sebastião J. G. C., José F. A. G. W., “Recapitação de Circuitos 230 kV com o Conceito de Feixe Expandido”. *XIII SNPTEE – Grupo III – GLT, Florianópolis – SC – Brasil, 1995*.
- [14] L. Prikler, H. K. Høidalen, *ATPDraw for Windows, version 5.6 – User’s Manual, Preliminary Release No. 1, NTNU, WEB Access: <http://www.atpdraw.net/>, Norway, 2009*.
- [15] Administración Nacional de Electricidad – ANDE, *Plan Maestro de Generación y Transmisión – Resumen Ejecutivo*, Período 2014 – 2023, Enero 2014.
- [16] ALUBAR – *Catálogo Técnico de conductores eléctricos de aluminio*. Alubar Cabos S/A – Grupo Alubar. Sitio WEB: www.alubar.net, Barcarena, Pará – Brasil, 2010.
- [17] CEPTEL, *Programa ANATEM – Análise de Transitórios Eletromecânicos*. Manual do Usuário, V10.05.04, Rio de Janeiro – Brasil.