



Comité Nacional Paraguayo



Unión de Ingenieros de ANDE

VIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ

29, 30 y 31 de Octubre de 2008

Estudio de Repotenciación de las Líneas de Transmisión Itaipu - Margen Derecha en 500 kV con Conductores Termoresistentes

Antonio Sertich K. Armando Ortiz T. Enzo Torres A.
Itaipu Binacional Itaipu Binacional UCA-Alto Paraná
Paraguay

RESUMEN

Este artículo presenta un estudio para la repotenciación de las líneas de transmisión de 500 kV, entre la casa de fuerza de Itaipu-50 Hz y la Subestación Margen Derecha, utilizando la tecnología de conductores termoresistentes y de baja deformación. El crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el Paraguay y la falta de recursos necesarios para satisfacer la necesidad de expansión del sistema eléctrico despierta el interés de buscar y desarrollar alternativas válidas que resulten en el aumento de la capacidad de transmisión de energía eléctrica, con la calidad y confiabilidad necesaria, y con costos compatibles con los recursos disponibles. La necesidad de respetar el medio ambiente, también implica en la necesidad de buscar criterios de proyectos que minimicen el impacto ambiental. Una de las alternativas válidas es la repotenciación de líneas de transmisión, que presenta la ventaja de ser más económica y más rápida que la construcción de nuevas líneas de transmisión. Fueron estudiados tres tipos diferentes de conductores termoresistentes. Los parámetros eléctricos de las líneas fueron recalculados y validados con auxilio de herramientas computacionales. Además, se simuló casos de flujo de potencia del sistema según el tipo de conductor empleado y teniendo en cuenta los nuevos parámetros eléctricos de las líneas. También se realizó un análisis comparativo de costo-beneficio de la repotenciación. Los resultados muestran que la repotenciación de las referidas líneas es viable tanto técnica como económicamente, aumentando la capacidad de inyección de potencia de Itaipu en el sistema paraguayo, sin restringir el suministro a Furnas.

PALABRAS CLAVES

Repotenciación, termoresistente, deformación, análisis costo-beneficio, Itaipu, 500 kV, corona

1. INTRODUCCION

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el Paraguay y la falta de recursos necesarios para satisfacer la necesidad de expansión del sistema eléctrico despierta el interés de buscar y desarrollar alternativas válidas que resulten en el aumento de la capacidad de transmisión de energía eléctrica, con la calidad y confiabilidad necesaria, y con costos compatibles con los recursos disponibles. La necesidad de respetar el medio ambiente, también implica en la necesidad de buscar criterios de proyectos que minimicen el impacto ambiental. Una de las alternativas válidas es la recapitación de líneas de transmisión, que presenta la ventaja de ser más económica y más rápida que la construcción de nuevas líneas de transmisión [1].

Hoy día existen tres restricciones técnicas que limitan la capacidad de inyectar la potencia generada por la Central Hidroeléctrica Itaipu-50 Hz en el sistema ANDE (Administración Nacional de Electricidad):

1. Límite térmico de potencia de las líneas de transmisión de 500 kV que van de la casa de fuerza a la Subestación Margen Derecha (SEMD);
2. Capacidad de Transformación 500/220 kV en la referida Subestación ;
3. La capacidad total de transmisión de las ternas de 220 kV que van de Subestación Margen Derecha al sistema ANDE

Este trabajo pretende atender a la primera restricción, aumentando la capacidad de transmisión de potencia destinada al sistema paraguayo, debido al límite térmico de las líneas de transmisión para ese tramo. En el caso específico de esas líneas de 500 kV que van de la casa de fuerza 50 Hz a la Subestación Margen Derecha, además de los aspectos mencionados anteriormente, los siguientes factores motivadores específicos, fueron importantes para la realización de este estudio:

- Con la entrada de la unidad U9A y posibilidad de generación de hasta 8235 MVA, las referidas líneas operarán muy cerca de su límite;
- Sobrecarga de la línea queda caracterizada en caso de altas temperaturas de verano y poco viento;
- Necesidad de limitación de despacho en caso de indisponibilidad de una de las dos líneas ;
- Incremento sostenido de carga del sistema ANDE;
- Entrada en operación de 2 nuevos auto-trafos y de una nueva línea de 500 kV, que típicamente demandan mucho reactivo;
- Itaipu se encuentra en un marco de Actualización Tecnológica y la tecnología de conductores termoresistentes de baja deformación está consolidada;

Las dos líneas de 500 kV, 50Hz, de aproximadamente dos kilómetros de extensión cada una, ubicadas dentro de la Central Hidroeléctrica de Itaipu deben ser capaces de atender los requerimientos de potencia del sistema ANDE, además de parte de la potencia destinada al sistema brasileño vía la estación convertidora. Para obtener mayor confiabilidad de las líneas en caso de contingencias o para poder realizar el mantenimiento de una de las líneas, transportando todo el flujo de potencia por la otra línea, es necesaria la recapacitación de las mismas.

2. TECNOLOGIA UTILIZADA EN LA RECAPACITACION

La recapacitación propuesta está basada en el empleo de 3 nuevos tipos de cables, uno con aleación termoresistente (TACSR-*Thermal-resistant Aluminum-alloy Conductor Steel Reinforced*) y dos tecnologías que usan núcleo compuesto, el (ACCR-*Aluminum Conductor Composite Reinforced – 3M®*) y el (ACCC - *Aluminum Conductor Composite Core -CTC®*). Estos conductores termoresistentes o conductores tipo "*High Temperature Low Sag*" (HTLS) permiten operar la línea de transmisión con temperatura permanente muy superior(150°-210°C) a la temperatura que permiten los cables actuales tipo ACSR (75°-90°C), utilizados en las líneas actualmente [2] y [3].

Las principales ventajas de la utilización de esta tecnología para la repotenciación es la posibilidad de realizarlo sin sustitución de las torres y la realización del trabajo en un tiempo mucho más reducido que el necesario para la construcción de nuevas líneas. No obstante, se debe resaltar que los estudios también exigen una verificación estructural en cada una de las torres y sus accesorios para certificar que los mismos no son rebasados en su capacidad de soportar los nuevos esfuerzos mecánicos.

3. CARACTERIZACION DEL PROBLEMA

La figura 1 a continuación muestra un diagrama unifilar simplificado del sistema, donde se resaltan las 2 (dos) referidas líneas de transmisión de 500 kV, objetos de este estudio.

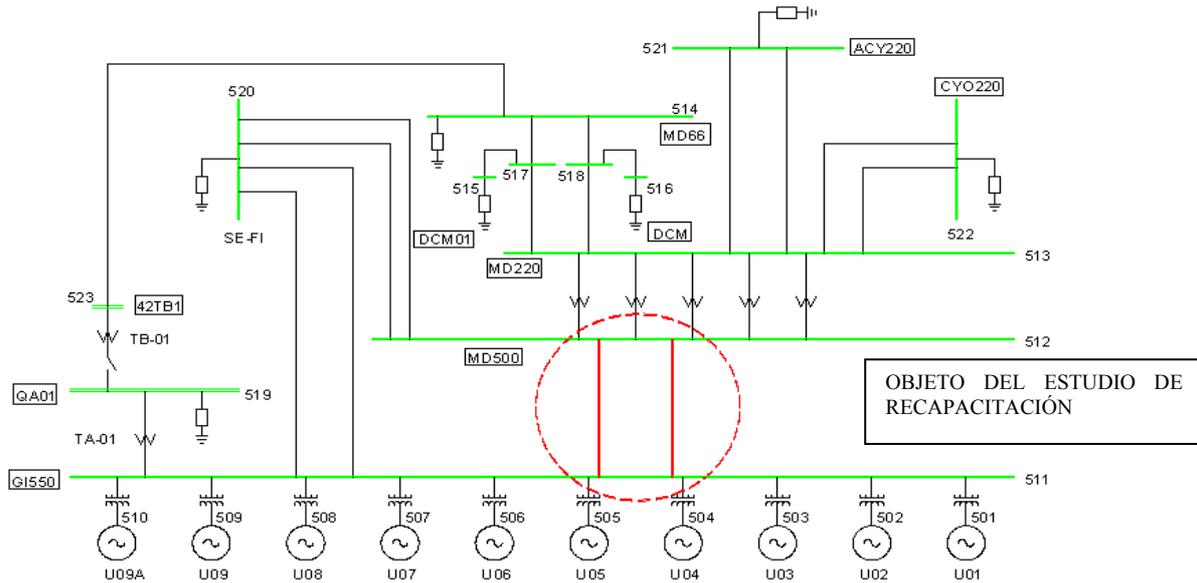


Figura 1: Diagrama Unifilar Simplificado del Sistema 50Hz

Dichas líneas de transmisión presentan los siguientes límites térmicos, para condiciones de presencia de sol y velocidad del viento superior a 2,19 km/h:

Tabla I: Límites Térmicos de de las Líneas

Temp. Ambiente (°C)	30	35	40
Límite Transmisión (MVA)	2600	2350	2100

Se simularon varios casos de flujo de carga, para 10 generadores de 50 Hz en Itaipu, considerando varios niveles de intercambio con la ANDE y FURNAS. Se pudo constatar que, dependiendo de las condiciones climáticas y del nivel de intercambio, las líneas operarían muy cerca de su límite térmico o hasta incluso con 100 % de carga.

4. METODOLOGIA EMPLEADA EN EL ESTUDIO

Premisas del estudio

Con el objetivo principal de reducir los costos de la recapitación de las líneas de transmisión, la principal premisa del estudio fue el de no someter la cadena de aisladores y las estructuras de las torres de transmisión a un esfuerzo mecánico superior al que están actualmente sometidos con los cables actuales (ACSR, Rail-954 KCM, 4 conductores por fase). Además, esto también permitiría una reducción de la mano de obra necesaria para realizar la recapitación.

Tomando como base, dicha premisa principal, el paso siguiente fue el de elegir los nuevos conductores para reemplazar los actuales. A tal efecto, se han adoptado los 2 (dos) siguientes criterios para la elección de los mismos:

- Peso específico (kg/ km) de los nuevos conductores menor o igual al peso específico del actual conductor con tecnología ACSR;
- Coeficiente de expansión térmica ($^{\circ}\text{C}^{-1}$) de los nuevos conductores menor al coeficiente de expansión térmica del actual conductor ACSR;

Mientras el primer criterio asegura esfuerzos mecánicos equivalentes (tracción, peso, etc.), el segundo garantiza que las deformaciones del cable provenientes del aumento de la temperatura, que causan a la

postre la flecha de los conductores, serían inferiores a la dilatación presentada por los conductores ACSR, respetando por ende los niveles de aislación requeridos. Una vez atendidas esas premisas, un tercer aspecto se vuelve importante al repotenciar líneas de 500 kV: el efecto corona. Para evitar el aumento del mismo, lo ideal es elegir conductores con diámetro externo similar a los actuales.

Conductores elegidos

La tabla a continuación presenta las características mecánicas más importantes del actual conductor y de los nuevos conductores elegidos, según los criterios y premisas explicados en el ítem anterior.

Tabla II: Características Mecánicas de los Conductores

CONDUCTOR	CALIBRE (AWG)	FORMACION (Cuerpo/Alma)	DIAMETRO EXTERNO (mm)	AREA (mm ²)	PESO (kg/km)	EXPANSION TERMICA "NUCLEO" (1/°C)
ACSR (Rail)	954	45/7	29.6	517	1604	11.52 x 10 ⁻⁶
TACSR (T-Rail)	954	45/7	29.6	517	1604	11.52 x 10 ⁻⁶
ACCR/3M (Cardinal)	954	54/19	30.6	552	1576	6.3 x 10 ⁻⁶
ACCC/CTC (Drake)	1020	22/1	28.15	588	1558	1.61 x 10 ⁻⁶

Cálculo de los parámetros eléctricos de las líneas repotenciadas

Por las características accidentadas propias del terreno y por la utilización de distintos tipos de torres que hacen que los datos geométricos difieran entre un tramo y otro de la línea, se optó por dividir ambas líneas de transmisión en tres tramos distintos y así poder calcular separadamente los parámetros eléctricos y luego obtener el valor total equivalente. Para el cálculo de los parámetros eléctricos se recurrió a la biblioteca "Power_Lineparam" del MATLAB. Esta herramienta permite calcular los parámetros de la línea de transmisión a partir de las características del conductor y la geometría de la torre, arrojando resultados satisfactorios comparando con los valores reales de las líneas.

Procesamiento de flujo de potencia con las líneas repotenciadas

Para evaluación del comportamiento del sistema eléctrico de potencia con las líneas repotenciadas, luego del cálculo de los parámetros eléctricos de las mismas, se procedió al procesamiento de distintos casos de flujo de potencia. El sistema de potencia con las líneas de transmisión repotenciadas analizado es el sistema interconectado ITAIPU/ANDE/FURNAS-50Hz (figura 1), un sistema de 23 barras y 34 circuitos. Los distintos casos de flujo de potencia se realizaron considerando 5 transformadores de 375MVA en la Subestación MD y las distribuciones de cargas proyectadas para las barras de interconexión de la ANDE con Itaipu, teniendo como base las estadísticas de carga máxima de la ANDE, vista por la central de Itaipu. El valor de potencia máxima intercambiada entre Itaipu y la ANDE (inyección total de potencia en el sistema ANDE, proveniente de Itaipu), que fue considerado es de aproximadamente 1.470 MW y 500 Mvar, incluyendo las pérdidas en el sistema de transmisión. Los límites térmicos y la resistencia equivalente correspondiente a cada tipo de conductor fueron modificados, según el caso considerado. El programa empleado ha sido el ANAREDE en su versión limitada para instituciones educativas. La carga total de la ANDE fue modelada por equivalentes de carga en las barras directamente interconectadas a Itaipu: Acaray-220 kV y Carayaó-220 kV.

5. ANALISIS DE LOS RESULTADOS DE RECAPACITACION DE LAS LINEAS

Parámetros eléctricos de las líneas repotenciadas

La tabla III ilustra los valores calculados para los parámetros de las 2 líneas, representados en valores por unidad (pu) con Sbase de 100 MW y Vbase de 500 kV. Para la realización de estos cálculos se hicieron algunas consideraciones como: Resistencia DC a 20°C del conductor como resistencia base inicial; consideración de efecto pelicular en los conductores; deformación del cable pararrayo de 5 (cinco) metros; Resistividad de la tierra de 100 Ω /Km; Reactancias inductiva y capacitiva a 50 Hz.

Tabla III: Comparación entre Parámetros Reales y Calculados de las Líneas

LINEA	LT-IPU-MD-1			LT-IPU-MD-2		
	RESIST (pu)	REACT (pu)	LNCHRG (pu)	RESIST (pu)	REACT (pu)	LNCHRG (pu)
ACSR (Rail) actual	0.0000128	0.000227	0.02216	0.000013	0.0002299	0.02239
TACSR (Rail)	0.0000140	0.000224	0.02174	0.0000141	0.0002249	0.02184
ACCR (Cardinal) 3M	0.0000129	0.000223	0.02178	0.000013	0.0002246	0.02187
ACCC (Drake) CTC	0.0000121	0.000224	0.02168	0.0000122	0.0002255	0.02177

Valores de límites térmicos para las líneas

Los límites térmicos correspondientes a las líneas repotenciadas fueron calculados de acuerdo a la capacidad de transmisión de corriente de cada tipo de conductor. Los valores de capacidad de cada tipo de conductor varían de acuerdo al nivel de temperatura en que son operadas las líneas y de otras condiciones ambientales tales como velocidad del viento, limpieza de atmósfera, insolación. Además, valores de emisividad y de absorción de la radiación solar conforme descrito por Morgan [4] también deben ser considerados. Los valores de límite térmico de los conductores fueron entonces calculados considerando velocidad del viento de 2.19 Km/h, temperatura ambiente de 40°C y presencia de sol, siendo esta una condición crítica correspondiente a un fin de tarde de verano. Los valores finales de capacidad de corriente obtenidos, fueron posteriormente expresados en potencia aparente (MVA), según la temperatura límite de operación de cada conductor y están presentados en la siguiente tabla.

Tabla IV: Capacidad de conducción final según el conductor

Temperatura (°C)	Potencia (MVA)			
	ACSR	TACSR	ACCC (CTC)	ACCR (3M)
75	3003	3280	3550	3367
90	3460	3727	4077	3932
150	-	5050	5563	5473
180	-	-	6118	5975
210	-	-	-	6426

Cabe resaltar que dichos valores fueron calculados, ignorando la limitación del transformador de corriente de las líneas, cuyo límite es de 3000 A (2598 MVA).

Casos de flujo de potencia

Un total de 14 casos de flujo de potencia fueron procesados con los datos de las líneas repotenciadas, según el tipo de cable empleado. Los casos se procesaron teniendo en cuenta los nuevos valores de los parámetros eléctricos de las líneas recapacitadas, y los correspondientes nuevos límites térmicos. De tal forma a que se pudiera comparar la holgura de capacidad de transmisión, los casos fueron

subdivididos en grupos cuyas temperaturas eran los límites de operación de cada tipo de conductor empleado en la repotenciación, para condiciones de operación de régimen permanente:

- ACSR - 75 °C
- TACSR - 150 °C
- ACCC (CTC) - 180 °C
- ACCR (3M) - 210 °C

De esa forma, en cada grupo, a medida que se consideró un incremento de la temperatura final del conductor, solamente se analizaron los conductores que lograban alcanzar la correspondiente temperatura. Además, en cada grupo fueron analizadas la disponibilidad operativa de solamente una y de las dos líneas de transmisión.

En la Tabla V se ilustra un resumen de los resultados para los distintos casos de flujo de potencia procesados, resaltándose el nivel de carga a que fueron sometidas las líneas repotenciadas. En todos los casos procesados, se logró mantener perfiles de tensión adecuados, en las barras consideradas críticas: Margen derecha-220 kV, Acaray-220 kV y Carayaó-220 kV. Los perfiles de tensión logrados estuvieron entre 0.95 p.u. y 1.05 p.u. en todos los casos.

Cabe resaltar también que han sido utilizados los valores de límite térmico de los conductores de la tabla IV, que corresponden a velocidad del viento de 2.19Km/h, temperatura ambiente de 40°C y presencia de sol, en el análisis de flujo de potencia. Esta condición se tuvo en cuenta por ser considerado el peor caso (fin de tarde en verano).

Tabla V: Resumen de resultados de casos de flujo de potencia

CASOS DE FLUJO DE POTENCIA	CONDUCTOR	Temperatura final del conductor (° C)						
		Máxima del conductor		150 ° C		180 °C		
		Carga de las Líneas (% - MVA)						
		LT_IPU MD 1	LT_IPU MD 2	LT_IPU MD 1	LT_IPU MD 2	LT_IPU MD 1	LT_IPU MD 2	
Número de LTs en operación	2 LT 500kV	ACSR (75°C)	100.9%	99.9%	-	-	-	-
		TACSR (150°C)	42.3%	41.8%	42.3%	41.8%	-	-
		ACCR/3M (210°C)	33.2%	32.9%	39.0%	38.6%	35.7%	35.3%
		ACCC/CTC 180°C)	34.9%	34.5%	38.4%	38.0%	34.9%	34.5%
Número de LTs en operación	1 LT 500kV	ACSR	183.8%	-	-	-	-	-
		TACSR	77.0%	-	77.0%	-	-	-
		ACCR_3M	60.5%	-	71.0%	-	65.1%	-
		ACCC_CTC	63.5%	-	69.9%	-	63.5%	-

En el análisis de resultado de flujo de carga para los distintos casos resaltamos:

- Incluso con las 2 (dos) líneas de transmisión de 500 kV sin repotenciar y transmitiendo potencia máxima aparente (MVA) del sector de 50Hz las líneas LT_IPU_MD1 y LT_IPU_MD2 están operando sobre sus límites térmicos. Esto de por sí justifica la necesidad de repotenciación de las mismas;
- Para los casos donde una sola línea de 500 kV a ser repotenciada está disponible, la situación es mucho más alarmante, ya que en este caso los conductores actuales no soportarían atender toda la carga requerida, obligando a una eventual operación muy por encima de su capacidad térmica de régimen permanente o a una probable reducción del suministro de potencia a FURNAS, ya que la ANDE tiene prioridad de atendimento en ese sector;

- Utilizando los conductores de repotenciación en las líneas de 500 kV mencionadas anteriormente las mismas operan muy por debajo de su límite térmico en los casos donde el flujo de potencia es transportado por ambas líneas de transmisión. En el caso de la posible indisponibilidad para mantenimiento de una de estas dos líneas de transmisión repotenciadas, la otra línea es capaz de transportar todo el flujo de potencia operando por debajo de su límite térmico, sin restringir el suministro de potencia a las 2 (dos) empresas interconectadas.

6. ANALISIS DE COSTO-BENEFICIO DE LA RECAPACITACIÓN DE LAS LINEAS

Los costos de repotenciación de una línea de transmisión pueden variar bastante, dependiendo de las características particulares de cada proyecto. Teniendo en cuenta que no se obtuvieron datos referentes a costos de repotenciación de líneas de transmisión de 500 kV, para estimar los costos de dicha repotenciación, se adoptaron las siguientes premisas:

- Tomar como referencia costos de repotenciación de líneas de 220/230 kV;
- Determinar la relación de proporcionalidad que existe entre la construcción de una línea nueva de 500 kV y una línea nueva de 220/230 kV y asumir que dicha relación de proporcionalidad también se aplica, al menos en forma aproximada, entre la repotenciación de una línea de 500 kV y una línea de 230/220 kV;
- Estimar los costos de repotenciación según los cables a emplear, adoptando una heurística vigente en el mercado de cables HTLS, de que a cada 100% de aumento de ampacidad final, está asociado un aumento de 100% de costo de cables.

Los costos estimados de líneas de transmisión nuevas, se obtuvieron de previsiones de inversión del sector eléctrico de la región (Brasil, Paraguay, Perú y Argentina). La relación promedia encontrada en la región fue de 2,371, o sea, una línea nueva de 500 kV cuesta aproximadamente 2,4 veces más caro que una nueva línea de 230 kV, admitiéndose ser esa una relación de costos entre repotenciones de líneas de 500 kV y 230 kV.

Tomando como base los trabajos de repotenciación de líneas de 230 kV de la COPEL [5], con cables TACSR, cuyos costos máximos alcanzaron US\$ 28.226,3 (circuito simple, un conductor por fase, año 2004), los costos unitarios de repotenciación de una línea de 500 kV estarían alrededor de US\$ 71.424/km, ya considerando el año base de 2008. Este costo unitario representa aproximadamente el 28% del costo total de construcción de una nueva línea de transmisión de 500 kV en la región. El dato encontrado es corroborado por el material publicado por la Hyundai Corporation [6], que indica una relación de 35% entre el costo de repotenciación y el de construcción de una nueva línea. A partir del costo unitario de repotenciación de una línea de 500 kV, empleando cables TACSR, se proyectaron los costos unitarios de repotenciación empleando cables del tipo HTLS, usando la heurística anteriormente mencionada de directa proporcionalidad entre aumento de costo y aumento de ampacidad. La tabla VI expone el costo total estimado de cada una de las líneas a ser repotenciadas según el tipo de conductor a ser utilizado para dicha repotenciación.

Tabla VI: Costo total estimado de repotenciación de las líneas

COSTO TOTAL DE LAS LINEAS REPOTENCIADAS (US\$)			
LINEA DE TRANSMISIÓN	TIPO DE CONDUCTOR		
	TACSR (Rail)	ACCC_CTC (Drake)	ACCR_3M (Cardinal)
LT IPU MD1 (2,142 km)	365.324,53	534.835,98	611.356,79
LT IPU MD2 (2,150 km)	366.688,95	536.833,50	613.640,10
COSTO TOTAL (US\$)	732.013,48	1.071.669,48	1.224.996,89

Obs.: valores ajustados al año 2008 (sin considerar costos de reemplazo de TC's).

Para determinar la relación costo x beneficio del proyecto se planteó calcular el aumento de la capacidad de transmisión de las líneas brindadas por la repotenciación, considerando no obstante el límite de potencia máxima generable en el sector de 50 Hz y la situación de máximo aumento de capacidad de transmisión, que ocurre en caso de indisponibilidad de una de las líneas. Los resultados de la relación costo x beneficio (US\$/MVA adicional) están en la tabla a continuación.

Tabla VII: Relación costo beneficio según la tecnología

RELACIÓN COSTO / BENEFICIO (US\$/MVA - Base 2008)			
LÍNEA DE TRANSMISIÓN	TACSR (Rail)	ACCC/CTC (Drake)	ACCR/3M (Cardinal)
LT_IPU_MD1 (2,142 km)	365.324,53 /1890	534.835,98 /1890	611.356,79 /1890
LT_IPU_MD2 (2,150 km)	366.688,95 /1890	536.833,50 /1890	613.640,10 /1890
Relación Promedio	194	284	324

La mejor relación costo x beneficio sería aportada por la recapitación con conductores TACSR, aunque ese no es un conductor realmente tipo HTLS, que representaría una mayor deformación (flecha) si comparados con los otros dos que son técnicamente superiores.

7. TIEMPO DE DESCONEJION NECESARIO

El tiempo necesario para la repotenciación de una línea depende de varios factores específicos como por ejemplo los obstáculos físicos, el número de conductores por fase y el nivel de tensión. Las líneas de transmisión a ser recapitadas, LT_IPU_MD 1 y 2, son de circuito simple con 4 (cuatro) conductores por fase y se estima que el tiempo necesario para la ejecución de la repotenciación sería 4 (cuatro) días/km, con un total aproximado de 8 (ocho) días de trabajo por línea.

8. CONSIDERACIONES FINALES

La repotenciación de líneas de transmisión es una alternativa válida tanto del punto de vista técnico como económico, ante el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y la falta de recursos para la construcción de nuevas líneas. El empleo de nuevas tecnologías de cables para la repotenciación permite operar las líneas de transmisión con temperatura de régimen permanente muy superior a la temperatura que permiten los cables convencionales tipo ACSR, utilizados en las líneas actualmente.

El futuro seccionamiento de las líneas de transmisión de 500 kV que van de la casa de fuerza de 50 Hz directamente a la subestación de Foz de Iguazú (Furnas), podría incluso ser realizado con la repotenciación de los mismos. De esta forma sería necesario apenas seccionar una de las 2 líneas de transmisión, y no las 2 conforme originalmente previsto, ahorrándose inmensa cantidad de recursos.

BIBLIOGRAFIA

[1] Fernández, Ubaldo y Vallejos, José “Análisis de Alternativas de Refuerzo del Principal Tronco de Transmisión del S.I.N”, En: VII SESEP, Asunción, Octubre de 2006.

[2] 3M. Conductor para linhas de transmissão e subestação [en línea], 2006. www.3m.com.br/accr [Consulta: octubre 2007].



- [3] Composite Technology Corporation. Innovative solutions for the power industry [en línea], 2007. www.compositetechcorp.com [Consulta: noviembre 2007].
- [4] Filippo Filho, Guilherme; Varela, Eduardo João. Cálculo da capacidade operativa de longa duração das linhas aéreas de transmissão. Nota Técnica N° 028/2004 – SRT/ANEEL, 2004.
- [5] Wiedmer, Ricardo Santos “Recapitação de Linha de Transmissão 230 kV Utilizando Cabo Termorresistente”, En: XVIII SNPTEE, Curitiba, Octubre, 2005.
- [6] Hyundai Corporation. High capacity conductor. Capacity upgrading of overhead transmission line, 2007. <http://www.hyundaicorp.com/eng/global/prdmain.asp?sOfficeid=56> [Consulta: marzo 2008].