

## ESTUDIOS DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS DE MANIOBRAS EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 220 kV ITAKYRY-CURUGUATY-CAPITAN BADO-CERRO CORÁ

Oscar A. Barboza ([oscar\\_barboza@ande.gov.py](mailto:oscar_barboza@ande.gov.py))

Oscar M. Torres ([oscar\\_Torres@ande.gov.py](mailto:oscar_Torres@ande.gov.py))

Tito R. Ocariz ([tito\\_ocariz@ande.gov.py](mailto:tito_ocariz@ande.gov.py))

Administración Nacional de Electricidad - ANDE

PARAGUAY

### RESUMEN

Este trabajo presenta los resultados de estudios de transitorios electromagnéticos que tienen por finalidad evaluar el comportamiento del sistema eléctrico de potencia ante las principales maniobras a las que estará sometida la línea de transmisión de 220 kV Itakyry-Curuguay-Capitán Bado-Cerro Corá, principalmente en lo referente a solicitaciones del dieléctrico, desempeño de descargadores de sobretensión y viabilidad de utilización de reconexiones del tipo monopolar o tripolar.

En este contexto, considerando que los análisis de estudios de transitorios electromagnéticos asociados a las maniobras cobran mayor relevancia en relación a los transitorios originados por descargas atmosféricas para elementos que operan a tensiones superiores a 220 kV y tomando en cuenta la gran longitud de la línea en estudio (aproximadamente 330 km), este trabajo presenta los principales resultados de los análisis de maniobras de energización, rechazo de carga y reconexión automática de la línea aludida.

### PALABRAS-CLAVES

Transitorios Electromagnéticos. Simulación Digital. ATP. Energización de Líneas. Reconexión Automática

## 1 – INTRODUCCIÓN

Los transitorios eléctricos constituyen la manifestación externa de un cambio repentino en las condiciones del sistema eléctrico. El régimen transitorio implica un periodo de tiempo generalmente muy corto. La fracción del tiempo en que operan la mayoría de los circuitos en dicho régimen es insignificante, comparada con el tiempo en que los mismos operan en régimen permanente. Sin embargo, el régimen transitorio es de suma importancia, ya que durante el mismo, los circuitos y equipos eléctricos están sujetos a grandes solicitaciones por excesivas corrientes o voltajes.

La gran extensión de la línea de transmisión de 220 kV Itakyry-Curuguay-Capitán Bado-Cerro Corá (de aproximadamente 330 km), impone la necesidad de evaluar las solicitaciones eléctricas sobre la misma en ocasión de maniobras. Este trabajo presenta los principales resultados de los análisis de maniobras de energización, rechazo de carga y reconexión automática. Las siguientes secciones describen el modelado del sistema, la metodología aplicada y los resultados obtenidos, además de las conclusiones del estudio.

## 2 – MODELADO DE ELEMENTOS

Para obtener una representación apropiada del Sistema Interconectado Nacional fueron modelados los principales elementos del sistema de transmisión que tienen influencia en los fenómenos analizados, generadores, líneas de transmisión, transformadores, cargas, elementos de compensación reactiva, interruptores y descargadores de línea, etc.

Los generadores fueron modelados como fuentes Tipo 14 del ATP (fuentes senoidales), conectados al sistema mediante equivalentes R-L acoplados (elemento tipo 51).

La representación de las líneas de transmisión fue realizada utilizando modelos de parámetros distribuidos constantes (Clarke, K. C. Lee) en líneas de longitud media y larga. En el mismo orden, para representar líneas de pequeña longitud fueron utilizados modelos de Equivalente - Pi con parámetros concentrados.

Por su parte, los transformadores fueron representados mediante el modelo STC (Saturable Transformer Component), las cargas y bancos de capacitores a través de elementos R-L-C concentrados, mientras que los decargadores de ZnO fueron modelados como elementos pseudo-alineales definidos por tramos rectos (R(i) Tipo 99).

Los interruptores empleados en los estudios fueron interruptores sistemáticos, estadísticos y ordinarios controlados por tiempo, como descrito en la siguiente sección.

Por su parte, los compensadores estáticos de reactivos fueron modelados como equivalentes shunt, debido a que su tiempo de respuesta es considerablemente superior a los tiempos involucrados en la mayoría de los procesos transitorios objeto de este trabajo.

## 3 – METODOLOGÍA APLICADA

Para las simulaciones fueron empleados los software ATP (Alternative Transient Program) y ANATEM, considerando la configuración del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para el año 2014, conforme establecido en el Plan Maestro de Generación y Transmisión de Corto y Mediano Plazo de la ANDE, Periodo 2014 – 2023.

En relación a los elementos del sistema en servicio, fueron consideradas dos situaciones operativas:

- Sistema Fuerte: con todos los elementos del SIN en operación, usado para los periodos de carga leve y máxima simultánea.
- Sistema Débil: con la Línea de Transmisión de 500 kV Margen Derecha - Villa Hayes fuera de servicio, usado para el periodo de carga leve solamente.

Debido a que las magnitudes de las tensiones y corrientes transitorias dependen de los instantes de cierre de los contactos de los interruptores y a que tales tiempos constituyen un fenómeno aleatorio, los análisis de la evolución de variables en el dominio del tiempo (simulaciones determinísticas) fueron precedidos por simulaciones sistemáticas y estadísticas, a efectos de maximizar las sollicitaciones sobre los elementos del sistema.

Las simulaciones estadísticas consideran una Distribución Normal (Gaussiana) de los tiempos de cierre de los interruptores, caracterizada por una media y una desviación estándar. La desviación estándar depende de la característica de los interruptores mientras que el valor de la media es obtenido de las simulaciones sistemáticas, donde los tiempos de cierre de los interruptores siguen una Distribución Uniforme, de manera que en las simulaciones, los interruptores “barren” toda la onda de tensión, cerrando sus contactos a intervalos regulares de tiempo.

Fueron desarrollados básicamente tres tipos de análisis: energización de líneas, apertura de líneas en servicio (rechazo de carga) y reconexión. Estos análisis fueron realizados a efectos de verificar las máximas sollicitaciones transitorias y el desempeño de los Descargadores de Sobretensión de la Línea de Transmisión en estudio.

Para los análisis de energización, además de verificar las máximas sollicitaciones transitorias y el desempeño de los descargadores, las simulaciones aquí tratadas permiten observar las sobretensiones sustentadas que podrían ocurrir en el extremo remoto de la línea debido al efecto Ferranti.

De igual manera, para las simulaciones de rechazo de cargas fueron evaluados los casos de aperturas repentinas de la línea en servicio, lo que implica la interrupción de corrientes a través de las inductancias de la Línea de Transmisión.

Así también, fue verificada la viabilidad de aplicación de reconexión monopolar y tripolar de la línea, monitoreando la corriente de arco secundario y la tensión de restablecimiento

En este sentido, las sobretensiones transitorias máximas son comparadas con valores que puedan comprometer la soportabilidad dieléctrica de la línea y elementos asociados (TSIM = 735 kV, Tensión Soportable a Impulsos de Maniobra en 220 kV). De igual manera, se verifica la energía disipada en los descargadores, en relación a la capacidad de los mismos (del orden de los 1.386 kJ; 7,2 kJ/kV de Ur, siendo Ur = 192 kV).

## 4 – RESULTADOS

### 4.1 – Energización

Mediante análisis de sensibilidad pudo constatarse que las mayores solicitaciones transitorias debidas a la energización de la línea ocurren en el periodo de carga leve. Así, fueron consideradas para este periodo de carga las configuraciones de Sistemas Fuerte y Débil, con energización desde ambos terminales de la línea (Itakyry y Cerro Corá), con tensiones de pre-maniobra de 1,000 p.u.; 1,050 p.u. y 1,100 p.u.; además se consideraron casos donde la energización es realizada con falla en el terminal remoto. Todas estas condiciones junto con los resultados son resumidos en la tabla 1.

En dicha tabla son mostrados solo los resultados de las simulaciones correspondientes a magnitudes en el terminal remoto, ya que en dicho extremo las solicitaciones son mayores. Puede verse que la energía disipada en los descargadores es muy pequeña, en relación a la capacidad de los mismos (del orden de los 1.386 kJ; 7,2 kJ/kV de Ur, siendo  $U_r = 192$  kV). Por otro lado, las sobretensiones transitorias máximas no ostentan valores que puedan comprometer la soportabilidad dieléctrica de la línea y elementos asociados (TSIM = 735 kV, Tensión Soportable a Impulsos de Maniobra en 220 kV).

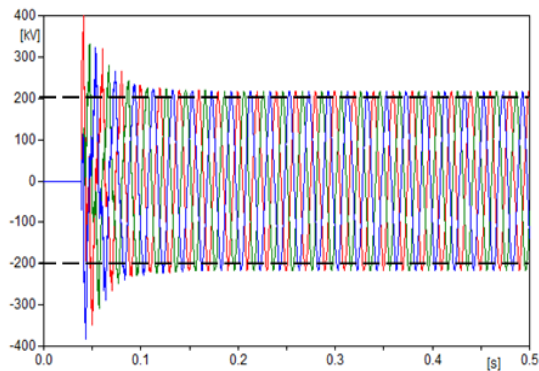
Tabla I: Resultados de simulaciones de energización de línea.

MANIOBRA DESDE ITAKYRY				TERMINAL REMOTO				
CASO	SISTEMA	Vpre [kV]	FALLA	ENERGÍA [kJ]	Vmax [kV]	Vreg [kV]	Vmax [p.u.]	Vreg [p.u.]
1	FUERTE	1,000	-	48	393	195	2,188	1,086
2	FUERTE	1,000	SI	30	397	-	2,210	-
3	DÉBIL	1,000	-	27	393	195	2,188	1,086
4	DÉBIL	1,000	SI	23	396	-	2,205	-
5	FUERTE	1,050	-	60	395	205	2,199	1,141
6	FUERTE	1,050	SI	40	399	-	2,221	-
7	DÉBIL	1,050	-	38	396	205	2,205	1,141
8	DÉBIL	1,050	SI	36	396	-	2,205	-
9	FUERTE	1,100	-	75	395	215	2,199	1,197
10	FUERTE	1,100	SI	50	401	-	2,232	-
11	DÉBIL	1,100	-	52	399	216	2,221	1,202
12	DÉBIL	1,100	SI	54	397	-	2,210	-

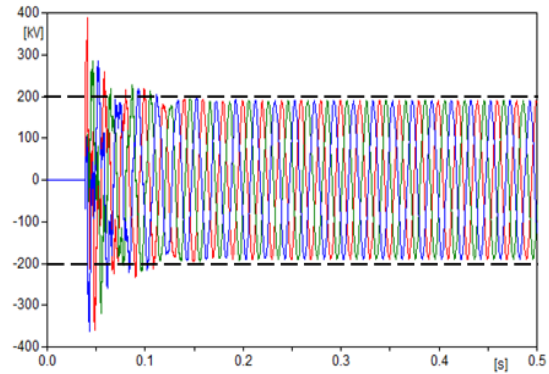
MANIOBRA DESDE CERRO CORA				TERMINAL REMOTO				
CASO	SISTEMA	Vpre [kV]	FALLA	ENERGÍA [kJ]	Vmax [kV]	Vreg [kV]	Vmax [p.u.]	Vreg [p.u.]
13	FUERTE	1,000	-	14	383	225	2,132	1,253
14	FUERTE	1,000	SI	38	404	-	2,249	-
15	DÉBIL	1,000	-	17	381	227	2,121	1,264
16	DÉBIL	1,000	SI	25	404	-	2,249	-
17	FUERTE	1,050	-	21	388	237	2,160	1,319
18	FUERTE	1,050	SI	52	404	-	2,249	-
19	DÉBIL	1,050	-	27	388	238	2,160	1,325
20	DÉBIL	1,050	SI	36	413	-	2,299	-
21	FUERTE	1,100	-	31	389	248	2,166	1,381
22	FUERTE	1,100	SI	66	406	-	2,260	-
23	DÉBIL	1,100	-	38	392	250	2,182	1,392
24	DÉBIL	1,100	SI	49	422	-	2,349	-

Las sobretensiones en régimen permanente observadas en esta tabla se reducen a valores admisibles con la instalación de un reactor de 40 Mvar en la Subestación de Cerro Corá. Con esta medida, no existen restricciones para la energización de la línea considerada desde el terminal de Itakyry (con tensiones de pre-maniobra de 1,100 p.u., la tensión de régimen permanente en el terminal remoto de Cerro Corá es de 1,050 p.u.). No obstante, esta medida no reduce satisfactoriamente las tensiones en el otro terminal de Itakyry, para ningún caso de energización desde el terminal de Cerro Corá.

En las figuras 1 y 2 se ilustran las máximas sobretensiones sustentadas en el terminal de Cerro Corá considerando la condición más desfavorable obtenida en las simulaciones, (sistema débil con maniobra en Itakyry a una tensión de pre-maniobra de 1,100 p.u.).



**Figura 1: Tensiones en la terminal de Cerro Corá sin considerar reactor de 40 Mvar en dicho terminal.**



**Figura 2: Tensiones en la terminal de Cerro Corá considerando un reactor de 40 Mvar en dicho terminal.**

#### 4.2 – Rechazo de carga

Fueron consideradas para este grupo de simulaciones las configuraciones de Sistema Fuerte y Débil, en periodos de Carga Máxima y Leve, con rechazos en ambos terminales de la línea (Itakyry y Cerro Corá) y con diversos niveles de tensión en barras terminales de la línea, antes del rechazo. Además, se consideraron casos en que la apertura de la línea es seguida de una falla monofásica en el terminal donde ocurre la apertura. Los resultados son presentados en la tabla 2.

**Tabla II: Resultados de simulaciones de rechazo de carga.**

CASO	SISTEMA	CARGA	RECHAZO	Vpre [kV]	FALLA	Vmax [kV]	Vmax [p.u.]
101	FUERTE	MÁXIMA	IRY	1,050	-	253	1,408
102	FUERTE	MÁXIMA	IRY	1,100	-	264	1,470
103	FUERTE	LEVE	IRY	1,000	-	264	1,470
104	FUERTE	LEVE	IRY	1,050	-	278	1,548
105	FUERTE	LEVE	IRY	1,100	-	290	1,614
106	DÉBIL	LEVE	IRY	1,000	-	259	1,442
107	DÉBIL	LEVE	IRY	1,050	-	273	1,520
108	DÉBIL	LEVE	IRY	1,100	-	286	1,592
109	FUERTE	MÁXIMA	CCO	1,000	-	273	1,520
110	FUERTE	MÁXIMA	CCO	1,050	-	286	1,592
111	FUERTE	MÁXIMA	CCO	1,100	-	301	1,676
112	FUERTE	LEVE	CCO	1,000	-	224	1,247
113	FUERTE	LEVE	CCO	1,050	-	235	1,308
114	FUERTE	LEVE	CCO	1,100	-	247	1,375
115	DÉBIL	LEVE	CCO	1,000	-	234	1,303
116	DÉBIL	LEVE	CCO	1,050	-	244	1,358
117	DÉBIL	LEVE	CCO	1,100	-	256	1,425
118	FUERTE	MÁXIMA	IRY	1,050	SI	273	1,520
119	FUERTE	MÁXIMA	IRY	1,100	SI	286	1,592
120	FUERTE	LEVE	IRY	1,000	SI	296	1,648
121	FUERTE	LEVE	IRY	1,050	SI	312	1,737
122	FUERTE	LEVE	IRY	1,100	SI	327	1,820
123	DÉBIL	LEVE	IRY	1,000	SI	274	1,525
124	DÉBIL	LEVE	IRY	1,050	SI	288	1,603
125	DÉBIL	LEVE	IRY	1,100	SI	302	1,681
126	FUERTE	MÁXIMA	CCO	1,000	SI	294	1,637
127	FUERTE	MÁXIMA	CCO	1,050	SI	308	1,715
128	FUERTE	MÁXIMA	CCO	1,100	SI	325	1,809
129	FUERTE	LEVE	CCO	1,000	SI	251	1,397
130	FUERTE	LEVE	CCO	1,050	SI	262	1,459
131	FUERTE	LEVE	CCO	1,100	SI	276	1,536
132	DÉBIL	LEVE	CCO	1,000	SI	253	1,408
133	DÉBIL	LEVE	CCO	1,050	SI	264	1,470
134	DÉBIL	LEVE	CCO	1,100	SI	277	1,542

Cabe señalar que en la tabla precedente no son mostrados los valores de energía disipada a través de los Descargadores de Sobretensión debido a que tales valores son despreciables. Por otro lado, el valor de tensión indicado corresponde a la sobretensión transitoria máxima fase-tierra en el terminal donde ocurre el rechazo de carga. No se observan solicitaciones mayores a aquellas que aparecen en los casos de energización de la línea.

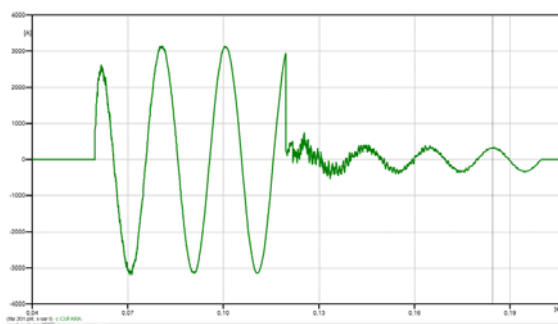
### 4.3 – Reconexión

Este grupo de simulaciones fue desarrollado a efectos de verificar la viabilidad de aplicación de reconexión monopolar y tripolar en la Línea de Transmisión de 220 kV analizada, monitoreando la corriente de arco secundario y la tensión de restablecimiento. A su vez, fueron observadas las sobretensiones transitorias máximas y el desempeño de los descargadores.

La secuencia de eventos simulada para reconexión tripolar (monopolar) es dada a continuación:

- Aplicación de falla monofásica en uno de los terminales o en el punto medio de la LT.
- Apertura tripolar (monopolar) de ambos terminales 60 ms después de la incidencia de la falla.
- Eliminación de la falla (extinción del arco secundario), 5 ciclos después de la apertura de ambos terminales.
- Tiempo muerto de 500 ms.
- Reconexión estadística de la LT por ambos terminales.

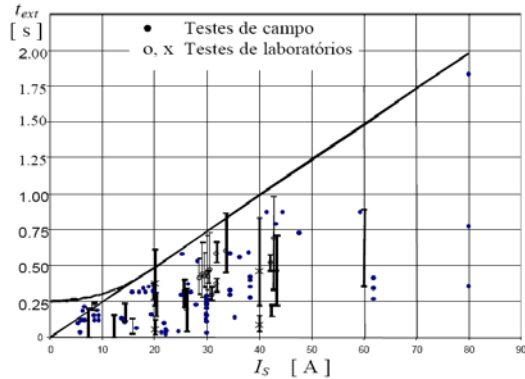
A continuación, la figura 3 muestra la corriente de cortocircuito para una falla monofásica en el terminal de Itakyry, considerando reconexión monopolar. Puede observarse que la apertura monopolar de la línea es realizada a aproximadamente 120 ms de iniciada la simulación, instante en que aparece la corriente de arco secundario (cuyo valor de pico es de aproximadamente 310 A, lo que en valor eficaz, considerando un formato sinusoidal de la corriente, representa una magnitud de 218 A).



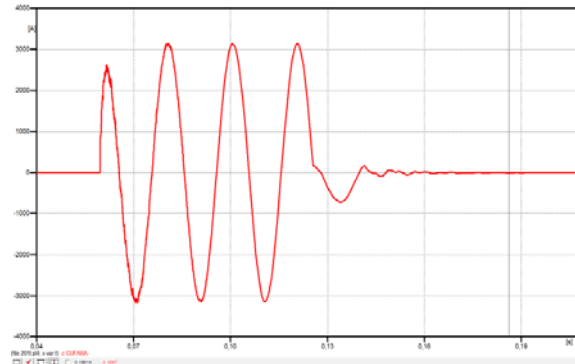
**Figura 3: Corriente de cortocircuito, reconexión monopolar.**

Si bien en estas simulaciones se asume que la corriente de arco secundario se extingue 100 ms luego de la apertura de la línea, el tiempo de extinción del arco secundario tiene comportamiento probabilístico conforme se muestra en la figura 4. El mismo es dependiente de las condiciones atmosféricas, distancias geométricas y características de la falla, entre otros factores. Así, de acuerdo a la figura 4 siguiente, puede estimarse que en el caso de reconexión monopolar, el tiempo de extinción del arco secundario sería mayor a 2 s, lo que implica, a efectos de garantizar una reconexión exitosa, tiempos muertos

prolongados. Esto originaría desequilibrios de larga duración y la eventual actuación de la protección de sobrecorriente de neutro, lo que inviabilizaría la aplicación de la reconexión monopolar.



**Figura 4: Tiempo de extinción del arco secundario en función al valor eficaz de la corriente de arco.**

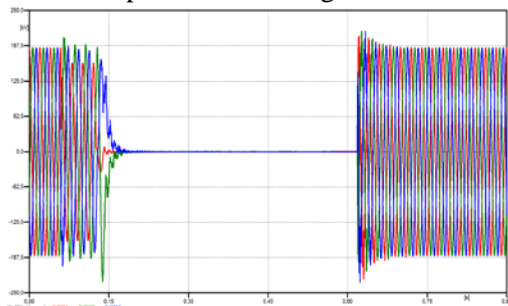


**Figura 5: Corriente de Cortocircuito, reconexión tripolar.**

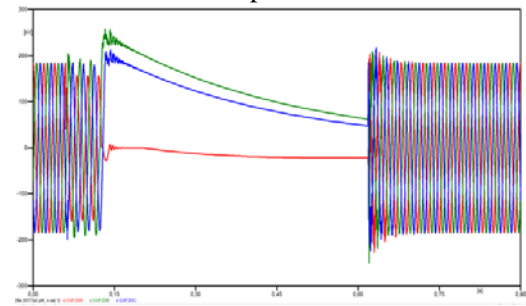
El alto valor de la corriente de arco secundario es debido a que la Línea de Transmisión de 220 kV Itakyry – Curuguaty – Capitán Bado – Cerro Corá, posee subestaciones en derivación (Curuguaty y Capitán Bado), y que en tales locales se tendrían transformadores con devanado terciario en delta (220/23 kV), como es de uso típico en ANDE. Estos transformadores permanecen con sus tres bobinas con corriente durante el tiempo muerto, lo que induce tensiones en el lado de alta del transformador en la fase desconectada por el reconectador monopolar, es decir, no se elimina la alimentación de la falla durante el tiempo muerto.

Por su parte, la figura 5 anterior muestra la corriente de cortocircuito para una falla monofásica en el terminal de Itakyry, considerando reconexión tripolar. Puede observarse una rápida extinción de la corriente de arco secundario, cuyo valor de pico es menor a 10 A apenas 70 ms luego de despejada la falla. Considerando además que en este caso la tensión de restablecimiento es prácticamente nula, puede afirmarse que las probabilidades de reconexión tripolar exitosa, ante fallas monofásicas fugitivas, es elevada.

La figura 6 muestra el comportamiento de la tensión en terminales de Itakyry 220 kV, para una reconexión tripolar exitosa luego de una falla en dicho terminal, con un tiempo muerto de 500 ms.



**Figura 6: Tensiones en barras de Itakyry 220 kV, reconexión tripolar.**



**Figura 7: Tensiones en barras de Itakyry 220 kV, sin ninguna subestación en derivación presente, reconexión tripolar.**

Se observa un rápido decaimiento de la “carga atrapada” en las fases sanas de la línea de transmisión, lo que se manifiesta en la alta tasa de reducción de las tensiones en las fases sanas luego de la apertura de la línea. De esta manera, la maniobra de reconexión se realiza con la línea sin tensión inicial, reduciendo los casos de reconexión tripolar a casos de energización, ya analizados en una sección precedente (la energización con falla es equivalente a reconexión sobre falla permanente).

Se destaca también que, como la tensión en la línea abierta se anula en menos de 70 ms, tiempos muertos del orden de los 100 ms serían suficientes para asegurar el éxito de la reconexión, mejorando la estabilidad del sistema. La rápida disipación de la carga atrapada es debido a la existencia de subestaciones en derivación de la línea, dado que las mismas drenan rápidamente dicha carga.

Por otro lado, la figura 7 más arriba, corresponde al caso donde las subestaciones en derivación se encuentran fuera de operación, lo que mantiene con tensión las fases sanas de la línea abierta durante el tiempo muerto. Esto podría conducir a mayores sobretensiones durante la reconexión, en relación a la energización de la línea.

## 5 – CONCLUSIONES

Bajo las condiciones del presente estudio, ninguna maniobra de energización de la Línea de Transmisión de 220 kV Itakyry – Curuguaty – Capitán Bado – Cerro Corá genera sobretensiones transitorias que comprometan el nivel de aislamiento de los elementos del SIN involucrados y el desempeño de los Descargadores de Sobretensión puede considerarse satisfactorio.

Las sobretensiones posteriores a la energización, debido al efecto Ferranti, ostentan valores superiores a aquellos permitidos por los criterios de planificación y operación del sistema. La inclusión de un reactor de 40 Mvar en la Subestación Cerro Corá reduce estas tensiones a valores aceptables, en ocasión de energización de la línea desde la Subestación Itakyry. No se admite la energización por el terminal de la Subestación Cerro Corá.

En todos los casos de rechazo de carga simulados, las sobretensiones transitorias fueron muy reducidas y la disipación de energía a través de los descargadores despreciable.

La reconexión tripolar de la línea tiene altas probabilidades de ser exitosa, ante fallas monofásicas fugitivas, no presentándose inconvenientes en cuanto a las solicitaciones al aislamiento de las mismas ni al desempeño de los Descargadores. La reconexión monopolar no es recomendada.

## 6 – REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Dommel, Hermann W., “Electromagnetic Transients Program – Reference Manual”.
- (2) Leuven EMTP Center, “Alternative Transients Program – Rule Book”, Bélgica, Julio 1987.
- (3) Plan Maestro de Generación y Transmisión (2014-2023)