
ESTUDIO DE VERIFICACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES SISTEMA 500 kV NORTE

Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar

GERENCIA DE OPERACIÓN

Julio 2021



Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones Sistema 500 kV Norte
Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	07-07-2021	Respuesta Observaciones al Informe Preliminar	Carlos Alvear A. Carlos Fuentes C. Pedro Gobantes F.	Víctor Velar G.

1 OBSERVACIONES DE TRANSELEC.

1.1 Observación nº1

El Documento indica como base para el Estudio que las protecciones consideradas son las no unitarias. No obstante, se recomienda revisar la metodología global del estudio, en donde las instalaciones en análisis asociadas al Sistema de 500 kV poseen protecciones Diferenciales de línea (87L) redundantes (doble esquema), cuyas funciones de distancia únicamente son habilitadas como respaldos ante pérdidas de comunicaciones. Incluso en la mayoría de dichas instalaciones el criterio de ajuste corresponde a una doble contingencia, como, por ejemplo, la pérdida de un doble enlace de comunicaciones para la posterior activación de las funciones de distancia. Debido a la metodología se aprecian "descoordinaciones" o "tiempos de paso inadecuados" en instalaciones que poseen elevados estándares, incluso por sobre la NTSyCS. Se recomienda revisar y evaluar la metodología de todo el estudio, considerando correctamente las particularidades de cada instalación y los equipos involucrados.

Respuesta nº1: Se hicieron las siguientes modificaciones en el Informe Final:

- En el punto 4.4 se agregó una descripción y tablas resumen de los sistemas de protección existentes en cada línea de transmisión de 500 kV, cada transformador de 500/220 kV y cada barra de 500 kV del sistema analizado, indicándose para cada sistema de protección las funciones que emiten señal de trip. Para las líneas de transmisión también se indican los esquemas de teleprotección existentes y los sistemas que cuentan con dos grupos de ajustes.
- Se indica que en este estudio no se analizan las protecciones diferenciales ni las teleprotecciones, ya que por su naturaleza no son coordinables entre sí ni con otras protecciones. Las protecciones analizadas en este estudio corresponden a las denominadas no unitarias, que en el sistema analizado operan como respaldo de las funciones diferenciales y de las teleprotecciones. Por lo tanto, el supuesto considerado en el análisis de verificación de la coordinación es que se encuentran fuera de servicio dichas protecciones principales del elemento fallado.
- Se indican las condiciones de activación de las funciones de protección que no se encuentran activas permanentemente, que corresponden a las zonas 1 de las protecciones de distancia y a las protecciones de sobrecorriente adireccionales de las líneas de transmisión.
- Se revisaron los resultados para fallas en líneas considerando que las únicas zonas 1 que se encuentran habilitadas son las del circuito fallado, permaneciendo inhabilitadas las zonas 1 de los elementos adyacentes, incluido el circuito paralelo. Sólo en el caso de la línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar la zona 1 se encuentra permanentemente activa, según lo indicado en el ECAP correspondiente. Se aclara también que esta condición corresponde a una condición transitoria, ya que cuando se pierden ambos sistemas de comunicación de un circuito, se procede a tomar las medidas operacionales necesarias para posteriormente abrir dicho circuito.

- Se consideró en el análisis la orden de puenteo monopolar externa sobre la CCSS local que se genera con la operación de las funciones de protección que detectan fallas internas en la línea (87L y 85) y con el arranque de la zona 1 de la protección de distancia, cuando esta se encuentra operativa.

1.2 Observación nº2

En forma similar a la observación anterior, se recomienda revisar los esquemas de protección en líneas de 500 kV desde los estudios de cada uno de los coordinados que incorporaron estas instalaciones. Existen esquemas lógicos, como, por ejemplo, la habilitación de las zonas 1 solo en casos para la pérdida total del doble esquema diferencial por la cercanía a las compensaciones serie, estando deshabilitados para el resto de los casos, bloqueos de elementos de sobrecorriente entre otros.

Respuesta nº2: Ver respuesta nº1.

1.3 Observación nº3

Junto con la siguiente versión del Estudio, favor proporcionar la base de datos de Digsilent.

Respuesta nº3: Se publicó, junto con el Informe Final, la base de datos DlgSILENT utilizada.

1.4 Observación nº4

Se deben revisar en la base de datos la correcta implementación de las funciones de protección en los relés. En conjunto con esto, y en forma indispensable se requiere ver la correcta configuración en la forma de cálculo en los modelos de Digsilent, los cuales no siempre se encuentran bien configurados en la base de datos del Coordinador en forma nativa. De la misma forma, se debe corroborar el correcto ingreso de los valores de K0 en el modelo (no siempre es directo del print-out), modelamiento de las zonas de arranque o starting, supervisores de corriente, forma de ingreso de las direccionalidades de acuerdo al modelo, equivalente de alcances (en ciertos modelos de Digsilent no son directo desde los print-out), Taps de TTCC internos, razón de TTPP internas, entre otros.

Respuesta nº4: Se utilizaron modelos genéricos que representan las funciones 21, 21N, 67N, 50, 51 y 51N. En cuanto a las funciones 21 y 21N, se utilizaron distintos modelos dependiendo del tipo de característica que posee (cuadrilateral o mho) y, para el caso de las características cuadrilaterales, se usaron modelos distintos de acuerdo al fabricante del relé (Siemens o GE). Con respecto a la configuración de los modelos, se hicieron las transformaciones correspondientes para el ingreso correcto de los alcances, mientras que para el factor K0, los modelos incluyen el ingreso de los ajustes tanto en forma polar como en forma rectangular. Asimismo, se modelaron las zonas de arranque y se ingresaron correctamente las direccionalidades y las razones de transformación de los TTCC y TTPP, de acuerdo con lo indicado en los print out cargados por el Coordinado en la plataforma Infotécnica.

1.5 Observación nº5

Se recomienda utilizar para cada uno de los paños evaluados en el estudio, las plantillas de los relés y modelos proporcionados por cada coordinado en la base de datos de Digsilent durante el proceso de conexión del proyecto. Con esto se asegura que el comportamiento de los relés será similar al presentado durante la etapa de interconexión del proyecto, validado por su respectivo EAP.

Respuesta nº5: Se utilizaron modelos para representar por separado las funciones 21, 21N, 67N, 50, 51 y 51N, esto con el fin de facilitar el análisis y evitar los errores que pueden presentar los modelos que incorporan todas las funciones de un relé. Los modelos utilizados fueron debidamente probados para asegurar su adecuada representatividad del comportamiento real de la protección. En cuanto a los ajustes de cada función analizada, estos fueron extraídos de la sección "Sistema de Protecciones" de la plataforma Infotécnica.

1.6 Observación nº6

Se indica que se considera un paso de consideración razonable de 350 ms. Se agradece re-evaluar esta aseveración y en cambio utilizar los tiempos y consideraciones indicadas en la NTSyCS.

Respuesta nº6: En el Informe Final se considera el Paso de Coordinación de 300 ms indicado en Art. 5-40 de NT. Se hace notar que los 350 ms considerados en el Informe Preliminar equivalen a 310 ms en los términos en que se define el Paso de Coordinación en la NT, ya que los 350 ms se aplicaron entre los tiempos de operación de las protecciones local y remota, mientras que, de acuerdo con la definición entregada por la NT, el Paso de Coordinación debe medirse entre el Tiempo de Despeje de Falla por actuación de la protección local y el tiempo de operación de la protección remota.

1.7 Observación nº7

El documento menciona que la NTSyCS establece que el Coordinador debe realizar el Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones. Se recomienda complementar indicando cada cuantos meses/años se realiza el estudio y las instalaciones que debería considerar en su alcance.

Respuesta nº7: La información solicitada está incluida en el inciso "2 Introducción y Objetivos", donde se menciona que el presente estudio tendrá una periodicidad de cuatro años. En el Informe Final se replicó en el Resumen Ejecutivo.

1.8 Observación nº8

El documento menciona que la versión EVCP Preliminar del sistema del sistema 500 kV y zona norte del SEN se realiza debido que es la Zona que ha sufrido mayores cambios desde la última emisión del EVCP. Agradeceremos referenciar versión anterior e indicar el alcance que tuvo en su revisión.

Respuesta nº8: Se incluye lo solicitado en el Informe Final, incisos 1 Resumen Ejecutivo y 2 Introducción y Objetivos.

1.9 Observación nº9

El documento menciona que la porción del SEN en estudio se caracteriza por poseer bancos de condensadores serie en varias subestaciones intermedias, los cuales en condiciones de demanda

baja suelen operar con sus interruptores de bypass cerrados y en condiciones de demanda media y alta con sus interruptores de bypass abiertos. Se recomienda complementar el contenido indicando y argumentando el objetivo sistémico de dichas maniobras.

Respuesta n°9: En el punto 3.1 se agrega que en condiciones de demanda baja los interruptores de bypass de los condensadores serie suelen operar cerrados con el motivo de evitar sobretensiones.

1.10 Observación n°10

En forma similar a la observación anterior, el documento menciona que en condiciones de demanda baja se suele operar con un solo circuito en servicio para las líneas 2x500 kV Cumbres – Nueva Cardones y Nueva Cardones – Maitencillo, mientras que, en condiciones de demanda media y alta, operan todas las líneas con ambos circuitos en servicio.

Se recomienda complementar el contenido indicando y argumentando el objetivo sistémico de dichas maniobras.

Respuesta n°10: Al igual que en la respuesta n°9, en el punto 3.1 se agrega que en condiciones de demanda baja se suele operar con un solo circuito las líneas 2x500 kV Cumbre – Nueva Cardones y Nueva Cardones – Maitencillo, con el motivo de evitar sobretensiones.

1.11 Observación n°11

En el documento se menciona que los escenarios escogidos corresponden a demanda baja con bajo cortocircuito y demanda media con alto cortocircuito. Favor complementar si escenarios corresponden a diurnos o nocturnos, como también complementar mencionando el despacho considerado (alta presencia ERNC e indicar centrales consideradas y su potencia, por ejemplo).

Respuesta n°11: En el capítulo 4 Desarrollo de los Estudios, punto 4.2 se agrega lo solicitado.

1.12 Observación n°12

El Documento indica como base para el Estudio que las protecciones consideradas son las no unitarias. No obstante, se recomienda revisar esta consideración ya que las instalaciones del tramo 500 kV poseen protecciones 87L en donde las funciones de distancia únicamente son habilitadas como respaldos ante pérdidas de comunicaciones. Incluso en la mayoría de dichas instalaciones el criterio de ajuste corresponde a una doble contingencia, en donde se pierda un doble enlace de comunicaciones para activar las funciones de distancia. Se recomienda revisar y evaluar de acuerdo con las particularidades de cada instalación y los equipos involucrados.

Respuesta n°12: Ver respuesta n°1

1.13 Observación n°13

El documento menciona que las fallas consideradas son: cortocircuitos monofásicos con resistencia de falla de 0 Ohm (1F-0) y 25 Ohm (1F-25), bifásicos a tierra (2FT-0) y trifásicos (3F-0). Favor agregar fallas bifásicas

Respuesta n°13: Los tipos de cortocircuito considerados son los que normalmente se exige incluir en los estudios ECAP de los proyectos que se interconectan al Sistema de Transmisión de 500 kV, ya que ellos corresponden a los casos más exigentes para la coordinación de las protecciones de dicho sistema. Por esta razón no se incluyeron en este estudio las fallas bifásicas levantadas de tierra.

1.14 Observación n°14

El documento menciona que se analizaron fallas al 5%, 50% y 95% de las líneas de transmisión, y fallas internas en ambos lados de los transformadores de 500/220 kV. Se recomienda agregar las fallas en barras, verificando que las instalaciones queden resguardadas ante la no operación de las protecciones principales 87B.

Respuesta n°14: Se acoge la recomendación, agregando en el Informe Final fallas en las barras de 500 kV del sistema analizado.

1.15 Observación n°15

El documento realiza un resumen de las principales Conclusiones: Se recomienda revisar las conclusiones una vez consideradas las observaciones emitidas previamente, en el sentido que se indica que descoordinaciones principales para fallas en líneas de 500kV siendo que son las instalaciones que poseen en muchos paños equipos con estándares elevados como doble esquema 87L. Favor verificar.

Respuesta n°15: Ver respuesta n°1

1.16 Observación n°16

Similar a lo anterior, favor verificar conclusiones respecto a eventuales descoordinaciones principales para fallas internas en transformadores. Se recomienda considerar dentro de la metodología del estudio que las protecciones principales corresponden a 87T, siendo funciones de respaldo las sobrecorrientes. En muchos casos, la actuación de funciones 51/51N solo ocurrirá cuando no actúen tanto los sistemas principales 1 y 2 87T. Se agradecerá considerar dichas particularidades.

Respuesta n°16: Ver respuesta n°1

1.17 Observación n°17

En la página de referencia se recomienda efectuar un Estudio de Coordinación y Ajustes de Protecciones para las instalaciones del sistema de 500 kV considerando la posibilidad de, por ejemplo, inhabilitar las Zonas 1. No obstante, se recomienda verificar nuevamente las protecciones y sus ajustes del sistema en estudio, en el sentido que se deben analizar considerando y complementando con las lógicas de control implementadas en los relés. En algunas protecciones del sistema de 500kV se tiene incorporadas las funciones 21/21N únicamente en caso de pérdidas de comunicaciones, actuando como respaldo a las funciones 87L de Sistemas 1 y 2.

Respuesta n°17: Ver respuesta n°1

1.18 Observación nº18

En la página de referencia, y como acotación final, en el documento se menciona que el Sistema analizado posee funciones de protección unitarias (87L, 87T, 87B, 50BF y teleprotecciones) que permitirían detectar y despejar fallas locales.

Se considera necesario y pertinente que esta acotación debería ser la base del Estudio, ya que se muestran eventuales descoordinaciones y tiempos de paso inadecuados, siendo que las instalaciones, principalmente en 500kV, posee elevados estándares y la actuación de funciones de distancia o sobrecorrientes son funciones de respaldo y actuarán únicamente posterior a una doble contingencia, como lo es una pérdida de todos los esquemas de comunicaciones o la no actuación de las 2 protecciones 87T en caso de transformadores. Favor considerar adecuadamente las protecciones unitarias dentro de la evaluación de la Coordinación del Estudio.

Respuesta nº18: Ver respuesta nº1

1.19 Observación nº19

No ha sido posible revisar el modelamiento y adecuación de la BD mencionada en el Documento. Junto con la nueva versión del Estudio, agradeceremos proporcionar dicha Base de DIGSILENT para la correcta revisión del Estudio.

Respuesta nº19: Ver respuesta nº3

1.20 Observación nº20

Favor complementar ítem indicando o referenciando los proyectos, tanto transmisión como Generación, que han sido considerados dentro de las Instalaciones modeladas en el área de influencia del Estudio.

Respuesta nº20: Como se indica en el punto 3.2 del informe, se consideraron las instalaciones existentes a junio de 2020.

1.21 Observación nº21

Respecto a la metodología planteada, además de todas las observaciones ya mencionadas previamente, queda la duda si en situaciones que existe despeje secuencial se considera como una descoordinación o no, y si efectivamente fue realizado dicho análisis.

Respuesta nº21: Como se indica en el punto 4.3 del informe, se utilizó la herramienta Traza de Cortocircuito de DigSILENT, que considera la apertura secuencial de los interruptores, y como se indica en el punto 4.6, se analizó la coordinación de las protecciones para cada paso de tiempo discreto determinado por los sucesivos instantes de apertura de los interruptores.

1.22 Observación nº22

Fallas consideradas: Se recomienda agregar fallas bifásicas

Respuesta n°22: Ver respuesta n°13

1.23 Observación n°23

Localización de fallas: Se recomienda agregar fallas en barras

Respuesta n°23: Ver respuesta n°14

1.24 Observación n°24

En la página de referencia, el Documento menciona que el Estudio no considera las protecciones no unitarias. Si bien es correcto el concepto teórico, se considera necesario contextualizar el estudio, ya que las instalaciones en análisis poseen redundancia en protecciones unitarias 87L, 87T y 87B, por lo cual únicamente actuarían las funciones de respaldo 21/51 si ocurriese una falla y a su vez ocurre una doble contingencia como la pérdida total de los esquemas de comunicaciones o la no actuación de dos (2) protecciones principales.

Respuesta n°24: Ver respuesta n°1

1.25 Observación n°25

Favor completar tabla 4.4 "protecciones consideradas", agregando la información de las protecciones unitarias. Es decir, agregar protecciones 87L, 87T y 87B, permitiendo contextualizar las eventuales "descoordinaciones detectadas".

Respuesta n°25: Ver respuesta n°1

1.26 Observación n°26

Favor complementar la tabla 4.5 "ajustes de funciones de protección de corriente", especificando en los ajustes las lógicas de operación. Cabe señalar que las funciones de sobrecorrientes en muchos casos se activan únicamente posterior a la pérdida de potenciales, actuando en respaldo.

Respuesta n°26:

Con respecto a las protecciones de sobrecorriente de emergencia en líneas, estas no son consideradas en el análisis, dado que se activan solo ante la doble contingencia de indisponibilidad de protecciones diferenciales y pérdidas de medición de tensión en los secundarios de los TTPP de ambos sistemas. En cuanto a las protecciones de sobrecorriente de transformadores, en los print-out no se observan condiciones de activación, por lo que estas se encuentran siempre operativas.

1.27 Observación n°27

Revisar ajustes de los ATR Modelados. Se aprecia que, por ejemplo, en el caso de los ATR de Kimal no fueron modelados los escalones de tiempo definido tanto en 500 kV como en 220 kV, lo cual genera algunas observaciones. Se revisará en detalle los ajustes de protecciones de Transelec una vez sea proporcionada la base de datos utilizada para el estudio.

Respuesta n°27: Los ajustes de las protecciones se obtuvieron de los print-out cargados en la plataforma Infotécnica. Para el caso particular de los autotransformadores de Kimal, en el Informe Final se actualizaron los ajustes incorporando los escalones de tiempo definido, así como también se actualizaron las tablas de resultados.

1.28 Observación n°28

Favor complementar la tabla 4.6 "Ajustes de funciones de protección de distancia", especificando en los ajustes las lógicas de operación. Cabe señalar que las funciones de distancia en muchos casos se activan únicamente posterior a la pérdida del doble enlace de comunicaciones, actuando únicamente en situaciones de falla y a su vez una doble contingencia, operando como respaldo.

Respuesta n°28: En el punto 4.4 del informe final se agregó la información solicitada.

1.29 Observación n°29

Favor complementar la tabla 4.6 "Ajustes de funciones de protección de distancia", especificando en los ajustes los esquemas de teleprotecciones considerados (POTT, PUTT, otro).

Respuesta n°29: En el punto 4.4 del informe final se agregó la información solicitada.

1.30 Observación n°30

Favor complementar la tabla 4.6 "Ajustes de funciones de protección de distancia" indicando eventualmente si las protecciones poseen Grupos de Ajustes y cuando se activan.

Respuesta n°30: En el punto 4.4 del informe final se agregó la información solicitada.

1.31 Observación n°31

Favor complementar la tabla 4.6 "Ajustes de funciones de protección de distancia" la información de las Zonas 1, considerando las lógicas de operación. Lo anterior debido que las funciones de distancia en muchos casos se activan únicamente posterior a la pérdida de comunicaciones y en muchos casos en el Sistema de 500kV se encuentran parametrizadas, pero sin TRIP las Zonas 1, evitando eventuales sobrealcances.

Respuesta n°31: En el punto 4.4 del informe final se agregó la información solicitada.

1.32 Observación n°32

Localización de fallas: Se recomienda agregar fallas en barras

Respuesta n°32: Ver respuesta n°14

1.33 Observación nº33

Se aprecia error de referencia. Favor corregir error de forma.

Respuesta nº33: Se corrigió en el Informe Final.

1.34 Observación nº34

Observación de forma: Se recomienda destacar con Rojo o Naranja las situaciones en que exista Descoordinación de respaldo o Descoordinación principal, facilitando la revisión del Estudio.

Respuesta nº34: En los anexos se incorporan colores que diferencian los fenómenos “Descoordinación en respaldo” e “Insuficiente Paso de Coordinación en Respaldo”.

1.35 Observación nº35

Favor revisar la tabla 4.8. "resumen resultados escenario 01_Alto Nivel CC" ya que se aprecia que existen fallas que se encuentran reiteradas, replicando los resultados obtenidos. Por ejemplo: La falla N2 se encuentra contenida dentro de las ya mencionadas en la falla N1.

Respuesta nº35: En el punto 4.6 del Informe Final se muestran los resultados para descoordinaciones en respaldo (D.E.R.), clasificados por instalación (línea, transformador, barra), ubicación de la falla y escenarios (bajo nivel de CC y alto nivel de CC).

1.36 Observación nº36

Debido a la gran cantidad de observaciones, incluso a la metodología del estudio, la revisión del ítem resultados se realizará una vez se hayan considerado y revisado las observaciones emitidas en el presente documento.

Respuesta nº36: Una vez emitida la versión revisada del informe se dejará disponible para un nuevo proceso de observaciones de las empresas coordinadas.

1.37 Observación nº37

Una vez atendidos los puntos anteriores, volver a corroborar si se mantienen las conclusiones del estudio.

Respuesta nº37: Se revisaron las conclusiones habiendo atendido todas las observaciones.

2 OBSERVACIONES DE INTERCHILE

2.1 Observación nº1

Conforme a nuestra revisión del Informe Preliminar “Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones Sistema 500 kV Norte” publicado con fecha enero 2021, InterChile tiene los siguientes comentarios a los resultados mostrados del análisis de verificaciones de nuestros esquemas de protecciones eléctricas en su conjunto. En primer lugar, manifestamos nuestra preocupación por el gran volumen de hallazgos encontrados en la deficiencia de la coordinación de protecciones categorizadas en su mayoría como “Descoordinación principal” e “Insuficiente paso de coordinación” para nuestras instalaciones eléctricas.

En imagen adjunta, se muestra de forma resumida los números de casos levantados por el Coordinador Eléctrico Nacional a nuestras instalaciones a lo largo de la LT 2X500 kV Nueva Cardones –Polpaico, incluyendo los bancos de autotransformadores.

	Insuficiente Paso de Coordinación	Descoordinación Principal	Descoordinación de respaldo	Total
Bajo nivel CC_Lineas	40	14	0	54
Bajo nivel CC_Barras	39	97	0	136
Alto nivel CC_Lineas	145	74	0	219
Alto nivel CC_Barras	16	115	0	131
				540

Recordamos a ud, que este proyecto cumple en plenitud con todas las exigencias impuestas por este Coordinador Eléctrico Nacional y las autorizaciones correspondientes de la totalidad de los estudios Sistémicos incluyendo el Estudio de Ajuste y Coordinación de Protecciones para la entrada en operación

De forma adicional, informamos que todas nuestras instalaciones han sido auditadas a partir del año 2018 y 2019 en el marco de la inspección técnica de un grupo de instalaciones que forman parte del Proyecto de Interconexión de los Sistemas Interconectados Central (SIC) y del Norte Grande (SING), posterior a su puesta en servicio.

El desempeño en general de nuestros esquemas de protecciones para la detección y posterior despeje de falla, han sido correctamente gestionadas de acuerdo con sus ajustes operacionales en las pocas fallas que hemos evidenciado, posterior a su puesta en servicio.

Por otra parte, con la integración de nuevos proyectos solares y eólicos al sistema eléctrico, estas plantas no aportan corriente de falla por lo que no ha cambiado su nivel de cortocircuito para tener esos riesgos indicados en tabla Excel EVCP.

Finalmente, los tiempos de operación de las protecciones de distancia 21/21n, no se visualiza con claridad la zona de operación y en qué condiciones de fallas.

En consecuencia, y por lo expuesto anteriormente, solicitamos revisar nuevamente la documentación y simulaciones dado que todos nuestros sistemas se encuentran coordinados de forma correcta, por lo que no es claro la necesidad de hacer revisiones innecesarias, y cambiar ajustes.

Respuesta n°1:

En el Informe Final se aclara que en este estudio no se analizan las protecciones diferenciales (87L, 87T, 87B) ni las teleprotecciones, ya que por su naturaleza no son coordinables entre sí ni con otras protecciones. Las protecciones analizadas en este estudio corresponden a las denominadas no unitarias (21/21N, 50/50N, 51/51N, 67N), que en el sistema analizado operan como respaldo de las funciones diferenciales y de las teleprotecciones. Por lo tanto, el supuesto considerado en el análisis de verificación de la coordinación es que se encuentran fuera de servicio dichas protecciones principales del elemento fallado.

A partir de lo anterior, se modificó la denominación de las deficiencias de coordinación detectadas, tanto en el Anexo, como en los resultados indicados en el punto 4.6 y en el análisis del punto 4.7, indicando que estas son en respaldo. Además, como primera conclusión del estudio, se indica que el hecho de que todas las líneas de transmisión, transformadores de 500/220 kV y barras de 500 kV del sistema analizado posean protecciones principales redundantes del tipo unitarias, sumado al bloqueo en condiciones normales de las zonas 1 de las protecciones de distancia en la mayoría de las líneas de transmisión, asegura una adecuada coordinación mientras se encuentren en servicio dichas protecciones principales. En el caso particular de la línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, que es la única en la que se encuentran permanentemente activas las zonas 1 según el ECAP correspondiente, la temporización de estas zonas asegura la coordinación, aunque podrían presentarse pasos de coordinación menores que los 300 ms exigidos por la Norma Técnica.