

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



IMPLEMENTACION DE UN REACTOR SERIE PARA LIMITAR LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN BARRAS DE 220KV

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELÉCTRICISTA

PRESENTADO POR:

MICHAEL JOAN FUERTES RICARDI

**PROMOCIÓN
2009- II**

**LIMA – PERÚ
2014**

**IMPLEMENTACION DE UN REACTOR SERIE PARA
LIMITAR LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN
BARRAS DE 220KV**

DEDICATORIA

Dedico el presente informe a mis padres: Gregorio Fuertes y Ana Ricaldi, ya que gracias a ellos soy quien soy hoy en día. Agradezco a todos aquellos que me han acompañado a lo largo de mi vida, a mis hermanos y grandes amigos, a los que me han impulsado a alcanzar mis metas y no darme por vencido y en especial, agradezco a la vida por todo lo aprendido.

SUMARIO

Las altas demandas de energía en el sistema interconectado nacional debido al crecimiento industrial y demográfico han hecho que cada vez las empresas de energía aumenten su generación y las empresas de transmisión aumenten su capacidad de transmisión de potencia, para garantizar la demanda futura.

A medida que el sistema interconectado nacional crece, se tiene que adecuar para poder transmitir mayor potencia y soportar las fallas de cortocircuito. Por ello la necesidad de utilizar equipos de protección como pararrayos y de compensación como reactores, banco de capacitores, SVC's, etc.

En el presente informe se aborda un caso específico, como es la implementación del reactor serie en la Subestación Eléctrica Chilca REP 220kV. Donde se describe el análisis para determinar la necesidad del Reactor Serie, así como la determinación del equipamiento a utilizar para su control y protección en la subestación.

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I	4
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA: NECESIDAD DE IMPLEMENTAR EL REACTOR SERIE EN LA SUBESTACION CHILCA REP	4
1.1. Introducción.....	4
1.2. Descripción del sistema.....	5
1.3. Plan de expansión de generación y transmisión	5
1.4. Definición de la fecha de entrada de la compensación	7
CAPITULO II	10
MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL: FUNCIONAMIENTO DE LOS REACTORES DE POTENCIA COMO LIMITADORES DE CORRIENTE	10
2.1. Introducción.....	10
2.2. Causas de fallas en la red eléctrica	10
2.3 Cortocircuitos en sistemas de potencia.....	12
2.3.1 Cortocircuitos en el sistema de energía eléctrica.....	12
2.4 Reactores serie como limitadores de corriente	14
2.4.1 Funcionamiento de reactores serie como limitadores de corriente.....	15
2.4.2 Curva característica Volt-Ampere en línea recta.....	15
2.4.3 Efectos en la Tensión Transitoria de Recuperación TRV.....	17
CAPITULO III	19
ANALISIS DE LA NECESIDAD DE IMPLEMENTAR EL REACTOR SERIE EN LA SUBESTACION CHILCA REP	19
3.1. Estado del arte de las compensaciones de cortocircuito.....	19
3.1.1. Elementos modernos considerados en el estado del arte para la reducción del cortocircuito.....	19
3.2. Métodos a considerar para la limitación de cortocircuito.....	22
3.2.1. Consideraciones generales	22
3.3. Alternativas de solución.....	24
3.3.1 Ajuste del valor del reactor CLR entre barras de Chilca.....	25
3.3.2. Alternativa 1.....	26

3.3.3.	Alternativa 2.....	27
3.3.4.	Valores nominales de los reactores CLR usados en alternativas 1, 2a y 2b	29
3.4.	Resultados estudios de estado estacionario	29
3.4.1.	Flujo de cargas en operación normal y contingencias para 2012 (Alternativa. 1).....	30
3.4.2.	Flujo de cargas en operación normal y contingencias para 2015.....	30
3.4.3.	Flujo de cargas en operación normal y contingencias para 2019.....	31
3.4.4.	Pérdidas de potencia	35
3.5.	Estudios de Cortocircuito	35
3.5.1	Metodología para el cálculo de cortocircuito	35
3.5.2.	Estudio y compensación de $3 \times I_0$ en la falla de 2 fases a tierra.....	36
3.5.3.	Resultados de cortocircuito.....	37
3.6.	Efectos en la estabilidad	41
3.7.	Estudio TRV en interruptores del reactor para alternativa 1	42
3.7.1.	Análisis del TRV	42
3.7.2.	Resultados TRV	42
3.8.	Análisis de sensibilidad a soluciones combinadas con la alternativa 1.....	46
3.8.1.	Sensibilidad con incremento de X_{cc} en trafos de nuevos generadores.....	46
3.8.2.	Sensibilidad en el traspaso de unidades de ENERSUR a 500kV.....	47
3.8.3.	Alternativa 1 y compensación de algunos nuevos generadores como sugiere alternativa 2b	48
3.8.4.	Alternativa 1 y paso a 500kV de la línea Chilca – Planicie – Zapallal (2019)	49
3.8.5.	Sensibilidad alternativa 1 en la fecha de entrada de los elementos de compensación.....	51
3.8.6.	Resultados incluyendo todos los elementos de la compensación.....	54
3.9.	Alternativa óptima.....	55
3.9.1.	Resumen	55
CAPITULO IV.....		58
IMPLEMENTACIÓN DEL REACTOR SERIE EN LA SUBESTACIÓN CHILCA		
220KV		58
4.1.	Introducción.....	58
4.2.	Ingeniería de control y protección	58
4.2.1.	Lógicas de control.....	60
4.2.2.	Lógicas de protección	62
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		65
ANEXO A		72

ANEXO B	75
ANEXO C	76
ANEXO D	78
ANEXO E	81
ANEXO F	82
BIBLIOGRAFIA	90

INTRODUCCIÓN

Actualmente en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional SEIN se vienen integrando nuevas líneas de transmisión, transformadores, grupos generadores, mineras, plantas industriales, etc. Esto conlleva a entender que el sistema tiene que estar preparado para futuras expansiones en los diferentes niveles de tensión, como son en 60kV, 138kV, 220kV y 500kV. En muchos casos se ha tenido que colocar banco de capacitores, reactores inductivos, SVC's, etc. debido a que se requiere compensar potencia reactiva, elevar el nivel de tensión, mantener la estabilidad del sistema, disminuir los niveles de cortocircuito, etc. Esto muestra que a medida que el SEIN crece se requiere adecuar el sistema eléctrico para que mantenga su operación normal.

El presente informe se focaliza en un tipo de solución como es la implementación de un reactor de potencia para disminuir el nivel de cortocircuito en barras de 220kV, en donde se muestra conceptos claves del uso e importancia de los reactores de potencia, se revisa los informes que dieron como consecuencia la necesidad del reactor de potencia, se realiza el análisis de la viabilidad técnica de equipos de control y protección del reactor de potencia. Para ello se realiza este análisis en la subestación Chilca.

Los objetivos de este informe son:

- a) Proporcionar conceptos sobre el uso e importancia de los reactores de potencia de núcleo de aire. Para ello se revisa bibliografía referente al tema.
- b) Proporcionar conocimiento sobre la necesidad de reactores de potencia en el SEIN basados en el proyecto implementación del reactor serie en 220kV en la S.E. Chilca REP. Información proporcionada por la empresa SIEMENS.
- c) Mostrar la implementación del reactor serie de 220kV a nivel de la ingeniería de control y protección.

Justificación

La creciente demanda de energía en la zona centro del país ha hecho que la potencia generada en la S.E. Chilca REP y S.E. Enersur se incremente.

Según estudios realizados por de REP en el 2008, muestra que la S.E Chilca hasta el 2019 estará trabajando con toda su capacidad a nivel de generación de energía. Lo que provoca el nivel de cortocircuito de la subestación aumente superando la de los equipos de patio. Así mismo se analizó que las principales subestaciones de Lima el nivel

de corriente de cortocircuito sería superado, impidiendo futuras expansiones del SEIN en la Zona Central. Por lo que se requiere que la subestación sea capaz de soportar niveles de cortocircuito cada vez mayores. Para ello los equipos de patio deben tener el mismo nivel de corriente de cortocircuito.

Metodología

Para el desarrollo del presente informe se recopiló información del proyecto AMPLIACION 10 ejecutado por SIEMENS, de la cual se basa y se explica una necesidad del proyecto mencionado, como lo es la implementación del reactor serie en la S.E Chilca REP 220kV. Donde se revisaron conceptos de compensación y análisis de cortocircuitos. Luego se revisó información sobre la implementación del reactor serie, enfocados en los diseños de control y protección de la bahía en donde es instalada. Para ello se revisó los diagramas funcionales de la bahía, lógicas de enclavamientos de control y lógicas de disparo, desarrollados por SIEMENS.

Motivación

Comprender la importancia de los sistemas de compensación en los sistemas eléctricos de potencia. Además de conocer las necesidades del SEIN para futuras expansiones de la red en la zona central.

Actualmente la demanda de energía en la zona central va en aumento por lo que muchos proyectos eléctricos se vienen ejecutando y elaborando, para que el SEIN soporte expansiones futuras. En este contexto se necesita que la solución sea cada vez la más adecuada y eficiente. Por lo que muchas empresas cada vez apuestan por proporcionar equipamiento cada vez más eficiente.

Limitación

Para el análisis de la necesidad del proyecto se utilizó resultados obtenidos e informes elaborados por SIEMENS.

Estructura de la presentación

El presente informe está organizado de la siguiente forma:

Capítulo I:

Descripción del problema a analizar en base a reportes elaborados por REP y H MV.

Capítulo II:

Marco teórico conceptual (descripción de los fenómenos de cortocircuitos y los fenómenos presentes en el manejo del cortocircuito en el sistema eléctrico)

Capítulo III:

Análisis de la necesidad del reactor serie en la subestación eléctrica Chilca REP 220kV (Análisis comparativo de las corrientes de cortocircuito sin y con el reactor serie)

Capítulo IV:

Implementación del reactor serie en la S.E. Chilca REP 220kV (descripción de la ingeniería de control y protección)

Conclusiones y recomendaciones

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA: NECESIDAD DE IMPLEMENTAR EL REACTOR SERIE EN LA SUBESTACION CHILCA REP

1.1. Introducción

Estudios del Ministerio de Energía y Minas y de Red de Energía del Perú (REP) han recomendado el requerimiento de conexión para los nuevos generadores en el corto y mediano plazo en vecindades de la subestación existente Chilca REP. A su vez, algunos estudios del SEIN como el entregado por el CEPRI (Comité Especial de Promoción de la Inversión Privada) en la Licitación Pública Internacional de la LT Chilca-Planicie- Zapallal y los previos de REP señalan que se estarían superando las corrientes de cortocircuito de diseño de las subestaciones de Lima Ventanilla, Zapallal, Chavarría, Santa Rosa y San Juan, pero especialmente en las subestaciones de Chilca. Así mismo, se prevé que en el corto plazo también se puedan producir algunas sobrecargas en líneas vecinas a Chilca por el ingreso de la nueva generación de Chilca.

En el Plan de Expansión de la Transmisión presentado por REP en septiembre de 2008, se recomendó efectuar refuerzos en la transmisión de Lima, incluyendo la ampliación de la capacidad de cortocircuito de las subestaciones de Lima a 40kA y la implementación de un reactor serie entre barras a 220kV de Chilca para limitar la corriente de cortocircuito de estas subestaciones, entre otras medidas.

Con la finalidad de evaluar la operación del sistema de transmisión de Chilca en el período 2009-2016, REP realizó una primera propuesta de operación del sistema Chilca, la cual fue presentada en el MEM en noviembre de 2008 y tuvo recomendaciones y observaciones por parte del MEM, del COES y de las empresas participantes. Estas observaciones y recomendaciones fueron atendidas por REP, entregando al Ministerio en marzo de 2009 el estudio denominado "Conexión de la Generación en la Subestación Chilca" en el que entre otras conclusiones reitera la recomendación del Plan de Expansión de la Transmisión de septiembre 2008, en el sentido de efectuar la unión de las barras Chilca REP 220kV y Chilca Nueva 220kV mediante un reactor de núcleo de aire de 1580A, 8Ω , con la finalidad de controlar las corrientes de corto circuito en Chilca y en las otras barras de Lima. Este reactor fue dimensionado para soportar una potencia máxima transferida del orden de 600MVA (1580A), la cual ocurre en contingencia de

apertura de la línea a 500kV Chilca – Zapallal. Para el 2019 la máxima capacidad de generación a que llegarían las centrales de Chilca es 2665MW, según estudios de REP; así mismo se sugiere que las nuevas plantas se conecten a 500kV.

En base a este antecedente en el presente capítulo se aborda de forma descriptiva la necesidad de reducir los niveles de cortocircuito en la subestación Chilca REP en las barras de 220kV con la implementación de un reactor serie limitador de corriente. Para el cual se basa en las soluciones obtenidas por la empresa H MV

1.2. Descripción del sistema

La subestación Chilca 220/500kV y Chilca REP forma parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y se encuentra ubicada en camino a Santo Domingo de los Olleros provincia de Cañete, Departamento de Lima.

Se encuentra en la costa centro de Perú aproximadamente a 86 m.s.n.m., es de tipo Intemperie.

En la Fig. 1.1 se muestra la topología en 220kV de las redes de Lima y la subestación eléctrica Chilca REP, 2008.

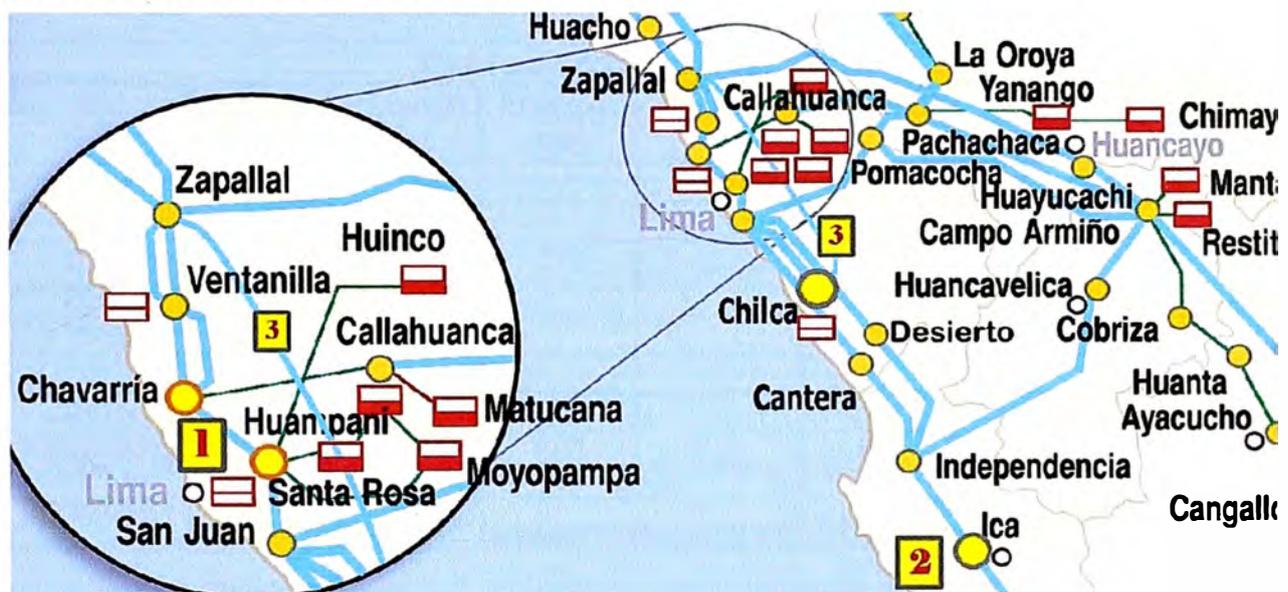


Fig.1.1. Topología de la red de transmisión de REP a 220kV Chilca y área de Lima

1.3. Plan de expansión de generación y transmisión

En cuanto a la expansión de generación se incluyen en la Tabla 1.1 donde se muestran los principales proyectos que se encuentran en desarrollo y construcción, de acuerdo al último informe del Plan de Expansión de Generación y Transmisión de REP [1]. En la tabla 1.1 se muestra el año de entrada de cada proyecto de generación y se indica su capacidad de generación (MW).

En la Fig. 1.2 se muestra el diagrama unifilar de la subestación Chilca y de toda el área de Lima de la cual se analiza el impacto en el sistema, en las subestaciones y líneas contiguas.

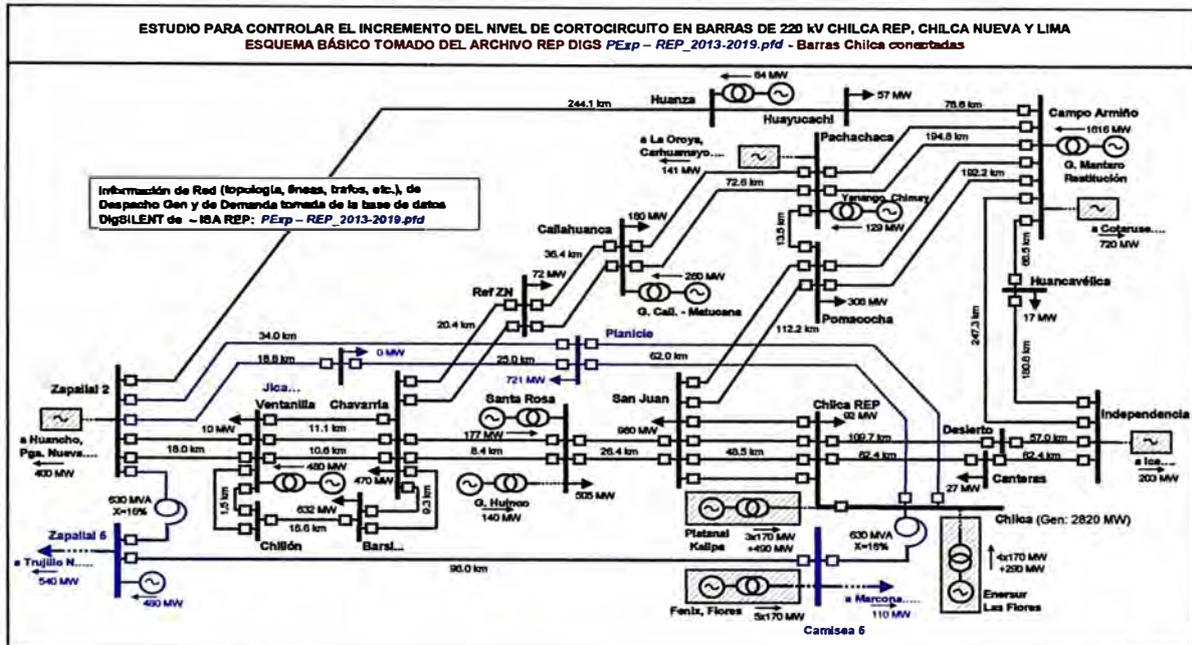


Fig. 1.2. Topología de la red de transmisión de REP asociada a Chilca y área de Lima 220kV

Tabla 1.1. Generación de energía prevista por REP en el área de Chilca

Generación Chilca 2009 - 2016							
Año	Kallpa	Platanal	Enersur	Flores A	Flores B	Fénix	Total/Año
2009	350	200	530				1080
2010	180			170			350
2011							0
2012	270		270		340	340	1220
2013						170	170
2014							0
2015							0
2016							0
Total/Planta	800	200	800	170	340	510	2820
Total/SE	1000		970		850		
	Chilca REP 220 kV		Chilca Chilca 220 kV		Chilca Nueva 500 kV		

Además en esta Tabla 1.1 se indica que el proyecto Enersur ha sido trasladado desde la barra Chilca REP 220kV en donde hasta el 2012 estaba conectado, a la barra Chilca Nueva 220kV. Esta disposición como esquema básico del estudio resulta indispensable a fin de reducir el número de conexiones que llegan a Chilca REP y lograr balance espacial, de potencia y de niveles de cortocircuito, de la siguiente manera:

Balance espacial de las conexiones de los equipos: Sin cambiar de barra a Enersur hay 10 campos en Chilca REP y 2 en Chilca Nueva; pasando Enersur a Chilca Nueva quedan 6 campos en Chilca REP y 5 en Chilca Nueva. Balance de la potencia agrupada por barra: Sin cambiar de barra a Enersur quedan 1800MW en Chilca REP y 170MW en Chilca Nueva; pasando Enersur a Chilca Nueva quedan 1000MW en Chilca REP y 970MW en Chilca Nueva.

Balance en el nivel de cortocircuito: Sin cambiar de barra a Enersur y teniendo instalado un reactor entre barras, los niveles de corto son 37kA en Chilca REP y 21kA en Chilca Nueva; pasando Enersur a Chilca Nueva y teniendo instalado un reactor entre barras, los niveles de corto son 29kA en Chilca REP y 32kA en Chilca Nueva.

Estas razones hacen evidente el requerimiento inicial de trasladar Enersur a Chilca Nueva 220kV

De esta Tabla 1.1 se observa que en el año 2012 están ya operando la mayoría de las plantas alrededor de Chilca, con el consiguiente impacto que tiene este bloque de generación en los niveles de cortocircuito.

En la Tabla 1.2 se muestra la proyección de demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, de acuerdo con el plan de expansión de generación y transmisión de REP.

Tabla 1.2. Proyección anual de Demanda de Potencia Nacional

Año	Demanda Conservadora	Tasa	Demanda Media	Tasa	Demanda Optimista	Tasa
	MW	%	MW	%	MW	%
2011	4822	5,60%	5138	9,10%	5539	12,00%
2012	5060	4,94%	5546	7,94%	6206	12,04%
2013	5343	5,59%	5850	5,48%	6547	5,49%
2014	5655	5,84%	6339	8,36%	6883	5,13%
2015	6008	6,24%	6614	4,34%	7173	4,21%
2016	6275	4,44%	6912	4,51%	7487	4,38%
2017	6551	4,40%	7216	4,40%	7816	4,40%
2018	6839	4,40%	7534	4,40%	8160	4,40%
2019	7140	4,40%	7865	4,40%	8519	4,40%

En estas proyecciones, se ha tenido en consideración el crecimiento de las cargas mineras las cuales constituyen una componente importante de la demanda.

1.4. Definición de la fecha de entrada de la compensación

Para la fecha de entrada de la compensación, se considera que todos los equipos de interrupción e instalaciones a 220kV de las subestaciones de Lima tienen una capacidad máxima de cortocircuito de 40kA

Se trata en lo posible de limitar las corrientes de cortocircuito para las fallas trifásicas y monofásicas a tierra a un valor entre 30kA y 31kA de tal manera que se tenga un margen de 9kA a 10kA, por debajo de los 40kA, que permita la expansión de la red de Lima o cercana a Chilca sin que se sobrepase la capacidad máxima de cortocircuito. Para las fallas bifásicas a tierra, la $I_n = 3 \times I_o$ se limita a un máximo de 40kA, preferentemente interviniendo el circuito de neutro. En la Fig. 1.3 se muestran los niveles de cortocircuito trifásico en la subestación chilca a medida que aumenta la generación en el periodo 211-

2019 y se evidencia que con el alto ingreso de generación cumplido hacia el año 2012, se produce un aumento de cortocircuito trifásico de 32kA en el 2011 a casi 45kA en el 2019, y monofásico de 36kA a 51kA en el mismo periodo de tiempo; por tanto se hace necesario que en el año 2012, cuando los niveles de cortocircuito lleguen a los 40kA, se instale una compensación limitadora del cortocircuito en la subestación Chilca.

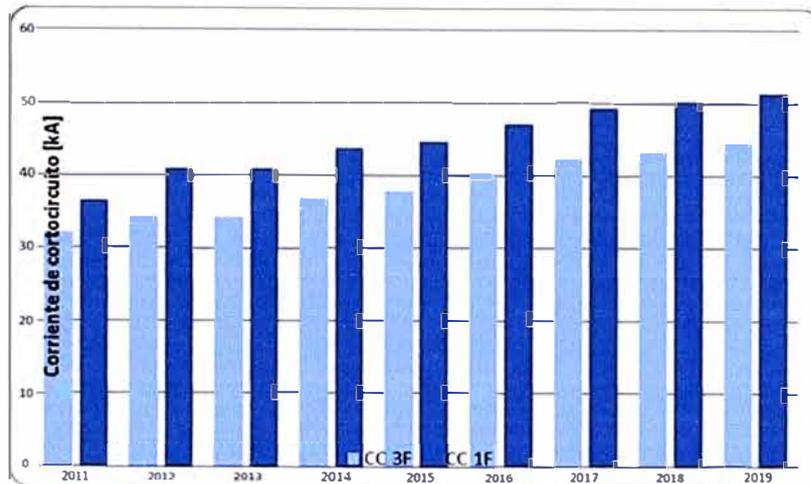


Fig. 1.3. Crecimiento del nivel de cortocircuito trifásico en la SE Chilca 2011 - 2019

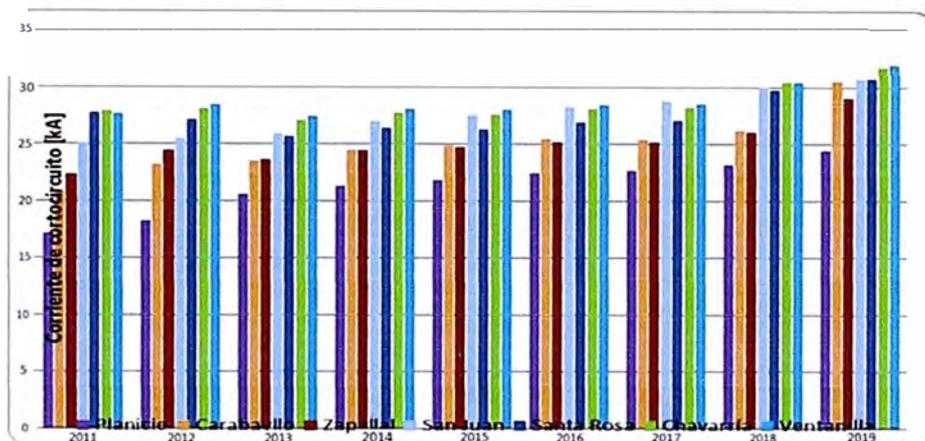


Fig. 1.4. Crecimiento del nivel de cortocircuito trifásico en subestaciones de Lima 2011 - 2019

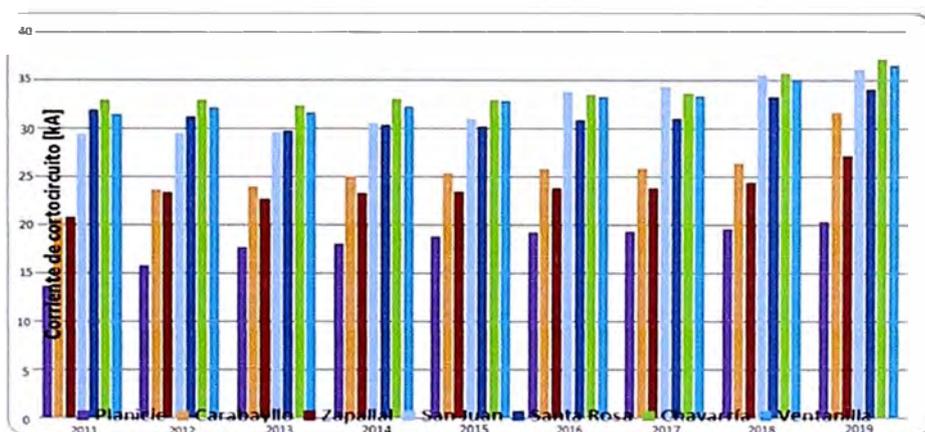


Fig. 1.5. Crecimiento del nivel de cortocircuito monofásico en subestaciones de Lima 2011 - 2019

Las figuras Fig. 1.4 y Fig. 1.5 se muestran el crecimiento de los niveles de cortocircuito trifásico y monofásico respectivamente en las subestaciones de Lima a 220kV, cercanas a la subestación Chilca.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL: FUNCIONAMIENTO DE LOS REACTORES DE POTENCIA COMO LIMITADORES DE CORRIENTE

2.1. Introducción

En los últimos años la demanda de energía viene aumentando, siendo necesario que los proyectos de generación, transmisión y distribución aumenten. Por lo que se requiere que el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional SEIN existente sea capaz de transmitir la carga futura adicional de energía. Los sistemas de generación, transmisión y distribución tienen que ser capaces de transmitir mayor energía, así como soportar niveles de fallas por cortocircuitos cada vez mayores, esto involucra que los equipos de patio de las subestaciones, los transformadores de potencia, las líneas de transmisión, etc. sean diseñados con niveles de corriente de cortocircuito elevados para soportar expansiones futuras. Sin embargo en muchos casos las proyecciones futuras conllevan a replantear el nivel de corriente de cortocircuito para lograr el aumento de generación requerida. Por lo que se tienen que poner equipos que ayuden a regular los niveles de corriente de cortocircuito. Como soluciones para las subestaciones de potencia se pueden cambiar los equipos de patio a un nivel de superior de cortocircuito requerido, usar reactores como limitadores de corriente, realizar maniobras más rápidas para el despeje de las fallas o utilizar nuevas tecnologías para lograr el objetivo.

Por lo anunciado se observa que a medida que inyectamos mayor potencia al sistema eléctrico el nivel de falla de cortocircuito aumenta. Por ello es de gran importancia regular los niveles de cortocircuito.

2.2. Causas de fallas en la red eléctrica

Al proyectar un sistema, el objetivo básico es siempre hacerlo adecuadamente, con materiales de calidad comprobada, bien diseñadas y previniendo la ejecución de la obra y la instalación de la mejor calidad. Así, el sistema estará expuesto a condiciones muy diversas e imprevisibles, y la falla aparecerá en puntos aleatorios del sistema.

Las fallas son debidas a:

Problemas de aislamiento: Las tensiones en los conductores del sistema son elevadas, consecuentemente, pueden ocurrir rupturas a tierra o entre cables por diversos motivos:

- Diseño inadecuado del aislamiento de los equipos, estructuras o aisladores.
- Material empleado (inadecuado o de mala calidad) en la fabricación
- Problemas de fabricación
- Envejecimiento del propio material

Problemas mecánicos: Son las originadas por la naturaleza y que provocan acciones mecánicas en el sistema eléctrico:

- Acción del viento
- Nieve
- Contaminación
- Árboles, etc.

Problemas de eléctricos: Son los problemas eléctricos intrínsecos de la naturaleza o los debidos a la operación del sistema:

- Descargas atmosféricas directas o indirectas
- Impulso por cerramiento o apertura (maniobras)
- Sobretensiones en el sistema

Problemas de naturaleza térmica: El calentamiento en los cables y equipos del sistema, además de disminuir la vida útil, perjudica el aislamiento y se debe a:

- Sobrecorriente por efecto de la sobre carga en el sistema
- Cortocircuitos
- Sobretensión dinámica en el sistema
- Desbalanceamiento en la red

Problemas de mantenimiento:

- Sustitución inadecuada de piezas y equipos
- Personal no entrenado ni calificado
- Piezas de reposición no adecuadas
- Falta de control de calidad en la compra de material
- Inspección de la red no adecuada
- Poda de árboles

Problemas de otra naturaleza:

- Actos de vandalismo
- Actos de terrorismo
- Incendios
- Inundaciones
- Desmoronamientos
- Accidentes de cualquier naturaleza

2.3 Cortocircuitos en sistemas de potencia

El análisis de los niveles de cortocircuito permite conocer la capacidad de un sistema de potencia para soportar las fallas por cortocircuitos en casos extremos, sea en operación normal o en casos de contingencias, para estados de valle y avenida.

Para comprender los conceptos relacionados al análisis de cortocircuito se hace una breve reseña.

2.3.1 Cortocircuitos en el sistema de energía eléctrica

Los cortocircuitos que se presentan en el sistema pueden manifestarse de diferentes formas. Los cortocircuitos trifásicos son equilibrados, por lo que se puede considerar el circuito equivalente de secuencia positiva y los cortocircuitos bifásicos a tierra y monofásicos a tierra son desequilibrados, deberán ser usados los diagramas de secuencia positiva, negativa y cero. Los cuales se muestran en los siguientes gráficos.

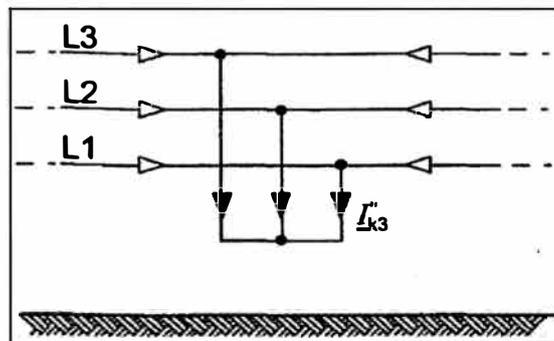


Fig. 2.1 Cortocircuito trifásico

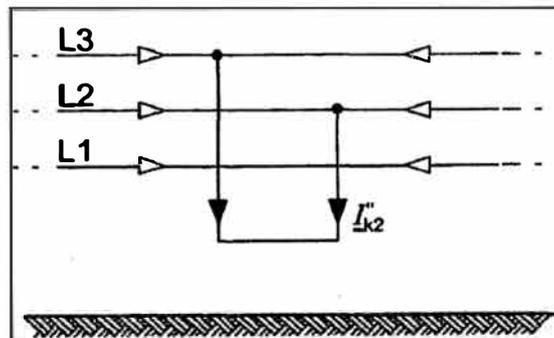


Fig. 2.2 Cortocircuito bifásico fase – fase

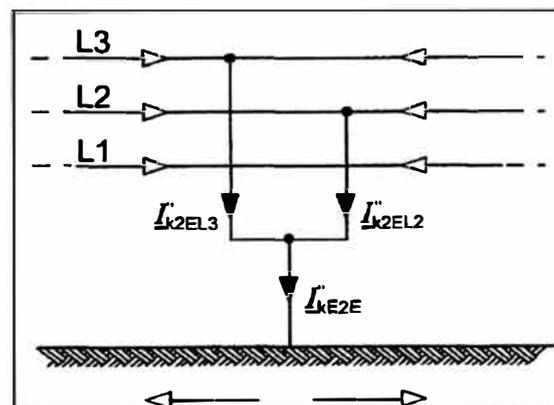


Fig. 2.3 Cortocircuito bifásico a tierra

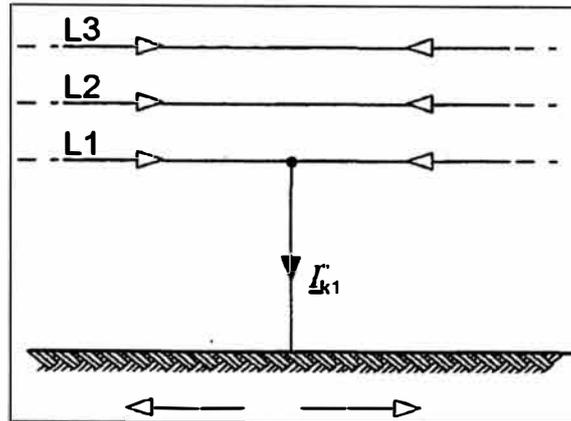


Fig. 2.4 Cortocircuito monofásico a tierra

Donde:

→ : Corriente de cortocircuito.

→ : Corriente de cortocircuito parcial en conductores de la línea y retorno a tierra.

I_{k3}'' : Corriente de cortocircuito trifásico.

I_{k2}'' : Corriente de cortocircuito bifásico.

I_{k2EL2} : Corriente de cortocircuito parcial en la fase L2.

I_{k2EL3} : Corriente de cortocircuito parcial en la fase L3.

I_{kE2E} : Corriente de cortocircuito bifásico a tierra.

I_{k1} : Corriente de cortocircuito monofásico a tierra.

Las corrientes de cortocircuito mostradas son solamente las contribuciones de las corrientes cuando se considera el sistema eléctrico sin carga. Como, en realidad, el sistema está siempre operando con carga, el cortocircuito debe ser considerando en esta situación. Por lo que se puede decir que la corriente del sistema con carga bajo falla es la corriente de carga sin falla más la corriente de falla sin carga. Con esta relación podemos representar la corriente de cortocircuito en la red.

Usando la representación de secuencia positiva, negativa y cero representamos la impedancia de cortocircuito en un sistema eléctrico equivalente en el punto de falla F:

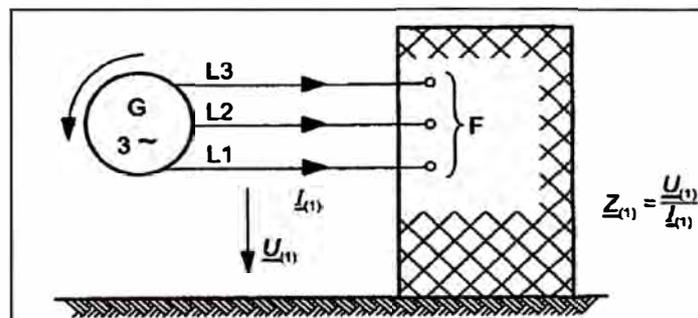


Fig. 2.5 Impedancia de cortocircuito de secuencia positiva

Donde:

$I_{(1)}$: Corriente de cortocircuito de secuencia positiva

$U_{(1)}$: Tensión de cortocircuito de secuencia positiva

$\underline{Z}_{(1)}$: Impedancia de cortocircuito de secuencia positiva

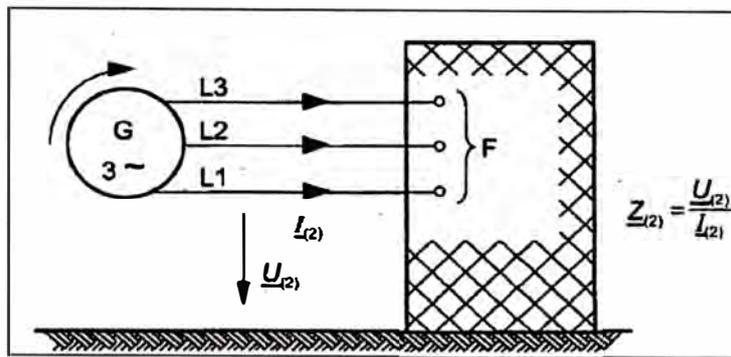


Fig. 2.6 Impedancia de cortocircuito de secuencia negativa

Donde:

$\underline{I}_{(2)}$: Corriente de cortocircuito de secuencia negativa

$\underline{U}_{(2)}$: Tensión de cortocircuito de secuencia negativa

$\underline{Z}_{(2)}$: Impedancia de cortocircuito de secuencia negativa

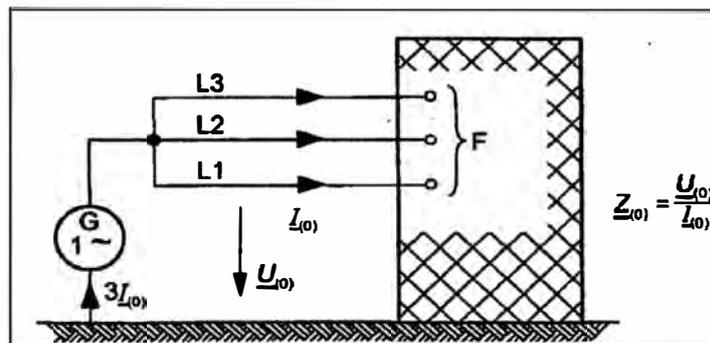


Fig. 2.7 Impedancia de cortocircuito de secuencia cero

Donde:

$\underline{I}_{(0)}$: Corriente de cortocircuito de secuencia cero

$\underline{U}_{(0)}$: Tensión de cortocircuito de secuencia cero

$\underline{Z}_{(0)}$: Impedancia de cortocircuito de secuencia cero

Entonces se ha definido los niveles de cortocircuito para falla trifásica, monofásica a tierra y bifásica a tierra determinadas por la norma IEC-60909 titulada como "Cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos AC según la cual los resultados corresponden a corrientes subtransitorias (o instantáneas) simétricas (sin componente cd) en Amperios rms. Esto sirve para comprender los resultados de cortocircuito para el análisis de la solución para disminuir el nivel de cortocircuito en las barras de 220kV de Chilca.

2.4. Reactores serie como limitadores de corriente

La necesidad de utilizar reactores limitador de corriente es debido a limitar la corriente de cortocircuito en el sistema eléctrico de potencia, presentándose como una solución para disminuir el nivel de cortocircuito. Esta premisa nos conlleva a entender las características de funcionamiento de este equipamiento.

2.4.1 Funcionamiento de reactores serie como limitadores de corriente

Un reactor limitador de corriente debe tener baja reactancia a bajas corrientes y alta reactancia a altas corrientes. Tal reactor se conoce como reactor de "núcleo saturado". Un reactor que tiene un núcleo de hierro y sólo un devanado en ac da una caída de tensión-intensidad característica, por lo que, no es adecuado para la limitación de corriente de protección. Los reactores con núcleos de aire tienen por curva característica voltamperios en línea recta, por lo tanto, están bien adaptadas para esta protección.

Puesto que la única función de limitación de corriente de los reactores es limitar la corriente durante cortocircuitos a valores seguros, debe ser capaz de realizar esta función cuando otro aparato está siendo destruido, debido a una corriente excesiva. Por esta razón, materiales resistentes al calor deben ser usados para contener y aislar el conductor de un reactor. Una fórmula útil para determinarla es el cortocircuito aumenta la temperatura del circuito.

Un limitador de corriente de reactor funciona como tal sólo cuando hay un cortocircuito en el sistema. Los cortocircuitos son casi seguros que serán precedidas o acompañadas por perturbaciones de tensión de valores anormales. Por lo tanto, el factor de aislamiento de seguridad en un reactor debe ser relativamente alto.

Reactores con resistencias de derivación dan al sistema en el que se encuentren, la protección de sobretensión que las resistencias ofrecen, por lo tanto, son recomendados. Los reactores se someten a fuerzas magnéticas internas debido a la corriente en el reactor y a la fuerza magnética externa debido al campo entre reactores adyacentes

2.4.2 Curva característica Volt-Ampere en línea recta

La alta eficiencia y una buena regulación requieren reactores limitadores de corriente a tener baja caída de tensión como sea posible cuando se encuentra en operación normal. El buen control de la corriente de corto circuito, por otra parte, exige la caída máxima posible de potencia reactiva.

Un reactor que tiene baja reactancia a bajas corrientes y alta reactancia a altas corrientes cumplen estas condiciones. Tal reactor se ha desarrollado y se conoce como el reactor de "núcleo saturado". Tiene un devanado en alterna y otro en continua sobre un núcleo de hierro. Normalmente, el ampere vueltas en continua son tan grandes en comparación con el de alterna que el núcleo se satura con un flujo de corriente continua y el ampere vueltas de alterna no tienen ningún efecto apreciable en el cambio de la densidad de núcleo.

Por esta razón, la reactancia en todas las corrientes de hasta corriente nominal normal es insignificante. A altas corrientes en alterna comienzan a tener un efecto apreciable en la densidad del núcleo y la reactancia del reactor aumenta rápidamente.

Un reactor que tiene un circuito magnético de hierro y sólo un devanado en alterna

da una caída de tensión-corriente característica debido a la saturación del hierro no es adecuado para la limitación de corriente de protección. Por ejemplo, el flujo magnético en un reactor de 5 por ciento debe aumentar 20 veces lo normal en cortocircuito, si la onda de flujo es simétrico, y 40 veces si es asimétrica. La onda de flujo será asimétrica si el cortocircuito se produce cuando la onda de tensión pasa a través de cero. Si la densidad de flujo en el núcleo era de 500 líneas por cm^2 con corriente normal (un valor ridículamente bajo), entonces en cortocircuito con corriente asimétrica de la densidad de flujo tendría que aumentar a 20.000 líneas por cm^2 . Por lo tanto, la reactancia en ohmios introducidas en el circuito por un reactor de núcleo de hierro sería muy inferior a la corriente de cortocircuito que en la corriente normal y para limitar la corriente de cortocircuito a un valor particular requeriría una reactancia mucho mayor a la corriente nominal de un reactor que tiene una característica de línea recta.

Por esta razón, los reactores de núcleo de hierro no se han usado para la protección contra cortocircuitos.

Los reactores con circuitos magnéticos de aire tienen reactancia constante para cualquier corriente y por esta razón están bien adaptados para la protección de limitación de corriente.

La resistencia de aislamiento debe ser alta para el reactor como dispositivo de protección Curva característica Volt-Ampere en línea recta.

El reactor es un punto de reflexión para las ondas frontales fuertes por lo tanto se duplica cualquier onda tal que lo golpea. Por lo tanto, cabe esperar que la tensión de línea que aparecerá entre el reactor y el suelo, y los terminales del reactor casi se duplique durante cambios repentinos en el sistema como cuando se hacen maniobras o durante una perturbación tal como una descarga disruptiva de un aislante. Tensiones de este orden ocurren diariamente. En raras ocasiones más tensiones de más de la tensión de línea doble pueden ser reflejadas desde el reactor, como por ejemplo, cuando se ha producido una perturbación que se ha traducido en una onda de más de voltaje de la línea enviado hacia el reactor. Si, cuando esta onda alcanza el reactor su valor es todavía más de la tensión de línea, entonces se refleja con un valor de más de la tensión de línea doble.

En líneas generales las perturbaciones eléctricas pueden provocar tensiones de impulso en las líneas de alta. Tales perturbaciones pueden ser reflejadas por el reactor el doble de su valor inicial.

Durante dichas perturbaciones de la tensión desde el reactor a tierra y entre sus terminales es susceptible de llegar a cualquier valor que los aisladores de línea o los pararrayos lo permitan.

En conclusión es que estas tensiones pueden ser tan altas, como la más débil de

aislamiento o el ajuste de pararrayos permitirá, el reactor debe tener un factor de seguridad razonable.

2.4.3 Efectos en la Tensión Transitoria de Recuperación TRV

Un reactor limitador de corriente generalmente incrementa los esfuerzos de TRV durante fallas en barras, particularmente la rata de variación de la tensión, mientras que hay un beneficio en la reducción del valor pico del TRV.

El fenómeno transitorio de tensión entre los contactos de un polo del interruptor es originado por la aplicación y apertura de fallas, se inicia en el instante de cruce por cero de la corriente, con duración aproximada de 10 a 20 ms (1 ciclo).

Para garantizar la interrupción de la corriente de falla, la soportabilidad dieléctrica del interruptor debe ser superior al TRV, en caso contrario, reaparece la falla y no hay extinción del arco.

La Tensión Transitoria de Recuperación TTR o TRV (Transient Recovery Voltage) entre los terminales del interruptor está determinada por los parámetros R, L, C de la red y por el punto de aplicación de la falla. En cuanto a las componentes de frecuencia del fenómeno, el TRV depende básicamente de:

- Magnitud y tipo de falla (bifásica, trifásica aterrizadas o no y monofásica) y el grado de puesta a tierra de la red k_e (relación entre R_0/X_1 y X_0/X_1). Son estos los factores que inciden en la componente de frecuencia industrial del fenómeno.
- Sitio de aplicación de la falla (terminal, kilométrica). Factor que incide en la componente de frecuencia natural del fenómeno. Esta frecuencia está definida por los parámetros de la red (inductancias y capacitancias), es de mayor frecuencia y es función de la posición relativa del punto de falla y del interruptor. El rango de frecuencias para fallas terminales es de 60Hz a 20kHz (característica de las sobretensiones de maniobra) y para fallas kilométricas de 60Hz a 100kHz.

De un modo general, en cuanto a la localización de la falla, la falla terminal (fallas ocurridas prácticamente sobre los terminales de los interruptores, la barra o las salidas de las líneas) es la más severa para el valor pico de TRV.

La falla kilométrica (fallas ocurridas sobre la línea de transmisión, a unos pocos kilómetros de distancia del interruptor) es más severa para la tasa de crecimiento.

Estos dos parámetros son los más importantes y caracterizan el TRV.

El TRV obtenido en las simulaciones se compara con la envolvente normalizada de TRV dada por la IEC para interruptores, la cual no debe superarse.

En la fig.2.8 siguiente se representan los puntos dados por la norma IEC, los cuales caracterizan la envolvente bajo la cual debe presentarse la tensión entre contactos del interruptor. Este modelo nos sirve para hallar el TRV normalizado para las subestaciones cercanas a Chilca REP.

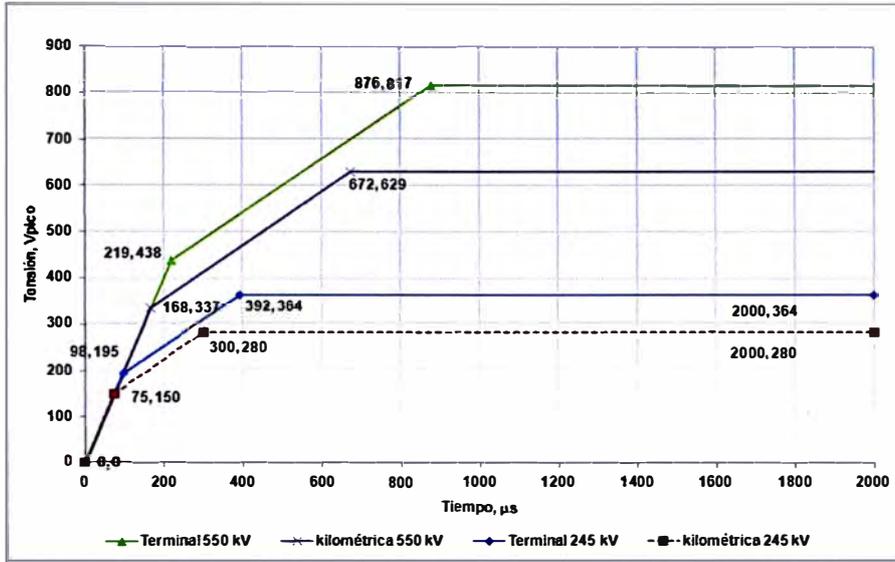


Fig. 2.8 TRV Normalizado – Interruptor 245kV y 500kV

CAPITULO III

ANALISIS DE LA NECESIDAD DE IMPLEMENTAR EL REACTOR SERIE EN LA SUBESTACION CHILCA REP

3.1. Estado del arte de las compensaciones de cortocircuito

Para la elección de la solución es necesario conocer las diversas alternativas para limitar la corriente de cortocircuito en el estado del arte.

Se han desarrollado y experimentado diversas tecnologías, algunas todavía a nivel de prototipo investigativo. Se ha efectuado una consulta de estos desarrollos para tener una buena referencia técnica. A continuación se presentan los principales elementos constitutivos de este estado del arte.

3.1.1. Elementos modernos considerados en el estado del arte para la reducción del cortocircuito

a) Medidas operativas para limitación de cortocircuito

- **By pass de líneas en subestaciones:** Consiste en retirar la entrada de uno o varios circuitos de línea a la subestación y trasladarlas hacia otra. Intrínsecamente reduce el grado de flexibilidad de la operación del sistema y puede también afectar la confiabilidad y seguridad.
- **Maniobra rápida de corto trifásico a tierra:** Consiste en originar una falla trifásica cuando se causa una monofásica, de tal manera que el despeje sea de una falla trifásica en caso de que esta sea mucho menor que la monofásica. Esta solución es discutible desde el punto de vista práctico.
- **Maniobra selectiva y secuencial de apertura:** Radica en predefinir un orden de apertura de interruptores, de tal manera que los interruptores con superación de nivel de cortocircuito abran de último exigidos por una corriente menor. Incrementa el tiempo total de interrupción y puede degradar la coordinación de protección de la subestación.
- **Sistema muy rápido de protección:** Se predefine un tiempo inferior total de interrupción de la falla, de tal manera que se limite el tiempo de la corriente de cortocircuito. Realmente no se limita el nivel potencial de la falla.

b) Medidas constructivas para limitación de cortocircuito

- **Modificación de los interruptores:** El cambio de cámaras de extinción en

interruptores ya instalados es una alternativa a ser consultada con el fabricante del interruptor para aumentar su capacidad de interrupción. Sin embargo, podrían existir riesgos operativos en la operación de los mismos y se observa que para equipo viejo su tecnología puede estar descontinuada. También se debe verificar la necesidad de otros refuerzos (barras y demás equipos).

- **Transformador de mayor reactancia:** Un valor alto de impedancia debe estar limitado por la caída de tensión permisible de acuerdo con la carga.
- **Incremento de la tensión del sistema:** Consiste en un cambio del nivel de tensión de la subestación. Es una medida efectiva pero extrema.
- **Ampliación de la capacidad de cortocircuito:** Consiste en repotenciar todos los equipos e infraestructura asociada, a la capacidad de corriente requerida. Implica una reconstrucción de la subestación.
- **Traslado de fuentes de generación:** Consiste en realizar cambios topológicos de la red con el fin de reducir su impacto en el nivel de cortocircuito.
- **Inclusión de Current Limiting Reactor CLR:** Son reactores de reactancia fija que limitan la corriente de falla debido a la caída de tensión entre sus terminales al paso de la corriente de cortocircuito. Normalmente, son construidos con bobinas en unidades monofásicas (en alta tensión) de aislamiento seco, núcleo de aire (solo este tipo de núcleo proporciona una reactancia de valor constante durante condiciones de falla) y de enfriamiento natural, disponibles con capacidad de corriente permanente hasta de 4000A y tensiones hasta de 400kV. Su conexión es del tipo radial o integrada a la red como parte de una malla. Existe una gran experiencia de utilización de estos equipos a nivel mundial.

c) Reducción de cortocircuito monofásico

Las acciones tendientes a la reducción del nivel de cortocircuito monofásico implican la modificación de la red de secuencia cero del sistema. Para este propósito se mencionan a continuación tres acciones más comunes:

- **Desconexión de la puesta a tierra de transformadores:** Se efectúa la desconexión de la puesta a tierra en determinado número de transformadores. Se debe revisar la soportabilidad del aislamiento del terminal de neutro tanto a impulsos de maniobra como atmosféricos. Para proteger el aislamiento del neutro se utiliza un pararrayos de neutro a tierra.
- **Conexión de puesta a tierra de transformadores por medio de resistencia o reactancia:** El cálculo de la resistencia implica verificar su estabilidad térmica, tensión de toque y de paso sobre la superficie del suelo, y su variación en el tiempo con los cambios climáticos.

- **Apertura de la delta del devanado terciario de transformadores:** Esta acción consiste en desconectar dos terminales de un devanado terciario en delta de tal manera que se abre la delta en un extremo. Elimina el efecto benéfico de reducción de la circulación de la corriente del tercer armónico a través del transformador.

d) Tecnologías de punta para limitación del cortocircuito

Son básicamente desarrollos de estado sólido que utilizan electrónica de potencia. Actualmente es limitada su aplicación industrial, dada la indisponibilidad comercial al nivel de tensión de 220kV. Usualmente son desarrollos recientes de los cuales existen prototipos con propósitos de demostración (138kV). Efectivamente todavía no se ha logrado una solución económicamente aceptable con estas tecnologías para alta tensión. A continuación se mencionan varios tipos de estas tecnologías:

- **Dispositivo Matrix Fault Current Limiter MFCL:** Dispositivo de nueva generación de superconductores (materiales con alta densidad de corriente crítica en A/cm^2), con un sistema de enfriamiento costoso. El sistema en condiciones normales no presenta caída de tensión ni pérdidas y cuando ocurre la falla de cortocircuito se crea una condición de apagado en el superconductor. El circuito equivalente es una resistencia variable en paralelo con un reactor, dicha resistencia es un superconductor de alta temperatura que en condiciones normales cortocircuita el reactor y en condiciones de falla presenta un apagado al exceder el nivel de corriente crítica del superconductor. El primer prototipo desarrollado es del año 2007 para 138kV y su costo es mayor que un sistema convencional [4].
- **Dispositivo High Temperature Superconducting Fault Current Limiter HTSL:** El material del HTSL absorbe la corriente de falla rápidamente cambiando de un estado superconductor a un estado de alta impedancia, limitando la corriente de falla. Esta transición ocurre automáticamente y se transfiere la corriente a un reactor limitador. La generación de armónicos en el sistema con los dispositivos no lineales (tales como este limitador de fallas) puede afectar la calidad de la energía. El más reciente desarrollo comercial es para 123kV.
- **Short-Circuit Current Limiter SCCL con FACTS:** Es un nuevo tipo limitador de corriente de cortocircuito basado en FACTS para aplicación en sistemas de alta tensión. Se basa en un desarrollo de compensación serie (TPSC Thyristor Protected Series Compensation) combinado o complementado con un reactor serie externo cuyo diseño es determinado por el nivel de corriente de cortocircuito permitido. La componente de compensación serie requiere análisis para evitar la posible aparición del fenómeno de resonancia subsíncrona en la vecindad de plantas térmicas. Este sistema se ha aplicado en sistemas de 500kV pero con transformación para conexión

a 115kV. Su costo es alto al sumarle al reactor la componente de compensación serie con FACTS.

3.2. Métodos a considerar para la limitación de cortocircuito

3.2.1. Consideraciones generales

De los métodos utilizados actualmente se descartan aquellos que representan medidas remediales parciales o de poco impacto dada la severidad del problema que se presenta en las subestaciones de Lima por el gran aumento de generación en los alrededores de Chilca, con el consiguiente elevamiento del nivel de cortocircuito.

Se descartan también las medidas operativas planteadas porque pueden alterar o degradar la coordinación de protecciones y afectar la seguridad operativa del sistema y por no ser efectiva su aplicación desde el punto de vista práctico. Igualmente se descartan medidas que impliquen reconstrucción de toda una subestación y otras tecnologías dada su aplicación a menores niveles de tensión como fusibles y dispositivos pirotécnicos.

No se considera en este estudio la utilización de las opciones indicadas como tecnologías de punta bien sea porque su aplicación comercial no se ha desarrollado ampliamente, o bien porque no se ha comprobado su efectividad en el nivel de 220kV; además como estas técnicas son relativamente nuevas y requieren ser implementadas con equipos especiales representarían un alto costo, mayor que el correspondiente a cualquiera de las demás opciones clásicas.

Dada la aplicabilidad por su efectividad y costo razonable y porque es una solución muy recurrida en redes de países industrializados, se analizará la utilización de CLR en diferentes esquemas (conexión entre dos subestaciones y CLR en serie con alimentadores), también se analiza la medida constructiva de incremento de la reactancia de transformadores y el traslado de grupos de generación a un barraje de mayor tensión.

Para la reducción del cortocircuito monofásico se explora la efectividad de conexión de la puesta a tierra de algún transformador por medio de resistencia, dado que estos equipos ubicados en el camino de neutro son altamente efectivos para disminuir las corrientes que van a tierra.

a) Condiciones de la compensación con CLR

El reactor de núcleo de aire como limitador de corriente conectado en serie debe cumplir las siguientes condiciones:

Verificar el TRV (Transiente current Voltage) en los interruptores de la S/E, dado que el reactor limitador de corriente generalmente incrementa los esfuerzos de TRV durante fallas en barras, particularmente la rata de variación [5]. El incremento severo en TRV puede requerir la instalación de un condensador a través del reactor o desde los terminales del reactor a tierra.

Verificar la caída de tensión, las pérdidas Joule de potencia y también los altos flujos magnéticos para una operación segura (distancias más altas requeridas para protección humana directamente o al contacto con estructuras metálicas en la vecindad). Además de las pérdidas por flujo de carga y el factor de calidad del reactor.

b) Configuraciones típicas con reactores CLR

Con respecto a la disposición del reactor en la configuración de la subestación es usual encontrar una de las siguientes opciones:

Opción 1, mostrada en la Fig.3.1 en la que se aplica un CLR de tal manera que interconecta dos subestaciones contiguas, caso en el cual se consideraría una unidad monofásica de repuesto fuera de servicio.

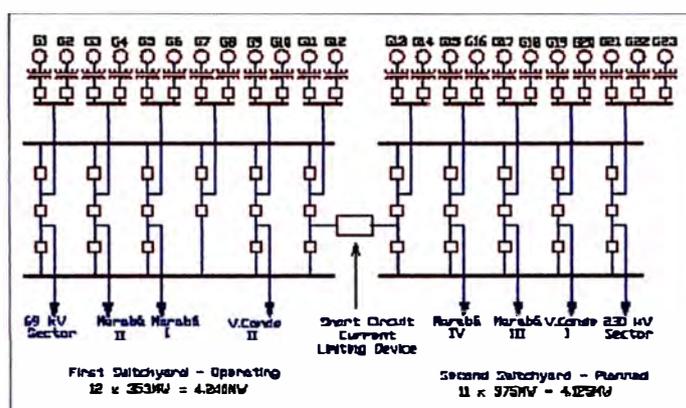


Fig. 3.1 Opción 1: Interconexión de dos subestaciones mediante CLR

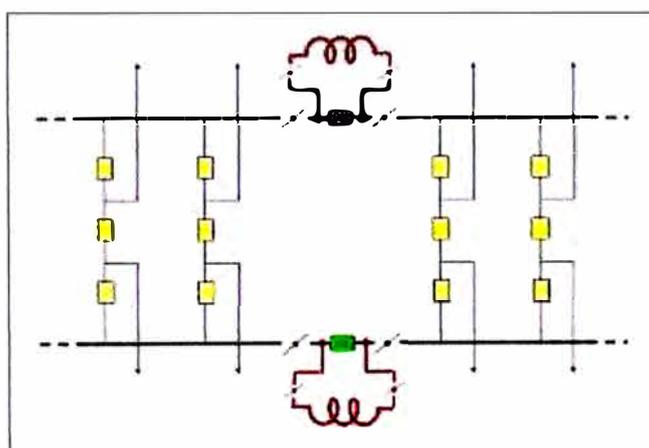


Fig. 3.2 Seccionamiento de barras por medio de CLR

En estas conexiones es usual que se tenga una terna de reactores en operación y otra de reserva disponible para operar sustituyendo la primera cuando falle o para fines de mantenimiento; este esquema resulta evidentemente más costoso que uno de terna simple.

Opción 2, mostrada en la fig.3.3 en la que se aplica un CLR de tal manera que no limita la corriente total de cortocircuito, sino que el CLR se instala en el acople. En caso de una falla, se reduce el pico de la corriente del cortocircuito en el primer incremento de corriente.

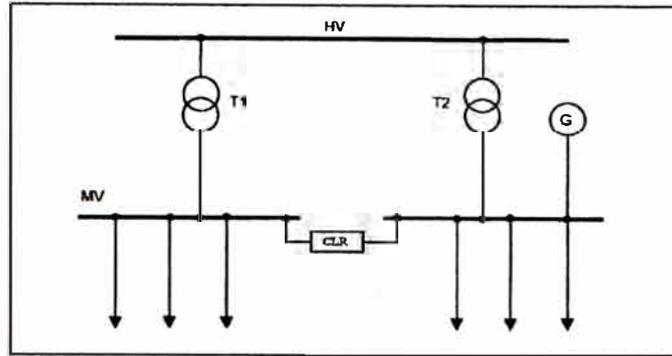


Fig. 3.3 CLR en acople de barras

Opción 3, mostrada en la fig.3.4 en la que el CLR se instala en serie con los alimentadores. En el caso de que ocurra una falla, cada CLR debe reducir el pico de la corriente de cortocircuito en el primer incremento de corriente.

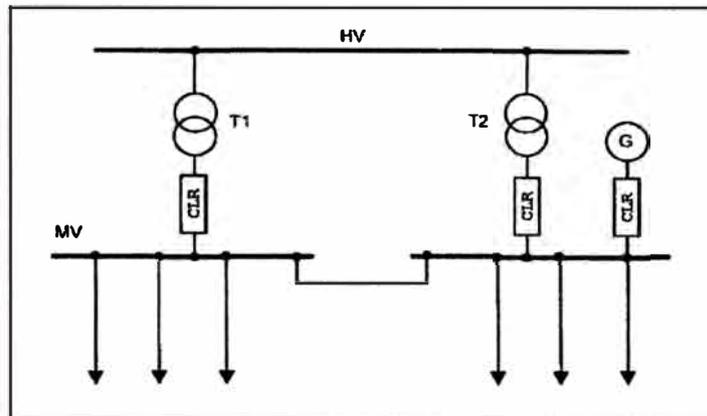


Fig. 3.4 CLR en serie con alimentadores

Opción 4, mostrada en la fig.3.5 en la que en vez de diseñar los compensadores para la corriente total de cortocircuito, el CLR se instala en serie con cada salida de los alimentadores. También en este caso si ocurre falla, cada CLR debe reducir el pico de la corriente de cortocircuito en el primer incremento de corriente.

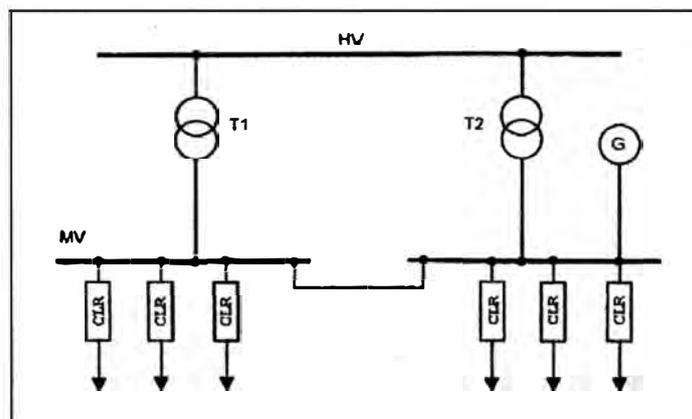


Fig. 3.5 CLR en serie con las salidas de los alimentadores

3.3. Alternativas de solución

De acuerdo a los cálculos efectuados en el análisis de cortocircuitos en las SE Chilca REP 200kV y SE Chilca Enersur se han encontrado múltiples soluciones, las cuales se

han dejado como válidas algunas de ellas, las cuales se usaron como alternativas de solución con la comparación de los resultados en diferentes etapas. Las etapas a desarrollar son las que se utilizan para determinar la solución más óptima.

3.3.1 Ajuste del valor del reactor CLR entre barras de Chilca

Como la primera alternativa a considerar es la propuesta por REP de trasladar la generación de Enersur de Chilca REP 220kV a Chilca Nueva 220kV e insertar un reactor inductivo CLR entre barras Chilca REP y Chilca Nueva a 220kV, presentamos los valores de cortocircuito de acuerdo a la expansión de demanda hasta el 2019, buscando que los niveles de cortocircuito tiendan a disminuir hacia los 30kA.

Variando el valor de la resistencia del reactor desde 6Ω hasta 15Ω , en el 2019, se observa la disminución de los niveles de cortocircuito trifásico y de fase a tierra en Chilca con el resultado mostrado en la siguiente fig. 3.6.

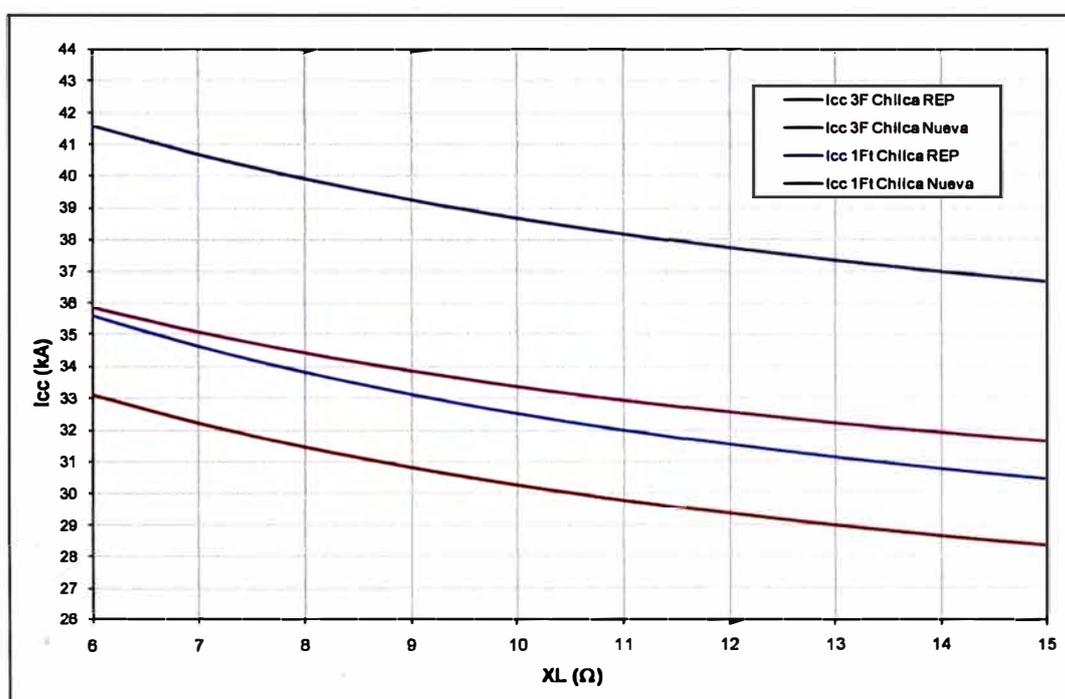


Fig. 3.6 Variación del nivel de cortocircuito trifásico y monofásico en Chilca con el valor de reactor CLR, 2019

De la Fig. 3.6 se observa que el reactor, con una reactancia de 15Ω es efectivo para llevar la corriente de falla trifásica de Chilca Nueva a valores inferiores a 32kA y de Chilca REP a valores inferiores a 31kA ; pero es ineficiente en la disminución de la corriente de falla de fase a tierra, pues en Chilca Nueva esta corriente queda todavía por encima de 36kA . En este caso la práctica recomienda intervenir el circuito de neutro con impedancias que afectan con factor de 3 la corriente de secuencia cero y por tanto limitan efectivamente la corriente de neutro; en este caso se propone entonces la instalación de una resistencia en el neutro del autotransformador 220/500kV en Chilca. Al hacer una variación de valores para la resistencia del neutro en el transformador 500/220kV entre

3Ω y 5Ω es bastante efectivo; con una $R_n = 4\Omega$ se produce el resultado mostrado en la Fig. 3.7 que indica una buena reducción del nivel de cortocircuito monofásico.

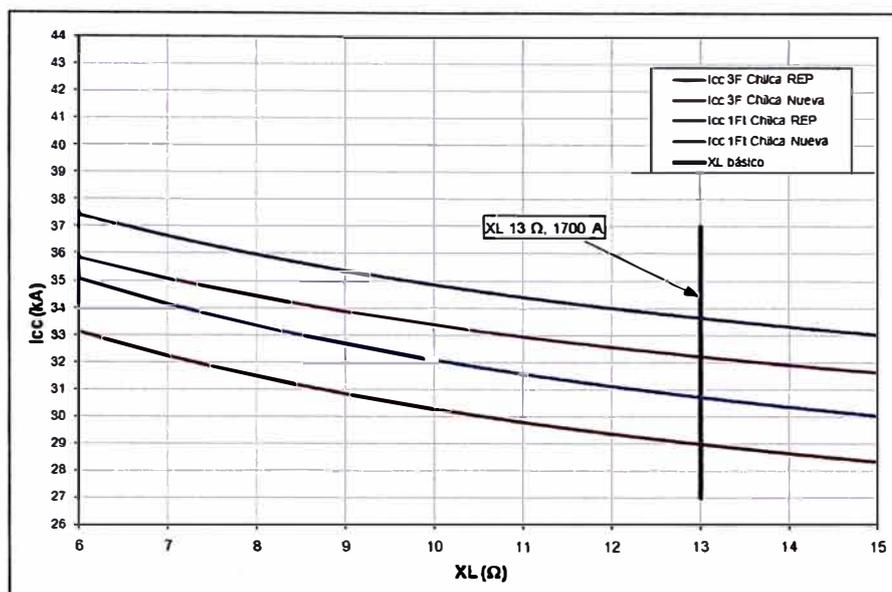


Fig. 3.7 Variación del nivel de cortocircuito trifásico y monofásico en Chilca con el valor de reactor CLR y $R_n=4\Omega$ en el trafo Chilca 500/220kV, 2019

De la Fig. 3.7 se observa que, teniendo una resistencia de neutro de 4Ω en el transformador 500/220kV, y un reactor CLR de 13Ω entre Chilca REP y Chilca Nueva se logra un notable reducción de las corrientes de cortocircuito en Chilca; sin embargo todavía la corriente de cortocircuito de fase a tierra en Chilca Nueva resulta del orden de 33kA lo que indica que para una reducción adicional de esta corriente es necesario estudiar y proponer otras medidas en las nuevas instalaciones de generación en Chilca que disminuyan todavía más el nivel de cortocircuito en Chilca Nueva. El reactor de 13Ω es el conveniente y cumple en general con la consigna de dejar un cupo alto en el nivel de corriente de cortocircuito por debajo de los 40kA, que permita la expansión de la red de Lima o cercana a Lima sin que se sobrepase esta capacidad máxima de cortocircuito de las subestaciones de Chilca y de Lima. También se observa que un reactor de más de 13Ω tiene poca efectividad en reducciones adicionales del nivel de cortocircuito. En síntesis el reactor sugerido por REP se redefine en los siguientes términos:

Reactor CLR de 1700A, 13Ω , 34.5mH, $3 \times I^2 \times X_L = 115\text{MVA}$

3.3.2. Alternativa 1

Traslado de la generación de Enersur de Chilca REP 220kV a Chilca Nueva 220kV e inserción de un reactor CLR de 1700A, 13Ω , $3 \times I^2 \times X_L = 115\text{MVA}$, entre barras a 220kV de Chilca, como se ha sugerido en el Plan de Expansión de REP.

En forma preliminar se observa que esta alternativa presenta las siguientes ventajas y desventajas:

Ventajas:

- Compensa o limita el nivel de cortocircuito a niveles requeridos.
- Da continuidad topológica al unir Chilca REP con Chilca Nueva
- Está constituida por un solo equipo con facilidades para instalación, transporte y mantenimiento.
- Tiene una capacidad nominal de corriente (1700A) y un $3 \times I^2 \times X_L = 115\text{MVA}$, valores en el orden de equipos utilizados en otras redes a tensiones similares

Desventajas:

- Es sensible a contingencias de línea al hacer parte de la conexión topológica
- La contingencia del reactor mismo, sobrecarga líneas al norte de Lima, lo cual supone una estrategia de reconexiones y redespacho para su manejo; así como el contar con una reserva de generación para emergencias.

3.3.3. Alternativa 2

Inserción de varios reactores serie diversificados, instalados para los grupos de generación en Chilca 220kV, Chilca Nueva 220kV y Chilca 500kV, con dos modalidades a saber:

Alternativa 2a. Reactores de 2600A, $10,0\Omega$ 220kV ($3 \times I^2 \times X_L = 203\text{MVA}$) en cada bloque completo de generación en Chilca 220kV, Chilca Nueva 220kV y Chilca 500kV.

Alternativa 2b. Reactores de 550A, 55Ω 220kV ($3 \times I^2 \times X_L = 50\text{MVA}$) en cada unidad generadora de Chilca 220kV, Chilca Nueva 220kV y reactores de 242A. 283Ω , 500kV ($3 \times I^2 \times X_L = 50\text{MVA}$) en cada unidad de Chilca 500kV.

En estas alternativas también se considera el traslado de la generación de Enersur de Chilca REP 220kV a Chilca Nueva 220kV.

En forma preliminar se observa que estas alternativas presentan las siguientes ventajas y desventajas:

Ventajas:

- Compensa o limita el nivel de cortocircuito a niveles requeridos.
- Varios equipos hacen menos severa la contingencia de uno de ellos.
- Permite una continuidad topológica al unir Chilca REP con Chilca Nueva de manera permanente.
- No es sensible a contingencias de línea, no hace parte de la conexión topológica.
- En Alt. 2b, son equipos con corrientes nominales muy manejables y construibles.
- En Alt. 2a, son equipos con corrientes nominales aceptablemente manejables y construibles.
- Por ser equipos asociados a las centrales de generación, su instalación y costo podrían hacer parte del equipamiento de cada central

Desventajas:

- Varios equipos pueden representar más actividades de instalación, transporte y mantenimiento, si se compara con un solo equipo de la alternativa 1.
- Mayor utilización de áreas, dificultando su implantación física. Varios equipos pueden resultar más costosos al considerar su equipo de conexión.
- Su contingencia representa pérdida de la unidad de generación respectiva (en la alternativa 2a es más grave puesto que saldría todo el grupo de generación asociado)
- Se debe verificar que la caída de tensión no exija una tensión alta de generación.

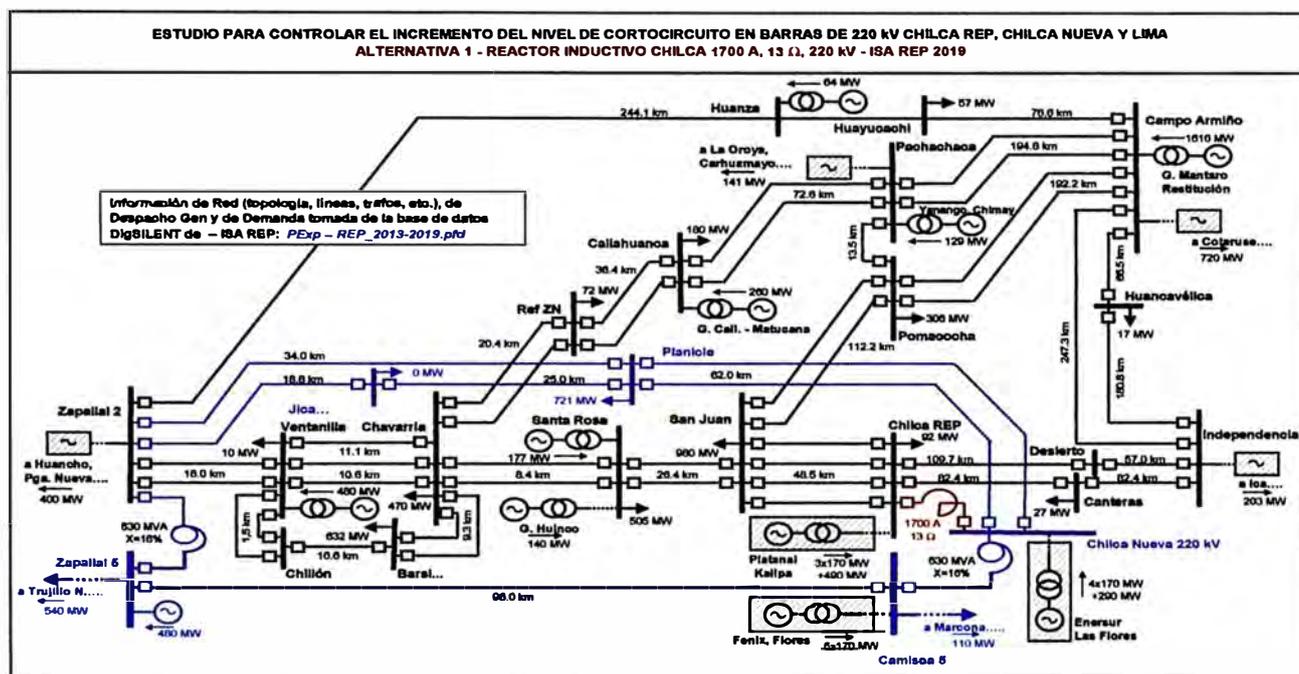


Fig. 3.8 Alternativa 1 de compensación

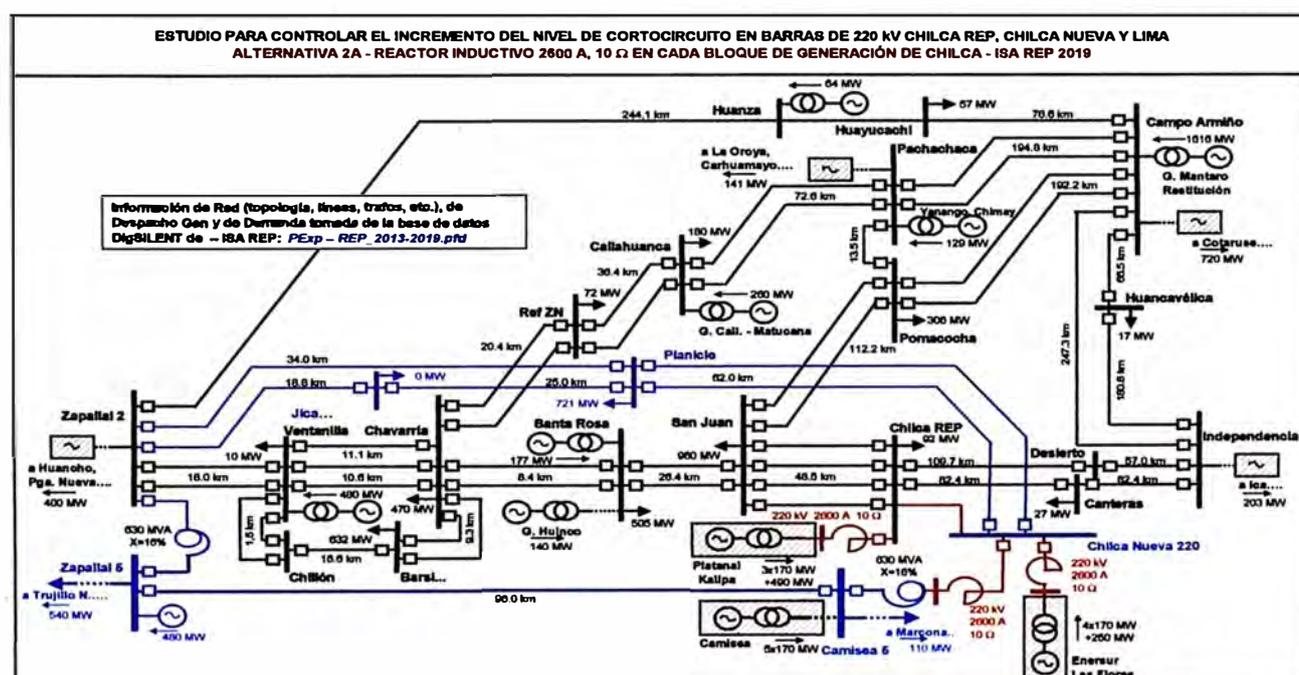


Fig. 3.9 Alternativa 2a de compensación

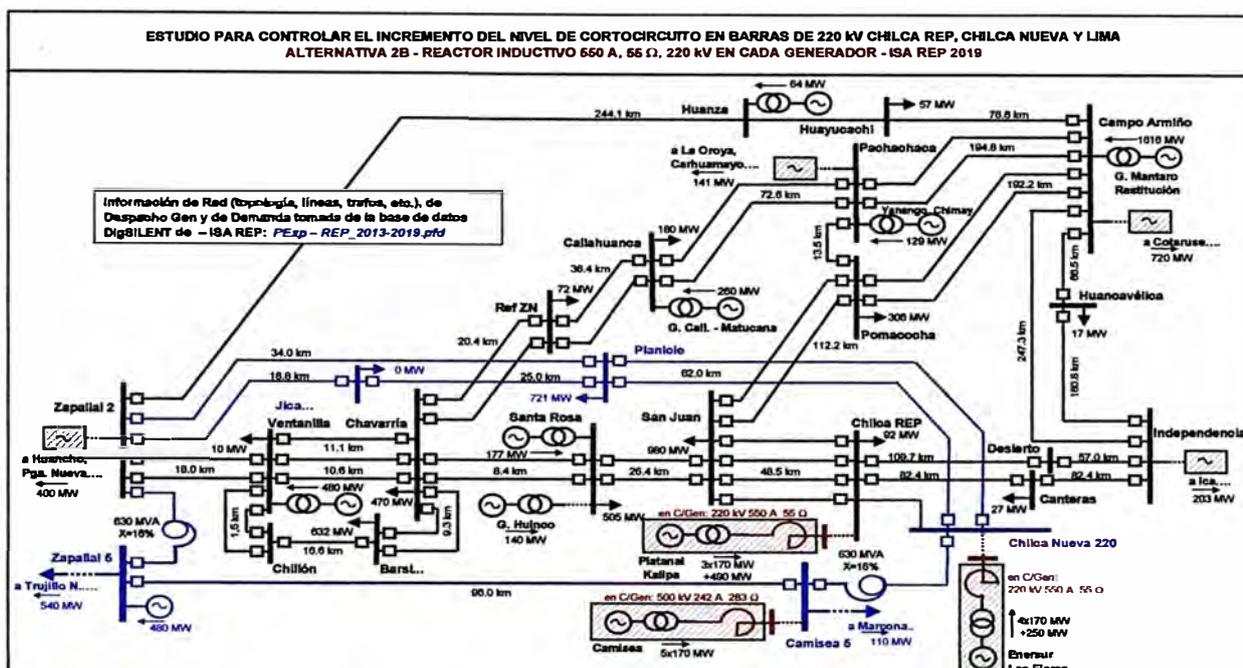


Fig. 3.10 Alternativa 2b de compensación

3.3.4. Valores nominales de los reactores CLR usados en alternativas 1, 2a y 2b

En resumen utilizaremos los siguientes valores de las características básicas de los reactores considerados en las alternativas 1, 2a y 2b:

Tabla 3.1. Reactores limitadores de cortocircuito

Características básicas Reactores Alternativas 1, 2a y 2b		Alternativa 1	Alternativa 2a	Alternativa 2b	
Vn	Tensión nominal, kV	220	220	220	500
fo	Frecuencia nominal, Hz	60	60	60	60
X_L	Reactancia por fase, Ω	13	10	55	283
L	Inductancia por fase, mH	34,5	26,5	145,9	750,7
I	Corriente nominal, A	1700	2600	550	242
S	Capacidad de Transporte, MVA	650	990	210	210
$I \times X_L$	Máxima caída de tensión, kV	22,1	26	30,25	68,48
$I^2 \times X_L$	Potencia nominal monofásica, MVar	38,33	67,33	16,67	16,67
$3 \times I^2 \times X_L$	Potencia nominal trifásica, MVar	115	200	50	50
I _{cc}	Corriente nominal de cortocircuito, kA	10,5	10,5	6	3
X_L / R	Factor de calidad (X/R), preliminar	300	300	300	300
CR	Capacitancia mínima del reactor, μF	0,35	0,35	0,35	0,35
	Tipo de instalación	(externa)	(externa)	(externa)	(externa)

3.4. Resultados estudios de estado estacionario

Las contingencias se analizan para el caso operativo más severo correspondiente a demanda máxima y generación máxima en estiaje, para investigar si existe en el área de influencia de la compensación suficiente redundancia topológica con capacidad de transporte ante contingencias de red.

Para las alternativas 1, 2a y 2b se analizan las siguientes contingencias de línea con mayor impacto en la zona del Proyecto y se sigue el criterio N-1 para el año 2019:

- Contingencia 1: Apertura de un circuito de la línea 220kV Chilca Nueva – Planicie.
- Contingencia 2: Apertura de un circuito de la línea 220kV Chilca REP – San Juan.
- Contingencia 3: Apertura de un circuito de la línea 220kV Santa Rosa – San Juan.
- Contingencia 4: Apertura de un circuito de la línea 220kV Chavarría – Santa Rosa.
- Contingencia 5: Apertura de un circuito de la línea 220kV Ventanilla – Chavarría.
- Contingencia 6: Apertura de un circuito de la línea 220kV Chilca REP – Desierto.
- Contingencia 7: Apertura del circuito de la línea 500kV Chilca Nueva – Zapallal.
- Contingencia 8: Apertura del circuito de la línea 500kV Trujillo-Carabayllo.
- Contingencia 9: Salida de servicio del autotransformador 500/220kV en Carabayllo.
- Contingencia 10: Apertura del circuito de la línea 500kV Chilca-Marcona.
- Contingencia 11: Salida de servicio de los equipos que se recomienden.

3.4.1. Flujo de cargas en operación normal y contingencias 2012 (Alternativa. 1)

En el caso base se presenta un buen comportamiento del sistema, tanto en niveles de tensión como en cargabilidad de las líneas de transmisión, debido a que en ningún caso se presentan valores por fuera de los rangos permitidos.

Contingencias (Caso sin implementación del reactor)

Las contingencias se analizan para el caso operativo más severo correspondiente a demanda máxima y generación máxima en Estiaje del año 2012.

En la contingencia 4, se presenta una sobrecarga en uno de los circuitos de la línea Santa Rosa - Chavarría, de 140,48%

En la contingencia 7, se presenta una sobrecarga en los dos circuitos de la línea Santa Rosa – Chavarría, de 116,69%

En la contingencia 9, se presenta una sobrecarga en los dos circuitos de la línea Santa Rosa – Chavarría, de 116,54%

Contingencias (Caso con implementación del reactor)

Las contingencias se analizan para el caso operativo más severo correspondiente a demanda máxima y generación máxima en Estiaje del año 2012.

Las contingencias analizadas presentan un buen comportamiento del sistema, controlando la cargabilidad en transformadores y líneas de transmisión, y tensiones en subestaciones dentro de los rangos permitidos.

3.4.2. Flujo de cargas en operación normal y contingencias para 2015

En el caso base se presenta un buen comportamiento del sistema, tanto en niveles de tensión como en cargabilidad de las líneas de transmisión, debido a que en ningún caso se presentan valores por fuera de los rangos permitidos. Se considera el caso de la alternativa 1 y energización de la línea de transmisión Chilca – Planicie – Zapallal 500KV)

Para este caso se observa las dos alternativas de sin reactor y con reactor.

Contingencias (Caso sin implementación del reactor)

Las contingencias se analizan para el caso operativo más severo correspondiente a demanda máxima y generación máxima en Estiaje del año 2015.

En la contingencia 2, se presenta una sobrecarga en los tres circuitos de la línea Chilca REP – San Juan, de 109,84%.

En la contingencia 3, se presenta una sobrecarga en el circuito de la línea San Juan – Industriales – Santa Rosa, de 139,02%.

En la contingencia 9, se presenta una sobrecarga en el circuito de la línea San Juan Industriales – Santa Rosa y San Juan – Santa Rosa de 115,75% y 115,43 respectivamente.

Contingencias (Caso con implementación del reactor)

Las contingencias se analizan para el caso operativo más severo correspondiente a demanda máxima y generación máxima en Estiaje del año 2015.

En la contingencia 3, se presenta una sobrecarga en el circuito de la línea San Juan – Industriales – Santa Rosa, de 109,18%

En la contingencia 8, se presenta una sobrecarga en el circuito de la línea Huacho - Paramonga, de 133,57%

En la contingencia 9, se presenta una sobrecarga en el circuito de la línea San Juan Industriales – Santa Rosa y San Juan – Santa Rosa de 101,86% y 101,58 respectivamente.

3.4.3. Flujo de cargas en operación normal y contingencias para 2019

En caso base, todas las alternativas presentan un buen comportamiento, tanto en niveles de tensión como en cargabilidad de las líneas de transmisión, debido a que en ningún caso se presentan valores por fuera de los rangos permitidos.

Contingencias

Las contingencias se analizan para el caso operativo más severo correspondiente a demanda máxima y generación máxima en Estiaje del año 2019.

Alternativa 1

En la contingencia 2, se presenta una pequeña sobrecarga en los tres circuitos de la línea Chilca REP – San Juan, de 101,53%

En la contingencia 5, se presentan sobrecargas en los tres circuitos de la línea Chavarría - Ventanilla que comunican estas subestaciones, entre 104,79% y 109,06%

En la contingencia 7, aparece sobrecarga en transformador 500/220kV Chilca, de 103,34%

En la contingencia 8, se afecta gran parte del sistema. Se genera una sobrecarga al transformador 500/220kV Carabayllo 500 de 104,27%, y se presentan los siguientes

problemas en la transmisión desde Lima y la central Mantaro - Restitución hacia el norte Perú:

Desde Lima:

- Sobrecarga Transformador Carabayllo 500/220kV 104,27%
- Sobrecarga Línea Huacho – Zapallal 220kV 115,66%
- Sobrecarga Línea Paramonga Nueva – Zapallal 220kV 141,75%
- Sobrecarga Línea Huacho - Paramonga Nueva 220kV 183,95%
- Sobrecarga Línea Paramonga Nueva – Chimbote 220kV 131,30%
- Baja tensión Línea Huacho 220kV 0,94p.u.
- Baja tensión Línea Paramonga Nueva 220kV 0,94p.u.

Desde Mantaro - Restitución:

- Sobrecarga Línea Campo Armiño – Pomacocha 220kV 112,52%
- Sobrecarga Línea Campo Armiño – Pachachaca 220kV 107,84%
- Sobrecarga Línea Pachachaca – Oroya Nueva 220kV 119,06%
- Sobrecarga Línea Carhuamayo – Paragsha 220kV 115,71%
- Sobrecarga Línea Paragsha – Vizcarra 220kV 121,45%

El redespacho de algunas plantas de la Zona Norte como lo es CT Trujillo (75MW), Malaca G1 (23MW) y G2 (15MW), Carhq G3 (28MW) y G4 (8MW), CPATO G5 (40MW) y G6 (40MW), Juanjui (7MW) y Gera G2 (3MW), lo cual representa un bloque de generación de 240MW en la Zona Norte, produce disminución del transporte de potencia,

- Sobrecarga Línea Ventanilla – Zapallal 220kV 110,70%
- Sobrecarga Línea Paramonga Nueva – Zapallal 220kV 102,42%
- Sobrecarga Línea Campo Armiño – Pomacocha 220kV 108,81%
- Sobrecarga Línea Campo Armiño – Pachachaca 220kV 103,97%

Estas sobrecargas son tolerables en la red, a excepción de la sobrecarga en la línea Huacho - Paramonga Nueva 220kV que queda en 142,23%. Este es un indicador de que se requiere expansión de la red local.

En la contingencia 9, se presenta una sobrecarga en el transformador 500/220kV Chilca, de 102,78%

En la contingencia 11, con la salida de servicio del reactor entre Chilca REP y Chilca Nueva 220, se presentan sobrecargas de 114% en la línea Ventanilla - Zapallal y en dos de los circuitos entre Ventanilla - Chavarría del 101,09%. Estas sobrecargas pueden ser aliviadas mediante un redespacho de los generadores en el área de Lima; apagando las unidades 1 - 2 de Enersur, y además despachando al máximo todas la unidades de Kallpa, Platanal y Ventanilla en sus unidades G3 y G4.

Alternativas 2a

En la contingencia 2, se presenta una sobrecarga en los demás circuitos entre Chilca REP y San Juan del 115,03%.

En la contingencia 3, hay sobrecarga en la línea Santa Rosa-San Juan de 124,14%.

En la contingencia 7, hay sobrecargas entre las líneas Chilca REP – San Juan de 108,20%; y Santa Rosa – San Juan de 114,22%.

En la contingencia 8, se afecta gran parte del sistema. Se genera una sobrecarga al transformador 500/220kV Carabayllo 500 de 104,72%, y se presentan los siguientes problemas en la transmisión desde Lima y la central Mantaro - Restitución hacia el norte de Perú:

Desde Lima:

- Sobrecarga Transformador Carabayllo 500/220kV 104,72%
- Sobrecarga Línea Huacho – Zapallal 220kV 114,98%
- Sobrecarga Línea Paramonga Nueva – Zapallal 220kV 140,84%
- Sobrecarga Línea Huacho - Paramonga Nueva 220kV 182,95%
- Sobrecarga Línea Paramonga Nueva – Chimbote 220kV 130,85%
- Baja tensión Línea Huacho 220kV 0,93p.u.
- Baja tensión Línea Paramonga Nueva 220kV 0,92p.u.

Desde Mantaro:

- Sobrecarga Línea Campo Armiño – Pomacocha 220kV 111,69%
- Sobrecarga Línea Campo Armiño – Pachachaca 220kV 107,27%
- Sobrecarga Línea Pachachaca – Oroya Nueva 220kV 120,92%
- Sobrecarga Línea Carhuamayo – Paragsha 220kV 116,99%
- Sobrecarga Línea Paragsha – Vizcarra 220kV 123,02%
- Sobrecarga Línea Chimbote – Trujillo Norte 220kV 100,07%

El redespacho de algunas plantas de la Zona Norte como lo es CT Trujillo (75MW), Malaca G1 (23MW) y G2 (15MW), Carhq G3 (28MW) y G4 (8MW), CPATO G5 (40MW) y G6 (40MW), Juanjui (7MW) y Gera G2 (3MW), lo cual representa un bloque de generación de 240MW en la Zona Norte, produce disminución del transporte de potencia:

- Sobrecarga Línea Chilca REP – San Juan 220kV 100,74%
- Sobrecarga Línea Paramonga Nueva – Zapallal 220kV 102,86%
- Sobrecarga Línea Campo Armiño – Pomacocha 220kV 107,54%
- Sobrecarga Línea Campo Armiño – Pachachaca 220kV 103,21%

Estas sobrecargas son tolerables en la red, a excepción de la sobrecarga en la línea Huacho - Paramonga Nueva 220kV que queda en 142,71%.

Este es un indicador de que se requiere expansión de la red local para evitar futuras sobrecargas.

En la contingencia 9, se afectan los cuatro circuitos desde Chilca REP – San Juan con sobrecargas del 105,03%, Santa Rosa – San Juan con sobrecargas del 116,2% y San Juan – Balnearios con sobrecargas del 102,1%. Además se presenta una leve baja tensión en Planicie 220 y BAL 220 con 0,94p.u.

Alternativa 2b

En la contingencia 1, se presenta una leve sobrecarga en los circuitos de Chilca REP y San Juan del 103,33% y una leve baja tensión en San Juan de 0,94 p.u.

En contingencia 2, se presenta una sobrecarga en los demás circuitos de Chilca REP y San Juan del 117,66% y una leve baja tensión en San Juan 0,94p.u.

En la contingencia 3, hay sobrecarga en la línea Santa Rosa-San Juan de 126,75%

En la contingencia 7, hay sobrecargas entre las líneas Chilca REP – San Juan de 112,44%, Santa Rosa – San Juan de 118,53% y San Juan - Balnearios de 101,84%; además de bajas tensiones en San Juan, Planicie e INDUS220 de 0,94 p.u.

En la contingencia 8, se afecta gran parte del sistema. Se genera una sobrecarga al transformador 500/220kV Carabayllo 500 de 109,28%, y se presentan los siguientes problemas en la transmisión desde Lima y la central Mantaro - Restitución hacia el norte de Perú:

Desde Lima:

- Sobrecarga Transformador Carabayllo 500/220kV 109,28%
- Sobrecarga Línea Huacho – Zapallal 220kV 112,30%
- Sobrecarga Línea Paramonga Nueva – Zapallal 220kV 136,19%
- Sobrecarga Línea Huacho - Paramonga Nueva 220kV 179,95%
- Sobrecarga Línea Paramonga Nueva – Chimbote 220kV 128,85%
- Baja tensión Línea Huacho 220kV 0,94p.u.
- Baja tensión Línea Paramonga Nueva 220kV 0,92p.u.

Desde Mantaro:

- Sobrecarga Línea Campo Armiño – Pomacocha 220kV 110,89%
- Sobrecarga Línea Campo Armiño – Pachachaca 220kV 106,87%
- Sobrecarga Línea Pachachaca – Oroya Nueva 220kV 118,12%
- Sobrecarga Línea Carhuamayo – Paragsha 220kV 115,01%
- Sobrecarga Línea Paragsha – Vizcarra 220kV 120,48%
- Sobrecarga Línea Chimbote – Trujillo Norte 220kV 101,07%

El redespacho de algunas plantas de la Zona Norte como lo es CT Trujillo (75MW), Malaca G1 (23MW) y G2 (15MW), Carhq G3 (28MW) y G4 (8MW), CPATO G5 (40MW) y G6 (40MW), Juanjui (7MW) y Gera G2 (3MW), lo cual representa un bloque de generación de 240MW en la Zona Norte, produce disminución del transporte de potencia:

- Sobrecarga Línea Paramonga Nueva – Zapallal 220kV 101,46%
- Sobrecarga Línea Campo Armiño – Pomacocha 220kV 105,84%
- Sobrecarga Línea Campo Armiño – Pachachaca 220kV 102,71%

Estas sobrecargas son tolerables en la red, a excepción de la sobrecarga en la línea Huacho - Paramonga Nueva 220kV que queda en 138,71%. Este es un indicador de que se requiere expansión de la red local.

En la contingencia 9, se afectan los cuatro circuitos desde Chilca REP – San Juan con sobrecargas del 108,94%, Santa Rosa – San Juan con sobrecargas del 119,62% y San Juan – Balnearios con sobrecargas del 104,4%. Además se presenta una leve baja tensión en las subestaciones San Juan, INDUS 220, BARSÍ 220, Carabayllo y Planicie 220 con 0,94p.u.

En la contingencia 10, hay una leve baja tensión en San Juan de 0,94p.u.

3.4.4. Pérdidas de potencia

En la fig.3.2 se muestran las pérdidas de potencia y energía dentro del área de influencia del proyecto aplicable al año 2019 para demanda máxima en estiaje.

Tabla 3.2. Pérdidas de potencia y energía

Año	Alternativa	Pérdidas totales por potencia, MW			Pérdida de energía
		Dem. máxima Estiaje	Dem. media Estiaje	Dem. mínima Estiaje	GWh/año
2013 en adelante	1	524,28	392,26	289,56	3297,54
	2a	526,61	392,00	289,11	3298,53
	2b	527,44	393,41	290,27	3309,17

Se observa que se produce un menor nivel de pérdidas en la Alternativa 1.

3.5. Estudios de Cortocircuito

3.5.1 Metodología para el cálculo de cortocircuito

Los resultados del análisis de cortocircuito se efectuaron para generación máxima y demanda máxima estiaje, en el año 2019 en la subestación Chilca REP y en subestaciones a 220kV bajo su influencia en Lima, sin y con las alternativas analizadas. Estos cálculos se efectúan en base a diagramas unifilares, y contienen, para cada falla, el valor de la corriente simétrica inicial de cortocircuito (I_K''), la cual es el valor rms de la componente simétrica de la corriente de cortocircuito esperada y que aparece en el instante de la falla, si la impedancia permanece en el valor que tiene en el tiempo cero. También se presenta la potencia aparente inicial simétrica (S_K''). Además del análisis de las alternativas 1, 2a y 2b se hace ejercicios para determinar la resistencia neutro del transformador de Chilca.

3.5.2. Estudio y compensación de $3 \times I_0$ en la falla de 2 fases a tierra

Se ha efectuado el cálculo de la falla de dos fases a tierra para el año 2019, observando el efecto de disminución de la corriente de neutro $3 \times I_0$ ($= I_b + I_c$) que debe ser absorbida por la malla de tierra, con el aumento de impedancia del reactor X_L entre barras de Chilca. El resultado correspondiente se muestra en la fig. 3.11.

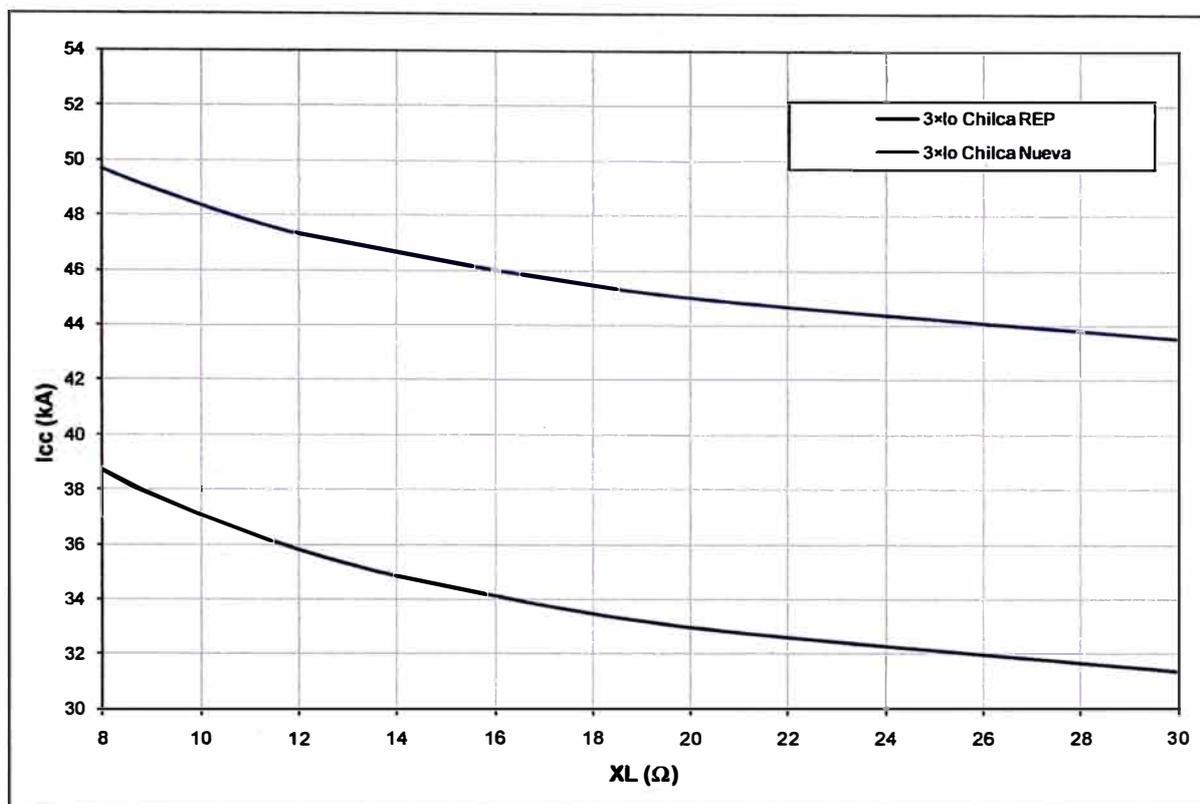


Fig. 3.11 Variación de la corriente $3 \times I_0$ en falla de dos fase a tierra con el solo aumento de X_L del reactor, 2019

De esta figura se observa que si bien el reactor atenúa un poco el nivel de corriente de neutro $3 \times I_0$, resulta ineficaz para llevar su valor a corrientes razonables y disipables por la malla de tierra. En este caso se interviene el camino de neutro incluyendo impedancias en las conexiones de neutro; estos elementos son muy eficaces ya que su efecto multiplicado por 3 logra una efectiva reducción de la corriente $3 \times I_0$ como se ilustra en la siguiente Fig. 3.12, en la cual se ha incluido una Resistencia de 4Ω en el neutro del transformador 500/220kV de Chilca.

De este resultado se concluye que esta solución con $R_n = 4 \Omega$ en el camino de neutro del transformador 500/220kV de Chilca es altamente efectiva, pues tiene un impacto de reducción de 10kA para cualquier valor de X_L . En la gráfica se señala que con $X_L = 13 \Omega$ se tiene corriente $3 \times I_0$ de 36kA que va hacia la malla de tierra; para este punto operativo se han encontrado que los valores de corriente de fases I_b e I_c de falla que van por los interruptores resultan con valores $|I_b| = |I_c| = 30 \text{ kA}$ como se ilustra en la figura ($I_b + I_c = I_n = 3 \times I_0$), siempre dentro del criterio establecido para los niveles de cortocircuito máximo

para interruptores. Se confirma la necesidad de rediseñar la malla de tierra para disipar corrientes hasta de 40kA o mayores si fuera del caso.

Con el Numeral 3.3.1 para falla de fase a tierra y con el resultado anterior para falla de dos fases a tierra, se concluye entonces la necesidad de incluir una resistencia de neutro $R_n = 4\Omega$ en el neutro del transformador 500/220kV de Chilca Nueva.

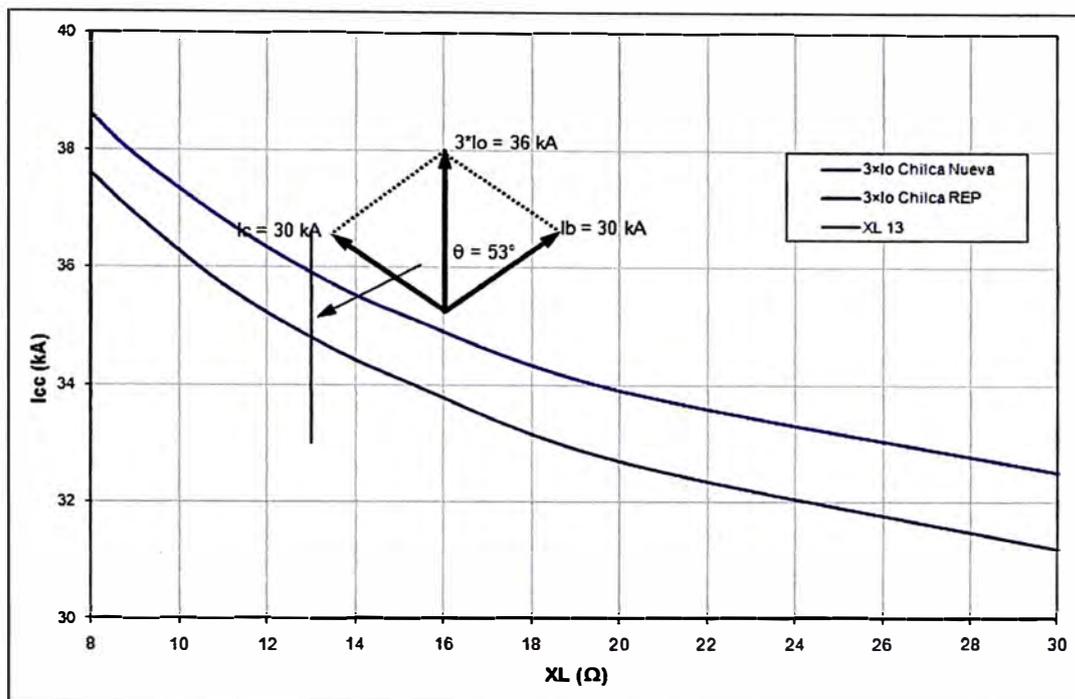


Fig.3.12 Variación de la corriente $3\times I_0$ en falla de dos fase a tierra con el aumento de XL del reactor e inclusión de $R_n = 4\Omega$ en trafo Chilca 500/220kV, 2019

3.5.3. Resultados de cortocircuito

Se evaluaron para el año 2019, escenario de estiaje, año para el cual ya han entrado todos los generadores de Chilca y se tiene el mayor despacho térmico, situaciones que hacen la condición más crítica de cortocircuito.

En los resultados el cortocircuito trifásico, monofásico a tierra y bifásico a tierra; se calcula en todas las alternativas la corriente de neutro ($3\times I_0$) teniendo en cuenta lo indicado en el numeral anterior de incluir una resistencia de neutro de 4Ω en el transformador 500/220kV. De esta manera se tiene una corriente por la malla de tierra en la subestaciones de Chilca 220kV, que no supera un valor máximo de 40kA.

De la Tabla 3.3 a la Tabla 3.5 se pueden ver los resultados de todos los niveles máximos de cortocircuito del año 2019 para todas las alternativas analizadas.

Con el fin de comparar la efectividad de las alternativas analizadas, se presenta a continuación de las tablas las figuras siguientes con los resultados de cortocircuito trifásico, monofásico a tierra y bifásico a tierra en las barras de Chilca REP, Chilca Nueva a 220kV y demás subestaciones de Lima para el año 2019 en demanda máxima de estiaje.

Tabla 3.3. Resultados de Cortocircuito Año 2019 – Alternativa 1, I''k en kA

Alternativa 1: Reator serie - 1700A, 13Ω			Cortocircuito Estiaje Demanda Máxima 2019					
			Trifásica		Monofásica		Bifásica-tierra 3°lo	
Nomenclatura	Subestación	Kv	Sin Proyecto	Con Proyecto	Sin Proyecto	Con Proyecto	Sin Proyecto	Con Proyecto
ZAPA220	ZAPALLAL	220	29,06	29,04	27,18	27,15	25,74	25,70
CAPAB220	CARABYLLO	220	30,55	30,45	31,97	31,84	33,96	33,78
CARAB500	CARABYLLO	500	13,97	13,87	11,68	11,57	10,15	10,03
VENT220	VENTANILLA	220	32,00	31,87	36,59	36,47	38,55	38,51
SJNLS220	SAN JUAN	220	30,74	27,39	36,24	32,93	29,42	28,50
CHAVA220	CHAVARRIA	220	31,75	31,50	37,21	36,97	35,85	35,78
ROSA220	SANTA ROSA	220	30,74	30,16	34,14	33,64	31,20	30,93
CHILCAREP	CHILCA REP	220	44,58	29,12	51,34	31,00	63,91	34,14
PLANICIE220	PLANICIE	220	24,49	23,93	20,44	19,98	17,74	17,34
CHILCAN220	CHILCA NUEVA	220	44,58	32,39	51,34	33,42	63,91	35,83
CAM500	CHILCA NUEVA	500	15,83	15,47	17,56	16,53	20,21	18,17
CANTE220	CANTERA	220	5,10	4,93	3,80	3,72	3,04	2,99
DESIERTO220	DESIERTO	220	4,85	4,73	4,12	4,06	3,59	3,56
PLATA220	PLATANAL	220	4,71	4,64	5,19	5,13	5,96	5,92

Tabla 3.4. Resultados de Cortocircuito Año 2019 – Alternativa 2a, I''k en kA

Alternativa 2a: Reator serie bloque de generación 2600A, 10Ω			Cortocircuito Estiaje Demanda Máxima 2019					
			Trifásica		Monofásica		Bifásica-tierra 3°lo	
Nomenclatura	Subestación	Kv	Sin Proyecto	Con Proyecto	Sin Proyecto	Con Proyecto	Sin Proyecto	Con Proyecto
ZAPA220	ZAPALLAL	220	29,06	28,28	27,18	26,72	25,74	25,51
CAPAB220	CARABYLLO	220	30,55	29,62	31,97	31,25	33,96	33,45
CARAB500	CARABYLLO	500	13,97	13,55	11,68	11,43	10,15	9,98
VENT220	VENTANILLA	220	32,00	31,08	36,59	35,80	38,55	38,13
SJNLS220	SAN JUAN	220	30,74	27,72	36,24	33,35	29,42	28,62
CHAVA220	CHAVARRIA	220	31,75	30,73	37,21	36,29	35,85	35,43
ROSA220	SANTA ROSA	220	30,74	29,47	34,14	33,11	31,20	30,70
CHILCAREP	CHILCA REP	220	44,58	34,20	51,34	35,02	63,91	36,29
PLANICIE220	PLANICIE	220	24,49	22,98	20,44	19,56	17,74	17,13
CHILCAN220	CHILCA NUEVA	220	44,58	34,20	51,34	35,02	63,91	36,29
CAM500	CHILCA NUEVA	500	15,83	14,40	14,56	15,74	20,21	17,74
CANTE220	CANTERA	220	5,10	5,00	3,80	3,75	3,04	3,01
DESIERTO220	DESIERTO	220	4,85	4,77	4,12	4,08	3,59	3,55

Tabla 3.5. Resultados de Cortocircuito Año 2019 – Alternativa 2b, I''k en kA

Alternativa 2b: Reator serie en cada unidad de generación 550A, 55Ω			Cortocircuito Estiaje Demanda Máxima 2019					
			Trifásica		Monofásica		Bifásica-tierra 3°lo	
Nomenclatura	Subestación	Kv	Sin Proyecto	Con Proyecto	Sin Proyecto	Con Proyecto	Sin Proyecto	Con Proyecto
ZAPA220	ZAPALLAL	220	29,06	27,30	27,18	26,04	25,74	25,08
CAPAB220	CARABYLLO	220	30,55	28,31	31,97	30,04	33,96	32,35
CARAB500	CARABYLLO	500	13,97	12,59	11,68	10,75	10,15	9,47
VENT220	VENTANILLA	220	32,00	30,36	36,59	35,15	38,55	37,77
SJNLS220	SAN JUAN	220	30,74	26,95	36,24	32,59	29,42	28,38
CHAVA220	CHAVARRIA	220	31,75	30,04	37,21	35,64	35,85	35,13
ROSA220	SANTA ROSA	220	30,74	28,83	34,14	32,56	31,20	30,48
CHILCAREP	CHILCA REP	220	44,58	32,82	51,34	31,83	63,91	30,88
PLANICIE220	PLANICIE	220	24,49	22,21	20,44	19,08	17,74	16,08
CHILCAN220	CHILCA NUEVA	220	44,58	32,82	51,34	31,83	63,91	30,88
CAM500	CHILCA NUEVA	500	15,83	12,30	17,56	12,59	20,21	31,08
CANTE220	CANTERA	220	5,10	4,97	3,80	3,73	3,04	3,01
DESIERTO220	DESIERTO	220	4,85	4,75	4,12	4,07	3,59	3,57
PLATA220	PLATANAL	220	4,71	3,97	5,19	3,80	5,96	3,70

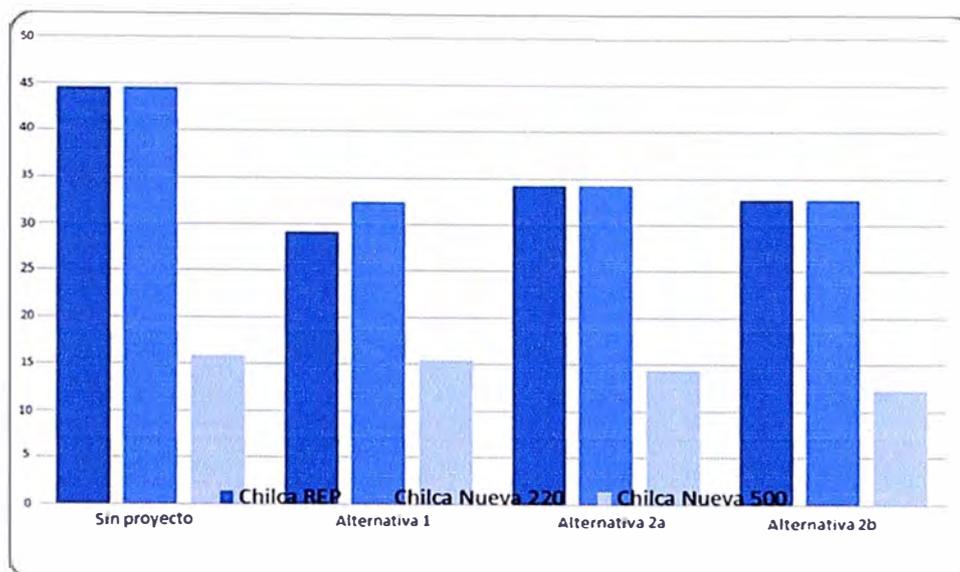


Fig. 3.13 Cortocircuito trifásico Chilca, 2019

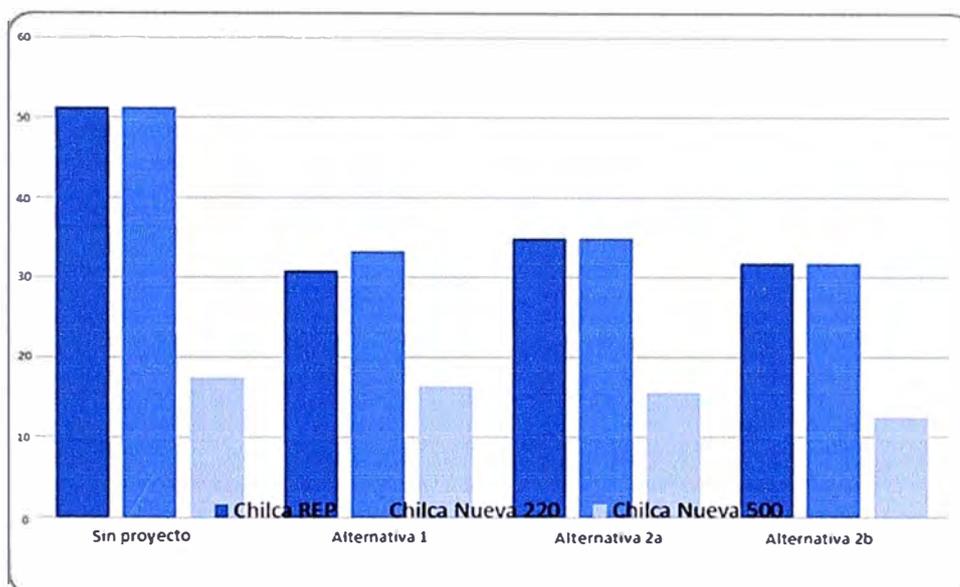


Fig. 3.14 Cortocircuito monofásico Chilca, 2019

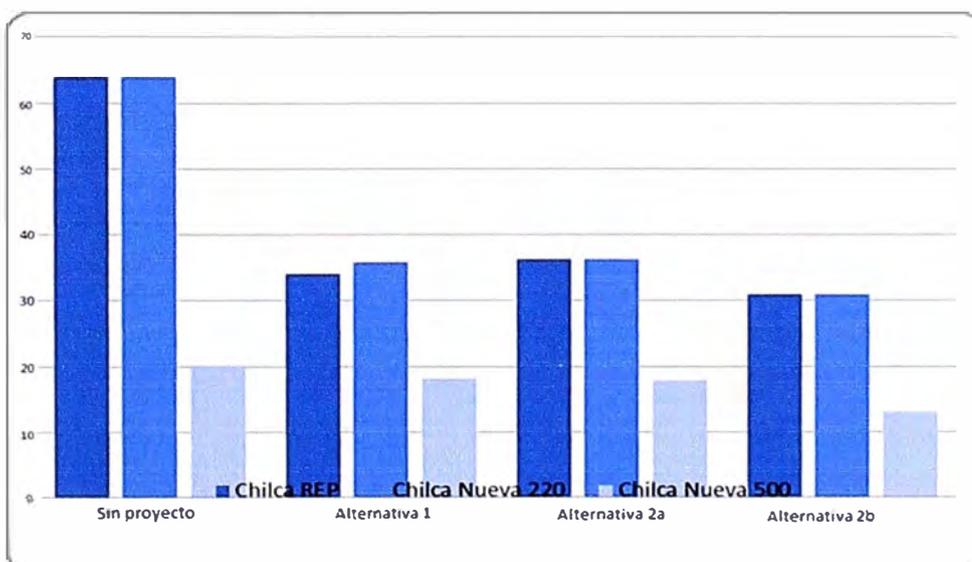


Fig. 3.15 Cortocircuito bifásico a tierra ($3 \times I_0$) Chilca, 2019

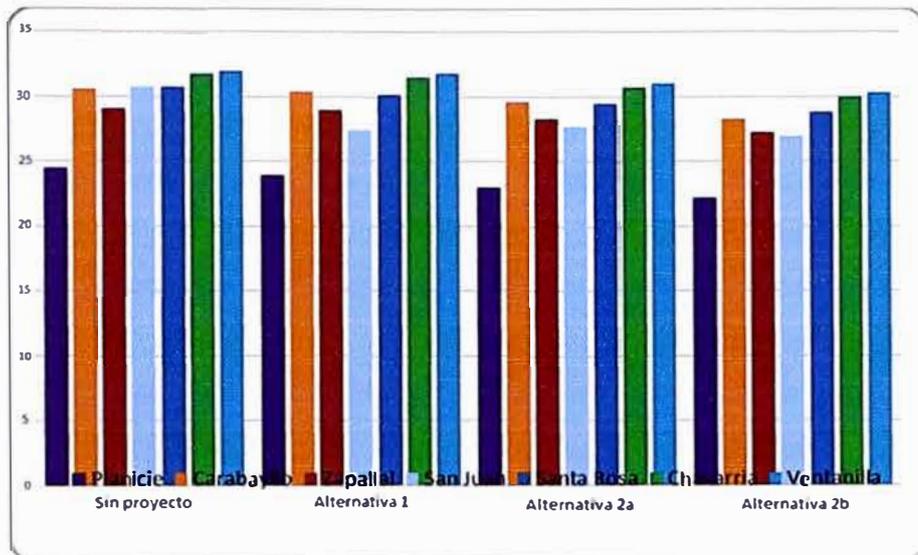


Fig. 3.16 Cortocircuito trifásico SE Lima, 2019

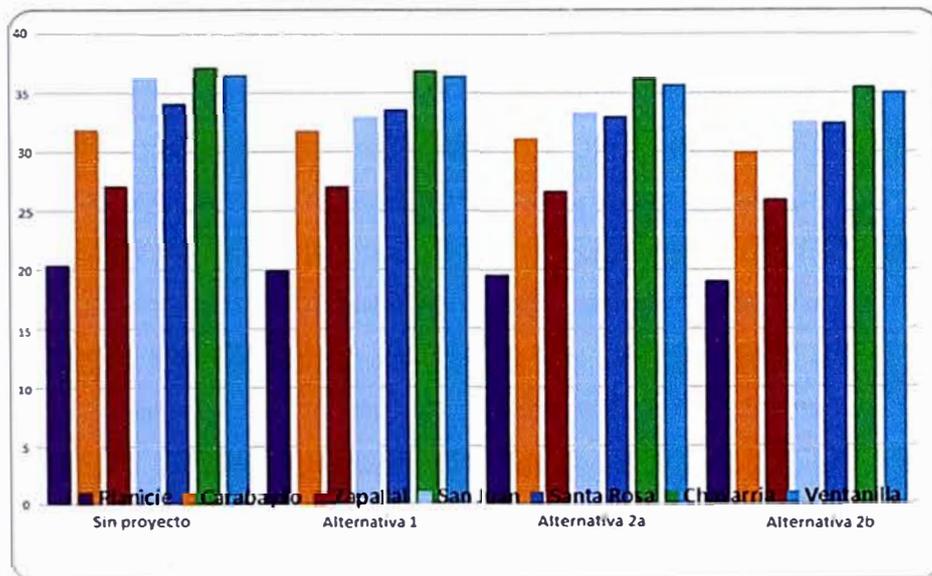


Fig. 3.17 Cortocircuito monofásico SE Lima, 2019

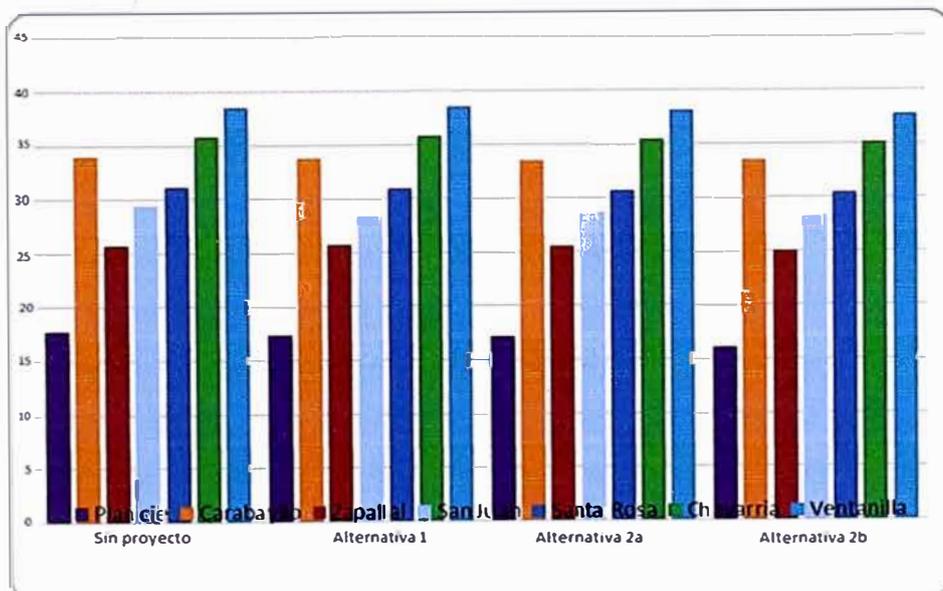


Fig. 3.18 Cortocircuito bifásico a tierra (3xI0) SE Lima, 2019

Se observa que la corriente de cortocircuito bifásica a tierra es bastante elevada en el año 2019.

La solución de incluir $R_n = 4\Omega$ en el camino de neutro del transformador 500/220kV en Chilca, es altamente efectiva en esta subestación, pero tiene menor impacto en la reducción del $3 \times I_0$ en las subestaciones al norte de Lima. En estas subestaciones se obtienen corrientes $3 \times I_0$ en el cortocircuito bifásico inferiores a los 40kA. Como se dijo antes, para este punto operativo los valores de corriente de fases Ib e Ic de falla que van por los interruptores resultan con valores del orden de 30kA que es el criterio establecido para los niveles de cortocircuito máximo para interruptores. La corriente $3 \times I_0$ va hacia la malla de tierra y por tanto se hace necesario rediseñar la malla de tierra para disipar corrientes hasta de 40kA o mayores si fuera del caso.

En todos los casos de falla a tierra y de falla de dos fases a tierra se considera que el transformador de Chilca 500/220kV tiene resistencia de puesta a tierra de 4Ω con el fin de poder reducir la resultante de $3 \times I_0$ hacia la malla de tierra en Chilca.

Los niveles de cortocircuito se reducen en las barras de Chilca REP, Chilca Nueva a 220kV y como puede observarse de los resultados, este efecto también produce alguna disminución del nivel de corto en las demás subestaciones en el área de Lima para cualquiera de las alternativas analizadas, en comparación con el caso sin Proyecto.

3.6. Efectos en la estabilidad

Se presenta resultados de estabilidad dinámica para la Alternativa 1, incluyendo el reactor de 1700A; el resultado ha sido obtenido para un período de 5 segundos y se exploran las variables de ángulo del rotor, de incremento de frecuencia, de tensiones para los generadores vecinos a Chilca y también la potencia transitoria que fluye por el reactor. Se consideran las siguientes perturbaciones:

- Falla trifásica en la barra Chilca REP 220kV con duración de 100ms.
- Falla trifásica en la barra Chilca Nueva 220kV con duración de 100ms.
- Falla trifásica en la barra San Juan 220kV con duración de 100ms.
- Falla trifásica en la barra Planicie 220kV con duración de 100ms.
- Falla trifásica en la barra Chilca 500kV con duración de 100ms.
- Falla trifásica en la barra Mantaro 500kV con duración de 100ms.
- Falla trifásica en la barra Carabayllo 500kV con duración de 100ms.

En general, los análisis de estabilidad muestran en todos los casos se tiene una marcada tendencia a conservar el sistema en sincronismo y a la recuperación de la frecuencia. La oscilación del ángulo par de las plantas es leve y en el peor de los casos, para la planta de Platanal, tiene una variación de ± 20 . El incremento de frecuencia por su parte llega a 0.6Hz con seguro amortiguamiento posterior al aclaramiento de la falla.

Estos resultados, correspondientes a oscilación del ángulo par, variación de tensiones, potencia por el reactor y oscilación de la frecuencia, pueden apreciarse en la ilustración siguiente para la falla trifásica en la barra Chilca REP 220kV con duración de 100ms.

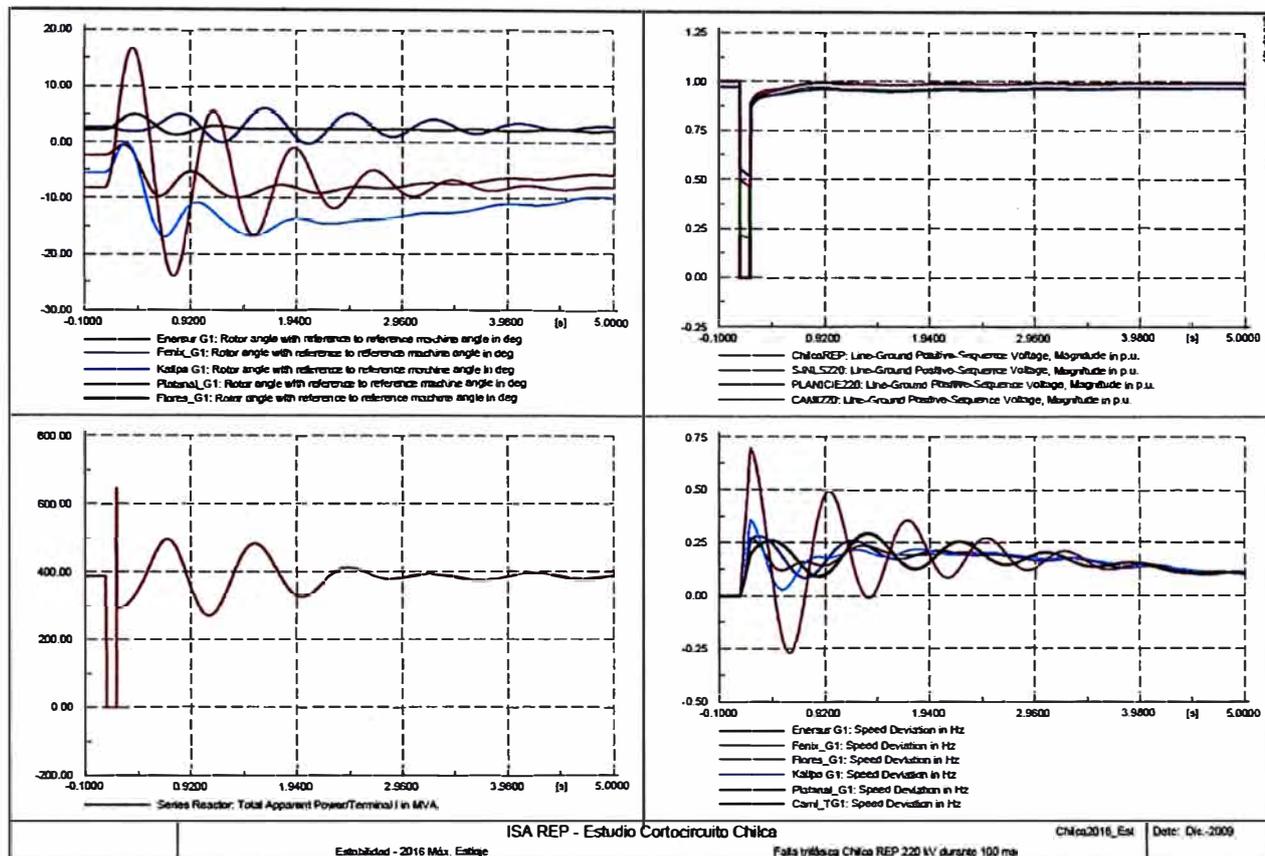


Fig. 3.19 Cortocircuito monofásico SE Lima, 2019

En todos los casos de falla a tierra y de falla de dos fases a tierra se considera que el transformador de Chilca 500/220kV tiene resistencia de puesta a tierra de 4Ω con el fin de poder reducir la resultante de $3 \times I_0$ hacia la malla de tierra en Chilca.

3.7. Estudio TRV en interruptores del reactor para alternativa 1

3.7.1. Análisis del TRV

Se realiza una verificación de cálculo del fenómeno de tensión transitoria de restablecimiento entre los contactos de los interruptores de la subestación Chilca a 220kV, específicamente en los interruptores del reactor serie entre las barras de Chilca REP y Chilca Nueva.

El análisis se realiza para el año 2019 en la condición de demanda máxima estiaje, correspondiente a la condición de mayor nivel de cortocircuito para los esfuerzos eléctricos de TRV de los interruptores del reactor serie a 220kV.

3.7.2. Resultados TRV

Las fallas kilométricas se evalúan en un tramo de longitud de las líneas próximo al interruptor (a 1 km).

El índice de severidad de la TTR se determina por los siguientes factores:

- Tasa de crecimiento inicial de la tensión de restablecimiento (S).
- Valor máximo de esta tensión (TTR).
- Corriente a ser interrumpida.

Para efectos prácticos, se simularon fallas trifásicas en los siguientes casos para la subestación Chilca a 220kV y 500kV:

Tabla 3.6. Casos simulados de TRV

Caso	Falla terminal	Abre interruptor
1	Chilca Nueva 220 kV	Del reactor lado Chilca REP
2	Chilca REP 220 kV	Del reactor lado Chilca Nueva
3	Trafo Chilca 500 kV	De 500 kV del transformador 500/220 kV
	Falla Kilométrica	Abre interruptor
4	San Juan 220 kV	Chilca a San Juan 220 kV
5	Planicie 220 kV	Chilca a Planicie 220 kV
6	Carabayllo 500 kV	Chilca a Carabayllo 500 kV
7	Platanal 220 kV	Chilca a Platanal 220 kV
8	Cantera 220 kV	Chilca a Cantera 220 kV
9	Desierto 220 kV	Chilca a Desierto 220 kV

En el cortocircuito se analizaron las tres fases, aunque la primera fase en abrir en general presentó la mayor severidad en tasa de crecimiento o valor pico y es la que se reporta en los resultados. A continuación se presentan los registros de oscilogramas obtenidos del TRV de fallas terminales y kilométricas para todos los casos estudiados con la curva envolvente dada por la norma de interruptores para los niveles de tensión a 220kV y 500kV.

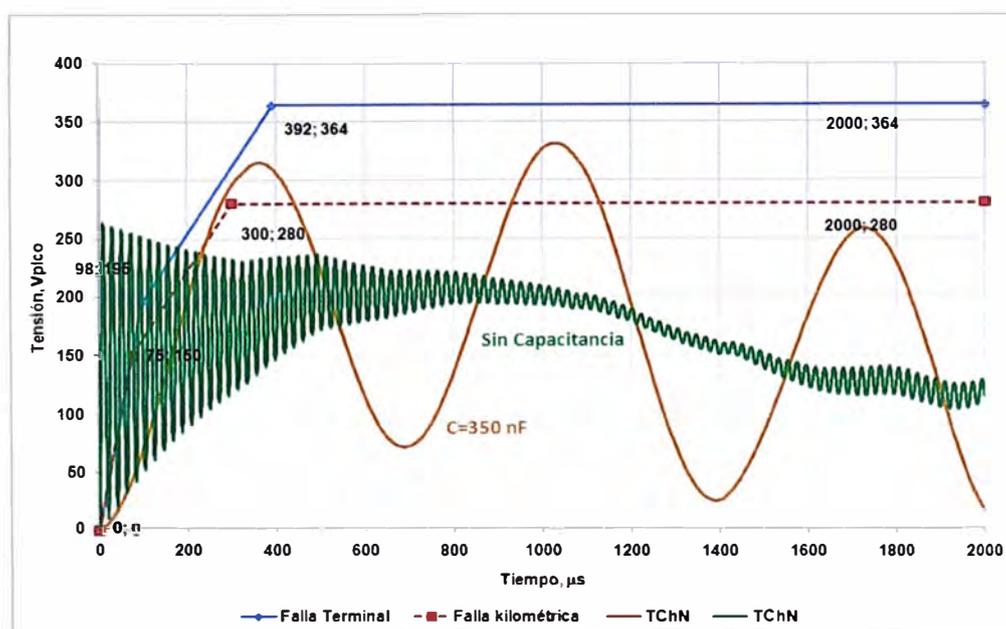


Fig. 3.20 TRV Falla terminal: Chilca Nueva 220kV

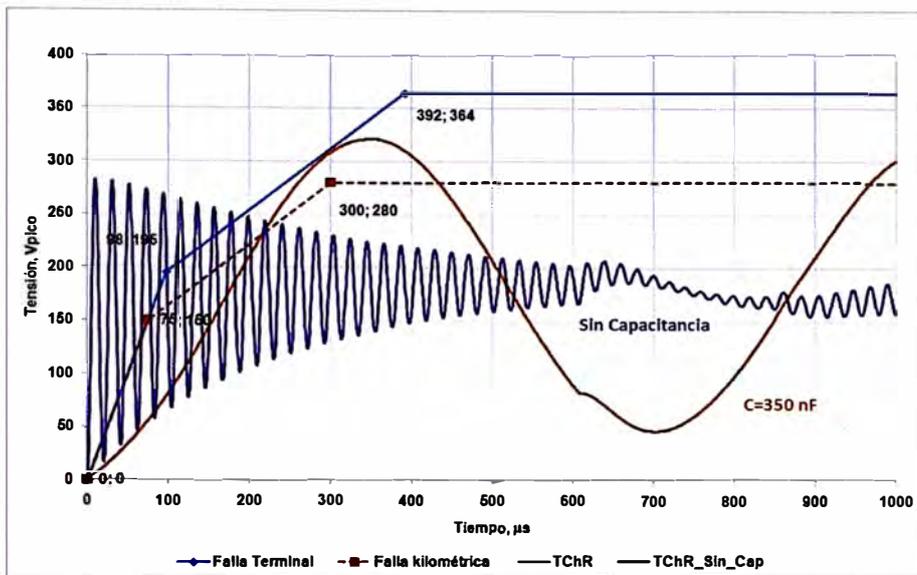


Fig. 3.21 TRV Falla terminal: Chilca REP 220kV

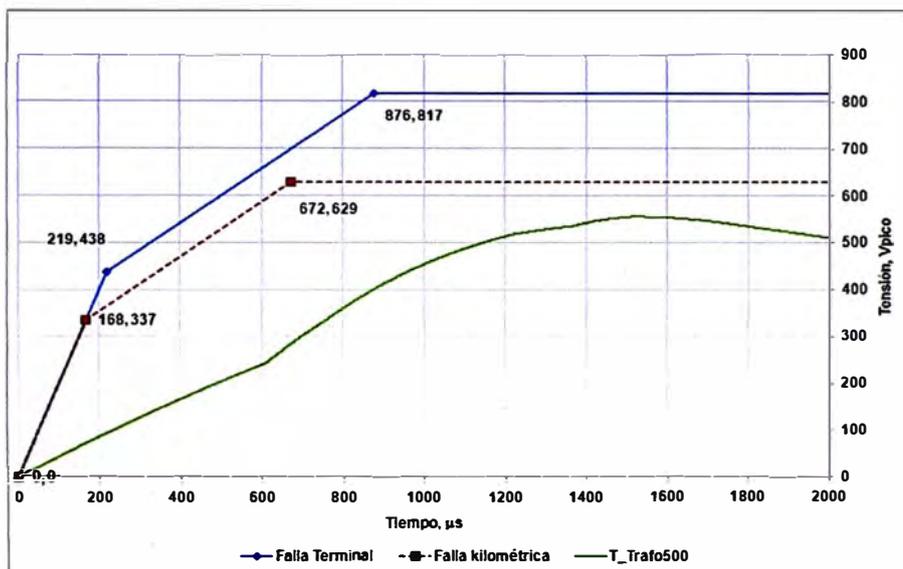


Fig. 3.22 Falla terminal: Transformador Chilca lado 500kV

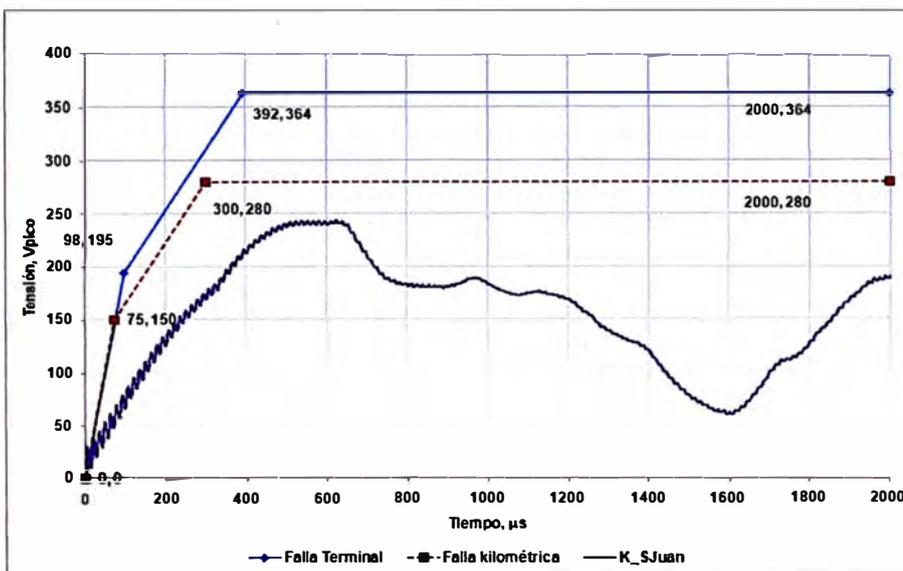


Fig. 3.23 TRV Falla terminal: Chilca – San Juan 220kV

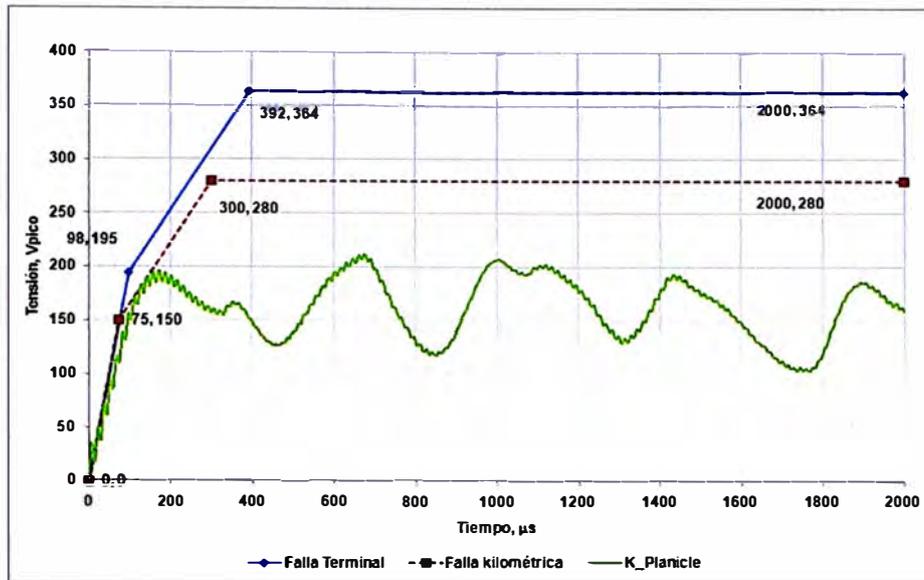


Fig. 3.24 TRV Falla kilométrica: Chilca - Planicie 220kV

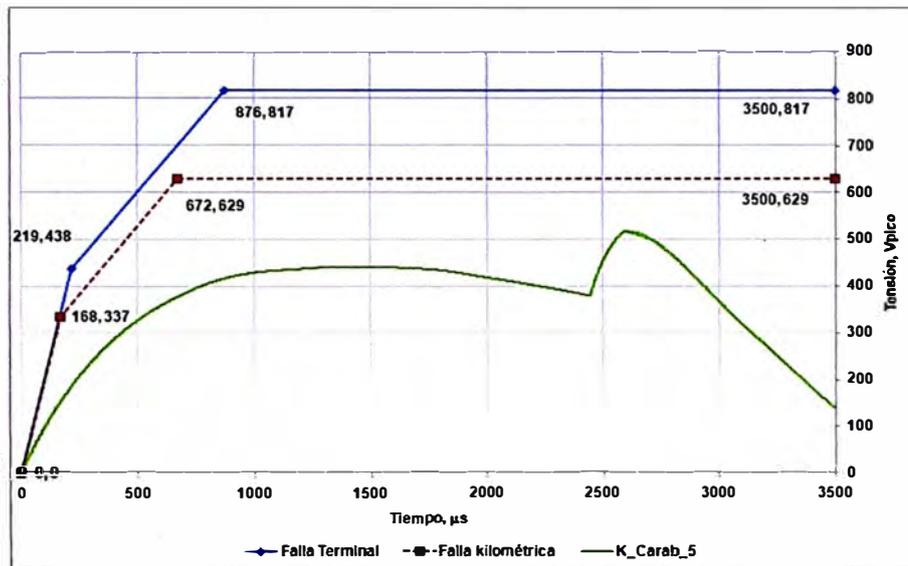


Fig. 3.25 TRV Falla kilométrica: Chilca Nueva - Carabayllo 500kV

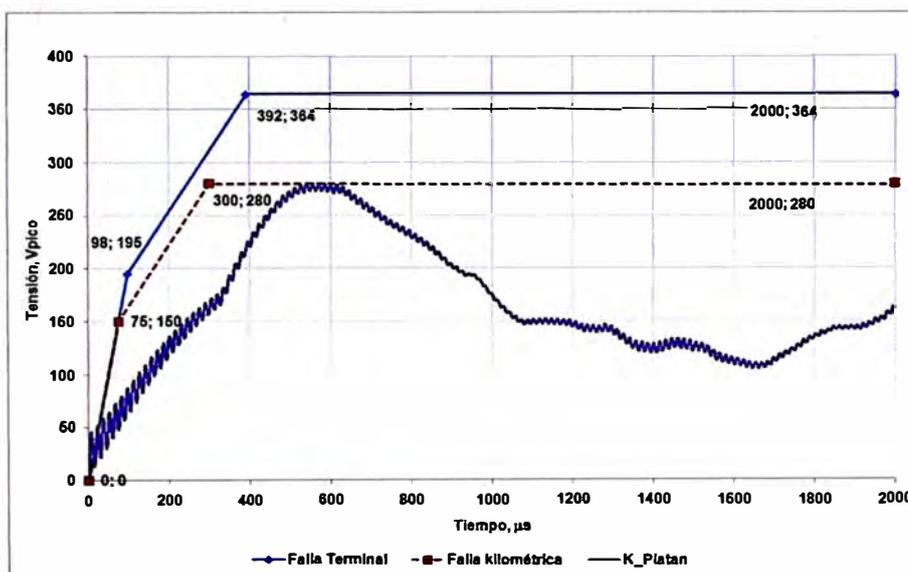


Fig. 3.26 TRV Falla kilométrica: Chilca - Platanal 220kV

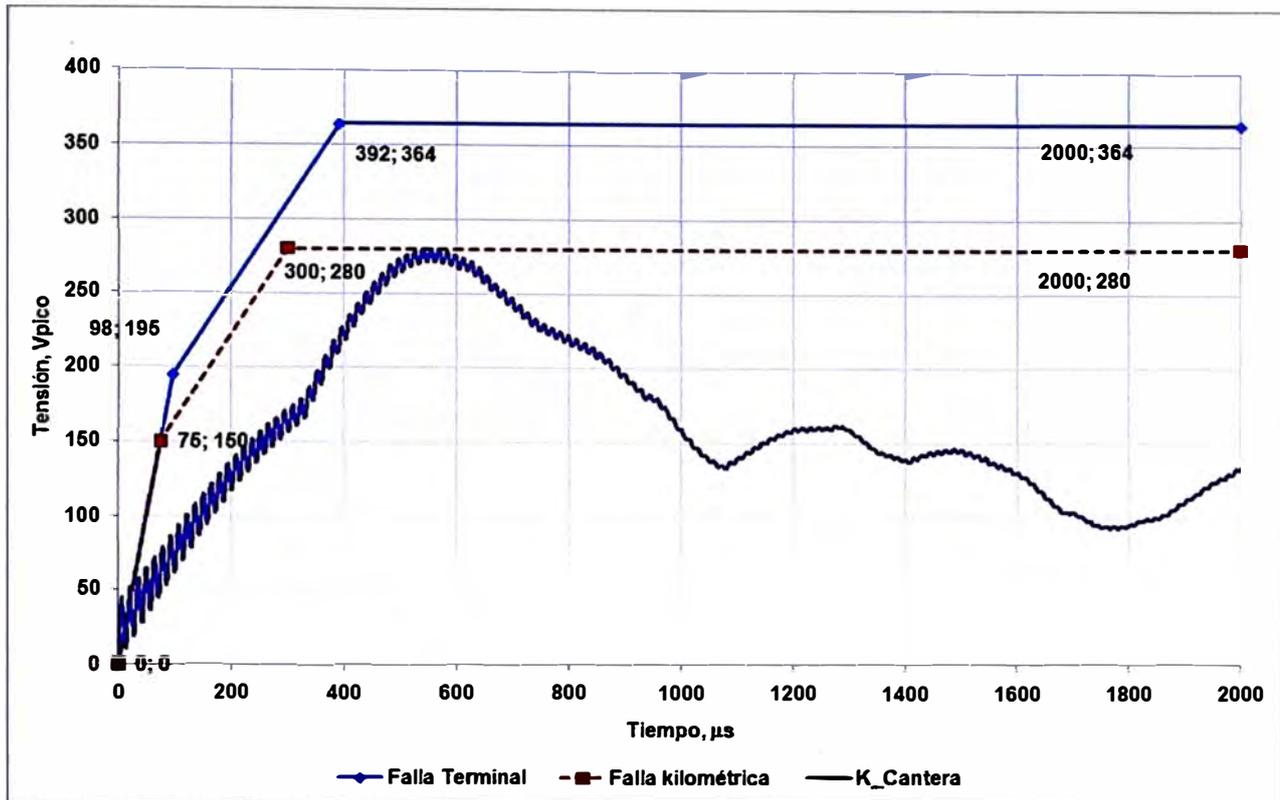


Fig. 3.27 TRV Falla kilométrica: Chilca - Cantera 220kV

De los resultados de TRV para los interruptores del reactor serie limitador de cortocircuito de la subestación Chilca a 220kV se presentan las siguientes conclusiones:

En las fallas terminales y kilométricas analizadas no se presenta superación del valor pico del TRV, de acuerdo con la envolvente del TRV dada por la Norma IEC de interruptores.

3.8. Análisis de sensibilidad a soluciones combinadas con la alternativa 1

3.8.1. Sensibilidad con incremento de X_{cc} en trafos de nuevos generadores

Sabiendo que la escogencia de un valor de impedancia alto en los transformadores correspondientes a los nuevos generadores instalados en Chilca incide en la disminución del nivel de cortocircuito, se ha efectuado un ejercicio de analizar en el 2019, la variación de las corrientes de cortocircuito en la Alternativa 1 (inclusión de reactor de 13Ω entre Chilca REP y Chilca Nueva 220kV) con el aumento de la reactancia de X_{cc} en los transformadores de los nuevos generadores que se vayan instalando en la zona de Chilca. En esta sensibilidad se supone instalada también la resistencia de neutro de 4Ω en el transformador Chilca 500/200kV, para mantener bajas las corrientes de neutro. El resultado obtenido se muestra en la Fig. 3.28.

De esta figura se concluye que esta solución es de fácil implementación con un valor de $X_{cc}=16\%$ y que resulta efectiva en el sentido de que un aumento de impedancia de un 5% reduce el cortocircuito en un valor medio de 2kA. Por tanto esta es una solución complementaria.

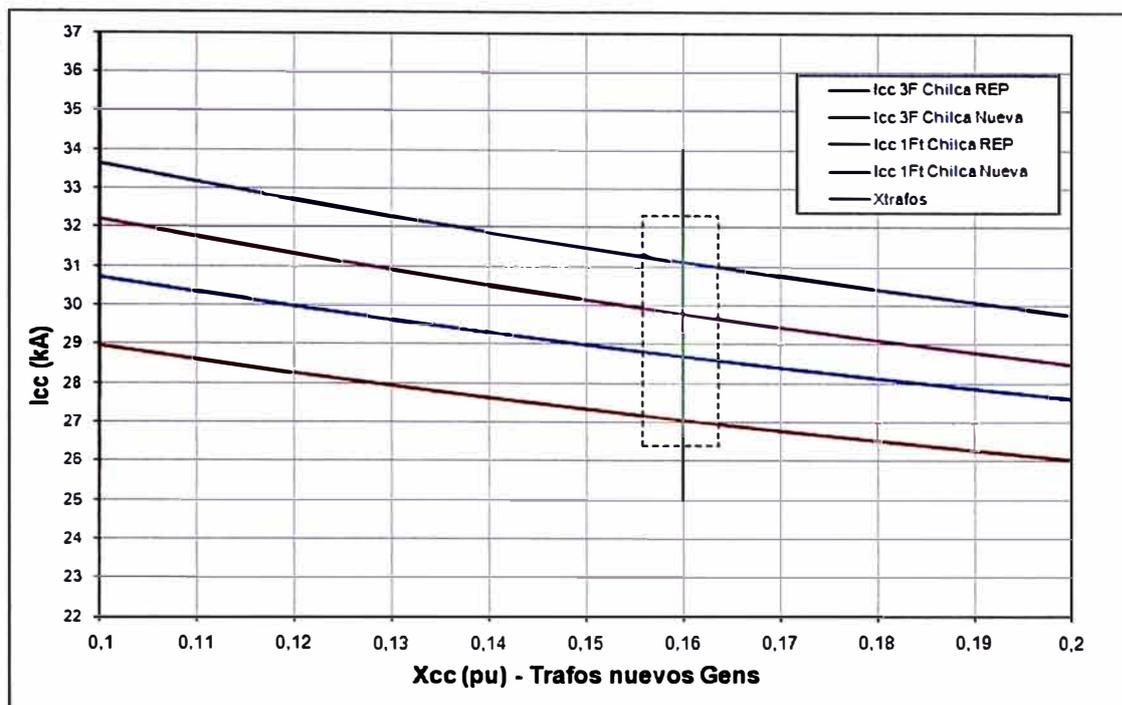


Fig. 3.28 Niveles de cortocircuito en Chilca para Alt.1 con el aumento de Xcc en trafos de nuevos Generadores, $X_L=13 \Omega$ y $R_n=4 \Omega$ en trafo Chilca 500/220 kV, 2019

3.8.2. Sensibilidad en el traspaso de unidades de ENERSUR a 500kV

La alta concentración de unidades de generación en la barra Chilca Nueva 220kV es el principal agente que produce un alto elevamiento de los niveles de cortocircuito. Mover alguna de las unidades instaladas en este barraje hacia Chilca 500kV tiene en principio los siguientes efectos:

Interpone la impedancia del transformador 500/220kV entre generadores y barras a 200kV, el cual atenúa el nivel de cortocircuito en el barraje a 220kV.

El aumento del nivel de cortocircuito a 500kV no llega a valores críticos, pues a este nivel de tensión los valores de corriente son menores.

Fortalece el nivel de 500kV agregando más unidades de generación a este sistema, las cuales se integran con mayor facilidad a las necesidades y al mercado nacional.

Por estas razones se hizo el ejercicio de analizar la variación de las corrientes de cortocircuito en la Alternativa 1 (inclusión de reactor de 13Ω entre Chilca REP y Chilca Nueva 220kV, Xtrafos = 16%) en el 2019, con el traslado de unidades de Enersur desde la barra Chilca Nueva 220kV a la barra Chilca 500kV. En esta sensibilidad se supone instalada también la resistencia de neutro de 4Ω en el transformador Chilca 500/200kV, para mantener bajas las corrientes de neutro.

De la Fig. 3.29 se desprende que esta es una medida muy efectiva ya que el traslado de una unidad de 200MVA a 500kV, representa una disminución del cortocircuito de unos 1,7kA en Chilca Nueva. Trasladar 2 unidades sería altamente recomendable pues se tendría una reducción de 3,5kA en Chilca Nueva 220kV y los niveles finales quedarían en

esta barra en valores menores de 30kA como es la consigna de este estudio. Su efectividad sobre el nivel de cortocircuito en Chilca REP es bastante limitada, pero en esta barra no aparecen valores críticos.

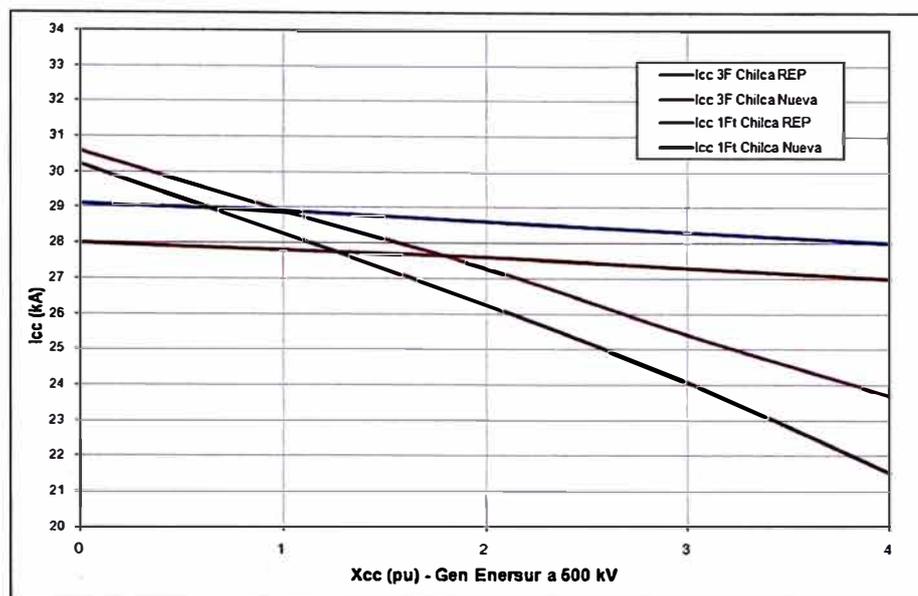


Fig. 3.29 Niveles de cortocircuito en Chilca para Alt. 1 con el traslado de unidades de Enersur a 500kV, $X_L=13\Omega$, $R_n=4\Omega$ en trafo Chilca 500/220kV y X_{cc} Trafos nuevos gens.=16%, 2019

3.8.3. Alternativa 1 y compensación de algunos nuevos generadores como sugiere Alternativa 2b

La Alternativa 2b ha propuesto que los nuevos generadores a 220kV sean compensados con reactores serie de 55Ω , 50MVAR. La efectividad de esta compensación se muestra en la Fig. 3.30 para el 2019, y de ella se desprende que para que la medida fuera efectiva sería necesario aplicar esta compensación a todos los generadores instalados en Chilca, instalación que resultaría con un costo prohibitivo.

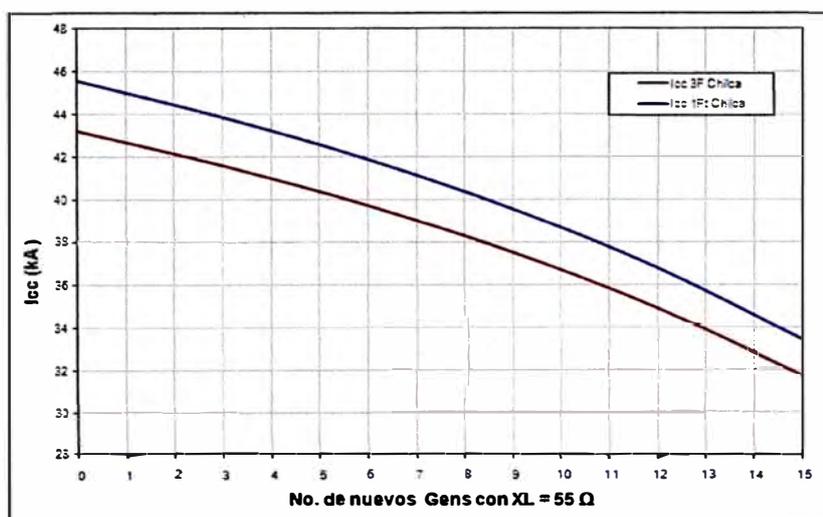


Fig. 3.30 Niveles de cortocircuito para Alternativa 2b incluyendo reactores de 55Ω en generadores de Chilca, $X_{trafoGen} = 15\%$, $R_n=4\Omega$ en trafo Chilca 500/220kV, 2019

Sin embargo, su efectividad sugiere que podría combinarse esta solución con la propuesta en la Alternativa 1. Por tanto se hizo el ejercicio de analizar la variación de las corrientes de cortocircuito en la Alternativa 1 (inclusión de reactor de 13Ω entre Chilca REP y Chilca Nueva 220kV) en el 2019, haciendo simultáneamente la inclusión de reactores en algunos generadores nuevos instalados en Chilca Nueva 220kV. En esta sensibilidad se supone instalada también la resistencia de neutro de 4Ω en el transformador Chilca 500/200kV, para mantener bajas las corrientes de neutro. El resultado obtenido se muestra en la siguiente Fig. 3.31.

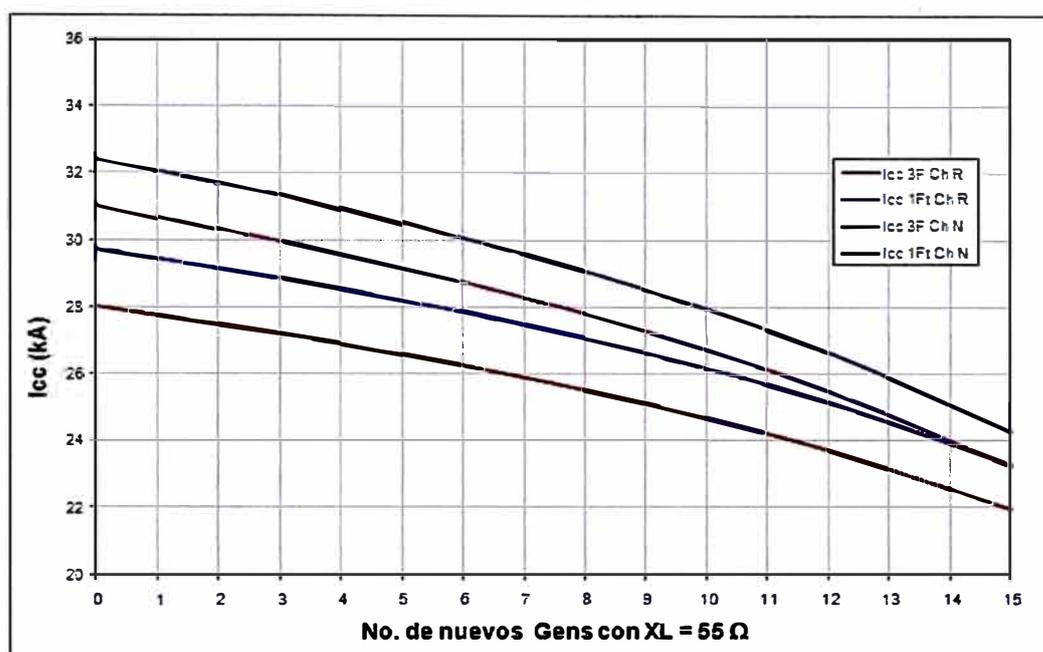


Fig. 3.31 Niveles de cortocircuito para Alt. 1 incluyendo algunos reactores de 55Ω en Generadores Chilca de Alt. 2b y $R_n=4\Omega$ en trafo Chilca 500/220kV, 2019

De esta figura se concluye que esta solución tiene una efectividad relativa para reducir los niveles de cortocircuito, pues la inclusión de 3 reactores de 55Ω en nuevos generadores representa una reducción del cortocircuito en un valor medio de 1kA. Esta medida además con efectividad relativa para disminuir los niveles de cortocircuito, puede resultar costosa en su implementación y por tanto esta es una solución complementaria cuya posibilidad debe ser estudiada con mayor detalle en cada caso.

3.8.4. Alternativa 1 y paso a 500kV de la línea Chilca – Planicie – Zapallal (2019)

Suponiendo que para el 2019 la línea Chilca – Planicie – Zapallal, considerada en el estudio operando provisionalmente en doble circuito a 220kV ya hubiera pasado a operar a 500kV; además se consideran las líneas de transmisión Chilca – Marcona – Caravelí 500kV, Zapallal – Chimbote – Trujillo 500kV y los segundos transformadores de potencia 500/220kV en Chilca y Zapallal, observando el impacto que este cambio tiene en la efectividad del reactor de la Alternativa 1 y en los niveles de cortocircuito a 220kV.

Resultado de flujo de cargas en operación normal:

El reactor no tiene ni ningún problema con el paso de la línea Chilca – Planicie – Zapallal a 500kV; en efecto transporta 521MW y su cargabilidad alcanza un 81%.

Se efectuaron las siguientes contingencias (N-1):

- Contingencia 1: Apertura del circuito de la línea 500 kV Chilca 500 – Carabayllo 500
- Contingencia 2: Apertura del circuito de la línea 500kV Chilca 500 – Planicie 500.

En la contingencia 1 con apertura del circuito a 500kV entre Chilca - Carabayllo, el reactor pasa a transportar 565,71MW y su cargabilidad alcanza un 87,78%.

En la contingencia 2 con apertura del circuito a 500kV entre Chilca - Planicie, el reactor pasa a transportar 614,23MW y su cargabilidad alcanza un 95,40%. Esta contingencia representa el caso más severo para el reactor.

Los resultados de cortocircuito en las subestaciones de Chilca REP y Chilca Nueva, se presentan a continuación en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7. Resultados de cortocircuito con variación de la alternativa 1, energizando la línea Chilca – Planicie – Zapallal a 500kV

Variación Alternativa 1 Reator serie - 1700A, 13Ω Línea Chilca - Planicie - Zapallal 500kV			Cortocircuito Estiaje Demanda Máxima 2019					
			Trifásica		Monofásica		Bifásica-tierra 3*Io	
Nomenclatura	Subestación	Kv	Sin Proyecto	Con Proyecto	Sin Proyecto	Con Proyecto	Sin Proyecto	Con Proyecto
ZAPA220	ZAPALLAL	220	29,06	26,14	27,18	25,64	25,74	25,27
CAPAB220	CARABYLLO	220	30,55	25,71	31,97	28,76	33,96	32,88
CARAB500	CARABYLLO	500	13,97	15,86	11,68	14,12	10,15	12,90
VENT220	VENTANILLA	220	32,00	31,19	36,59	35,91	38,55	38,16
SJNLS220	SAN JUAN	220	30,74	27,74	36,24	33,29	29,42	28,58
CHAVA220	CHAVARRIA	220	31,75	31,18	37,21	36,70	35,85	35,62
ROSA220	SANTA ROSA	220	30,74	30,25	34,14	33,75	31,20	30,98
CHILCAREP	CHILCA REP	220	44,58	29,27	51,34	31,06	63,91	34,05
PLANICIE220	PLANICIE	220	24,49	18,01	20,44	21,59	17,74	26,85
PLANICIE500	PLANICIE 500	500	---	14,49	---	13,39	---	12,62
CHILCAN220	CHILCA NUEVA	220	44,58	27,18	51,34	28,61	63,91	31,52
CAMI500	CHILCA NUEVA	500	15,83	17,38	17,56	18,48	20,21	20,21
CANTE220	CANTERA	220	5,10	4,94	3,80	3,72	3,04	2,99
DESIERTO220	DESIERTO	220	4,85	4,73	4,12	4,06	3,59	3,56
PLATA220	PLATANAL	220	4,71	4,64	5,19	5,12	5,96	5,92

Se observa que la energización de la línea Chilca – Planicie - Zapallal a 500kV, ayuda a disminuir los niveles de cortocircuito en la subestación de Chilca Nueva, a valores por debajo de los 30kA en falla trifásica y monofásica y a 32kA, 3xIo en falla bifásica. A pesar de que se presenta aportes al nivel de cortocircuito en las subestaciones de Carabayllo 500 y Chilca 500, estos valores no son de gran importancia.

Finalmente, se concluye que energizar la línea Chilca – Planicie - Zapallal a 500kV, no presenta problemas en la cargabilidad del Reactor tanto en operación normal como en contingencia. Además, con este paso a 500kV de la línea se reducen los niveles de cortocircuito en Chilca, especialmente en Chilca Nueva.

3.8.5. Sensibilidad Alternativa. 1 en la fecha de entrada de los elementos de compensación

Considerando la implementación de los elementos de la compensación por etapas, donde se obtuvieron los niveles de cortocircuito en la subestación Chilca REP 220kV y Chilca Nueva 220kV con el objeto de verificar la posibilidad de realizar la entrada de los equipos por separado. Los casos analizados fueron los siguientes:

Resultados de cortocircuito en SE Chilca sin incluir ninguna acción o elemento de compensación.

Resultados de cortocircuito en SE Chilca sólo incluyendo la Resistencia de neutro R_n de 4Ω , pero sin incluir los otros elementos de compensación.

Resultados de cortocircuito en SE Chilca sólo incluyendo el reactor X_L de 13Ω entre barras Chilca REP y Chilca Nueva, pero sin incluir los otros elementos de compensación.

Resultados de cortocircuito en SE Chilca incluyendo el reactor X_L de 13Ω entre barras Chilca REP y Chilca Nueva y trasladando Enersur a Chilca Nueva, pero sin incluir los otros elementos de compensación.

Resultados de cortocircuito en SE Chilca teniendo en cuenta todos los elementos de la compensación: Se incluyen el reactor X_L de 13Ω entre barras Chilca REP y Chilca Nueva, se incluye la R_n de 4Ω , se traslada Enersur a Chilca Nueva, y se asigna reactancia X_{cc} de 16% a transformadores de nuevos generadores en Chilca.

Resultados sin incluir ninguno de los elementos de compensación

En la Fig.3.32 se muestran los resultados para la subestación Chilca 220kV unificada, sin incluir ninguno de los elementos de compensación recomendados.

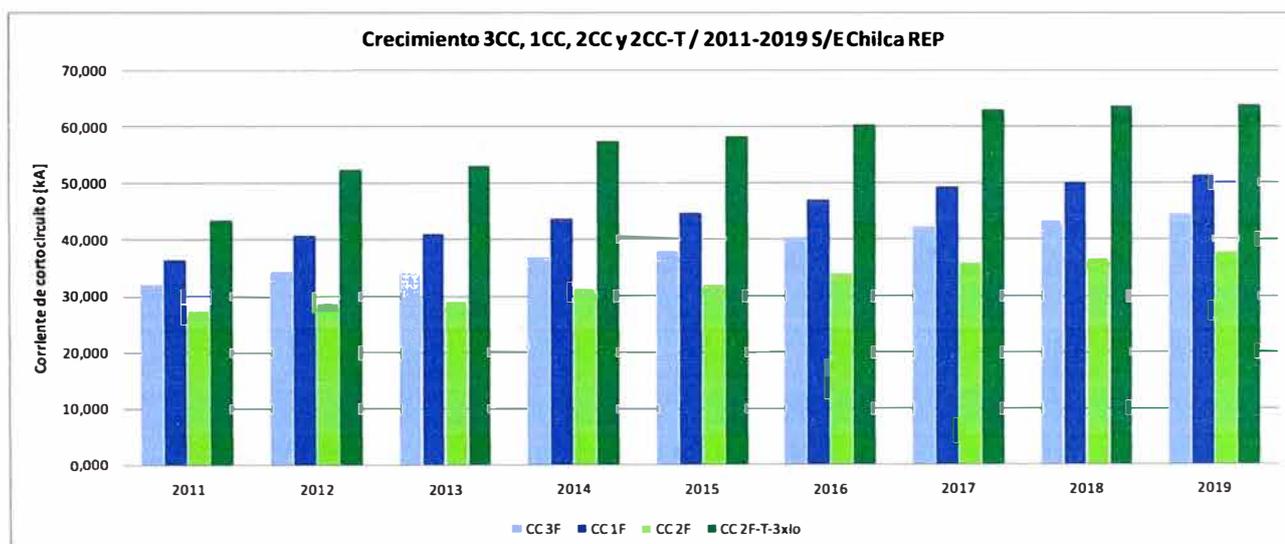


Fig. 3.32 Niveles de cortocircuito en Chilca 220kV sin compensación

De esta Figura se observa que desde 2011 la corriente $3 \times I_0$ que va a la malla de tierra en el cortocircuito de dos fases a tierra, supera los 40kA y que desde el 2012 el nivel de falla de una fase a tierra también supera los 40kA. Es entonces necesario que

desde la fecha más temprana posible se intervenga el camino del neutro instalando una resistencia R_n de 4Ω en el transformador 500/220kV. En este caso la falla trifásica sólo llega a los 40kA en el 2016.

Resultados sólo incluyendo la Resistencia de neutro R_n de 4Ω

En la fig.3.33 se muestran los resultados para la subestación Chilca 220kV unificada, sólo incluyendo la Resistencia de neutro R_n de 4Ω , pero sin incluir los otros elementos de compensación.

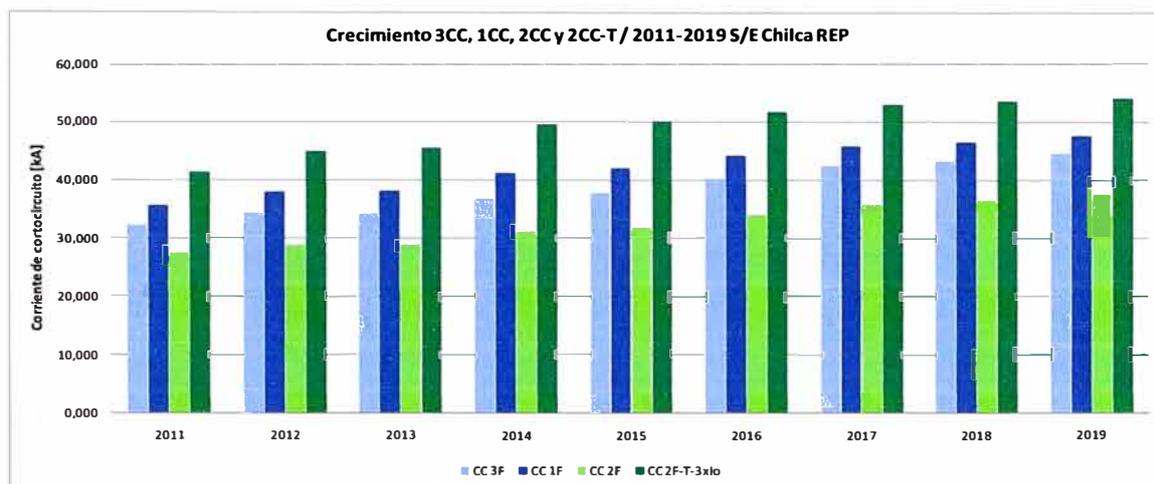


Fig. 3.33 Niveles de cortocircuito en Chilca 220kV con R_n de 4Ω

De esta Figura se observa otra vez que desde 2011 la corriente $3 \times I_0$ que va a la malla de tierra en el cortocircuito de dos fases a tierra, supera los 40kA y que desde el 2014 el nivel de falla de una fase a tierra también supera los 40kA. Este resultado indica de nuevo que es necesario que desde la fecha más temprana posible se intervenga el camino del neutro instalando una resistencia R_n de 4Ω en el transformador 500/220kV para atenuar la corriente a tierra en la falla de dos fases a tierra. En este caso la falla trifásica también llega a los 40kA en el 2016.

Resultados sólo incluyendo el reactor X_L de 13Ω Enersur conectada a la subestación Chilca REP

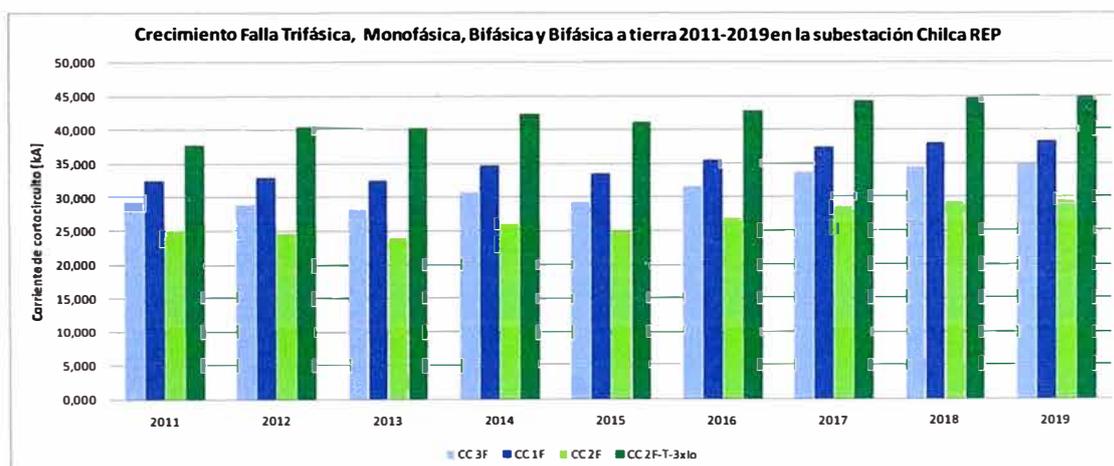


Fig. 3.34 Niveles de cortocircuito en Chilca REP 220kV, X_L de 13Ω

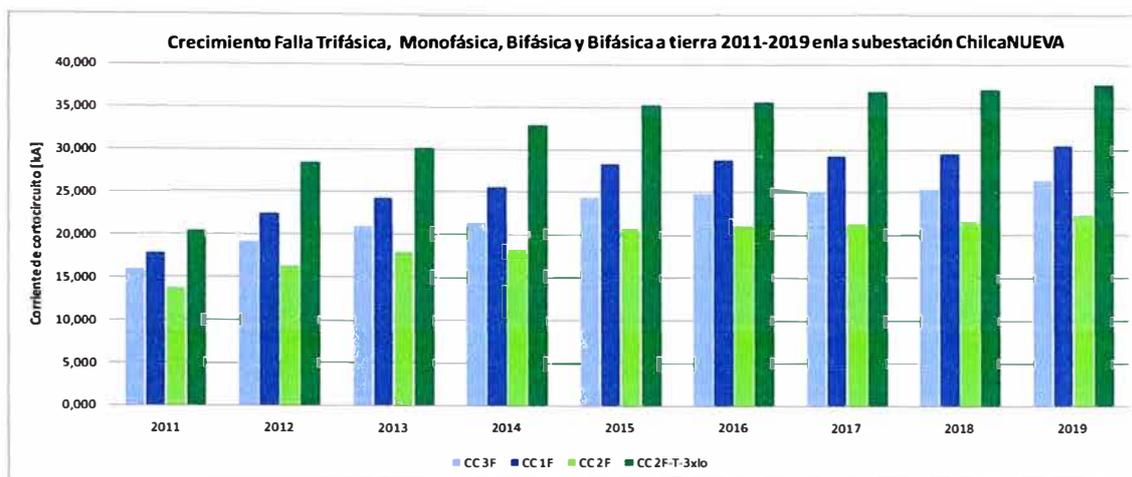


Fig. 3.35 Niveles de cortocircuito en Chilca Nueva 220kV, X_L de 13 Ω

En las Fig.3.34 y Fig.3.35 se muestran los resultados para la subestación Chilca REP 220kV y Chilca Nueva 220kV separadas, incluyendo entre estas barras el reactor CLR con X_L de 13 Ω , dejando Enersur en Chilca REP y sin incluir los otros elementos de compensación.

De la Fig. 3.34 se observa que en Chilca REP (con Enersur incluido), la corriente $3 \times I_0$ que va a la malla de tierra en el cortocircuito de dos fases a tierra supera los 40kA en 2012 y que en todo el período hasta 2019, los demás niveles de cortocircuito permanecen por debajo de los 40kA. De la Fig. 3.35 se observa que en Chilca Nueva en todo período hasta 2019, todos los niveles de cortocircuito permanecen por debajo de los 40kA. Estas figuras muestran la efectividad del reactor para atenuar todo tipo de falla, aunque para seguir la consigna establecida de delimitar las corrientes de cortocircuito a un valor entre 30kA y 31kA se hacen necesarias las otras medidas de compensación. Comparando este caso con el caso sin proyecto, se deduce que la instalación del reactor se hace necesaria desde 2011 o a más tardar desde el 2012.

Resultados incluyendo el reactor X_L de 13 Ω y traslado de Enersur a la subestación Chilca Nueva

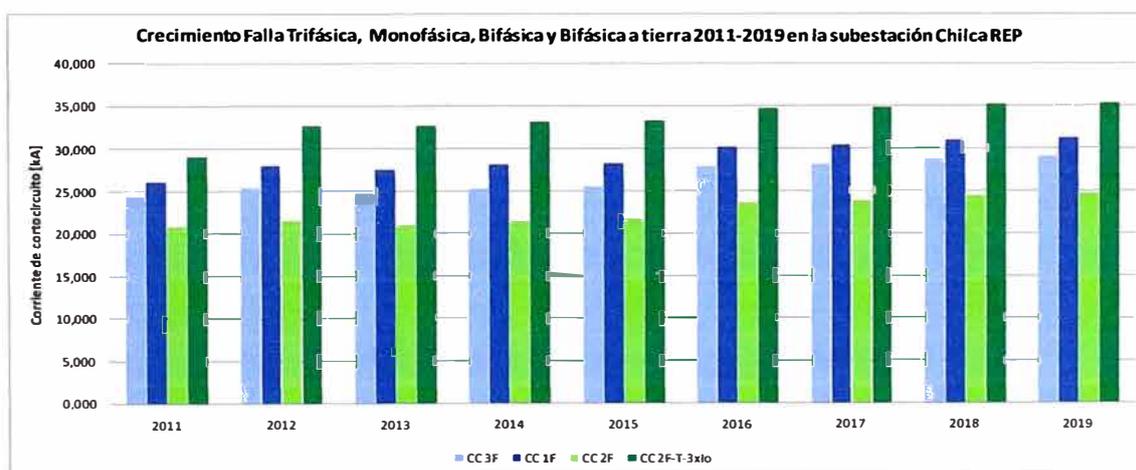


Fig. 3.36 Niveles de cortocircuito en Chilca REP 220kV, X_L de 13 Ω

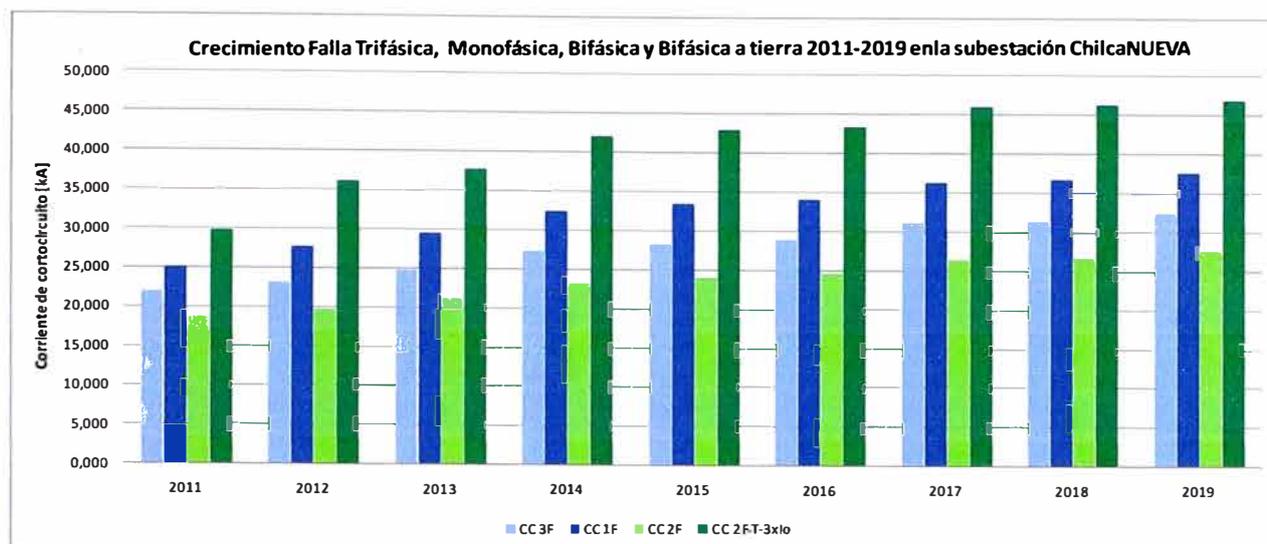


Fig. 3.37 Niveles de cortocircuito en Chilca Nueva 220kV, X_L de 13Ω

En las figuras fig. 3.36 y fig. 3.37 se muestran los resultados para la subestación Chilca REP 220kV y Chilca Nueva 220kV separadas, incluyendo entre estas barras el reactor CLR con X_L de 13Ω y también trasladando Enersur a Chilca Nueva, pero sin incluir los otros elementos de compensación.

De la fig. 3.36 se observa que en Chilca REP los niveles de cortocircuito disminuyen y en todo período hasta 2019, todos los niveles de cortocircuito permanecen por debajo de los 40kA dado el traslado de Enersur. En la fig. 3.37 sin embargo se observa que en Chilca Nueva (con Enersur incluido) la corriente $3 \times I_0$ que va a la malla de tierra en el cortocircuito de dos fases a tierra supera los 40kA en 2014 y que en todo el período hasta 2019, los demás niveles de cortocircuito permanecen por debajo de los 40kA. Estas figuras siguen mostrando la efectividad del reactor, aunque el problema del caso anterior en Chilca REP se pasó a Chilca Nueva por el traslado de Enersur.

Comparando este caso con caso sin proyecto, se deduce que la instalación del reactor se hace necesaria desde 2011 o a más tardar desde el 2012, y que para seguir la consigna establecida de delimitar las corrientes de cortocircuito a un valor entre 30kA y 31kA se hacen necesarias las otras medidas de compensación.

3.8.6. Resultados incluyendo todos los elementos de la compensación

En las figuras fig. 3.38 y fig. 3.39 se muestran los resultados para la subestación Chilca REP 220kV y Chilca Nueva 220kV separadas, incluyendo todos los elementos de la compensación: Se incluyen incluyendo el reactor X_L de 13Ω entre barras Chilca REP y Chilca Nueva, se incluye la R_n de 4Ω , se traslada Enersur a Chilca Nueva, se asigna reactancia X_{cc} de 16% a transformadores de nuevos generadores en Chilca.

Además se observa que tanto en Chilca REP como en Chilca Nueva, los niveles de cortocircuito disminuyen y en todo período hasta 2019, todos los niveles de cortocircuito, incluyendo la corriente $3 \times I_0$ que va a la malla de tierra en el cortocircuito de dos fases a

tierra, permanecen por debajo de los 40kA y que además se cumple la consigna establecida de delimitar las corrientes de cortocircuito a un valor entre 30kA y 31kA.

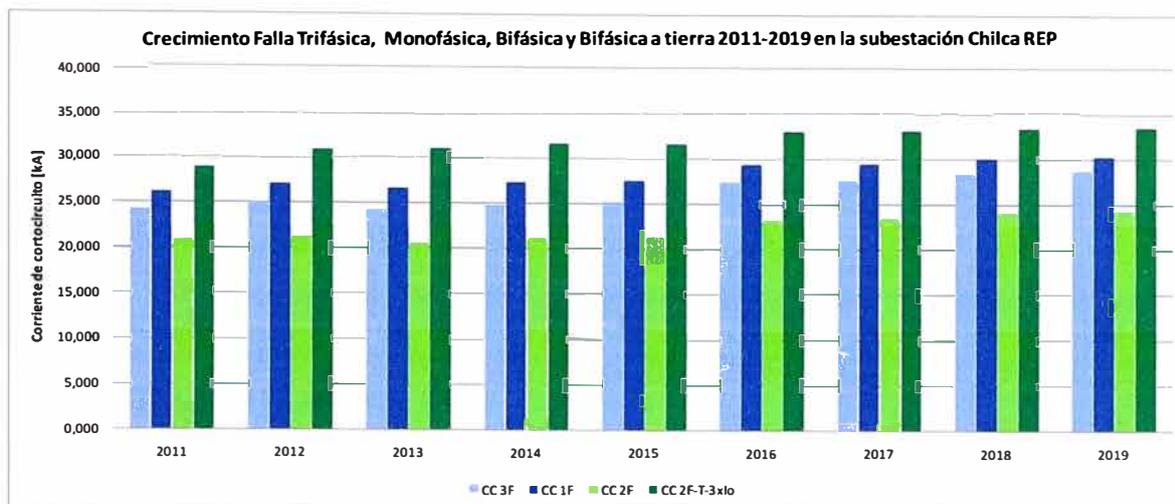


Fig. 3.38 Niveles de cortocircuito en Chilca REP 220kV con todos los elementos de la compensación

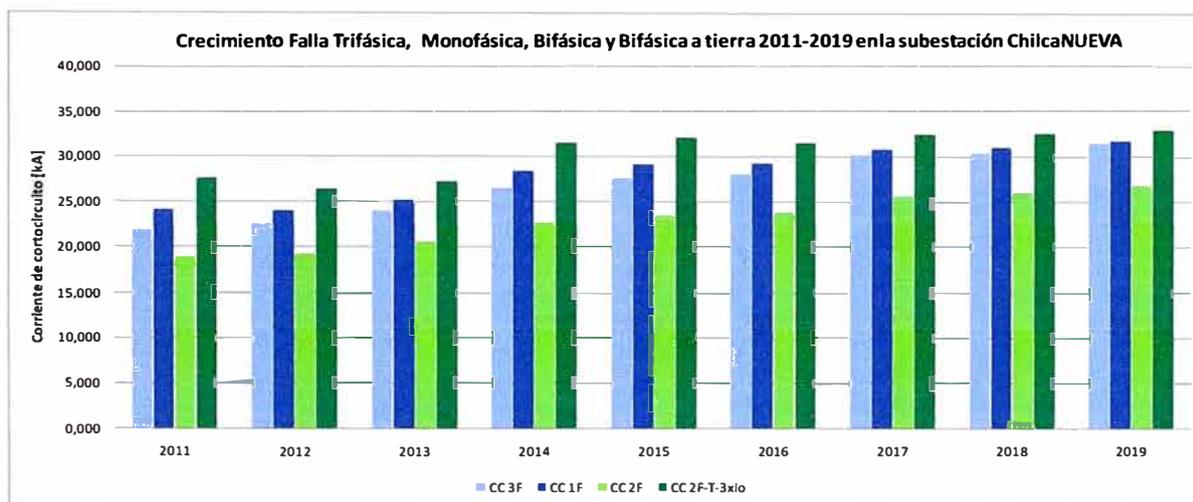


Fig. 3.39 Niveles de cortocircuito en Chilca Nueva 220kV con todos los elementos de la compensación

3.9. Alternativa óptima

3.9.1. Resumen

Como se observa de los anteriores análisis y con el fin de mantener los niveles de cortocircuito en valores cercanos a los 30kA, se concluye que la Alternativa 1 es la adecuada, complementada:

- Traslado de las unidades de generación de Enersur, hacia la barra Chilca Nueva 220kV a fin de establecer equilibrio en la disposición de los equipos, en la potencia agrupada por barra y en el nivel de cortocircuito en cada barra a 220kV.
- Reactor CLR entre Chilca REP 220kV y Chilca Nueva 220kV, de 1700 A, 13Ω, 34,5mH, $3 \times I^2 \times XL = 115\text{MVA}$, complementada con los siguientes elementos de compensación.

- Resistencia del neutro de 4Ω en transformador Chilca Nueva 500/220kV. Esta resistencia puede ser instalada tan pronto como se tenga disponible, con anterioridad al 2012 fecha para la que se ha recomendado completar las instalaciones de compensación.
- Reactancia Xcc en transformadores de nuevos generadores con un valor de 16%
Con la implementación de estas obras, los niveles de cortocircuito en las estaciones de Chilca y demás subestaciones de Lima son los siguientes:

Tabla 3.8. Resultados de cortocircuito con Alternativa 1 complementada

Variación Alternativa 1: Reator serie - 1700A, 13Ω Reactancia Xcc transformadores nuevos 16%			Cortocircuito Estiaje Demanda Máxima 2019			
			Trifásica		Monofásica	
Nomenclatura	Subestación	Kv	Sin Proyecto	Con Proyecto	Sin Proyecto	Con Proyecto
ZAPA220	ZAPALLAL	220	29,06	28,79	27,18	27,66
CAPAB220	CARABYLLO	220	30,55	30,09	31,97	33,30
CARAB500	CARABYLLO	500	13,97	13,65	11,68	12,38
VENT220	VENTANILLA	220	32,00	31,68	36,59	36,36
SJNLS220	SAN JUAN	220	30,74	27,11	36,24	32,68
CHAVA220	CHAVARRIA	220	31,75	31,31	37,21	36,82
ROSA220	SANTA ROSA	220	30,74	29,97	34,14	33,50
CHILCAREP	CHILCA REP	220	44,58	28,59	51,34	30,22
PLANICIE220	PLANICIE	220	24,49	23,61	20,44	19,92
CHILCAN220	CHILCA NUEVA	220	44,58	31,02	51,34	31,53
CAMI500	CHILCA NUEVA	500	15,83	15,01	17,56	15,81
CANTE220	CANTERA	220	5,10	4,93	3,80	3,72
DESIERTO220	DESIERTO	220	4,85	4,71	4,12	4,05
PLATA220	PLATANAL	220	4,71	4,63	5,19	5,13

Esta Alternativa 1 complementada con los otros equipos enunciados, presenta las siguientes ventajas:

- Una muy buena capacidad operativa con excelentes tensiones y cargabilidad.
- El menor costo de inversión y costo total frente a las otras.
- Pérdidas más bajas que las otras alternativas analizadas.
- Compensa o limita el nivel de cortocircuito en Chilca a niveles requeridos siempre por debajo de 30kA y en otras subestaciones de Lima a valores razonables inferiores a 40kA.
- Tiene influencia en la disminución del cortocircuito en todas las estaciones de Lima.
- Está constituido por un solo equipo con facilidades para instalación, transporte y mantenimiento.
- Da continuidad topológica al unir Chilca REP con Chilca Nueva.

- No presenta problemas en el TRV de interruptores vecinos.
- Tiene una capacidad nominal de corriente manejable (1700A) y un $3 \times I^2 \times X_L$ (115MVA) en el orden de equipos utilizados en otras redes a tensiones similares.
- Las características básicas del reactor empleado son:

Tabla 3.9. Especificación técnica del reactor en la alternativa 1

Características básicas Reactores Alternativas 1		Alternativa 1
Vn	Tensión nominal, kV	220
fo	Frecuencia nominal, Hz	60
X_L	Reactancia por fase, Ω	13
L	Inductancia por fase, mH	34,5
I	Corriente nominal, A	1700
S	Capacidad de Transporte, MVA	650
$I \times X_L$	Máxima caída de tensión, kV	22,1
$I^2 \times X_L$	Potencia nominal monofásica, MVA	38,33
$3 \times I^2 \times X_L$	Potencia nominal trifásica, MVA	115
Icc	Corriente nominal de cortocircuito, kA	10,5
X_L / R	Factor de calidad (X/R), preliminar	300
CR	Capacitancia mínima del reactor, μF	0,35
	Tipo de instalación	(externa)

CAPITULO IV

IMPLEMENTACIÓN DEL REACTOR SERIE EN LA SUBESTACIÓN CHILCA 220KV

4.1. Introducción

Del análisis que se desarrolló en el capítulo anterior se pudo conocer y determinar la necesidad de una solución para disminuir el nivel de cortocircuito en las barras de la SE Chilca REP y SE Chilca Nueva, además se pudo comprender que la solución es implementar un reactor serie en las barras de 220kV. Esta solución llevó a dar paso al desarrollo de proyectos para REP en la subestación Chilca y en subestaciones adyacentes como SE San Juan, SE Chavarría, SE Santa Rosa, SE Zapallal, SE Ventanilla y SE Planicie, para colocar al sistema eléctrico en la región central al nivel de cortocircuito de 40kA.

En este capítulo se desarrolla la implementación del reactor serie CLR con el fin de comprender la etapa de ejecución del proyecto como implementación de la solución a nivel de la ingeniería de control y protección.

Para este capítulo se va a describir el desarrollo de la ingeniería secundaria la misma que describe los diagramas funcionales y lógicos de la subestación Chilca 220kV que se adecúa para implementar el CLR.

4.2. Ingeniería de control y protección

La subestación Chilca REP 220kV cuenta con un sistema automatizado SAS para la integración de los nuevos equipos de control siendo de fácil implementación. Además los equipos a implementar son IED's como:

- Controlador de bahía digital (para comandos de la bahía del reactor) SIEMENS 6MD6641-5EB90-0AA0-LOS
- Relé diferencial de reactor SIEMENS 7UT6351-5EB92-1BA1-LOS
- Protección neutro del transformador SIEMENS 7SJ8011-5EB92-1FA0-LOS
- Registrador de fallas SIEMENS 7KE6000-1DE41-6AK4
- Medidor de energía ION 8600

La arquitectura se encuentra enmarcada dentro del término control jerarquizado, el cual significa que es un sistema de control global de todas las actividades de la subestación. La estructura de control está bajo la red de comunicaciones IEC 61850 la cual permite una integración transparente de los IED's

La estructura jerárquica de control de su arquitectura permite que tenga una configuración distribuida en la cual los equipos y/o funciones y programas se encuentran localizados en forma descentralizada en la subestación, dando pase a los niveles de operación y supervisión como son los niveles 3, 2, 1 y 0 los cuales pasamos a describir:

Nivel 3: corresponde al sistema remoto de información, desde el cual se puede monitorear y controlar los principales equipos de la subestación.

Las comunicaciones e interfaces entre Nivel 3 y Nivel 2: proporciona, a través del sistema de comunicaciones, la transferencia de información entre el SAS y los sistemas remotos por medio del protocolo IEC 61850.

Nivel 2: este nivel corresponde al sistema de procesamiento del SAS, al almacenamiento de datos y a la interfaz de operación, localizados en la sala de control de la subestación. El procesador o controlador de Nivel 2 sirve como una estación central de procesamiento de la información de la subestación de forma tal que ésta pueda ser utilizada por la interfaz de operación de la subestación y pueda ser almacenada para análisis futuros, para mantenimiento y para generación de reportes.

Comunicaciones e interfaces entre Nivel 2 y Nivel 1: corresponde a la red de área local de la subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de Nivel 2, los controladores de campo de nivel 1 y a los IED's de Nivel 0.

Nivel 1: este nivel está conformado por los controladores de campo que sirven como maestros para la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y servicios auxiliares de la subestación y por la interfaz de operación local, la cual proporciona un nivel básico de acceso al personal de operación y mantenimiento para la supervisión y el control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.

Comunicaciones e interfaces entre Nivel 1 y Nivel 0: corresponde a la comunicación entre los controladores de campo de Nivel 1, los IED's de nivel 0 y los equipos de patio.

En el anexo C se detalla la arquitectura del sistema de los nuevos equipos implementados en la SE Chilca REP.

Así mismo las protecciones están asociadas a la arquitectura y a la red de gestión que es la red donde se encuentran comunicados todos IED's con los equipos de comunicación a través del protocolo IEC61850. Esta comunicación servirá para hacer reportes de eventos por fallas del sistema y por actuación de las protecciones,

A continuación mostramos la descripción del diagrama unifilar de control y protección para la implementación de la bahía del reactor en la cual distinguimos dos secciones, sección 1 para la bahía que está en el lado Chilca REP y la sección 2 es del lado de Chilca Nueva.

En el diagrama unifilar, fig. 4.1, se observa que la configuración de las barras es de 4 seccionadores con un by-pass para mantener la alimentación de los circuitos cuando alguna barra o sección de la bahía queda indisponible.

Además en el diagrama unifilar aparte del reactor de barra se colocó un seccionamiento de barras, esto es debido a que el reactor entrará en operación solo cuando tengamos demandas altas y entre la generación futura. Esta seccionamiento de barras sirve como by-pass para el reactor. Cuando el reactor no opere el seccionamiento se encontrará cerrado y viceversa.

Para las protecciones para el reactor de la fig. 4.1 son (representadas por los símbolos en ANSI) 87T (protección por diferencial de corriente del reactor), 87N (protección por diferencial de corriente neutro del reactor), 50BF (protección por falla interruptor) y 50N/51N (protección por sobrecorriente instantánea neutro y sobrecorriente temporizada neutro). Además se puede observar que se están llevando corrientes para los diferenciales de barras tanto en la barra de la SE Chilca REP y la SE Chilca Nueva.

Así como se indicó en el capítulo anterior, la necesidad de implementar una resistencia en el neutro del transformador 500/220kV es para hacer efectivo las descargas hacia la malla por fallas por cortocircuito y mantener el nivel de cortocircuito en 40kA. La protección de esta resistencia será la función en ANSI 50N (protección por sobrecorriente instantánea neutro)

Para mantener el estándar de toda la subestación para los mandos de control y la lógica de disparos se sigue según la filosofía de control y protección de la subestación.

En el anexo B observaremos a detalle los unifilares de la subestación y de la bahía del reactor.

4.2.1. Lógicas de control

Para comprender la lógica de control vamos a revisar la lógica de enclavamiento que nos describe los mandos de la bahía a implementar.

En la fig. 4.2 se muestra los niveles de control de mandos para la bahía del reactor del lado de Chilca REP y en la fig. 4.3 se muestra los niveles de control de mandos para la bahía del reactor del lado de Chilca Nueva. Estos niveles son para el control de los mandos a través del SAS.

La coordinación de comando a través de los niveles de control conlleva a asegurar la operación normal de la bahía, Debido a la configuración en ambas secciones de la barra de 220kV que es de 4 seccionadores con by-pass, la cual garantiza la continuidad de la barra y la operación normal del sistema por ser una bahía de alta importancia. Para el uso del by-pass es necesario el uso del acople de cada sección de barra, hay que entender que solo se puede usar el by-pass junto con la barra principal o barra A.

Para las maniobras del seccionador by-pass se debe garantizar primero que no se tenga otro seccionador by-pass cerrado ya que la lógica de maniobra para ambas barras es que solo una bahía puede pasar en transferencia a la vez, entonces si alguna bahía tiene el seccionador de by-pass cerrado otra bahía ya no puede cerrar su seccionador de by-pass porque hacen uso del acople y solo hay uno en cada subestación. Al maniobrar el seccionador by-pass la cuchilla de tierra tiene que estar abierta ya que luego que cerramos el by-pass empiezan las maniobras para cerrar el acople y posteriormente se abre el interruptor de la bahía para dejar libre la sección que está en by-pass.

Para las maniobras del interruptor en el nivel cero se pueden realizar maniobras de cierre y apertura las cuales son solo para mantenimiento. En el nivel 1 existen condiciones de cierre y apertura que sirven para energizar. Recordar que las condiciones de cierre y apertura no tienen restricciones con respecto a otros equipos ya que para mantener el sistema en operación el interruptor debe cerrar sin restricciones sin embargo si las protecciones actúan ya sea por 50BF propio o de la subestación o del diferencial de reactor, bloquea los caminos de cierre.

Para el caso de la apertura, la maniobra es libre ya que en caso de falla las protecciones debería abrir directamente, asimismo cuando se requiere hacer despacho en el sistema los interruptores deben ser libres para las maniobras.

Para las maniobras de energización de la bahía del reactor, el cierre de interruptores se hace desde la sección 1 hacia la sección 2. Primero se cierra el interruptor IN-2576 y luego el interruptor IN-2754, esto es debido a que se requiere que el flujo de potencia ingrese de la sección 2 a la sección 1.

4.2.2. Lógicas de protección

Para comprender la lógica de protección se va a revisar la lógica de disparos que nos describe la secuencia de disparos por la actuación de las protecciones ya sea por el actuación de las protecciones de la propia bahía y/o por la actuación del diferencial de barras o del 50BF de la subestación.

Las protecciones principales y respaldo del reactor cuando actúan lo hacen a través de disparos monopolares, osea disparos por fase ya que los interruptores son monopolares también porque tienen 3 bobinas de disparos por circuito de disparo y por fase. Las funciones 87T, 87N, 50/51N y 50BF del reactor actúan sobre los interruptores del acople y de la bahía del reactor del lado de la sección 1. Asimismo esas mismas funciones actúan sobre los interruptores de la sección 2 en el acople y en el de la bahía. Aunque solo las funciones 50/51N y 50BF actúan sobre el relé de bloqueo y disparo ya que la actuación de estos conlleva al bloqueo del camino de cierre para asegurar que el disparo sea definitivo.

(by-pass del reactor) ambos diferenciales de barras dispararán al interruptor IN-2574, debido a que solo posee un transformador de corriente y un interruptor y porque el seccionamiento sirve de acoplamiento de barras y por si alguna falla ocurrida en alguna de las dos secciones de barra los diferencias deberían despejarla inmediatamente aislando la barra en falla.

Los disparos de las protecciones descritas solo se efectuarán sobre el mismo interruptor de la bahía del reactor en el caso de que esté en operación normal, sin transferencia. Para el caso de la transferencia los disparos serán redireccionados hacia el interruptor del acople sea el caso en ambas secciones, quedando los propios de la bahía deshabilitados.

El hecho de tener un relé de protección en el neutro del transformador de Chilca 500/220kV se debe a que la actuación de las protecciones con fallas a tierra tienen que proteger al transformador.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

De las simulaciones realizadas para calibrar un reactor aplicable entre barras de Chilca 220 kV, observando la disminución de los niveles de cortocircuito trifásico y de fase a tierra en Chilca. Se puede concluir en los siguientes aspectos:

1. El procedimiento realizado para la determinación del reactor sería para la SE Chilca 220kV del presente informe puede ser utilizado en el análisis de cortocircuito y determinación de equipos de compensación como reactores en serie o paralelos para futuras subestaciones.
2. Se ha encontrado que con el traslado de la generación de Enersur de Chilca REP 220kV a Chilca Nueva, una resistencia de neutro de 4Ω en el transformador 500/220kV y con un reactor CLR de 13Ω entre Chilca REP y Chilca Nueva se logra una notable reducción de las corrientes de cortocircuito en Chilca; por tanto el reactor sugerido se define que el reactor es CLR de 1700A, 13Ω , 34.5mH, $3 \times I^2 \times X_L = 115\text{MVA}$.

3. CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS DE ESTADO ESTACIONARIO

Caso Base: Todas las alternativas presentan un buen comportamiento, tanto en niveles de tensión como en cargabilidad de las líneas de transmisión.

En todas las alternativas se observa que la conexión Chavarría – Santa Rosa mediante líneas a 220kV, presenta en ocasiones cierto nivel de sobrecarga en algunas contingencias como se especifica adelante.

Contingencias: Las contingencias analizadas para el caso más severo corresponde a demanda máxima y generación máxima en Estiaje del año 2019, se produce algunas sobrecargas en la conexión a 220kV Chavarría – Santa Rosa, en la contingencia de un circuito de la línea 220kV Ventanilla – Chavarría, el nivel de cargabilidad llega hasta el 145,59% lo que supone que esta situación se debe estudiar y resolver con un plan de refuerzos adecuado.

Los eventos en detalle que aparecen en las contingencias relacionadas con la Alternativa 1 recomendada, son los siguientes:

En la contingencia de apertura de un circuito de la línea 220kV Chilca REP – San Juan, se presenta una pequeña sobrecarga en los tres circuitos de la línea Chilca REP – San Juan, de 101,53%.

En la contingencia de apertura de un circuito de la línea 220kV Ventanilla – Chavarría, se presentan sobrecargas en los tres circuitos de la línea Chavarría - Ventanilla que comunican estas subestaciones, entre 104,79% y 109,06%.

En la contingencia de apertura del circuito de la línea 500 kV Chilca Nueva – Zapallal, aparece sobrecarga en transformador 500/220 kV Chilca, de 103,34%.

En la contingencia de apertura del circuito de la línea 500 kV Trujillo-Carabaylo, se afecta gran parte del sistema. Se genera una sobrecarga al transformador 500/220 kV Carabaylo 500 de 104,27%, y se presentan los siguientes problemas en la transmisión desde Lima y la central Mantaro - Restitución hacia el norte de Perú:

Desde Lima:

- Sobrecarga Transformador Carabaylo 500/220 kV 104,27%
- Sobrecarga Línea Huacho – Zapallal 220 kV 115,66%
- Sobrecarga Línea Paramonga Nueva – Zapallal 220 kV 141,75%
- Sobrecarga Línea Huacho - Paramonga Nueva 220 kV 183,95%
- Sobrecarga Línea Paramonga Nueva – Chimbote 220 kV 131,30%
- Baja tensión Línea Huacho 220 kV 0,94 p.u.
- Baja tensión Línea Paramonga Nueva 220 kV 0,94 p.u.

Desde Mantaro - Restitución:

- Sobrecarga Línea Campo Armiño – Pomacocha 220 kV 112,52%
- Sobrecarga Línea Campo Armiño – Pachachaca 220 kV 107,84%
- Sobrecarga Línea Pachachaca – Oroya Nueva 220 kV 119,06%
- Sobrecarga Línea Carhuamayo – Paragsha 220 kV 115,71%
- Sobrecarga Línea Paragsha – Vizcarra 220 kV 121,45%

El redespacho de algunas plantas de la Zona Norte como lo es CT Trujillo (75 MW), Malaca G1 (23 MW) y G2 (15 MW), Carhq G3 (28 MW) y G4 (8 MW), CPATO G5 (40 MW) y G6 (40 MW), Juanjui (7 MW) y Gera G2 (3 MW), lo cual representa un bloque de generación de 240 MW en la Zona Norte, produce disminución del transporte de potencia, así:

- Sobrecarga Línea Ventanilla – Zapallal 220 kV 110,70%
- Sobrecarga Línea Paramonga Nueva – Zapallal 220 kV 102,42%
- Sobrecarga Línea Campo Armiño – Pomacocha 220 kV 108,81%
- Sobrecarga Línea Campo Armiño – Pachachaca 220 kV 103,97%

Estas sobrecargas son tolerables en la red, a excepción de la sobrecarga en la línea Huacho - Paramonga Nueva 220kV que queda en 142,23%. Este es un indicador de que se requiere expansión de la red local.

En la contingencia de salida de servicio del autotransformador 500/220kV en Carabayllo, se presenta una sobrecarga en el transformador 500/220kV Chilca, de 102,78%.

En la contingencia de salida de servicio del reactor entre Chilca REP y Chilca Nueva 220, se presentan sobrecargas de 114% en la línea Ventanilla Zapallal y en dos de los circuitos entre Ventanilla - Chavarría del 101,09%. Estas sobrecargas pueden ser aliviadas mediante un redespacho de los generadores en el área de Lima; apagando las unidades 1 - 2 de Enersur, y además despachando al máximo todas las unidades de Kallpa, Platanal y Ventanilla en sus unidades G3 y G4.

4. CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

En todas las alternativas de compensación se consigue una eficaz reducción de los niveles de cortocircuito. En efecto, sin la compensación se tienen en Chilca niveles de cortocircuito por encima de los 40kA así: Cortocircuito trifásico, 44,58kA; cortocircuito de fase a tierra, 51,34kA; corriente 3xI₀ en falla de dos fases a tierra, 63,91kA. Después de incluir la compensación y trasladar la generación de Enersur a Chilca Nueva 220kV se logran en general los siguientes valores promedio: Cortocircuito trifásico, 32,39kA; cortocircuito de fase a tierra, 33,42kA; corriente 3xI₀ en falla de dos fases a tierra, 35,83kA. Para lograr la reducción de este último valor, se requiere adicionalmente poner una resistencia de neutro de unos 4Ω en el transformador Chilca 500/220kV.

5. CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS DE ESTABILIDAD

En general, los análisis de estabilidad muestran en todos los casos estudiados se tiene una marcada tendencia a conservar el sistema en sincronismo y a la recuperación de la frecuencia. La oscilación del ángulo par de las plantas es leve y en el peor de los casos, para la planta de Platanal, tiene una variación de $\pm 20\%$. El incremento de frecuencia por su parte llega a 0,6 Hz con seguro amortiguamiento posterior al aclaramiento de la falla. En todos los casos se obtuvieron resultados amortiguados de oscilación del ángulo par, variación de tensiones, potencia por el reactor y oscilación de la frecuencia.

6. CONCLUSIONES DE RESULTADOS DE TRV

Considerando la Alternativa 1, se han efectuado análisis complementarios de TRV y de algunas sensibilidades.

De los resultados de TRV para los interruptores del reactor serie limitador de cortocircuito de la subestación Chilca a 220 kV se presentan las siguientes conclusiones:

- En las fallas terminales y kilométricas analizadas no se presenta superación del valor pico del TRV, de acuerdo con la envolvente del TRV dada por la Norma IEC de interruptores.

- Es necesario limitar la tasa de crecimiento de la tensión del TRV incrementando el valor de la capacitancia intrínseca (propia o natural) del reactor serie, representada en paralelo con dicho reactor limitador de cortocircuito, cuyo valor mínimo encontrado es de $0,35 \mu\text{F}$. Lo ideal desde el punto de vista de costo de equipos es que esta capacitancia sea intrínseca al reactor.
- De acuerdo con el punto anterior, se debe entonces verificar con el fabricante si el reactor serie se puede construir con este valor de capacitancia de $0,35 \mu\text{F}$ como intrínseca (propia o natural) o si es necesario un condensador adicional en paralelo con el reactor.
- En el análisis de TRV en autotransformador 500/220 kV con $R_n = 4 \Omega$, efectuado a solicitud de REP, con una falla terminal en el lado a 500 kV del devanado del transformador 500/220 kV, se concluye que esta falla no presenta ningún inconveniente desde el punto de vista de TRV del interruptor.

7. CONCLUSIONES ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A SOLUCIONES COMBINADAS

Sensibilidad de Alternativa 1 con incremento de X_{cc} en transformadores de nuevos generadores

Se debe proponer al fabricante un valor de $X_{cc} = 16\%$ para los transformadores y que resulta efectiva en el sentido de que un aumento de impedancia de un 5% reduce el cortocircuito en un valor medio de 2 kA.

Sensibilidad de Alternativa 1 al traspaso de unidades de Enersur a 500 kV

Mover alguna de las unidades instaladas en Chilca Nueva 220 kV hacia Chilca 500 kV tiene en principio los siguientes efectos:

- Interpone la impedancia del transformador 500/220 kV entre generadores y barras a 200 kV, el cual atenúa el nivel de cortocircuito en el barraje a 220 kV.
- El aumento del nivel de cortocircuito a 500 kV no llega a valores críticos, pues a este nivel de tensión los valores de corriente son menores.
- Fortalece el nivel de 500 kV agregando más unidades de generación a este sistema, las cuales se integran con mayor facilidad a las necesidades y al mercado nacional.

El traslado de una unidad de 200 MVA a 500 kV, representa una disminución del cortocircuito de unos 1,7 kA en Chilca Nueva. Trasladar 2 unidades sería altamente recomendable pues se tendría una reducción de 3,5 kA en Chilca Nueva 220 kV y los niveles finales quedarían en esta barra en valores menores de 30 kA.

Sensibilidad Alternativa 1 con compensación de nuevos generadores como sugiere alternativa 2b

La Alternativa 2b propone que los nuevos generadores a 220 kV sean compensados con reactores serie de 55Ω , 50 MVar. Podría combinarse esta solución con la propuesta

en la Alternativa 1. La inclusión de 3 reactores de 55Ω en nuevos generadores representa una reducción del cortocircuito en un valor medio de 1 kA. Esta medida además con efectividad relativa para disminuir los niveles de cortocircuito, puede resultar costosa en su implementación.

Sensibilidad alternativa. 1 con paso a 500 kV de la línea Chilca – Planicie – Zapallal (2019)

En el supuesto de que para el 2019 la línea Chilca – Planicie – Zapallal, considerada en el estudio operando provisionalmente en doble circuito a 220 kV pase a operar a 500 kV, se concluye que no se presentan problemas en la cargabilidad del Reactor tanto en operación normal como en contingencia. Además, se produce una reducción en los niveles de cortocircuito en Chilca, especialmente en Chilca Nueva.

Sensibilidad alternativa 1 en la fecha de entrada de los elementos de compensación en chilca por etapas

Los análisis de sensibilidad muestran que la disminución efectiva de los niveles de cortocircuito en Chilca REP y Chilca Nueva 220 kV sólo se logra por la acción conjunta de todos los elementos de compensación recomendados. La Instalación de uno de ellos por separado sólo logra resultados parciales, siendo el más efectivo el reactor X_L de 13Ω entre barras de Chilca.

Por tanto, la fecha de entrada de estos equipos debe ser lo más temprana posible y se concluye entonces que es necesario sostener la recomendación del informe de aplicar por tarde y simultáneamente en el 2012 todos los elementos de la compensación.

RECOMENDACIONES

Se recomienda implementar las siguientes acciones definidas en la Alternativa 1 consistente en:

1. Reactor CLR entre Chilca REP 220 kV y Chilca Nueva 220 kV, de 1700 A, 13Ω , 34,5 mH, $3 \times I^2 \times X_L = 115$ MVA, complementada con los siguientes elementos de compensación.
2. Traslado de las unidades de generación de Enersur actualmente en Chilca REP, hacia la barra Chilca Nueva 220 kV a fin de establecer equilibrio en la disposición de los equipos, en la potencia agrupada por barra y en el nivel de cortocircuito en cada barra a 220 kV.
3. R de neutro de 4Ω en transformador Chilca Nueva 500/220 kV.
4. Reactancia X_{cc} en trafos de nuevos generadores a un valor de 16%

Un variante de la Alternativa 1 trasladando la generación de Enersur desde la barra Chilca REP 220kV, no a Chilca Nueva 220kV como se ha recomendado inicialmente, sino a Chilca 500kV; permite obtener mejores resultados de cortocircuito en Chilca Nueva; en

efecto los niveles de corto de 30kA en Chilca Nueva se reducen a un valor de 24kA y de 28kA y 29kA en Chilca REP, se reducen a 27kA y 28kA respectivamente.

Esta Alternativa 1 complementada con los otros equipos enunciados, presenta las siguientes ventajas:

1. Una muy buena capacidad operativa con excelentes tensiones y cargabilidad.
2. El menor costo de inversión y costo total frente a las otras.
3. Pérdidas más bajas que las otras alternativas analizadas.
4. Compensa o limita el nivel de cortocircuito en Chilca a niveles requeridos siempre por debajo de 30kA y en otras subestaciones de Lima a valores razonables inferiores a 40kA.
5. Tiene influencia en la disminución del cortocircuito en todas las estaciones de Lima
6. Está constituido por un solo equipo con facilidades para instalación, transporte y mantenimiento.
7. Da continuidad topológica al unir Chilca REP con Chilca Nueva
8. No presenta problemas en el TRV de interruptores vecinos
9. Tiene una capacidad nominal de corriente manejable (1700 A) y un $3 \times I^2 \times X_L$ (115 MVA).

ANEXOS

ANEXO A
LISTA DE FIGURAS Y TABLAS

Lista de figuras:

Fig. 1.1. Topología de la red de transmisión de REP a 220kV Chilca y área de Lima.....	5
Fig. 1.2. Topología de la red de transmisión de REP asociada a Chilca y área de Lima 220kV.....	6
Fig. 1.3. Crecimiento del nivel de cortocircuito trifásico en la SE Chilca 2011 - 2019.....	8
Fig. 1.4. Crecimiento del nivel de cortocircuito trifásico en subestaciones de Lima 2011 - 2019.....	8
Fig. 1.5. Crecimiento del nivel de cortocircuito monofásico en subestaciones de Lima 2011 – 2019	8
Fig. 2.1 Cortocircuito trifásico	12
Fig. 2.2 Cortocircuito bifásico fase – fase	12
Fig. 2.3 Cortocircuito bifásico a tierra.....	12
Fig. 2.4 Cortocircuito monofásico a tierra.....	13
Fig. 2.5 Impedancia de cortocircuito de secuencia positiva.....	13
Fig. 2.6 Impedancia de cortocircuito de secuencia negativa	13
Fig. 2.7 Impedancia de cortocircuito de secuencia cero.....	13
Fig. 2.8 TRV Normalizado – Interruptor 245kV y 500kV.....	18
Fig. 3.1 Opción 1: Interconexión de dos subestaciones mediante CLR.....	23
Fig. 3.2 Seccionamiento de barras por medio de CLR.....	23
Fig. 3.3 CLR en acople de barras	24
Fig. 3.4 CLR en serie con alimentadores	24
Fig. 3.5 CLR en serie con las salidas de los alimentadores	24
Fig. 3.6 Variación del nivel de cortocircuito trifásico y monofásico en Chilca con el valor de reactor CLR, 2019	25
Fig. 3.7 Variación del nivel de cortocircuito trifásico y monofásico en Chilca con el valor de reactor CLR y $R_n=4\Omega$ en el trafo Chilca 500/220kV, 2019	26
Fig. 3.8 Alternativa 1 de compensación	28
Fig. 3.9 Alternativa 2a de compensación	28
Fig. 3.10 Alternativa 2b de compensación	29

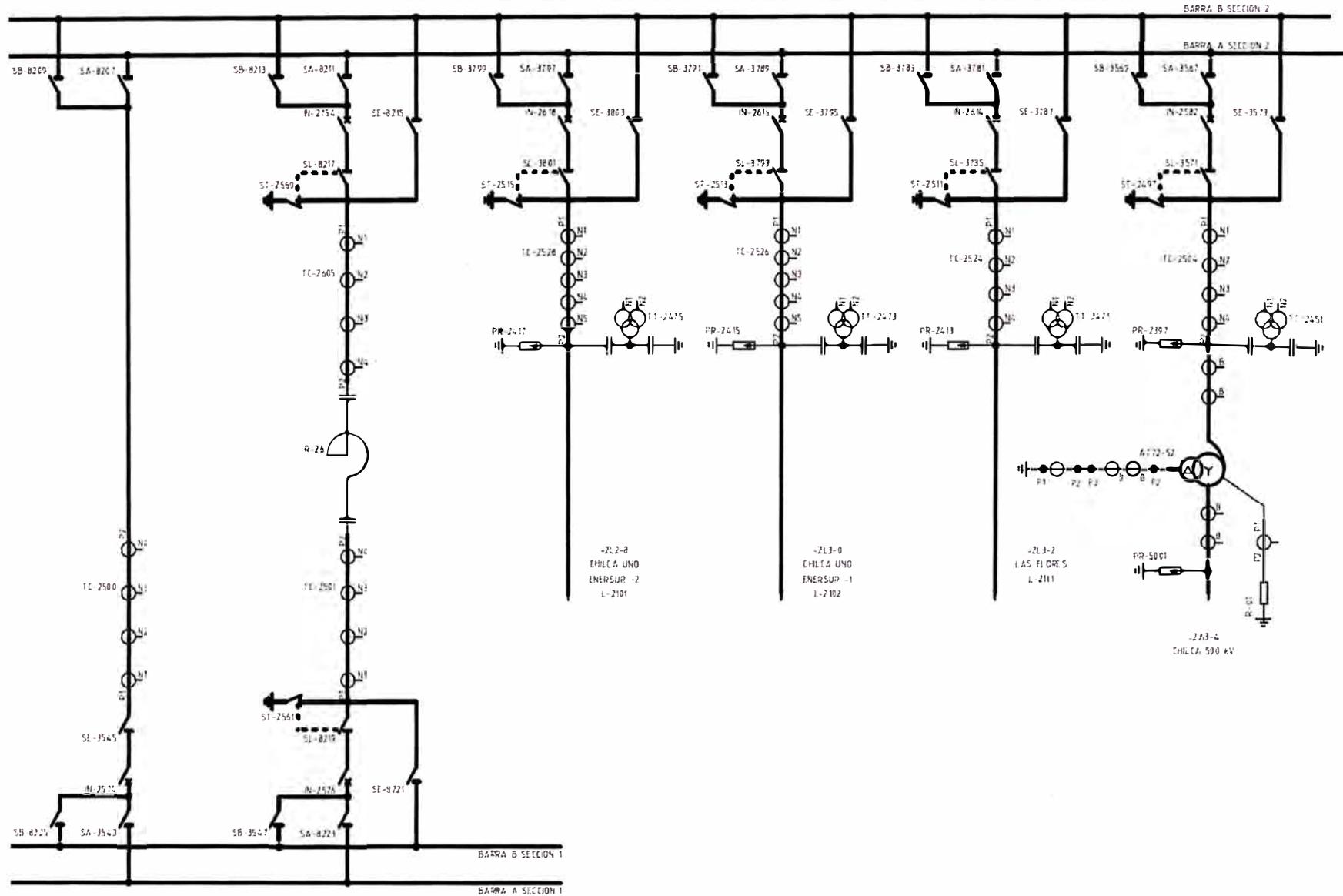
Fig. 3.11 Variación de la corriente $3 \times I_0$ en falla de dos fase a tierra con el solo aumento de X_L del reactor, 2019	36
Fig. 3.12 Variación de la corriente $3 \times I_0$ en falla de dos fase a tierra con el amento de X_L del reactor e inclusión de $R_n = 4\Omega$ en trafo Chilca 500/220kV, 2019	37
Fig. 3.13 Cortocircuito trifásico Chilca, 2019.....	39
Fig. 3.14 Cortocircuito monofásico Chilca, 2019	39
Fig. 3.15 Cortocircuito bifásico a tierra ($3 \times I_0$) Chilca, 2019.....	39
Fig. 3.16 Cortocircuito trifásico SE Lima, 2019	40
Fig. 3.17 Cortocircuito monofásico SE Lima, 2019.....	40
Fig. 3.18 Cortocircuito bifásico a tierra ($3 \times I_0$) S/E Lima, 2019	40
Fig. 3.19 Cortocircuito monofásico S/E Lima, 2019.....	42
Fig. 3.20 TRV Falla terminal: Chilca Nueva 220kV	43
Fig. 3.21 TRV Falla terminal: Chilca REP 220kV	44
Fig. 3.22 Falla terminal: Transformador Chilca lado 500kV	44
Fig. 3.23 TRV Falla terminal: Chilca – San Juan 220kV.....	44
Fig. 3.24 TRV Falla kilométrica: Chilca - Planicie 220kV.....	45
Fig. 3.25 TRV Falla kilométrica: Chilca Nueva - Carabayllo 500kV	45
Fig. 3.26 TRV Falla kilométrica: Chilca - Platanal 220kV	45
Fig. 3.27 TRV Falla kilométrica: Chilca - Cantera 220kV.....	46
Fig. 3.28 Niveles de cortocircuito en Chilca para Alt1 con el aumento de X_{cc} en trafos de nuevos Generadores, $X_L=13\Omega$ y $R_n=4\Omega$ en trafo Chilca 500/220 kV, 2019	47
Fig. 3.29 Niveles de cortocircuito en Chilca para Alt1 con el traslado de unidades de Enersur a 500kV, $X_L=13\Omega$, $R_n=4\Omega$ en trafo Chilca 500/220kV y X_{cc} Trafos nuevos gens.=16%, 2019.....	48
Fig. 3.30 Niveles de cortocircuito para Alt. 2b incluyendo reactores de 55Ω en generadores de Chilca, $X_{trafoGen} = 15\%$, $R_n=4\Omega$ en trafo Chilca 500/220kV, 2019	48
Fig. 3.31 Niveles de cortocircuito para Alt. 1 incluyendo algunos reactores de 55Ω en Gens. de Chilca de Alt. 2b y $R_n=4\Omega$ en trafo Chilca 500/220kV, 2019	49
Fig. 3.32 Niveles de cortocircuito en Chilca 220kV sin compensación	51
Fig. 3.33 Niveles de cortocircuito en Chilca 220kV con R_n de 4Ω	52
Fig. 3.34 Niveles de cortocircuito en Chilca REP 220kV, X_L de 13Ω	52
Fig. 3.35 Niveles de cortocircuito en Chilca Nueva 220kV, X_L de 13Ω	53
Fig. 3.36 Niveles de cortocircuito en Chilca REP 220kV, X_L de 13Ω	53
Fig. 3.37 Niveles de cortocircuito en Chilca Nueva 220kV, X_L de 13Ω	54
Fig. 3.38 Niveles de cortocircuito en Chilca REP 220kV con todos los elementos de la compensación	55

Fig. 3.39 Niveles de cortocircuito en Chilca Nueva 220kV con todos los elementos de la compensación	55
Fig. 4.1. Diagrama unifilar de control y protección de la bahía del reactor 220kV	55
Fig. 4.2. Niveles de mando bahía del reactor sección 1	63
Fig. 4.3. Niveles de mando bahía del reactor sección 2	63

Lista de tablas:

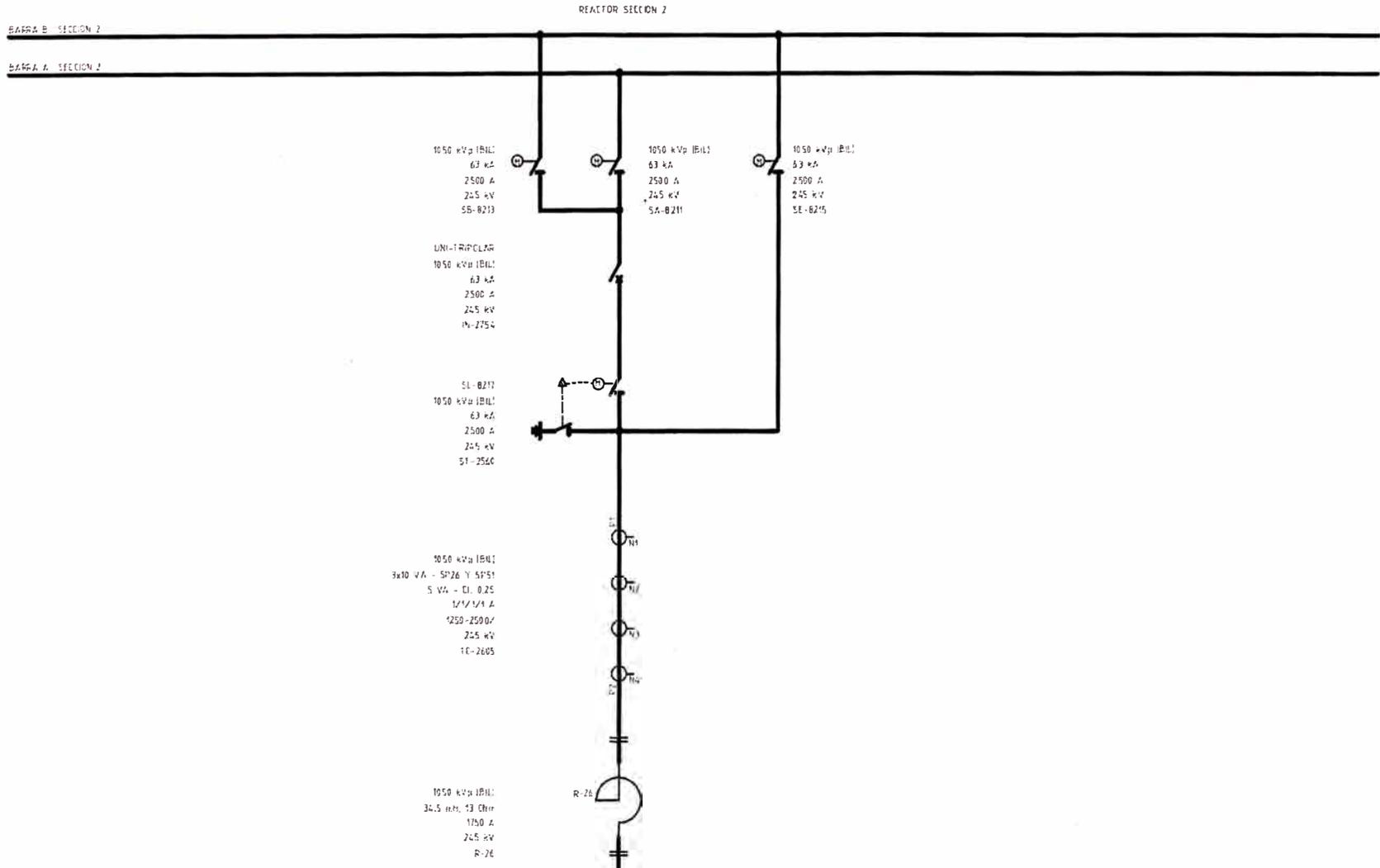
Tabla 1.1. Generación de energía prevista por REP en el área de Chilca.....	6
Tabla 1.2. Proyección anual de Demanda de Potencia Nacional	7
Tabla 3.1. Reactores limitadores de cortocircuito.....	29
Tabla 3.2. Pérdidas de potencia y energía	35
Tabla 3.3. Resultados de Cortocircuito Año 2019 – Alternativa 1, I”k en kA.....	38
Tabla 3.4. Resultados de Cortocircuito Año 2019 – Alternativa 2a, I”k en kA.....	38
Tabla 3.5. Resultados de Cortocircuito Año 2019 – Alternativa 2b, I”k en kA.....	38
Tabla 3.6. Casos simulados de TRV	43
Tabla 3.7. Resultados de cortocircuito con variación de la alternativa 1, energizando la línea Chilca – Planicie – Zapallal a 500kV	50
Tabla 3.8. Resultados de cortocircuito con Alternativa 1 complementada.....	56
Tabla 3.9. Especificación técnica del reactor en la alternativa 1	57

ANEXO B – DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACIÓN CHILCA 220kV



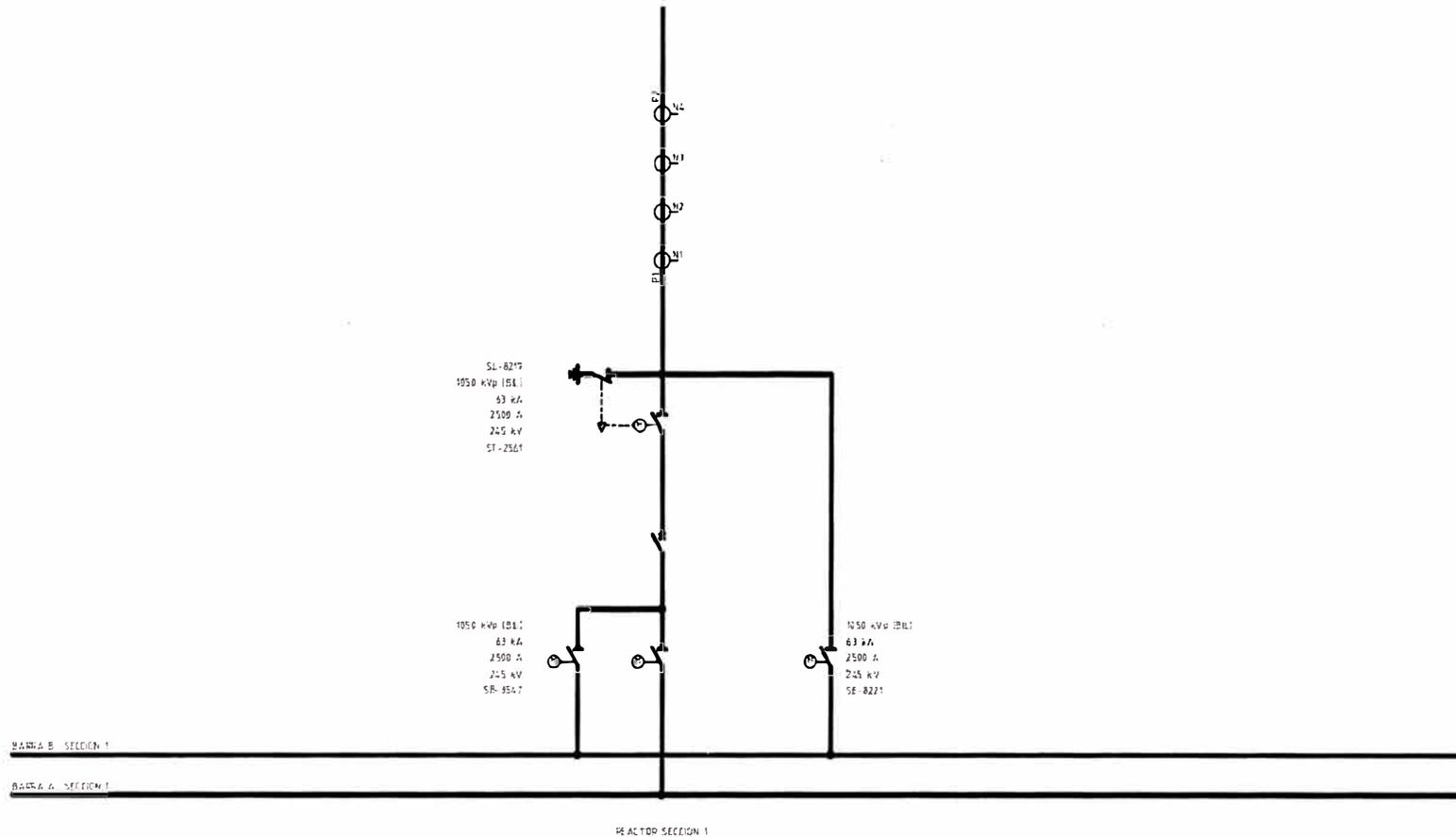
			UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	FECHA DE EMISION 08.10.13
ELABORÓ	MICHAEL F.		DIAGRAMA UNIFILAR SE CHILCA REP 220KV	ANEXO B

ANEXO C – DIAGRAMA UNIFILAR BAHÍA DEL REACTOR R-26 SUBESTACIÓN CHILCA REP 220kV



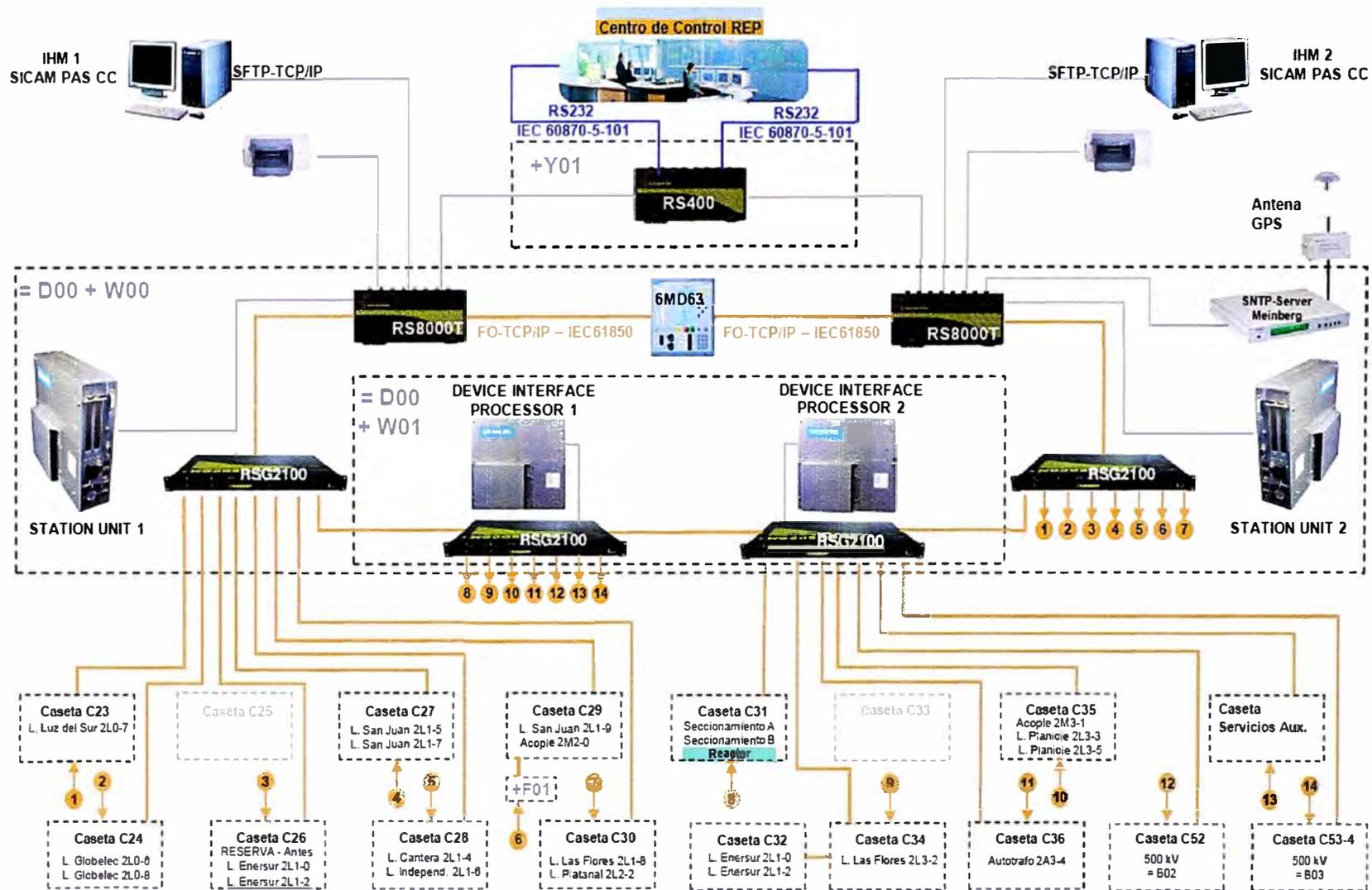
			UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	FECHA DE EMISION
			FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	08.10.13
ELABORÓ	MICHAEL F.		DIAGRAMA UNIFILAR BAHÍA DEL REACTOR R-26	ANEXO C

ANEXO C – DIAGRAMA UNIFILAR BAHÍA DEL REACTOR R-26 SUBESTACIÓN CHILCA REP 220kV



			UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	FECHA DE EMISION 08.10.13
ELABORÓ	MICHAEL F.		DIAGRAMA UNIFILAR BAHÍA DEL REACTOR R-26	ANEXO C

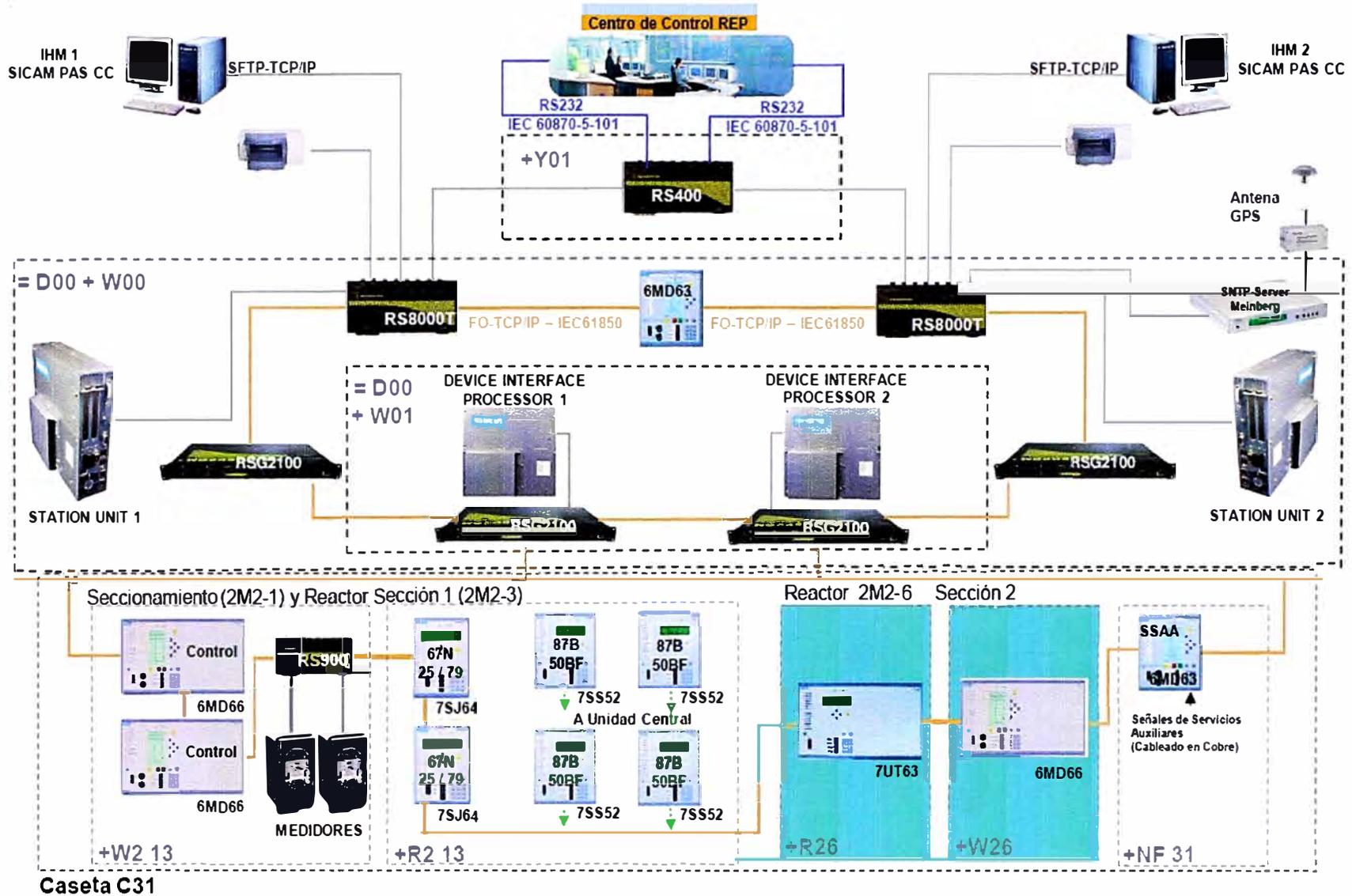
ANEXO D – CONFIGURACIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE CONTROL SUBESTACIÓN CHILCA 220kV



LEYENDA	
	Proyecto Actual
	F.O. TCP/IP
	SFTP TCP/IP
	Serial RS232
	F.O. TCP/IP

		UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	FECHA DE EMISION
		FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	08.10.13
ELABORÓ	MICHAEL F.	CONFIGURACIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE CONTROL	ANEXO D
		SE CHILCA REP 220KV	

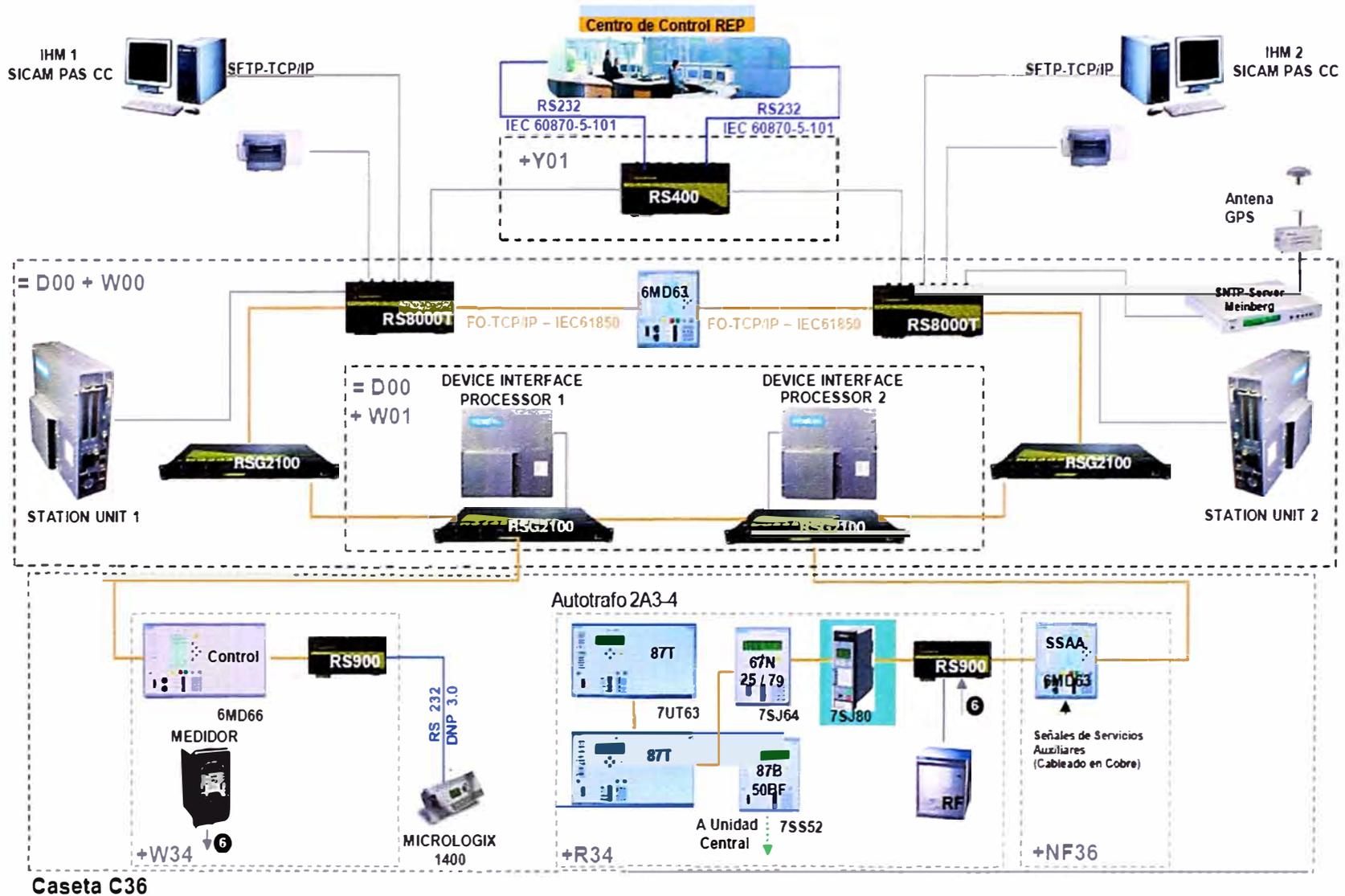
ANEXO D – CONFIGURACIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE CONTROL SUBESTACIÓN CHILCA 220kV



LEYENDA	
■	Proyecto Actual
—	F.O. TCP/IP
—	SFTP TCP/IP
—	Serial RS232
▶	F.O. TCP/IP

		UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	FECHA DE EMISIÓN 08.10.13
ELABORÓ	MICHAEL F.	CONFIGURACIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE CONTROL SE CHILCA REP 220KV	ANEXO D

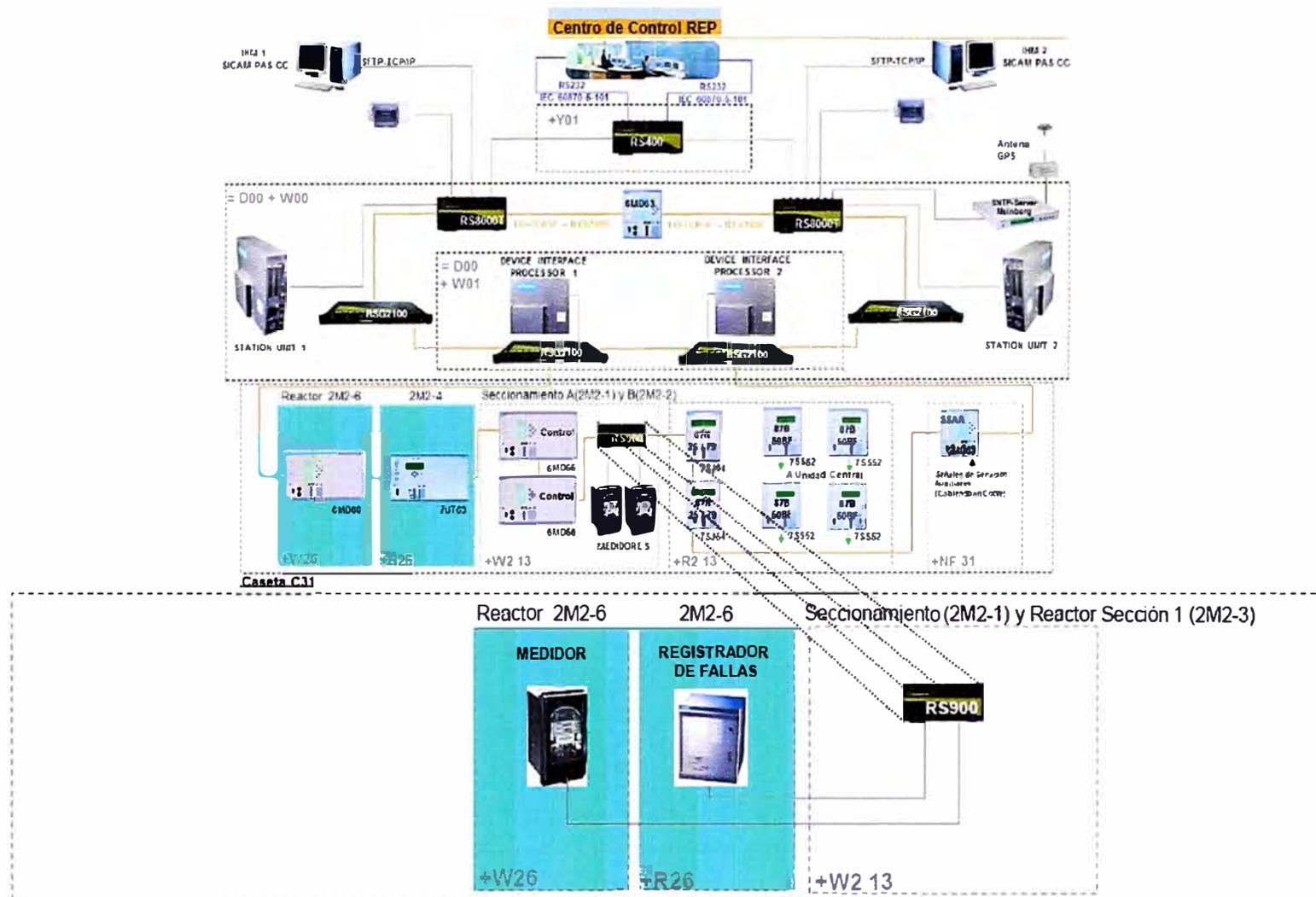
ANEXO D – CONFIGURACIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE CONTROL SUBESTACIÓN CHILCA 220kV



LEYENDA	
■	Proyecto Actual
—	F. O. TCP/IP
—	SFTP TCP/IP
—	Serial RS232
▶	F. O. TCP/IP

		UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	FECHA DE EMISION
		FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	08.10.13
ELABORÓ	MICHAEL F.	CONFIGURACIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE CONTROL SE CHILCA REP 220KV	ANEXO D

ANEXO E – CONFIGURACIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE LA SUBESTACIÓN CHILCA 220kV

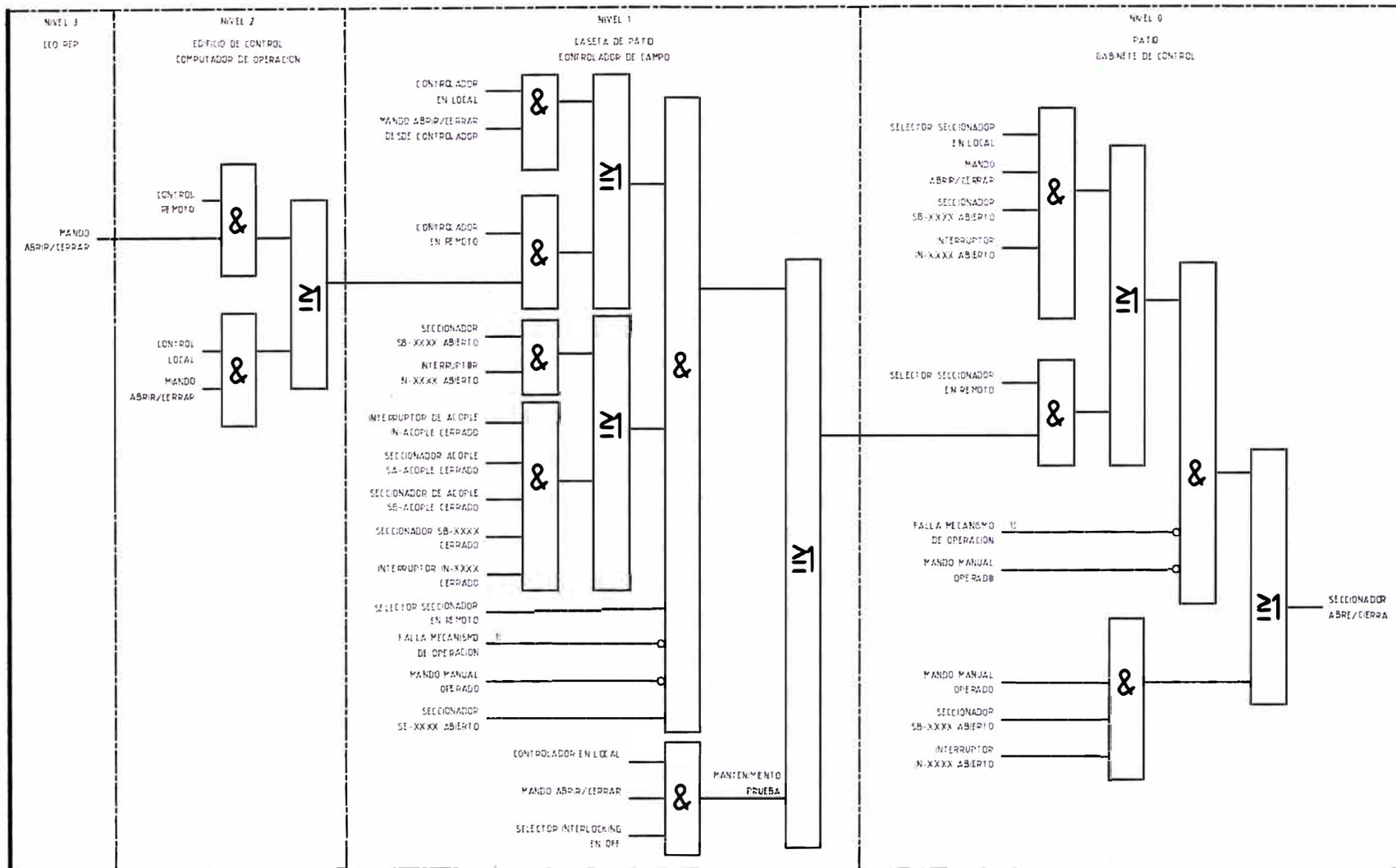


Caseta C31

LEYENDA	
	Proyecto Actual
	F.O. TCP/IP
	SFTP TCP/IP
	Serial RS232
	F.O. TCP/IP

		UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	FECHA DE EMISION
		FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	08.10.13
ELABORÓ	MICHAEL F.	CONFIGURACIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE GESTIÓN SE CHILCA REP 220KV	ANEXO E

ANEXO F – ESQUEMA LÓGICO DE ENCLAVAMIENTOS DE LA BAHÍA DEL REACTOR R-26

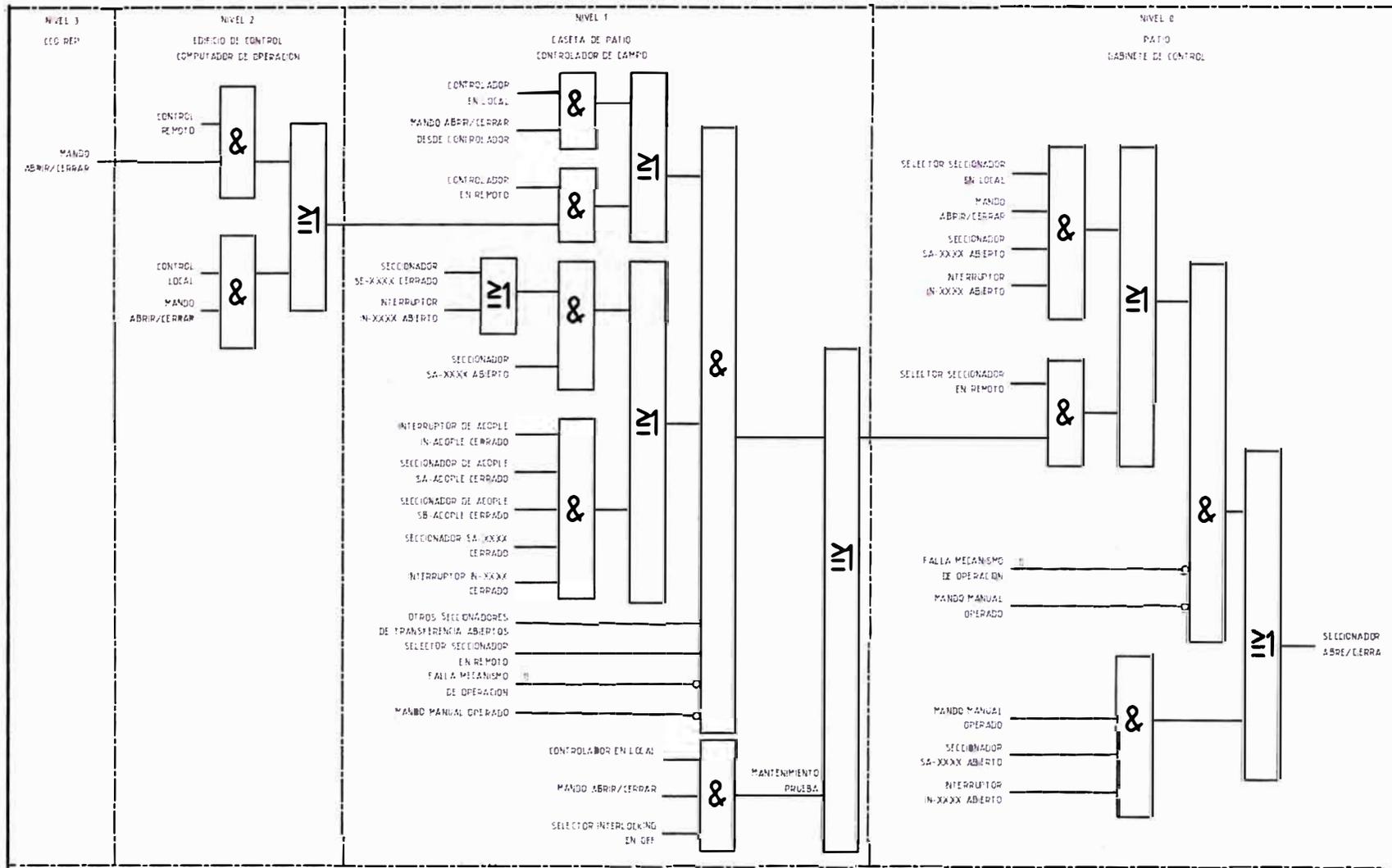


NOTA:
APLEA SOLO PARA LA SECCION 1 Y SECCION 2 DEL REACTOR

☒ CORRESPONDE A: GUARDAMOTOR OPERADO
CIRCUITO DEL MOTOR SIN TENSION
FALLA ALIMENTACION MOTOR Y CONTROL

			UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	FECHA DE EMISION 08.10.13
ELABORÓ	MICHAEL F.		ESQUEMA LÓGICO DE ENCLAVAMIENTOS SECCIONADOR BARRA A TÍPICO BAHÍA DEL REACTOR R-26	ANEXO F

ANEXO F – ESQUEMA LÓGICO DE ENCLAVAMIENTOS DE LA BAHÍA DEL REACTOR R-26

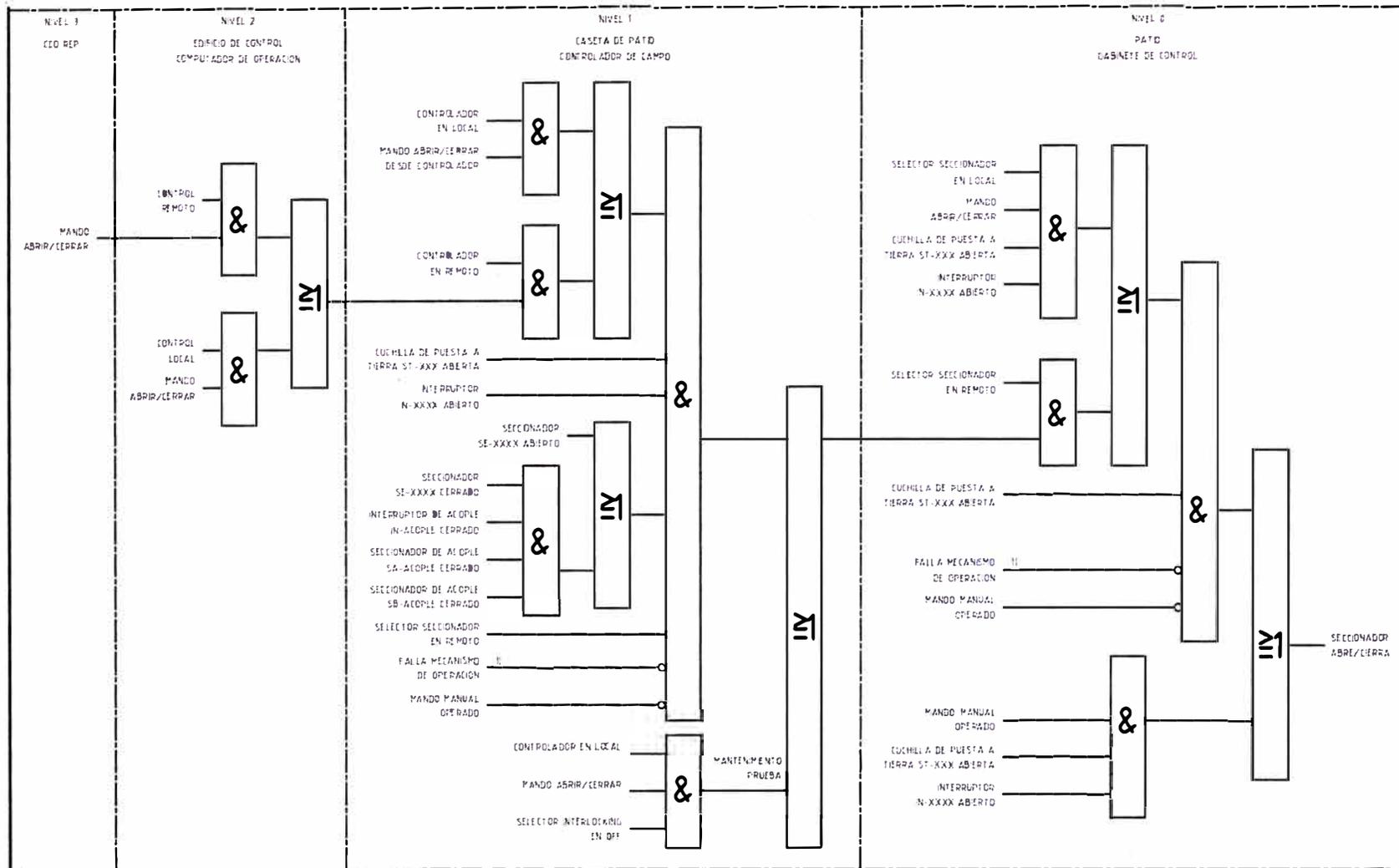


NOTA:
APLICA SOLO PARA LA SECCION 1 Y SECCION 2 DEL REACTOR

☐ CORRESPONDE A GUARDAMOTOR OPERADO
□ PUNTO DEL MOTOR SIN TENSION
○ FALLA ALIMENTACION MOTOR Y CONTROL

			UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	FECHA DE EMISION 08.10.13
ELABORÓ	MICHAEL F.		ESQUEMA LÓGICO DE ENCLAVAMIENTOS SECCIONADOR BARRA B TÍPICO BAHÍA DEL REACTOR R-26	ANEXO F

ANEXO F – ESQUEMA LÓGICO DE ENCLAVAMIENTOS DE LA BAHÍA DEL REACTOR R-26

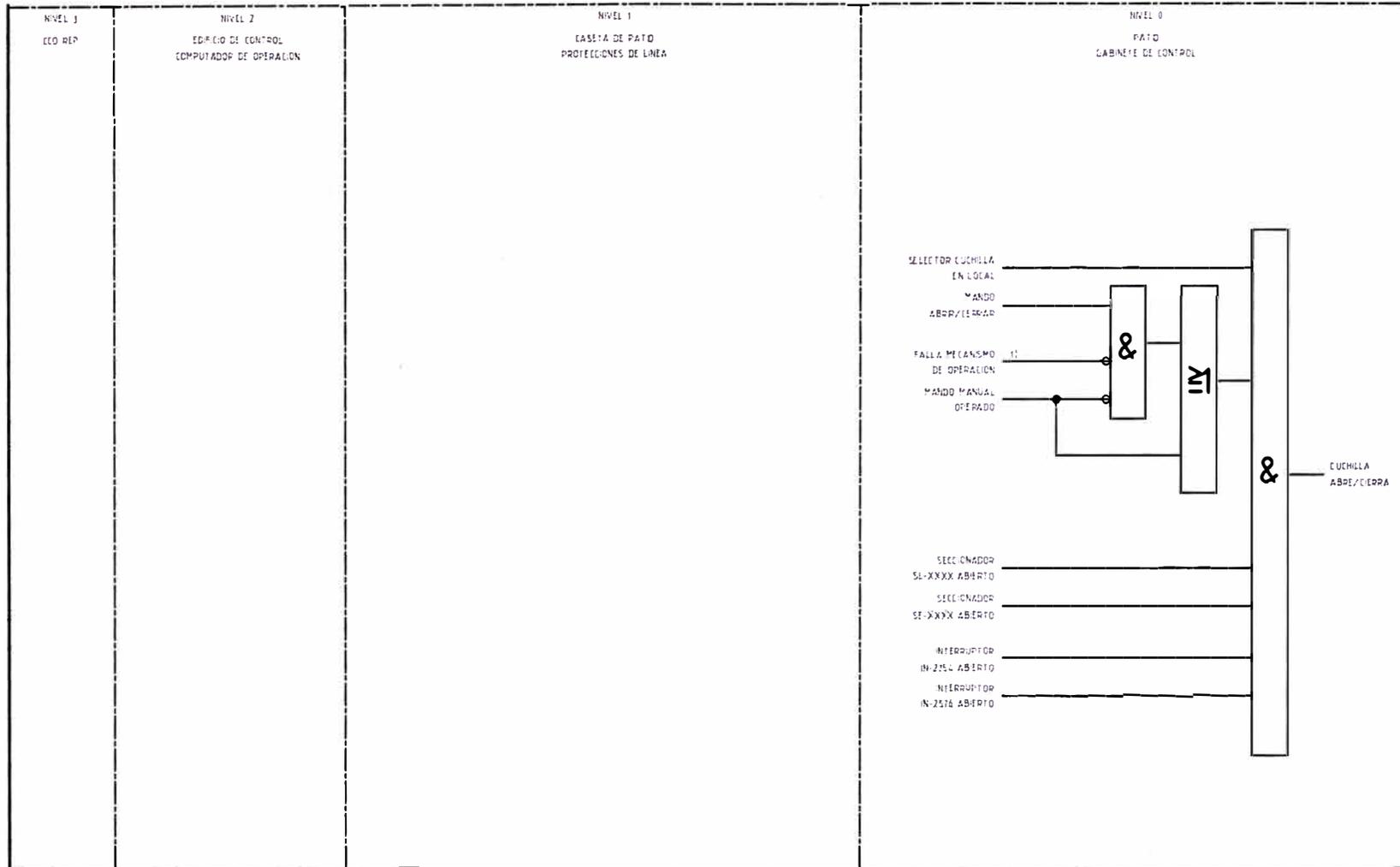


NOTA:
APLICA SOLO PARA LA SECCION 1 Y SECCION 2 DEL REACTOR

|| CORRESPONDE A GUARDAMOTOR OPERADO
CIRCUITO DEL MOTOR SIN TENSION
FALLA ALIMENTACION MOTOR Y CONTROL

			UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	FECHA DE EMISION 08.10.13
ELABORÓ	MICHAEL F.		ESQUEMA LÓGICO DE ENCLAVAMIENTOS SECCIONADOR DE LÍNEA TÍPICO BAHÍA DEL REACTOR R-26	ANEXO F

ANEXO F – ESQUEMA LÓGICO DE ENCLAVAMIENTOS DE LA BAHÍA DEL REACTOR R-26

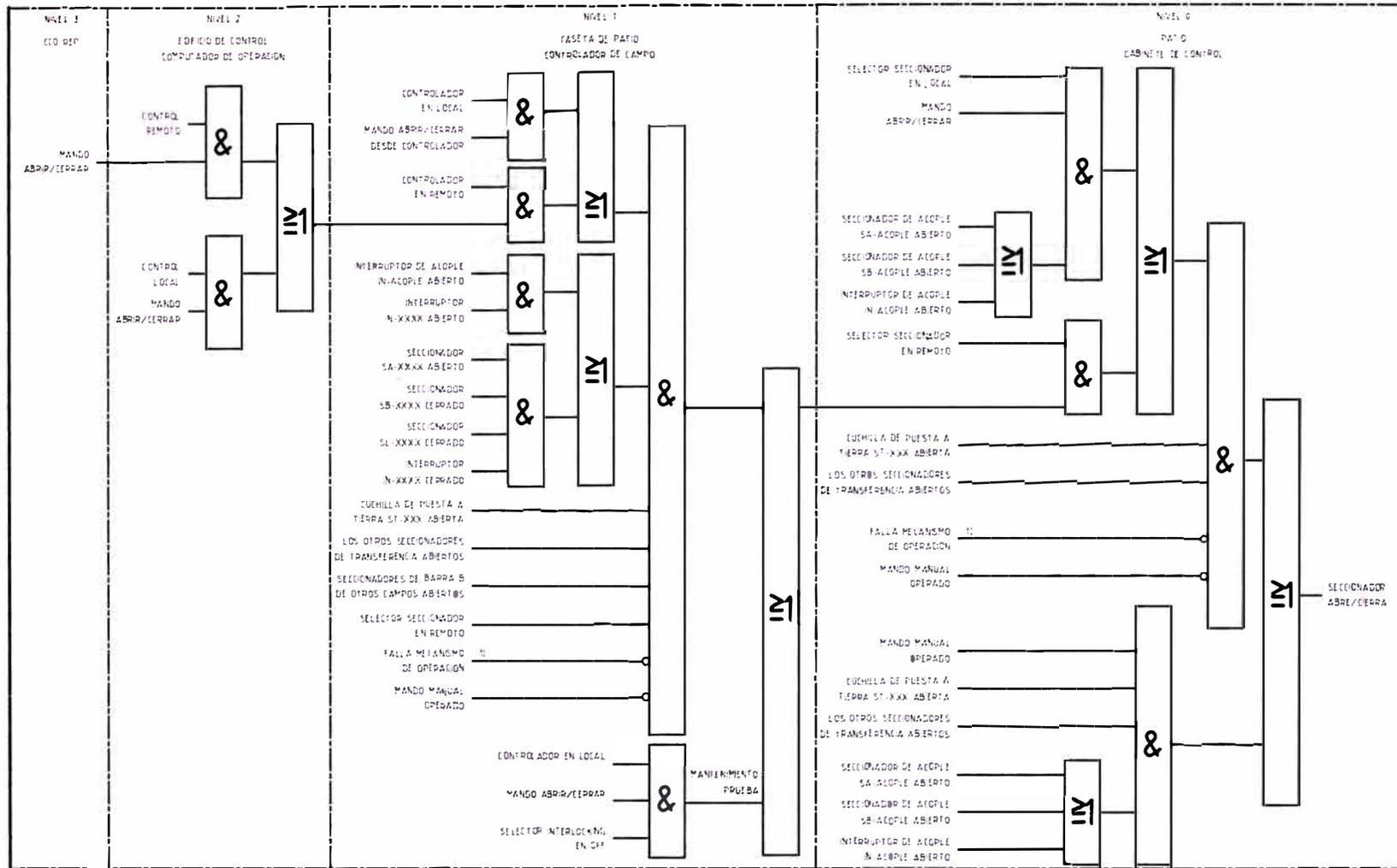


NOTA:
APLICA SOLO PARA LA SECCION 1 Y SECCION 2 DEL REACTOR

☐ CORRESPONZ A GUARDAMOTOR OPERADO
 ○ CIRCUITO DEL MOTOR SIN TENSION
 ● FALLA ALIMENTACION MOTOR Y CONTROL

			UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	FECHA DE EMISION 08.10.13
ELABORÓ	MICHAEL F.		ESQUEMA LÓGICO DE ENCLAVAMIENTOS CUCHILLA DE TIERRA TÍPICO BAHÍA DEL REACTOR R-26	ANEXO F

ANEXO F – ESQUEMA LÓGICO DE ENCLAVAMIENTOS DE LA BAHÍA DEL REACTOR R-26

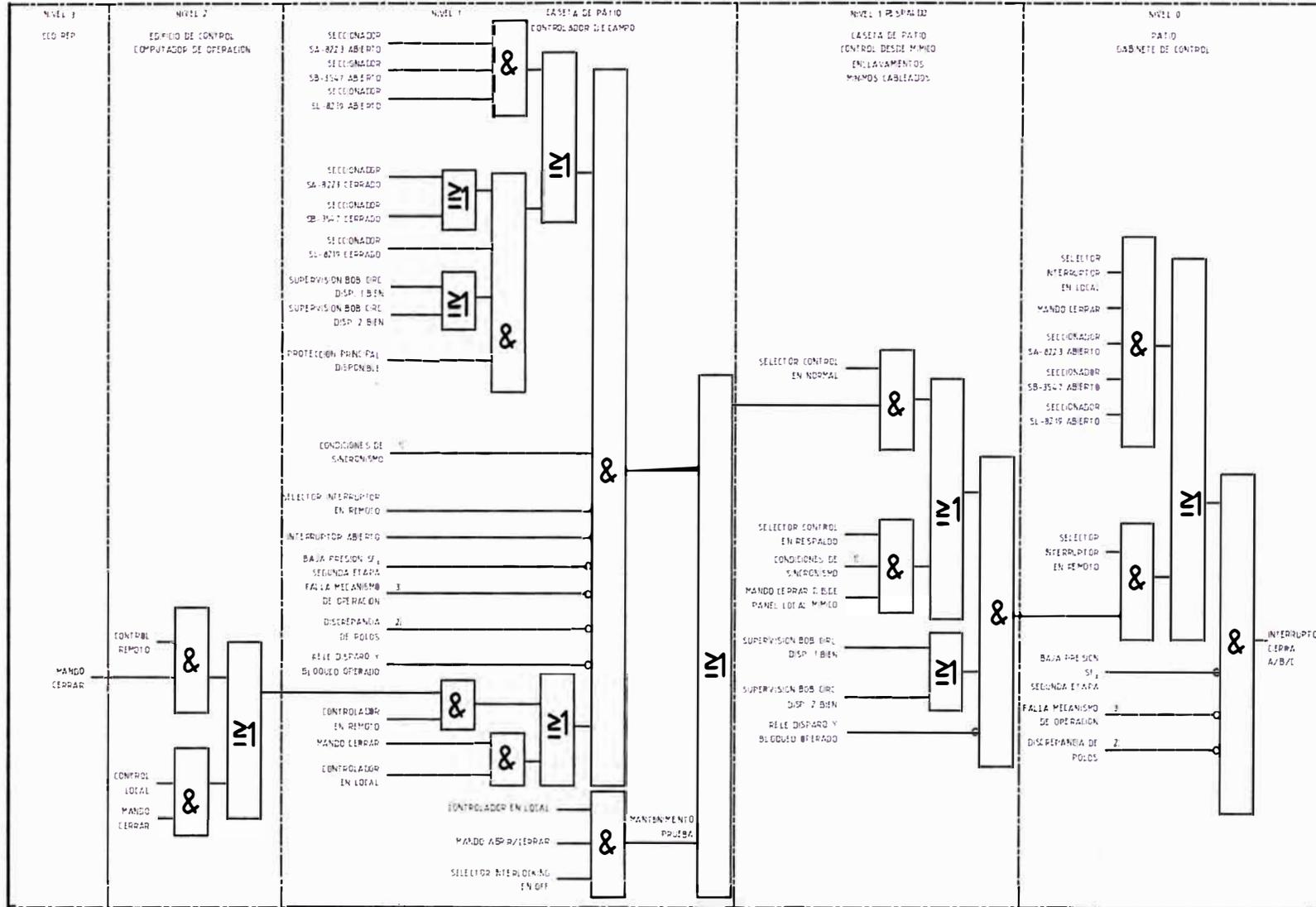


NOTA:
APLICA SOLO PARA LA SECCION 1 Y SECCION 2 DEL REACTOR

II: CORRESPONDE A GUARDAMOTOR OPERADO
CIRCUITO DEL MOTOR SIN TENSION
FALLA AL MANTENIMIENTO MOTOR Y CONTROL

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA		FECHA DE EMISION
FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA		08.10.13
ELABORÓ	MICHAEL F.	ANEXO F
ESQUEMA LÓGICO DE ENCLAVAMIENTOS		
SECC. DE TRANSFERENCIA TÍPICO		
BAHÍA DEL REACTOR R-26		

ANEXO F – ESQUEMA LÓGICO DE ENCLAVAMIENTOS DE LA BAHÍA DEL REACTOR R-26



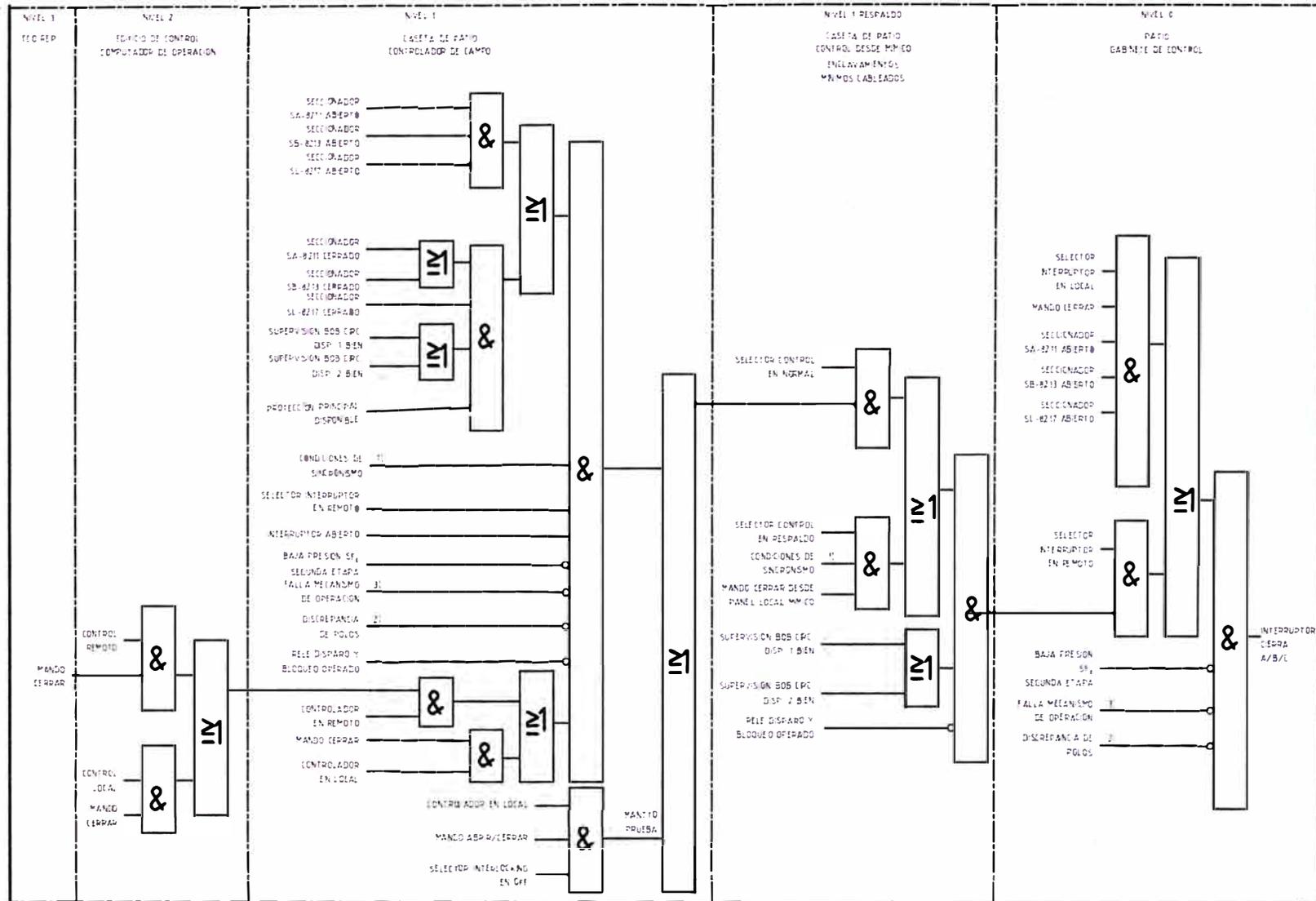
1) PARA VERIFICACION DE SINCRONISMO VER ITEM 21

2) PARA 220 KV CORRESPONDE A RESORTE DESPLAZADO FALLA AUXILIAR MOTOR

3) VALIDO PARA INTERRUPTOR CON MECANISMO MONOPOLAR

		UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	FECHA DE EMISION 08.10.13
ELABORÓ	MICHAEL F.	ESQUEMA LÓGICO DE ENCLAVAMIENTOS SECCIÓN 1 CIERRE INTERRUPTOR IN-2576 BAHÍA DEL REACTOR R-26	ANEXO F

ANEXO F – ESQUEMA LÓGICO DE ENCLAVAMIENTOS DE LA BAHÍA DEL REACTOR R-26



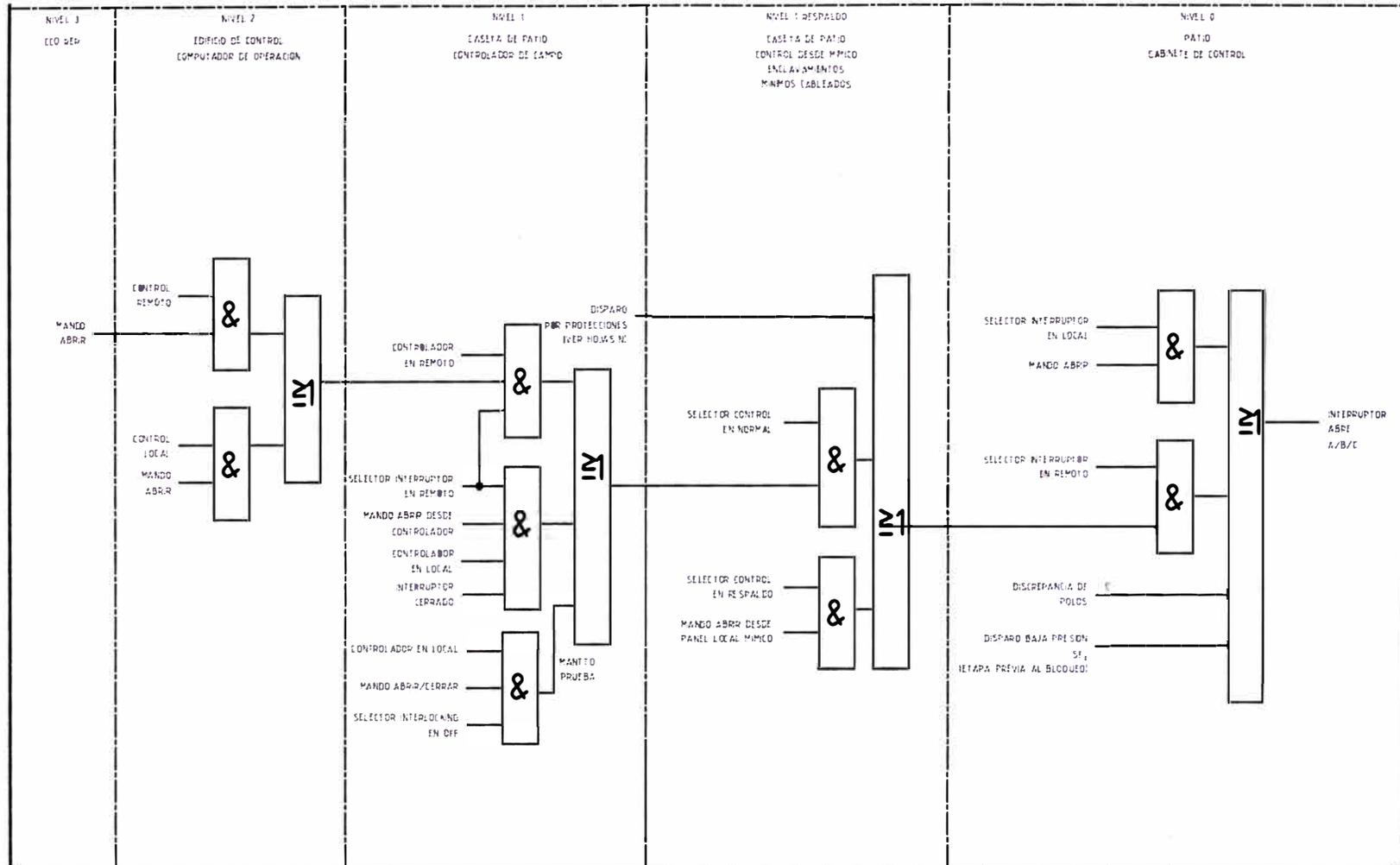
1) PARA VERIFICACION DE SINCRONISMO VER HOJA N°1

3) PARA 220 kV CORRESPONDE A RESORTE DESCARGADO FALLA AUXILIAR MOTOR

2) INVALIDO PARA INTERRUPTOR CON MECANISMO MONOPOLAR

			UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	FECHA DE EMISION 08.10.13
ELABORÓ	MICHAEL F.		ESQUEMA LÓGICO DE ENCLAVAMIENTOS SECCIÓN 2 CIERRE INTERRUPTOR IN-2574 BAHÍA DEL REACTOR R-26	ANEXO F

ANEXO F – ESQUEMA LÓGICO DE ENCLAVAMIENTOS DE LA BAHÍA DEL REACTOR R-26



∪: VALIDO PARA INTERRUPTOR CON MECANISMO MONOPOLAR

			UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	FECHA DE EMISION 08.10.13
ELABORÓ	MICHAEL F.		ESQUEMA LÓGICO DE ENCLAVAMIENTOS APERTURA INTERRUPTOR TÍPICO BAHÍA DEL REACTOR R-26	ANEXO F

BIBLIOGRAFIA

- [1] ISA REP, "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de REP 2008-2016", Gerencia de Operación del Sistema – REP, Dirección Gestión de la Operación– ISA, 2008 Documento TE-2140-1071-2008 - Perú, 2008.
- [2] Carlos Felipe Ramírez,"Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión", Mejía Villegas S.A. - Colombia, 1991.
- [3] Leonard Kovalsky, Xing Yuan, Kasegn Tekletsadik, Albert Keri, Joachim Bock Frank Breuer,"Applications of Superconducting Fault Current Limiters in Electric Power Transmission Systems", Applied Superconductivity, IEEE Transactions on, Volume: 15, Issue: 2 – USA, 2005.
- [4] H. S. Park, J. W. Woo, J. W. Kang, K. S. Han, S. O. Han, "Analyzing TRV of CB When Installing Current Limit Reactors in UHV Power Systems", IPST07 Session 14 - Francia, 2007.
- [5] J. Amon F., P.C. Fernandez, E.H. Rose, A.D'Ajuz, A. "Brazilian Successful Experience in the Usage of Current Limiting Reactors for Short-Circuit Limitation", IPST05-215 Session 14 – Canadá, 2005.
- [6] F. H. Kierstead, H. O. Stephens "Current-Limiting Reactors Their Design, Installation and Operation", American Institute of Electrical Engineers, Transactions of the, Volume: XLIII - USA, 1924.
- [7] IEC 60909-0 "Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Calculation of currents". Primera edición - Suiza. 2001.
- [8] Geraldo Kindermann, "Cortocircuito" – Brasil, 2010.