



Con el apoyo de Mercados Energéticos Consultores S.A.



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA INTERCONEXIÓN SING - SIC

INFORME FINAL

ANEXO 4

ESTUDIOS ELÉCTRICOS DE LA INTERCONEXIÓN
SIC-SING

MARZO 2012

ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA INTERCONEXIÓN SING - SIC

INFORME FINAL

ANEXO 4

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	6
2	EVALUACIONES DEL NIVEL DE POTENCIA DE CORTOCIRCUITO	6
2.1	<i>Evaluaciones del ESCR para las Condiciones N y N-1</i>	6
3	ELABORACIONES DE LAS CORRIDAS DEL DESPACHO ÓPTIMO SDDP	9
3.1	<i>Tránsitos esperados en la interconexión SIC - SING</i>	9
4	VERIFICACIONES DE ESTADO ESTACIONARIO PARA LAS SOLUCIONES PROPUESTAS	13
4.1	<i>Caso Base de puesta en servicio del enlace, sin intercambio</i>	17
	Caso Base años 2019 y 2020. Sistemas independientes análisis en condición N y N-1	24
	Caso Base 2019-Feb_s3_b1_0MW verificación de la compensación shunt en el enlace	30
4.2	<i>Caso 2019-Nov_s16_b2_820MW</i>	32
	Caso con Interconexión AC Cardones - Encuentro	33
	Caso con Interconexión AC Cardones – El Cobre.....	34
	Caso con Interconexión AC Cardones – Chacaya (Mejillones).....	35
	Caso con Interconexión HVDC Cardones – Encuentro.....	37
	Análisis en N-1 con Interconexión AC Cardones - Encuentro	38
	Análisis en N-1 con Interconexión AC Cardones – El Cobre	39
	Análisis en N-1 con Interconexión AC Cardones – Chacaya.....	40
4.3	<i>Caso 2020_Set_s10_b4_1340MW</i>	42
	Caso con Interconexión AC Cardones - Encuentro	43
	Caso con Interconexión AC Cardones – El Cobre.....	44
	Caso con Interconexión AC Cardones – Chacaya (Mejillones).....	46
	Caso con Interconexión HVDC Cardones – Encuentro.....	47
	Caso con Interconexión AC Cardones – El Cobre - Encuentro	49
	Análisis en N-1 con Interconexión AC Cardones - Encuentro	50
	Análisis en N-1 con Interconexión AC Cardones – El Cobre	52
	Análisis en N-1 con Interconexión AC Cardones – Chacaya	54
	Análisis en N-1 con Interconexión AC Cardones – El Cobre - Encuentro	56
4.4	<i>Caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW</i>	57
	Caso con Interconexión AC Cardones - Encuentro	58
	Caso con Interconexión AC Cardones – El Cobre.....	59
	Caso con Interconexión AC Cardones – Chacaya (Mejillones).....	61
	Caso con Interconexión HVDC Cardones – Encuentro.....	62
	Análisis en N-1 con Interconexión AC Cardones - Encuentro	64
	Análisis en N-1 con Interconexión AC Cardones – El Cobre.....	65
	Análisis en N-1 con Interconexión AC Cardones – Chacaya	66
	Análisis en N-1 con Interconexión AC Cardones – El Cobre - Encuentro	67
4.5	<i>Resumen de los resultados del análisis en estado estacionario</i>	69
	Refuerzos requeridos en el SING para la solución Cardones - Encuentro.....	69
	Refuerzos requeridos en el SING para la solución Cardones – El Cobre	70
	Refuerzos requeridos en el SING para la solución Cardones – Chacaya.....	71
	Refuerzos requeridos en el SING para la solución Cardones – El Cobre - Encuentro.....	73
	Impacto sobre las pérdidas de operación para las soluciones analizadas.....	74
5	VERIFICACIONES EN ESTADO PERTURBADO PARA LAS SOLUCIONES PROPUESTAS	77
5.1	<i>Interconexión en AC Cardones – Encuentro - Caso 2020_Set_s10_b4_1340MW</i>	77
	Falla 3ph en línea 220 kV Encuentro – El Tesoro del SING.....	78
	Falla 3ph en línea 500 kV Cardones – Castilla del SIC.....	79
	Desconexión imprevista de una unidad de generación importante del SING	81
	Falla 2ph en línea 500 kV Cardones – Encuentro; Interconexión SIC-SING.....	84
5.2	<i>Interconexión en AC Cardones – El Cobre - Caso 2020_Set_s10_b4_1400MW</i>	87
	Desconexión de una unidad importante del SING – Redespacho con 1400 MW	88
	Falla 2ph en línea 500 kV Cardones – ElCobre; Interconexión SIC-SING.....	90
5.3	<i>Interconexión en AC Card – El Cobre - Encu - Caso 2020_Set_s10_b4_1400MW</i>	92

Falla 2ph en línea 500 kV Card – ElCobre - Encuen; Interconexión SIC-SING	93
5.4 <i>Interconexión en HVDC Cardones – Encuentro - Caso 2020_Set_s10_b4_1340MW</i>	95
Falla 3ph en línea 220 kV Encuentro – El Tesoro del SING	97
Falla 3ph en línea 500 kV Cardones – Castilla del SIC.....	98
Desconexión imprevista de una unidad de generación importante del SING	100
Falla de 1 Polo en línea HVDC Cardones – Encuentro; Interconexión SIC-SING	102
Falla de 1 Polo en línea HVDC Cardones – Encuentro; Intercambio reducido	104
5.5 <i>Interconexión en HVDC Cardones – Encuentro - Caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW</i>	107
Falla 3ph en línea 220 kV Encuentro – El Tesoro del SING	108
Falla 3ph en línea 500 kV Cardones – Castilla del SIC.....	110
Desconexión imprevista de una unidad de generación importante del SING	112
Falla de 1 Polo en línea HVDC Cardones – Encuentro; Interconexión SIC-SING	112
6 CONCLUSIONES SOBRE LOS ESTUDIOS DE VERIFICACIÓN DE LAS PROPUESTAS	113
REFERENCIAS	115
ANEXO 1	116
INTRODUCCIÓN SOBRE EL ÍNDICE SCR Y ESCR	116
NT DE SYCS - RESUMEN	118
<i>Artículo 5-25</i>	121
<i>Artículo 5-26</i>	122
<i>Artículo 5-27</i>	122
<i>Artículo 5-28</i>	122
<i>Artículo 5-29</i>	122
<i>Artículo 5-30</i>	122
<i>Artículo 5-31</i>	123
<i>Artículo 5-32</i>	123
<i>Artículo 5-39</i>	124
<i>Artículo 5-40</i>	124
<i>Artículo 5-41</i>	124
<i>Artículo 5-42</i>	124
<i>Artículo 5-43</i>	124
<i>Artículo 5-44</i>	125
<i>Artículo 5-45</i>	125
<i>Artículo 5-46</i>	125
<i>Artículo 5-47</i>	125
<i>Artículo 5-48</i>	125
<i>Artículo 5-53</i>	126
<i>Artículo 5-54</i>	126
<i>Artículo 5-55</i>	126

Índice de las TABLAS

<i>Tabla 1: Niveles de Cortocircuito y determinación del índice ESCR – Lado SING</i>	7
<i>Tabla 2: Niveles de Cortocircuito y determinación del índice ESCR – Lado SIC</i>	8
<i>Tabla 3: Soluciones de interconexión estudiadas para verificar la factibilidad de la operación del SIC+SING</i>	13
<i>Tabla 4: Refuerzos necesarios para el SING aislado en N; caso 2019-FEB_S1_B1_0MW</i>	24
<i>Tabla 5: Resultados del N-1, máx. sobrecargas en el SING aislado para N-1; caso 2019-FEB_S1_B1_0MW</i>	25
<i>Tabla 6: Refuerzos necesarios para satisfacer en el SING aislado el N-1; caso 2019-FEB_S1_B1_0MW</i>	27
<i>Tabla 7: Resultados del N-1, máx. sobrecargas en el SING aislado para N-1; caso 2020-NOV_S1_B1_0MW</i>	28
<i>Tabla 8: Refuerzos necesarios para el SING aislado para satisfacer el N-1; caso 2020-NOV_S1_B1_0MW</i>	29
<i>Tabla 9: Resultados del N-1, máx. sobrecargas en el SIC aislado para N-1; caso 2019-FEB_S1_B1_0MW</i>	29
<i>Tabla 10: Refuerzos necesarios para el SIC aislado para satisfacer el N-1; caso 2019-FEB_S1_B1_0MW</i>	30
<i>Tabla 11: Máximas sobrecargas en el SING en N-1; caso 2019-Nov_s16_b2_820MW – Card-Encue</i>	38
<i>Tabla 12: Líneas del SING a reforzar para evitar sobrecargas con 820MW de importación – Card-Encuen</i>	39
<i>Tabla 13: Máximas sobrecargas en el SING en N-1; caso 2019-Nov_s16_b2_820MW – Card-ElCobre</i>	39
<i>Tabla 14: Líneas del SING a reforzar para evitar sobrecargas con 820MW de importación – Card-ElCobre</i>	40
<i>Tabla 15: Máximas sobrecargas en el SING aplicando N-1; caso 2019-Nov_s16_b2_820MW</i>	41
<i>Tabla 16: Líneas del SING a reforzar para evitar sobrecargas con 820MW de importación – Card-Chac</i>	41
<i>Tabla 17: Máximas sobrecargas en el SING en N-1; caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – Card-Encue</i>	50

Tabla 18: Líneas del SING a reforzar para evitar sobrecargas con 1340MW de importación – Card-Encuen	51
Tabla 19: Máximas sobrecargas en el SIC al efectuar las contingencias N-1; 2020_Set_s10_b4_1340MW.....	51
Tabla 20: Máximas sobrecargas en el SING en N-1; caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – Card-EiCobre	52
Tabla 21: Líneas del SING a reforzar para evitar sobrecargas con 1340MW de importación – Card-EiCobre.....	54
Tabla 22: Máximas sobrecargas en el SING al efectuar las contingencias N-1; caso 2020_Set_s10_b4_1340MW.....	54
Tabla 23: Líneas del SING a reforzar para evitar sobrecargas con 1340MW de importación – Card-Chac	55
Tabla 24: Máximas sobrecargas en el SING en N-1; caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW – Card-Encue	64
Tabla 25: Líneas del SING a reforzar para evitar sobrecargas con 750MW de exportación – Card-Encuen	64
Tabla 26: Máximas sobrecargas en el SING en N-1; caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW – Card-EiCobre	65
Tabla 27: Líneas del SING a reforzar para evitar sobrecargas con 750MW de exportación – Card-EiCobre	66
Tabla 28: Máximas sobrecargas en el SING al efectuar las contingencias N-1; caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW	66
Tabla 29: Líneas del SING a reforzar para evitar sobrecargas con 750MW de exportación – Card-Chac.....	67
Tabla 30: Máximas sobrecargas en el SING en N-1; caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – Card-EiCobre	67
Tabla 31: Líneas del SING a reforzar para evitar sobrecargas con 750MW de exportación – Card-EiCob-Encue.....	68
Tabla 32: Líneas del SING a reforzar para satisfacer N y N-1; Interconexión 1000 MW – Card-Encue	69
Tabla 33: Líneas del SING a reforzar para satisfacer N y N-1; Interconexión 1500 MW – Card-Encue.....	69
Tabla 34: Líneas del SING a reforzar para satisfacer N y N-1; Interconexión 1000 MW – Card-EiCobre.....	70
Tabla 35: Líneas del SING a reforzar para satisfacer N y N-1; Interconexión 1500 MW – Card-EiCobre.....	71
Tabla 36: Líneas del SING a reforzar para satisfacer N y N-1; Interconexión 1000 MW – Card-Chac	71
Tabla 37: Líneas del SING a reforzar para satisfacer N y N-1; Interconexión 1500 MW – Card-Chac	72
Tabla 38: Líneas del SING a reforzar para satisfacer N y N-1; Interconexión 1500 MW – Card-EiCobre-Encue	73
Tabla 39: Resumen de las pérdidas para cada solución estudiada y diversos niveles de intercambio.....	74
Tabla 40: Resumen del estado operativo pre-falla del subsistema SING	77
Tabla 41: Resumen del estado operativo pre-falla del subsistema SING – AC Card-EiCobre; 1400 MW	87
Tabla 42: Resumen del estado operativo pre-falla del subsistema SING – AC Card-EiCobre-Encu; 1500 MW.....	92

Índice de las FIGURAS

Figura 1: Percentiles de potencia [MW] esperados con sentido SIC →SING para capacidad de 1500 MW	10
Figura 2: Percentiles de potencia esperados con sentido SING →SIC para capacidad de 1500 MW	10
Figura 3: Percentiles de potencia esperados con sentido SIC →SING para capacidad de 1000 MW	11
Figura 4: Percentiles de potencia esperados con sentido SING →SIC para capacidad de 1000 MW	11
Figura 5: Valores máximos por mes de intercambios esperados para capacidad de 1500 MW.....	12
Figura 6: Valores máximos por mes de intercambios esperados para capacidad de 1000 MW.....	12
Figura 7: Valores máximos en el enlace por mes para 1500 MW en los primeros. 4 años.....	14
Figura 8: Valores máximos entre la S.E. Castilla y Maintencillo a 500 kV para 1500 MW en los primeros. 4 años.....	15
Figura 9: Valores máximos entre la S.E. Cardones y Castilla a 500 kV para 1500 MW en los primeros. 4 años	15
Figura 10: Valores máximos entre la S.E. Crucero y Encuentro a 220 kV para 1500 MW en los primeros. 4 años.....	16
Figura 11: Valores máximos entre la S.E. Atacama y Encuentro a 220 kV para 1500 MW en los primeros. 4 años.....	16
Figura 12: Valores máximos entre la S.E. Encuentro y Collahuasi a 220 kV para 1500 MW en los primeros. 4 años.....	17
Figura 13: Valores máximos entre la S.E. Encuentro y El Tesoro a 220 kV para 1500 MW en los primeros. 4 años	17
Figura 14: Estado operativo del sistema integrado para el escenario 2019-Feb_s3_b1_0MW – Caso AC Card-Encuen	19
Figura 15: Estado operativo del sistema integrado para el escenario 2019-Feb_s3_b1_0MW – Caso AC Card-EiCobre.....	20
Figura 16: Estado operativo del sistema integrado para el escenario 2019-Feb_s3_b1_0MW – Caso AC Card-Chac	21
Figura 17: Estado operativo del sistema integrado para el escenario 2019-Feb_s3_b1_0MW – Caso AC Card-EiCobre-Encuen.....	22
Figura 18: Estado operativo del sistema integrado para el escenario 2019-Feb_s3_b1_0MW – Caso HVDC Card-Encue.....	23
Figura 19: Máxima tensión en el extremo Encuentro con el enlace en vacío, esc. 2019-Feb_s3_b1_0MW – Caso AC Card-Encue	31
Figura 20: Máxima tensión en el extremo Cardones con el enlace en vacío, esc. 2019-Feb_s3_b1_0MW – Caso AC Card-Encue	31
Figura 21: Tránsitos de potencia activa según la simulación del SDDP; caso 2019-Nov_s16_b2_820MW	32
Figura 22: Estado operativo del sistema integrado para el escenario 2019-Nov_s16_b2_820MW – Caso AC Card-Encuen	33
Figura 23: Estado operativo del sistema integrado para el escenario 2019-Nov_s16_b2_820MW – Caso AC Card-EiCobre	34
Figura 24: Estado operativo del sistema integrado para el escenario 2019-Nov_s16_b2_820MW – Caso AC Card-Chac.....	35
Figura 25: Estado operativo del sistema integrado para el escenario 2019-Nov_s16_b2_820MW – Caso HVDC Card-Encue	38
Figura 26: Tránsitos de potencia activa según la simulación del SDDP; caso 2020_Set_s10_b4_1340MW	42
Figura 27: Estado operativo del sistema integrado para el escenario caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – Caso AC Card-Encuen	43
Figura 28: Estado operativo del sistema integrado para el escenario caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – Caso AC Card-EiCobre.....	44
Figura 29: Estado operativo del sistema integrado para el escenario caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – Caso AC Card-Chac	46
Figura 30: Estado operativo del sistema integrado para el escenario caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – Caso HVDC Card-Encue.....	48
Figura 31: Estado operativo del sistema integrado para el escenario caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – Caso AC Card-Encuen	49
Figura 32: Tránsitos de potencia activa según la simulación del SDDP; caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW	57

Figura 33: Estado operativo del sistema integrado para el escenario caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW – Caso AC Card-Encuen.....	58
Figura 34: Estado operativo del sistema integrado para el escenario caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW – Caso AC Card-ElCobre	59
Figura 35: Estado operativo del sistema integrado para el escenario caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW – Caso AC Card-Chac	61
Figura 36: Estado operativo del sistema integrado para el escenario caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW – Caso HVDC Card-Encue	63
Figura 37: Unifilar con el estado pre-falla del sistema; caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – AC Card-Enc	78
Figura 38: Flujo, V y frec. del sistema caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – AC Card-Enc – falla 3ph Enc-ElTes	79
Figura 39: Flujo, V y frec. del sistema caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – AC Card-Enc – falla 3ph Car-Cast 500 kV.....	80
Figura 40: Estado operativo en post-falla caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – AC Card-Enc – falla 3ph Car-Cast 500 kV.....	81
Figura 41: Flujo, V y frec. del sistema caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – AC Card-Enc – salida Generador del SING	82
Figura 42: Flujo, V y frec. del sistema caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – AC Card-Enc – OFF Gener del SING, con sin Regulación	83
Figura 43: Estado operativo en post-falla caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – AC Card-Enc – OFF Gener del SING.....	84
Figura 44: Flujo, V y frec. del sistema caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – AC Card-Enc – falla 2ph Card-Encue 500 kV	85
Figura 45: Ángulos de las unidades del SING caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – AC Card-Enc – falla 2ph Card-Encue 500 kV.....	86
Figura 46: Estado operativo en post-falla caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – AC Card-Enc – falla 2ph Car-Encu 500 kV.....	86
Figura 47: Unifilar con el estado pre-falla del sistema; caso 2020_Set_s10_b4_1400MW – AC Card-ElCobre	88
Figura 48: Flujo, V y frec. del sistema caso 2020_Set_s10_b4_1400MW – AC Card-ElCobre – salida Generador del SING	89
Figura 49: Estado operativo en post-falla caso 2020_Set_s10_b4_1400MW – AC Card-ElCobre – OFF Gener del SING	90
Figura 50: Flujo, V y frec. del sistema caso 2020_Set_s10_b4_1400MW – AC Card-ElCobre – falla 2ph Card-ElCobre 500 kV.....	91
Figura 51: Estado operativo en post-falla caso 2020_Set_s10_b4_1400MW – AC Card-ElCobre – falla 2ph Card-ElCobre 500 kV.....	92
Figura 52: Unifilar con el estado pre-falla del sistema; caso 2020_Set_s10_b4_1500MW – AC Card-ElCobre-Encuentro	93
Figura 53: Flujo, V y frec. del sistema caso 2020_Set_s10_b4_1500MW – AC Card-ElCobre – falla 2ph Card-ElCobre-Encu 500 kV.....	94
Figura 54: Estado operativo en post-falla caso 2020_Set_s10_b4_1500MW – AC Card-ElCobre – falla 2ph Card-ElCobre-Encue 500 kV .	95
Figura 55: Unifilar con el estado pre-falla del sistema; caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – HVDC Card-Enc.....	96
Figura 56: Unifilar con el estado pre-falla, detalle del link HVDC del sistema; caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – Card-Enc	97
Figura 57: Flujo, V y frec. del sistema caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – HVDC Card-Enc – falla 3ph Enc-ElTes.....	98
Figura 58: Flujo, V y frec. del sistema caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – HVDC Card-Enc – falla 3ph Car-Cast 500 kV	99
Figura 59: Estado operativo en post-falla caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – AC Card-Enc – falla 3ph Car-Cast 500 kV.....	100
Figura 60: Flujo, V y frec. del sistema caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – HVDC Card-Enc – salida Generador del SING	101
Figura 61: Estado operativo en post-falla caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – HVDC Card-Enc – OFF Gener del SING	102
Figura 62: Flujo, V y frec.; caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – HVDC Card-Enc – Perdida de 1 Polo del link HVDC – No DAC.....	103
Figura 63: Flujo, V y frec.; caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – HVDC Card-Enc – Perdida de 1 Polo del link HVDC – DAC 10%	104
Figura 64: Estado operativo en pre-falla caso 2020_Oct_s15_b4_1070MW – HVDC Card-Enc.....	105
Figura 65: Flujo, V y frec.; caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – HVDC Card-Enc – Perdida de 1 Polo del link HVDC – con DAC.....	106
Figura 66: Estado operativo en post-falla caso 2020_Oct_s15_b4_1070MW – HVDC Card-Enc	107
Figura 67: Unifilar con el estado pre-falla del sistema; Caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW - HVDC Card-Enc	108
Figura 68: Flujo, V y frec. del sistema. Caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW - HVDC Card-Enc – falla 3ph Enc-ElTes.....	109
Figura 69: Unifilar con el estado post-falla del sistema; Caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW - HVDC Card-Enc	110
Figura 70: Flujo, V y frec. del sistema Caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW - HVDC Card-Enc – falla 3ph Car-Cast 500 kV.....	111
Figura 71: Unifilar con el estado post-falla del sistema; Caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW - HVDC Card-Enc - falla 3ph Car-Cast 500 kV	112
Figura 72: Conversora equipada con CCC que limita el consumo de reactivo desde el sistema AC.....	117
Figura 73: Variación del reactivo Q en función de la potencia activa P de convertidor HVDC (IEC 919)	118

ANEXO 4

ESTUDIOS ELÉCTRICOS DE LA INTERCONEXIÓN SIC-SING

1 INTRODUCCIÓN

A partir del modelo completo de la red eléctrica del SIC y el SING, se ha construido un modelo adecuado para los estudios a ejecutar, donde se han representado con el mayor detalle posible las áreas relacionadas con la nueva interconexión. El escenario de oferta de generación es el que ha surgido de las corridas del SDDP el cual suministra las incorporaciones de equipamientos de generación previstas al momento de la iniciación de los estudios, más eventuales opciones de generación y transmisión que sean propuestas como parte de los proyectos a evaluar.

Las condiciones de ambos sistemas SIC y SING son las que se prevén al año adoptado como puesta en marcha de la interconexión es decir el 2019. Para eventuales análisis necesarios en los años futuros el modelo mencionado se adaptará incorporando las obras de red y generación que se prevén para el año horizonte requerido.

Para analizar la factibilidad de una interconexión en HVDC resulta necesario evaluar la capacidad de las barras extremas candidatas para el correcto funcionamiento de una estación de conversión clásica. A partir de los escenarios de despachos y demandas que resultan de las corridas del SDDP se hacen en el modo más preciso estas evaluaciones sobre las cuales a continuación se suministran mayores detalles.

Para la realización de los estudios de verificación del funcionamiento de las soluciones propuestas, se ha tomado como referencia la “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio”. En el ANEXO 1: “NT de SyCS - Resumen” se han reportado aquellos capítulos más significativos para los estudios que se han llevado a cabo.

2 EVALUACIONES DEL NIVEL DE POTENCIA DE CORTOCIRCUITO

Resulta conveniente evaluar la “robustez” del sistema para alojar una estación de conversión clásica en HVDC. Se realizan en general los cálculos para determinar las máximas corrientes de cortocircuitos en las barras AC terminales de las estaciones de Conversión. Con dichos resultados se evalúan la Relación de Cortocircuito SCR y la Relación Efectiva de Cortocircuito, representada por el índice ESCR (“Effective Short Circuit Ratio”). En el ANEXO 1 “INTRODUCCIÓN SOBRE EL ÍNDICE SCR Y ESCR” se detallan los principales aspectos de estas evaluaciones según las indicaciones de la CIGRE [2].

2.1 EVALUACIONES DEL ESCR PARA LAS CONDICIONES N Y N-1

Para el desarrollo de estas evaluaciones, se toman en cuenta los escenarios más desfavorables en condiciones N y N-1. Se emplean los escenarios ajustados a partir de las corridas del SDDP.

La evaluación en los casos de exportación no resulta de mayor interés, puesto que para exportar el sistema debe aumentar su generación local y con ello disminuir la impedancia de cortocircuito mejorando su rigidez. Imaginando una misma condición de demanda, si el sistema debe exportar potencia a través de la interconexión se requiere tener que poner en servicio un número mayor de unidades, lo cual incrementa el nivel de cortocircuito en la barra AC terminal donde se encuentra la estación de conversión y, teniendo en cuenta la expresión que determina el índice de cortocircuito (ver ecuación más abajo) se obtendría por lo tanto un índice mayor.

El interés de los cálculos en esta sección es el de evaluar el índice ESCR en las subestaciones extremas de la interconexión, para lo cual se considera la expresión:

$$ESCR = \frac{S_{CC} - Q_C}{P_{NDC}}$$

En la cual P_{NDC} es 1000 MW o bien 1500 MW y se considera Q_C un 40 % de P_{NDC} , o sea 400 MVAR o bien 600 MVAR respectivamente.

Las siguientes tablas se muestran los resultados de la evaluación del nivel de cortocircuito (según la norma IEC909) para las barras del SING candidatas a extremos de la interconexión en la condición N de la red y para una condición desfavorable de despacho, considerando los resultados de las corridas del SDDP.

Se han supuesto dos condiciones de contingencias N-1 una media (Caso 1) y otra más severa (Caso 2), las tablas siguientes ilustran los resultados obtenidos.

Tabla 1: Niveles de Cortocircuito y determinación del índice ESCR – Lado SING

Subestación	Potencia de CortoCircuito		
	in N	N-1 caso 1	N-1 caso 2
	S"k [MVA]	S"k [MVA]	S"k [MVA]
Encuentro	5986	5908	5895
El Cobre	5192	4868	2355

Subestación	Índice ESCR para 1000MW		
	in N	N-1 caso 1	N-1 caso 2
Encuentro	5.59	5.51	5.50

El Cobre	4.79	4.47	1.96
----------	------	------	------

Subestación	Índice ESCR para 1500MW		
	in N	N-1 caso 1	N-1 caso 2
Encuentro	3.59	3.54	3.53
El Cobre	3.06	2.85	1.17

Tabla 2: Niveles de Cortocircuito y determinación del índice ESCR – Lado SIC

Potencia de CortoCircuito			
Subestación	in N	N-1 caso 1	N-1 caso 2
	S"k [MVA]	S"k [MVA]	S"k [MVA]
Cardones	7476	6724	6709

Subestación	Índice ESCR para 1000MW		
	in N	N-1 caso 1	N-1 caso 2
Cardones	7.08	6.32	6.31

Subestación	Índice ESCR para 1500MW		
	in N	N-1 caso 1	N-1 caso 2
Cardones	4.58	4.08	4.07

De estos resultados se puede evidenciar que en general la barras candidatas del SIC presentan en condiciones normales N y también en N-1 un índice de relación de cortocircuito por encima de los valores que recomienda la Norma y por ello es aceptable para el funcionamiento de una estación de conversión clásica. Mientras en el lado del SING las barras aparecen más débiles como nivel de corto y los índices en el caso de contingencias se encuentra muy por debajo de lo recomendable para una operación estable de la estación de conversión, en particular cuando los valores de potencia a transmitir son altos en el caso de una contingencia en la red local del SING puede llevar al bloqueo permanente de la estación de conversión. Es recomendable para el lado del SING equipar la estación de conversión con una CCC (Compensación Serie Controlada, ver Figura 72) para mejorar el desempeño de la estación de conversión.

3 ELABORACIONES DE LAS CORRIDAS DEL DESPACHO ÓPTIMO SDDP

3.1 TRÁNSITOS ESPERADOS EN LA INTERCONEXIÓN SIC - SING

Para simular la operación, tanto del SIC como del SING, y analizar las transmisiones resultantes de la operación económica de ambos sistemas en el horizonte de estudio, el Consultor ha utilizado el modelo de operación económica de sistemas hidrotérmicos SDDP.

Los resultados de estas evaluaciones del despacho óptimo suministran los Flujos por las líneas para cada bloque de demanda y cada condición hidrológica en el período de estudio. En particular si consideramos los intercambios de potencia sobre la interconexión SIC-SING en estudio, los siguientes gráficos de la Figura 1a la Figura 6 ilustran los niveles de potencia esperados para la interconexión. Se han extraído de los resultados del SDDP los tránsitos de potencia esperados para la interconexión para una capacidad de transporte de 1000 y 1500 MW y se han evaluado los percentiles 100%, 80%, 20% y 0% para cada mes desde la puesta en servicio de la interconexión (año 2019) y por un período de 15 años para los tránsitos desde SIC hacia SING y viceversa. En los restantes gráficos se han comparado los máximos intercambios que se esperan por mes hasta el inicio del año 2039.

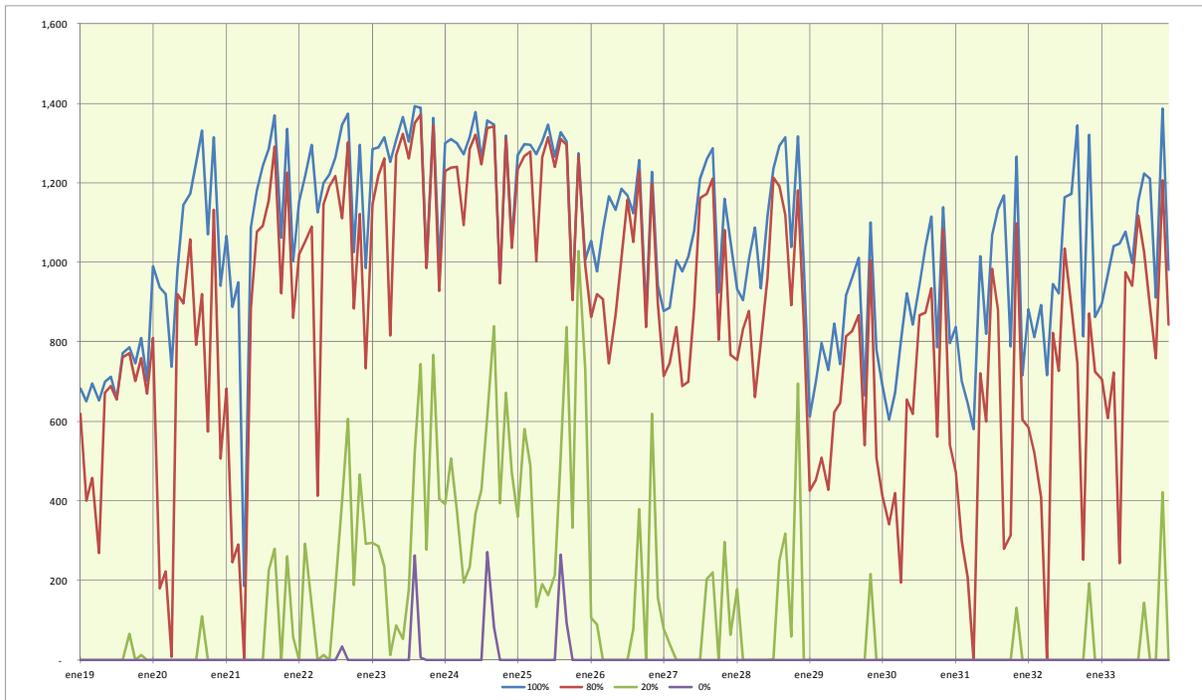


Figura 1: Percentiles de potencia [MW] esperados con sentido SIC →SING para capacidad de 1500 MW

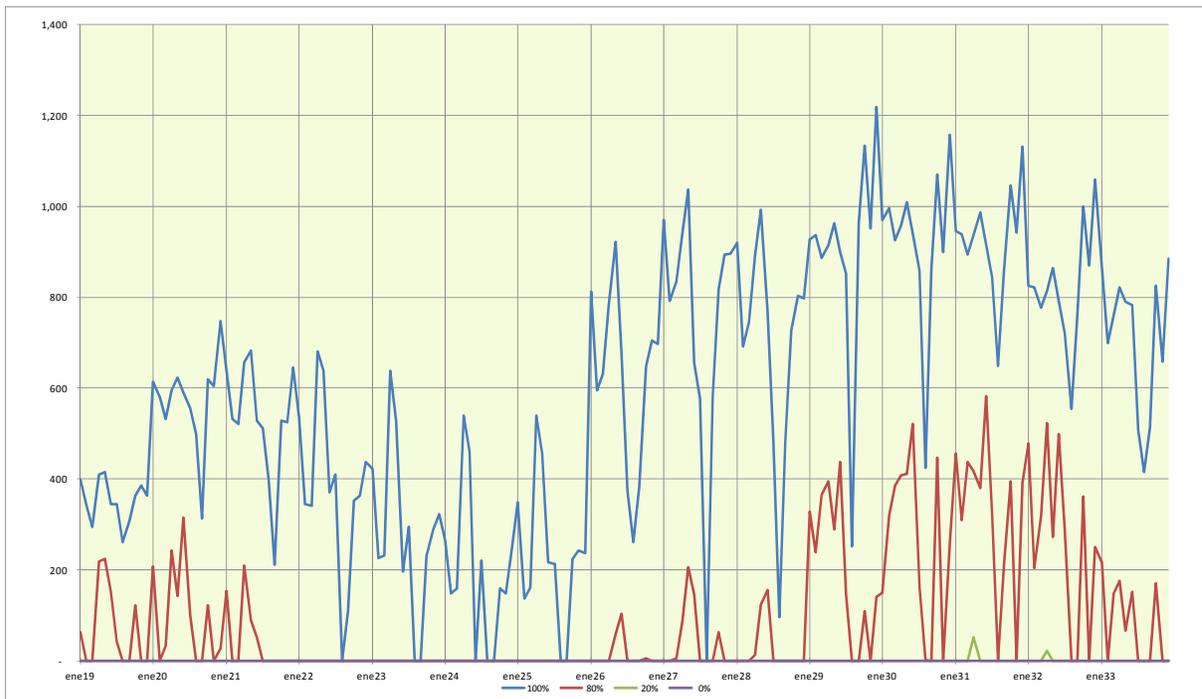


Figura 2: Percentiles de potencia esperados con sentido SING →SIC para capacidad de 1500 MW

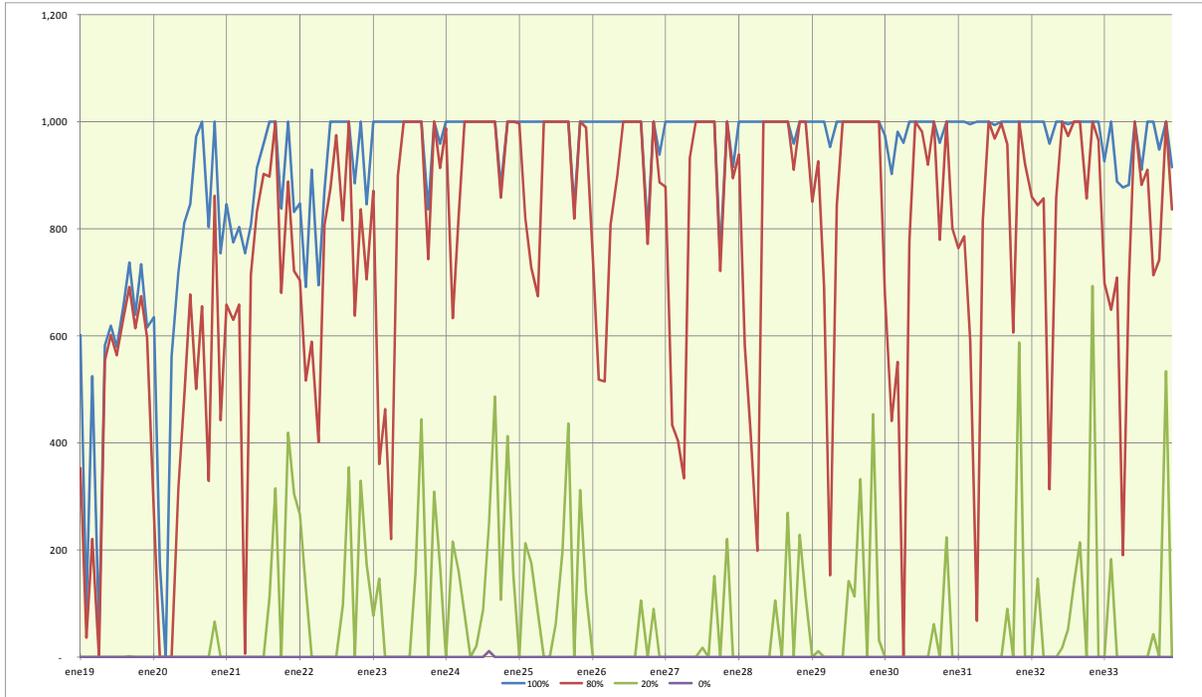


Figura 3: Percentiles de potencia esperados con sentido SIC → SING para capacidad de 1000 MW

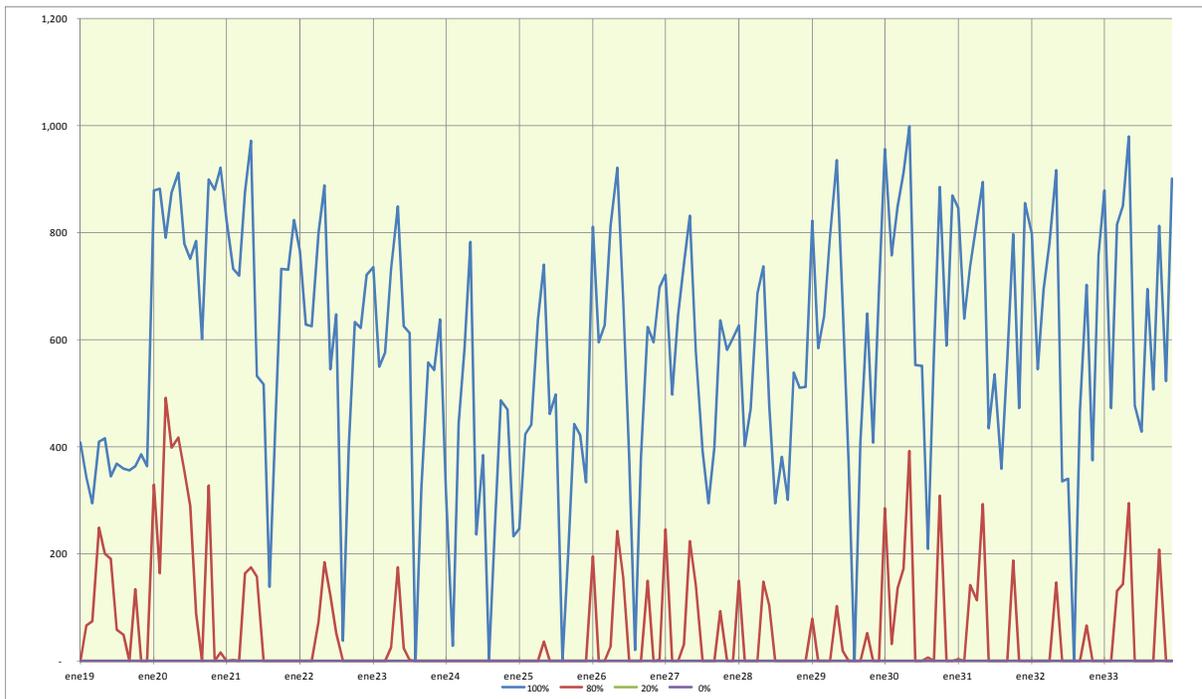


Figura 4: Percentiles de potencia esperados con sentido SING → SIC para capacidad de 1000 MW

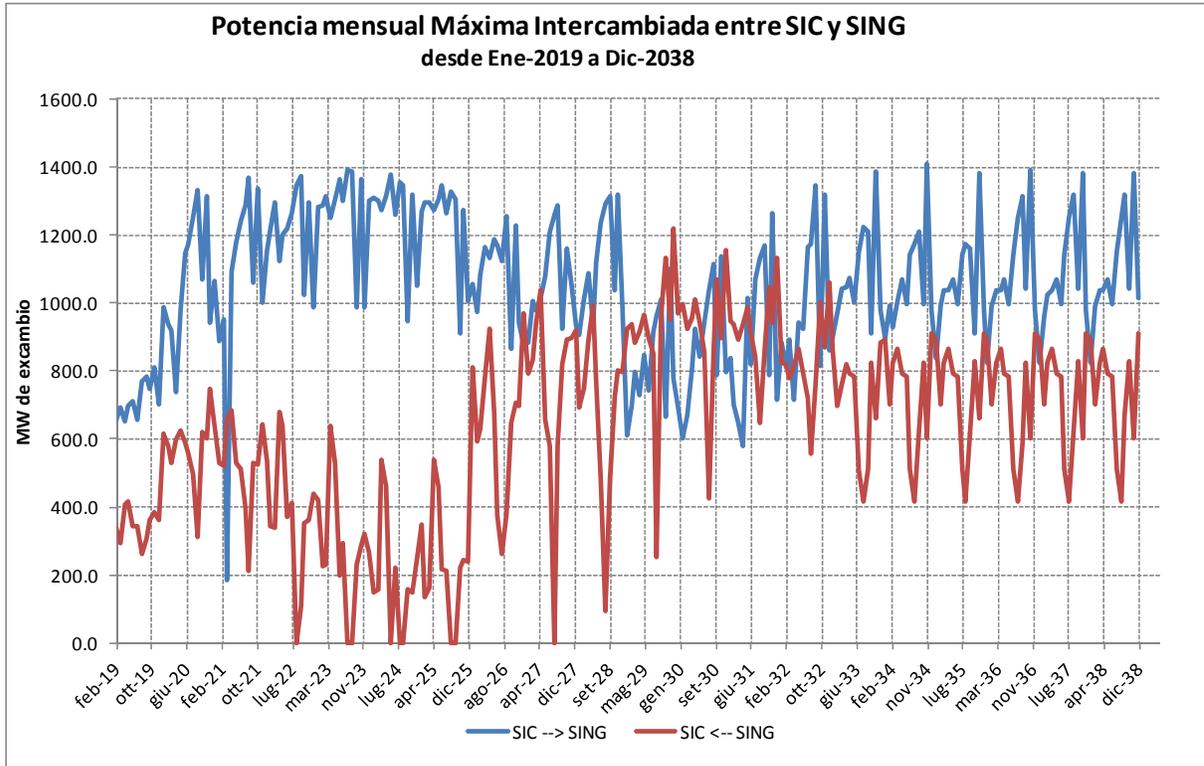


Figura 5: Valores máximos por mes de intercambios esperados para capacidad de 1500 MW

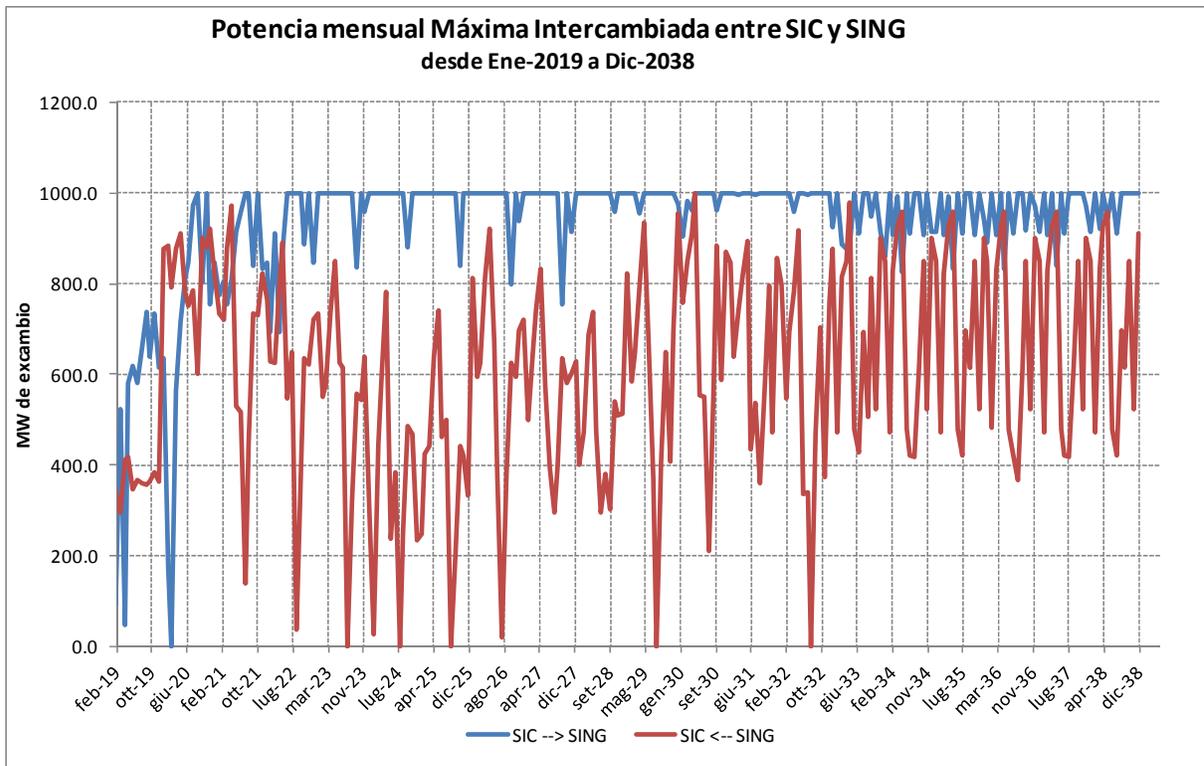


Figura 6: Valores máximos por mes de intercambios esperados para capacidad de 1000 MW

4 VERIFICACIONES DE ESTADO ESTACIONARIO PARA LAS SOLUCIONES PROPUESTAS

Se describen a continuación los resultados obtenidos de las simulaciones en estado estacionario de las diferentes soluciones propuestas de interconexión SIC con SING, estos análisis de flujos de carga tienen la finalidad de verificar la factibilidad de la operación de los sistemas interconectados para diversos niveles de potencia de intercambio.

Las simulaciones se han llevado a cabo considerando la operación del sistema interconectado SIC + SING en condiciones de red normal, denominado en N, y en condición de contingencia (fuera de servicio imprevista) de una línea en el nivel de transmisión (500, 220 y 110 kV) denominado N-1 (ver en el ANEXO 1: “NT de SyCS - Resumen” para los diversos límites y requerimientos).

Los casos estudiados se refieren a las siguientes soluciones para la interconexión en cuestión:

Tabla 3: Soluciones de interconexión estudiadas para verificar la factibilidad de la operación del SIC+SING

Extremo1 SIC	Extremo2 SING	Tecnología de la Interconexión	Longitud Total [km]
Cardones	Encuentro	AC y HVDC	605.0
	El Cobre	AC y HVDC	490.0
	Chacaya o C. Mejillones	AC y HVDC	533.0
	El Cobre - Encuentro	AC	610.0

Los escenarios operativos han sido seleccionados a partir de los resultados de las simulaciones del SDDP, como se ilustran en las figuras precedentes del capítulo 3. De ellas se puede observar que ya a partir del primer año de puesta en servicio (2019) el tránsito desde el SIC→SING supera los 800 MW y en el año 2020 casi los 1400 MW, muy cerca de la capacidad de transporte para el diseño de 1500 MW. Mientras en el sentido SING→SIC para el año 2020 se espera un máximo de casi 800 MW y éste nivel es prácticamente el máximo para los primeros 6 años.

En base a estos resultados se han realizado las verificaciones del diseño del enlace y de la operación de los sistemas interconectados sobre aquellas situaciones con máximos tránsitos y, obteniendo la factibilidad de operar en ellas, se prevé que cualquier otra condición con intercambio inferior será perfectamente posible de funcionar.

Algunas características del SING para tener en cuenta son: por un lado que las diversas condiciones de demanda en el subsistema del SING presentan un perfil que es prácticamente constante para cualquiera de los cinco escalones en que se ha supuesto dividida la demanda, y la otra es que el parque es totalmente térmico y no hay en el subsistema (SING) dependencia con las series hidrológicas.

Ello hace que para los escenarios de importación por parte del SING una vez que se han verificado los casos más extremos, si el diseño es factible de funcionar de seguro no presentará inconvenientes en otras condiciones con un nivel menor de intercambio a través de la interconexión. A lo sumo puede ocurrir que algunas de las líneas del SING encargadas de evacuar la potencia que llega al extremo de la interconexión presenten una ligera sobrecarga respecto de otro caso a causa de una distribución diferente del despacho de generación en el SING.

Por otro lado, en particular para el SING, los casos más críticos son aquellos con alta importación en los primeros años de puesta en servicio del enlace, dado que inicialmente el peso de la cantidad que llega por la interconexión respecto al despacho local es más alto, y por ende más susceptible en presencia de un evento severo en el subsistema. A medida que con el pasar de los años la demanda crece, la interconexión mantiene siempre el mismo límite y en consecuencia el despacho local se expande, lo que se traduce en una zona más robusta para afrontar cualquier evento que pueda ocurrir.

Se consideran para el presente estudio toda la información y la base de datos que resultaron del último estudio del ETT, no es objetivo del presente estudio juzgar la expansión del sistema de transmisión de ambos subsistemas que arrojó en mencionado estudio y que fueron fruto de análisis de dos sistemas separados. Se pondrán en evidencia (como adicionales de aquello previsto por el ETT), los eventuales refuerzos del sistema de transmisión necesarios para evacuar los intercambios de potencia que lleguen desde la nueva interconexión y que satisfacen los requerimientos impuestos en condiciones N y N-1.

En las siguientes figuras se muestran por ejemplo los tránsitos esperados en la interconexión y en las principales líneas que convergen en los extremos del enlace SIC-SING para los primeros cuatro años luego de la puesta en servicio del enlace (ver por ejemplo diagrama en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

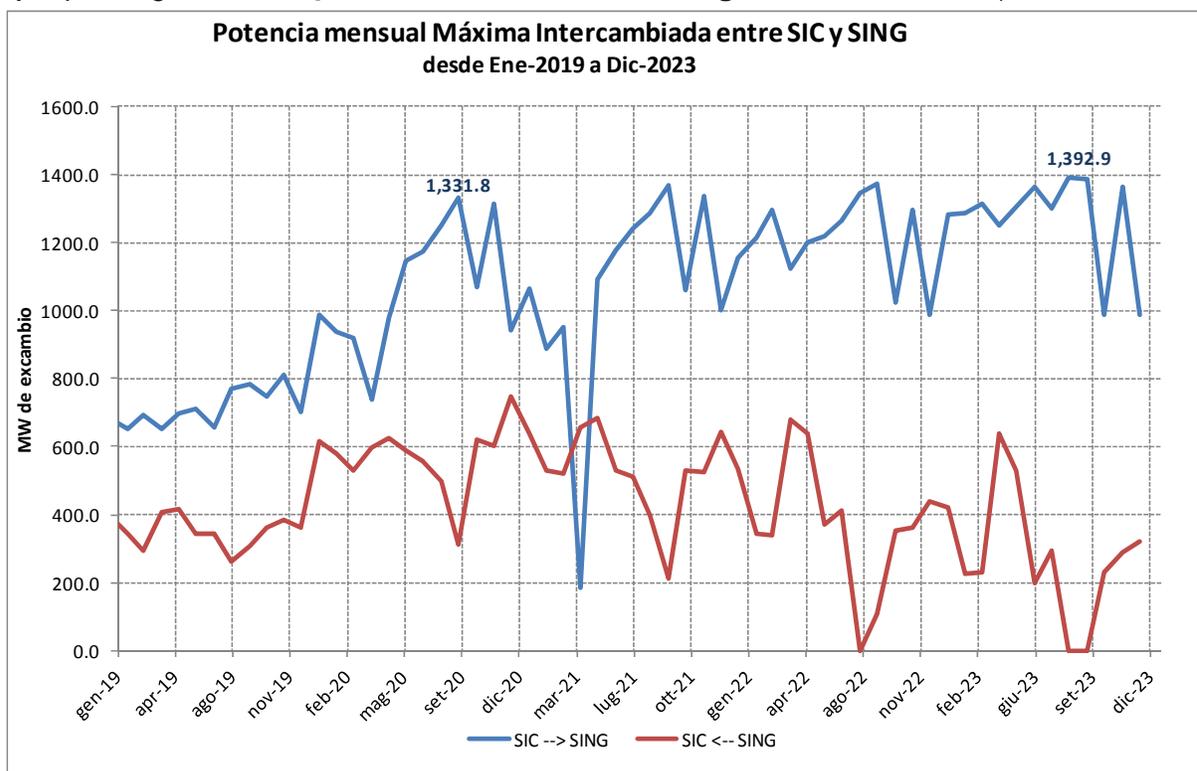


Figura 7: Valores máximos en el enlace por mes para 1500 MW en los primeros 4 años

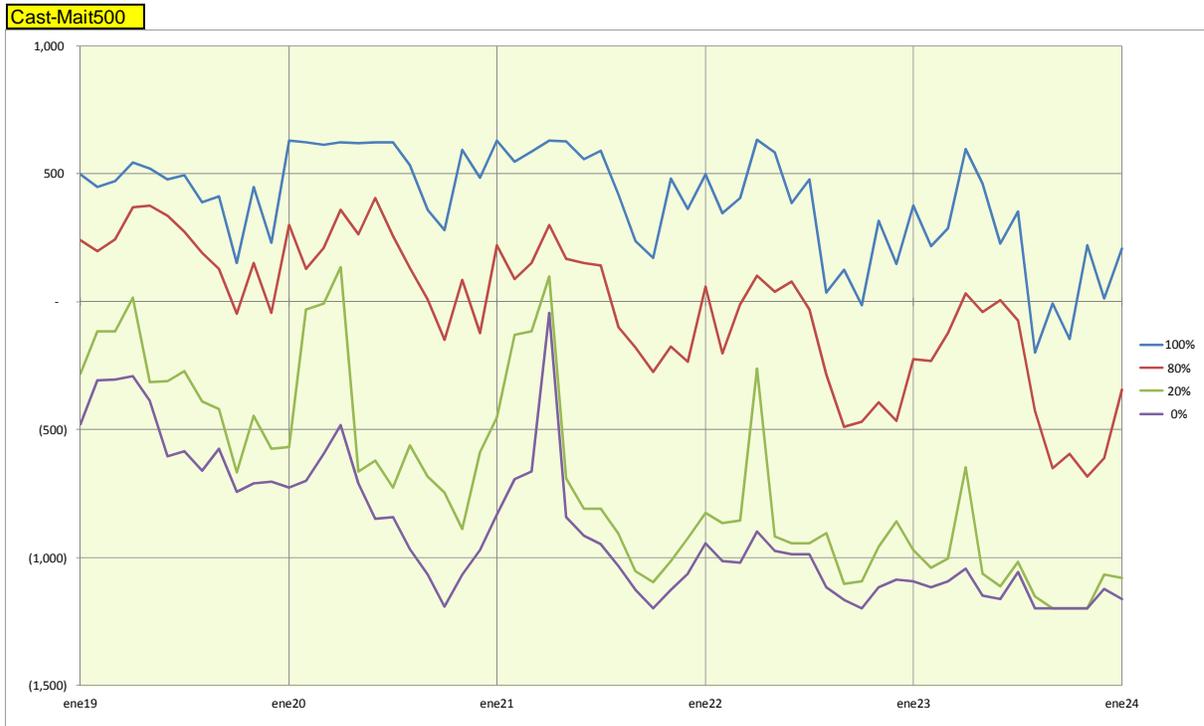


Figura 8: Valores máximos entre la S.E. Castilla y Maintencillo a 500 kV para 1500 MW en los primeros. 4 años

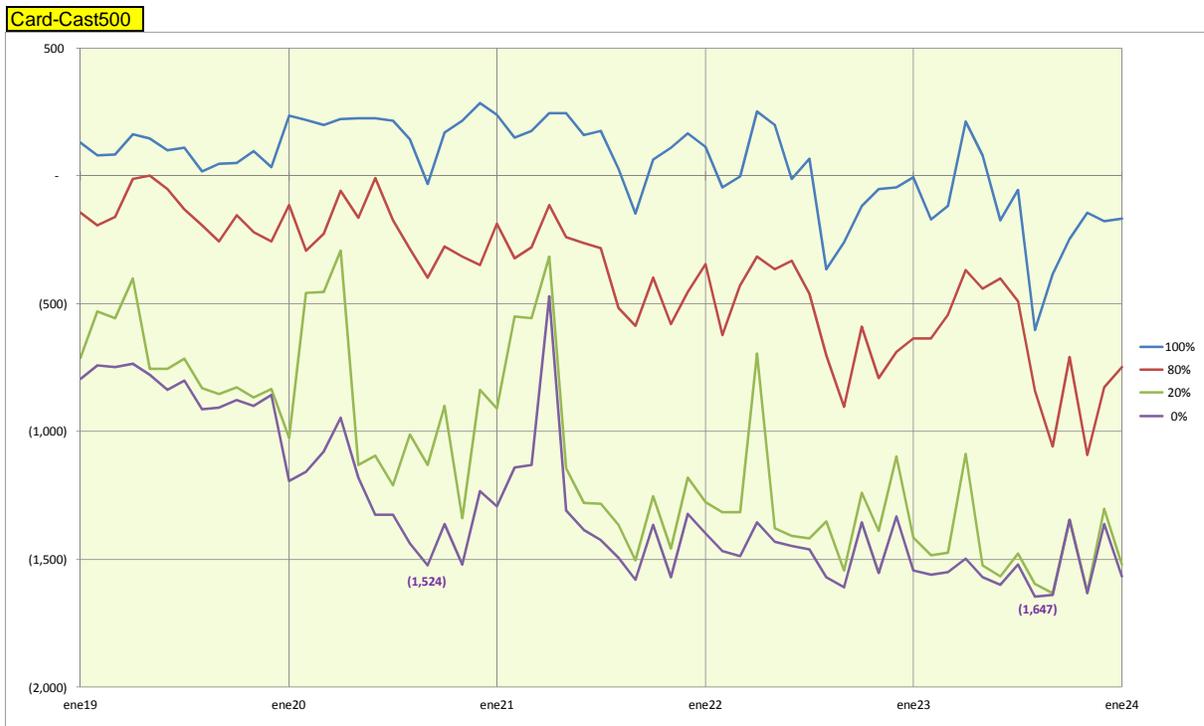


Figura 9: Valores máximos entre la S.E. Cardones y Castilla a 500 kV para 1500 MW en los primeros. 4 años

Cruce-Encuen

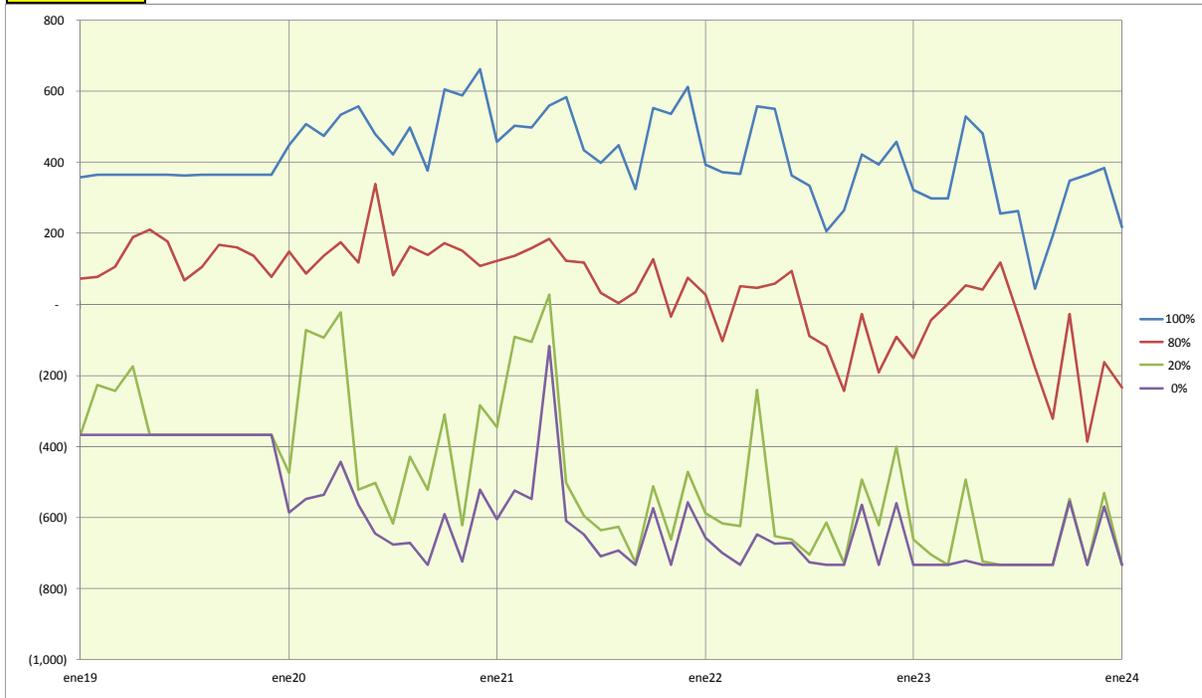


Figura 10: Valores máximos entre la S.E. Cruce y Encuentro a 220 kV para 1500 MW en los primeros. 4 años

Ataca-Encuen

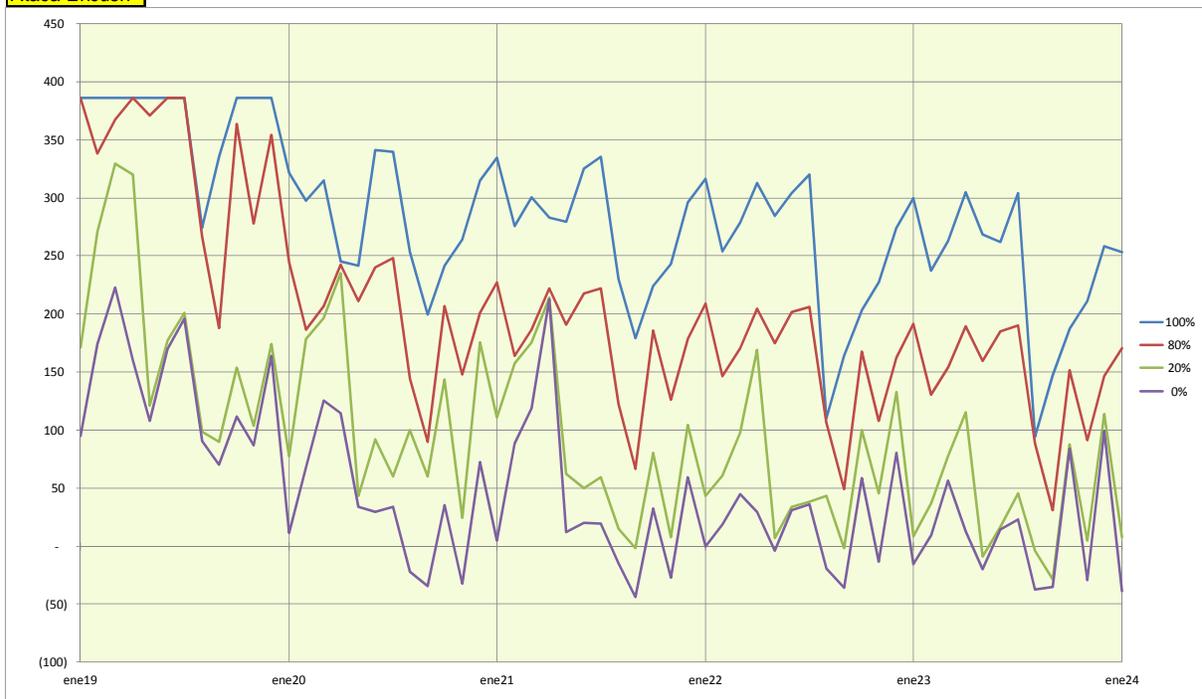


Figura 11: Valores máximos entre la S.E. Atacama y Encuentro a 220 kV para 1500 MW en los primeros. 4 años

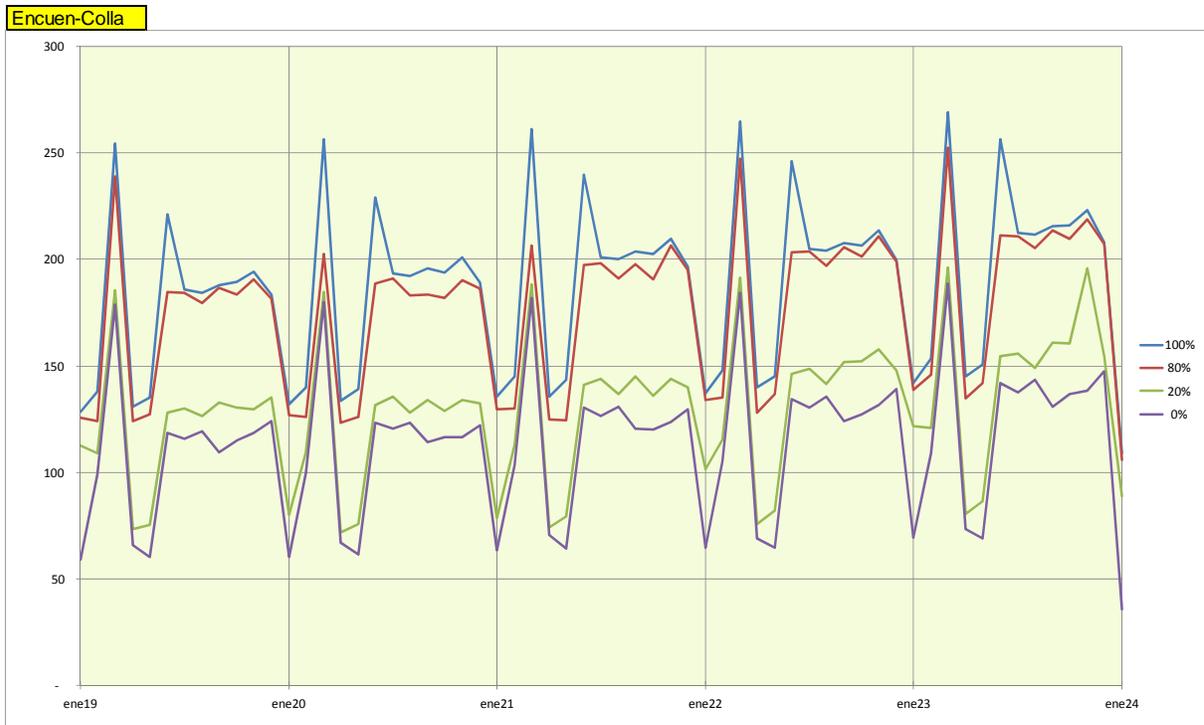


Figura 12: Valores máximos entre la S.E. Encuentro y Collahuasi a 220 kV para 1500 MW en los primeros. 4 años

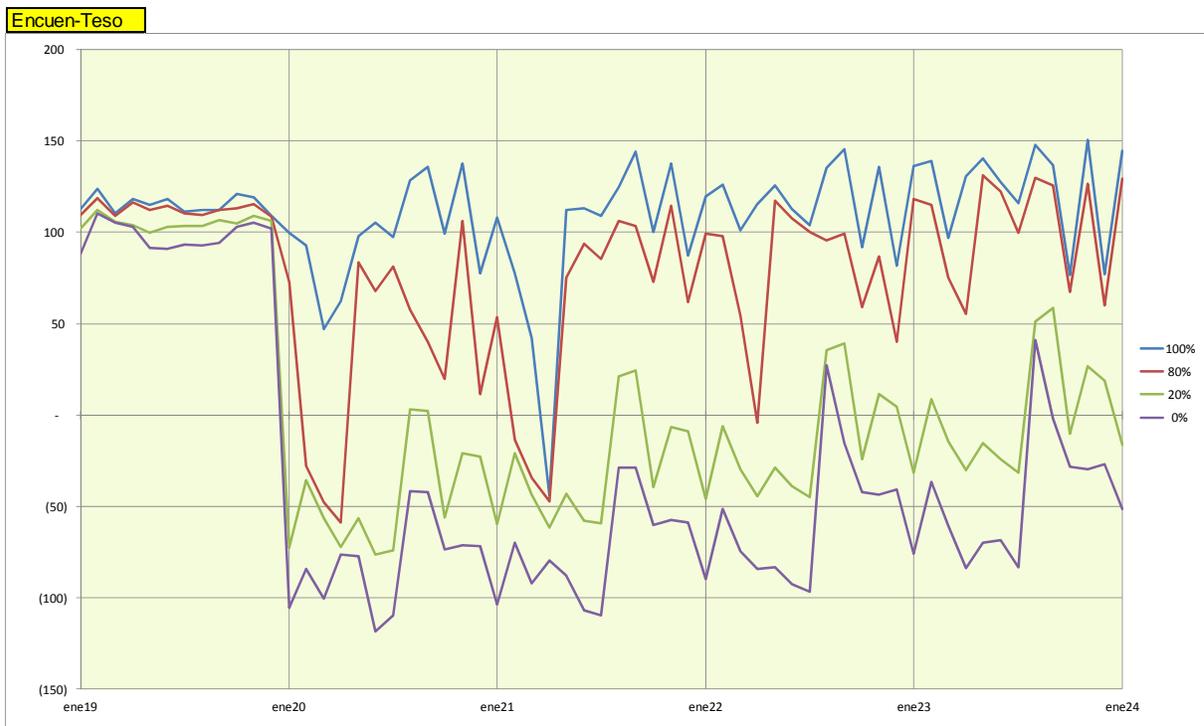


Figura 13: Valores máximos entre la S.E. Encuentro y El Tesoro a 220 kV para 1500 MW en los primeros. 4 años

4.1 CASO BASE DE PUESTA EN SERVICIO DEL ENLACE, SIN INTERCAMBIO

Se describe a continuación un escenario del año 2019 con la Interconexión en servicio y **sin intercambio de potencia** entre SIC y SING. Este escenario, correspondiente a la demanda máxima que se ha obtenido a partir de las corridas del SDDP para el desarrollo de los subsistemas SIC y SING en forma independiente, dichos resultados se han implementado en el modelo de red al 2019 empleado para los estudios del ETT¹, y se ha ajustado para verificar la condición de operación de cada uno de los subsistemas con la interconexión en servicio en cada una de las soluciones que se han propuesto.

En la Figura 14 a la Figura 18 se ilustran las diversas alternativas propuestas, por medio de un diagrama unifilar representando una porción del sistema integrado, con los resultados del cálculo del flujo de potencia activa y reactiva para las líneas convergentes a los nudos extremos de la interconexión, y las tensiones en las subestaciones contiguas a los extremos terminales del enlace que une el SIC con el SING.

Para identificar los escenarios analizados se usa la siguiente enumeración, por ejemplo el presente caso 2019-Feb_s3_b1_0MW significa escenario del año 2019 mes de Febrero, con serie hidrológica 3, bloque de demanda 1 y cero MW intercambiado entre SIC y SING, para este último cuando el valor es mayor de cero significa tránsito desde SIC→SING, viceversa para valores negativos significa intercambio SING→SIC.

Para las alternativas de interconexión propuestas, se utilizan las siguientes denominaciones:

- **AC Card-Encue:** interconexión en AC entre S.E. Cardones 500 kV (SIC) y S.E. Encuentro 220 kV (SING);
- **AC Card-ElCobre:** interconexión en AC entre S.E. Cardones 500 kV (SIC) y S.E. El Cobre 220 kV (SING);
- **AC Card-Chac:** interconexión en AC entre S.E. Cardones 500 kV (SIC) y S.E. Chacaya (Mejillones) 220 kV (SING);
- **AC Card-ElCobre-Encue:** interconexión en AC entre S.E. Cardones 500 kV (SIC) y S.E. El Cobre y Encuentro 220 kV (SING);
- **HVDC Card-Encue:** interconexión en HVDC entre S.E. Cardones 500 kV (SIC) y S.E. Encuentro 220 kV (SING);

1: De estos estudios se han recuperado los modelos de las redes de los sistemas del SIC y del SING disponibles en el formato del simulador digital DIgSILENT Power Factory y se han integrado en un único proyecto para el estudio de la interconexión

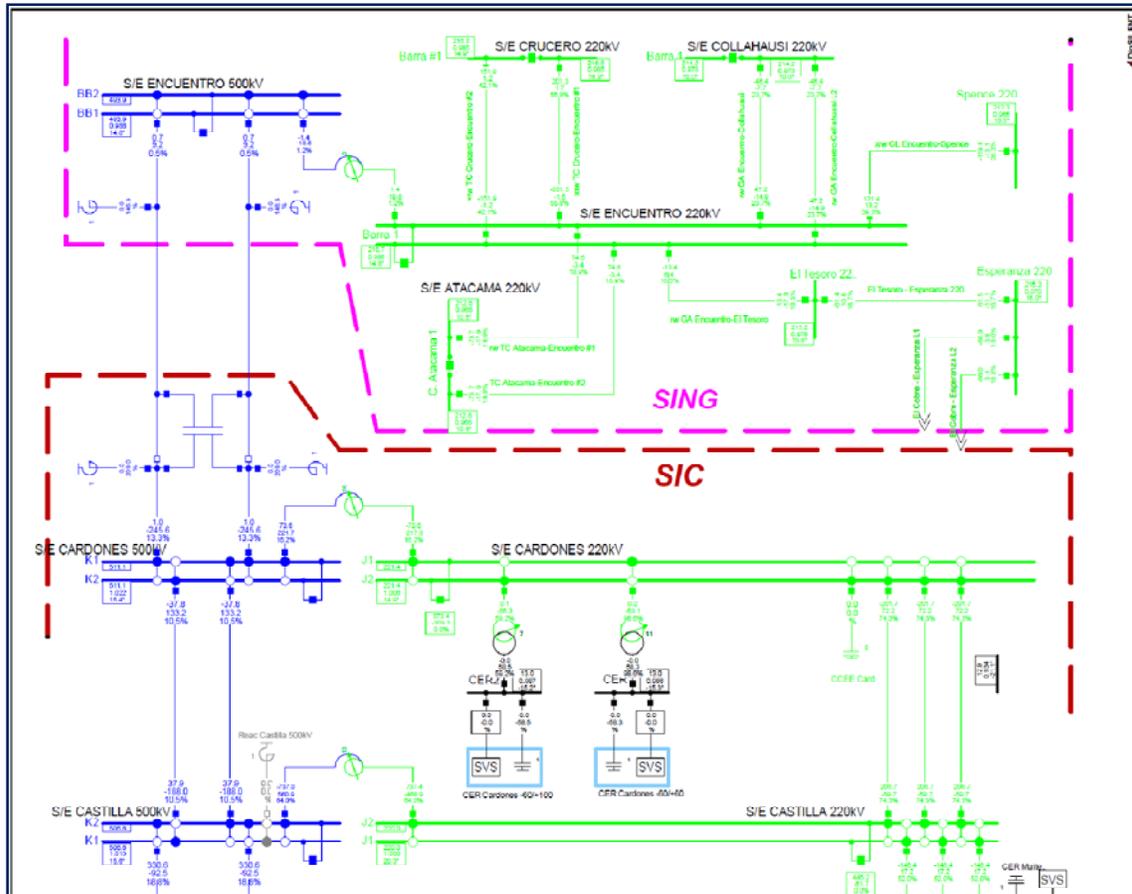


Figura 14: Estado operativo del sistema integrado para el escenario 2019-Feb_s3_b1_0MW – Caso AC Card-Encuen

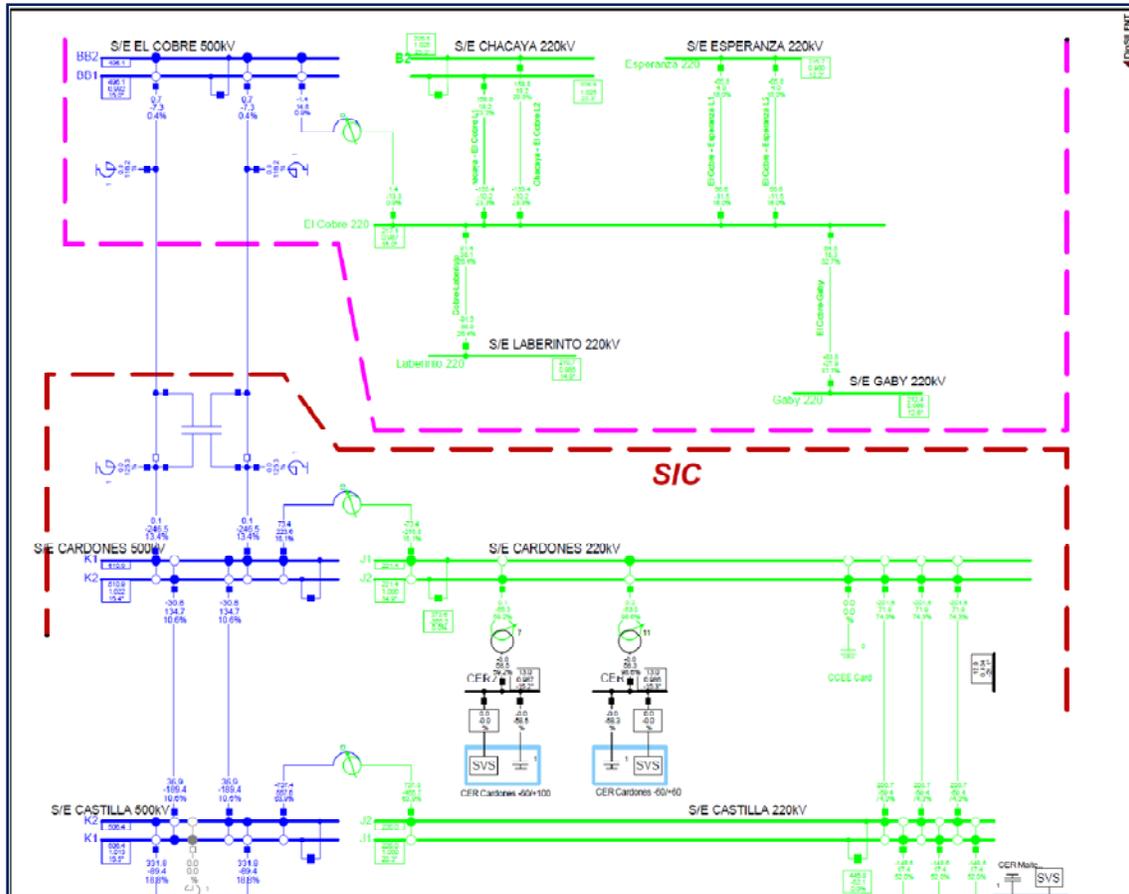


Figura 15: Estado operativo del sistema integrado para el escenario 2019-Feb_s3_b1_0MW – Caso AC Card-ElCobre

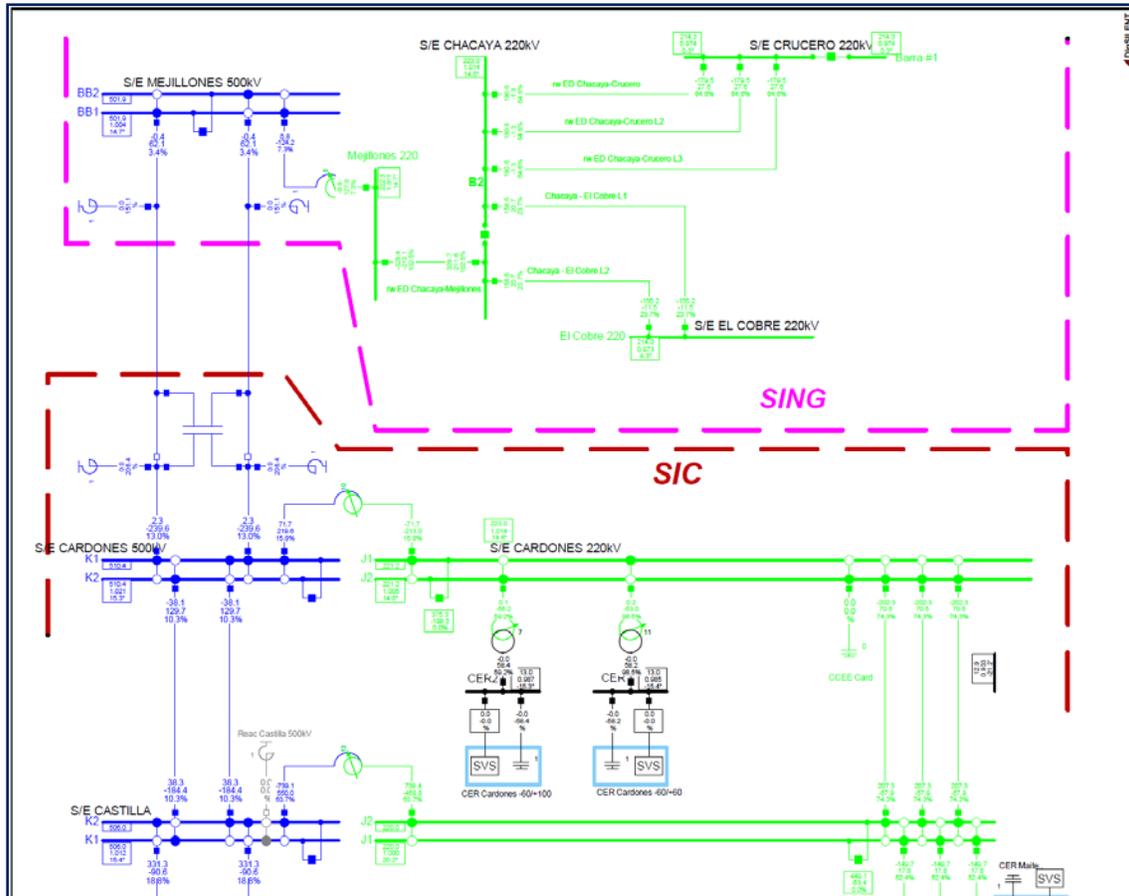


Figura 16: Estado operativo del sistema integrado para el escenario 2019-Feb_s3_b1_0MW – Caso AC Card-Chac

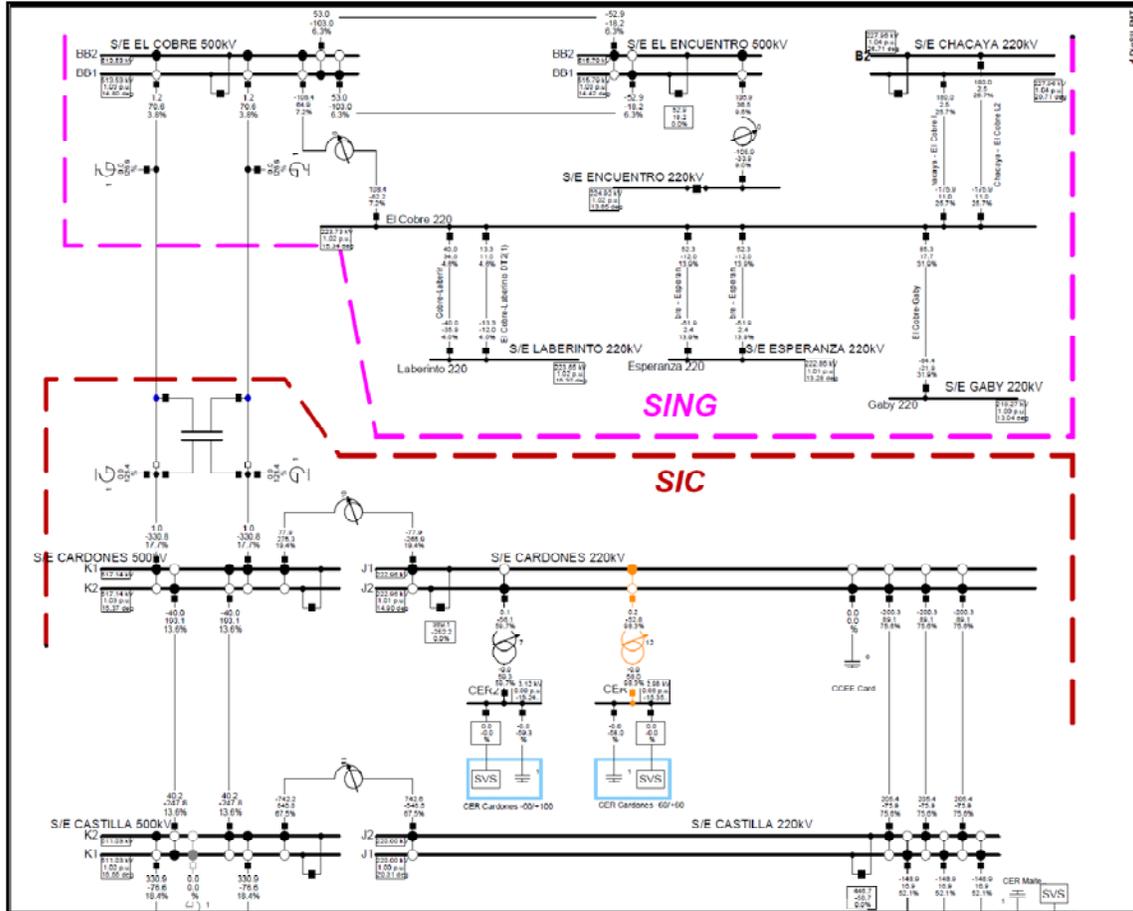


Figura 17: Estado operativo del sistema integrado para el escenario 2019-Feb_s3_b1_0MW – Caso AC Card-ElCobre-Encuen

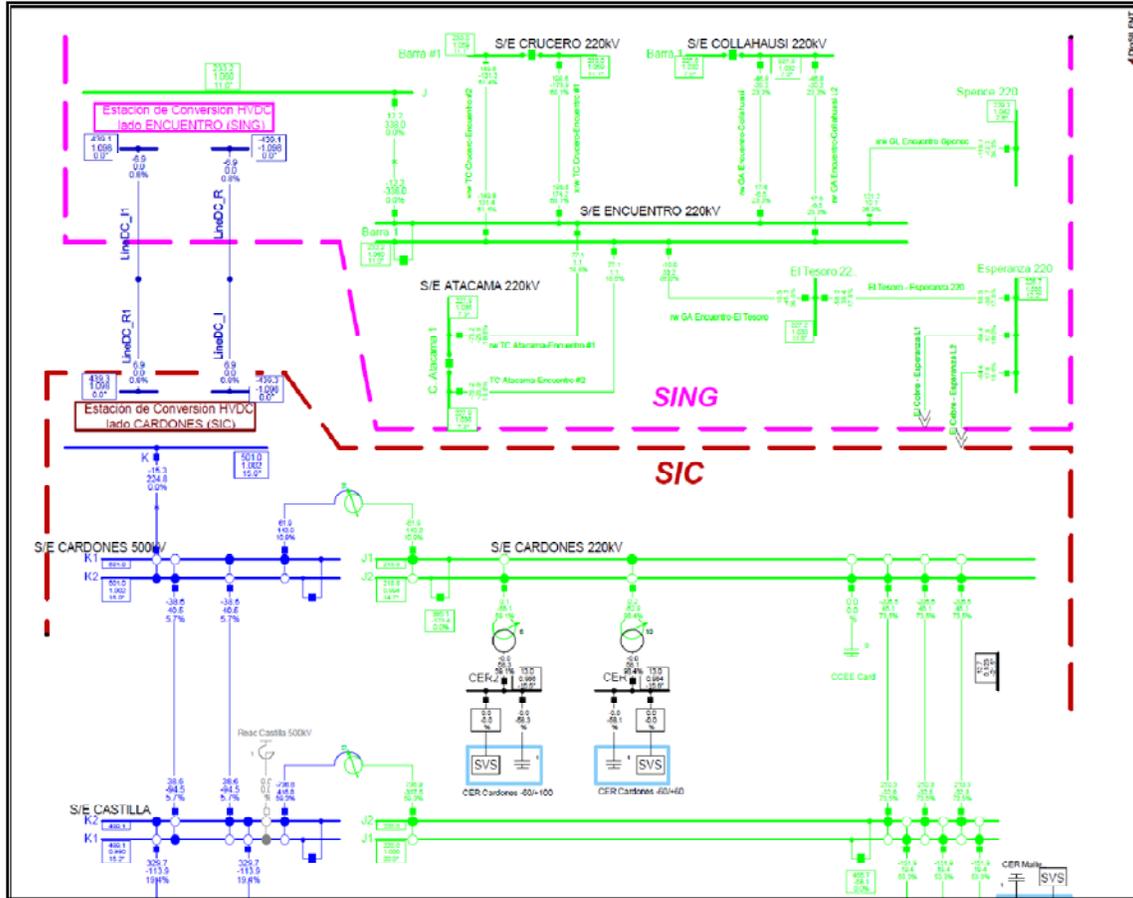


Figura 18: Estado operativo del sistema integrado para el escenario 2019-Feb_s3_b1_0MW – Caso HVDC Card-Encue

En las siguientes tablas se presenta el resumen de las condiciones de despacho, demanda y pérdidas para el SING y para el sistema integrado SIC+SING, con **potencia de intercambio nula**:

Grid: zSING	System Stage: 19-10 Uda Max	Study Case: Esc_2019-feb_s3_b1_0MW	Annex: / 15
Grid: zSING Summary			
No. of Substations	29	No. of Busbars 429	No. of Terminals 643
No. of 2 w Trfs.	207	No. of 3 w Trfs. 37	No. of syn. Machines 24
No. of Loads	153	No. of Shunts 26	No. of asyn.Machines 3
Generation	= 2904.79 MW	603.08 Mvar	2966.73 MVA
External Infeed	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA
Trans-Grid Flow	= 1.44 MW	18.49 Mvar	
Load P(U)	= 2747.00 MW	335.47 Mvar	2767.41 MVA
Load P(Un-U)	= -0.00 MW	0.00 Mvar	2767.41 MVA
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA
Grid Losses	= 156.24 MW	426.31 Mvar	
Line Charging	=	-914.53 Mvar	
Compensation ind.	=	01.96 Mvar	
Compensation cap.	=	-259.14 Mvar	
Installed Capacity	= 3927.36 MW		
Spinning Reserve	= 492.93 MW		
Total Power Factor:			
Generation	= 0.98 [-]		
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]		
Inter Grid Flow to 01-Atacama	= 1.44 MW	18.49 Mvar	
Total	= 1.44 MW	18.49 Mvar	

Total System Summary		Study Case: Esc_2019-Feb_s3_b1_0MW		Annex: / 1	
No. of Substations	364	No. of Busbars	2052	No. of Terminals	9053
No. of 2-w Trfs.	746	No. of 3-w Trfs.	141	No. of syn. Machines	170
No. of Loads	584	No. of Shunts	228	No. of SVS	7
Generation	= 12553.73 MW	546.30 Mvar	12565.62 MVA		
External Infeed	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA		
Load P(U)	= 11981.55 MW	1894.29 Mvar	12130.37 MVA		
Load P(Un)	= 11901.55 MW	1094.29 Mvar	12130.37 MVA		
Load P(Un-U)	= 0.00 MW	0.00 Mvar			
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA		
Grid Losses	= 572.07 MW	-2281.03 Mvar			
Line Charging	=	-7090.35 Mvar			
Compensation ind.	=	3363.86 Mvar			
Compensation cap.	=	-2430.81 Mvar			
Installed Capacity	= 17709.13 MW				
Spinning Reserve	= 2812.33 MW				
Total Power Factor:					
Generation	= 1.00 [-]				
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]				

CASO BASE AÑOS 2019 Y 2020. SISTEMAS INDEPENDIENTES ANÁLISIS EN CONDICIÓN N Y N-1

Con la finalidad de verificar el impacto de la interconexión en los respectivos subsistemas SIC y SING cuando se simulan los diversos intercambios esperados, se han tomado como referencia los escenarios de expansión de la red de estos subsistemas cuando se desarrollan de modo independiente. En particular para el SING, que es fundamentalmente importador según resulta de los despachos del SDDP, se realizan una serie de simulaciones de flujos de carga en condiciones de red N y de contingencias N-1 con el SING aislado para luego poder identificar todos los refuerzos de red necesarios para evacuar la potencia que lleguen a través de la interconexión. De este modo se podrán asignar solamente los costos de estos refuerzos a las inversiones necesarias para realizar la interconexión, y no aquellos refuerzos que de todas maneras resultan necesarios por el propio crecimiento como sistema independiente.

Se toma un primer escenario de despachos y demandas de las corridas del SDDP para el SIC y el SING como sistemas independientes como por ejemplo, aquel que corresponde al momento inmediatamente precedente de la puesta en servicio de la interconexión: Feb 2019 con máxima demanda, y se verifica que el funcionamiento en condición de red N y en contingencia N-1 satisfaga los requerimientos de la normativa en cuanto a niveles de tensión, sobrecargas, etc...

Aplicando el escenario mencionado en el modelo de red se ha verificado que para el caso Base se necesitan reforzar algunos tramos en modo que resulte sin sobrecargas la solución de estado estacionario en condición N, las líneas agregadas son:

Tabla 4: Refuerzos necesarios para el SING aislado en N; caso 2019-FEB_S1_B1_0MW

Refuerzos en el SING aislado Caso Base 2019 FEB. serie 1 y bloque 1					
Name	Rtd. Voltage	Par.no.	Length	rat.Current	Total
	kV		km	kA	km
rw CT Tarapacá-Lagunas #3	220.0	2	56.0	0.5249	112
xrw GA Laberinto-Nva Zaldívar L3	220.0	1	94.5	0.4720	94.5

rw ED Chacaya-Mejillones #2	220.0	1	1.3	0.9900	1.3	
rw GA Mejillones-O'Higgins #2	220.0	1	73.0	0.4800	73.0	
xrw GA O'Higgins-Palestina #2	220.0	1	56.0	0.4800	56.0	
Palestina-Domeyko #2	220.0	1	73.0	0.4800	73.0	409.8

Mientras del análisis de las contingencias N-1 de líneas de transmisión (220 y 110 kV) resultan las siguientes sobrecargas:

Tabla 5: Resultados del N-1, máx. sobrecargas en el SING aislado para N-1; caso 2019-FEB_S1_B1_0MW

Component	Loading	Loading	Loading	Contingency	Contingency Name
	Continuous	Short-Term	Base Case	Number	
	[%]	[%]	[%]		
Salar-S.E. Km6 #2	150.8	150.8	85.9	118	Salar-S.E. Km6 #1
xrw GA O'Higgins-Palestina #2	148.2	148.2	84.0	66	xrw GA O'Higgins-Bombeo #2 [rw GA O'Higg
rw GA Mejillones-O'Higgins #2	145.6	145.6	92.6	45	rw GA Mejillones-O'Higgins
rw ED Antofagasta-Tap_off La Negra	137.4	137.4	58.2	106	rw_d ED Capricornio-Tap_off El Negro [rw
Palestina-Domeyko #2	132.7	132.7	78.2	21	Palestina-Bombeo #3 [rw GA O'Higgins-Dom
rw CT Lagunas-Collahuasi #2	129.1	129.1	79.6	32	rw CT Lagunas-Collahuasi #1
xrw GA Escondida S/B2-Escondida 2	126.8	126.8	59.0	31	rw AG Nueva Zaldívar-Zaldívar
rw EA Chuquicamata-SE A #2	113.3	113.3	56.6	119	rw EA Chuquicamata-SE A #1

SYNEX – MERCADOS

rw ED Salar del Carmen-Antofagasta	105.7	105.7	46.2	106	rw_d ED Capricornio-Tap_off El Negro [rw
rw ED Capricornio-Salar del Carmen	105.6	105.6	46.1	106	rw_d ED Capricornio-Tap_off El Negro [rw
S.E. Km6-S.E. 10A	104.2	104.2	54.2	120	rw EA Chuquicamata-SE Km6

Con estos resultados se definen los refuerzos necesarios en el SING como sistema aislado y que permiten satisfacer los requerimientos de N-1, en la Tabla 6 se listan las líneas de 220 y 110 kV para ser agregadas en el caso Base que incorporará la interconexión:

Tabla 6: Refuerzos necesarios para satisfacer en el SING aislado el N-1; caso 2019-FEB_S1_B1_0MW

Refuerzos en el SING aislado para el N-1 - Caso base 2019 FEB. serie 1 y bloque 1						
Name	Rtd. Voltage	Par.no.	Length	rat.Current	Total	
	kV		km	kA	km	
rw CT Lagunas-Collahuasi #3	220.0	1	118.00	0.472	118.0	
xrw GA Nva Zaldivar-Escondida S/B2 L2	220.0	1	14.11	0.472	14.1	
rw ED Chacaya-Mejillones #2	220.0	1	1.3	0.990	1.3	
xrw GA O'Higgins-Palestina #3	220.0	1	56.0	0.480	56.0	
rw GA Mejillones-O'Higgins #3	220.0	1	73.0	0.480	73.0	
Palestina-Domeyko #3	220.0	1	73.0	0.480	73.0	335.4
rw ED Antofagasta-Tap_off La Negra L2	110.0	1	19.20	0.360	19.2	
rw ED Salar del Carmen-Antofagasta L2	110.0	1	5.30	0.480	5.3	
rw ED Capricornio-Salar del Carmen L2	110.0	1	22.70	0.480	22.7	
Salar-S.E. Km6 #2	100.0	1	9.90	0.525	9.9	
rw EA Chuquicamata-SE A #2	100.0	1	0.80	0.525	0.8	
S.E. 10-S.E. 10A L2	100.0	2	0.20	1.0498	0.4	
S.E. Km6-S.E. 10A L2	100.0	1	5.52	0.525	5.5	63.6

Por otro lado de las corridas del SDDP resultan situaciones en que los intercambios son muy bajos o bien nulos y los sistemas, en particular en el SING, deben estar en condiciones de operar con el pleno despacho de generación local para cubrir la propia demanda satisfaciendo los requerimientos de la normativa, por lo tanto es claro que parte de los refuerzos necesarios no deben ser imputados a la presencia de la interconexión.

Dado que, como se ha visto de las corridas del SDDP (ver en Figura 7), ya en el año 2020 el intercambio desde el SIC → SING alcanza casi los 1400 MW; se supone entonces que gran parte de los refuerzos locales en el SING para la máxima capacidad del enlace (1500 MW) deberán estar disponibles para cuando entra en servicio la interconexión en el 2019 (por lo menos aquellos indicados en la Tabla 6 de arriba).

Se toma entonces en consideración un escenario de despachos y demandas del SDDP para el 2020 correspondiente al SING como sistema independiente para individualizar los refuerzos necesarios a esa fecha que no son consecuentes a la interconexión y, como se ha mencionado más arriba, se realizan las relativas verificaciones de load-flow en condiciones N y N-1 empleando el escenario con los refuerzos ya implementados **que resultaron del Caso 2019-Feb.**

Se ha verificado que para el caso Base (condición de red N) a la fecha de Nov. 2020 no se requieren refuerzos sobre el sistema troncal.

Mientras del análisis de las contingencias N-1 de líneas de transmisión (220 y 110 kV) resultan las siguientes sobrecargas:

Tabla 7: Resultados del N-1, máx. sobrecargas en el SING aislado para N-1; caso 2020-NOV_SI_B1_0MW

Component	Loading	Loading	Loading	Contingency	Contingency Name
	Continuous	Short-Term	Base Case	Number	
	[%]	[%]	[%]		
rw ED Tap_off La Negra-Alto Norte	125.4	125.4	60.0	106	rw_d ED Capricornio-Tap_off El Negro [rw
Crucero-Chuquicamata #7B	114.8	114.8	61.7	10	Crucero-Salar #6B
Crucero-Salar #6B	114.7	114.7	58.3	7	Crucero-Chuquicamata #7B
Tocopilla-El Loa #7A	113.4	113.4	62.2	25	Tocopilla-El Loa #6A [rw EA Tocopilla-Cr
Tocopilla-El Loa #6A	113.2	113.2	60.4	26	Tocopilla-El Loa #7A [rw EA Tocopilla-Cr
S.E. 10-S.E. 10A L2	105.9	105.9	53.0	114	S.E. 10-S.E. 10A

rw GA Mejillones-O'Higgins #2	101.2	101.2	75.1	45	rw GA Mejillones-O'Higgins
-------------------------------	-------	-------	------	----	----------------------------

Teniendo en cuenta estos resultados y combinando los mismos se obtienen los refuerzos necesarios que se deben aplicar al SING como sistema aislado para operarlo según los requisitos de la normativa hasta la fecha de fin del año 2020. Una vez implementada esta expansión de la red, el escenario resultante se usará como referencia para preparar los escenarios con la interconexión en servicio.

Para cumplir con los requerimientos de la normativa y satisfacer las condiciones N-1 de operación se han aplicado los refuerzos siguientes según se ilustra en Tabla 8 (se admite una sobrecarga del $\approx 5\%$). Como se ha mencionado estos refuerzos en líneas de transmisión no son imputables al nuevo enlace y serán tomados como referencia para identificar los refuerzos necesarios en el subsistema a causa de los intercambios esperados en la interconexión.

Tabla 8: Refuerzos necesarios para el SING aislado para satisfacer el N-1; caso 2020-NOV_S1_B1_0MW

Refuerzos en el SING aislado para el N-1 - Caso base 2020 Nov. serie 1 y bloque 1						
Name	Rtd. Voltage	Par.no.	Length	rat.Current	Total	
	kV		km	kA	km	
Crucero-Chuquicamata #8B	220.0	1	69.80	0.866	69.8	
Tocopilla-El Loa #7A	220.0	1	72.00	0.866	72.0	141.8
rw ED Tap_off La Negra-Alto Norte #2	110.0	1	4.80	0.3600	4.8	
S.E. 10-S.E. 10A L2	100.0	1	0.20	1.0498	0.4	5.2

Mientras, de los estudios realizados siguiendo la misma metodología **en el sistema del SIC** se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 9: Resultados del N-1, máx. sobrecargas en el SIC aislado para N-1; caso 2019-FEB_S1_B1_0MW

Component	Loading	Loading	Loading	Contingency	Contingency Name
	Continuous	Short-Term	Base Case	Number	
	[%]	[%]	[%]		

Punta Colorada - Maitencillo 220kV C1	130.6	130.6	89.2	99	Punta Colorada - Maitencillo 220kV C2
Punta Colorada - Maitencillo 220kV C2	130.6	130.6	89.2	98	Punta Colorada - Maitencillo 220kV C1
TapNihue - Las Arañas 66 kV	105.7	105.7	102.5	111	Alto Jahuel - Ancoa 550 kV L2 [Alto Jahu
Maitencillo - Algarrobo 110kV	105.0	105.0	94.9	98	Punta Colorada - Maitencillo 220kV C1

Como antes se ha indicado, si se admite una sobrecarga del $\approx 5\%$ se requiere sólo un refuerzo en la línea a 220 kV “Punta Colorada - Maitencillo 220kV”, para satisfacer la condición N-1 como sistema aislado.

Tabla 10: Refuerzos necesarios para el SIC aislado para satisfacer el N-1; caso 2019-FEB_S1_B1_0MW

Refuerzos en el SIC aislado para el N-1 - Caso base 2019Feb. serie 1 y bloque 1					
Name	Rtd. Voltage	Par.no.	Length	rat.Current	Total
	kV		km	kA	km
Punta Colorada - Maitencillo 220kV C2	220.0	1	112.6	0.518	112.6

CASO BASE 2019-FEB_s3_B1_0MW VERIFICACIÓN DE LA COMPENSACIÓN SHUNT EN EL ENLACE

Aprovechando el escenario en cuestión se han realizado una serie de simulaciones orientadas a verificar la compensación shunt lado línea que permanece siempre en servicio la cual resulta necesaria fundamentalmente para limitar las eventuales sobretensiones en el caso de energización, o de contingencia imprevista de apertura de uno de los extremos durante el estado estacionario de funcionamiento.

En las figuras a continuación se muestran los resultados obtenidos considerando la siguiente compensación shunt fija por cada terna y en cada extremo de la interconexión:

- Lado Cardones un reactor de 200 Mvar;
- Lado Encuentro un reactor de 150 Mvar;

Estos valores se refieren al caso con la línea más larga (≈ 600 km) es decir desde la S.E.Cardones hasta la S.E.Encuentro:

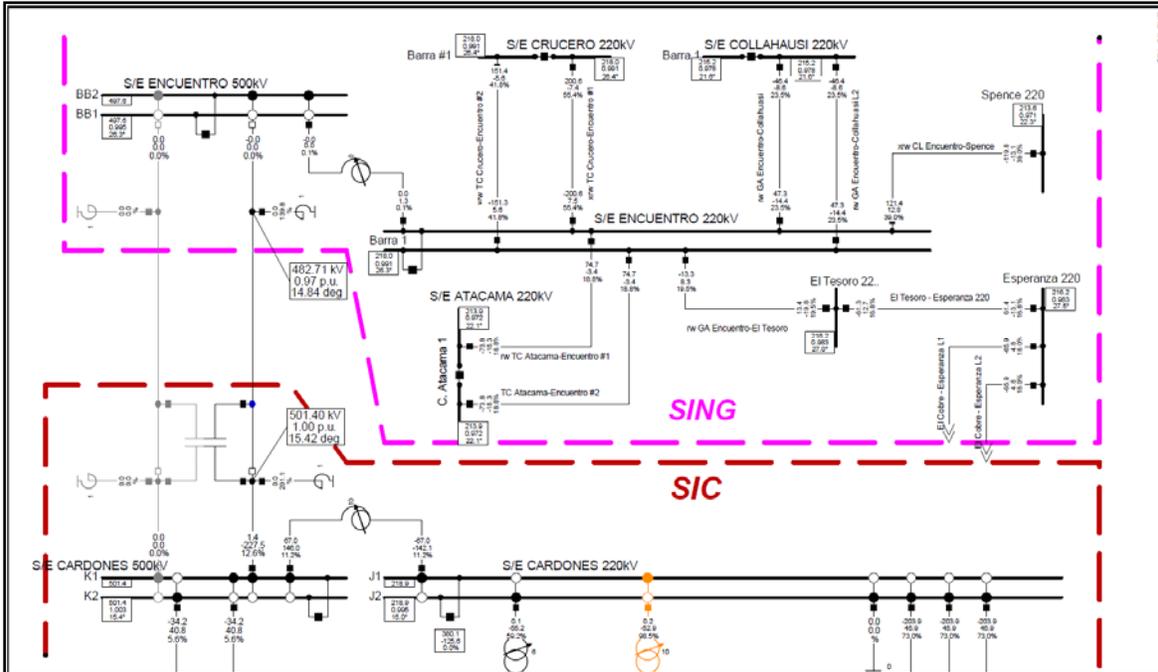


Figura 19: Máxima tensión en el extremo Encuentro con el enlace en vacío, esc. 2019-Feb_s3_b1_0MW – Caso AC Card-Encue

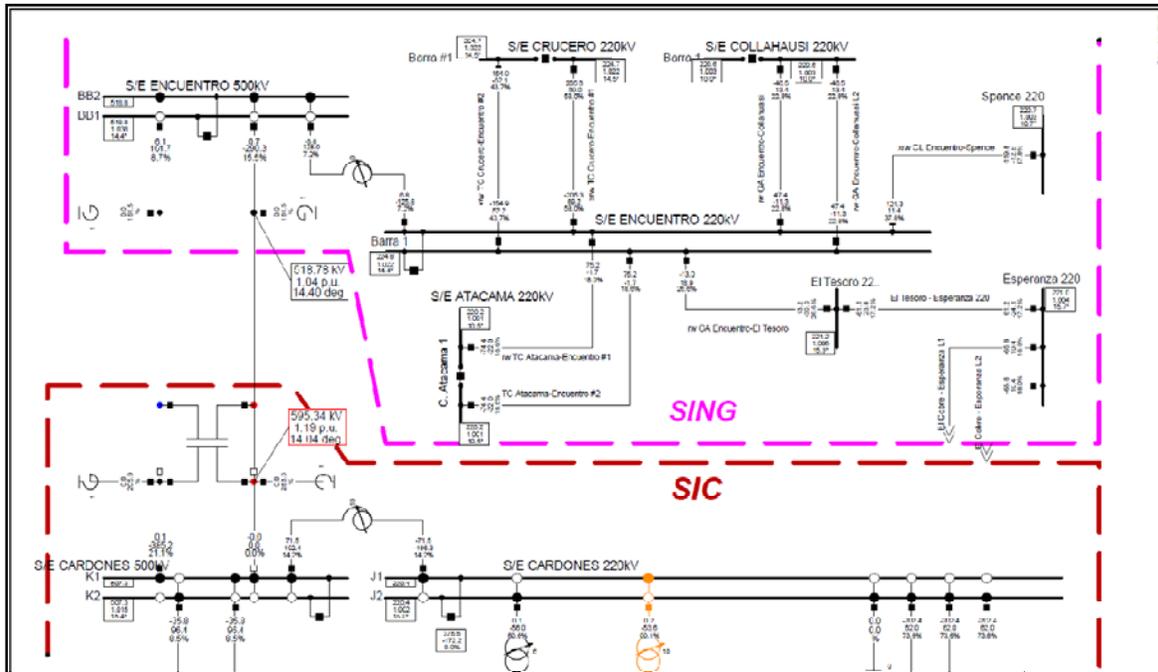


Figura 20: Máxima tensión en el extremo Cardones con el enlace en vacío, esc. 2019-Feb_s3_b1_0MW – Caso ACCard-Encue

Se observa que la energización de la línea desde la S.E. Cardones 500 kV (con mayor potencia de cortocircuito) y con la compensación propuesta no da lugar a tensiones de riesgo en el lado Encuentro.

En el caso más riesgoso de apertura imprevista de un extremo (con un tránsito mínimo sobre la interconexión) la sobretensión que se presentaría se limita a un valor por debajo del 20 % (< 600 kV) en el extremo lado Cardones que se desconecta.

4.2 CASO 2019-NOV_S16_B2_820MW

Se describe a continuación el estado operativo para el escenario del año 2019 con la Interconexión en servicio y **con el máximo intercambio de potencia** esperado para el año 2019. Este escenario, correspondiente al mes de Noviembre presenta el máximo nivel de importación desde el SING, las figuras a continuación muestran los esquemas unifilares con las soluciones de los flujos de carga para las diferentes soluciones propuestas.

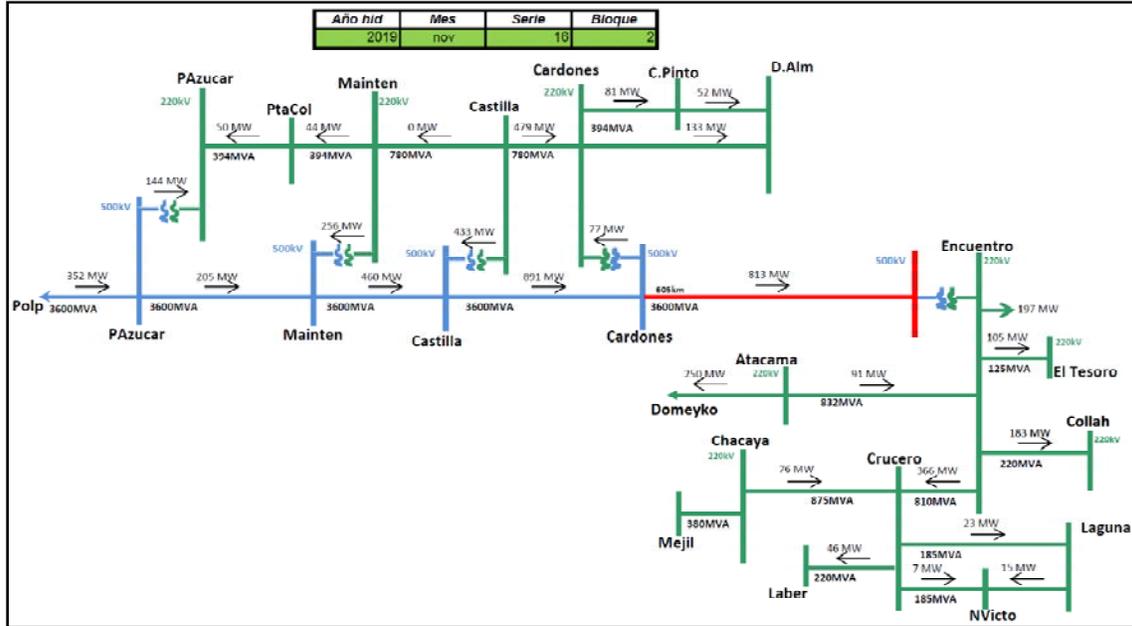


Figura 21: Tránsitos de potencia activa según la simulación del SDDP; caso 2019-Nov_s16_b2_820MW

CASO CON INTERCONEXIÓN AC CARDONES - ENCUENTRO

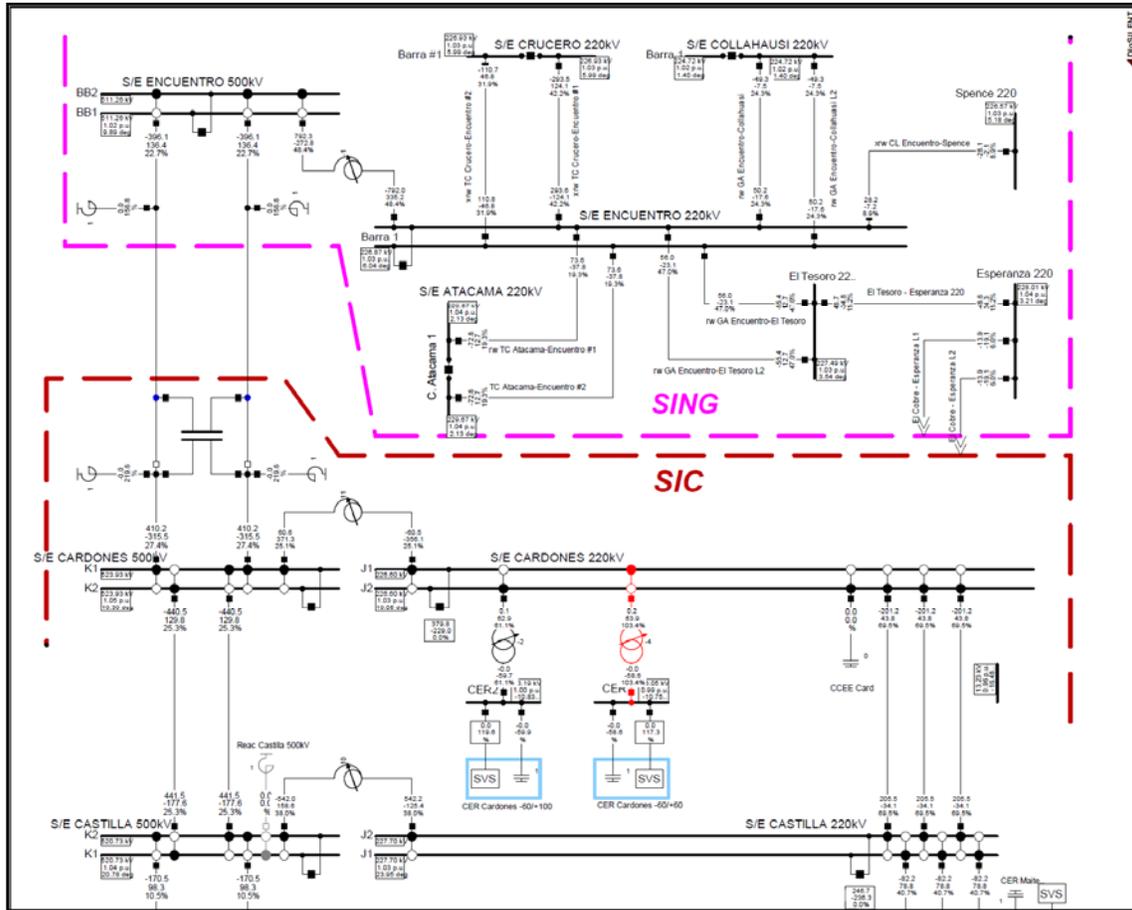


Figura 22: Estado operativo del sistema integrado para el escenario 2019-Nov_s16_b2_820MW – Caso AC Card-Encuen

En las siguientes tablas se muestra el resumen de las condiciones de despacho, demanda y pérdidas para el SING y para el sistema integrado SIC+SING:

Grid: zSING	System Stage: 19-10 Dda Max	Study Case: Esc_2019-11_s16_b3_mx_820M	Annex: / 15
Grid: zSING Summary			
No. of Substations	29	No. of Busbars	429
No. of 2-w Trfs.	207	No. of 3-w Trfs.	37
No. of Loads	153	No. of Shunts	28
No. of Terminals	604	No. of syn. Machines	20
No. of Lines	199	No. of asyn. Machines	3
No. of SVS	0		
generation	= 2098.58 MW	-0.11 Mvar	2098.58 MVA
External Infeed	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA
Intra Grid Flow	= -792.25 MW	272.78 Mvar	
Load P(U)	= 2800.87 MW	320.93 Mvar	2819.20 MVA
Load P(Un-U)	= 2800.87 MW	320.93 Mvar	2819.20 MVA
Load P(Un-U)	= -0.00 MW	-0.00 Mvar	
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA
Grid Losses	= 89.62 MW	-219.98 Mvar	
Line Charging	=	-1158.74 Mvar	
Compensation Ind.	=	101.93 Mvar	
Compensation cap.	=	-475.78 Mvar	
Installed Capacity	= 2720.42 MW		
Spinning Reserve	= 92.21 MW		
Total Power Factor:			
Generation	= 1.00 [-]		
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]		
Inter Grid Flow to 01-Atacama	= -792.25 MW	272.78 Mvar	
Total	= -792.25 MW	272.78 Mvar	

Total System Summary		Study Case: Esc_2019-11_s16_b2_mx_820M		Annex: / 1	
No. of Substations	364	No. of Busbars	2052	No. of Terminals	9874
No. of 2-w Trfs.	746	No. of 3-w Trfs.	141	No. of syn. Machines	169
No. of Loads	584	No. of Shunts	235	No. of SVS	7
Generation	= 11924.00 MW	612.22 Mvar	11939.71 MVA		
External Inteed	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA		
Load P(U)	= 11328.87 MW	1819.55 Mvar	11474.06 MVA		
Load P(Un)	= 11328.87 MW	1819.55 Mvar	11474.06 MVA		
Load P(Un-U)	= -0.00 MW	-0.00 Mvar			
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA		
Grid Losses	= 594.99 MW	-2004.12 Mvar			
Line Charging	= 0.00 MW	-7356.60 Mvar			
Compensation ind.	= 0.00 MW	2659.64 Mvar			
Compensation cap.	= 0.00 MW	-2862.90 Mvar			
Installed Capacity	= 15919.79 MW				
Spinning Reserve	= 1652.72 MW				
Total Power Factor:					
Generation	= 1.00 [-]				
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]				

CASO CON INTERCONEXIÓN AC CARDONES – EL COBRE

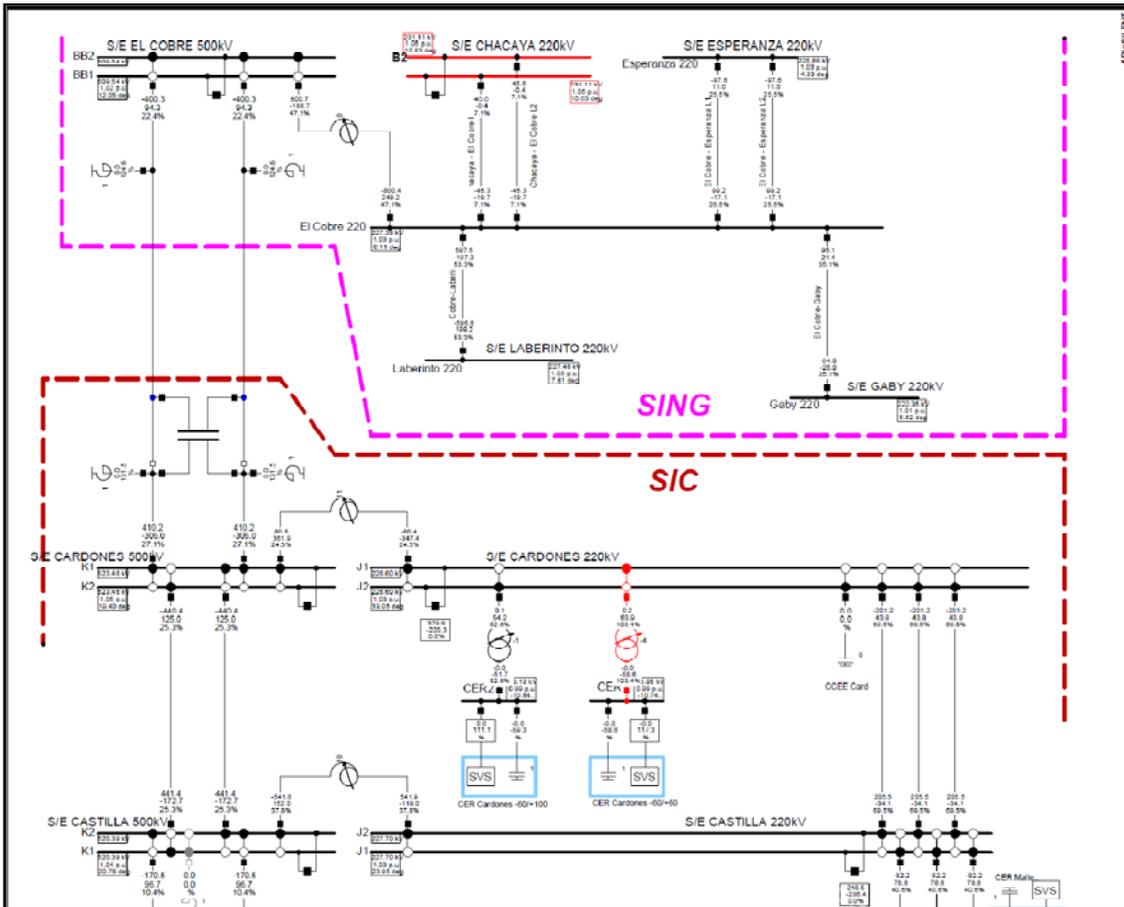


Figura 23: Estado operativo del sistema integrado para el escenario 2019-Nov_s16_b2_820MW – Caso AC Card-ElCobre

En las siguientes tablas se muestra el resumen de las condiciones de despacho, demanda y pérdidas para el SING y para el sistema integrado SIC+SING:

Grid: zSING		System Stage: 19-10 Lda Max		Study Case: Esc_2019-11_s16_b2_mx_820M		Annex: / 15	
Grid: zSING Summary							
No. of Substations	29	No. of Busbars	429	No. of Terminals	661	No. of Lines	190
No. of 2-w Trfs.	207	No. of 3-w Trfs.	37	No. of syn. Machines	20	No. of asyn.Machines	3
No. of Loads	153	No. of Shunts	28	No. of SVS	0		
Generation	= 2106.77 MW		2.02 Mvar	2106.77 MVA			
External Infeed	= 0.00 MW		0.00 Mvar	0.00 MVA			
Inter Grid Flow	= -800.67 MW		188.66 Mvar				
Load P(U)	= 2800.87 MW		320.93 Mvar	2819.20 MVA			
Load P(Un)	= 2800.87 MW		320.93 Mvar	2819.20 MVA			
Load P(Un-U)	= -0.00 MW		0.00 Mvar				
Motor Load	= 0.00 MW		0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	= 106.43 MW		-131.44 Mvar				
Line Charging	=		-1133.72 Mvar				
Compensation ind.	=		99.50 Mvar				
Compensation cap.	=		-475.63 Mvar				
Installed Capacity	= 2720.42 MW						
Spinning Reserve	= 94.02 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1.00 [-]						
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]						
Inter Grid Flow to 01-Atacama	= -800.67 MW		188.66 Mvar				
Total	= -800.67 MW		188.66 Mvar				

Total System Summary		Study Case: Esc_2019-11_s16_b2_mx_820M		Annex: / 1			
No. of Substations	364	No. of Busbars	2002	No. of Terminals	9871	No. of Lines	1112
No. of 2-w Trfs.	746	No. of 3-w Trfs.	141	No. of syn. Machines	169	No. of asyn.Machines	22
No. of Loads	504	No. of Shunts	205	No. of SVS	7		
Generation	= 11042.06 MW		622.80 Mvar	11048.31 MVA			
External Infeed	= 0.00 MW		0.00 Mvar	0.00 MVA			
Load P(U)	= 11328.87 MW		1819.55 Mvar	11474.06 MVA			
Load P(Un)	= 11328.87 MW		1819.55 Mvar	11474.06 MVA			
Load P(Un-U)	= -0.00 MW		0.00 Mvar				
Motor Load	= 0.00 MW		0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	= 603.05 MW		-1741.73 Mvar				
Line Charging	=		-7154.39 Mvar				
Compensation ind.	=		3407.01 Mvar				
Compensation cap.	=		-2861.94 Mvar				
Installed Capacity	= 15919.79 MW						
Spinning Reserve	= 1644.65 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1.00 [-]						
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]						

CASO CON INTERCONEXIÓN AC CARDONES – CHACAYA (MEJILLONES)

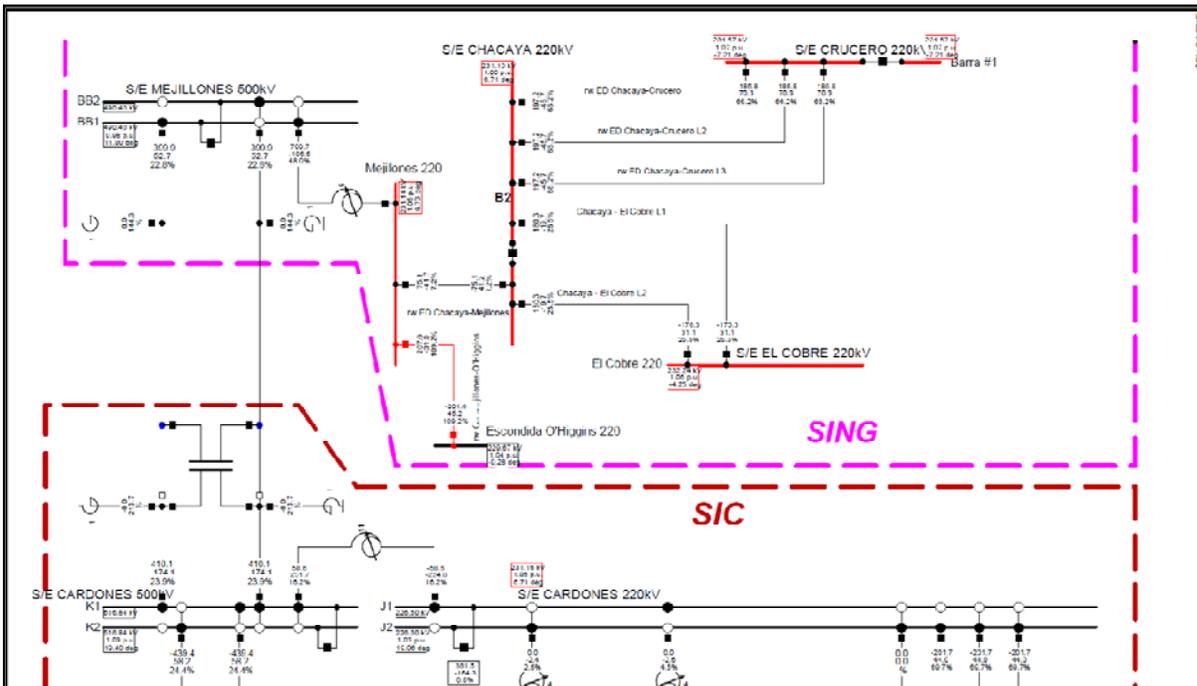


Figura 24: Estado operativo del sistema integrado para el escenario 2019-Nov_s16_b2_820MW – Caso AC Card-Chac

En las siguientes tablas se muestra el resumen de las condiciones de despacho, demanda y pérdidas para el SING y para el sistema integrado SIC+SING:

Grid: zSING		System Stage: 19-10 Dda Max		Study Case: Esc_2019-11_s16_b2_mx_820M		Annex: / 15	
Grid: zSING Summary							
No. of Substations	30	No. of Busbars	431	No. of Terminals	675	No. of Lines	198
No. of 2-w Trfs.	207	No. of 3-w Trfs.	37	No. of syn. Machines	20	No. of asyn.Machines	3
No. of Loads	153	No. of Shunts	28	No. of SVS	0		
Generation	=	2144.58 MW	-75.86 Mvar	2145.92 MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Inter Grid Flow	=	799.74 MW	105.46 Mvar				
Load P(U)	=	2800.87 MW	320.93 Mvar	2819.20 MVA			
Load P(Un)	=	2800.87 MW	320.93 Mvar	2819.20 MVA			
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	0.00 Mvar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	143.30 MW	5.93 Mvar				
Line Charging	=		-1179.53 Mvar				
Compensation ind.	=		102.98 Mvar				
Compensation cap.	=		-611.15 Mvar				
Installed Capacity	=	2720.42 MW					
Spinning Reserve	=	46.21 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	1.00 [-]					
Load/Motor	=	0.99 / 0.00 [-]					
Inter Grid Flow to							
01-Atacama	=	-799.74 MW	105.46 Mvar				
Total	=	-799.74 MW	105.46 Mvar				

Total System Summary		Study Case: Esc_2019-11_s16_b2_mx_820M		Annex: / 1			
No. of Substations	365	No. of Busbars	2054	No. of Terminals	9085	No. of Lines	1112
No. of 2-w Trfs.	746	No. of 3-w Trfs.	141	No. of syn. Machines	169	No. of asyn.Machines	22
No. of Loads	584	No. of Shunts	235	No. of SVS	7		
Generation	=	11968.99 MW	663.42 Mvar	11987.36 MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Load P(U)	=	11328.87 MW	1819.55 Mvar	11474.06 MVA			
Load P(Un)	=	11328.87 MW	1819.55 Mvar	11474.06 MVA			
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	0.00 Mvar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	639.98 MW	-1644.24 Mvar				
Line Charging	=		-7209.57 Mvar				
Compensation ind.	=		3482.25 Mvar				
Compensation cap.	=		-2994.14 Mvar				
Installed Capacity	=	15919.79 MW					
Spinning Reserve	=	1607.73 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	1.00 [-]					
Load/Motor	=	0.99 / 0.00 [-]					

CASO CON INTERCONEXIÓN HVDC CARDONES – ENCUENTRO

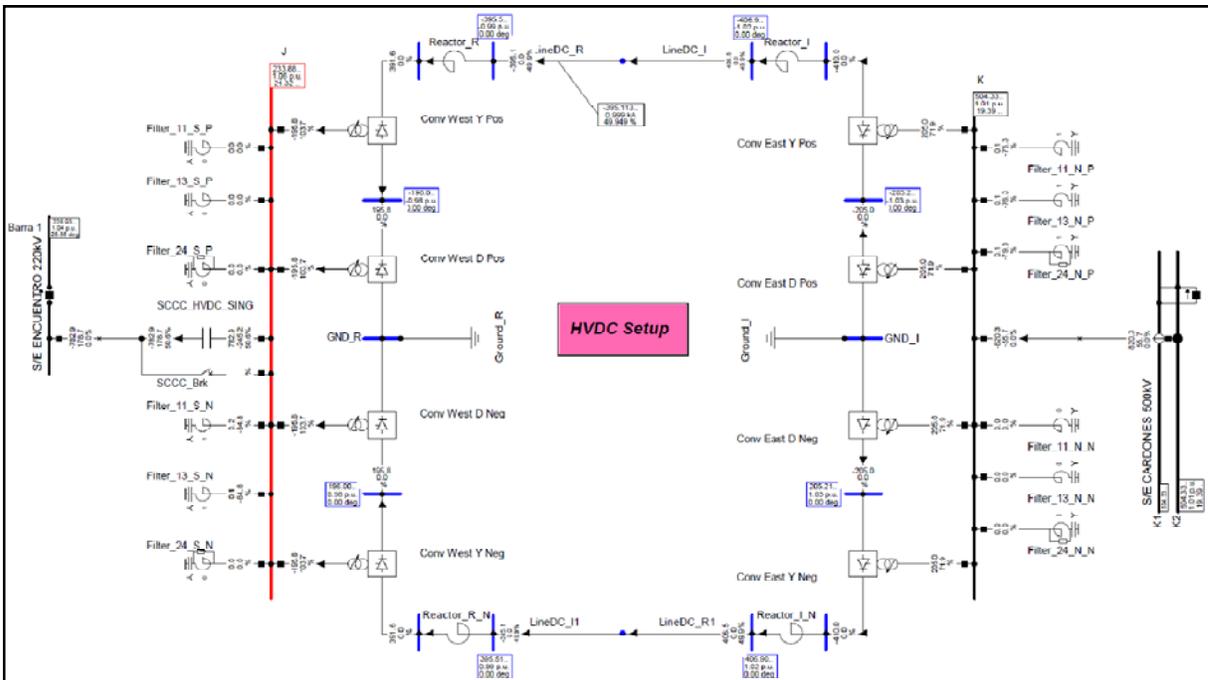
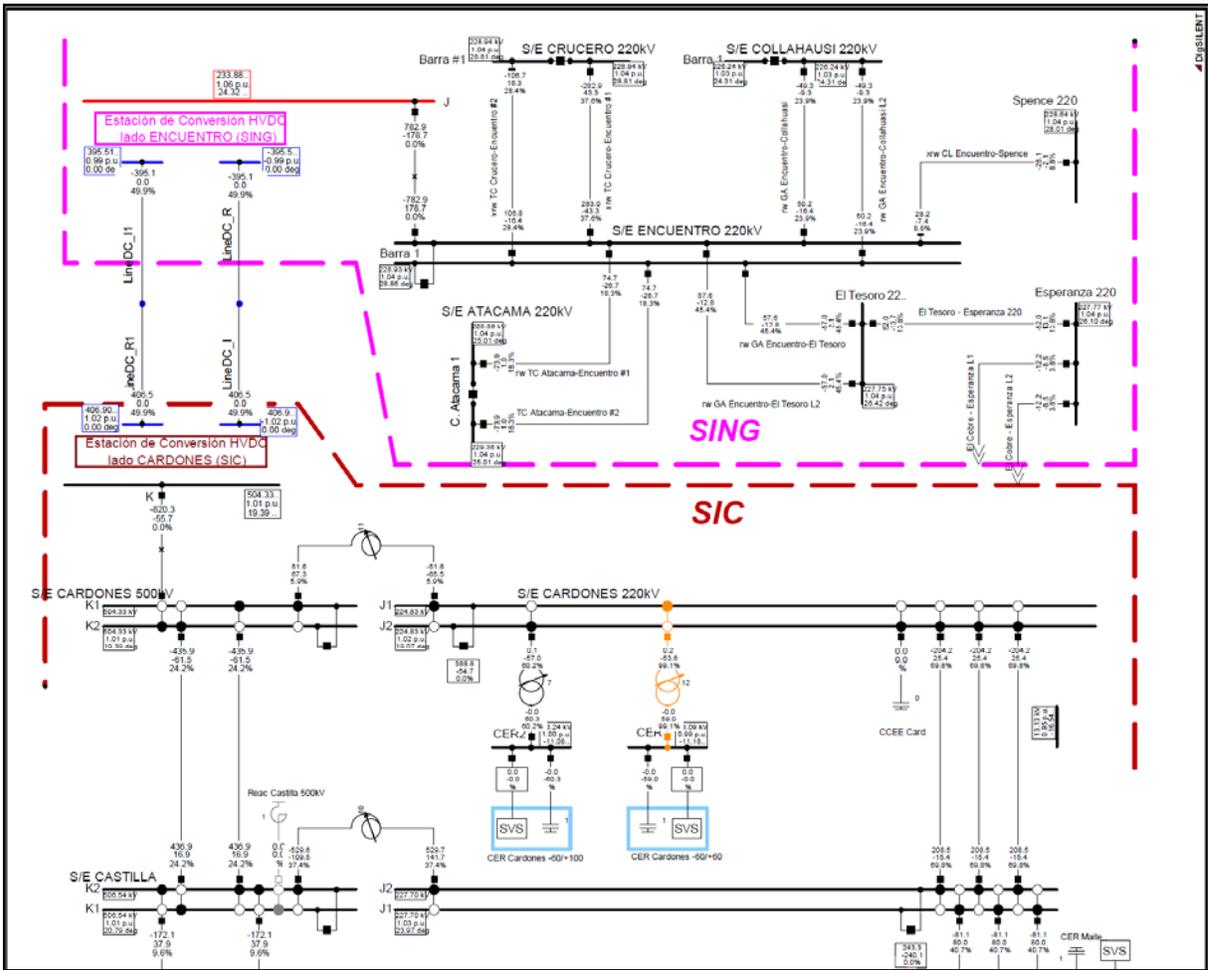


Figura 25: Estado operativo del sistema integrado para el escenario 2019-Nov_s16_b2_820MW – Caso HVDC Card-Encue

En las siguientes tablas se muestra el resumen de las condiciones de despacho, demanda y pérdidas para el SING y para el sistema integrado SIC+SING:

Grid: sSING	System Stage: 10-10 Dda Max	Study Case: Eec_2019-11_s16_b2_mx_820M	Annex:	/ 16			
Grid: sSING Summary							
No. of Substations	28	No. of Busbars	427	No. of Terminals	653	No. of Lines	199
No. of 2-w Trfs.	206	No. of 3-w Trfs.	37	No. of syn. Machines	20	No. of asyn. Machines	3
No. of Loads	153	No. of Shunts	28	No. of SVS	0		
Generation	= 2106.79 MW	16.19 Mvar		2106.86 MVA			
External Infeed	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Inter Grid Flow	= -782.92 MW	178.69 Mvar					
Load P(U)	= 2800.87 MW	320.93 Mvar		2819.20 MVA			
Load P(Un)	= 2800.87 MW	320.93 Mvar		2819.20 MVA			
Load P(Un-U)	= 0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Grid Losses	= 88.71 MW	-275.39 Mvar					
Line Charging	=	-1150.88 Mvar					
Compensation ind.	=	90.39 Mvar					
Compensation cap.	=	-306.44 Mvar					
Installed Capacity	= 2720.42 MW						
Spinning Reserve	= 84.00 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1.00 [-]						
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]						
Inter Grid flow to 13-HVDC Link 1500MW	= -782.92 MW	178.69 Mvar					
Total	= -782.92 MW	178.69 Mvar					
Total System Summary							
Study Case: Eec_2019-11_s16_b2_mx_820M							
Annex: / 1							
No. of Substations	365	No. of Busbars	2062	No. of Terminals	9931	No. of Lines	1109
No. of 2-w Trfs.	745	No. of 3-w Trfs.	141	No. of syn. Machines	169	No. of asyn. Machines	22
No. of Loads	584	No. of Shunts	243	No. of SVS	7		
Generation	= 11932.32 MW	1081.21 Mvar		11981.21 MVA			
External Infeed	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Load P(U)	= 11328.87 MW	1819.55 Mvar		11474.06 MVA			
Load P(Un)	= 11328.87 MW	1819.55 Mvar		11474.06 MVA			
Load P(Un-U)	= 0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Grid Losses	= 602.71 MW	-270.98 Mvar					
Line Charging	=	-6106.28 Mvar					
Compensation ind.	=	2613.92 Mvar					
Compensation cap.	=	-3081.28 Mvar					
Installed Capacity	= 15919.79 MW						
Spinning Reserve	= 1644.39 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1.00 [-]						
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]						

ANÁLISIS IN N-1 CON INTERCONEXIÓN AC CARDONES - ENCUESTRO

Teniendo presente que se consideran implementados los refuerzos en el SIC y el SING (Tabla 6 del año 2019) que resultaron necesarios como sistemas independientes, se pone en servicio la interconexión transportando ≈ 820 MW y se verifican las contingencias N-1 en las líneas de transmisión.

Los resultados de las simulaciones de las contingencias N-1 en el subsistema del SING, para las líneas a 220 y 110 kV, se ilustran a continuación:

Tabla 11: Máximas sobrecargas en el SING en N-1; caso 2019-Nov_s16_b2_820MW – Card-Encue

Component	Loading	Loading	Loading	Contingency	Contingency Name
	Continuous	Short-Term	Base Case	Number	
	[%]	[%]	[%]		
Crucero-Salar #6B	122.2	122.2	59.7	7	Crucero-Chuquicamata #7B

Crucero-Chuquicamata #7B	121.8	121.8	63.1	10	Crucero-Salar #6B
rw ED Tap_off La Negra-Alto Norte	116.8	116.8	56.8	106	rw_d ED Capricornio-Tap_off El Negro [rw
xrw TC Crucero-Encuentro #2	114.2	114.2	49.5	70	xrw TC Crucero-Encuentro #1
rw GA Mejillones-O'Higgins #2	105.5	105.5	78.4	45	rw GA Mejillones-O'Higgins
xrw GA O'Higgins-Palestina #2	103.2	103.2	72.4	66	xrw GA O'Higgins-Bombeo #2 [rw GA O'Higg

De los resultados de la tabla precedente se observa que algunos tramos en sobrecarga se habían individualizado para el escenario del SING aislado en el año 2020 (ver en Tabla 8), por lo tanto se puede suponer que estos refuerzos se anticipen algunos meses y no sean imputados como exclusivamente necesarios para el funcionamiento de la Interconexión. Adoptando este criterio y admitiendo una sobrecarga del 5% los refuerzos se reducen solamente a:

Tabla 12: Líneas del SING a reforzar para evitar sobrecargas con 820MW de importación – Card-Encuen

Líneas que necesitan refuerzo a causa de la Interconexión SIC-SING	Vnom	Length	Circuitos +	Ampacity	Subsistema
	kV	km	#	kA	
xrw TC Crucero-Encuentro #2	220.0	1.1	1	1.060	SING

ANÁLISIS IN N-1 CON INTERCONEXIÓN AC CARDONES – EL COBRE

Los resultados de la simulación de las contingencias N-1 en el subsistema del SING, para las líneas de 220 y 110 kV, se ilustran a continuación.

Se ha debido reforzar el caso Base para poder obtener la solución de estado estacionario en condición N sin sobrecargas, las líneas afectadas son:

Líneas reforzadas en el caso Base	# de Circuitos
El Cobre-Laberinto	2

Tabla 13: Máximas sobrecargas en el SING en N-1; caso 2019-Nov_s16_b2_820MW – Card-ElCobre

Component	Loading	Loading	Loading	Contingency	Contingency Name
	Continuous	Short-Term	Base Case	Number	

	[%]	[%]	[%]		
Crucero-Salar #6B	120.9	120.9	59.0	7	Crucero-Chuquicamata #7B
Crucero-Chuquicamata #7B	120.3	120.3	62.5	10	Crucero-Salar #6B
rw ED Tap_off La Negra-Alto Norte	117.4	117.4	57.1	106	rw_d ED Capricornio-Tap_off El Negro [rw

De los resultados de la tabla precedente se observa que algunos tramos en sobrecarga se habían individualizado para el escenario del SING aislado en el año 2020 (ver en Tabla 8), por lo tanto se puede suponer que estos refuerzos se anticipen algunos meses y no sean imputados como exclusivamente necesarios para el funcionamiento de la Interconexión. Adoptando este criterio y admitiendo una sobrecarga del 5% los refuerzos necesarios se reducen a aquellos sobre el caso base en N:

Tabla 14: Líneas del SING a reforzar para evitar sobrecargas con 820MW de importación – Card-ElCobre

Líneas que necesitan refuerzo a causa de la Interconexión SIC-SING	Vnom	Length	Circuitos +	Ampacity	Total km
	kV	km	#	kA	
El Cobre-Laberinto	220.0	3.0	2	1.0	6.0

La tabla precedente comprende el refuerzo necesario al caso Base, como se indica arriba.

ANÁLISIS IN N-1 CON INTERCONEXIÓN AC CARDONES – CHACAYA

Los resultados de la simulación de las contingencias N-1 en el subsistema del SING, para las líneas a 220 y 110 kV, se ilustran a continuación:

Se ha debido reforzar el caso Base para poder obtener la solución de estado estacionario en condición N sin sobrecargas, las líneas afectadas son:

Líneas reforzadas en el caso Base	# de Circuitos
rw GA Mejillones-O'Higgins #2	1
xrw GA O'Higgins-Palestina #2	1
Palestina-Domeyko #2	1

Tabla 15: Máximas sobrecargas en el SING aplicando N-1; caso 2019-Nov_s16_b2_820MW

Component	Loading	Loading	Loading	Contingency	Contingency Name
	Continuous	Short-Term	Base Case	Number	
	[%]	[%]	[%]		
rw ED Tap_off La Negra-Alto Norte	115.9	115.9	56.4	106	rw_d ED Capricornio-Tap_off El Negro [rw
rw GA Mejillones-O'Higgins #2	112.6	112.6	89.9	45	rw GA Mejillones-O'Higgins
xrw GA O'Higgins-Palestina #2	110.2	110.2	85.0	66	xrw GA O'Higgins-Bombeo #2 [rw GA O'Higg
Crucero-Chuquicamata #7B	108.5	108.5	59.5	10	Crucero-Salar #6B
Crucero-Salar #6B	107.8	107.8	55.9	7	Crucero-Chuquicamata #7B
Palestina-Domeyko #2	105.6	104.6	81.6	21	Palestina-Bombeo #3 [rw GA O'Higgins-Dom
rw GA Mejillones-O'Higgins	101.3	101.3	89.9	35	rw ED Chacaya-Capricornio [rw ED Chacaya

Considerando los resultados de la tabla precedente se pueden verificar cuales refuerzos son necesarios en el SING para admitir una importación desde el SIC de alrededor de ≈ 850 MW y cumplir con los requerimientos de la contingencia N-1. Para ello consideramos los resultados reportados en la Tabla 6 correspondiente al caso Base donde no está presente la interconexión. Se observa además que algunos tramos en sobrecarga se habían individualizado para el escenario del SING aislado en el año 2020 (ver en Tabla 8), por lo tanto se puede suponer que estos refuerzos se anticipen algunos meses y no sean imputados como exclusivamente necesarios al funcionamiento de la Interconexión, los refuerzos necesarios para cumplir los requisitos de N y de N-1 se indican en la Tabla 16 (comprende también aquellos indicados como refuerzos en el caso Base en N):

Tabla 16: Líneas del SING a reforzar para evitar sobrecargas con 820MW de importación – Card-Chac

Refuerzos en el SING aislado para el N-1 - Caso base 2019 FEB. serie 1 y bloque 1					
Name	Rtd. Voltage	Par.no.	Length	rat.Current	Total

	kV		km	kA	km	
rw GA Mejillones-O'Higgins #2	220.0	2	73.00	0.480	146.0	
xrw GA O'Higgins-Palestina #2	220.0	2	56.00	0.480	112.0	
Palestina-Domeyko #2	220.0	2	73.00	0.480	146.0	404.0

4.3 CASO 2020_SET_S10_B4_1340MW

Se describe a continuación el estado operativo para el escenario del año 2020 con la Interconexión en servicio y **con el máximo intercambio de potencia** esperado para el año 2020. Este escenario, correspondiente al mes de Septiembre presenta el máximo nivel de importación desde el subsistema SING, las figuras a continuación muestran los esquemas unifilares con las soluciones de los flujos de carga para las diversas soluciones propuestas.

Se hace notar que para el análisis de estos escenarios se han incorporado las obras de refuerzos previstos para el SING como sistema aislado según se ha descrito en el capítulo 0.

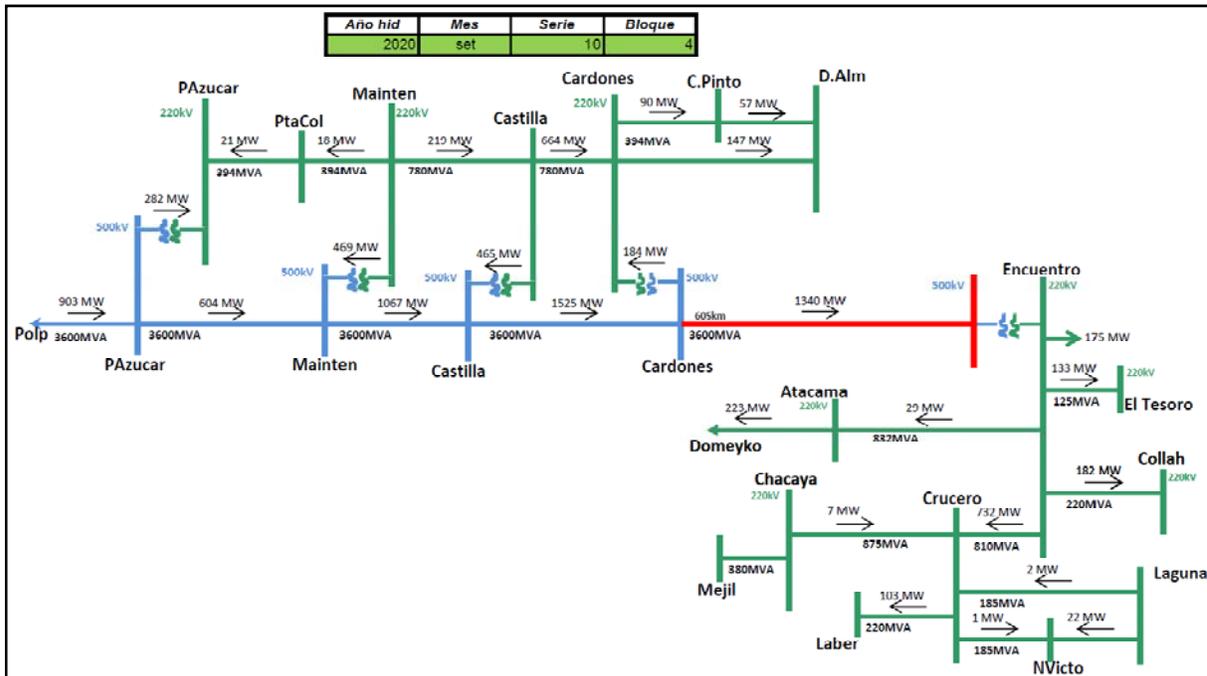


Figura 26: Tránsitos de potencia activa según la simulación del SDDP; caso 2020_Set_s10_b4_1340MW

CASO CON INTERCONEXIÓN AC CARDONES - ENCUENTRO

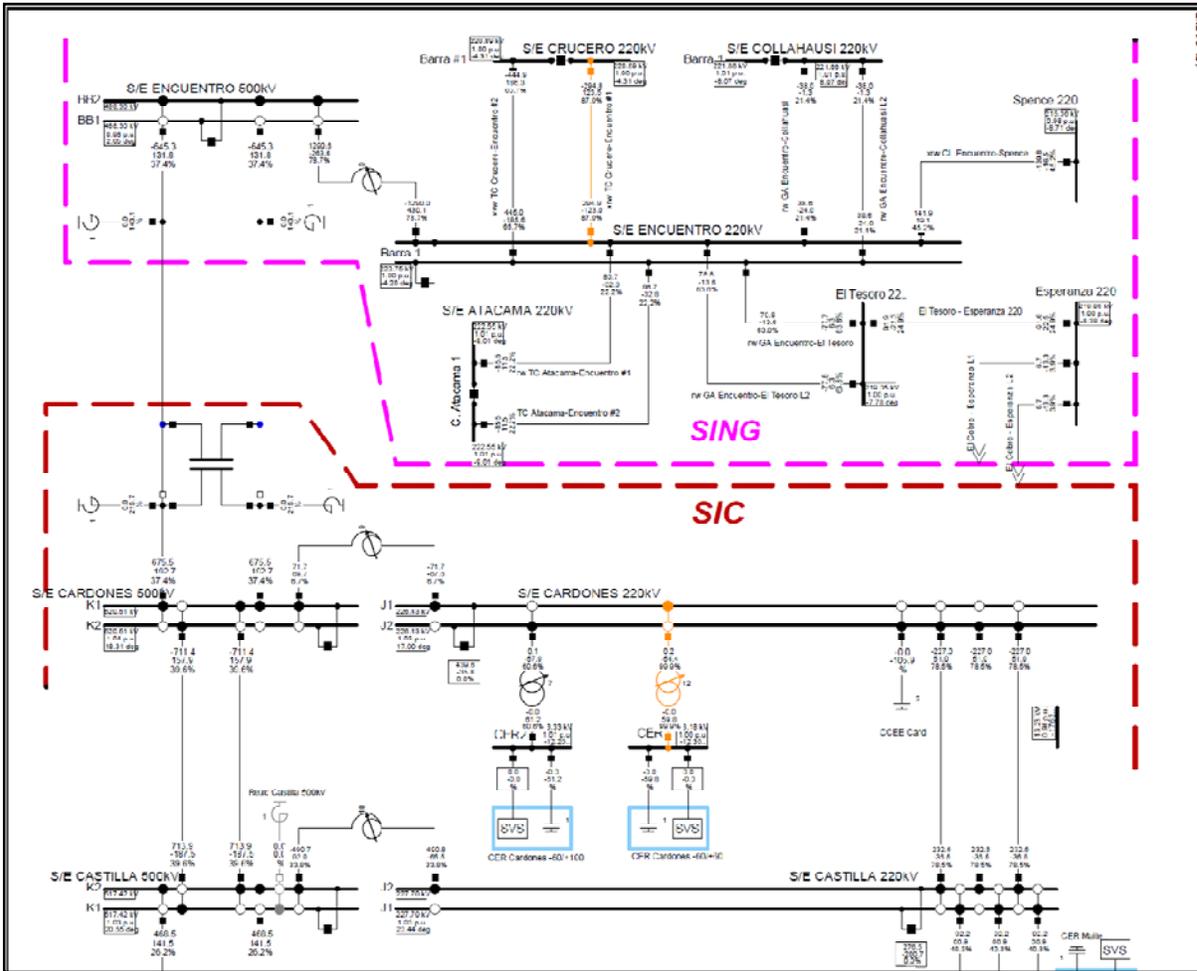


Figura 27: Estado operativo del sistema integrado para el escenario caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – Caso AC Card-Encuen

En las siguientes tablas se muestra el resumen de las condiciones de despacho, demanda y pérdidas para el SING y para el sistema integrado SIC+SING:

Grid: zSING	System Stage: 19-10 Dda Max	Study Case: Esc_2020-09_s10_b4_1320MW	Annex:	/ 15			
Grid: zSING Summary							
No. of Substations	29	No. of Busbars	429	No. of Terminals	673	No. of Lines	202
No. of 2-w Trfs.	207	No. of 3-w Trfs.	37	No. of syn. Machines	19	No. of asyn. Machines	3
No. of Loads	153	No. of Shunts	28	No. of SVS	0		
Generation	= 1685.06 MW	252.76 Mvar		1703.91 MVA			
External Infeed	= 0.00 MW	-186.96 Mvar		186.96 MVA			
Inter Grid Flow	= -1290.65 MW	263.58 Mvar					
Load P(U)	= 2884.14 MW	356.55 Mvar		2906.10 MVA			
Load P(Un)	= 2884.14 MW	356.55 Mvar		2906.10 MVA			
Load P(Un-U)	= -0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Grid Losses	= 91.44 MW	-101.22 Mvar					
Line Charging	=	-1106.21 Mvar					
Compensation ind.	=	94.04 Mvar					
Compensation cap.	=	-547.15 Mvar					
Installed Capacity	= 2331.88 MW						
Spinning Reserve	= 117.18 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 0.99 [-]						
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]						
Inter Grid Flow to							
01-Atacama	= -1290.65 MW	263.58 Mvar					
Total	= -1290.65 MW	263.58 Mvar					

Total System Summary		Study Case: Esc_2020-09_s10_b4_1320MW		Annex: / 1	
No. of Substations	364	No. of Busbars	2052	No. of Terminals	9883
No. of 2-w Trfs.	746	No. of 3-w Trfs.	141	No. of syn. Machines	165
No. of Loads	582	No. of Shunts	230	No. of SVS	7
Generation	= 10891.17 MW	465.36 Mvar	10901.11 MVA		
External Infeed	= 0.00 MW	-186.96 Mvar	186.96 MVA		
Load P(U)	= 10303.87 MW	1645.84 Mvar	10434.49 MVA		
Load P(Ua-U)	= 10303.87 MW	1645.84 Mvar	10434.49 MVA		
Load P(Ua-Uj)	= -0.00 MW	0.00 Mvar			
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA		
Grid Losses	= 507.10 MW	-2137.49 Mvar			
Line Charging	=	7345.33 Mvar			
Compensation ind.	=	3526.04 Mvar			
Compensation cap.	=	-2756.89 Mvar			
Installed Capacity	= 15104.56 MW				
Spinning Reserve	= 1965.32 MW				
Total Power Factor:					
Generation	= 1.00 [-]				
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]				

CASO CON INTERCONEXIÓN AC CARDONES – EL COBRE

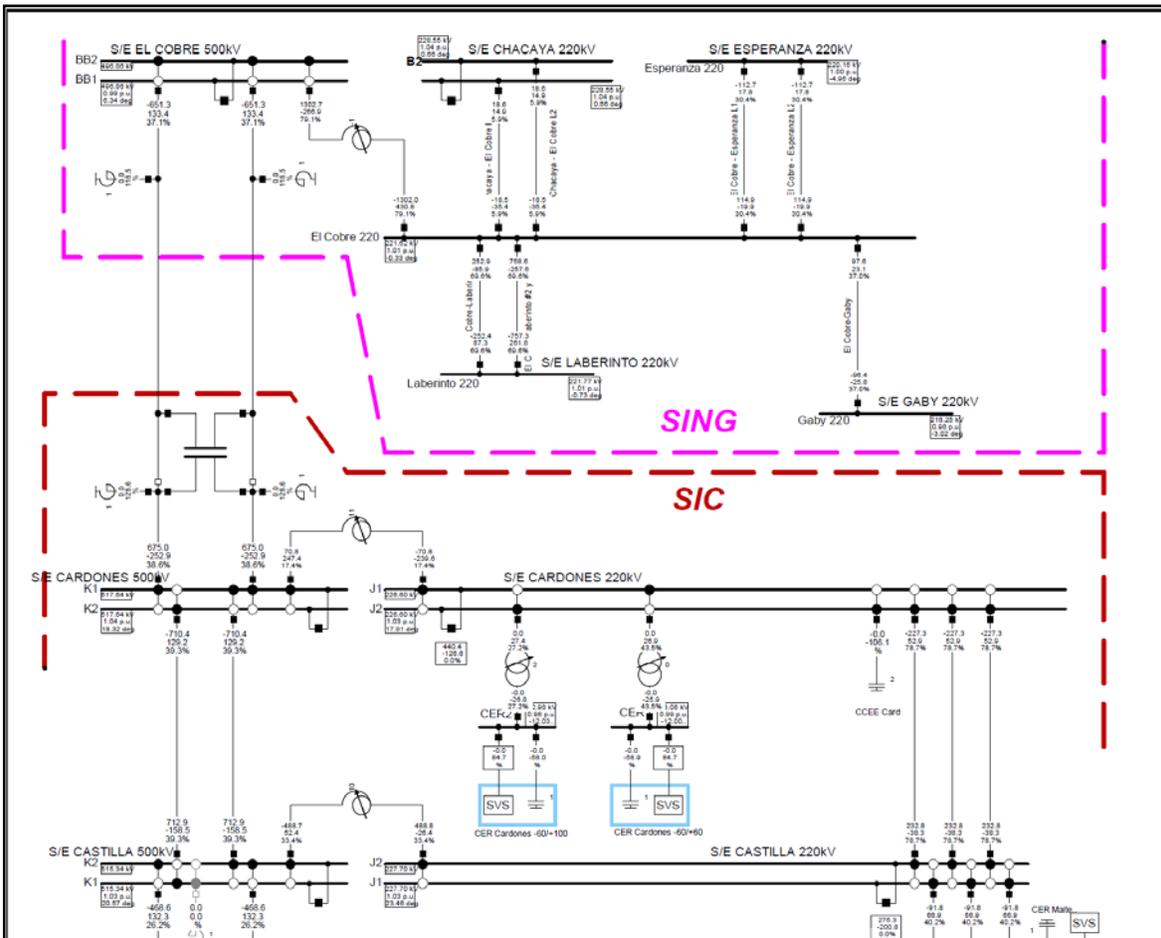


Figura 28: Estado operativo del sistema integrado para el escenario caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – Caso AC Card-ElCobre

En las siguientes tablas se muestra el resumen de las condiciones de despacho, demanda y pérdidas para el SING y para el sistema integrado SIC+SING:

Grid: zSING		System Stage: 19-10 Dda Max		Study Case: Esc_2020-09_s10_b4_1320MW		Annex: / 15	
Grid: zSING Summary							
No. of Substations	29	No. of Busbars	429	No. of Terminals	670	No. of Lines	202
No. of 2-w Trfs.	207	No. of 3-w Trfs.	37	No. of syn. Machines	19	No. of asyn.Machines	3
No. of Loads	153	No. of Shunts	28	No. of SVS	0		
Generation	= 1698.06 MW	114.72 Mvar		1701.93 MVA			
External Infeed	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Inter Grid Flow	= 1002.66 MW	266.87 Mvar					
Load P(U)	= 2884.14 MW	356.55 Mvar		2906.10 MVA			
Load P(Un)	= 2884.14 MW	356.55 Mvar		2906.10 MVA			
Load P(Un-U)	= -0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Grid Losses	= 116.45 MW	-42.61 Mvar					
Line Charging	=	-1146.71 Mvar					
Compensation ind.	=	94.87 Mvar					
Compensation cap.	=	-560.96 Mvar					
Installed Capacity	= 2331.88 MW						
Spinning Reserve	= 104.18 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1.00 [-]						
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]						
Inter Grid flow to 01-Atacama							
	= -1302.66 MW	266.87 Mvar					
Total	= -1302.66 MW	266.87 Mvar					
Total System Summary				Study Case: Esc_2020-09_s10_b4_1320MW		Annex: / 1	
No. of Substations	364	No. of Busbars	2052	No. of Terminals	9880	No. of Lines	1116
No. of 2-w Trfs.	746	No. of 3-w Trfs.	141	No. of syn. Machines	165	No. of asyn.Machines	22
No. of Loads	582	No. of Shunts	230	No. of SVS	7		
Generation	= 10902.94 MW	372.10 Mvar		10909.29 MVA			
External Infeed	= 0.00 MW	-6.64 Mvar		6.64 MVA			
Load P(U)	= 10303.87 MW	1645.84 Mvar		10434.49 MVA			
Load P(Un)	= 10303.87 MW	1645.84 Mvar		10434.49 MVA			
Load P(Un-U)	= -0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Grid Losses	= 598.94 MW	-1961.06 Mvar					
Line Charging	=	-7196.49 Mvar					
Compensation ind.	=	3450.15 Mvar					
Compensation cap.	=	-2769.46 Mvar					
Installed Capacity	= 15199.56 MW						
Spinning Reserve	= 1953.55 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1.00 [-]						
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]						

CASO CON INTERCONEXIÓN AC CARDONES – CHACAYA (MEJILLONES)

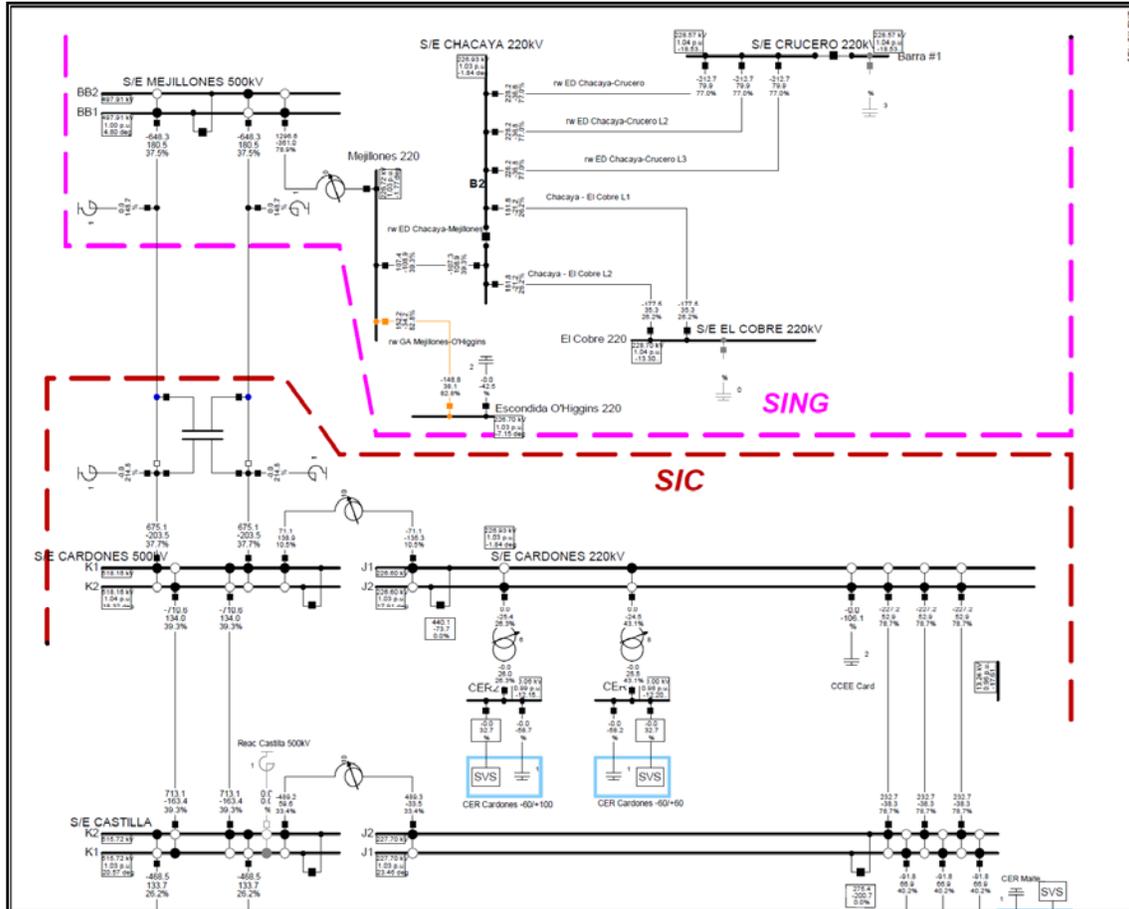


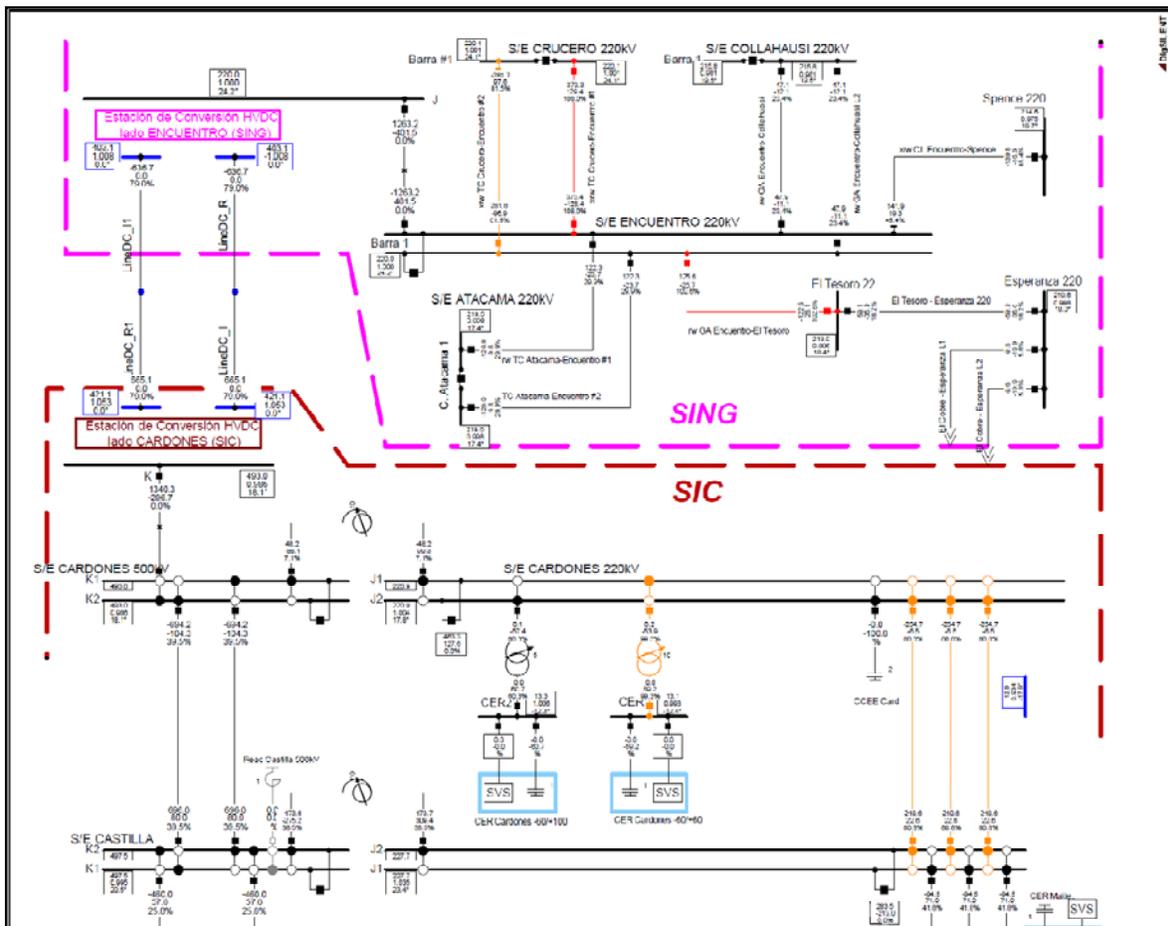
Figura 29: Estado operativo del sistema integrado para el escenario caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – Caso AC Card-Chac

En las siguientes tablas se muestra el resumen de las condiciones de despacho, demanda y pérdidas para el SING y para el sistema integrado SIC+SING:

Grid: zSING	System Stage: 19-10 Dda Max	Study Case: Esc_2020-09_s10_b4_1320MW	Annex:	/ 15			
Grid: zSING Summary							
No. of Substations	30	No. of Busbars	431	No. of Terminals	696	No. of Lines	203
No. of 2 w Trfs.	207	No. of 3 w Trfs.	37	No. of syn. Machines	19	No. of asyn. Machines	3
No. of Loads	153	No. of Shunts	29	No. of SVS	0		
Generation	= 1754.29 MW		241.26 Mvar	1770.80 MVA			
External Infeed	= 0.00 MW		0.00 Mvar	0.00 MVA			
Inter Grid Flow	= -1296.56 MW		360.96 Mvar				
Load P(U)	= 2884.14 MW		356.55 Mvar	2906.10 MVA			
Load P(Un)	= 2884.14 MW		356.55 Mvar	2906.10 MVA			
Load P(Un-U)	= 0.00 MW		0.00 Mvar				
Motor Load	= 0.00 MW		0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	= 166.58 MW		116.63 Mvar				
Line Charging	= 0.00 MW		-1221.90 Mvar				
Compensation ind.	= 0.00 MW		66.74 Mvar				
Compensation cap.	= 0.00 MW		-692.62 Mvar				
Installed Capacity	= 2331.88 MW						
Spinning Reserve	= 47.95 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 0.99 [-]						
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]						
Inter Grid Flow to							
01-Atacama	= -1296.56 MW		360.96 Mvar				
Total	= -1296.56 MW		360.96 Mvar				

Total System Summary		Study Case: Esc_2020-09_s10_b4_1320MW		Annex: / 1	
No. of Substations	365	No. of Busbars	2054	No. of Terminals	9906
No. of 2-w Trfs.	746	No. of 3-w Trfs.	141	No. of syn. Machines	165
No. of Loads	582	No. of Shunts	231	No. of asyn.Machines	22
Generation	= 10959.24 MW	489.48 Mvar	10970.16 MVA		
External Infeed	= -0.00 MW	-6.64 Mvar	6.64 MVA		
Load P(U)	= 10303.87 MW	1645.84 Mvar	10434.49 MVA		
Load P(Un)	= 10303.87 MW	1645.84 Mvar	10434.49 MVA		
Load P(Un-U)	= 0.00 MW	0.00 Mvar			
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA		
Grid Losses	= 655.23 MW	-1948.40 Mvar			
Line Charging	= 0.00 MW	-7342.49 Mvar			
Compensation ind.	= 655.23 MW	-3585.67 Mvar			
Compensation cap.	= 0.00 MW	-2900.27 Mvar			
Installed Capacity	= 15199.56 MW				
Spinning Reserve	= 1897.26 MW				
Total Power Factor:					
Generation	= 1.00 [-]				
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]				

CASO CON INTERCONEXIÓN HVDC CARDONES – ENCUESTO



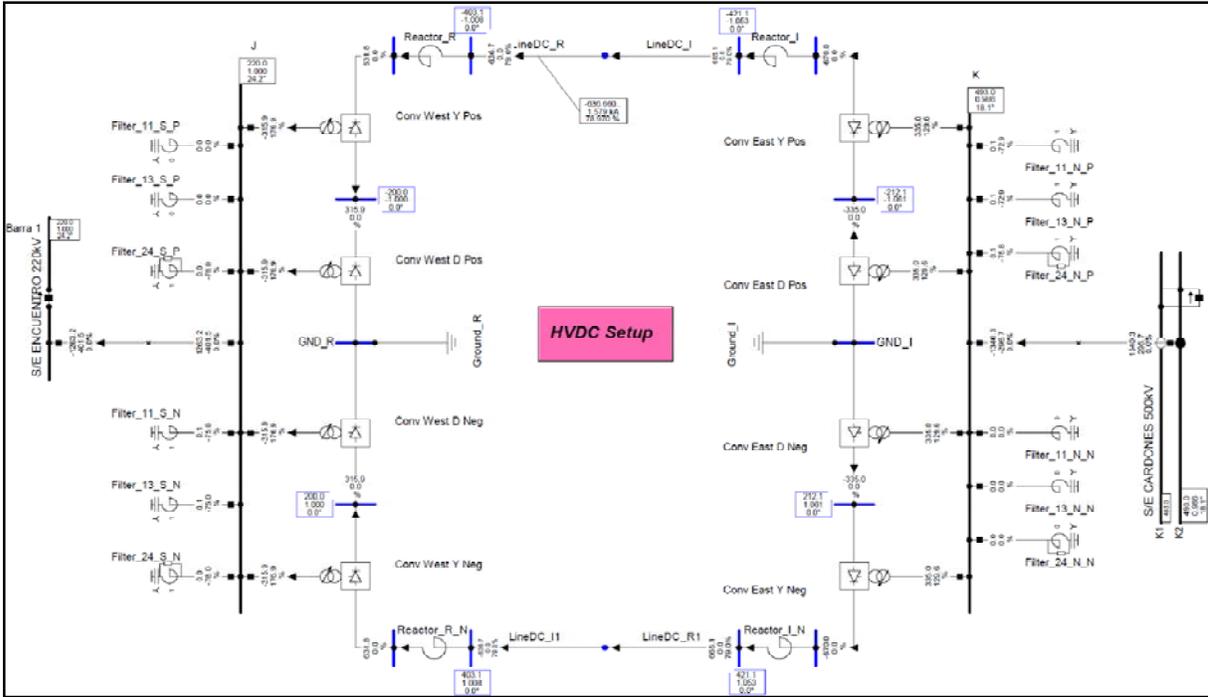


Figura 30: Estado operativo del sistema integrado para el escenario caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – Caso HVDC Card-Encue

En las siguientes tablas se muestra el resumen de las condiciones de despacho, demanda y pérdidas para el SING y para el sistema integrado SIC+SING:

Grid: zSING	System Stage: 19-10 Dda Max	Study Case: Esc 2020-09 s10 b4 1320MW	Annex:	/ 16			
Grid: zSING Summary							
No. of Substations	28	No. of Busbars	427	No. of Terminals	632	No. of Lines	184
No. of 2-w Trfs.	206	No. of 3-w Trfs.	37	No. of syn. Machines	19	No. of asyn. Machines	3
No. of Loads	153	No. of Shunts	26	No. of SVS	0		
Generation	= 1737.62 MW	280.17 Mvar		1760.06 MVA			
External Infeed	= 0.00 MW	100.26 Mvar		100.26 MVA			
Inter Grid Flow	= -1263.23 MW	401.51 Mvar					
Load P(U)	= 2834.14 MW	356.55 Mvar		2906.10 MVA			
Load P(Un)	= 2494.14 MW	356.55 Mvar		2906.10 MVA			
Load P(Un-U)	= 0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Grid Losses	= 116.59 MW	68.64 Mvar					
Line Charging	= 0.00 MW	-963.40 Mvar					
Compensation ind.	= 0.00 MW	90.92 Mvar					
Compensation cap.	= 0.00 MW	-537.19 Mvar					
Installed Capacity spinning reserve	= 2331.98 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 0.99 [-]						
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]						
Inter Grid Flow to 13-HVDC Link 1500MW	= -1263.23 MW	401.51 Mvar					
Total	= -1263.23 MW	401.51 Mvar					
Total system Summary							
Study Case: Esc_2020-09_s10_b4_1320MW							
Annex: / 1							
No. of Substations	365	No. of Busbars	2062	No. of Terminals	9907	No. of Lines	1093
No. of 2-w Trfs.	745	No. of 3-w Trfs.	141	No. of syn. Machines	165	No. of asyn. Machines	22
No. of Loads	582	No. of Shunts	238	No. of SVS	7		
Generation	= 10936.73 MW	1279.26 Mvar		11011.29 MVA			
External Infeed	= 0.00 MW	100.26 Mvar		100.26 MVA			
Load P(U)	= 10303.87 MW	1645.84 Mvar		10434.49 MVA			
Load P(Un)	= 10303.87 MW	1645.84 Mvar		10434.49 MVA			
Load P(Un-U)	= 0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Grid Losses	= 632.15 MW	312.81 Mvar					
Line Charging	= 0.00 MW	-5914.57 Mvar					
Compensation ind.	= 0.00 MW	2681.93 Mvar					
Compensation cap.	= 0.00 MW	-3261.06 Mvar					
Installed Capacity Spinning Reserve	= 15199.56 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 0.99 [-]						
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]						

CASO CON INTERCONEXIÓN AC CARDONES – EL COBRE - ENCUESTRO

A raíz de los resultados obtenidos durante las verificaciones de la estabilidad transitoria de las diversas soluciones de Interconexión, se ha individualizado la siguiente variante que satisface plenamente los requerimientos de contingencia N-1 de la interconexión. A continuación se ilustran con un diagrama unifilar en el entorno de la interconexión un estado operativo con los resultados del flujo de carga para el intercambio SIC→SING de 1350 MW:

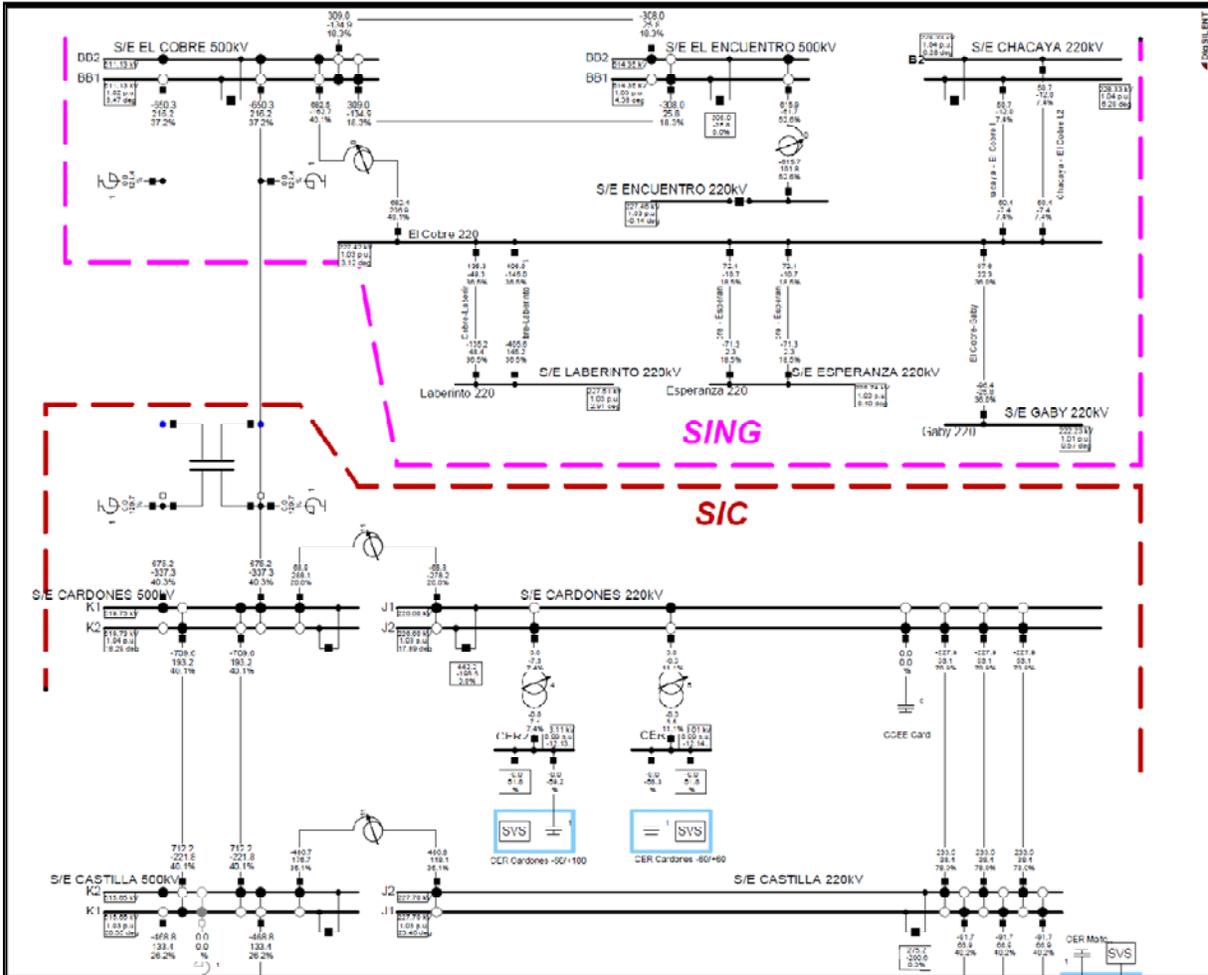


Figura 31: Estado operativo del sistema integrado para el escenario caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – Caso AC Card-Encuen

En las siguientes tablas se muestra el resumen de las condiciones de despacho, demanda y pérdidas para el SING y para el sistema integrado SIC+SING:

Grid: zSING		System Stage: 19-10 Dda Max		Study Case: Esc_2020-09_s10_b4_1500MW		Annex: / 15	
Grid: zSING Summary							
No. of Substations	30	No. of Busbars	431	No. of Terminals	690	No. of Lines	204
No. of 2-w Trfs.	209	No. of 3-w Trfs.	37	No. of syn. Machines	19	No. of asyn. Machines	3
No. of Loads	153	No. of Shunts	28	No. of SVS	0		
Generation	= 1671.40 MW		-129.07 Mvar		1676.30 MVA		
External Infeed	= 0.00 MW		0.00 Mvar		0.00 MVA		
Inter Grid Flow	= 1000.53 MW		432.45 Mvar				
Load P(U)	= 2884.14 MW		356.55 Mvar		2906.10 MVA		
Load P(Un)	= 2884.14 MW		356.55 Mvar		2906.10 MVA		
Load P(Un-U)	= -0.00 MW		0.00 Mvar				
Motor Load	= 0.00 MW		0.00 Mvar		0.00 MVA		
Grid Losses	= 87.65 MW		-473.50 Mvar				
Line Charging	=		-1382.85 Mvar				
Compensation ind.	=		98.87 Mvar				
Compensation cap.	=		-542.43 Mvar				
Installed Capacity	= 2331.88 MW						
Spinning Reserve	= 130.84 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1.00 [-]						
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]						
Inter Grid flow to							
01-Atacama	= -1300.53 MW		432.45 Mvar				
Total	= -1300.53 MW		432.45 Mvar				
Total System Summary				Study Case: Esc_2020-09_s10_b4_1500MW		Annex: / 1	
No. of Substations	365	No. of Busbars	2054	No. of Terminals	9900	No. of Lines	1118
No. of 2-w Trfs.	747	No. of 3-w Trfs.	141	No. of syn. Machines	165	No. of asyn. Machines	22
No. of Loads	582	No. of Shunts	230	No. of SVS	7		
Generation	= 10876.63 MW		5.87 Mvar		10876.63 MVA		
External Infeed	= 0.00 MW		0.00 Mvar		0.00 MVA		
Load P(U)	= 10303.87 MW		1645.84 Mvar		10434.49 MVA		
Load P(Un)	= 10303.07 MW		1645.04 Mvar		10434.49 MVA		
Load P(Un-U)	= 0.00 MW		0.00 Mvar				
Motor Load	= 0.00 MW		0.00 Mvar		0.00 MVA		
Grid Losses	= 572.62 MW		-2408.38 Mvar				
Line Charging	=		-7447.71 Mvar				
Compensation ind.	=		3412.16 Mvar				
Compensation cap.	=		-2643.75 Mvar				
Installed Capacity	= 15199.56 MW						
Spinning Reserve	= 1979.87 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1.00 [-]						
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]						

ANÁLISIS EN N-1 CON INTERCONEXIÓN AC CARDONES - ENCUESTRO

Los resultados de la simulación de las contingencias N-1 en el subsistema del SING, para las líneas a 220 y 110 kV, se ilustran a continuación:

Tabla 17: Máximas sobrecargas en el SING en N-1; caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – Card-Encue

Component	Loading	Loading	Loading	Contingency	Contingency Name
	Continuous	Short-Term	Base Case	Number	
	[%]	[%]	[%]		
xrw TC Crucero-Encuentro #2	114.0	114.0	68.7	70	xrw TC Crucero-Encuentro #1
rw GA Encuentro-EI Tesoro	109.2	109.2	94.4	29	rw AG Crucero-Laberinto
rw GA Mejillones-O'Higgins #2	104.9	104.9	77.7	45	rw GA Mejillones-O'Higgins
xrw GA O'Higgins-Palestina #2	102.8	102.8	72.0	66	xrw GA O'Higgins-Bombeo #2 [rw GA O'Higg

xrw TC Crucero-Encuentro #1	102.2	102.2	91.1	44	rw GA Encuentro-El Tesoro
-----------------------------	-------	-------	------	----	---------------------------

Considerando los resultados de la tabla precedente se puede concluir que con los refuerzos necesarios cuando el SING se desarrolla como sistema independiente e indicados en el capítulo 0 y en la Tabla 6 y la Tabla 8 sumados a los determinados para la solución del 2019 (ver Tabla 12), prácticamente la solución presente consigue operar satisfaciendo los requerimientos de N-1 con los refuerzos que se indican en la Tabla 18:

Tabla 18: Líneas del SING a reforzar para evitar sobrecargas con 1340MW de importación – Card-Encuen

Refuerzos en el SING para el N-1 - Caso 2020_Set_s10_b4_1350MW					
Name	Rtd. Voltage	Par.no.	Length	rat.Current	Total
	kV		km	kA	km
xrw TC Crucero-Encuentro #2	220.0	1	1.1	1.060	1.1
rw GA Encuentro-El Tesoro	220.0	1	90.0	0.328	90.0

Mientras para el subsistema del SIC habiendo implementado los refuerzos indicados en el capítulo 0 no se observan sobrecargas luego del análisis de las contingencias N-1. Si se hace una selección de casos con un límite inferior al 100% de carga del circuito, se obtiene la siguiente lista:

Tabla 19: Máximas sobrecargas en el SIC al efectuar las contingencias N-1; 2020_Set_s10_b4_1340MW

Component	Loading	Loading	Loading	Contingency	Contingency Name
	Continuous	Short-Term	Base Case	Number	
	[%]	[%]	[%]		
Castilla - Cardones 220kV L2	98.4	98.4	78.1	12	Maitencillo - Cardones 220kV L3
Maitencillo - Cardones 220kV L1	98.4	98.4	78.1	12	Maitencillo - Cardones 220kV L3
Aux.D. Almagro-D. Almagro 220 kV	93.8	93.8	92.3	8	Line Route(1) [Pan de Azúcar - Cardones

Salar-S.E. Km6 #1	92.7	92.7	91.8	6	Castilla-Cardones C2
Salar-S.E. Km6 #2	92.7	92.7	91.8	6	Castilla-Cardones C2
xrw GA Laberinto-Nva Zaldívar L2	92.6	92.6	91.2	8	Line Route(1) [Pan de Azúcar - Cardones
Cardones - Minera La Candelaria 220kV	91.5	91.5	90.5	8	Line Route(1) [Pan de Azúcar - Cardones

ANÁLISIS EN N-1 CON INTERCONEXIÓN AC CARDONES – EL COBRE

Los resultados de la simulación de las contingencias N-1 en el subsistema del SING, para las líneas de 220 y 110 kV, se ilustran a continuación.

Tabla 20: Máximas sobrecargas en el SING en N-1; caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – Card-ElCobre

Component	Loading	Loading	Loading	Contingency	Contingency Name
	Continuous	Short-Term	Base Case	Number	
	[%]	[%]	[%]		
rw GA Encuentro-El Tesoro	134.5	134.5	101.6	29	rw AG Crucero-Laberinto
El Cobre-Laberinto #2 y 3	129.1	129.1	86.6	13	El Cobre-Laberinto
xrw GA Crucero-Laberinto L2	124.8	124.8	98.4	29	rw AG Crucero-Laberinto
xrw GA Laberinto-Nva Zaldívar L2	109.0	109.0	86.0	30	rw AG Laberinto-Nva Zaldívar
xrw GA Laberinto-Nva Zaldívar L3	109.0	109.0	86.0	30	rw AG Laberinto-Nva Zaldívar
El Cobre-Laberinto	100.3	100.3	86.6	17	El Tesoro - Esperanza 220

Considerando los resultados de la tabla precedente se puede concluir que con los refuerzos necesarios cuando el SING se desarrolla como sistema independiente e indicados en el capítulo 0 y en la Tabla 6 y la Tabla 8 sumados a los determinados para la solución del 2019 (ver Tabla 14), prácticamente la solución presente consigue operar satisfaciendo los requerimientos de N-1 **con los refuerzos que se indican en la Tabla 21:**

Tabla 21: Líneas del SING a reforzar para evitar sobrecargas con 1340MW de importación – Card-ElCobre

Refuerzos en el SING para el N-1 - Caso 2020_Set_s10_b4_1350MW					
Name	Rtd. Voltage	Par.no.	Length	rat.Current	Total
	kV		km	kA	km
El Cobre-Laberinto	220.0	2	3.00	1.000	6.0
rw AG Crucero-Laberinto	220.0	1	133.00	0.960	133.0
rw AG Laberinto-Nva Zaldívar	220.0	1	94.50	0.720	94.5
					233.5

ANÁLISIS EN N-1 CON INTERCONEXIÓN AC CARDONES – CHACAYA

Los resultados de la simulación de las contingencias N-1 en el subsistema del SING, para las líneas a 220 y 110 kV, se ilustran a continuación:

Se observa para el caso Base que los recursos de potencia reactiva no son suficientes y se ha debido disponer algunos Bancos de Capacitores para mejorar el perfil de tensiones, la instalación se ha realizado en las siguientes subestaciones:

Subestación	Vnom	Bancos CCEE	
Name	kV	#	Mvar x Bco
Escondida O'Hig 220 kV	220	2	20.
Chuquicamata GIS 220 220 kV	220	20	3.

Tabla 22: Máximas sobrecargas en el SING al efectuar las contingencias N-1; caso 2020_Set_s10_b4_1340MW

Component	Loading	Loading	Loading	Contingency	Contingency Name
	Continuous	Short-Term	Base Case	Number	
	[%]	[%]	[%]		

xrw GA Domeyko-Escondida B/S1	123.2	123.2	75.2	24	Sulfuros-Domeyko
xrw GA Escondida B/S1-Escondida 1	123.1	123.1	75.2	24	Sulfuros-Domeyko
Sulfuros-Domeyko	121.9	121.9	56.6	58	xrw GA Domeyko-Escondida B/S1 [xrw GA Do
rw GA Mejillones-O'Higgins #2	110.6	110.6	91.8	45	rw GA Mejillones-O'Higgins
xrw GA O'Higgins-Palestina #2	107.9	107.9	87.7	65	xrw GA O'Higgins-Bombeo #2 [rw GA O'Higg
Palestina-Domeyko #2	103.6	103.6	84.7	21	Palestina-Bombeo #3 [rw GA O'Higgins-Dom

Considerando los resultados de la tabla precedente se puede concluir que los refuerzos necesarios cuando el SING se desarrolla como sistema independiente e indicados en el capítulo 0 y en la Tabla 6 y la Tabla 8 sumados a los determinados para la solución del 2019 (ver Tabla 16), no son suficientes y esta solución requiere diversas inversiones en refuerzos locales para alcanzar los requisitos de la normativa. La Tabla 23 muestra el resultado de los refuerzos imputables a la interconexión para operar con 1500 MW:

Tabla 23: Líneas del SING a reforzar para evitar sobrecargas con 1340MW de importación – Card-Chac

Refuerzos en el SING para el N-1 - Caso 2020_Set_s10_b4_1350MW					
Name	Rtd. Voltage	Par.no.	Length	rat.Current	Total
	kV		km	kA	km
Sulfuros-Domeyko	220.0	1	1.00	0.769	1.0
rw GA Mejillones-O'Higgins	220.0	1	73.00	0.480	73.0
xrw GA O'Higgins-Palestina #2	220.0	1	56.00	0.480	56.0
Palestina-Domeyko #2	220.0	1	73.00	0.480	73.0

xrw GA Domeyko-Escondida B/S1	220.0	1	6.90	0.787	6.9	209.9
-------------------------------	-------	---	------	-------	-----	--------------

Se debe tener en cuenta también las inversiones necesarias para la compensación en derivación a través de los bancos de capacitores adicionales indicados.

ANÁLISIS EN N-1 CON INTERCONEXIÓN AC CARDONES – EL COBRE - ENCUESTRO

Los resultados de la simulación de las contingencias N-1 en el subsistema del SING, para las líneas de 220 y 110 kV no muestran sobrecargas para esta solución. Significa que los refuerzos necesarios en el SING cuando se desarrolla en forma independiente son suficientes para esta solución de Interconexión.

4.4 CASO 2020_DIC_S11_B2_-750MW

Se describe a continuación el estado operativo para el escenario del año 2020 con la Interconexión en servicio y **con el máximo intercambio de potencia** desde SING→SIC esperado para el año 2020, siendo además el mayor esperado en los primeros 6 años de la puesta en servicio de la interconexión. Este escenario, correspondiente al mes de Septiembre presenta el máximo nivel de exportación desde el subsistema SING, las figuras a continuación muestran los esquemas unifilares con las soluciones de los flujos de carga para las diversas soluciones propuestas.

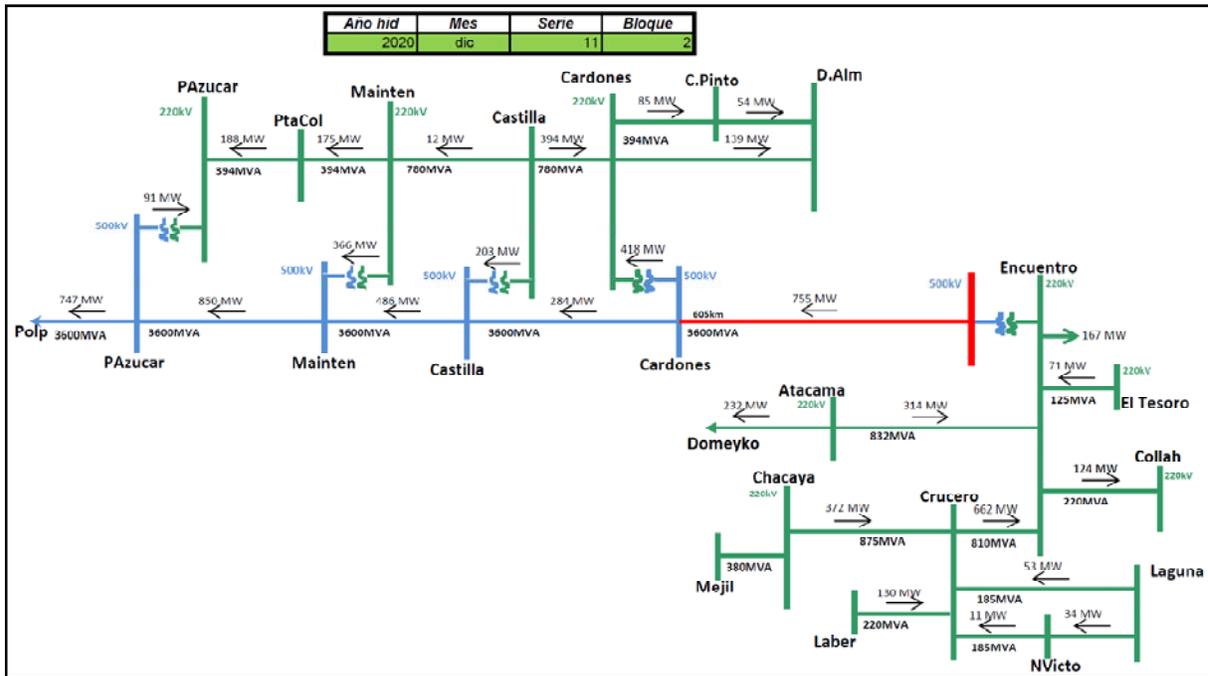


Figura 32: Tránsitos de potencia activa según la simulación del SDDP; caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW

CASO CON INTERCONEXIÓN AC CARDONES - ENCUENTRO

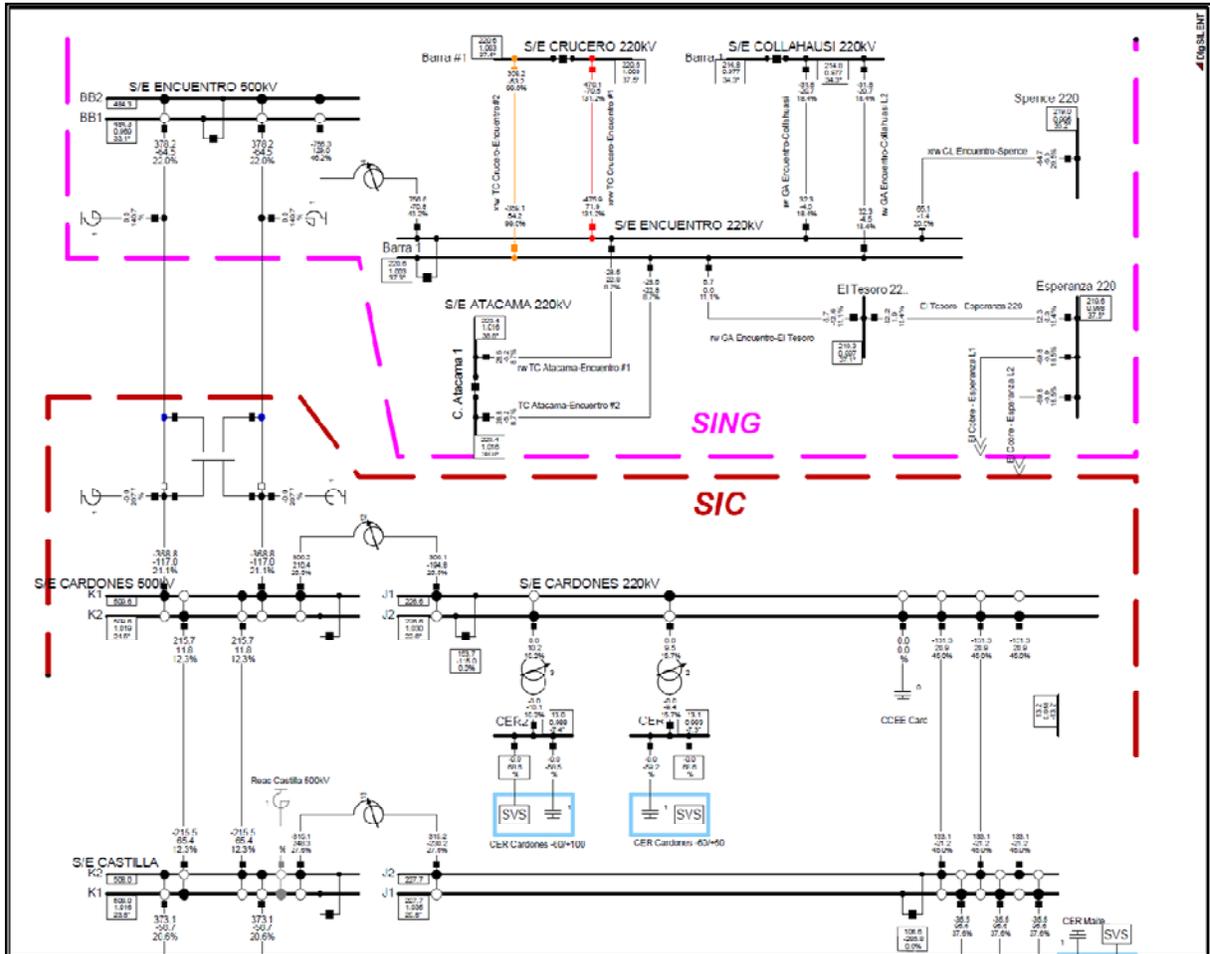


Figura 33: Estado operativo del sistema integrado para el escenario caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW – Caso AC Card-Encuen

En las siguientes tablas se muestra el resumen de las condiciones de despacho, demanda y pérdidas para el SING y para el sistema integrado SIC+SING:

Grid: zSING	System Stage: 19-10 Dda Max	Study Case: Esc_2020-12_s11_b2_mx_-750	Annex:	/ 15			
Grid: zSING Summary							
No. of substations	29	No. of Busbars	429	No. of Terminals	643	No. of Lines	184
No. of 2-w Trns.	207	No. of 3-w Trns.	37	No. of syn. Machines	35	No. of asyn. Machines	3
No. of Loads	153	No. of Shunts	26	No. of SVS	0		
Generation	= 3791.99 MW	614.48 Mvar	3841.45 MVA				
External Infeed	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA				
Inter Grid Flow	= 756.34 MW	-129.01 Mvar					
Load P(U)	= 2856.00 MW	329.79 Mvar	2874.98 MVA				
Load P(UH)	= 2856.00 MW	329.79 Mvar	2874.98 MVA				
Load P(UH-U)	= -0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar					
Grid Losses	= 179.53 MW	611.21 Mvar	0.00 MVA				
Line Charging	= 0.00 MW	-956.60 Mvar					
Compensation ind.	= 0.00 MW	88.64 Mvar					
Compensation cap.	= 0.00 MW	-286.15 Mvar					
Installed Capacity	= 4606.18 MW						
Spinning Reserve	= 284.55 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 0.99	0.99 [-]					
Load/Motor	= 0.99	0.00 [-]					
Inter Grid Flow to							
01-Atacama	= 756.34 MW	-129.01 Mvar					
Total	= 756.34 MW	-129.01 Mvar					

Total System Summary		Study Case: Esc_2020-12_s11_b2_mx_-750		Annex: / 1	
No. of Substations	364	No. of Busbars	2052	No. of Terminals	9853
No. of 2-w Trfs.	746	No. of 3-w Trfs.	141	No. of syn. Machines	210
No. of Loads	584	No. of Shunts	231	No. of SVS	7
Generation	= 12661.88 MW	542.84 Mvar		12673.51 MVA	
External Infeed	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA	
Load P(U)	= 12108.99 MW	1917.28 Mvar		12259.84 MVA	
Load P(Un)	= 12108.99 MW	1917.28 Mvar		12259.84 MVA	
Load P(Un-U)	= 0.00 MW	0.00 Mvar			
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA	
Grid Losses	= 552.77 MW	-2320.52 Mvar			
Line Charging	=	-7171.74 Mvar			
Compensation ind.	=	3663.07 Mvar			
Compensation cap.	=	-2716.93 Mvar			
Installed Capacity	= 17822.33 MW				
Spinning Reserve	= 2817.38 MW				
Total Power Factor:					
Generation	= 1.00 [-]				
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]				

CASO CON INTERCONEXIÓN AC CARDONES – EL COBRE

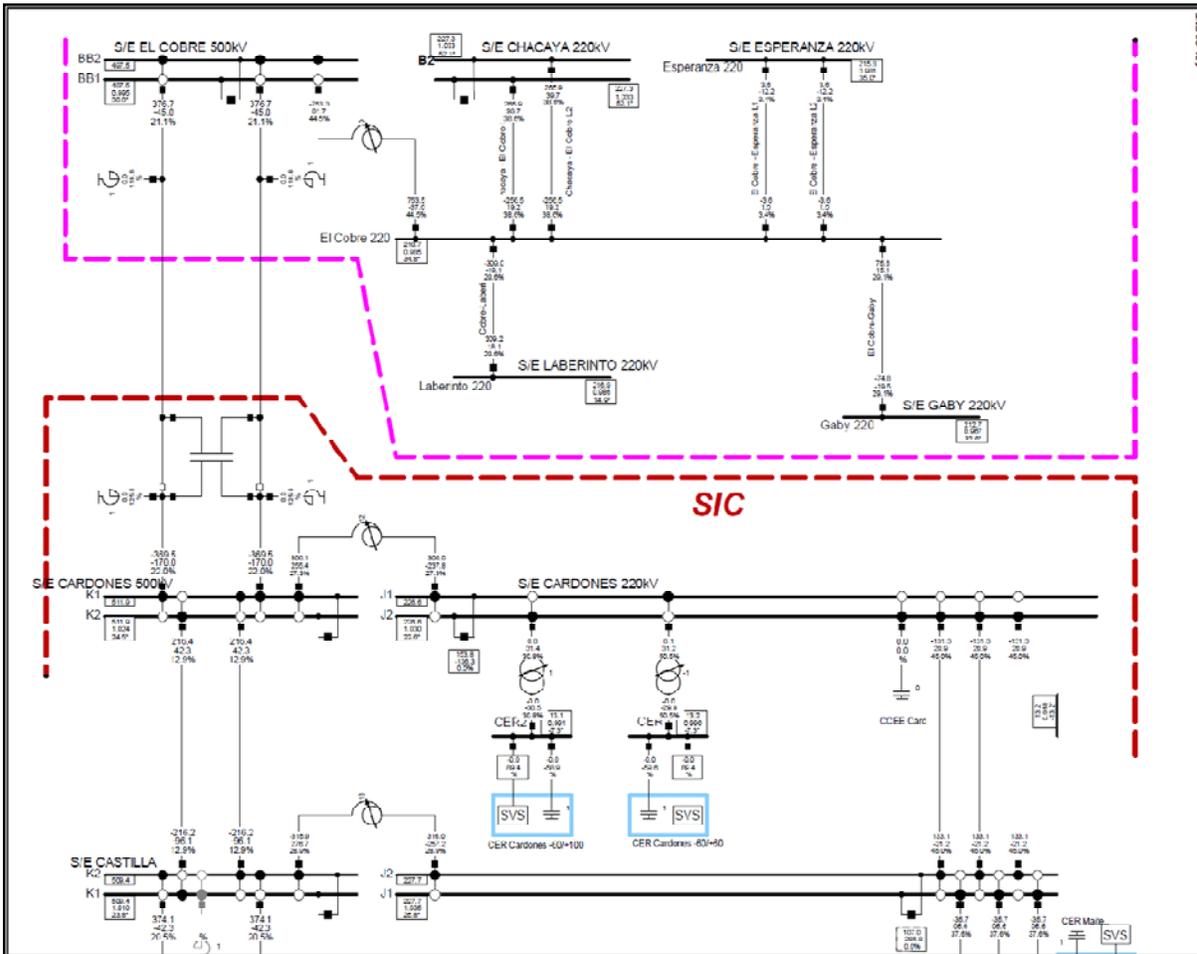


Figura 34: Estado operativo del sistema integrado para el escenario caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW – Caso AC Card-ElCobre

En las siguientes tablas se muestra el resumen de las condiciones de despacho, demanda y pérdidas para el SING y para el sistema integrado SIC+SING:

SYNEX – MERCADOS

Grid: zSING		System Stage: 19-10 Dda Max		Study Case: Esc_2020-12_s11_b2_mx_-750		Annex: / 15	
Grid: zSING Summary							
No. of Substations	29	No. of Busbars	429	No. of Terminals	643	No. of Lines	184
No. of 2-w Trfs.	207	No. of 3-w Trfs.	37	No. of syn. Machines	35	No. of asyn.Machines	3
No. of Loads	153	No. of Shunts	26	No. of SVS	0		
Generation	= 3791.99 MW	691.95 Mvar		3854.61 MVA			
External Infeed	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Inter Grid Flow	= 753.32 MW	-91.67 Mvar					
Load P(U)	= 2856.00 MW	329.79 Mvar		2874.98 MVA			
Load P(Un)	= 2856.00 MW	329.79 Mvar		2874.98 MVA			
Load P(Un-U)	= -0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Grid Losses	= 182.55 MW	649.41 Mvar					
Line Charging	=	-976.15 Mvar					
Compensation ind.	=	87.82 Mvar					
Compensation cap.	=	-283.40 Mvar					
Installed Capacity	= 4606.18 MW						
Spinning Reserve	= 284.55 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 0.98 [-]						
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]						
Inter Grid Flow to 01-Atacama							
Total	= 753.32 MW	-91.67 Mvar					
Total System Summary							
Total System Summary		Study Case: Esc_2020-12_s11_b2_mx_-750		Annex: / 1			
No. of Substations	364	No. of Busbars	2052	No. of Terminals	9853	No. of Lines	1097
No. of 2-w Trfs.	746	No. of 3-w Trfs.	141	No. of syn. Machines	210	No. of asyn.Machines	22
No. of Loads	594	No. of Shunts	231	No. of SVS	7		
Generation	= 12662.42 MW	676.93 Mvar		12680.50 MVA			
External infeed	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Load P(U)	= 12108.99 MW	1917.28 Mvar		12259.84 MVA			
Load P(Un)	= 12108.99 MW	1917.28 Mvar		12259.84 MVA			
Load P(Un-U)	= 0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Grid Losses	= 553.31 MW	-2095.71 Mvar					
Line Charging	=	-7011.90 Mvar					
Compensation ind.	=	3479.14 Mvar					
Compensation cap.	=	-2623.78 Mvar					
Installed Capacity	= 17822.33 MW						
Spinning Reserve	= 2916.84 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1.00 [-]						
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]						

CASO CON INTERCONEXIÓN AC CARDONES – CHACAYA (MEJILLONES)

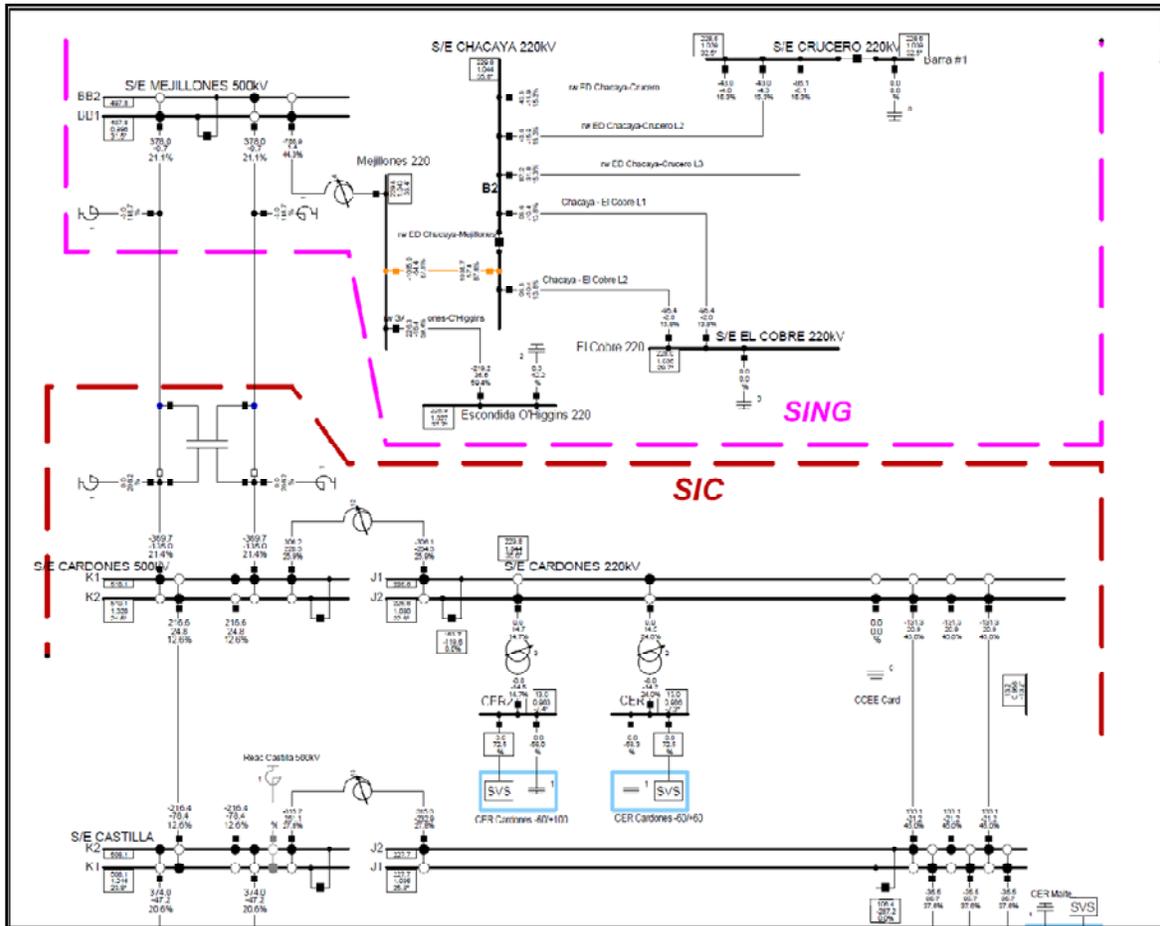


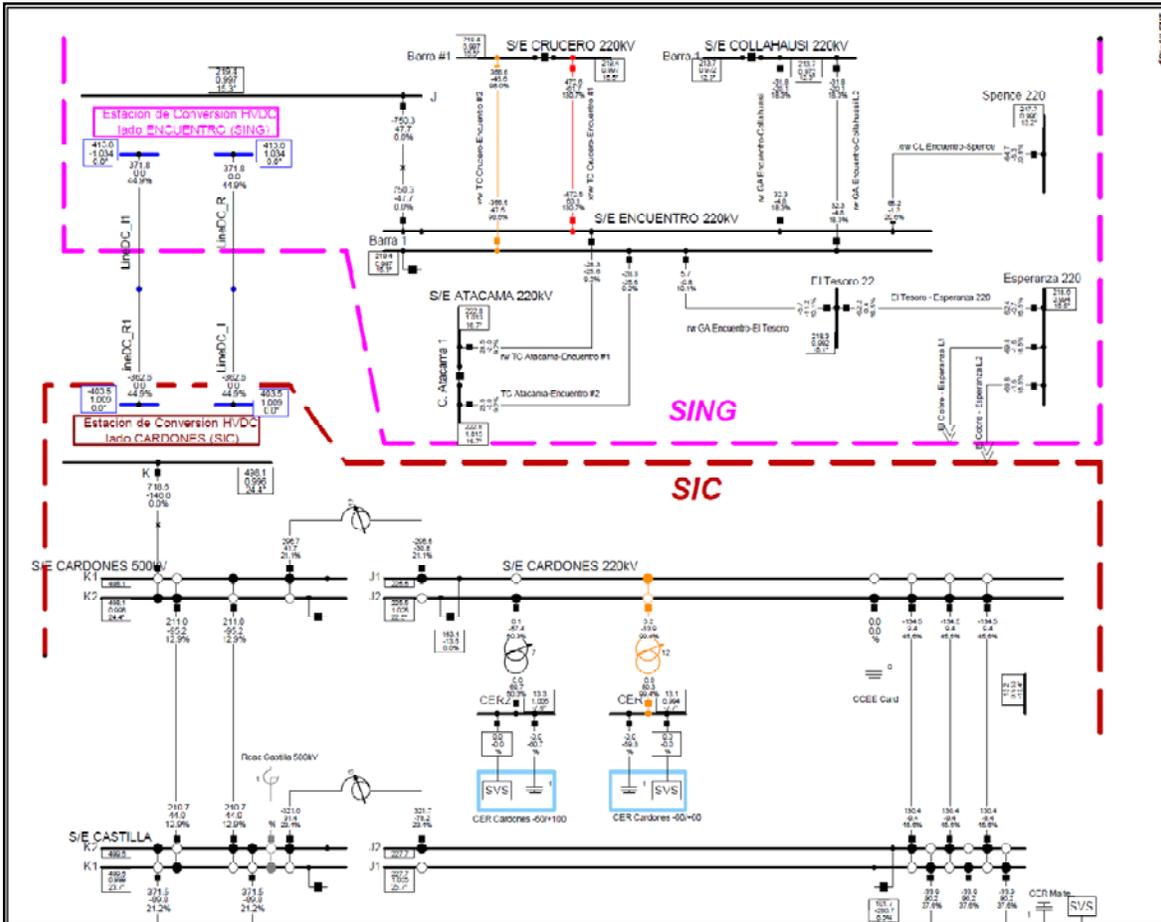
Figura 35: Estado operativo del sistema integrado para el escenario caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW – Caso AC Card-Chac

En las siguientes tablas se muestra el resumen de las condiciones de despacho, demanda y pérdidas para el SING y para el sistema integrado SIC+SING:

Grid: zSING		System Stage: 19-10 Dda Max		Study Case: Esc_3020-10_s11_b3_mx_-750		Annex: / 15	
Grid: zSING Summary							
No. of Substations	30	No. of Busbars	431	No. of Terminals	660	No. of Lines	184
No. of 2-w Trfs.	207	No. of 3-w Trfs.	37	No. of syn. Machines	35	No. of asyn. Machines	3
No. of Loads	153	No. of Shunts	29	No. of SVS	0		
Generation	= 3730.55 MW	237.60 Mvar		3738.11 MVA			
External Infeed	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Trans-Grid Flow	= 755.94 MW	-1.41 Mvar					
Load P(U)	= 2856.00 MW	329.79 Mvar		2874.98 MVA			
Load P(Un)	= 2856.00 MW	329.79 Mvar		2874.98 MVA			
Load P(Un-U)	= -0.00 MW	-0.00 Mvar					
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Grid Losses	= 110.48 MW	192.52 Mvar					
Line Charging	=	-1041.73 Mvar					
Compensation ind.	=	95.28 Mvar					
Compensation cap.	=	-378.59 Mvar					
Installed Capacity	= 4606.18 MW						
Spinning Reserve	= 345.99 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1.00 [-]						
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]						
Inter Grid Flow to 01-Atacama	= 755.94 MW	-1.41 Mvar					
Total	= 755.94 MW	-1.41 Mvar					

Total System Summary		Study Case: Esc_2020-12_s11_b2_mk_-750		Annex: / 1	
No. of Substations	365	No. of Busbars	2054	No. of Terminals	9870
No. of 2-w Trfs.	746	No. of 3-w Trfs.	141	No. of syn. Machines	210
No. of Loads	584	No. of Shunts	234	No. of SVS	7
Generation	= 12600.70 MW	261.64 Mvar	12603.42 MVA		
External Infeed	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA		
Load P(U)	= 12108.99 MW	1917.28 Mvar	12259.84 MVA		
Load P(Un)	= 12108.99 MW	1917.28 Mvar	12259.84 MVA		
Load P(Un-U)	= 0.00 MW	0.00 Mvar			
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA		
Grid Losses	= 491.58 MW	-2612.23 Mvar			
Line Charging	= -7130.39 Mvar				
Compensation ind.	= 3671.96 Mvar				
Compensation cap.	= -2715.37 Mvar				
Installed Capacity	= 17822.33 MW				
Spinning Reserve	= 2878.56 MW				
Total Power Factor:					
Generation	= 1.00 [-]				
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]				

CASO CON INTERCONEXIÓN HVDC CARDONES – ENCUENTRO



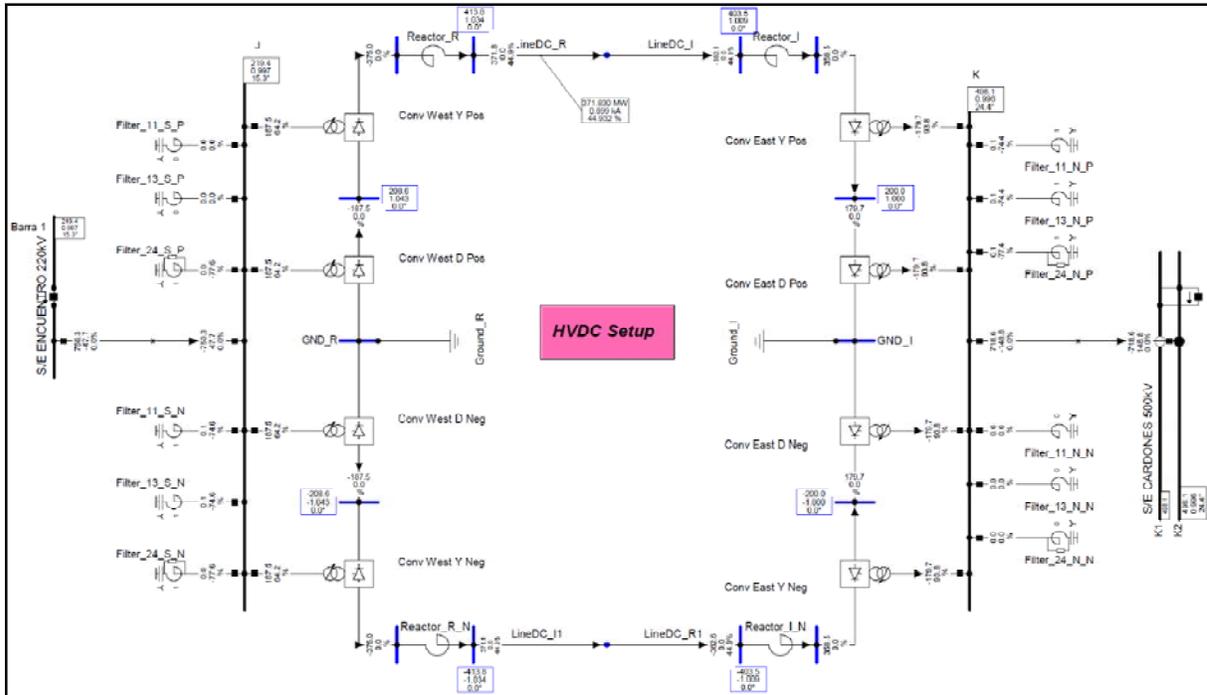


Figura 36: Estado operativo del sistema integrado para el escenario caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW – Caso HVDC Card-Encue

En las siguientes tablas se muestra el resumen de las condiciones de despacho, demanda y pérdidas para el SING y para el sistema integrado SIC+SING:

Grid: zSING		System Stage: 19-10 Dda Max		Study Case: Esc_2020-12_s11_b2_mx_-750		Annex: / 16	
Grid: zSING Summary							
No. of Substations	28	No. of Busbars	427	No. of Terminals	632	No. of Lines	194
No. of 2-w Trfs.	206	No. of 3-w Trfs.	37	No. of syn. Machines	35	No. of asyn. Machines	3
No. of Loads	153	No. of Shunts	26	No. of SVS	0		
Generation	= 3786.81	MW	668.97	Mvar	3845.45	MVA	
External Infeed	= 0.00	MW	0.00	Mvar	0.00	MVA	
Inter Grid Flow	= 750.28	MW	-47.71	Mvar			
Load P(U)	= 2856.00	MW	329.79	Mvar	2874.98	MVA	
Load P(Un)	= 2856.00	MW	329.79	Mvar	2874.98	MVA	
Load P(Un-U)	= 0.00	MW	0.00	Mvar			
Motor Load	= 0.00	MW	0.00	Mvar	0.00	MVA	
Grid Losses	= 180.41	MW	582.15	Mvar			
Line Charging	=		-950.89	Mvar			
Compensation ind.	=		87.89	Mvar			
Compensation cap.	=		283.15	Mvar			
Installed Capacity	= 4006.18	MW					
Spinning Reserve	= 289.73	MW					
Total Power Factor:							
Generation	= 0.99		0.98				
Load/Motor	= 0.99		0.00				
Inter Grid Flow to 13-HVDC Link 1500MW	= 750.28	MW	-47.71	Mvar			
Total	= 750.28	MW	-47.71	Mvar			

Total System Summary		Study Case: Esc_2020-12_s11_b2_mx_-750		Annex: / 1			
No. of Substations	365	No. of Busbars	2062	No. of Terminals	9907	No. of Lines	1093
No. of 2-w Trfs.	745	No. of 3-w Trfs.	141	No. of syn. Machines	210	No. of asyn. Machines	22
No. of Loads	584	No. of Shunts	239	No. of SVS	7		
Generation	= 12070.00	MW	000.00	Mvar	12709.07	MVA	
External Infeed	= 0.00	MW	0.00	Mvar	0.00	MVA	
Load P(U)	= 12106.99	MW	1917.28	Mvar	12259.84	MVA	
Load P(Un)	= 12106.99	MW	1917.28	Mvar	12259.84	MVA	
Load P(Un-U)	= 0.00	MW	0.00	Mvar			
Motor Load	= 0.00	MW	0.00	Mvar	0.00	MVA	
Grid Losses	= 568.39	MW	-588.18	Mvar			
Line Charging	=		-5995.50	Mvar			
Compensation ind.	=		2795.16	Mvar			
Compensation cap.	=		-3237.37	Mvar			
Installed Capacity	= 17822.33	MW					
Spinning Reserve	= 2801.16	MW					
Total Power Factor:							
Generation	= 1.00		1.00				
Load/Motor	= 0.99		0.00				

ANÁLISIS EN N-1 CON INTERCONEXIÓN AC CARDONES - ENCUESTRO

Se emplea un escenario que incluye los refuerzos necesarios para el SING cuando se desarrolla en forma independiente según se ha indicado en el capítulo 0 y en las respectivas Tabla 6 y Tabla 8, además aquellos identificados para el caso con transferencia de 1350 MW desde SIC→SING como se indica en la Tabla 18.

Los resultados de la simulación de las contingencias N-1 en el subsistema del SING, para las líneas de 220 y 110 kV, se ilustran a continuación.

Tabla 24: Máximas sobrecargas en el SING en N-1; caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW – Card-Encue

Component	Loading	Loading	Loading	Contingency	Contingency Name
	Continuous	Short-Term	Base Case	Number	
	[%]	[%]	[%]		
rw GA Mejillones-O'Higgins #2	119.4	119.4	88.6	45	rw GA Mejillones-O'Higgins
xrw GA O'Higgins-Palestina #2	117.9	117.9	82.7	65	xrw GA O'Higgins-Bombeo #2 [rw GA O'Higg
Palestina-Domeyko #2	108.5	108.5	77.4	21	Palestina-Bombeo #3 [rw GA O'Higgins-Dom

Considerando los resultados de la tabla precedente se puede verificar cuales refuerzos son necesarios en el SING para admitir una exportación de alrededor de 800 MW desde el SING hacia el SIC y cumplir con los requerimientos de contingencias N-1. Se debe tener presente que este nivel de intercambio SING→SIC de ≈ 800 MW es el máximo esperado en los 6 primeros años de puesta en servicio de la interconexión.

La Tabla 25 muestra los refuerzos necesarios en el SING:

Tabla 25: Líneas del SING a reforzar para evitar sobrecargas con 750MW de exportación – Card-Encuen

Refuerzos en el SING para el N-1 - Caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW					
Name	Rtd. Voltage	Par.no.	Length	rat.Current	Total
	kV		km	kA	km
rw GA Mejillones-O'Higgins	220.0	1	73.00	0.480	73.0
xrw GA O'Higgins-Palestina #2	220.0	1	56.00	0.480	112.0

Palestina-Domeyko #2	220.0	1	73.00	0.480	73.0	202.0
----------------------	-------	---	-------	-------	------	-------

Mientras en este escenario de intercambio SING→SIC las contingencias N-1 en el sistema de transmisión del SIC no dan origen a situaciones con sobrecargas.

ANÁLISIS EN N-1 CON INTERCONEXIÓN AC CARDONES – EL COBRE

Los resultados de la simulación de las contingencias N-1 en el subsistema del SING, para las líneas a 220 y 110 kV, se ilustran a continuación.

Tabla 26: Máximas sobrecargas en el SING en N-1; caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW – Card-ElCobre

Component	Loading	Loading	Loading	Contingency	Contingency Name
	Continuous	Short-Term	Base Case	Number	
	[%]	[%]	[%]		
rw GA Mejillones-O'Higgins #2	130.8	130.8	97.3	45	rw GA Mejillones-O'Higgins
xrw GA O'Higgins-Palestina #2	130.2	130.2	91.6	65	xrw GA O'Higgins-Bombeo #2 [rw GA O'Hig
rw GA Encuentro-El Tesoro	122.6	122.6	102.3	8	Crucero-El Abra
Palestina-Domeyko #2	120.6	120.6	86.3	21	Palestina-Bombeo #3 [rw GA O'Higgins-Dom
rw GA Mejillones-O'Higgins	111.4	111.4	97.3	35	rw ED Chacaya-Capricornio [rw ED Chacaya
xrw GA O'Higgins-Bombeo #2	107.8	107.8	93.6	35	rw ED Chacaya-Capricornio [rw ED Chacaya
Bombeo #2-Llanos	105.6	105.6	91.3	35	rw ED Chacaya-Capricornio [rw ED Chacaya
xrw GA Domeyko-Escondida B/S1	105.1	105.1	63.3	24	Sulfuros-Domeyko
xrw GA Escondida B/S1-Escondida 1	105.1	105.1	63.3	24	Sulfuros-Domeyko

Considerando los resultados de la tabla precedente se puede concluir que los refuerzos necesarios cuando el SING se desarrolla como sistema independiente e indicados en el capítulo0 y en la Tabla 6 y la Tabla 8 sumados a los determinados para las soluciones con el SING en importación del 2019 y 2020 (ver Tabla 14 y Tabla 21), no son suficientes y esta solución requiere otras inversiones en refuerzos locales imputables a la interconexión para alcanzar los requisitos de la normativa. La Tabla 27 muestra el resultado de la combinación entre las tablas mencionadas:

Tabla 27: Líneas del SING a reforzar para evitar sobrecargas con 750MW de exportación – Card-ElCobre

Refuerzos en el SING para el N-1 - Caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW						
Name	Rtd. Voltage	Par.no.	Length	rat.Current	Total	
	kV		km	kA	km	
rw GA Mejillones-O'Higgins #2	220.0	1	73.00	0.480	73.0	
xrw GA O'Higgins-Palestina #2	220.0	1	56.00	0.480	56.0	
Palestina-Domeyko #2	220.0	1	73.00	0.480	73.0	
rw GA Encuentro-El Tesoro	220.0	1	90.00	0.328	90.0	
Sulfuros-Domeyko	220.0	1	1.00	0.769	1.0	293.0

ANÁLISIS EN N-1 CON INTERCONEXIÓN AC CARDONES – CHACAYA

Si bien se consideran los refuerzos necesarios cuando el SING se desarrolla como sistema independiente, más aquellos que resultaron necesarios para el 2019 y 2020 con la interconexión en servicio (ver capítulos0 y 0), se ha debido reforzar el caso Base para poder obtener la solución de estado estacionario en condición N, las líneas afectadas son:

Líneas reforzadas en el caso Base	# de Circuitos
rw ED Chacaya-Mejillones	1

Los resultados de la simulación de las contingencias N-1 en el subsistema del SING, para las líneas de 220 y 110 kV, se ilustran a continuación:

Tabla 28: Máximas sobrecargas en el SING al efectuar las contingencias N-1; caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW

Component	Loading	Loading	Loading	Contingency	Contingency
-----------	---------	---------	---------	-------------	-------------

	Continuous	Short-Term	Base Case	Number	Name
	[%]	[%]	[%]		
rw ED Chacaya-Mejillones #2	111.1	111.1	83.4	38	rw ED Chacaya-Mejillones

La Tabla 29 muestra el refuerzo necesario para satisfacer el requerimiento N-1, prácticamente los refuerzos ya definidos son suficientes para las necesidades de exportación desde el SING→SIC:

Tabla 29: Líneas del SING a reforzar para evitar sobrecargas con 750MW de exportación – Card-Chac

Refuerzos en el SING para el N-1 - Caso 2020 Dic_s11_b2_-750MW						
Name	Rtd. Voltage	Par.no.	Length	rat.Current	Total	
	kV		km	kA	km	
rw ED Chacaya-Mejillones #2	220.0	1	1.30	0.990	1.3	1.3

ANÁLISIS EN N-1 CON INTERCONEXIÓN AC CARDONES – EL COBRE - ENCUESTRO

Los resultados de la simulación de las contingencias N-1 en el subsistema del SING, para las líneas de 220 y 110 kV, se ilustran a continuación.

Tabla 30: Máximas sobrecargas en el SING en N-1; caso 2020_Set_s10_b4_1340MW – Card-ElCobre

Component	Loading	Loading	Loading	Contingency	Contingency Name
	Continuous	Short-Term	Base Case	Number	
	[%]	[%]	[%]		
xrw TC Crucero-Encuentro #2	128.5	128.5	55.9	69	xrw TC Crucero-Encuentro #1
rw GA Mejillones-O'Higgins #2	126.3	126.3	93.8	45	rw GA Mejillones-O'Higgins
xrw GA O'Higgins-Palestina #2	125.2	125.2	87.9	65	xrw GA O'Higgins-Bombeo #2 [rw GA O'Higg

Palestina-Domeyko #2	115.7	115.7	82.6	21	Palestina-Bombeo #3 [rw GA O'Higgins-Dom
rw GA Mejillones-O'Higgins	105.4	105.4	93.8	35	rw ED Chacaya-Capricornio [rw ED Chacaya
xrw GA O'Higgins-Bombeo #2	101.7	101.7	89.8	35	rw ED Chacaya-Capricornio [rw ED Chacaya

Considerando los resultados de la tabla precedente se puede concluir que con los refuerzos necesarios cuando el SING se desarrolla como sistema independiente e indicados en el capítulo 0 y en la Tabla 6 y la Tabla 8, prácticamente la solución presente consigue operar satisfaciendo los requerimientos de N-1 con los refuerzos que se indican en la Tabla 31:

Tabla 31: Líneas del SING a reforzar para evitar sobrecargas con 750MW de exportación – Card-EI Cob-Encue

Refuerzos en el SING para el N-1 - Caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW						
Name	Rtd. Voltage	Par.no.	Length	rat.Current	Total	
	kV		km	kA	km	
rw GA Mejillones-O'Higgins	220.0	1	73.00	0.480	73.0	
xrw GA O'Higgins-Palestina #2	220.0	1	56.00	0.480	56.0	
Palestina-Domeyko #2	220.0	1	73.00	0.480	73.0	
xrw TC Crucero-Encuentro #2	220.0	1	1.10	1.060	1.1	203.1

4.5 RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL ANÁLISIS EN ESTADO ESTACIONARIO

A partir de los resultados obtenidos con los cálculos de flujos de carga en condiciones de red N y N-1 es posible hacer un resumen, desde el punto de vista técnico, de los refuerzos que prácticamente a partir del año de puesta en servicio de la interconexión se requieren en particular en el subsistema del SING. Estas son las instalaciones mínimas que permiten satisfacer el requerimiento de funcionamiento en estado de red normal en N o bien de contingencia N-1 en el sistema de transmisión.

Se hace notar que todos los refuerzos sobre la redes locales cuando se desarrollan en forma independiente (sin la Interconexión), en particular para el SING, necesarios para satisfacer los requerimientos de operar en N y N-1, han sido implementados como parte de la red hasta el instante precedente de la puesta en servicio de la Interconexión, o bien aquellos refuerzos necesarios cuando no hay intercambio entre SIC y SING pero cada una de las redes deben estar en condiciones de operar cumpliendo con los mismos requerimientos.

En las siguientes tablas se sintetizan los refuerzos que son imputables a la operación de la interconexión en cada una de las soluciones analizadas:

REFUERZOS REQUERIDOS EN EL SING PARA LA SOLUCIÓN CARDONES - ENCUESTRO

Tabla 32: Líneas del SING a reforzar para satisfacer N y N-1; Interconexión 1000 MW – Card-Encue

Refuerzos necesarios para la Interconexión Cardones - Encuentro a 1000MW						
LinesName	Rtd. Voltage	Length	rat.Current	# Circuitos	Grid	Km totales por
	kV	km	kA	adicionales		nivel de Vnom
xrw TC Crucero-Encuentro #2	220.0	1.1	1.060	1	SING	
rw GA Mejillones-O'Higgins #2	220.0	73.0	0.480	1	SING	
xrw GA O'Higgins-Palestina #2	220.0	56.0	0.480	1	SING	
Palestina-Domeyko #2	220.0	73.0	0.480	1	SING	203.1

Tabla 33: Líneas del SING a reforzar para satisfacer N y N-1; Interconexión 1500 MW – Card-Encue

Refuerzos necesarios para la Interconexión Cardones - Encuentro a 1500MW						
Name	Vnom	Length	rat.Current	# Circuitos	Grid	Km totales por

	kV	km	kA	adicionales		nivel de Vnom
rw GA Encuentro-EI Tesoro	220.0	90	0.328	1	SING	
xrw TC Crucero-Encuentro #2	220.0	1.1	1.060	1	SING	
rw GA Mejillones-O'Higgins #2	220.0	73.0	0.480	1	SING	
xrw GA O'Higgins-Palestina #2	220.0	56.0	0.480	1	SING	
Palestina-Domeyko #2	220.0	73.0	0.480	1	SING	293.1

REFUERZOS REQUERIDOS EN EL SING PARA LA SOLUCIÓN CARDONES – EL COBRE

Tabla 34: Líneas del SING a reforzar para satisfacer N y N-1; Interconexión 1000 MW – Card-ElCobre

Refuerzos necesarios para la Interconexión Cardones - El Cobre a 1000MW						
Name	Rtd. Voltage	Length	rat.Current	# Circuitos	Grid	Km totales por
	kV	km	kA	adicionales		nivel de Vnom
El Cobre-Laberinto	220.0	3.0	1.000	2	SING	
rw GA Encuentro-EI Tesoro	220.0	90	0.328	1	SING	
Sulfuros-Domeyko	220.0	1.0	0.769	1	SING	
rw GA Mejillones-O'Higgins #2	220.0	73.0	0.480	1	SING	
xrw GA O'Higgins-Palestina #2	220.0	56.0	0.480	1	SING	
Palestina-Domeyko #2	220.0	73.0	0.480	1	SING	299.0

Tabla 35: Líneas del SING a reforzar para satisfacer N y N-1; Interconexión 1500 MW – Card-ElCobre

Refuerzos necesarios para la Interconexión Cardones - El Cobre a 1500MW						
Name	Vnom	Length	rat.Current	# Circuitos	Grid	Km totales por
	kV	km	kA	adicionales		nivel de Vnom
El Cobre-Laberinto	220.0	3.0	1.000	2	SING	
rw AG Laberinto-Nva Zaldívar	220.0	94.5	0.720	1	SING	
xrw GA Crucero-Laberinto L2	220.0	133.0	0.472	1	SING	
rw GA Encuentro-El Tesoro	220.0	90	0.328	1	SING	
Sulfuros-Domeyko	220.0	1.0	0.769	1	SING	
rw GA Mejillones-O'Higgins #2	220.0	73.0	0.480	1	SING	
xrw GA O'Higgins-Palestina #2	220.0	56.0	0.480	1	SING	
Palestina-Domeyko #2	220.0	73.0	0.480	1	SING	426.0

REFUERZOS REQUERIDOS EN EL SING PARA LA SOLUCIÓN CARDONES – CHACAYA

Tabla 36: Líneas del SING a reforzar para satisfacer N y N-1; Interconexión 1000 MW – Card-Chac

Refuerzos necesarios para la Interconexión Cardones - Chacaya a 1000MW						
Name	Rtd. Voltage	Length	rat.Current	# Circuitos	Grid	Km totales por
	kV	km	kA	adicionales		nivel de Vnom
rw ED Chacaya-Mejillones #2	220.0	1.3	0.990	1	SING	

rw GA Mejillones-O'Higgins #2	220.0	73.0	0.480	2	SING	
xrw GA O'Higgins-Palestina #2	220.0	56.0	0.480	2	SING	
Palestina-Domeyko #2	220.0	73.0	0.480	2	SING	405.3

Tabla 37: Líneas del SING a reforzar para satisfacer N y N-1; Interconexión 1500 MW – Card-Chac

Refuerzos necesarios para la Interconexión Cardones – Chacaya a 1500MW						
Name	Vnom	Length	rat.Current	# Circuitos	Grid	Km totales por
	kV	km	kA	adicionales		nivel de Vnom
Sulfuros-Domeyko	220.0	1.0	0.769	1	SING	
xrw GA Domeyko-Escondida B/S1	220.0	6.9	0.787	1	SING	
rw ED Chacaya-Mejillones #2	220.0	1.3	0.990	1	SING	
rw GA Mejillones-O'Higgins #2	220.0	73.0	0.480	3	SING	
xrw GA O'Higgins-Palestina #2	220.0	56.0	0.480	3	SING	
Palestina-Domeyko #2	220.0	73.0	0.480	3	SING	615.2

Bancos de Capacitores para compensación - Interconexión a 1500 MW				
Subestación	Vnom	Bancos CCEE		Total
Name	kV	#	Mvar x Bco	Mvar
Escondida O'Hig 220 kV	220	2	20.	40.

Chuquicamata GIS 220 220 kV	220	20	3.	60.
-----------------------------	-----	----	----	-----

REFUERZOS REQUERIDOS EN EL SING PARA LA SOLUCIÓN CARDONES – EL COBRE - ENCUESTRO

Tabla 38: Líneas del SING a reforzar para satisfacer N y N-1; Interconexión 1500 MW – Card-ElCobre-Encue

Refuerzos necesarios para la Interconexión Cardones - El Cobre - Encuen a 1500MW						
Name	Vnom	Length	rat.Current	# Circuitos	Grid	Km totales por
	kV	km	kA	adicionales		nivel de Vnom
xrw TC Crucero-Encuentro #2	220.0	1.1	1.060	1	SING	
El Cobre-Laberinto	220.0	3.0	1.000	2	SING	
rw AG Laberinto-Nva Zaldívar	220.0	94.5	0.720	1	SING	
xrw GA Crucero-Laberinto L2	220.0	133.0	0.472	1	SING	
rw GA Mejillones-O'Higgins #2	220.0	73.0	0.480	1	SING	
xrw GA O'Higgins-Palestina #2	220.0	56.0	0.480	1	SING	
Palestina-Domeyko #2	220.0	73.0	0.480	1	SING	429.5

IMPACTO SOBRE LAS PÉRDIDAS DE OPERACIÓN PARA LAS SOLUCIONES ANALIZADAS

En la siguiente tabla se sintetizan las pérdidas en el sistema Integrado SIC+SING debidas a la operación con las diversas soluciones de Interconexión estudiadas.

Tabla 39: Resumen de las pérdidas para cada solución estudiada y diversos niveles de intercambio

SIC-->SING 850MW					
AC					HVDC
	Cardones-Encuen	Cardones-EICobre	Cardones-Chacaya	Card-EICobr-Encuen	Cardones-Encuen
Pérdidas en la Inter. [MW]	28.0	20.0	20.4	22.4	36.0
Pérdidas en el SING [MW]	89.8	106.4	143.3	85.8	88.7
Pérdidas en el SIC [MW]	505.2	496.6	496.7	499.4	512.5
Pérdidas Totales [MW]	595.0	603.0	640.0	585.2	601.2

SIC-->SING 1350MW					
AC					HVDC
	Cardones-Encuen	Cardones-EICobre	Cardones-Chacaya	Card-EICobr-Encuen	Cardones-Encuen
Pérdidas en la Inter. [MW]	60.4	47.4	53.6	50.0	90.6
Pérdidas en el SING [MW]	91.4	116.5	166.6	84.1	86.1

SYNEX – MERCADOS

Pérdidas en el SIC [MW]	495.8	482.5	488.6	485.2	524.7
Pérdidas Totales [MW]	587.2	598.9	655.2	569.3	610.8

SING-->SIC 750MW					
AC				HVDC	
	Cardones-Encuen	Cardones-EICobre	Cardones-Chacaya	Card-EICobr-Encuen	Cardones-Encuen
Pérdidas en la Inter. [MW]	21.4	17.0	18.6	17.6	30.2
Pérdidas en el SING [MW]	132.0	134.1	90.5	127.5	143.2
Pérdidas en el SIC [MW]	373.5	369.8	372.8	369.6	384.6
Pérdidas Totales [MW]	505.5	503.9	463.3	497.1	527.8

En particular para la solución Cardones – Chacaya se opta por no continuar realizando ulteriores evaluaciones técnicas y/o económicas, como consecuencia de los requerimientos de refuerzos en el SING que son imputables a esta solución de la interconexión (ver Tabla 36 y Tabla 37) y, además como se observa de la tabla precedente, por el nivel de las pérdidas que comporta sobre el SING cuando éste se encuentra importando, por ejemplo en el caso de 1300 MW desde el SIC las pérdidas en SING son mayores del 80% si se las comparada con la solución Cardones – Encuentro y más del 60% en el entorno de 1000 MW de potencia de intercambio.

5 VERIFICACIONES EN ESTADO PERTURBADO PARA LAS SOLUCIONES PROPUESTAS

Se describen a continuación los resultados obtenidos a partir de las simulaciones de los transitorios en el sistema causados por perturbaciones más o menos severas que pueden afectar el sistema. En estas verificaciones se analiza el comportamiento del sistema integrado SIC+SING cuando se simulan perturbaciones del tipo que estipula la Normativa según lo reportado en el ANEXO 1: “NT de SyCS - Resumen”:

- Falla trifásica sobre una de las líneas del subsistema que converge en la barra terminal de la interconexión provocando una contingencia N-1 permanente;
- Falla bifásica² a tierra en una Terna y/o Polo de la interconexión(según la solución en estudio), provocando una contingencia N-1 permanente;
- Salida imprevista de una unidad de generación importante del subsistema que se encuentra importando, en particular interesa el SING dada la menor dimensión respecto al SIC;

Estas simulaciones se efectúan en general para la solución más factible entre las propuestas, que corresponde al enlace en AC o HVDC desde la S.E. Cardones en el SIC a la S.E. Encuentro en el SING, sin excluir que algunos casos se han verificado también para las restantes. Las conclusiones que se derivan de los resultados obtenidos serían aplicables en gran medida a las demás soluciones, es decir donde el enlace llega a la S.E. El Cobre o Chacaya.

5.1 INTERCONEXIÓN EN AC CARDONES – ENCUENTRO - CASO 2020_SET_S10_B4_1340MW

Haciendo referencia al escenario descrito en el capítulo 0 con una alta transferencia desde SIC→SING se han realizado las simulaciones de los eventos mencionados para la solución de Interconexión SIC – SING por medio de una doble terna en AC a 500 kV.

Se hace notar que para los escenarios utilizados en las simulaciones de las perturbaciones han sido implementados algunos de los refuerzos que resultaron de los análisis de estado estacionario con la finalidad de verificar la factibilidad del funcionamiento del sistema integrado.

La condición de pre-falla (estado inicial) del sistema se ilustra mediante un diagrama unifilar (Figura 37) con los flujos y tensiones para una porción del sistema en la cual se ponen en evidencia la interconexión SIC-SING, las subestaciones terminales y las principales líneas que convergen en cada barra terminal del enlace bajo estudio. Mientras la siguiente tabla muestra un resumen del estado operativo del subsistema SING, se hace notar la relación entre la producción local (≈ 1747 MW) y el nivel de importación de potencia activa a través de la Interconexión SIC – SING (≈ 1260 MW).

Tabla 40: Resumen del estado operativo pre-falla del subsistema SING

2: En general se ha aplicado una falla trifásica la cual no es menos severa de la bifásica, solo por una cuestión de cálculo, allá donde se sospechan potenciales inestabilidades se ha repetido la simulación aplicando la falla bifásica a tierra como requerido por la Normativa

Grid: zSING		System Stage: 19-10 Dda Max		Study Case: Esc_2020-09_s10_b4_1320MW		Annex: / 15	
Grid: zSING Summary							
No. of Substations	29	No. of Busbars	429	No. of Terminals	646	No. of Lines	185
No. of 2-w Trfs.	207	No. of 3-w Trfs.	37	No. of syn. Machines	19	No. of asyn. Machines	3
No. of Loads	153	No. of Shunts	28	No. of SVS	0		
Generation	= 1747.62 MW		475.65 Mvar		1811.19 MVA		
External Infeed	= 0.00 MW		0.00 Mvar		0.00 MVA		
Inter Grid Flow	= -1260.11 MW		216.57 Mvar				
Load P(U)	= 2884.14 MW		356.55 Mvar		2906.10 MVA		
Load P(Un)	= 2884.14 MW		356.55 Mvar		2906.10 MVA		
Load P(Un-U)	= -0.00 MW		0.00 Mvar				
Motor Load	= 0.00 MW		0.00 Mvar		0.00 MVA		
Grid Losses	= 123.47 MW		316.30 Mvar				
Line Charging	=		-519.23 Mvar				
Compensation ind.	=		85.22 Mvar				
Compensation cap.	=		-498.98 Mvar				
Installed Capacity	= 2331.88 MW						
Spinning Reserve	= 54.62 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 0.96 [-]						
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]						
Inter Grid Flow to 01-Atacama	= -1260.11 MW		216.57 Mvar				
Total	= -1260.11 MW		216.57 Mvar				

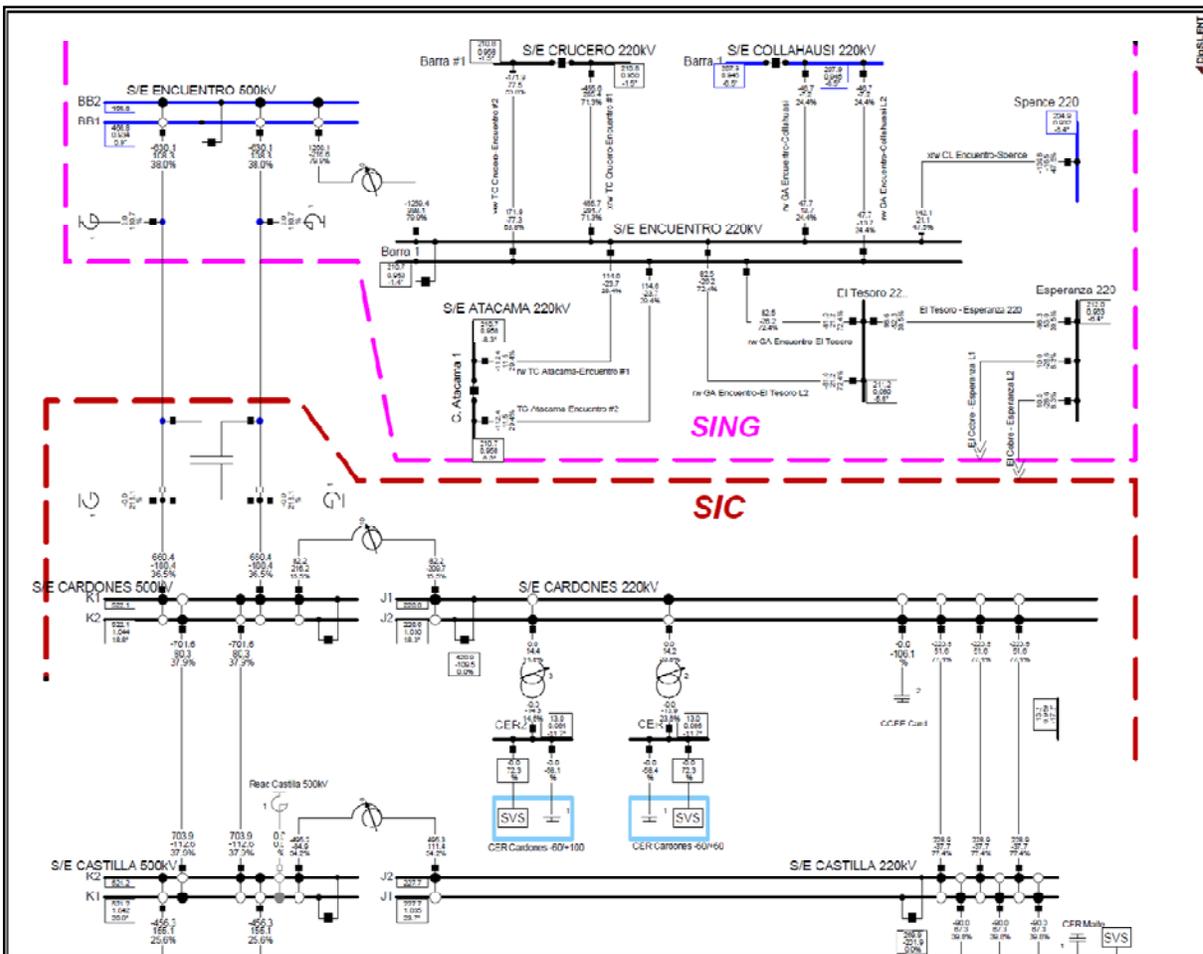


Figura 37: Unifilar con el estado pre-falla del sistema; caso 2020_Set_s10_b4_1340MW –AC Card-Enc

FALLA 3PH EN LÍNEA 220 kV ENCUENTRO – EL TESORO DEL SING

Se simula una falla trifásica (3ph) muy cerca de la barra Encuentro en el lado de la línea Encuentro – El Tesoro, la secuencia del evento es la siguiente:

1. Al tiempo 0.0 s falla 3ph lado línea L1 a 220 kV Encuentro - El Tesoro;

2. Al tiempo 0.100 s apertura 3ph de ambos extremos de la línea L1, eliminación de la falla;
3. Corrida hasta 10 s con apertura permanente del circuito fallado;

En la siguiente Figura 38 se muestra el comportamiento en el tiempo de las magnitudes:

- Tránsito de potencia activa en cada terna de la Interconexión SIC-SING;
- Tránsito de potencia reactiva en la Interconexión SIC-SING;
- Tensiones en las barras intermedias y extremas de la interconexión SIC-SING;
- Frecuencia en las diversas barras del sistema integrado desde P.Montt a Encuentro;

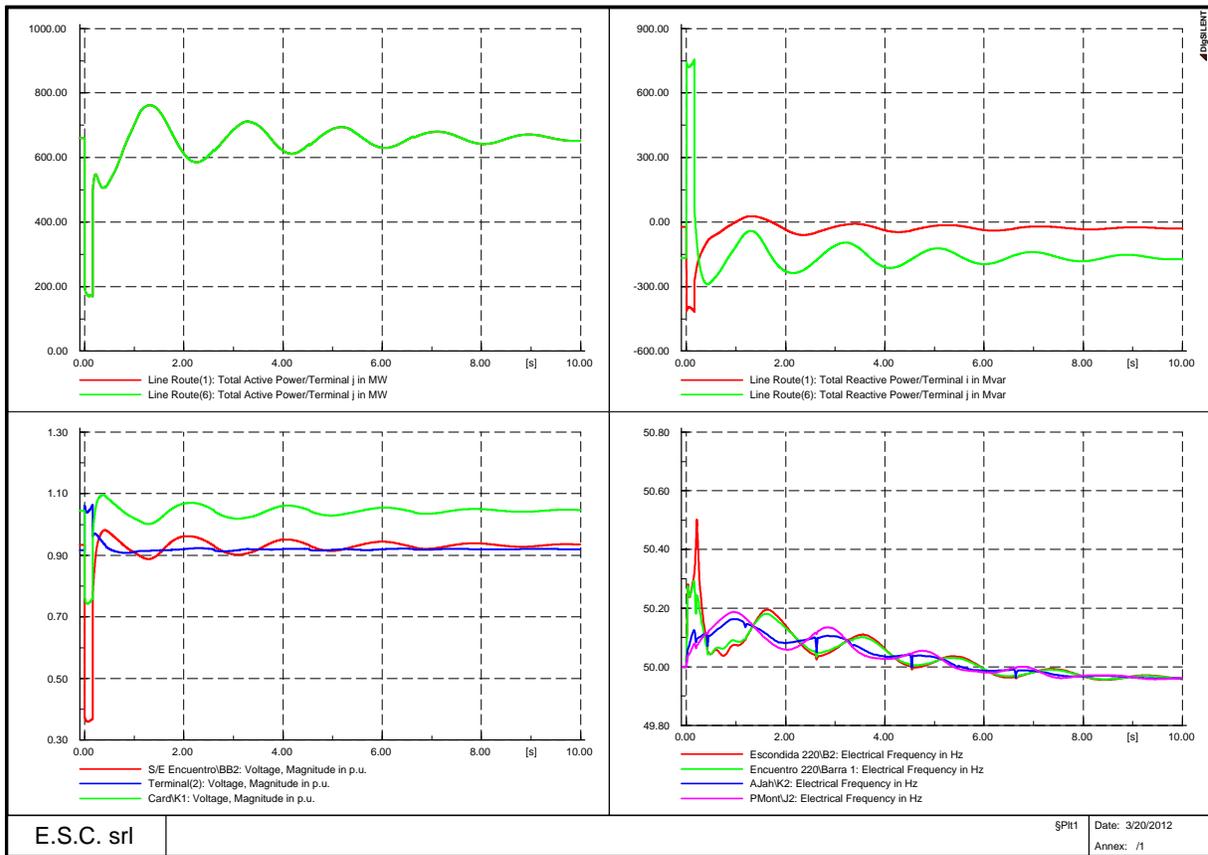


Figura 38: Flujo, V y freq. del sistema caso 2020_Set_s10_b4_1340MW-AC Card-Enc – falla 3ph Enc-EITes

FALLA 3PH EN LÍNEA 500 kV CARDONES – CASTILLA DEL SIC

Se simula una falla trifásica (3ph) muy cerca de la barra Cardones en el lado de una de las ternas Cardones – Castilla, la secuencia del evento es la siguiente:

1. Al tiempo 0.0 s falla 3ph lado línea a 500 kV Cardones - Castilla;
2. Al tiempo 0.100 s apertura 3ph del extremo lado barra de Cardones;
3. Al tiempo 0.110 s apertura 3ph del extremo lado barra de Castilla, eliminación de la falla;
4. Corrida hasta 10 s con apertura permanente del circuito fallado;

En la siguiente Figura 39 se muestra el comportamiento en el tiempo de las magnitudes:

- Tránsito de potencia activa en la Interconexión SIC-SING;
- Tránsito de potencia reactiva en la Interconexión SIC-SING;
- Tensiones en las barras intermedias y extremas de la interconexión SIC-SING;
- Frecuencia en las diversas barras del sistema integrado desde P.Montt a Encuentro;

La Figura 40 ilustra, por medio del diagrama unifilar de la porción del sistema integrado correspondiente a la interconexión, el estado post-falla de la distribución de los flujos de potencia en las líneas y tensiones en las barras luego de 10 s de simulación.

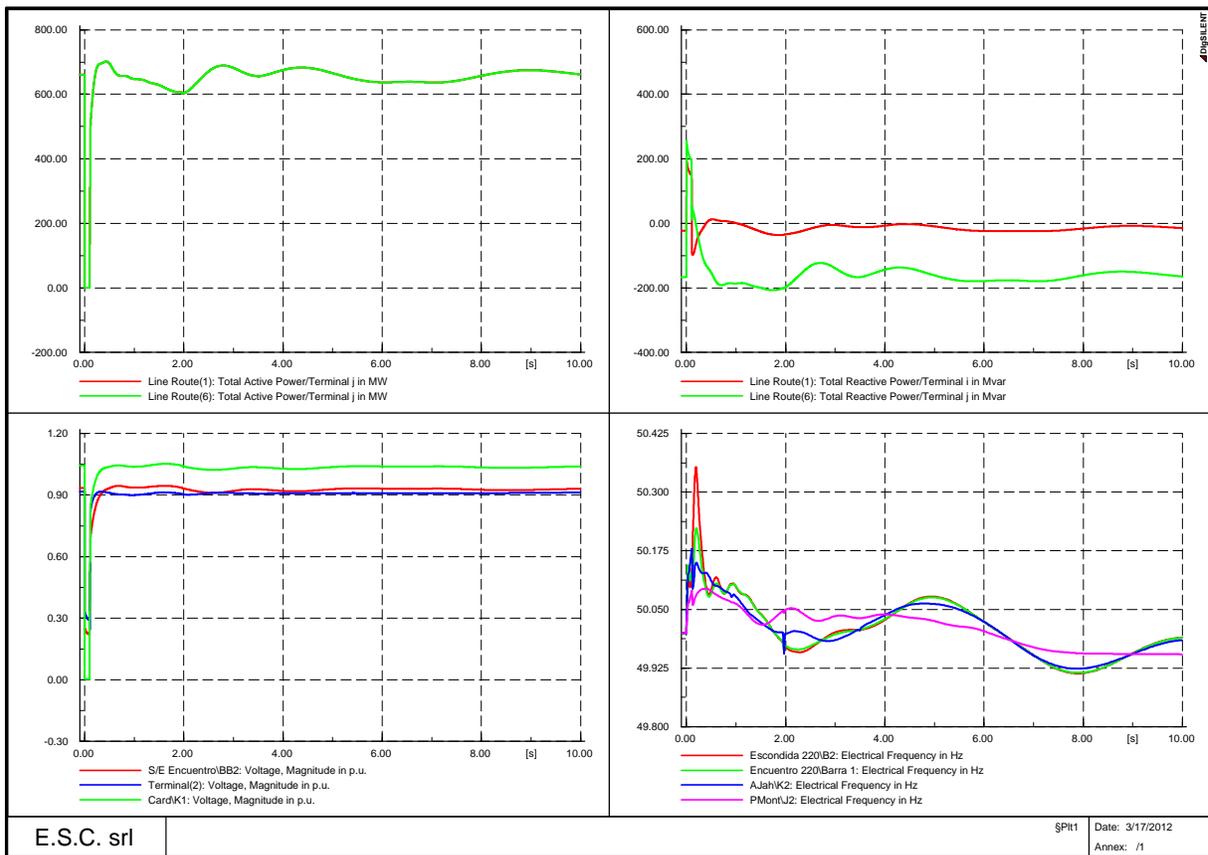


Figura 39: Flujo, V y frec. del sistema caso 2020_Set_s10_b4_1340MW-AC Card-Enc – falla 3ph Car-Cast 500 kV

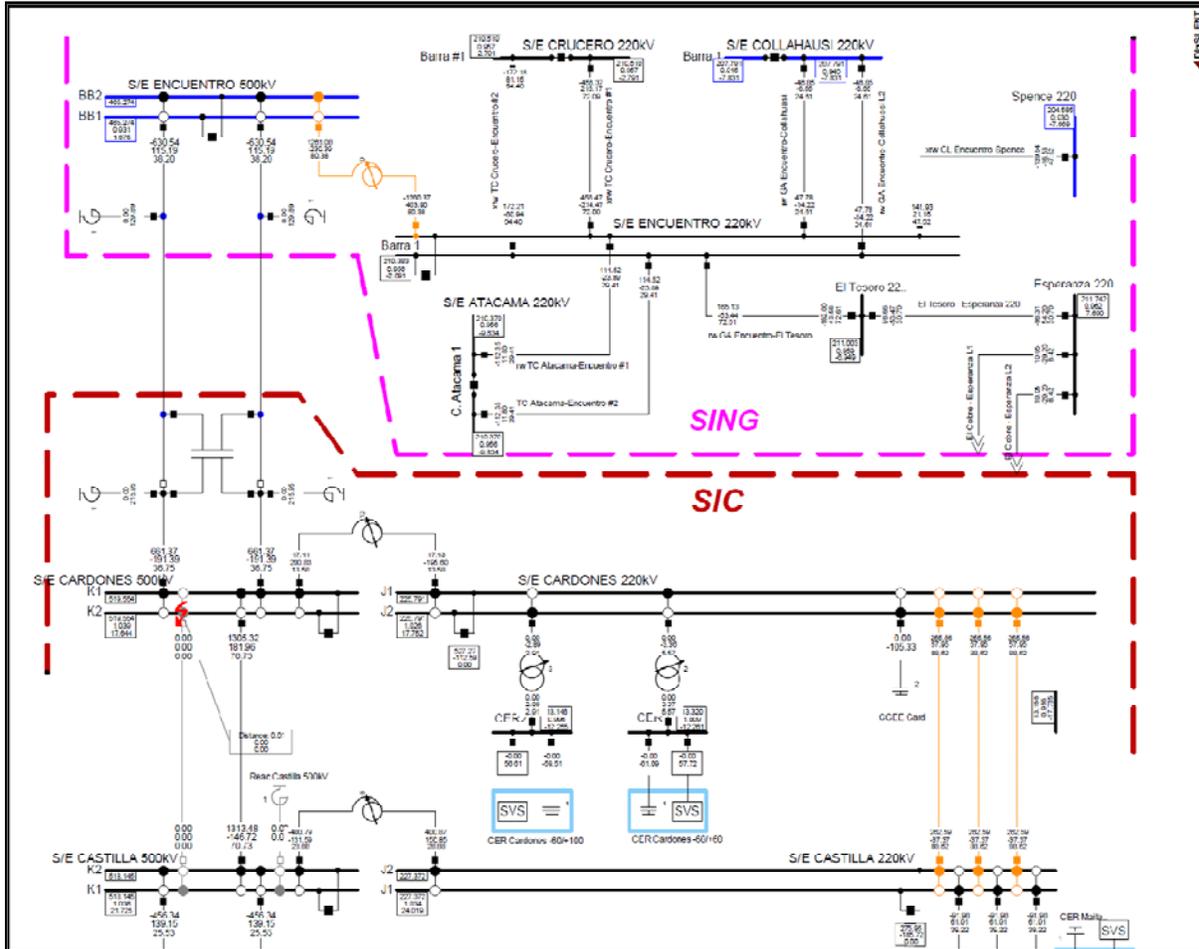


Figura 40: Estado operativo en post-falla caso 2020_Set_s10_b4_1340MW-AC Card-Enc – falla 3ph Car-Cast 500 kV

DESCONEXIÓN IMPREVISTA DE UNA UNIDAD DE GENERACIÓN IMPORTANTE DEL SING

Se simula una desconexión imprevista de una unidad de generación importante del SING, en este caso se trata de la unidad de Mejillones III la cual se encuentra despachada con algo más de 300 MW, que es casi un 19% de la producción del subsistema SING; la secuencia del evento es la siguiente:

1. Al tiempo 0.0 s desconexión de la unidad de Mejillones III;
2. Corrida hasta 10 s con salida permanente del generador;

En la siguiente Figura 41 se muestra el comportamiento en el tiempo de las magnitudes:

- Tránsito de potencia activa en la Interconexión SIC-SING;
- Tránsito de potencia reactiva en la Interconexión SIC-SING;
- Tensiones en las barras intermedias y extremas de la interconexión SIC-SING;
- Frecuencia en las diversas barras del sistema integrado desde P.Montt a Encuentro;

Mientras en la Figura 42 se han comparado algunas magnitudes para la misma simulación cuando se considera que las unidades del SING no tienen márgenes para contribuir en la regulación primaria del sistema.

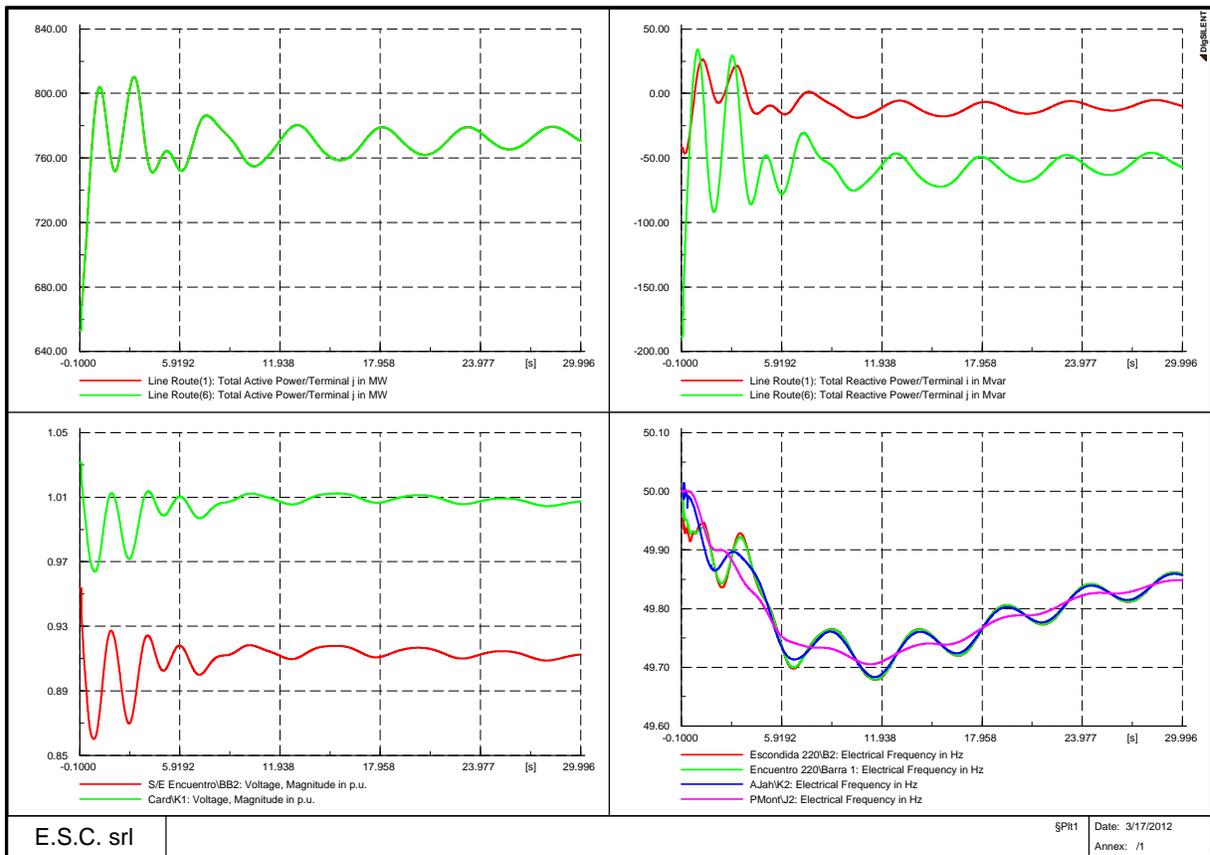


Figura 41: Flujo, V y freq. del sistema caso 2020_Set_s10_b4_1340MW –AC Card-Enc – salida Generador del SING

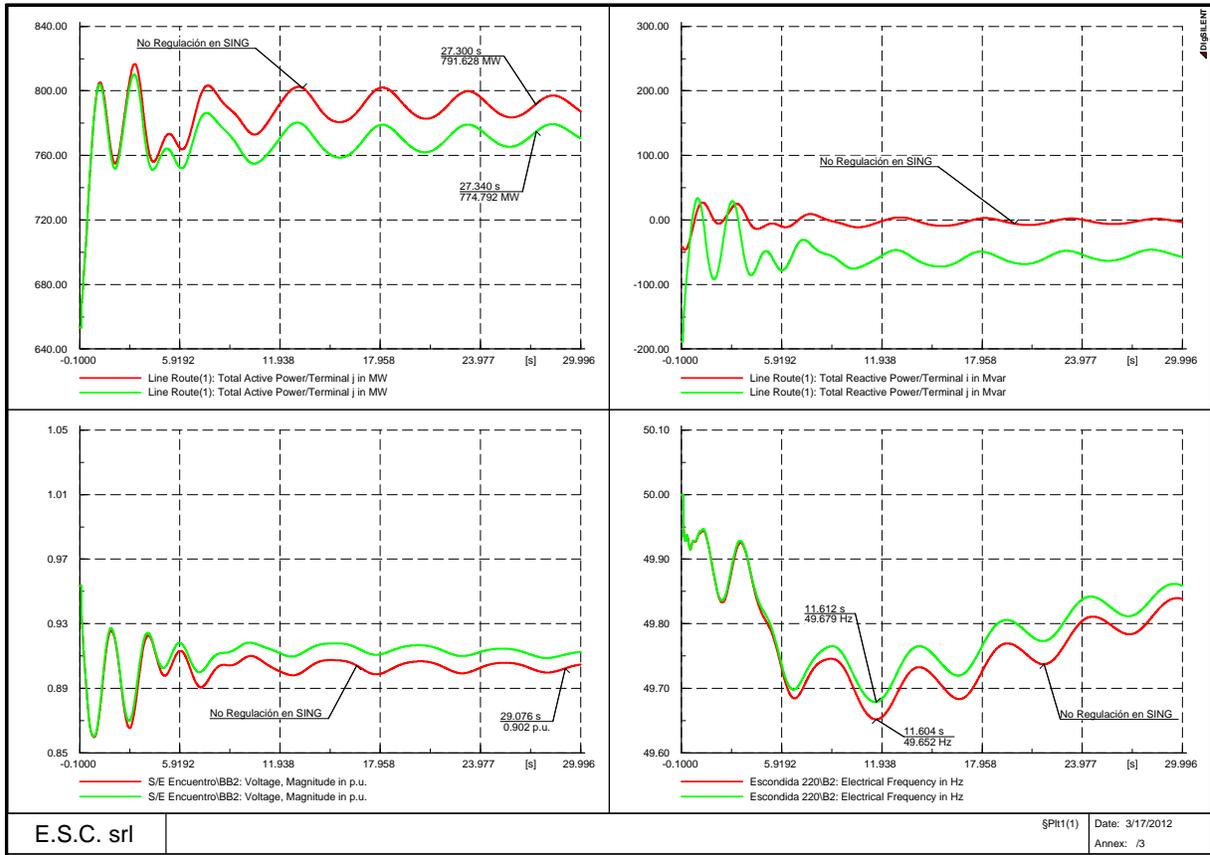


Figura 42: Flujo, V y freq. del sistema caso 2020_Set_s10_b4_1340MW-AC Card-Enc – OFF Gener del SING, con sin Regulación

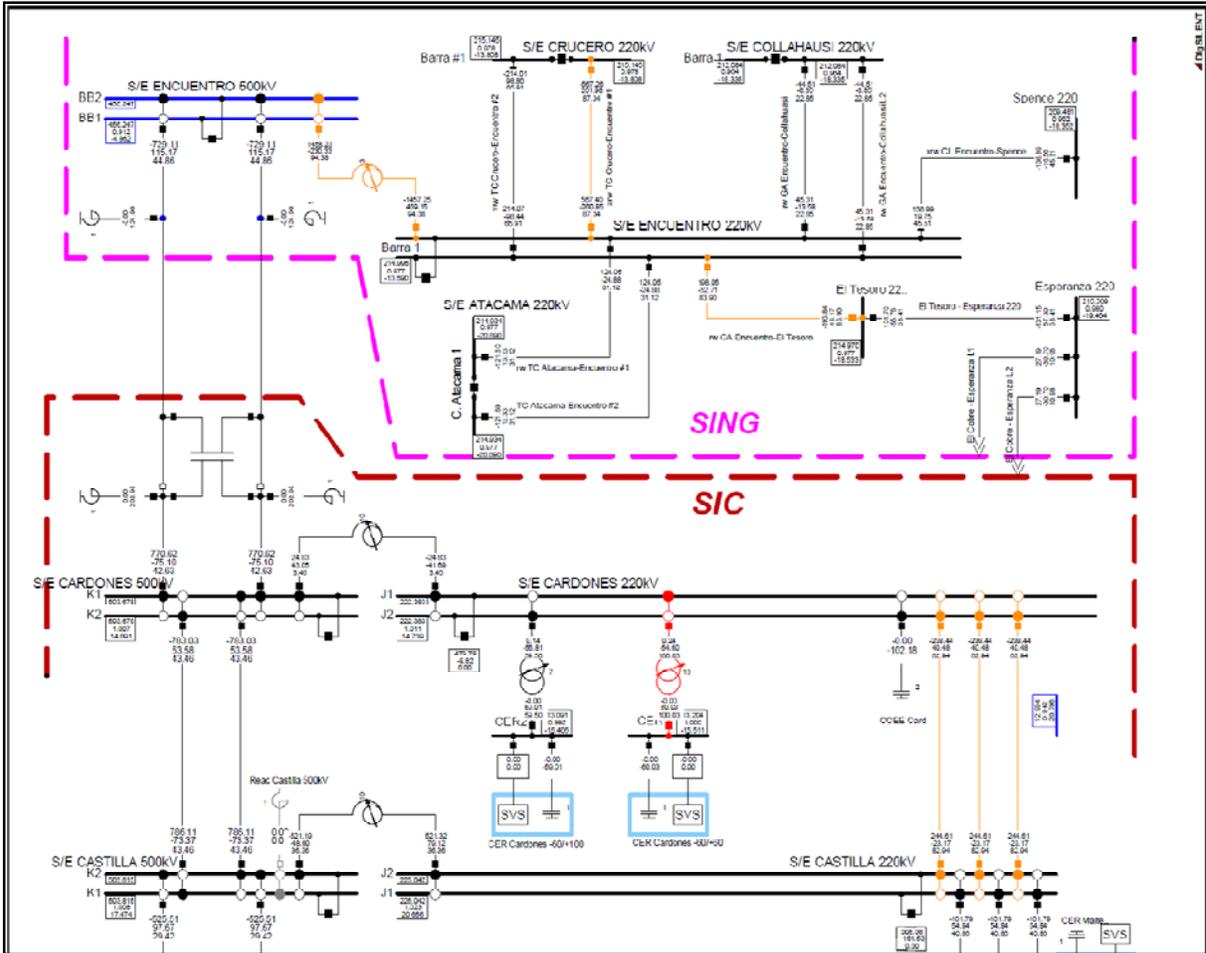


Figura 43: Estado operativo en post-falla caso 2020_Set_s10_b4_1340MW –AC Card-Enc – OFF Gener del SING

FALLA 2PH EN LÍNEA 500 kV CARDONES – ENCUESTRO; INTERCONEXIÓN SIC-SING

Se simula una falla bifásica (2ph) muy cerca de la barra de Encuentro 500 kV en el lado de una de las ternas Cardones – Encuentro de la interconexión en estudio, la secuencia del evento es la siguiente:

1. Al tiempo 0.0 s falla 2ph lado línea a 500 kV Cardones - Encuentro;
2. Al tiempo 0.100 s apertura 3ph del extremo lado barra de Encuentro;
3. Al tiempo 0.110 s apertura 3ph del extremo lado barra de Cardones, eliminación de la falla;
4. Corrida hasta 10 s con apertura permanente del circuito fallado;

En la siguiente Figura 39 se muestra el comportamiento en el tiempo de las magnitudes:

- Tránsito de potencia activa en la Interconexión SIC-SING;
- Tránsito de potencia reactiva en la Interconexión SIC-SING;
- Tensiones en las barras intermedias y extremas de la interconexión SIC-SING;
- Frecuencia en las diversas barras del sistema integrado desde P.Montt a Encuentro;

La Figura 46 ilustra en el diagrama unifilar de la porción del sistema integrado correspondiente a la interconexión el estado post-falla de la distribución de los flujos de potencia en las líneas y tensiones en las barras luego de 3 s de simulación.

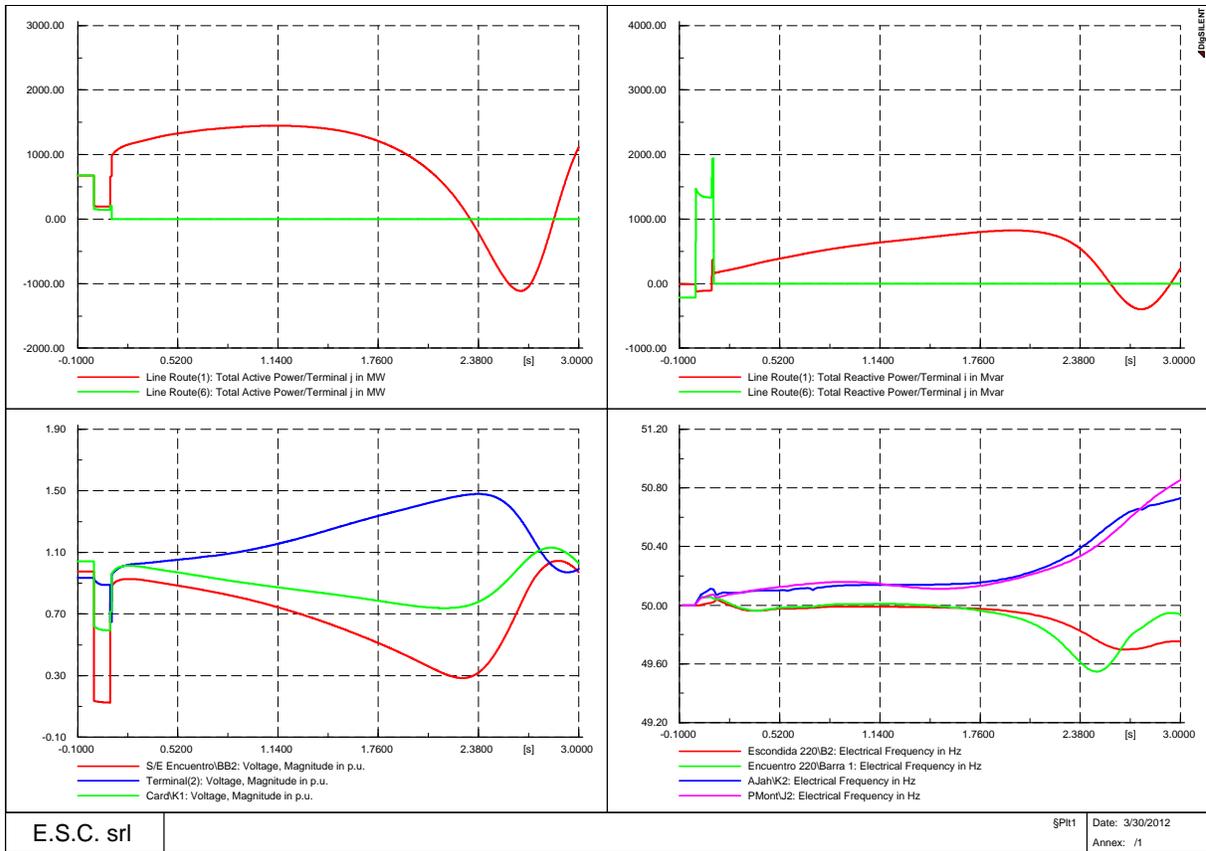


Figura 44: Flujo, V y frec. del sistema caso 2020_Set_s10_b4_1340MW-AC Card-Enc - falla 2ph Card-Encue 500 kV

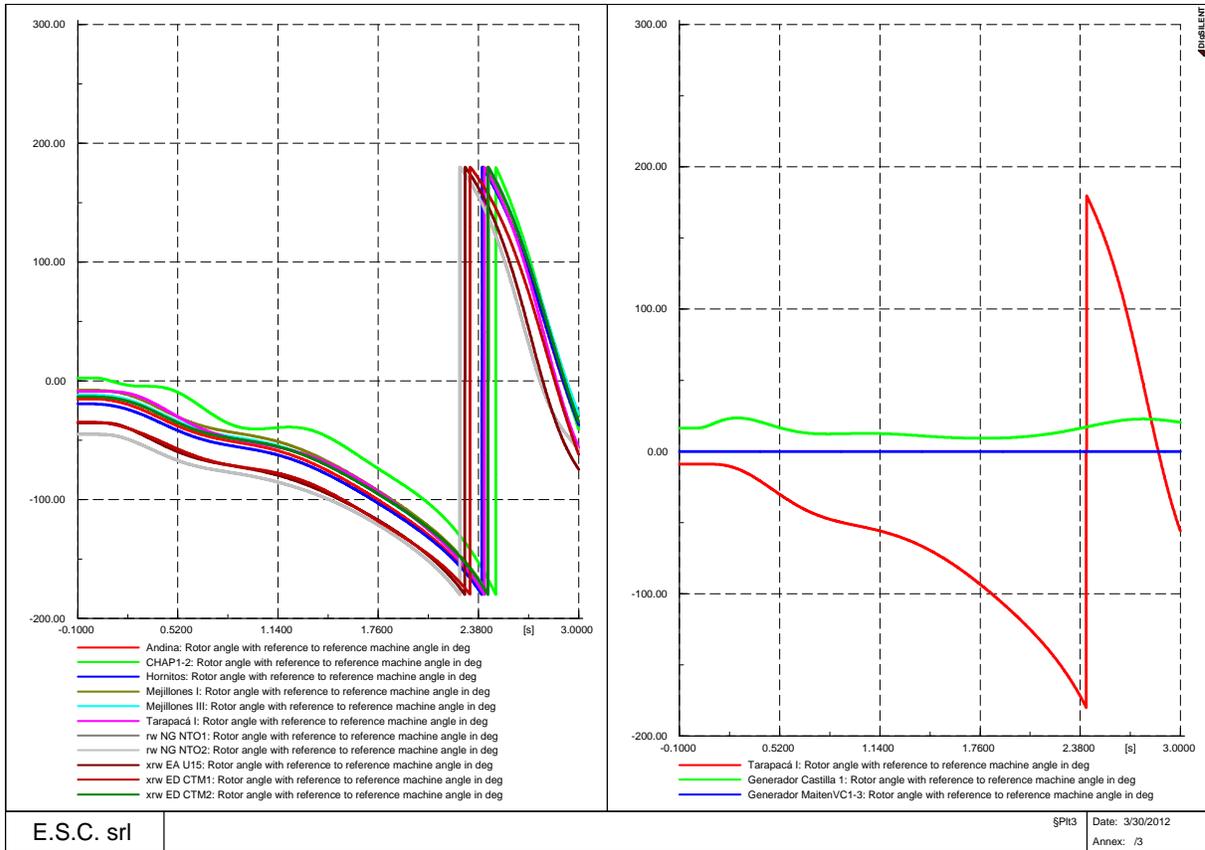


Figura 45: Ángulos de las unidades del SING caso 2020_Set_s10_b4_1340MW –AC Card-Enc – falla 2ph Card-Encue 500 kV

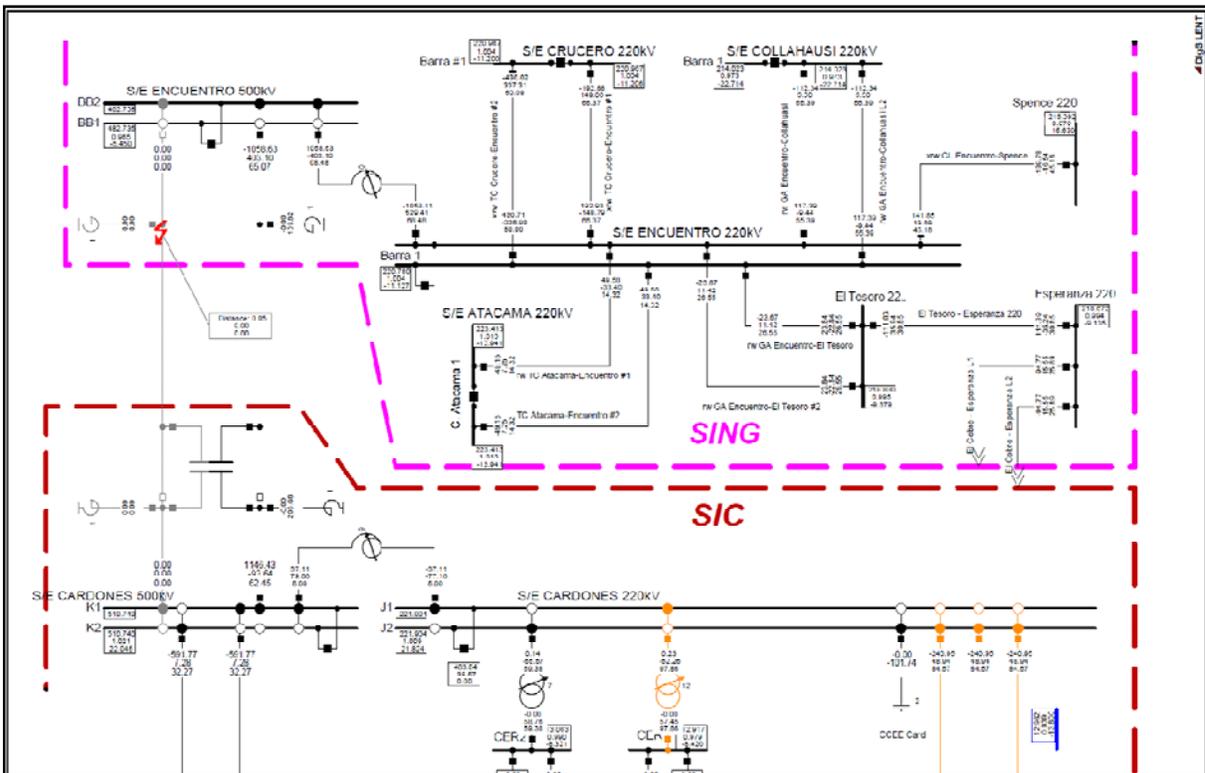


Figura 46: Estado operativo en post-falla caso 2020_Set_s10_b4_1340MW –AC Card-Enc – falla 2ph Car-Encu 500 kV

5.2 INTERCONEXIÓN EN AC CARDONES – EL COBRE - CASO 2020_SET_S10_B4_1400MW

Considerando el escenario descrito en el capítulo 5.1 se ha efectuado un redespacho en el subsistema del SING, sin modificar el número de unidades en servicio, de manera de alcanzar un nivel de intercambio de potencia de 1400 MW desde el SIC→SING.

La condición de pre-falla (estado inicial) del sistema se ilustra mediante un diagrama unifilar (Figura 47) con los flujos y tensiones para una porción del sistema en la cual se ponen en evidencia la interconexión SIC-SING, las subestaciones terminales y las principales líneas que convergen en cada barra terminal del enlace bajo estudio.

Tabla 41: Resumen del estado operativo pre-falla del subsistema SING – AC Card-ElCobre; 1400 MW

Grid: zSING		System Stage: 19-10 Dda Max		Study Case: Esc_2020-09_s10_b4_1400MW		Annex: / 15	
Grid: zSING		Summary					
No. of Substations	29	No. of Busbars	429	No. of Terminals	643	No. of Lines	184
No. of 2-w Trfs.	207	No. of 3-w Trfs.	37	No. of syn. Machines	19	No. of asyn.Machines	3
No. of Loads	153	No. of Shunts	28	No. of SVS	0		
Generation	= 1671.06 MW	219.63 Mvar		1685.43 MVA			
External Infeed	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Inter Grid Flow	= -1351.87 MW	86.39 Mvar					
Load P(U)	= 2884.14 MW	356.55 Mvar		2906.10 MVA			
Load P(Un)	= 2884.14 MW	356.55 Mvar		2906.10 MVA			
Load P(Un-U)	= -0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Grid Losses	= 138.67 MW	232.77 Mvar					
Line Charging	=	-1010.01 Mvar					
Compensation ind.	=	94.41 Mvar					
Compensation cap.	=	-550.50 Mvar					
Installed Capacity	= 2331.88 MW						
Spinning Reserve	= 131.18 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 0.99	0.99 [-]					
Load/Motor	= 0.99 / 0.00	[-]					
Inter Grid Flow to							
01-Atacama	= -1351.87 MW	86.39 Mvar					
Total	= -1351.87 MW	86.39 Mvar					

La Tabla 41 precedente muestra un resumen del estado operativo del subsistema SING, se hace notar la relación entre la producción local (≈ 1671 MW) y el nivel de importación de potencia activa a través de la Interconexión SIC – SING (≈ 1351 MW).

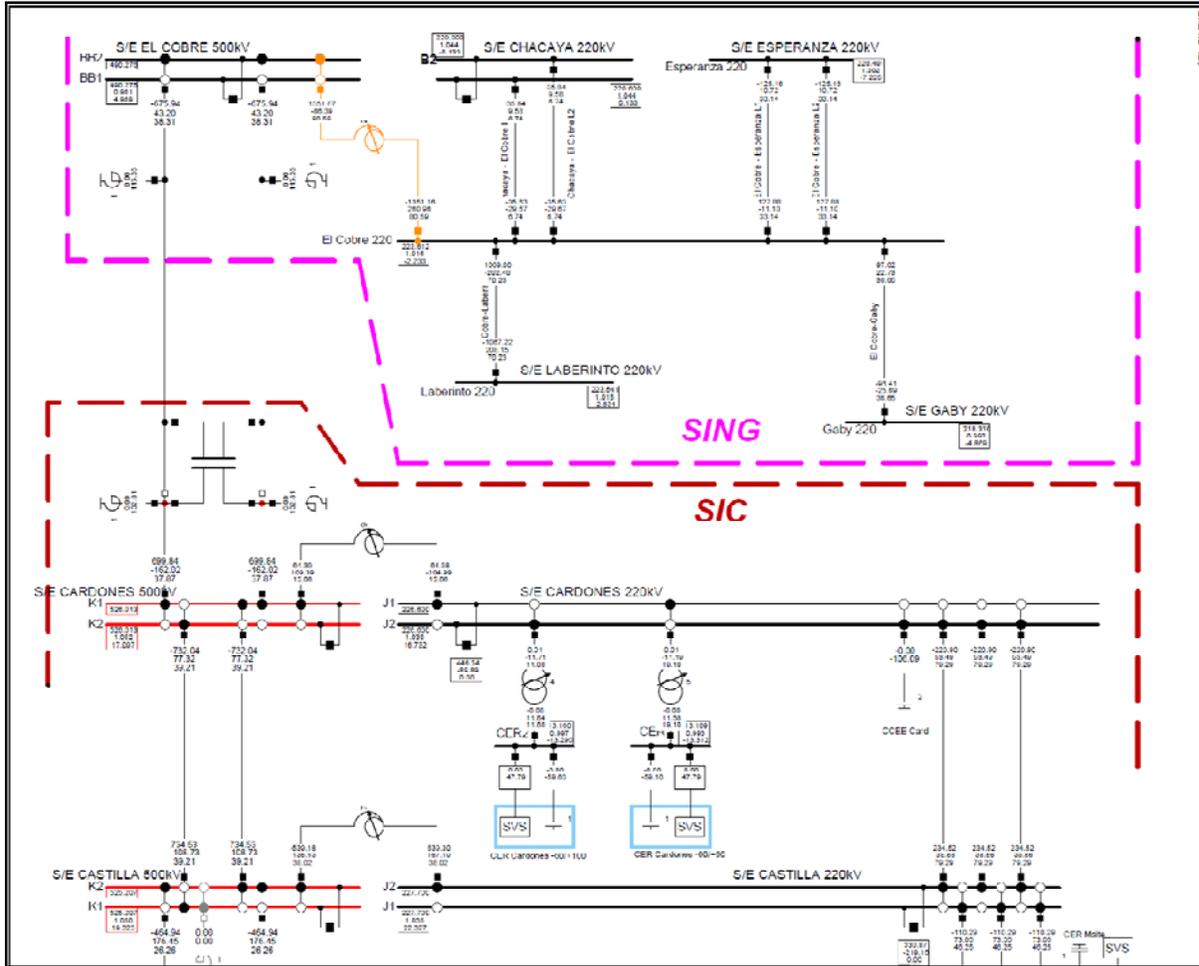


Figura 47: Unifilar con el estado pre-falla del sistema; caso 2020_Set_s10_b4_1400MW –AC Card-ElCobre

DESCONEXIÓN DE UNA UNIDAD IMPORTANTE DEL SING – REDESPACHO CON 1400 MW

Se simula una desconexión imprevista de una unidad de generación importante del SING, en este caso se trata de la unidad de Mejillones III la cual se encuentra despachada con algo más de 300 MW, que es casi un 19% de la producción del subsistema SING; la secuencia del evento es la siguiente:

1. Al tiempo 0.0 s desconexión de la unidad de Mejillones III;
2. Corrida hasta 10 s con salida permanente del generador;

En la siguiente Figura 48 se muestra el comportamiento en el tiempo de las magnitudes:

- Tránsito de potencia activa en la Interconexión SIC-SING;
- Tránsito de potencia reactiva en la Interconexión SIC-SING;
- Tensiones en las barras intermedias y extremas de la interconexión SIC-SING;
- Frecuencia en las diversas barras del sistema integrado desde P.Montt a Encuentro;

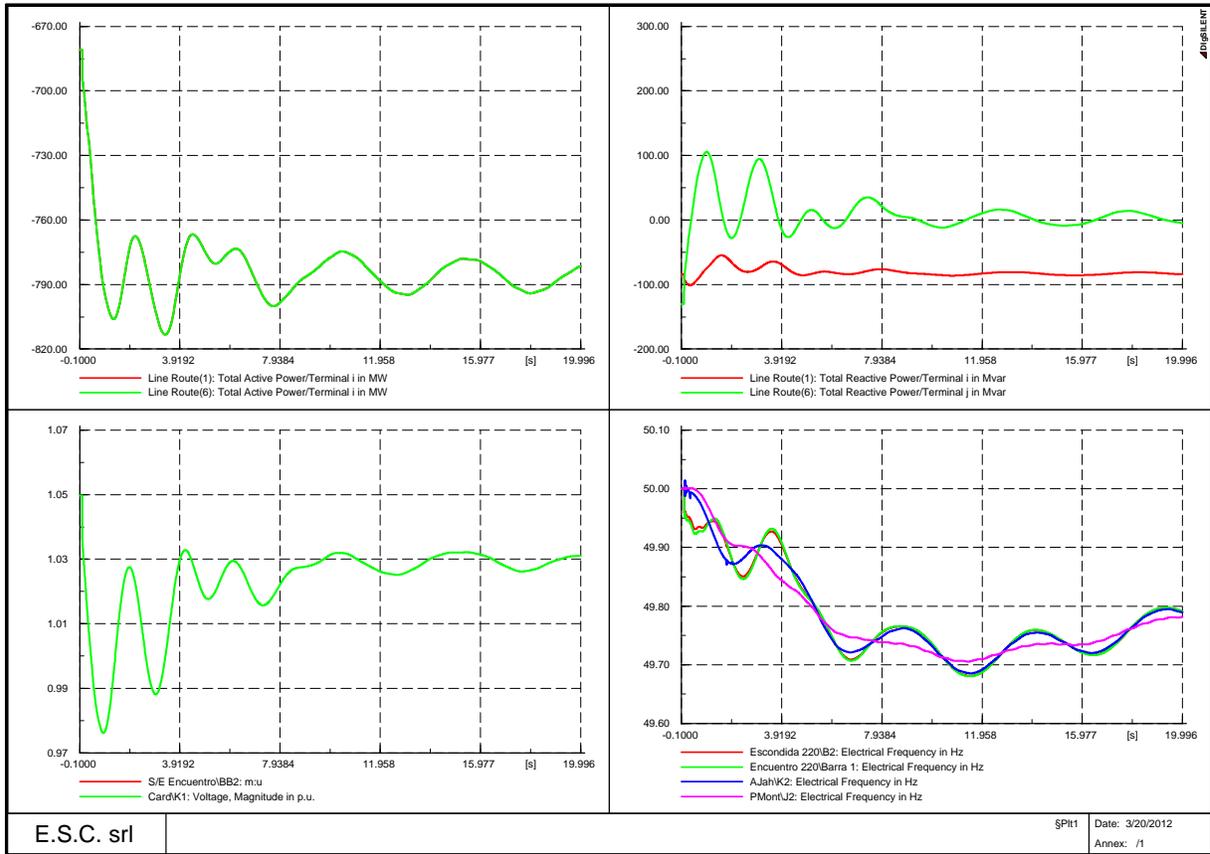


Figura 48: Flujo, V y frec. del sistema caso 2020_Set_s10_b4_1400MW –AC Card-ElCobre – salida Generador del SING

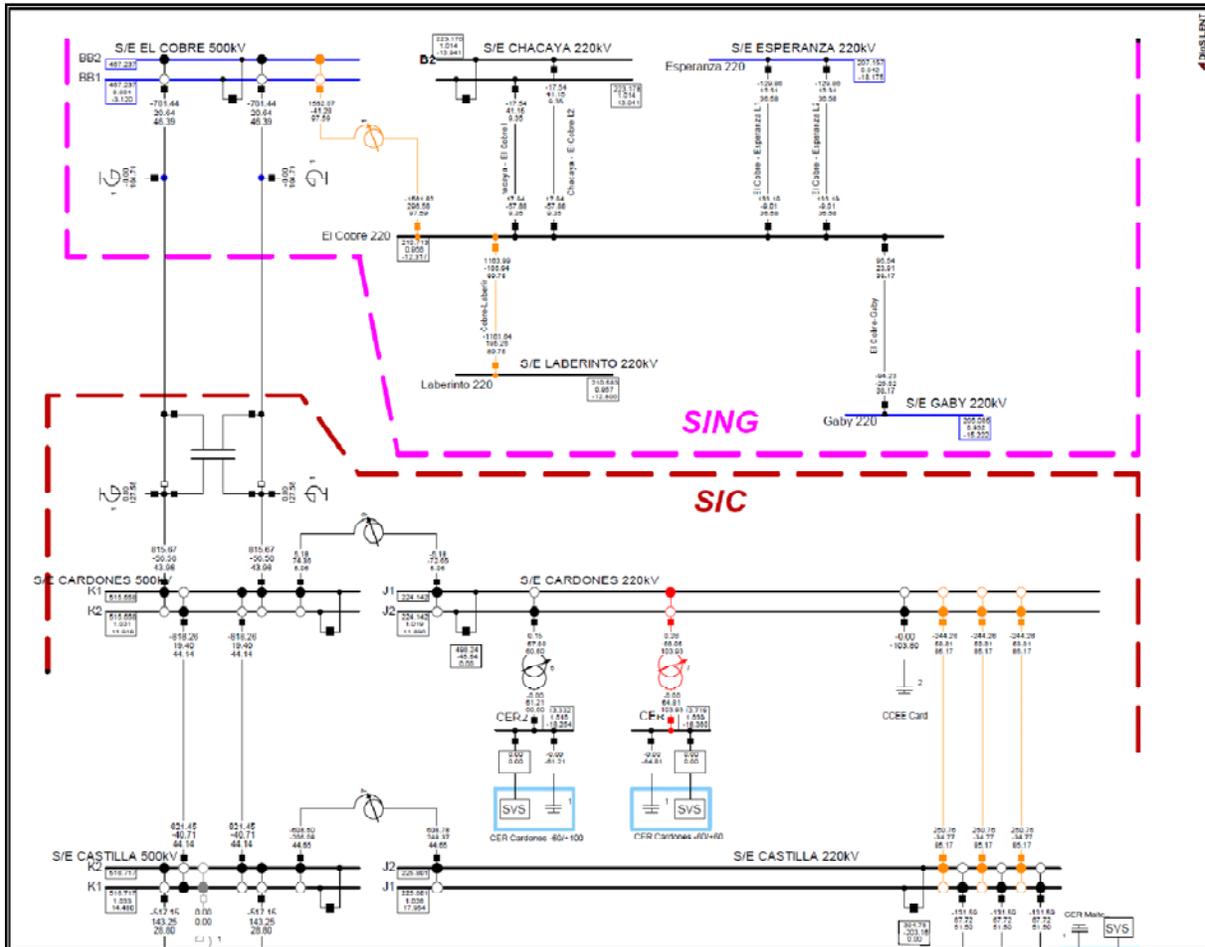


Figura 49: Estado operativo en post-falla caso 2020_Set_s10_b4_1400MW-AC Card-ElCobre – OFF Gener del SING

FALLA 2PH EN LÍNEA 500 kV CARDONES – ELCOBRE; INTERCONEXIÓN SIC-SING

Se simula una falla bifásica (2ph) muy cerca de la barra de El Cobre 500 kV en el lado de una de las ternas Cardones – El Cobre de la interconexión en estudio, la secuencia del evento es la siguiente:

1. Al tiempo 0.0 s falla 2ph lado línea a 500 kV Cardones - Encuentro;
2. Al tiempo 0.100 s apertura 3ph del extremo lado barra de Encuentro;
3. Al tiempo 0.110 s apertura 3ph del extremo lado barra de Cardones, eliminación de la falla;
4. Corrida hasta 10 s con apertura permanente del circuito fallado;

En la siguiente Figura 39 se muestra el comportamiento en el tiempo de las magnitudes:

- Tránsito de potencia activa en la Interconexión SIC-SING;
- Tránsito de potencia reactiva en la Interconexión SIC-SING;
- Tensiones en las barras intermedias y extremas de la interconexión SIC-SING;
- Frecuencia en las diversas barras del sistema integrado desde P.Montt a Encuentro;

La Figura 46 ilustra en el diagrama unifilar de la porción del sistema integrado correspondiente a la interconexión el estado post-falla de la distribución de los flujos de potencia en las líneas y tensiones en las barras luego de 10 s de simulación.

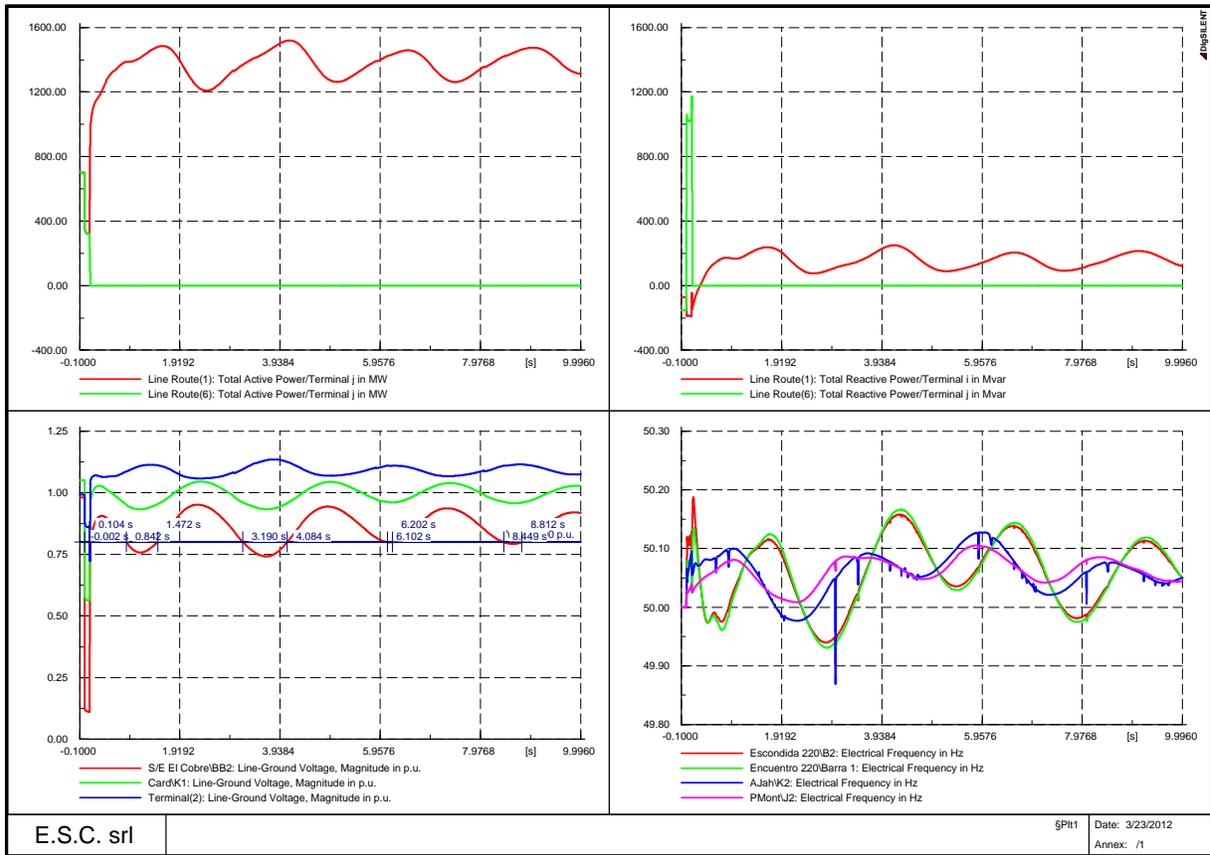


Figura 50: Flujo, V y frec. del sistema caso 2020_Set_s10_b4_1400MW –AC Card-ElCobre – falla 2ph Card-ElCobre 500 kV

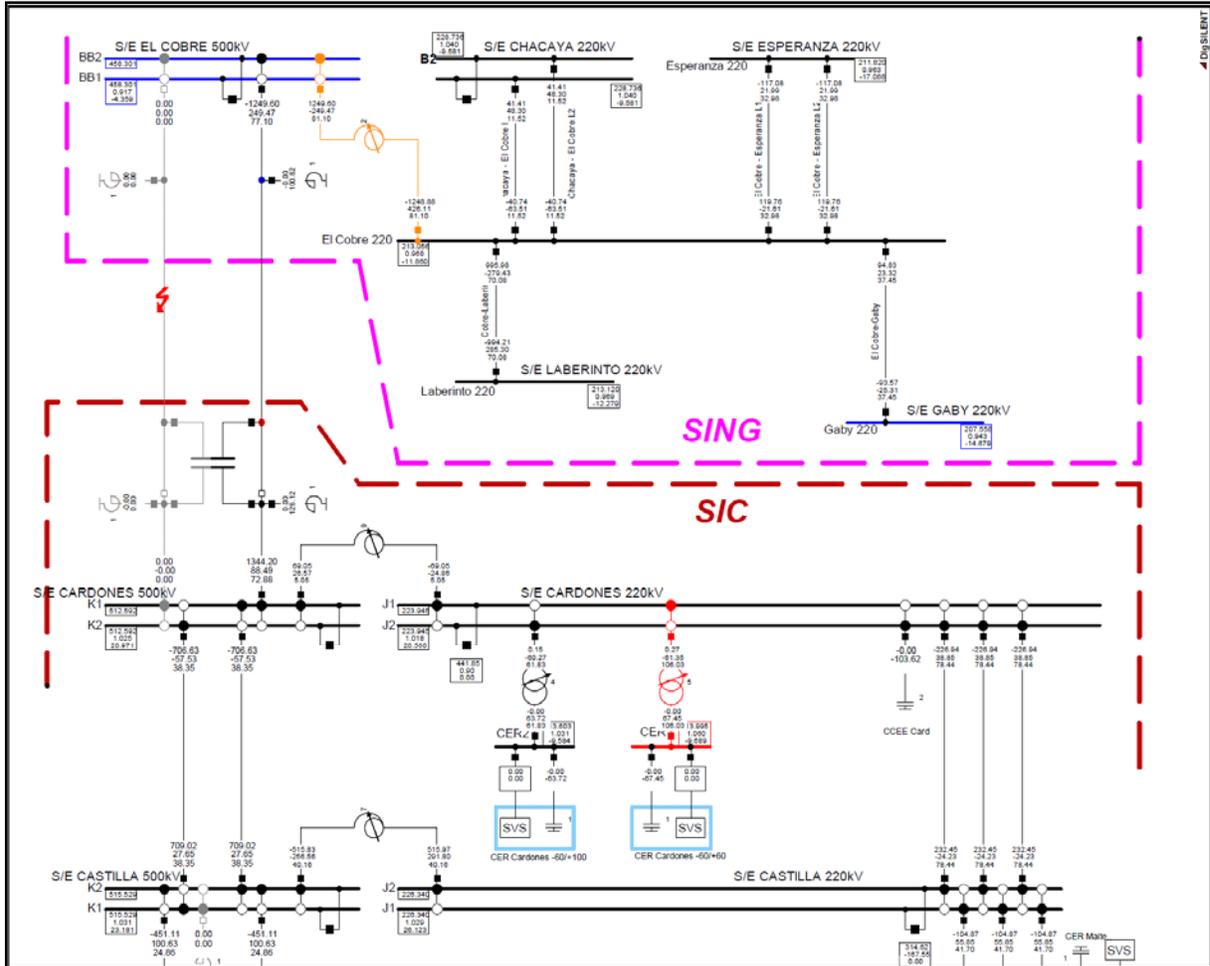


Figura 51: Estado operativo en post-falla caso 2020_Set_s10_b4_1400MW-AC Card-ElCobre –falla 2ph Card-ElCobre 500kv

5.3 INTERCONEXIÓN EN AC CARD – EL COBRE - ENCU - CASO 2020_SET_S10_B4_1400MW

En base a los resultados precedentes en cuanto a satisfacer el requerimiento de la contingencia N-1 de una de las ternas de la interconexión, se observa que no se consigue cumplir con las soluciones analizadas, ya sea por un problema de inestabilidad angular (como el caso Cardones-Encuentro) o bien por un problema de tensiones que en el lado del SING no se recuperan permaneciendo por debajo del umbral fijado por la normativa.

Por esta razones se propone una solución, siempre en AC, que combina las dos bajo estudio, es decir una interconexión a 500 kV desde Cardones pasando por El Cobre y terminando en la S.E. Encuentro.

La condición de pre-falla (estado inicial) del sistema se ilustra mediante un diagrama unifilar (Figura 47) con los flujos y tensiones para una porción del sistema en la cual se ponen en evidencia la interconexión SIC-SING, las subestaciones terminales y las principales líneas que convergen en cada barra terminal del enlace bajo estudio.

Tabla 42: Resumen del estado operativo pre-falla del subsistema SING – AC Card-ElCobre-Encu; 1500 MW

Grid: zSING	System Stage: 19-10 Dda Max	Study Case: Esc 2020-09 s10 b4 1500MW	Annex:	/ 15			
Grid: zSING Summary							
No. of Substations	30	No. of Bushers	431	No. of Terminals	663	No. of Lines	187
No. of 2-w Trfs.	208	No. of 3-w Trfs.	37	No. of syn. Machines	19	No. of asyn.Machines	3
No. of Loads	153	No. of Shunts	28	No. of SVS	0		
Generation	= 1542.40 MW		23.20 Mvar	1542.56 MVA			
External Infeed	= 0.00 MW		0.00 Mvar	0.00 MVA			
Inter-Grid Flow	= -1439.23 MW		439.58 Mvar				
Load P(U)	= 2884.14 MW		356.55 Mvar	2906.10 MVA			
Load P(Un)	= 2884.14 MW		356.55 Mvar	2906.10 MVA			
Load P(Un-U)	= -0.00 MW		0.00 Mvar				
Motor Load	= 0.00 MW		0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	= 97.36 MW		-332.53 Mvar				
Line Charging	= 0.00 MW		-1309.56 Mvar				
Compensation Ind.	= 0.00 MW		9.45 Mvar				
Compensation cap.	= 0.00 MW		-584.87 Mvar				
Installed Capacity	= 2331.88 MW						
Spinning Reserve	= 259.84 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1.00 [-]						
Load/Motor	= 0.99 / 0.00 [-]						
Inter-Grid Flow to							
01-Atacama	= -1439.23 MW	439.58 Mvar					
Total	= -1439.23 MW	439.58 Mvar					

La Tabla 41 precedente muestra un resumen del estado operativo del subsistema SING, se hace notar la relación entre la producción local (≈ 1671 MW) y el nivel de importación de potencia activa a través de la Interconexión SIC – SING (≈ 1351 MW).

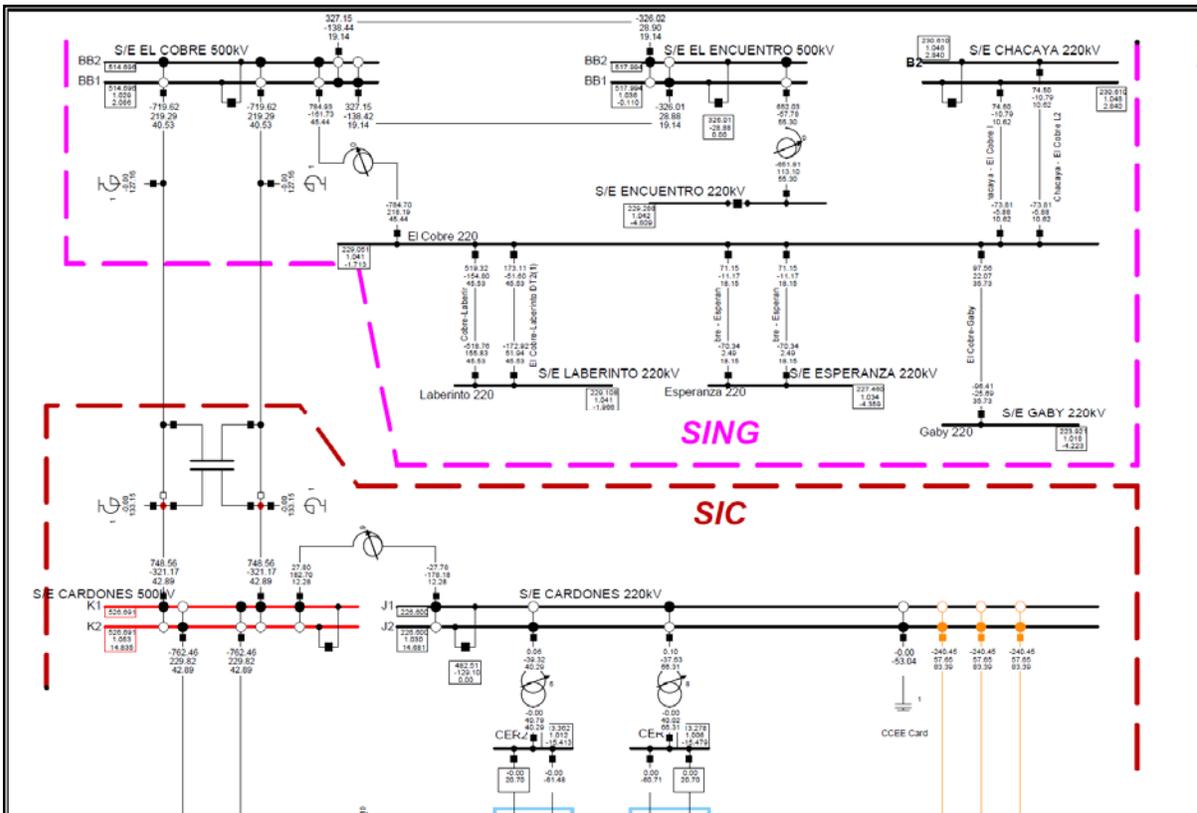


Figura 52: Unifilar con el estado pre-falla del sistema; caso 2020_Set_s10_b4_1500MW –AC Card-ElCobre-Encuentro

FALLA 2PH EN LÍNEA 500 KVCARD – ELCOBRE - ENCUEN; INTERCONEXIÓN SIC-SING

Se simula una falla bifásica (2ph) muy cerca de la barra de El Cobre 500 kV en el lado de una de las ternas Cardones – El Cobre de la interconexión en estudio, la secuencia del evento es la siguiente:

5. Al tiempo 0.0 s falla 2ph lado línea a 500 kV Cardones - Encuentro;
6. Al tiempo 0.100 s apertura 3ph del extremo lado barra de Encuentro;
7. Al tiempo 0.110 s apertura 3ph del extremo lado barra de Cardones, eliminación de la falla;

8. Corrida hasta 10 s con apertura permanente del circuito fallado;

En la siguiente Figura 39 se muestra el comportamiento en el tiempo de las magnitudes:

- Tránsito de potencia activa en la Interconexión SIC-SING;
- Tránsito de potencia reactiva en la Interconexión SIC-SING;
- Tensiones en las barras intermedias y extremas de la interconexión SIC-SING;
- Frecuencia en las diversas barras del sistema integrado desde P.Montt a Encuentro;

La Figura 46 ilustra en el diagrama unifilar de la porción del sistema integrado correspondiente a la interconexión el estado post-falla de la distribución de los flujos de potencia en las líneas y tensiones en las barras luego de 10 s de simulación.

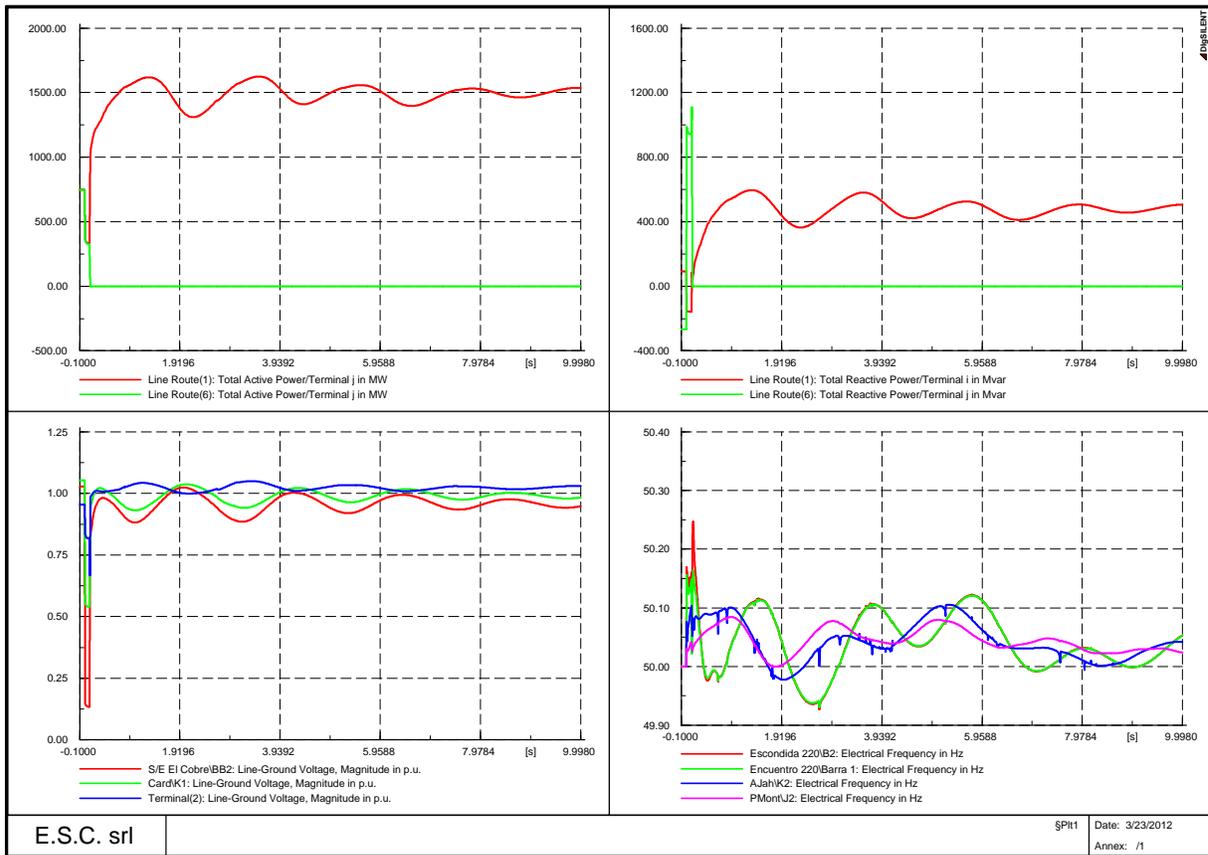


Figura 53: Flujo, V y freq. del sistema caso 2020_Set_s10_b4_1500MW-AC Card-ElCobre – falla 2ph Card-ElCobre-Encu 500 kV

Se observa de estos resultados que la solución propuesta afronta el evento sin mayores problemas y recupera una condición aceptable de funcionamiento, manteniendo sobre la terna “sana”, como se observa en la siguiente figura, un intercambio desde el SIC→SING de alrededor de 1500 MW como era en la condición pre-falla con las dos ternas en servicio.

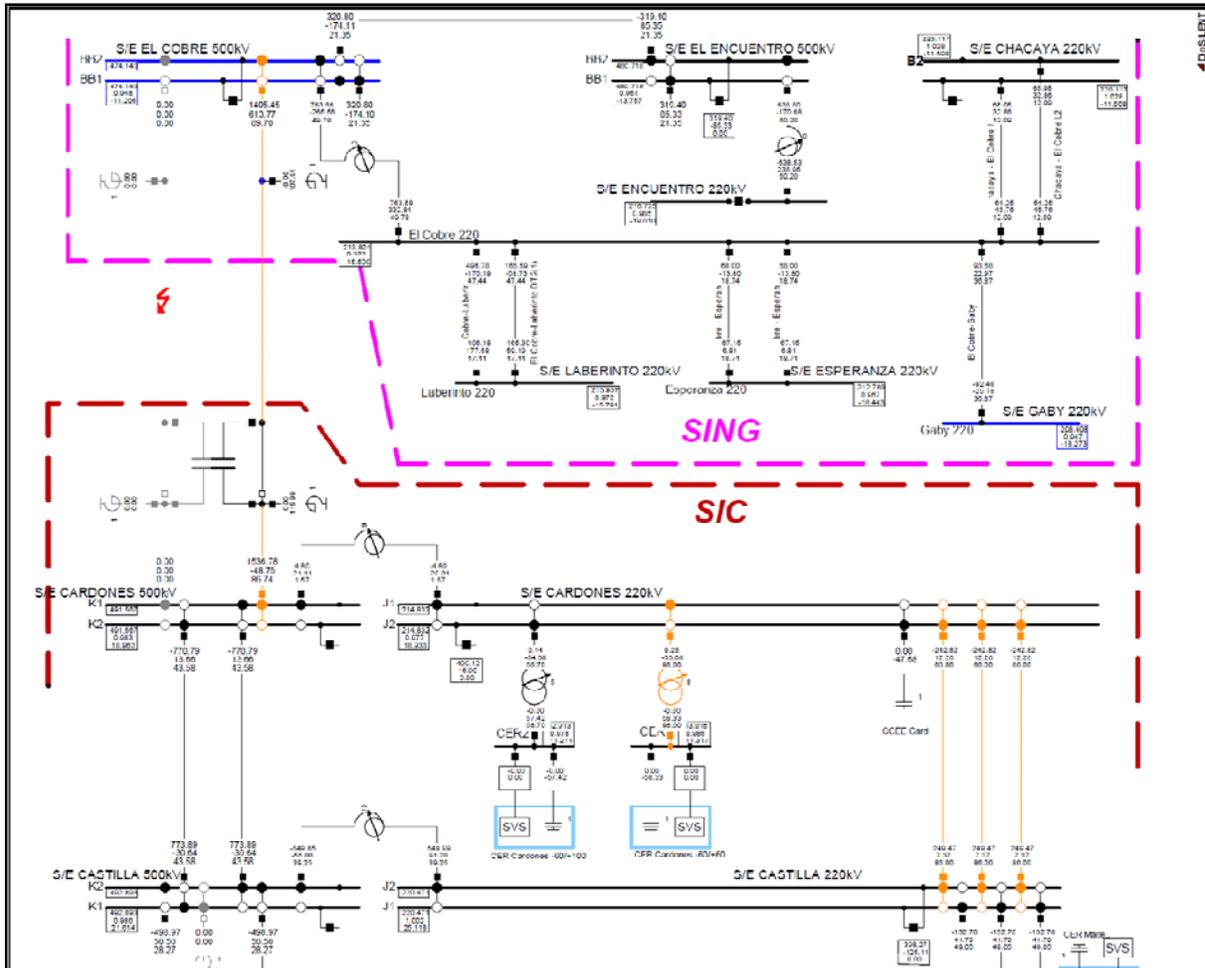


Figura 54: Estado operativo en post-falla caso 2020_Set_s10_b4_1500MW –AC Card-ElCobre – falla 2ph Card-ElCobre-Encue 500 kV

5.4 INTERCONEXIÓN EN HVDC CARDONES – ENCUESTRO - CASO 2020_SET_S10_B4_1340MW

Haciendo referencia al escenario descrito en el capítulo 4.3 con una alta transferencia desde SIC → SING se han realizado las simulaciones de los eventos mencionados para la solución de Interconexión SIC – SING por medio de un bipolo HVDC a ±400.kV. Estos análisis se basan en una solución de enlace HVDC que se considera “económica” dado que se ha empleado un diseño en grado de suministrar mitad de la potencia total prevista (es decir 500 o 750 MW según el caso), en el caso se produzca la contingencia N-1 de uno de los polos, al máximo en esta condición las estaciones de conversión podrían soportar una sobrecarga del 10% en modo transitorio y del 5% casi permanente.

El diseño y la relativa valorización económica de la solución que admite el 100% del transporte requerido (1000 o 1500 MW) operando con un solo Polo es la que se ha presentado en los capítulos **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.;** **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

Por ello se puede afirmar que todos los eventos estudiados y respectivas conclusiones son válidas para ambas soluciones, con excepción de aquellos eventos que comportan la

pérdida de 1 Polo del enlace donde, como se ha mencionado, se han efectuado las verificaciones necesarias para un diseño que no cumple plenamente con el requisito del N-1. Se hace notar que para los escenarios utilizados en las simulaciones de las perturbaciones han sido implementados los refuerzos de las redes locales que resultaron de los análisis de estado estacionario.

La condición de pre-falla (estado inicial) del sistema se ilustra mediante un diagrama unifilar (Figura 55y Figura 56) con los flujos y tensiones para una porción del sistema en la cual se ponen en evidencia la interconexión SIC-SING, las subestaciones terminales y las principales líneas que convergen en cada barra terminal del enlace bajo estudio.

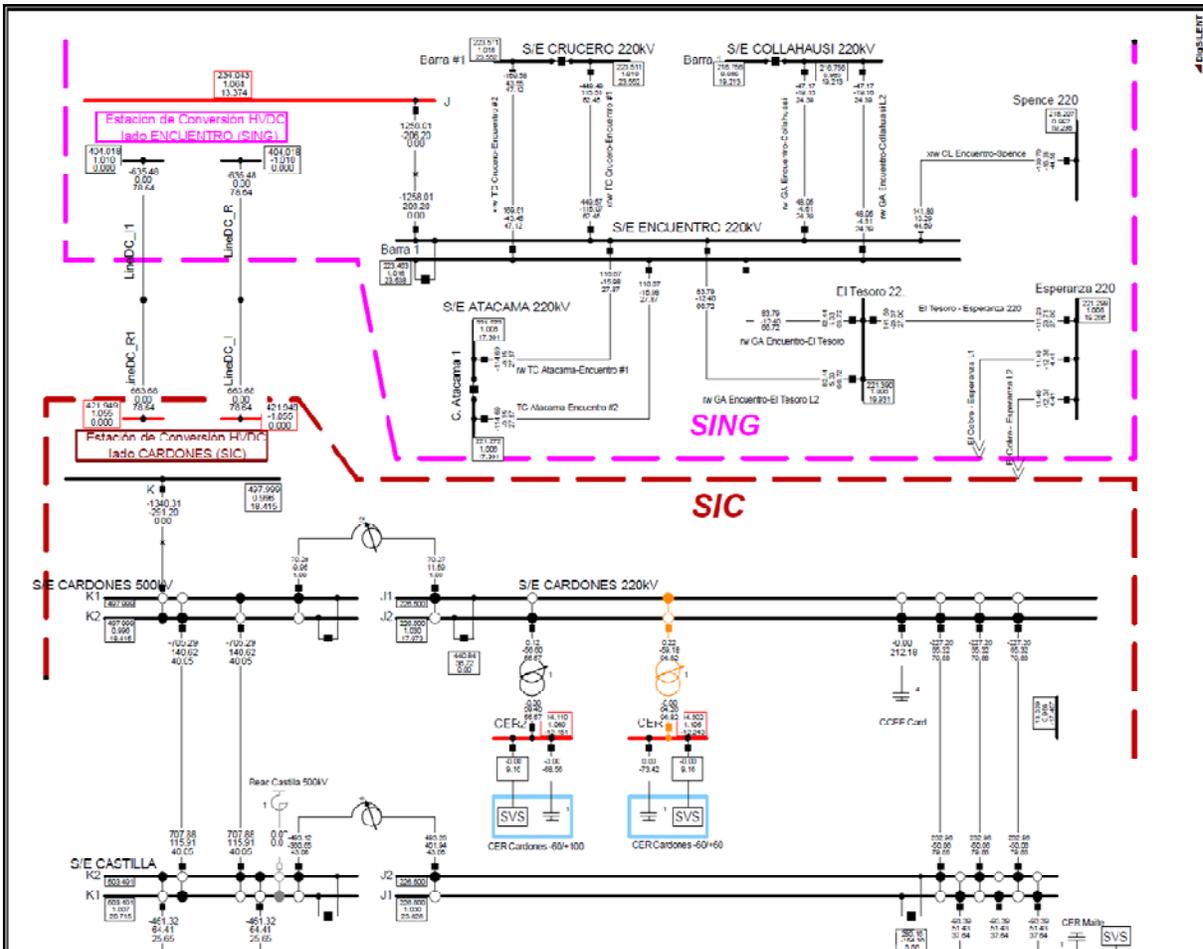


Figura 55: Unifilar con el estado pre-falla del sistema; caso 2020_Set_s10_b4_1340MW –HVDC Card-Enc

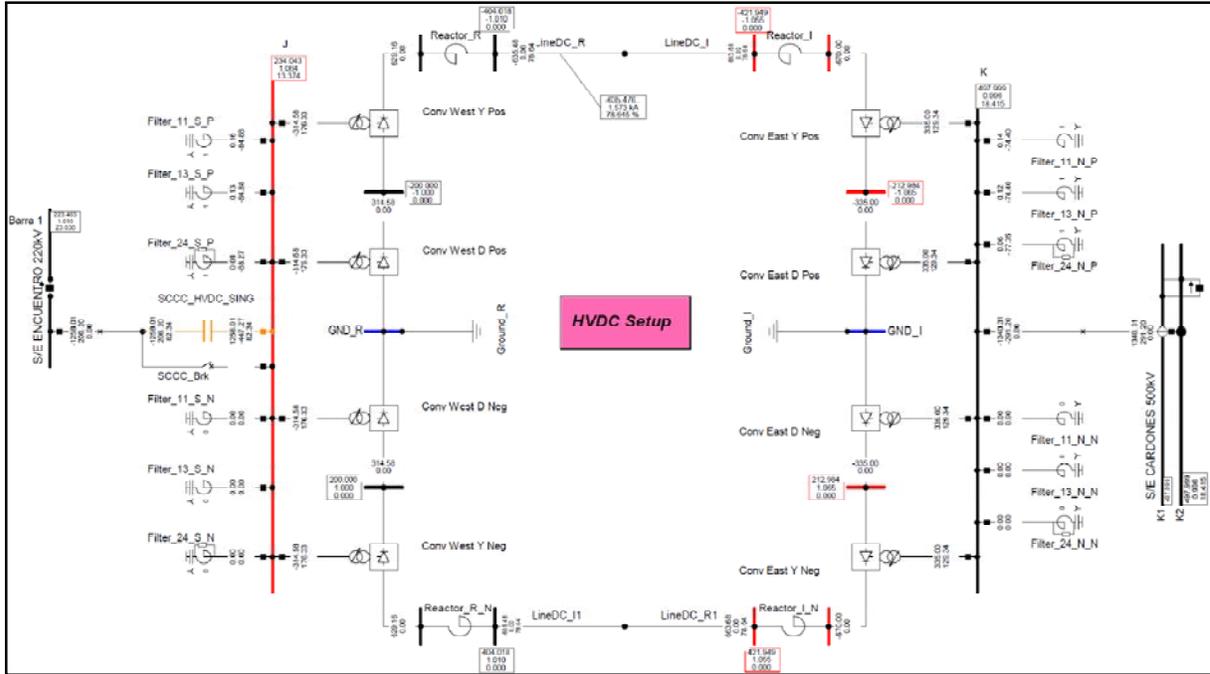


Figura 56: Unifilar con el estado pre-falla, detalle del link HVDC del sistema; caso 2020_Set_s10_b4_1340MW –Card-Enc

FALLA 3PH EN LÍNEA 220 kV ENCUENTRO – EL TESORO DEL SING

Se simula una falla trifásica (3ph) muy cerca de la barra Encuentro en el lado de la línea Encuentro – El Tesoro, la secuencia del evento es la siguiente:

1. Al tiempo 0.0 s falla 3ph lado línea L1 a 220 kV Encuentro - El Tesoro;
2. Al tiempo 0.100 s apertura 3ph de ambos extremos de la línea L1, eliminación de la falla;
3. Corrida hasta 10 s con apertura permanente del circuito fallado;

En la siguiente Figura 57 se muestra el comportamiento en el tiempo de las magnitudes:

- Tránsito de potencia activa por Polo en la Interconexión HVDC SIC-SING;
- Tránsito de Corriente DC en la Interconexión HVDC SIC-SING;
- Tensiones en las barras extremas de la interconexión HVDC SIC-SING;
- Frecuencia en las diversas barras del sistema integrado desde P.Montt a Encuentro;

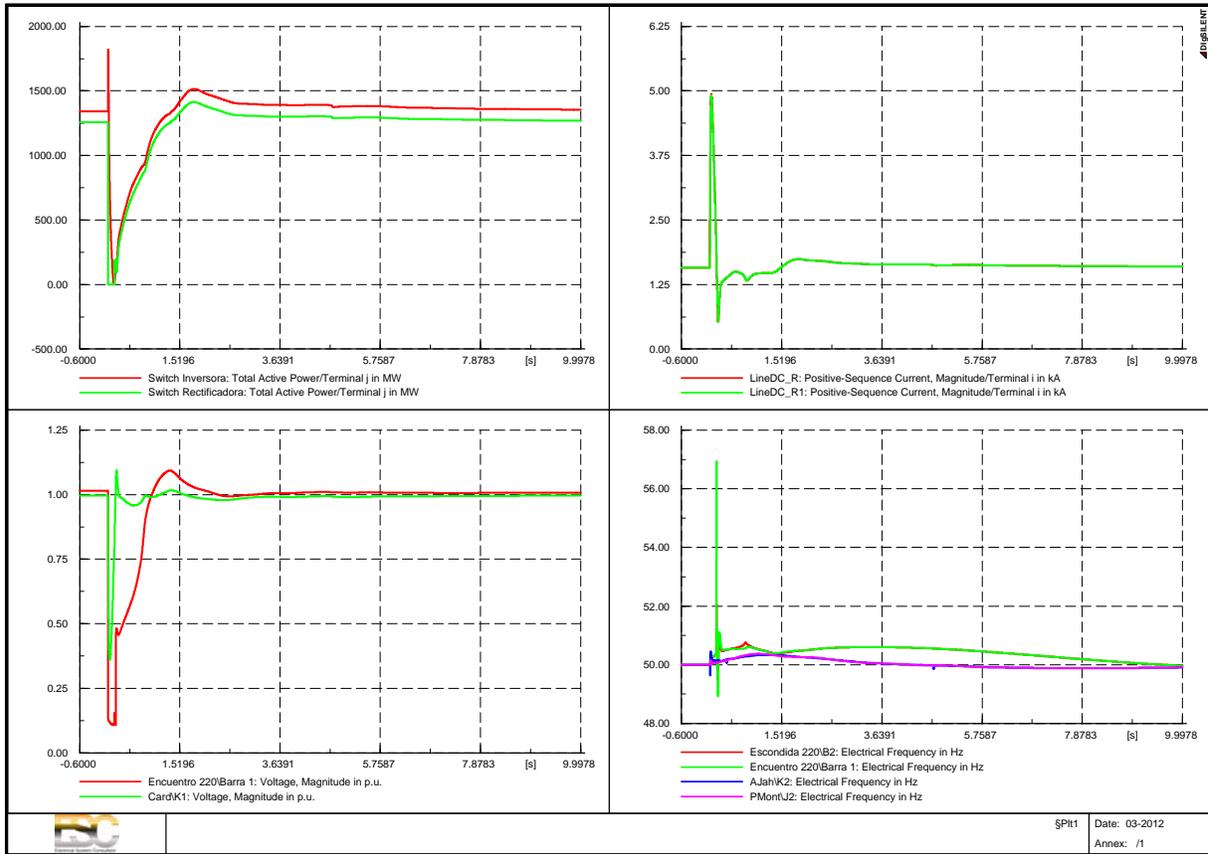


Figura 57: Flujo, V y frec. del sistema caso 2020_Set_s10_b4_1340MW-HVDCCard-Enc – falla 3ph Enc-ElTes

FALLA 3PH EN LÍNEA 500 kV CARDONES – CASTILLA DEL SIC

Se simula una falla trifásica (3ph) muy cerca de la barra Cardones en el lado de una de las ternas Cardones – Castilla, la secuencia del evento es la siguiente:

1. Al tiempo 0.0 s falla 3ph lado línea a 500 kV Cardones - Castilla;
2. Al tiempo 0.100 s apertura 3ph del extremo lado barra de Cardones;
3. Al tiempo 0.110 s apertura 3ph del extremo lado barra de Castilla, eliminación de la falla;
4. Corrida hasta 10 s con apertura permanente del circuito fallado;

En la siguiente Figura 58 se muestra el comportamiento en el tiempo de las magnitudes:

- Tránsito de potencia activa por Polo en la Interconexión HVDC SIC-SING;
- Tránsito de Corriente DC en la Interconexión HVDC SIC-SING;
- Tensiones en las barras extremas de la interconexión HVDC SIC-SING;
- Frecuencia en las diversas barras del sistema integrado desde P.Montt a Encuentro;

La Figura 59 ilustra, mediante el diagrama unifilar de la porción del sistema integrado correspondiente a la interconexión, el estado post-falla de la distribución de los flujos de potencia en las líneas y tensiones en las barras luego de 10 s de simulación.

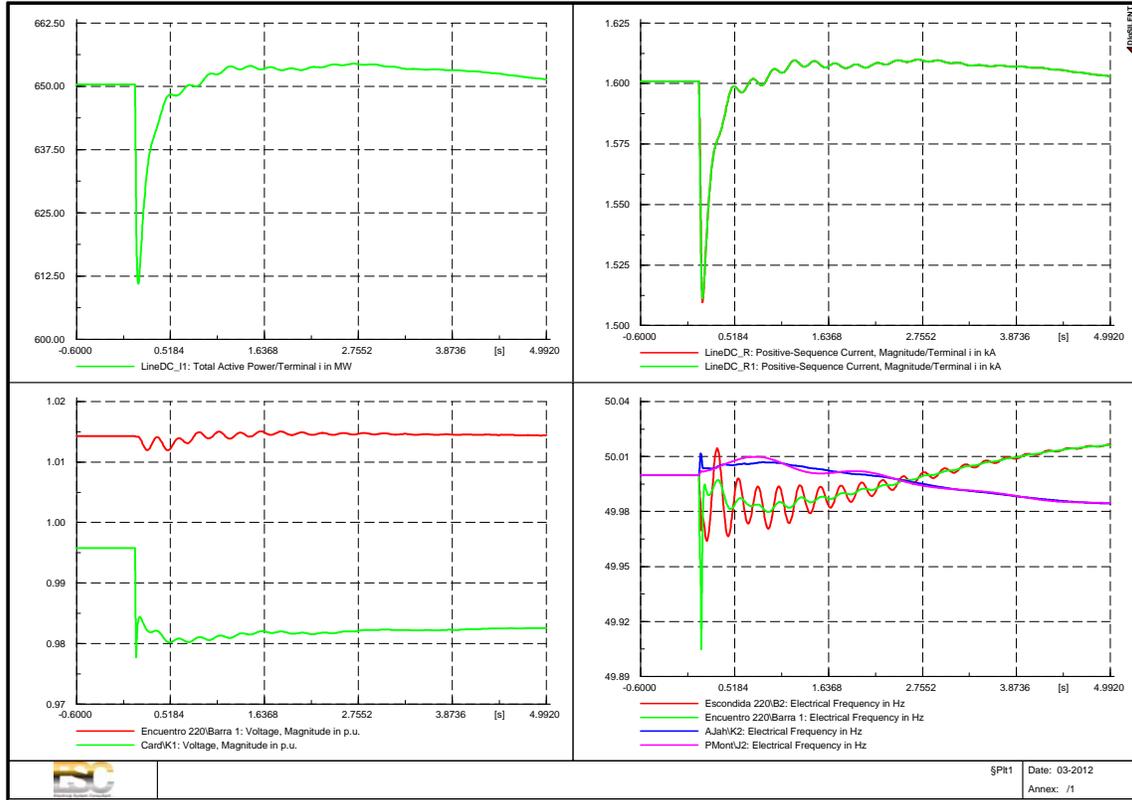


Figura 58: Flujo, V y frec. del sistema caso 2020_Set_s10_b4_1340MW –HVDC Card-Enc – falla 3ph Car-Cast 500 kV

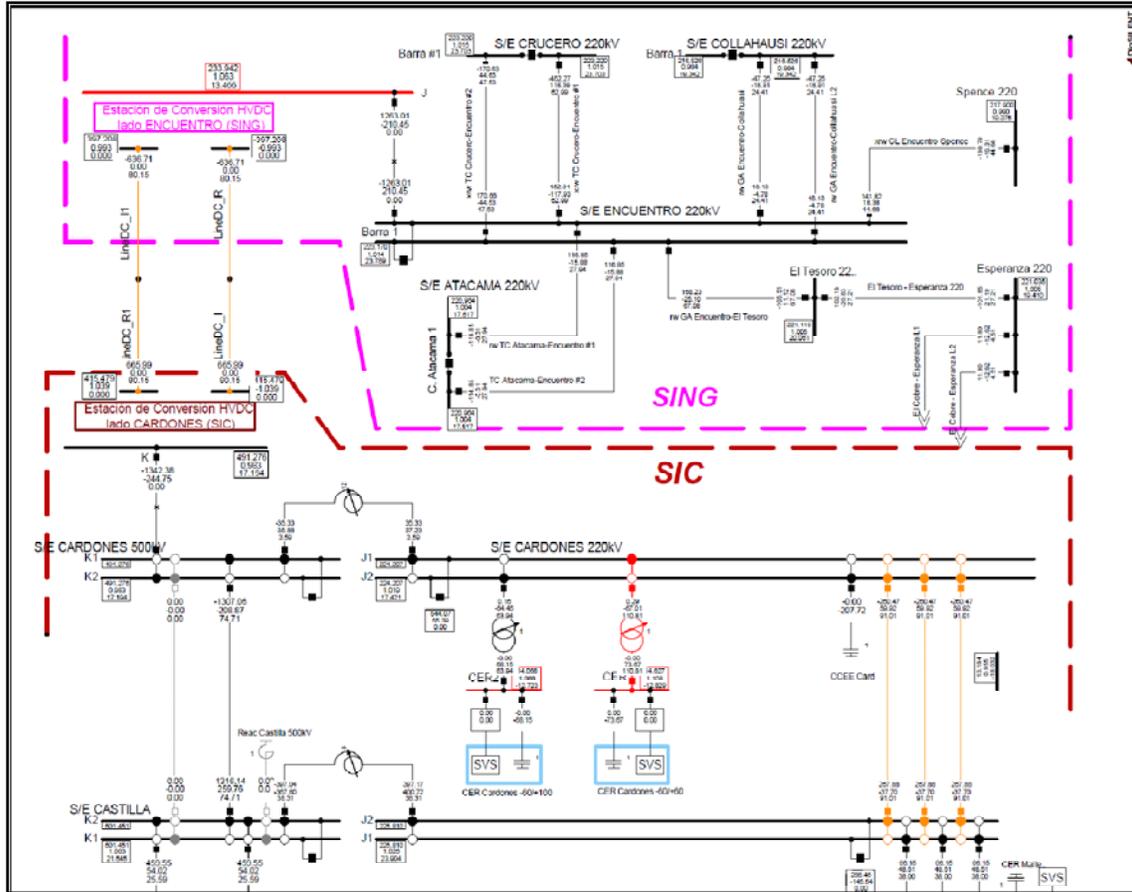


Figura 59: Estado operativo en post-falla caso 2020_Set_s10_b4_1340MW-AC Card-Enc – falla 3ph Car-Cast 500 kV

DESCONEXIÓN IMPREVISTA DE UNA UNIDAD DE GENERACIÓN IMPORTANTE DEL SING

Se simula una desconexión imprevista de una unidad de generación importante del SING, en este caso se trata de la unidad de Mejillones III la cual se encuentra despachada con algo más de 300 MW, que es casi un 19% de la producción del subsistema SING; la secuencia del evento es la siguiente:

1. Al tiempo 0.0 s desconexión de la unidad de Mejillones III;
2. Corrida hasta 10 s con salida permanente del generador;

En la siguiente Figura 60 se muestra el comportamiento en el tiempo de las magnitudes:

- Tránsito de potencia activa por Polo en la Interconexión HVDC SIC-SING;
- Tránsito de Corriente DC en la Interconexión HVDC SIC-SING;
- Tensiones en las barras extremas de la interconexión HVDC SIC-SING;
- Frecuencia en las diversas barras del sistema integrado desde P.Montt a Encuentro;

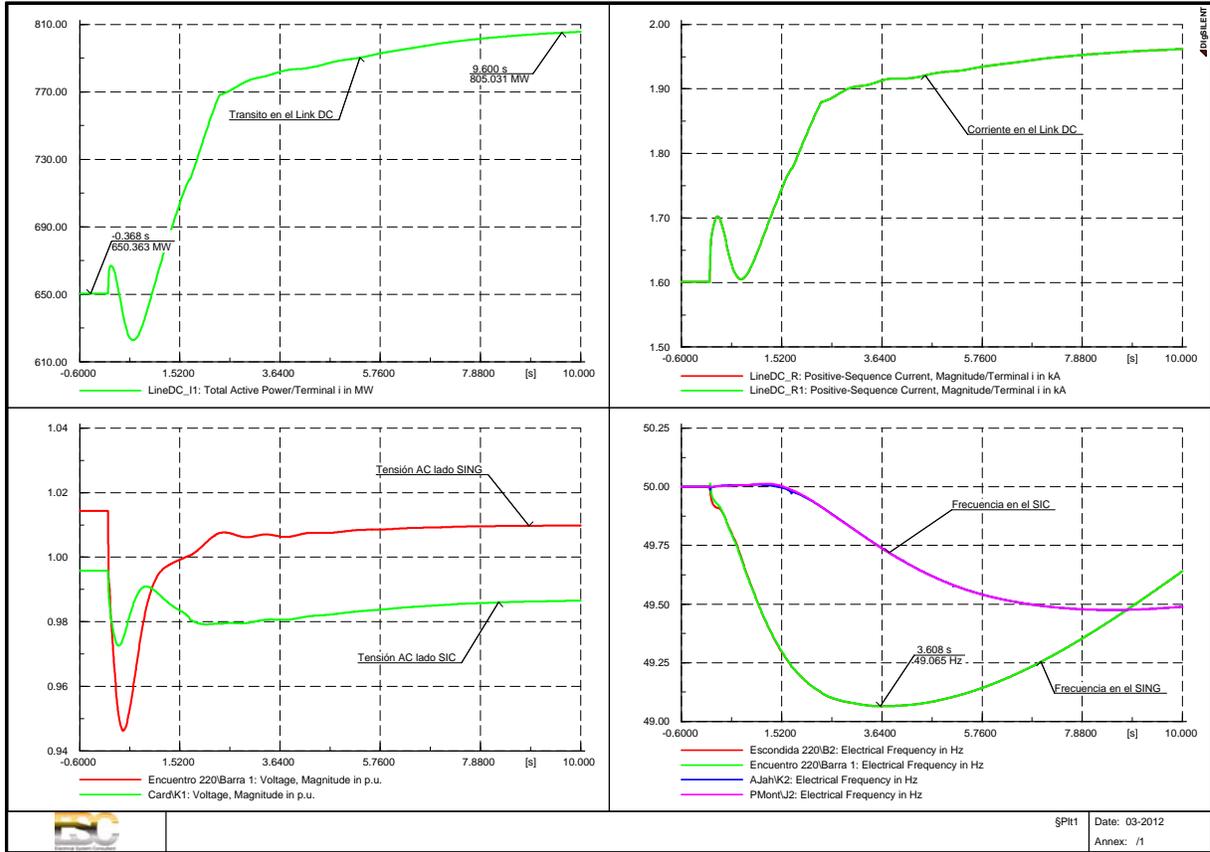


Figura 60: Flujo, V y freq. del sistema caso 2020_Set_s10_b4_1340MW –HVDC Card-Enc – salida Generador del SING

Se hace notar que se ha representado en forma simplificada un control de Potencia-Frecuencia sobre la estación de conversión de manera que en base al error de frecuencia se modifica el set-point de la corriente en el lado rectificador (y en consecuencia la potencia) que trasmite el enlace DC. Se ha supuesto que las estaciones de conversión admiten una sobrecarga temporaria de algo menos del 10 % de la potencia nominal de diseño (Pn=750 MW por Polo).

La Figura 61 ilustra en el diagrama unifilar de la porción del sistema integrado correspondiente a la interconexión el estado post-falla de la distribución de los flujos de potencia en las líneas y tensiones en las barras luego de 10 s de simulación.

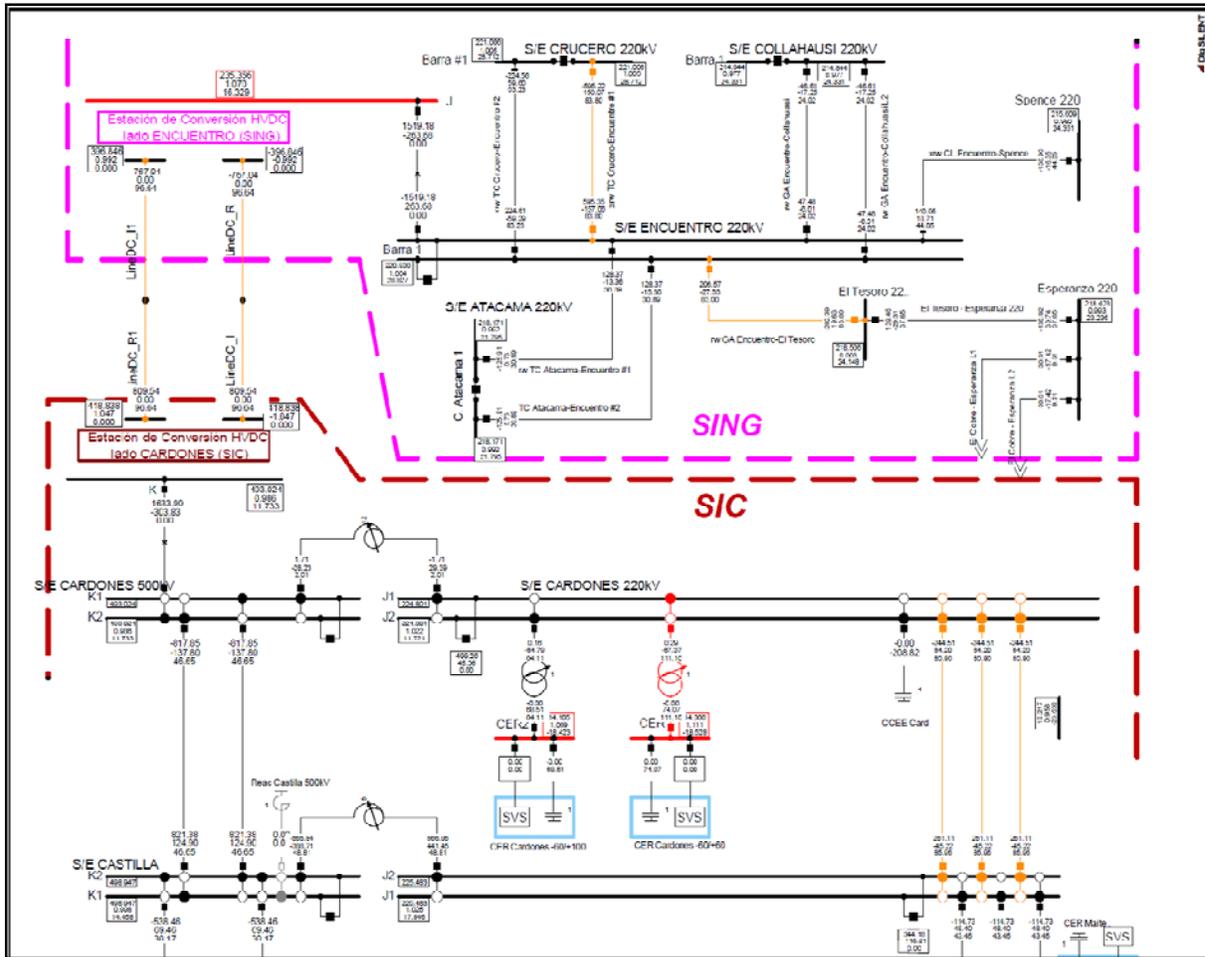


Figura 61: Estado operativo en post-falla caso 2020_Set_s10_b4_1340MW-HVDC Card-Enc - OFF Gener del SING

FALLA DE 1 POLO EN LÍNEA HVDC CARDONES – ENCUENTRO; INTERCONEXIÓN SIC-SING

Se simula la pérdida imprevista de un polo de la Interconexión en estudio con enlace HVDC Cardones – Encuentro. Dado que el modelo implementado para los estudios es Bipolar a causa de una limitación de esta modelación no admite la operación monopolar, por ello se ha representado la pérdida del Polo a través de una reducción brusca del set-point de corriente en la estación rectificadora (Cardones en este escenario), hasta un valor representativo de la capacidad máxima de transporte de 1 Polo, admitiendo una sobrecarga algo menor del 10 % de la Potencia nominal de 1 Polo (750 MW), la secuencia del evento es la siguiente:

1. Al tiempo 0.0 s reducción del set-point de corriente para llevar el enlace al valor máximo de transporte con algo de sobrecarga;
2. Corrida hasta 2 s con apertura permanente del circuito fallado;

En la siguiente Figura 62 se muestra el comportamiento en el tiempo de las magnitudes:

- Tránsito de potencia activa en las estaciones de terminales del HVDC SIC-SING;
- Tránsito de Corriente DC en 1 Polo de la Interconexión HVDC SIC-SING;
- Tensiones en las barras extremas de la interconexión HVDC SIC-SING;

- Frecuencia en las diversas barras del sistema integrado desde P.Montt a Encuentro;

En esta primera simulación hasta 2 s como se observa en Figura 62, a causa del déficit que se genera por la pérdida de 1 Polo (≈ 540 MW), la frecuencia del SING sufre una caída que el parque local no consigue frenar. Se detecta el tiempo al cual la desviación de frecuencia alcanza 49 Hz (≈ 1.405 s), este valor se utiliza como referencia para simular un esquema de corte de carga con un primer escalón de reducción del 10 %, la Figura 63 muestra los resultados obtenidos con la implementación de la DAC.

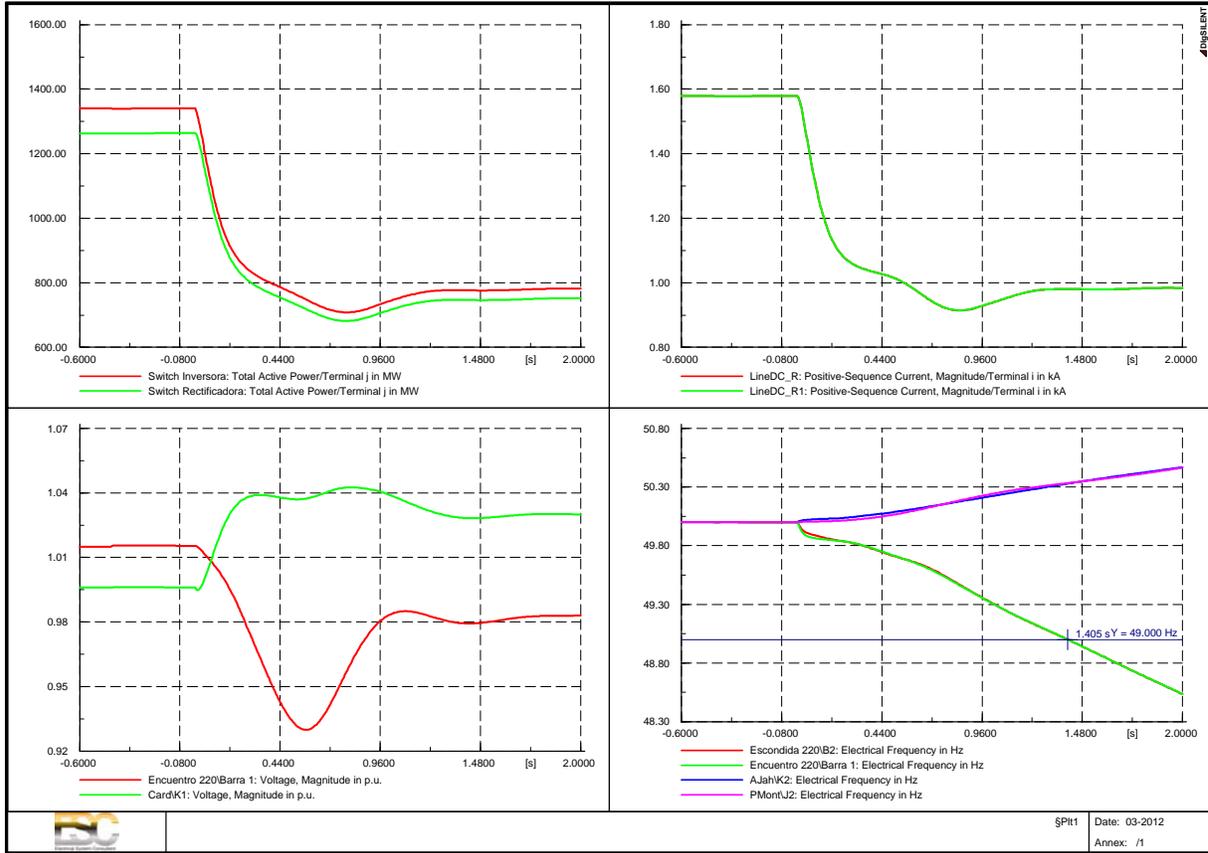


Figura 62: Flujo, V y frec.; caso 2020_Set_s10_b4_1340MW-HVDCCard-Enc – Perdida de 1 Polo del link HVDC – No DAC

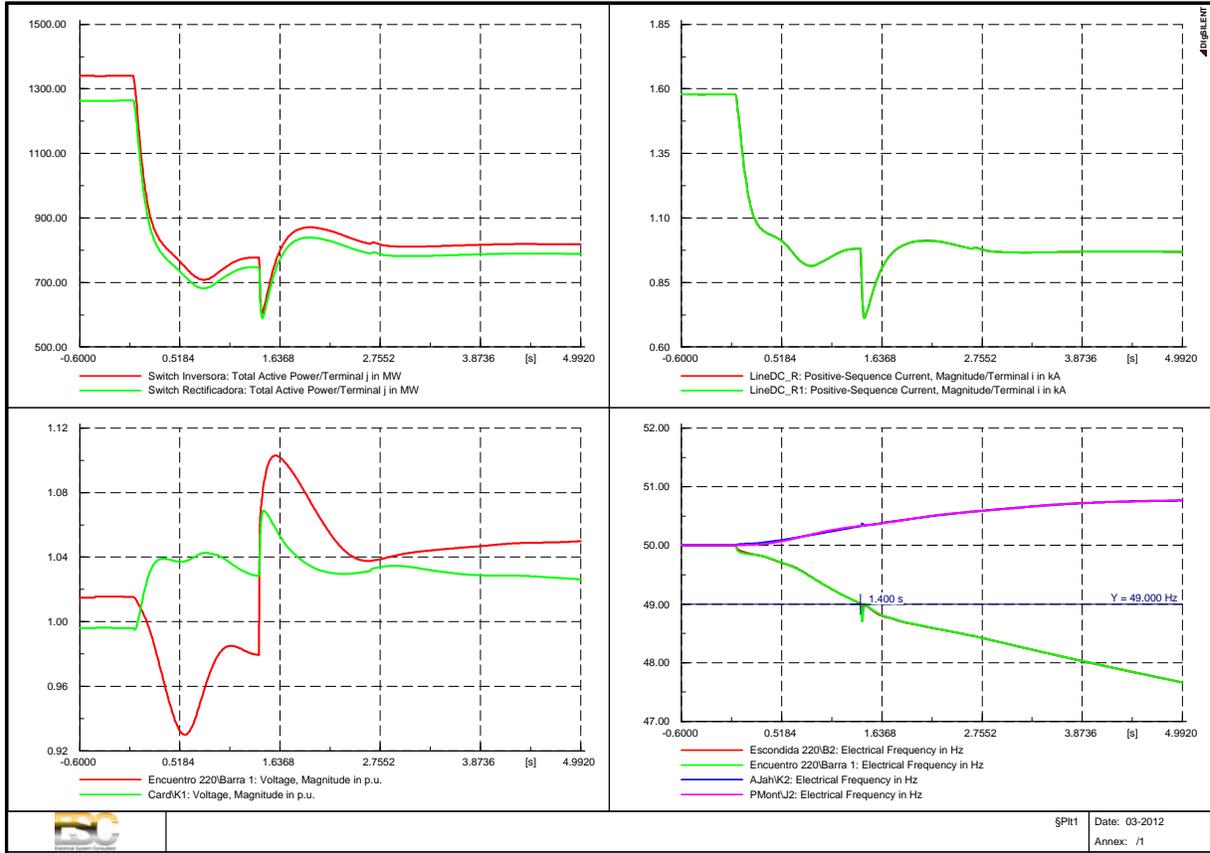


Figura 63: Flujo, V y $frec.$; caso 2020_Set_s10_b4_1340MW-HVDC Card-Enc – Pérdida de 1 Polo del link HVDC – DAC 10%

FALLA DE 1 POLO EN LÍNEA HVDC CARDONES – ENCUENTRO; INTERCAMBIO REDUCIDO

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el punto precedente, donde es evidente el impacto en el subsistema del SING provocado por la pérdida del polo, se procede entonces a realizar la misma simulación sobre un escenario con un intercambio reducido respecto al precedente. Se selecciona el del 2020 octubre serie hidrológica 15 y bloque de demanda 4, el nivel de intercambio pasa de 1340 MW del precedente a 1070 MW para este escenario. La Figura 64 ilustra las condiciones pre-falla en los alrededores de la Interconexión:

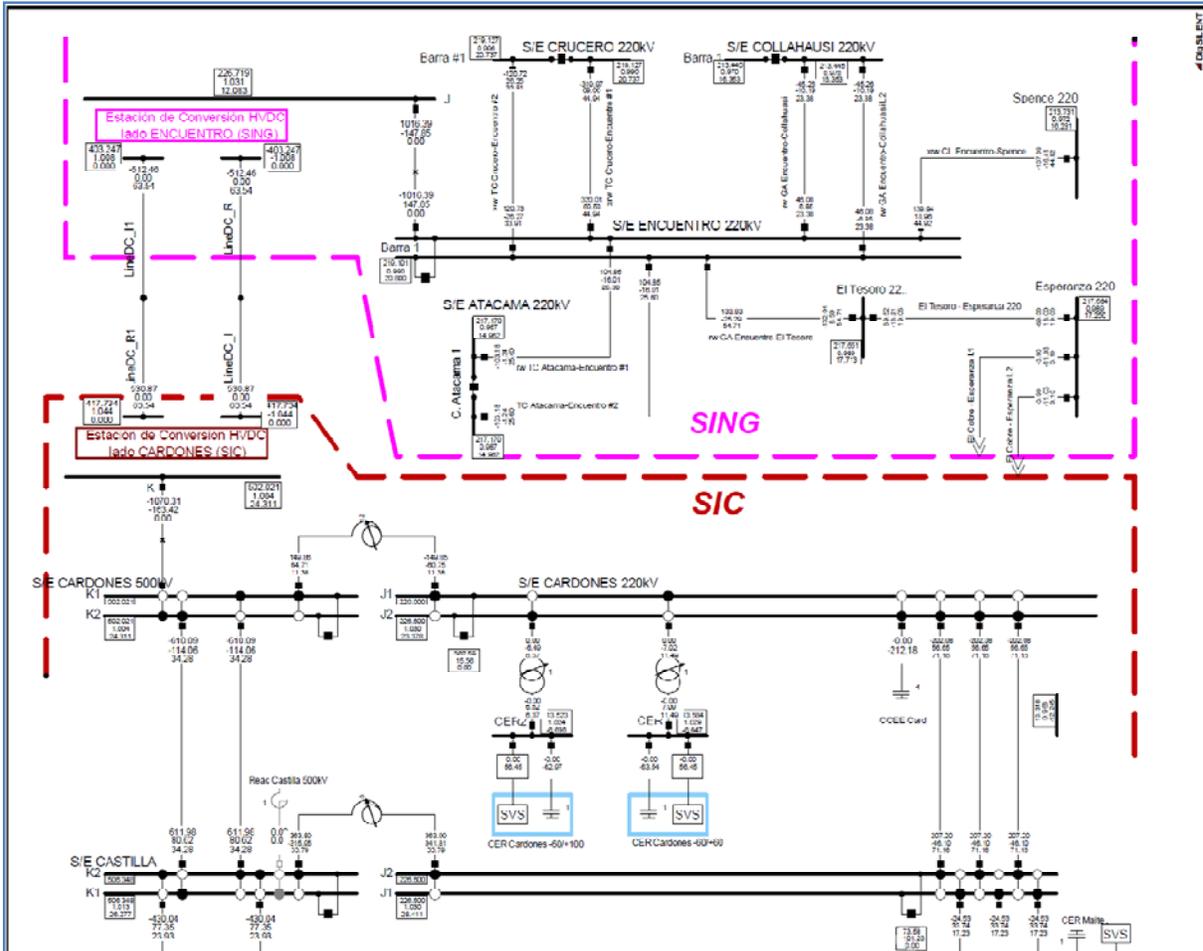


Figura 64: Estado operativo en pre-falla caso 2020_Oct_s15_b4_1070MW-HVDC Card-Enc

Se simula la pérdida imprevista de un polo de la Interconexión en estudio con enlace HVDC Cardones – Encuentro. Por lo ya mencionado, la secuencia del evento es la siguiente:

5. Al tiempo 0.0 s reducción del set-point de corriente para llevar el enlace al valor máximo de transporte con algo de sobrecarga;
6. Corrida hasta 2 s con apertura permanente del circuito fallado;

En la siguiente Figura 65 se muestra el comportamiento en el tiempo de las magnitudes:

- Tránsito de potencia activa en las estaciones de terminales del HVDC SIC-SING;
- Tránsito de Corriente DC en 1 Polo de la Interconexión HVDC SIC-SING;
- Tensiones en las barras extremas de la interconexión HVDC SIC-SING;
- Frecuencia en las diversas barras del sistema integrado desde P.Montt a Encuentro;

Con un intercambio en el entorno de los 1100 MW y considerando una DAC del orden del 10 % se consigue detener la caída de frecuencia en el SING ante la pérdida de un Polo del enlace bipolar HVDC, y suponiendo que el restante va a operar con una sobrecarga entre el 5 y 10 % de la potencia nominal de diseño. La Figura 66 muestra mediante el

unifilar el estado operativo en post-falla luego de 10 s de la zona entorno a la Interconexión SIC-SING.

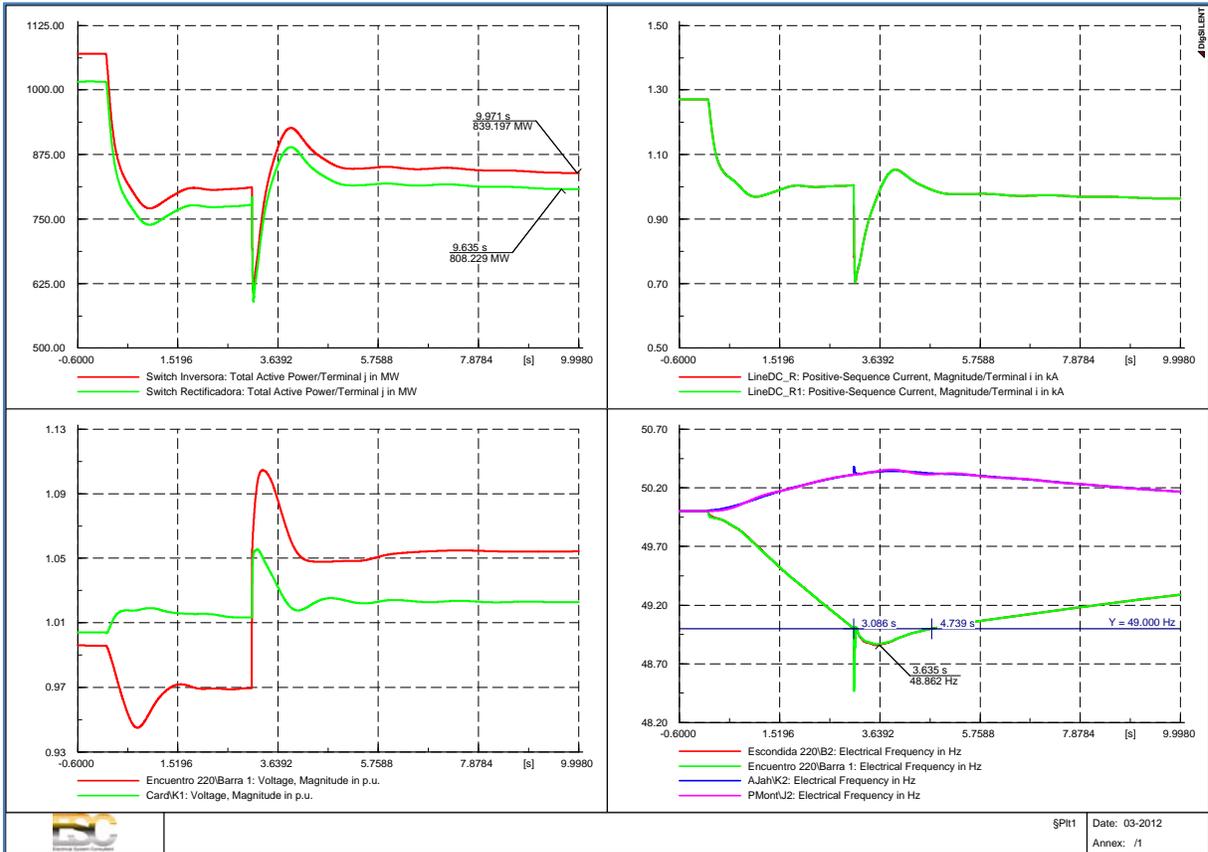


Figura 65: Flujo, V y frec.; caso 2020_Set_s10_b4_1340MW –HVDC Card-Enc – Perdida de 1 Polo del link HVDC – con DAC

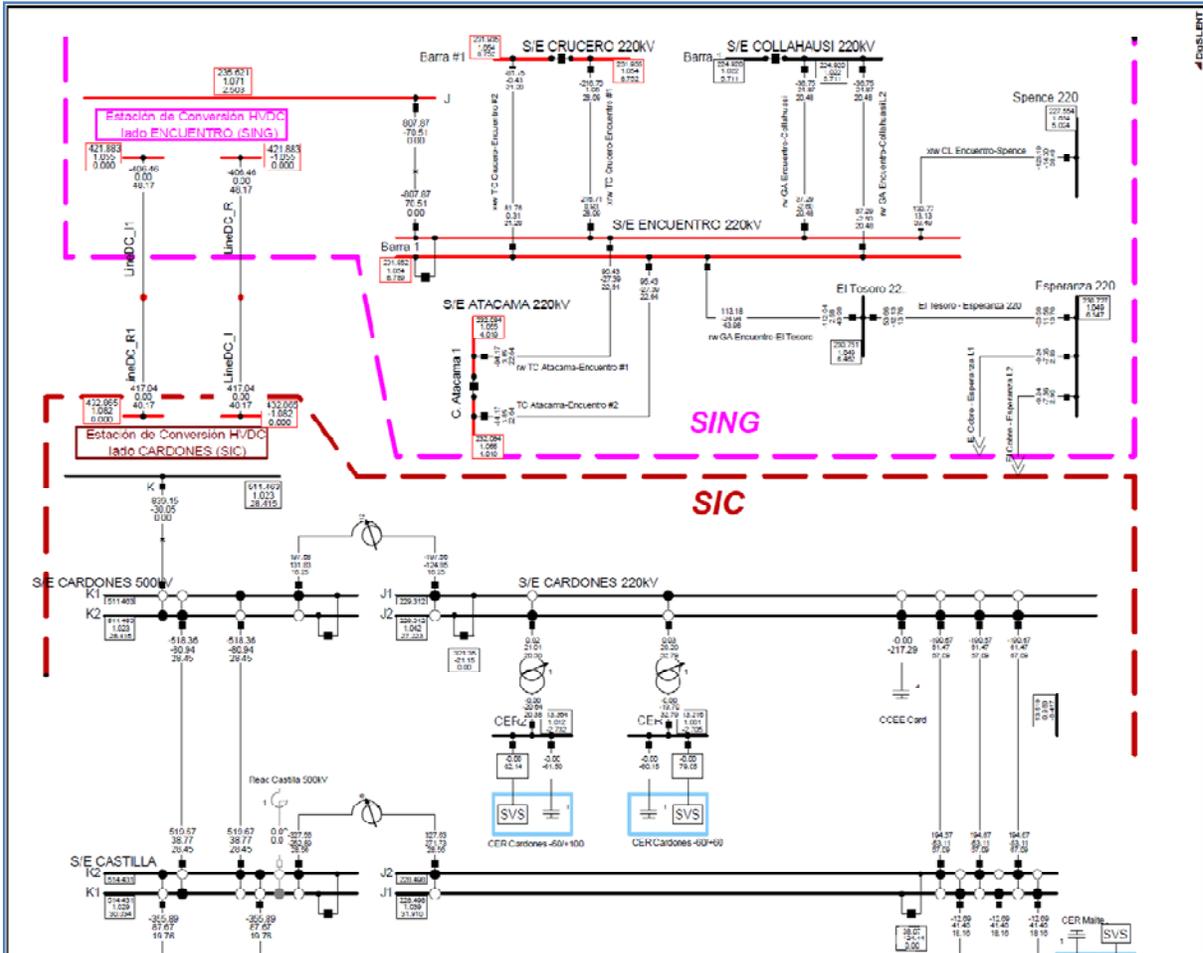


Figura 66: Estado operativo en post-falla caso 2020_Oct_s15_b4_1070MW-HVDC Card-Enc

5.5 INTERCONEXIÓN EN HVDC CARDONES – ENCUESTRO - CASO 2020_DIC_S11_B2_-750MW

Haciendo referencia al escenario descrito en el capítulo 0 con una alta transferencia desde SING → SIC se han realizado algunas de las simulaciones de los eventos mencionados para la solución de Interconexión SIC – SING por medio de un bipolo HVDC a ±400.kV.

La condición de pre-falla (estado inicial) del sistema se ilustra mediante un diagrama unifilar (Figura 67) con los flujos y tensiones para una porción del sistema en la cual se ponen en evidencia la interconexión SIC-SING, las subestaciones terminales y las principales líneas que convergen en cada barra terminal del enlace bajo estudio.

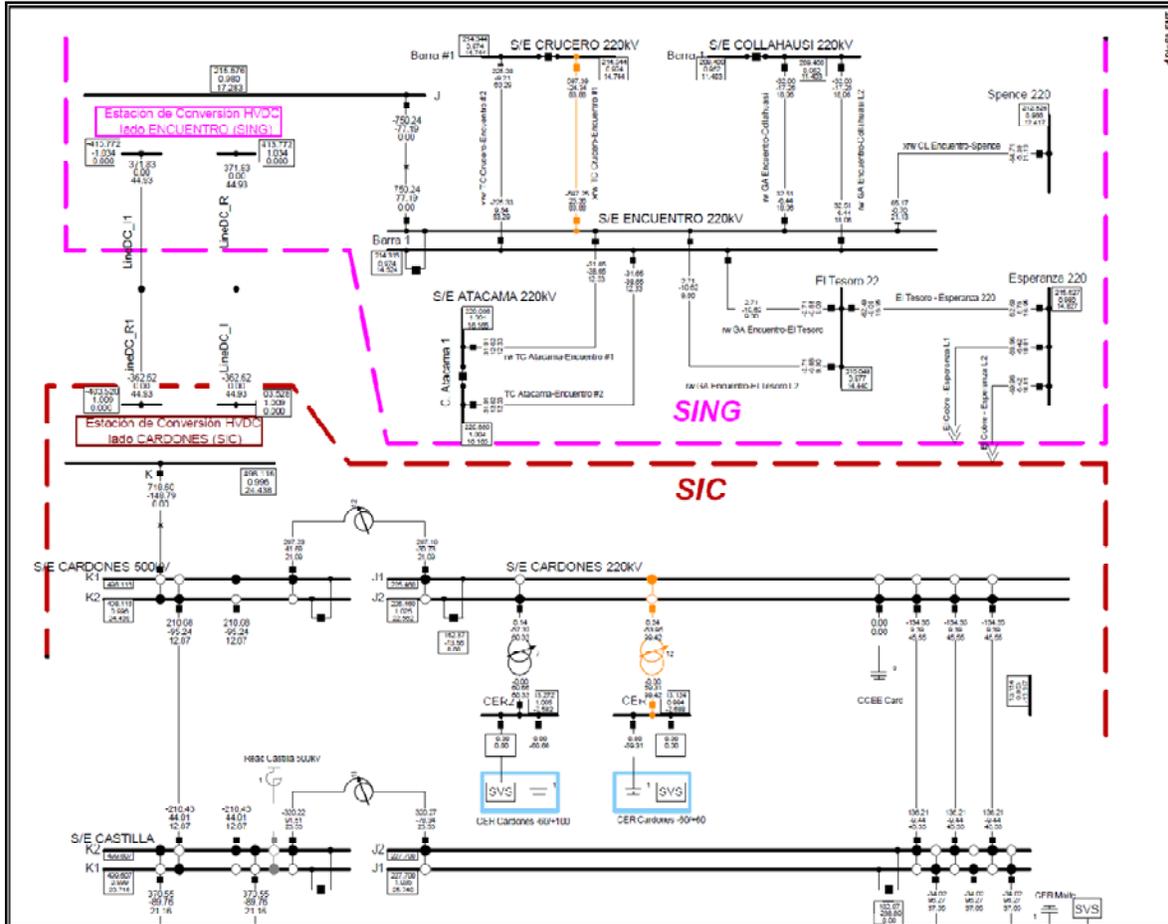


Figura 67: Unifilar con el estado pre-falla del sistema; Caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW - HVDC Card-Enc

En la siguiente tabla se muestra el resumen de las condiciones de despacho, demanda y pérdidas para el SING:

Grid: zSING	System Stage: 19-10 Dda Max	Study Case: Esc_2020-12_s11_b2_mx_-750	Annex:	/ 16			
Grid: zSING Summary							
No. of Substations	28	No. of Busbars	427	No. of Terminals	635	No. of Lines	185
No. of 2-w Trifs.	206	No. of 3-w Trifs.	37	No. of syn. Machines	35	No. of asyn. Machines	3
No. of Loads	153	No. of Shunts	26	No. of SVS	0		
Generation	= 3788.99 MW	823.35 Mvar		3877.42 MVA			
External Infeed	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Inter Grid Flow	= 750.24 MW	77.19 Mvar					
Load P(U)	= 2856.00 MW	329.79 Mvar		2874.98 MVA			
Load P(Un)	= 2856.00 MW	329.79 Mvar		2874.98 MVA			
Load P(Un-U)	= -0.00 MW	0.00 Mvar					
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA			
Grid Losses	= 182.63 MW	606.23 Mvar					
Line charging	=	-944.67 Mvar					
Compensation ind.	=	86.40 Mvar					
Compensation cap.	=	-276.26 Mvar					
Installed Capacity	= 4606.18 MW						
Spinning Reserve	= 287.55 MW						
Total Power Factor:							
Generation	=	0.99	0.99	[-]			
Load/Motor	=	0.99	0.00	[-]			
Inter Grid Flow to							
13-HVDC Link 1500MW	=	750.24 MW	77.19 Mvar				
Total	=	750.24 MW	77.19 Mvar				

FALLA 3PH EN LÍNEA 220 KV ENCUESTRO – EL TESORO DEL SING

Se simula una falla trifásica (3ph) muy cerca de la barra Encuentro en el lado de la línea Encuentro – El Tesoro, la secuencia del evento es la siguiente:

1. Al tiempo 0.0 s falla 3ph lado línea L1 a 220 kV Encuentro - El Tesoro;
2. Al tiempo 0.100 s apertura 3ph de ambos extremos de la línea L1, eliminación de la falla;
3. Corrida hasta 10 s con apertura permanente del circuito fallado;

En la siguiente Figura 68 se muestra el comportamiento en el tiempo de las magnitudes:

- Tránsito de potencia activa en los extremos de la Interconexión HVDC SIC-SING;
- Tránsito de Corriente DC en la Interconexión HVDC SIC-SING;
- Tensiones en las barras extremas de la interconexión HVDC SIC-SING;
- Frecuencia en las diversas barras del sistema integrado desde P.Montt a Encuentro;

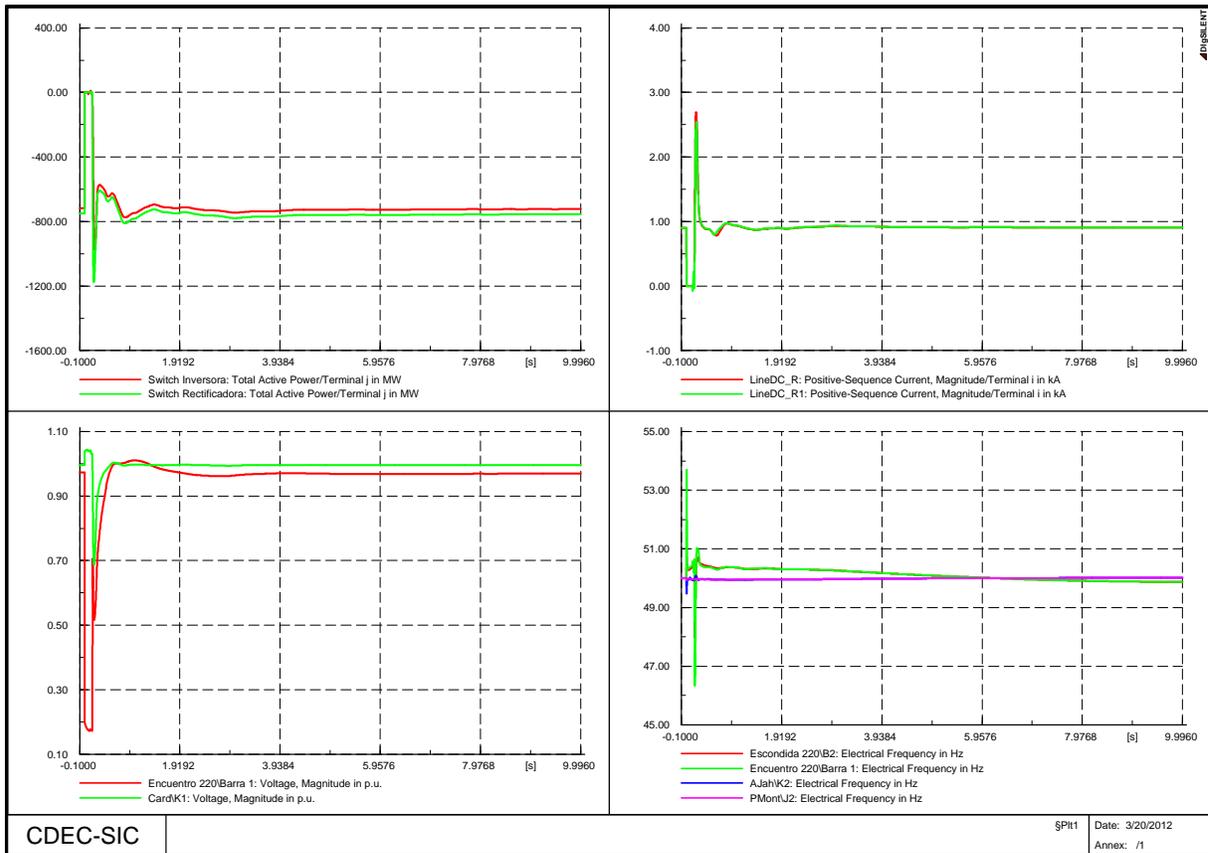


Figura 68: Flujo, V y frec. del sistema.Caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW - HVDC Card-Enc –falla 3ph Enc-EITes

La Figura 69 ilustra, mediante el diagrama unifilar de la porción del sistema integrado correspondiente a la interconexión, el estado post-falla de la distribución de los flujos de potencia en las líneas y tensiones en las barras luego de 10 s de simulación.

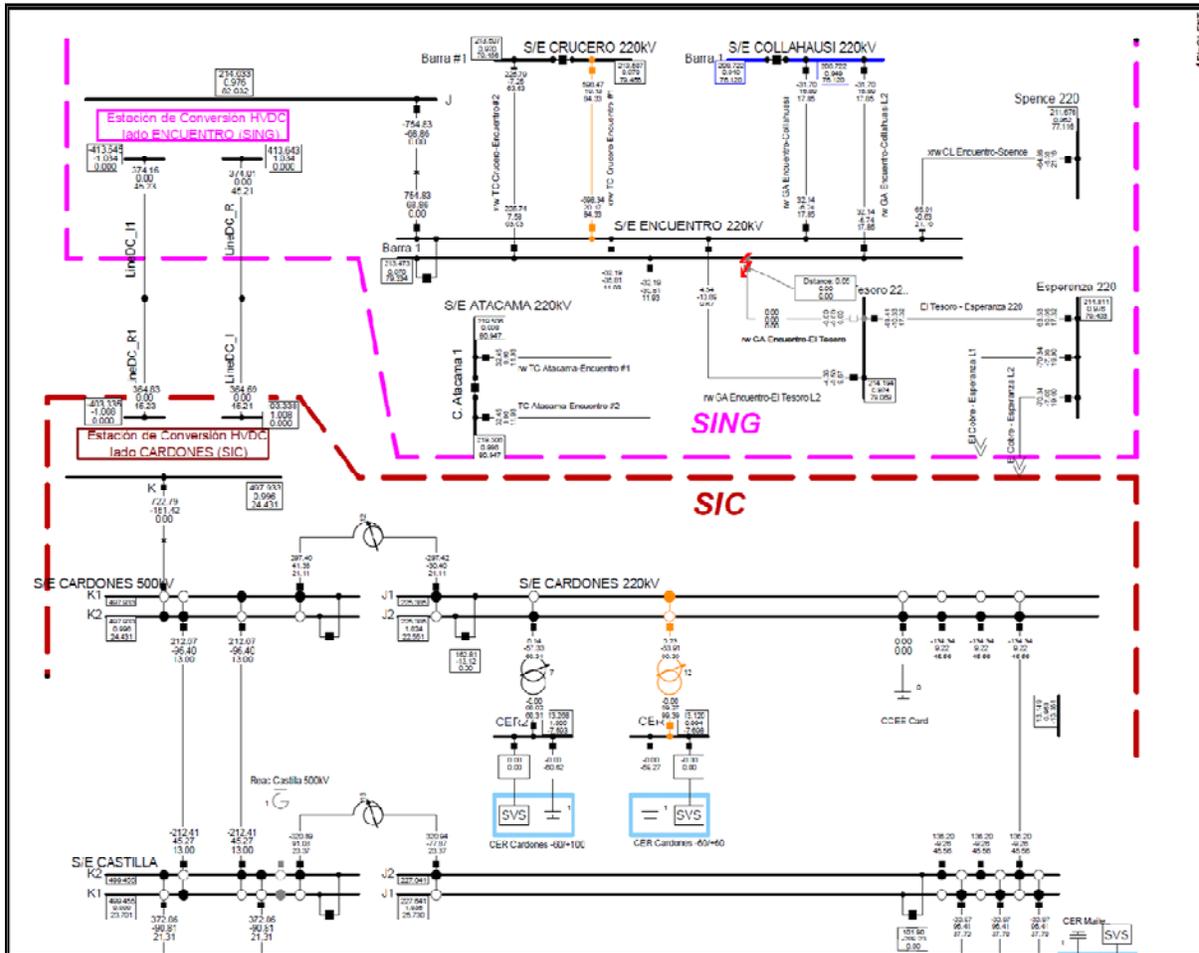


Figura 69: Unifilar con el estado post-falla del sistema; Caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW - HVDC Card-Enc

FALLA 3PH EN LÍNEA 500 kV CARDONES – CASTILLA DEL SIC

Se simula una falla trifásica (3ph) muy cerca de la barra Cardones en el lado de una de las ternas Cardones – Castilla, la secuencia del evento es la siguiente:

5. Al tiempo 0.0 s falla 3ph lado línea a 500 kV Cardones - Castilla;
6. Al tiempo 0.100 s apertura 3ph del extremo lado barra de Cardones;
7. Al tiempo 0.110 s apertura 3ph del extremo lado barra de Castilla, eliminación de la falla;
8. Corrida hasta 10 s con apertura permanente del circuito fallado;

En la siguiente Figura 70 se muestra el comportamiento en el tiempo de las magnitudes:

- Tránsito de potencia activa por Polo en la Interconexión HVDC SIC-SING;
- Tránsito de Corriente DC en la Interconexión HVDC SIC-SING;
- Tensiones en las barras extremas de la interconexión HVDC SIC-SING;
- Frecuencia en las diversas barras del sistema integrado desde P.Montt a Encuentro;

La Figura 71 ilustra, mediante el diagrama unifilar de la porción del sistema integrado correspondiente a la interconexión, el estado post-falla de la distribución de los flujos de potencia en las líneas y tensiones en las barras luego de 10 s de simulación.

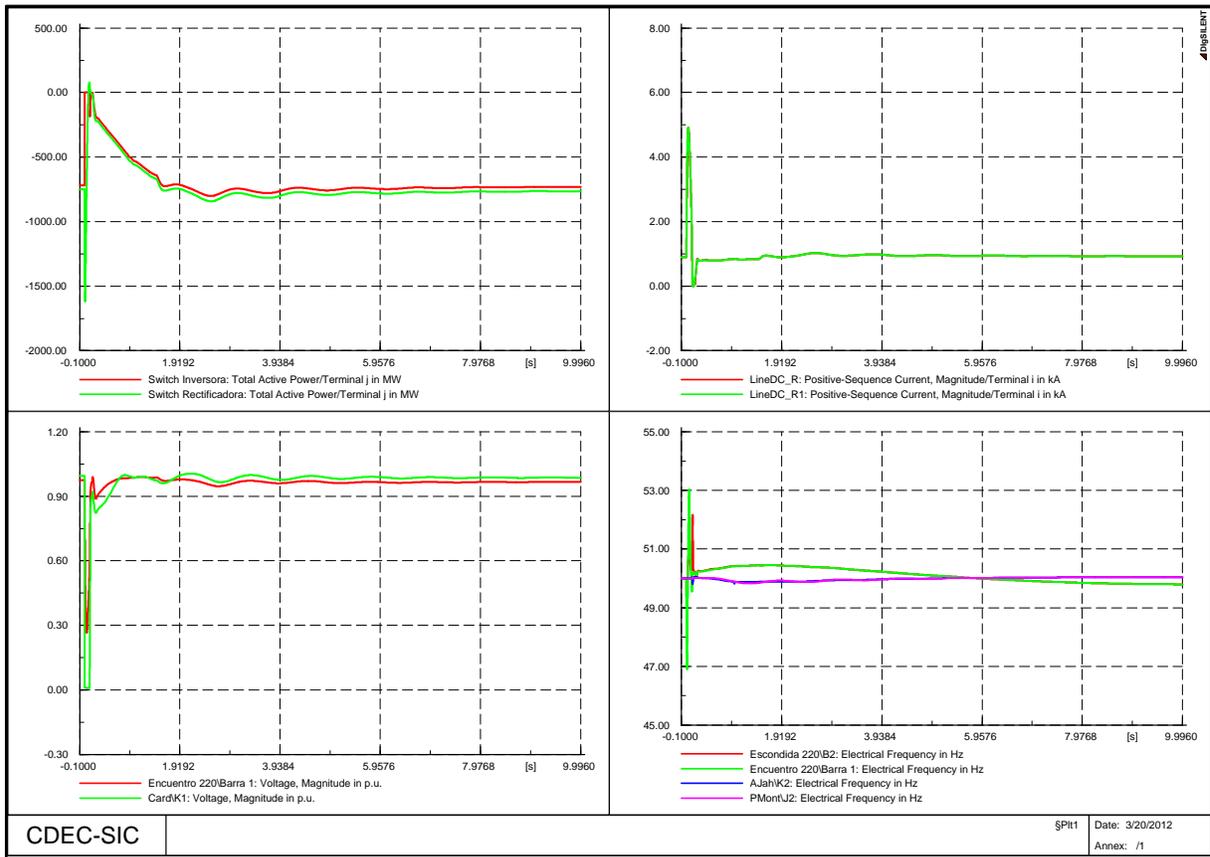


Figura 70: Flujo, V y freq. del sistema Caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW - HVDC Card-Enc – falla 3ph Car-Cast 500 kV

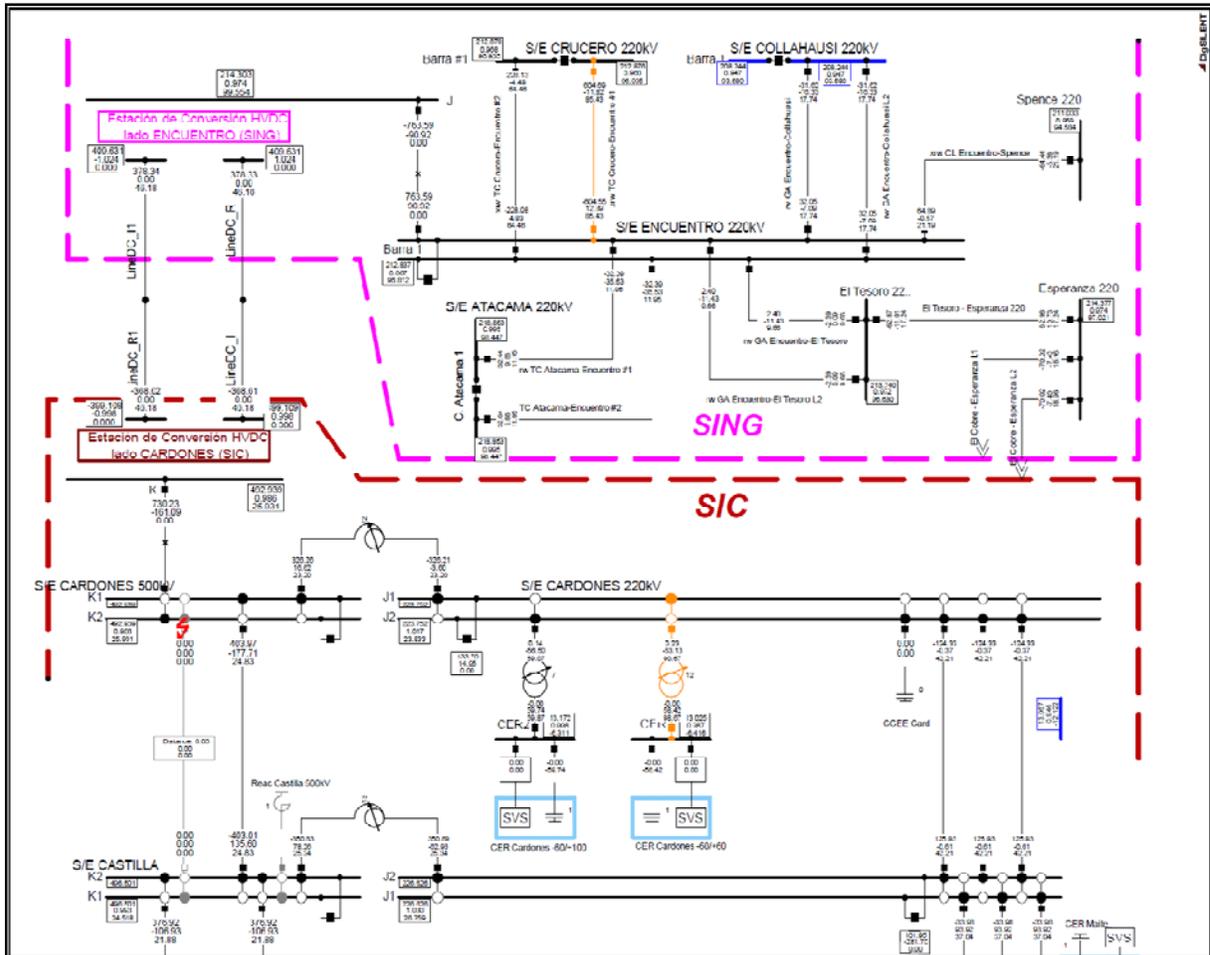


Figura 71: Unifilar con el estado post-falla del sistema; Caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW - HVDC Card-Enc - falla 3ph Car-Cast 500 kV

DESCONEXIÓN IMPREVISTA DE UNA UNIDAD DE GENERACIÓN IMPORTANTE DEL SING

Para este caso donde el SING se encuentra exportando hacia el SIC, la pérdida de una unidad de generación no lo afectaría, dado que puede utilizar parte de los recursos locales para regular y utilizar también una parte de la potencia que exporta a través de un control sobre la Convertora del enlace HVDC, el cual actuaría modificando el set point de la potencia impuesta reduciendo así el nivel de potencia sobre la interconexión.

FALLA DE 1 POLO EN LÍNEA HVDC CARDONES – ENCuentRO; INTERCONEXIÓN SIC-SING

Para este caso donde el SING se encuentra exportando hacia el SIC, alrededor de 750 MW, la pérdida de un polo de la Interconexión no lo afecta dado que puede utilizar a pleno el Polo restante, el cual pasaría a operar con retorno por tierra, y puede soportar una sobrecarga por un largo periodo del orden del 5% de la potencia de diseño que es 750 MW.

6 CONCLUSIONES SOBRE LOS ESTUDIOS DE VERIFICACIÓN DE LAS PROPUESTAS

Los análisis de funcionamiento en estado estacionario a través de los cálculos de flujos de carga para las diversas configuraciones demuestran la factibilidad para las dos tecnologías de interconexión analizadas AC y HVDC. Se han estudiado diferentes condiciones de despacho de la generación y estados de carga en particular considerando las máximas potencias de intercambio esperadas para los años iniciales. Como se ha visto en el primer año de puesta en servicio (2019) se espera un intercambio máximo desde el SIC→SING de 850 MW y en el segundo año (2020) de casi 1400 MW.

Sobre este aspecto de las transferencias es importante tener presente que las corridas del SDDP han demostrado que gran parte del tiempo de utilización de la interconexión es dedicado a transferencias desde el SIC hacia el SING (SIC→SING). Otro aspecto relevante que se pone en evidencia en los diversos escenarios de funcionamiento donde el SING es importador, es la proporción entre la potencia de la demanda local del SING y la entidad de los intercambios esperados en el nuevo enlace, con bastante frecuencia la interconexión abastece alrededor del 50% de dicha demanda en los primeros años de entrada en servicio.

Se han individualizado los refuerzos necesarios en las redes locales que permiten satisfacer el requerimiento de contingencia N-1 según lo prescrito por la normativa. En particular en el SING estos refuerzos en la red de transmisión son numerosos, teniendo presente el nivel de potencia que se inyectaría en una determinada subestación que es extremo de la interconexión SIC - SING. A partir de una red base de referencia con una topología supuesta al instante precedente al ingreso de la Interconexión (2019), la cual se ha desarrollado en forma independiente, ha sido posible identificar los refuerzos de líneas necesarios que serían imputables al funcionamiento de la interconexión y que satisfacen el requerimiento de la contingencia de línea N-1.

De estos resultados, se puede deducir que la interconexión que menos impacta desde el punto de vista de los refuerzos locales requeridos en el SING es la que va desde la S.E. Cardones hasta la S.E. Encuentro, seguida por la Interconexión desde Cardones hasta El Cobre.

Igualmente para esta solución Cardones – Encuentro, desde el punto de vista de las pérdidas que resultan en el SING, se observa que es una de las más ventajosas junto con la solución Cardones – El Cobre – Encuentro. Se pone en evidencia con esto que dichas SS.EE. son bastantes baricéntricas respecto a la demanda del SING.

Mientras la solución Cardones – Chacaya se ve poco competitiva, sea por el aspecto de los requerimientos de refuerzos en el SING (ver Tabla 36 y Tabla 37), como por el nivel de las pérdidas que comporta sobre el SING cuando éste se encuentra importando (condición prevalente de intercambio), por ejemplo en el caso de 1300 MW desde el SIC las pérdidas en el SING son mayores del 80% comparadas con la solución Cardones – Encuentro y más del 60% en el entorno de 1000 MW de potencia de intercambio. Por estos motivos dicha solución ha sido descartada y no se ha continuado explorándola en las ulteriores evaluaciones técnicas y/o económicas.

No se han observado requerimientos de refuerzos para el N-1 en el sistema del SIC.

Los estudios de funcionamiento en condiciones perturbadas han demostrado la factibilidad de funcionamiento de todas las soluciones analizadas, sea en AC que en HVDC, para la casi totalidad de los eventos aplicados, con excepción de aquellos que comportan una interrupción o disminución drástica, si bien transitoria, del abastecimiento de gran parte de la demanda del SING desde la interconexión.

Justamente este tipo de eventos, como puede ser la contingencia N-1 de una terna y/o Polo del enlace en condiciones de alta importación desde el SING, ha dado lugar a la solución en AC a 500 kV entre Cardones – EICobre – Encuentro, dado que es la única entre aquellas estudiadas (en AC) que, cuando la interconexión opera a la plena capacidad con flujo desde SIC→SING, garantiza el requerimiento de la contingencia N-1. Las restantes soluciones bien por inestabilidad angular o por colapso de tensión no alcanzan una condición aceptable de funcionamiento luego de eliminada la perturbación.

Es claro que en los años iniciales de entrada en servicio de la Interconexión, cuando el SING es fuertemente importador se tendrá un parque despachado reducido con escasa inercia y por lo tanto con una capacidad de regulación limitada, se esperan desviaciones significativas de frecuencia frente a situaciones que dan origen a déficit en el abastecimiento del área.

Estas consideraciones han llevado a que la solución en HVDC prevea que la contingencia N-1 de un Polo no dé lugar a una discontinuidad o una reducción significativa en el nivel de intercambio de potencia. La solución propuesta, si bien comporta mayores inversiones dado que se ha debido diseñar cada Polo para la máxima capacidad, permite garantizar la plena capacidad de transporte sin interrupción de la transferencia en el caso de la pérdida de un polo, esta capacidad no crea transitorios en el SING que puedan ser un riesgo para su estabilidad. Otro aspecto importante de esta solución es que la capacidad de transporte es de 3000 MW, por lo tanto aquellos fenómenos donde a causa de un déficit de generación en el SING se necesite un soporte (regulación Potencia-Frecuencia) por parte de la interconexión no presentaría algún límite para superar el umbral de los 1000 MW ó 1500 MW según se trate. Además, en un futuro, cuando el SING a causa del crecimiento del sistema haya obtenido una mayor capacidad de regulación, sin mayores inversiones (solamente para algunos filtros de la estación de conversión) la interconexión podrá perfectamente operar por encima de los 1000 MW o 1500 MW según sea el caso.

Para concluir, desde el punto de vista técnico las soluciones que llegan a la S.E. de Encuentro dan lugar a las mínimas pérdidas cuando se debe abastecer el SING desde el SIC, que es la condición prevalente, siendo esta la de mayor longitud. Desde el punto de vista operativo y lo que exige la normativa, la solución en AC que va desde Cardones – EICobre – Encuentro es la única que cumple con los requisitos del N-1. La solución en HVDC así como se ha diseñado consigue superar este requisito del N-1 por lo tanto si tenemos cuenta el aspecto de las pérdidas la más conveniente es aquella que conecta desde Cardones hasta Encuentro.

REFERENCIAS

- [1]: *“HVDC CAPACITOR COMMUTATED CONVERTERS IN WEAK NETWORKS”*, Alf Persson, ABB AB, HVDC, SE-771 80 Ludvika, Sweden, alf.persson@se.abb.com;
- [2]: *CIGRE - “Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities”*
- [3]: *CIGRE Brochure N 388 – “IMPACTS OF HVDC LINES ON THE ECONOMICS OF HVDC PROJECTS”*, Joint Working Group B2/B4/C1. 17 August 2009
- [4]: *CIGRE Brochure N 207 – “THERMAL BEHAVIOUR OF OVERHEAD CONDUCTORS , Wg 22. 12, August 2002”*

ANEXO 1

INTRODUCCIÓN SOBRE EL ÍNDICE SCR Y ESCR

Las perturbaciones en el sistema en AC pueden afectar el funcionamiento de cualquier estación de conversión AC/DC, pero el mal-funcionamiento de un convertidor de pequeña dimensión debería tener un efecto despreciable sobre el sistema AC. Sin embargo, no es raro que un enlace HVDC abastezca una proporción significativa de la carga del sistema en AC, por lo que la pérdida del aporte de potencia activa de este enlace y los cambios asociados en la potencia reactiva puedan tener un impacto significativo en el sistema AC.

La interacción entre los sistemas en AC y HVDC se vuelve aún más pronunciada cuando la impedancia del sistema de AC (vista desde los terminales AC del convertidor), se incrementa por el aporte del enlace al desplazar generación no económica en los alrededores del punto de conexión, ocasionando una merma en la potencia de cortocircuito. Por ello, incluso un convertidor HVDC/AC relativamente pequeño conectado a un punto del sistema en AC que tiene una alta impedancia (es decir baja capacidad de cortocircuito) puede tener una influencia considerable sobre la red local AC, aun cuando esta última forme parte de un sistema AC más grande.

Es importante que se disponga de una adecuada fuerza electromotriz (fem) en el sistema AC no sólo para el funcionamiento normal, sino también en caso de contingencia causado por una falla en el sistema. La inercia mecánica del sistema AC proporciona temporalmente la energía necesaria para mantener la fem y la inercia en caso de presentarse una reducción temporal en el suministro de potencia desde el enlace HVDC. Los generadores y sus turbinas del sistema AC constituyen la fuente principal de la inercia rotante.

Si un sistema AC recibe gran parte de sus requerimientos desde un enlace HVDC, entonces la inercia del sistema receptor podría ser inadecuada, a tal punto que una interrupción en la alimentación desde el enlace debido a cualquier causa, provocaría una disminución de la fem y la frecuencia del sistema a valores inaceptables. En tales casos ha sido usual el empleo de compensadores sincrónicos para actuar como “generadores transitorios” que contribuyen a mantener la fem y frecuencia del sistema.

Un sistema AC puede ser catalogado como “débil” por dos aspectos fundamentales:

- a) la impedancia de sistema de AC puede ser muy alta con respecto a la potencia del enlace HVDC en el punto de conexión.
- b) La inercia mecánica del sistema AC puede ser insuficiente con respecto a la potencia que viene suministrada desde el enlace HVDC.

De lo expuesto se deduce entonces que resulta conveniente evaluar la “robustez” del sistema para alojar una estación de conversión en HVDC. En cuanto concierne a la impedancia del sistema AC, se realizan los cálculos de las corrientes de cortocircuito debidas a falla trifásica para evaluar la Relación Efectiva de Cortocircuito, representada por el índice ESCR (“Effective Short Circuit Ratio”).

Dicho índice tiene en cuenta la potencia de cortocircuito en la barra del sistema AC del enlace, y además los bancos de compensación que requiere la estación de conversión en los terminales AC. Dichos bancos de condensadores, en los que se incluyen también los filtros necesarios a la frecuencia del sistema, pueden aumentar significativamente la impedancia de sistema AC. El índice se determina con la siguiente ecuación:

$$ESCR = \frac{S_{CC} - Q_C}{P_{NDC}}$$

Donde:

- S_{CC} : es la potencia en MVA de cortocircuito trifásico en la barra AC de la estación de conversión;
- Q_C : potencia reactiva en Mvar de los bancos de capacitores/filtros;
- P_{NDC} potencia nominal en MW del enlace HVDC;

Un valor bajo del índice ESCR indica una mayor interacción entre la estación de conversión HVDC y la red en AC, y usualmente pone en evidencia la necesidad de contar con estrategias especiales de control como las que puede proporcionar un compensador estático controlado SVC, o bien recurrir a un diseño no estándar de la estación de conversión, como por ejemplo, incrementar la cantidad de potencia reactiva producida por los bancos de capacitores/filtros, y la modulación de los mismos, o bien equipar la estación HVDC con los equipos denominados CCC (capacitores de conmutación instalados en serie con la válvulas de tiristores) como se ilustra en Figura 72.

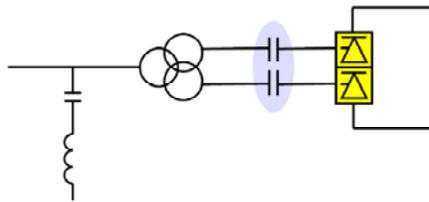


Figura 72: Conversora equipada con CCC que limita el consumo de reactivo desde el sistema AC

En particular se toman los siguientes rangos para catalogar los sistemas:

- ✓ $ESCR > 3$ significa un sistema robusto;
- ✓ $ESCR < 2$ significa un sistema débil;

Como referencia, los convertidores con válvulas a tiristores (solución "tradicional") absorben una cantidad de potencia reactiva típicamente entre el 50 al 60 % de la potencia activa intercambiada en condiciones normales de funcionamiento. Además, la configuración mínima de los filtros AC destinada a la compensación de las armónicas inyectadas a la red por el equipo de conversión, comporta habitualmente una producción de potencia reactiva a la frecuencia fundamental del orden del 70-80 % del consumo de Mvar del convertidor. La Figura 73 muestra la variación de la Q en función de la potencia activa de la estación de conversión (fuente: norma IEC 919).

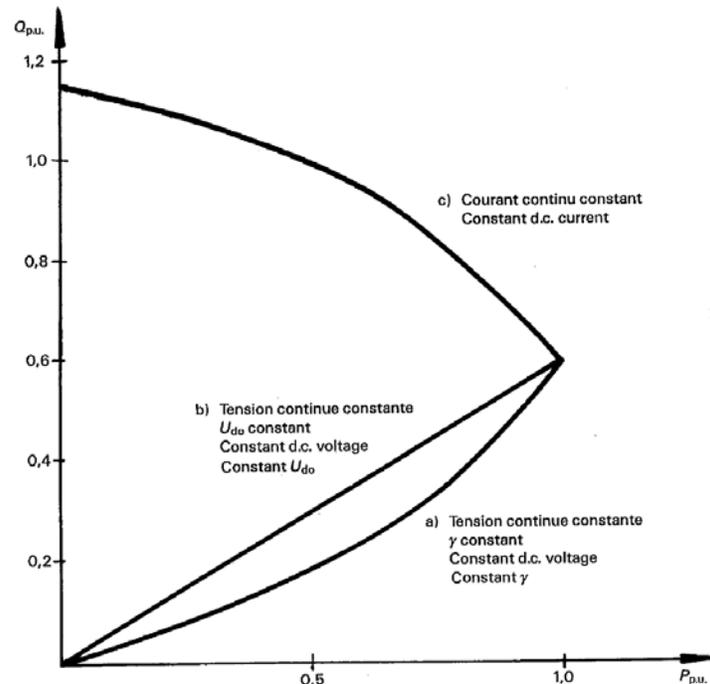


Figura 73: Variación del reactivo Q en función de la potencia activa P de convertidor HVDC (IEC 919)

Trabajando el enlace HVDC a carga parcial, el consumo de potencia reactiva puede ser variado de acuerdo a los requerimientos del sistema AC mediante el uso de una estrategia de control apropiada. Con una estrategia de control a menudo adoptada, como es mantener el ángulo de retardo α del rectificador o el ángulo de extinción γ en el inversor dentro de límites estrechos por medio del cambiador de tomas del transformador convertidor, la variación de potencia reactiva versus la potencia activa resulta como se demuestra en la Figura 73, curva a), para tensión HVDC constante y ángulo de extinción γ constante. Como una alternativa, se podría obtener una variación lineal como se muestra en la Figura 73, curva b), la cual considera que U_{d0} se mantiene constante por medio de un incremento del ángulo de retardo α en el rectificador y del ángulo de extinción γ en el inversor, cuando la carga es reducida.

Si la corriente HVDC se mantiene constante y la carga parcial se logra por incremento del ángulo de retardo reduciendo así la tensión HVDC, el consumo de potencia reactiva se incrementa a carga parcial de acuerdo a la curva c) en la Figura 73. Se puede implementar cualquier característica entre las curvas a) y c) para satisfacer los requerimientos específicos del sistema AC.

Se podría usar cualquier combinación de cambios del ángulo de disparo de la válvula y del cambiador de tomas bajo carga del transformador convertidor para controlar la demanda de potencia reactiva de una subestación HVDC. Sin embargo, puesto que esto requiere un aumento del ángulo de disparo, conduce a un incremento de la generación de corrientes y tensiones armónicas e incremento de pérdidas en los circuitos amortiguadores de las válvulas.

NT DE SYCS - RESUMEN

Se exponen a continuación algunos capítulos de interés de la Norma Técnica que sirve como referencia en el desarrollo de los estudios eléctricos llevados a cabo:

TITULO 1-2 ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

- 1) **Enlace HVDC:** Sistema de transmisión de corriente continua en alta tensión de dos o más terminales, compuesto por todas las instalaciones necesarias para transportar energía de corriente continua entre las barras de corriente alterna de los terminales respectivos, incluyendo todos los equipos necesarios para cumplir los estándares de seguridad y calidad de servicio.
- 2) **Estado de Alerta:** Estado que se alcanza luego de una o más contingencias encontrándose el SI previamente en Estado Normal, en el cual no existe energía no suministrada y se superan sin pérdida de sincronismo contingencias simples de severidad 1 y 2, estando el SI estable sin estar disgregado en islas, caracterizado por la existencia de alguna de las siguientes condiciones:
 - Existen barras del SI cuyas tensiones se encuentran fuera de los rangos de Estado Normal, pero no se encuentran fuera de los rangos establecidos para el Estado de Alerta.
 - Se ha perdido reserva en giro de modo que frente a cambios en la demanda, la frecuencia del SI excursiona fuera de los rangos de Estado Normal, pero no fuera de los rangos definidos para el Estado de Alerta.
- 3) **Estado de Emergencia:** Estado que se alcanza luego de una o más contingencias encontrándose el SI previamente en Estado Normal o en Estado de Alerta y en el cual se presentan alguna de las siguientes condiciones:
 - El SI se encuentra disgregado en Islas o existe energía no suministrada.
 - Existen barras del SI cuyas tensiones se encuentran fuera de los rangos de Estado Normal y Alerta.
 - Se ha perdido la reserva en giro de modo que frente a cambios en la demanda la frecuencia del sistema excursiona fuera de los rangos de Estado Normal y Alerta con riesgo de que el SI o algunas islas pierdan sincronismo.
- 4) **Estado Normal:** Estado del SI en que se satisfacen simultáneamente las siguientes condiciones:
 - Inexistencia de energía no suministrada.
 - Las tensiones en todas las barras del SI se encuentran dentro de los rangos definidos para Estado Normal.
 - La frecuencia se encuentra dentro del rango definido para Estado Normal.
 - Las reservas de potencia en giro y de capacidad de transmisión y aporte de reactivos están dentro de los valores programados.
 - En Estado Normal el SI debe ser capaz de superar sin pérdida de sincronismo las contingencias establecidas en el Capítulo N°5 de la presente NT.
- 5) **Estado de Recuperación:** Estado que alcanza el SI cuando se produce algún Apagón Total o Apagón Parcial, en el cual se inician las acciones para la reconexión de las instalaciones y la recuperación de la demanda.
- 6) **Isla Eléctrica:** Subsistema conformado por aquellas instalaciones del SI cuyo suministro puede quedar aislado del conjunto ante la ocurrencia de una contingencia, causado por la propia contingencia o inducido por medio de la actuación de un esquema automático de control, y de la cual existen antecedentes en la programación de la operación.

- 7) **Límite Térmico:** Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie, determinada por el límite o carga admisible, en función de la máxima temperatura de diseño operativo, definido para régimen permanente.
- 8) **Límite por Contingencias:** Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie condicionado por el estado de operación del SI luego de ocurrida una Contingencia Simple, con el objeto de evitar la salida en cascada de otros componentes, debido a sobrecargas temporales fuera de los estándares permitidos, o a la proximidad de condiciones de pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.
- 9) **Límite por Regulación Tensión:** Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie debido a descensos de tensión fuera de los rangos permitidos, ya sea en las barras extremas del elemento o en otras barras del SI, como consecuencia de la transmisión de potencia por el Elemento Serie.
- 10) **Recursos Generales de Control de Contingencias:** Corresponden a la inercia propia de las máquinas, el control primario y secundario de frecuencia, la reserva de potencia reactiva y el control de tensión, los estabilizadores de sistemas de potencia, el **EDAC**, el **EDAG**, el **ERAG** y en general los sistemas que en función de la evolución de variables de control del sistema actúan sobre la generación o la carga.
- 11) **Recursos Especiales de Control de Contingencias:** Son recursos adicionales a los Recursos Generales de Control de Contingencias que se requieren para controlar fallas o contingencias definidas en el Plan de Contingencias Extremas.
- 12) **Redundancia de Vínculo:** Existencia de más de un camino para el flujo de potencia entre dos puntos del SI, constituido por Elementos Serie del Sistema de Transmisión.
- 13) **Relé de protección:** Dispositivo físico, o elemento funcional de éste, encargado de detectar un determinado tipo de falla o condición anormal en una instalación eléctrica mediante el análisis de variables medidas en ella según un criterio pre-establecido, y con la capacidad de decidir un cambio de estado en su salida.
- 14) **Reserva Primaria:** Reserva destinada a corregir las desviaciones instantáneas de la generación respecto de la demanda real del SI.
- 15) **Reserva Secundaria:** Reserva destinada a compensar, durante períodos de actuación menores a 15 minutos, las desviaciones reales de la demanda y la generación respecto de los valores previstos en la programación de la operación del SI.
- 16) **Severidad 1:** Desconexión de un condensador serie sin recurrir a los EDAC ni al EDAG.
- 17) **Severidad 2: Cortocircuito monofásico** sin impedancia de falla aplicado sobre uno de los circuitos de las líneas de transmisión de doble circuito o sobre una línea de simple circuito con o sin Redundancia de Vínculo, seguido de la apertura en tiempo normal de la fase fallada por acción de la protección primaria y posterior reconexión monofásica exitosa con un retardo de tiempo definido, sin actuación de los EDAC y/o EDAG y/o ERAG. Tratándose de enlaces HVDC consiste en la falla de un polo con re-encendido exitoso en tiempo definido.
- 18) **Severidad 3:** Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla aplicado sobre líneas de transmisión de **simple circuito, sin Redundancia de Vínculo**, seguido de la desconexión de la línea en tiempo normal por acción de la protección primaria, **admitiendo la actuación del EDAC y/o EDAG y/o ERAG.**

- 19) **Severidad 4:** Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla aplicado sobre uno de los circuitos de las líneas de transmisión de **doble circuito** o sobre una línea de simple circuito **con Redundancia de Vínculo**, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de la protección primaria, **admitiendo la actuación limitada del EDAC y/o EDAG y/o ERAG**. Tratándose de enlaces HVDC de más de un polo, consiste en la falla permanente de un polo.
- 20) **Severidad 5: Desconexión intempestiva de la unidad generadora de mayor tamaño** admitiendo desconexión automática limitada de carga, y/o pérdida del mayor módulo de carga **admitiendo la actuación limitada del EDAG y/o ERAG**. También son **Severidad 5** las fallas permanentes en el polo de enlaces HVDC monopolares.
- 21) **Severidad 6:** Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla aplicado sobre uno de los circuitos de las líneas de transmisión de doble circuito, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de la protección primaria y salida del circuito sano en paralelo por actuación errónea del sistema de protecciones, admitiendo en este caso, la iniciación de las medidas de defensa contra Contingencias Extremas, Tratándose de enlaces HVDC de más de un polo consiste en la falla permanente de todos sus polos.
- 22) **Severidad 7:** Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla aplicado sobre una línea de simple circuito con Redundancia de Vínculo, seguido de la falla de la protección primaria y desconexión del circuito fallado por acción de la protección de respaldo en tiempo prolongado, admitiendo en este caso, la iniciación de las medidas de defensa contra Contingencias Extremas, consistentes en la segmentación controlada del SI en Islas Eléctricas asincrónicas, equilibradas en potencia activa y reactiva.

TITULO 5-4 ESTANDARES EN GENERACION Y TRANSMISION PARA ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA

ARTÍCULO 5-25

El SI deberá operar en **Estado Normal** con todos los elementos e instalaciones del Sistema de Transmisión y compensación de potencia reactiva disponibles, y suficientes márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, compensadores estáticos y sincrónicos, para lo cual el CDC y los CC, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) **0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].**
- b) **0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].**
- c) **0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV].**

En casos debidamente justificados en reemplazo de las tensiones nominales a que se refiere el presente artículo, la DO podrá definir tensiones de servicio para las distintas instalaciones del SI. La DO deberá justificar el uso de las tensiones de servicio mediante un Estudio Específico que se actualizará cada 2 años el cual deberá ser enviado a la SEC.

En todo caso, en sus respectivas evaluaciones, el Estudio de Transmisión Troncal y los Estudios de Subtransmisión sólo deberán utilizar tensiones nominales.

ARTÍCULO 5-26

Para mantener las tensiones permanentemente dentro de la banda de variación permitida en el presente título, el CDC podrá instruir a los Coordinados la operación, conexión y/o desconexión de:

- a) Bancos de condensadores shunt.
- b) Condensadores síncronos.
- c) Reactores shunt.
- d) Compensadores estáticos de potencia reactiva.
- e) Bancos de transformadores y autotransformadores con cambiadores de tap.
- f) Unidades generadoras con capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva.

ARTÍCULO 5-27

En Estado Normal, el control de las tensiones del SI dentro de la banda de variación permitidas deberá efectuarse manteniendo la potencia reactiva de las unidades generadoras dentro del Diagrama PQ, de acuerdo a lo especificado en el TÍTULO 6-7 de la presente NT

ARTÍCULO 5-28

Para cumplir con lo indicado en el artículo precedente, el aporte de potencia reactiva de las unidades generadoras estará limitado por los valores de la tensión máxima admisible en terminales de la unidad.

ARTÍCULO 5-29

En **Estado de Alerta** el CDC y los CC deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) **0,96 y 1,04 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].**
- b) **0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].**
- c) **0,91 y 1,09 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV].**

En casos debidamente justificados en reemplazo de las tensiones nominales a que se refiere el presente artículo, la DO podrá definir tensiones de servicio para las distintas instalaciones del SI. La DO deberá justificar el uso de las tensiones de servicio mediante un Estudio Específico que se actualizará cada 2 años el cual deberá ser enviado a la SEC.

En todo caso, en sus respectivas evaluaciones, el Estudio de Transmisión Troncal y los Estudios de Subtransmisión sólo deberán utilizar tensiones nominales.

ARTÍCULO 5-30

En **Estado de Alerta**, la potencia reactiva aportada por cada unidad generadora deberá poder **alcanzar el 100 % de la capacidad máxima definida en el diagrama PQ** de cada unidad, por un tiempo **no superior a 30 minutos**, siempre que la tensión en los

terminales de la unidad generadora esté comprendida en los rangos admisibles de operación de cada unidad.

ARTÍCULO 5-31

La frecuencia nominal de cada SI es 50 [Hz], ante lo cual el CDC deberá adoptar todas las medidas posibles para que ésta permanezca constante, aceptándose en régimen permanente para el Estado Normal y de Alerta, que el valor promedio de la frecuencia fundamental, medida en intervalos de tiempo de 10 segundos durante todo período de siete días corridos, se encuentre en los rangos siguientes:

- a) Sistemas con capacidad instalada en generación superior a 100 MW, en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, supere el 60% del consumo total:
 - sobre 49,8 Hz y bajo 50,2 Hz durante al menos el 99% del período;
 - entre 49,3 Hz y 49,8 Hz durante no más de un 0,5% del período;
 - entre 50,2 y 50,7 Hz durante no más de un 0,5% del período.
- b) Sistemas con capacidad instalada en generación superior a 100 MW, en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, no supere el 60% del consumo total:
 - sobre 49,8 Hz y bajo 50,2 Hz durante al menos el 97% del período;
 - entre 49,3 Hz y 49,8 Hz durante a lo más un 1,5% del período;
 - entre 50,2 y 50,7 Hz durante a lo más un 1,5% del período.

TITULO 5-5 **LÍMITES DE TRANSMISION EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA**

ARTÍCULO 5-32

La DO determinará la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente de cada Elemento Serie del Sistema de Transmisión a partir del Límite Térmico o máxima corriente admisible, según corresponda, el Límite por Regulación de Tensión, el Límite por Estabilidad Permanente y el Límite por Contingencias. La DO deberá mantener debidamente actualizada esta información en la página WEB del CDEC.

Para estos efectos, se debe entender por Límite por Estabilidad Permanente la máxima transferencia que permite operar en forma estable, sin que se ponga en riesgo el sincronismo de las unidades generadoras conectadas en las áreas determinadas por los extremos receptor y el emisor de la instalación de transmisión.

EL CDC y los CC, según corresponda, **operarán los Elementos Serie manteniendo la corriente transportada en un valor equivalente inferior o igual al 100 % de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta.**

TITULO 5-6 ESTANDARES DE RECUPERACION DINAMICA EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA

ARTÍCULO 5-39

En Estado Normal o Estado de Alerta, y en condiciones inmediatamente posteriores a una Contingencia Simple, el CDC podrá operar los Elementos Serie del Sistema de Transmisión manteniendo la corriente transportada en un valor inferior al límite de sobrecarga admisible de corta duración definido por cada uno de los Coordinados. **Para efectos de lo señalado anteriormente, se entenderá por corta duración al período de duración igual a 15 minutos.**

Para la definición del anterior límite, se deberá considerar como condición inicial de operación previa a la Contingencia Simple, aquella condición de operación más probable entre las condiciones de operación capaces de producir la sobrecarga más severa.

ARTÍCULO 5-40

En Estado Normal y frente a la ocurrencia de una Contingencia Simple, el SI deberá mantenerse transitoriamente estable, utilizando los recursos de control y protección que estén disponibles, sin riesgo de pérdida de sincronismo o disgregación en Islas Eléctricas.

ARTÍCULO 5-41

En Estado Normal, las Contingencias Simples de severidad creciente que deberán ser consideradas y superadas sin pérdida de sincronismo de las unidades generadoras del SI, logrando al final del transitorio de falla el cumplimiento de los estándares definidos en el Artículo 5-29 de la presente NT, serán las siguientes:

- a) Severidad 1,
- b) Severidad 2,
- c) Severidad 3,
- d) Severidad 4, y
- e) Severidad 5.

ARTÍCULO 5-42

En Estado Normal las Contingencias Severas que deberán ser consideradas y superadas evitando el Apagón Total del SI, logrando al final del transitorio de falla el cumplimiento de los estándares definidos para el Estado de Emergencia en la presente NT, serán las siguientes:

- a) Severidad 6, y
- b) Severidad 7.

ARTÍCULO 5-43

Encontrándose en Estado Normal al ocurrir una Contingencia hasta severidad 7, la tensión no deberá descender transitoriamente por debajo de 0,70 por unidad luego de 10 ms de despejada la contingencia, en ninguna barra del Sistema de Transmisión.

La tensión tampoco podrá permanecer por debajo de 0,80 por unidad, por un tiempo superior a 1 segundo. La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de $\pm 10\%$ en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de aplicación de la contingencia.

ARTÍCULO 5-44

En el caso de una Contingencia Simple, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal será igual a **48,30 [Hz]**, aceptándose en instalaciones de Sistemas de Subtransmisión o Sistemas de Transmisión Adicional, **un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms]**.

ARTÍCULO 5-45

En el caso que una Contingencia Simple dé lugar a una condición de sobrefrecuencia, causada por una desconexión de demanda o por la pérdida de un Elemento Serie, el incremento transitorio de la frecuencia se controlará prioritariamente con la reducción rápida de generación, y en la medida que sea necesario, con la actuación del EDAG y /o ERAG. En ningún caso la frecuencia podrá alcanzar valores tales que se activen las protecciones contra sobrefrecuencia y/o sobrevelocidad con que está equipada cada unidad generadora.

ARTÍCULO 5-46

En el caso que una Contingencia dé lugar a una variación de la frecuencia, el CDC deberá verificar que las variaciones de frecuencia fuera de la banda de operación en régimen permanente definida en el Artículo 5-31 de la presente NT, no excedan los tiempos máximos de funcionamiento en cada nivel de frecuencia exigibles al conjunto de unidades generadoras que están conectados al SI, indicadas en el Artículo 3-10 de la presente NT.

En el caso que los EDAC y otros automatismos no puedan restablecer la frecuencia dentro de los rangos y los tiempos indicados en el Artículo 3-10, el CDC estará facultado para solicitar desconexiones manuales de carga.

ARTÍCULO 5-47

Luego de ocurrida una Contingencia Simple, el factor de amortiguación (ζ) de las oscilaciones electromecánicas, medido sobre las oscilaciones de potencia activa en la línea de transmisión que transporta mayor potencia y cuya localización sea la más cercana al lugar de ocurrencia de la contingencia, deberá tener **un valor mínimo del 5 %**.

ARTÍCULO 5-48

La determinación del factor de amortiguación (ζ) se realizará a través de la medición de los máximos de la onda de potencia activa en la línea de transmisión evaluada, correspondientes a dos semiciclos consecutivos de igual signo, ya sea positivo o negativo, sean A1 y A2 respectivamente, y a continuación, se calculará el coeficiente RA mediante el cociente entre A2 y A1. El factor ζ resultará de aplicar la siguiente fórmula:

$$\zeta = - \frac{\log_e R_A}{2\pi \sqrt{1 + \frac{(\log_e R_A)^2}{4\pi^2}}} \cdot 100$$

En el caso que las oscilaciones iniciales tengan una forma irregular y en situaciones que ello aplique se podrán utilizar metodologías para descomponer señales irregulares en sus componentes oscilatorias y amortiguadas. En este caso, se adoptará como valor de

amortiguamiento el correspondiente al modo de oscilación amortiguada dominante, es decir aquel que tiene un período similar a la oscilación irregular. En el caso de no ser posible la descomposición anterior el factor de amortiguamiento se calculará luego que la forma de onda presente un comportamiento oscilatorio amortiguado, luego del tiempo irregular de la onda.

TITULO 5-7 MARGENES DE ESTABILIDAD Y SEGURIDAD EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA

ARTÍCULO 5-53

Para las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-41 de la presente NT, la DO definirá la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente disponible para cada Elemento Serie del Sistema de Transmisión, para las configuraciones de demanda y generación más desfavorables, considerando un margen de seguridad de 30° en la excursión del ángulo del rotor en la primera oscilación para aquellas unidades generadoras que estén más exigidas, respecto del valor de excursión angular que activa la protección de pérdida de sincronismo y desconecta la unidad, con el fin de determinar el margen de estabilidad sincrónica.

En caso de no disponer de modelos precisos para la unidad generadora y su Controlador de Tensión y Controlador de Velocidad, obtenidos a partir de ensayos realizados a la unidad, se deberá adoptar un margen de seguridad de 40° en la excursión del ángulo del rotor en la primera oscilación. En el caso que no se conozca con exactitud la calibración de la protección de pérdida de sincronismo y que no se pueda representar su efecto en los estudios de estabilidad transitoria, se adoptará un valor máximo de 120° para la primera excursión angular, medidos respecto de una referencia angular única representativa de la posición del eje inercial del SI. Como eje inercial se podrá adoptar el ángulo de una unidad cercana al centro de carga.

Finalmente, la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente disponible en cada Elemento Serie, considerando el margen de estabilidad sincrónica adoptado, estará dada por la Plímite que verifica la condición antes indicada.

ARTÍCULO 5-54

Con el SI operando en Estado Normal o Estado de Alerta, el valor del factor de amortiguación de las oscilaciones electromecánicas en régimen permanente de pequeña señal, deberá ser como mínimo 10 %, a partir de lo cual se establecerá el margen de estabilidad oscilatoria que cumpla con dicha exigencia.

La Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente disponible en cada Elemento Serie, considerando el margen de estabilidad oscilatoria que se adopte, estará dada por la Plímite que permite cumplir con la condición anterior.

ARTÍCULO 5-55

En Estado Normal o Estado de Alerta, la determinación del margen de estabilidad de tensión se realizará para la configuración de demanda y generación más desfavorable del SI, considerando que la diferencia entre el valor inferior de la banda de excursión permitida en el TITULO 5-4 **ESTANDARES EN GENERACION Y TRANSMISION PARA ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA**

ARTÍCULO 5-25 de la presente NT y el valor de tensión correspondiente a la condición de operación en la cual se alcanza el colapso de tensión en cualquier barra de consumo, **no debe ser inferior a un margen de seguridad de 20 % en cualquier barra de consumo del SI.**

En caso de no disponer de información sobre el Controlador de Tensión de las unidades generadoras en operación, el margen de seguridad será igual a 30 %.

En Estado Normal o Estado de Alerta, el margen de reserva de potencia reactiva que el CDC y los CC deberán mantener, según corresponda, será el que se determine de acuerdo a los estudios establecidos en el Capítulo N° 6 de la presente NT.

La Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente disponible en cada Elemento Serie, considerando el margen de estabilidad de tensión que se adopte, estará dada por la Plímite que verifica las condiciones anteriores.