



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

**INFORME DE DIAGNÓSTICO DE MEDIANO PLAZO DE LA
RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL
PERÍODO DE ESTUDIO 2019-2023**

Agosto 2018



INTRODUCCIÓN	18
PREMISAS.....	18
INFORMACIÓN UTILIZADA	19
I. DIAGNÓSTICO DE LA CAPACIDAD OPERATIVA DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL EN EL PERIODO 2019 – 2023	21
METODOLOGÍA APLICADA.....	22
<i>Determinación de las Contingencias Críticas.....</i>	<i>22</i>
<i>Obtención de los Resultados de Curvas PV.....</i>	<i>24</i>
<i>Análisis de los Resultados obtenidos de las Curvas PV.....</i>	<i>26</i>
ESTIMACIÓN DE LA CAPACIDAD OPERATIVA DE LA RTR.....	26
<i>Transferencias en Sentido Norte a Sur.....</i>	<i>27</i>
<i>Transferencias en Sentido Sur a Norte.....</i>	<i>29</i>
II. ESTUDIOS PARA DETERMINAR LOS REFUERZOS DE TRANSMISIÓN NECESARIOS PARA ALCANZAR LA CAPACIDAD OPERATIVA DE 300 MW ENTRE LAS ÁREAS DE CONTROL DEL SER 31	
METODOLOGÍA DEL ESTUDIO	32
II.1 ESTUDIO PARA DETERMINAR LOS REFUERZOS DE TRANSMISIÓN PARA EL SISTEMA DE GUATEMALA.....	35
<i>Diagnóstico de restricciones de transmisión en el sistema de Guatemala</i>	<i>36</i>
<i>Escenarios Analizados.....</i>	<i>36</i>
<i>Identificación de Sobrecargas.....</i>	<i>37</i>
PROYECTOS CANDIDATOS PARA RESOLVER LOS PROBLEMAS DE SOBRECARGA EN EL SISTEMA DE GUATEMALA	39
EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CCSD CONSIDERANDO LA OPERACIÓN DE LOS REFUERZOS CANDIDATOS DEL SISTEMA DE GUATEMALA	40
ANÁLISIS PARA DETERMINAR LOS REQUERIMIENTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA.....	40
<i>Determinación de compensación reactiva para eliminar las violaciones de voltaje atribuibles a las transferencias</i>	<i>40</i>
Violaciones de tensión Pre-existentes, sin transferencias	40
Violaciones de tensión con transferencias, sin refuerzos para eliminar sobrecargas.....	41
<i>Violaciones de tensión con transferencias, considerando en servicio los refuerzos para eliminar sobrecargas.....</i>	<i>41</i>
<i>Violaciones de tensión atribuibles a las transferencias en el área de Guatemala</i>	<i>41</i>
<i>Refuerzos de compensación reactiva requeridos en el sistema eléctrico de Guatemala.....</i>	<i>42</i>
<i>Análisis de Estabilidad de Voltaje.....</i>	<i>42</i>
REFUERZOS DE TRANSMISIÓN REQUERIDOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE GUATEMALA PARA HACER VIABLES LAS TRANSFERENCIAS DE 300 MW, CUMPLIENDO CON LOS CCSD	44
II.2 ESTUDIO PARA DETERMINAR LOS REFUERZOS DE TRANSMISIÓN PARA EL SISTEMA DE EL SALVADOR.....	46
DIAGNÓSTICO DE RESTRICCIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE EL SALVADOR.....	47
<i>Casos Analizados.....</i>	<i>47</i>
<i>Identificación de Sobrecargas.....</i>	<i>48</i>
PROYECTOS CANDIDATOS PARA RESOLVER LOS PROBLEMAS DE SOBRECARGA EN EL SISTEMA DE EL SALVADOR.....	57



EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CCSD CONSIDERANDO LA OPERACIÓN DE LOS REFUERZOS CANDIDATOS EN EL SISTEMA DE EL SALVADOR.....	58
ANÁLISIS PARA EVALUAR AMPLIACIONES ALTERNATIVAS DE TRANSMISIÓN PARA SOLUCIONAR SOBRECARGAS	59
ANÁLISIS PARA DETERMINAR LOS REQUERIMIENTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL SISTEMA DE EL SALVADOR	61
<i>Determinación de compensación reactiva para eliminar las violaciones de voltaje atribuibles a las transferencias</i>	61
<i>Violaciones de Tensión Pre-existentes, sin Transferencias</i>	61
<i>Violaciones de tensión con transferencias, sin refuerzos para eliminar sobrecargas</i>	63
<i>Violaciones de tensión con transferencias, considerando en servicio los refuerzos para eliminar sobrecargas</i>	66
<i>Violaciones de tensión atribuibles a las transferencias en el área de Control de El Salvador</i>	66
<i>Refuerzos de compensación reactiva requeridos en el sistema eléctrico de El Salvador</i>	67
<i>Análisis de estabilidad de voltaje</i>	67
REFUERZOS DE TRANSMISIÓN REQUERIDOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE EL SALVADOR PARA HACER VIABLES LAS TRANSFERENCIAS DE 300 MW, CUMPLIENDO CON LOS CCSD.....	69
II.3 ESTUDIO PARA DETERMINAR LOS REFUERZOS DE TRANSMISIÓN PARA EL SISTEMA DE HONDURAS	71
DIAGNÓSTICO DE RESTRICCIONES DE RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN EN EL SISTEMA DE HONDURAS	72
<i>Casos Analizados</i>	72
<i>Identificación de Sobrecargas</i>	73
PROYECTOS CANDIDATOS PARA RESOLVER LOS PROBLEMAS DE SOBRECARGA EN EL SISTEMA DE HONDURAS	87
EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CCSD CONSIDERANDO LA OPERACIÓN DE LOS REFUERZOS CANDIDATOS EN EL SISTEMA DE HONDURAS.	90
ANÁLISIS DE AMPLIACIONES ALTERNATIVAS DE TRANSMISIÓN PARA SOLUCIONAR SOBRECARGAS	91
<i>Resultados del análisis de sensibilidad</i>	91
ANÁLISIS PARA DETERMINAR LOS REQUERIMIENTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL SISTEMA DE HONDURAS	93
<i>Determinación de compensación reactiva para eliminar las violaciones de voltaje atribuibles a las transferencias</i>	93
<i>Violaciones de Tensión Pre-existentes, sin Transferencias</i>	93
<i>Violaciones de tensión con transferencias, sin refuerzos para eliminar sobrecargas</i>	94
<i>Violaciones de tensión con transferencias, considerando en servicio los refuerzos para eliminar sobrecargas</i>	95
<i>Violaciones de tensión atribuibles a las transferencias en el área de Control de Honduras</i>	98
<i>Refuerzos de compensación reactiva en el sistema eléctrico de Honduras para resolver las violaciones de voltaje atribuibles a las transferencias</i>	98
<i>Análisis de Estabilidad de Voltaje</i>	100
REFUERZOS DE TRANSMISIÓN REQUERIDOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE HONDURAS PARA HACER VIABLES LAS TRANSFERENCIAS DE 300 MW, CUMPLIENDO CON LOS CCSD	104
II.4 ESTUDIO PARA DETERMINAR LOS REFUERZOS DE TRANSMISIÓN PARA EL SISTEMA DE NICARAGUA	106
DIAGNÓSTICO DE RESTRICCIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE NICARAGUA.....	107
<i>Casos Analizados</i>	107
<i>Identificación de Sobrecargas</i>	108
PROYECTOS CANDIDATOS PARA RESOLVER LOS PROBLEMAS DE SOBRECARGA EN EL SISTEMA DE NICARAGUA	115



EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CCSD CONSIDERANDO LA OPERACIÓN DE LOS REFUERZOS CANDIDATOS EN EL SISTEMA DE NICARAGUA.....	116
ANÁLISIS PARA DETERMINAR LOS REQUERIMIENTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL SISTEMA DE NICARAGUA	117
<i>Determinación de compensación reactiva para eliminar las violaciones de voltaje atribuibles a las transferencias</i>	117
<i>Violaciones de Tensión Pre-existentes y sin Transferencias</i>	117
<i>Violaciones de tensión con transferencias, sin refuerzos para eliminar sobrecargas</i>	118
<i>Violaciones de tensión con transferencias, considerando en servicio los refuerzos para eliminar sobrecargas</i>	120
<i>Violaciones de Tensión en el área de Control de Nicaragua, atribuibles a las transferencias</i>	121
<i>Refuerzos de compensación reactiva en el sistema eléctrico de Nicaragua para resolver las violaciones de voltaje atribuibles a las transferencias</i>	122
<i>Análisis de estabilidad de voltaje</i>	122
REFUERZOS DE TRANSMISIÓN REQUERIDOS EN EL SISTEMA DE NICARAGUA PARA ALCANZAR LA CAPACIDAD OPERATIVA DE 300 MW.....	128
II.5 ESTUDIO PARA DETERMINAR LOS REFUERZOS DE TRANSMISIÓN PARA EL SISTEMA DE COSTA RICA	130
DIAGNÓSTICO DE RESTRICCIONES DE RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN EN EL SISTEMA DE COSTA RICA	131
<i>Casos Analizados</i>	131
<i>Identificación de Sobrecargas</i>	132
PROYECTOS CANDIDATOS PARA RESOLVER LOS PROBLEMAS DE SOBRECARGA EN EL SISTEMA DE COSTA RICA	138
EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CCSD CONSIDERANDO LA OPERACIÓN DE LOS REFUERZOS CANDIDATOS EN EL SISTEMA DE COSTA RICA.	138
ANÁLISIS PARA DETERMINAR LOS REQUERIMIENTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL SISTEMA DE COSTA RICA	139
<i>Determinación de compensación reactiva para eliminar las violaciones de voltaje atribuibles a las transferencias</i>	139
<i>Violaciones de Tensión Pre-existentes, sin Transferencias</i>	139
<i>Violaciones de tensión con transferencias, sin refuerzos para eliminar sobrecargas</i>	139
<i>Violaciones de tensión con transferencias, considerando en servicio los refuerzos para eliminar sobrecargas</i>	140
<i>Violaciones de tensión atribuibles a las transferencias en el área de Control de Costa Rica</i>	140
<i>Refuerzos de compensación reactiva requeridos en el sistema eléctrico de Costa Rica, para resolver las violaciones de voltaje</i>	140
<i>Análisis de Estabilidad de Voltaje</i>	140
REFUERZOS DE TRANSMISIÓN REQUERIDOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE COSTA RICA PARA ALCANZAR LA CAPACIDAD OPERATIVA DE 300 MW.....	142
II.6 ESTUDIO PARA DETERMINAR LOS REFUERZOS DE TRANSMISIÓN PARA EL SISTEMA DE PANAMÁ	144
DIAGNÓSTICO DE RESTRICCIONES DE RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN EN EL SISTEMA DE PANAMÁ.....	145
<i>Casos Analizados</i>	145
<i>RATE de referencia para determinar el nivel de sobrecarga</i>	145
<i>Identificación de Sobrecargas</i>	146
PROYECTOS CANDIDATOS PARA RESOLVER LOS PROBLEMAS DE SOBRECARGA EN EL SISTEMA DE PANAMÁ.....	154



EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CCSD CONSIDERANDO LA OPERACIÓN DE LOS REFUERZOS CANDIDATOS DEL SISTEMA DE PANAMÁ.....	155
ANÁLISIS PARA DETERMINAR LOS REQUERIMIENTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA.....	157
<i>Determinación de compensación reactiva para eliminar las violaciones de voltaje atribuibles a las transferencias</i>	157
<i>Violaciones de tensión Pre-existentes, sin transferencias</i>	157
<i>Violaciones de tensión con transferencias, considerando en servicio los refuerzos para eliminar sobrecargas</i>	157
<i>Violaciones de tensión atribuibles a las transferencias en el área de control de Panamá</i>	160
<i>Refuerzos de compensación reactiva requeridos en el sistema eléctrico de Panamá</i>	160
<i>Análisis de Estabilidad de Voltaje</i>	160
REFUERZOS DE TRANSMISIÓN REQUERIDOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE PANAMÁ PARA ALCANZAR LA CAPACIDAD OPERATIVA DE 300 MW.....	163
III. RESUMEN DE REFUERZOS DE TRANSMISIÓN REQUERIDOS POR PAÍS PARA ALCANZAR LA CAPACIDAD OPERATIVA DE 300 MW.....	165
IV. ESTIMACIÓN DE COSTO DE LAS AMPLIACIONES.....	171
V. CÁLCULO DE INDICADORES DE EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	182
METODOLOGÍA Y PREMISAS	183
ALTERNATIVAS EVALUADAS	183
PARÁMETROS DE LAS SIMULACIONES.....	183
AGRUPAMIENTO DE AMPLIACIONES POR FUNCIONALIDAD.....	184
CÁLCULO DE LOS INDICADORES DE EVALUACIÓN ECONÓMICA VALOR PRESENTE NETO Y TASA INTERNA DE RETORNO.....	188
VI. CÁLCULO DE LOS BENEFICIOS PRIVADOS DE Y DEL BENEFICIO SOCIAL Y CLASIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES.....	193
CÁLCULO DE EXCEDENTES DE CONSUMIDORES, DE GENERADORES Y DEL BENEFICIO SOCIAL	194
CONCENTRACIÓN DE LOS BENEFICIOS Y CLASIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES	199
VII. LISTA DE AMPLIACIONES PLANIFICADAS Y A RIESGO Y CRONOGRAMA DE LAS AMPLIACIONES	205
LISTA DE AMPLIACIONES PLANIFICADAS Y A RIESGO.....	206
CRONOGRAMA DE PUESTA EN SERVICIO DE LAS AMPLIACIONES.....	210
VIII. CÁLCULO DEL CARGO DE TRANSMISIÓN DEBIDO A LAS AMPLIACIONES IDENTIFICADAS EN EL ESTUDIO	211
CARGO DE TRANSMISIÓN POR CADA AMPLIACIÓN.....	212
INCREMENTO ANUAL EN EL CARGO DE TRANSMISIÓN DEBIDO A LAS NUEVAS AMPLIACIONES (MUS\$)	213
IX. DISEÑO GENERAL DE LAS INSTALACIONES PROPUESTAS	214
X. EVALUACIÓN DEL BENEFICIO PARA LOS AGENTES QUE INYECTAN Y RETIRAN, EN RELACIÓN AL CURTR.....	224
XI. HIPÓTESIS SOBRE FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO DE NUEVA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL	230



XII. IDENTIFICACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL DE LAS AMPLIACIONES	243
CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE DIAGNÓSTICO DE MEDIANO PLAZO 2019-2023	245
RECOMENDACIONES DEL ESTUDIO DE DIAGNÓSTICO DE MEDIANO PLAZO 2019-2023	248
ANEXO A. OBSERVACIONES DE LOS OS/OM Y ENTIDADES ENCARGADAS DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN NACIONAL, AL INFORME PRELIMINAR DE DIAGNÓSTICO DE MEDIANO PLAZO DE LA RTR 2019-2023.	249
ANEXO B. CONTINGENCIAS LIMITANTES A LAS TRANSFERENCIAS ENTRE PAR DE PAÍSES	255
TRANSFERENCIAS EN SENTIDO NORTE A SUR.....	255
TRANSFERENCIAS EN SENTIDO SUR A NORTE.....	261



Índice de Tablas

Tabla 1. Cantidad Máxima de Contingencias Críticas a Determinar por Criterio de Severidad	23
Tabla 2. Escenarios de Transferencias Entre Par de Países	25
Tabla 3. Lista de Nodos Considerados en el Cálculo de Curvas PV	25
Tabla 4. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde Guatemala a El Salvador – GU_ES	27
Tabla 5. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde Guatemala a Honduras – GU_HO	28
Tabla 6. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde El Salvador a Honduras – ES_HO	28
Tabla 7. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde Honduras a Nicaragua – HO_NI	28
Tabla 8. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde Nicaragua a Costa Rica – NI_CR	28
Tabla 9. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde Costa Rica a Panamá – CR_PA	29
Tabla 10. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde El Salvador a Guatemala – ES_GU	29
Tabla 11. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde Honduras a Guatemala – HO_GU	29
Tabla 12. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde Honduras a El Salvador – HO_ES	29
Tabla 13. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde Nicaragua a Honduras – NI_HO	30
Tabla 14. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde Costa Rica a Nicaragua – CR_NI	30
Tabla 15. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde Panamá a Costa Rica – PA_CR	30
Tabla 16. Casos analizados con transferencia en el área de control de Guatemala	36
Tabla 17. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de Transmisión de Guatemala Casos con Transferencias	37
Tabla 18. Máximas Sobrecargas en Elementos del Sistema de Transmisión de Guatemala, 37	



Tabla 19. Máximas Sobrecargas en Elementos de Transmisión del Sistema de Guatemala – Con y Sin Transferencias.....	38
Tabla 20. Máxima sobrecarga atribuible a las transferencias.....	39
Tabla 21. Refuerzos de transmisión candidato para evitar sobrecargas en el sistema eléctrico de Guatemala.....	39
Tabla 22. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de Guatemala Escenarios sin transferencias.....	40
Tabla 23. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de Guatemala.....	41
Tabla 24. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de Guatemala Casos Con Transferencias, considerando las ampliaciones de transmisión para eliminar sobrecargas relacionadas a las transferencias	41
Tabla 25. Escenarios Considerados en el Análisis de Estabilidad de Voltaje en el Sistema de Transmisión de Guatemala	42
Tabla 26. Nodos del Sistema de Transmisión de Guatemala.....	43
Tabla 27. Resultados de Reserva de Potencia Reactiva – Sistema de Transmisión de Guatemala	43
Tabla 28. Refuerzos de transmisión requeridos en el sistema de Guatemala, para hacer viable las transferencias de 300 MW cumpliendo con los CCSD.	45
Tabla 29. Casos analizados con transferencia en el área de control de El Salvador.....	47
Tabla 30. Máximas Sobrecargas en Elementos del Sistema de Transmisión de El Salvador por Contingencias – Casos Sin Transferencia	48
Tabla 31. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de Transmisión de El Salvador – Casos con Transferencias.....	49
Tabla 32. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de Transmisión de El Salvador por Contingencias – Casos Con Transferencias.....	50
Tabla 33. Máximas Sobrecargas de Elementos de Transmisión del Sistema de El Salvador – Con y Sin Transferencias.....	51
Tabla 34. Resultados detallados de las Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de Transmisión de El Salvador	52
Tabla 35. Resumen del diagnóstico de sobrecargas en el sistema de El Salvador,.....	56
Tabla 36. Elementos de transmisión del sistema eléctrico de	57
Tabla 37. Proyectos de líneas de transmisión candidatos para	57



Tabla 38. Transformadores de 3 devanados candidatos Proyectos candidatos de líneas de transmisión para evitar sobrecargas atribuibles a las transferencias en el sistema de El Salvador.....	58
Tabla 39. Sobrecargas resultantes ante contingencias, considerando la incorporación.....	58
Tabla 40. Máximas Sobrecargas en línea 15SE-115/BERL-115-1, considerando la ampliación candidata nueva línea 15SE-115/SMIG-115-1.....	59
Tabla 41. Máximas Sobrecargas en línea 15SE-115/BERL-115-1 considerando la ampliación candidata nueva línea BERL-115/OZAT-115-1.....	60
Tabla 42. Comparación de los costos de proyectos evaluados en análisis de sensibilidad..	61
Tabla 43. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de El Salvador – Casos Sin Transferencias.....	63
Tabla 44. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de El Salvador Casos Con Transferencias, sin refuerzos para evitar sobrecargas.....	63
Tabla 45. Violaciones de Tensión en nodos del sistema de El Salvador.....	66
Tabla 46. Escenarios Considerados en el Análisis de Estabilidad de Voltaje en el Sistema de Transmisión de El Salvador.....	67
Tabla 47. Nodos del Sistema de Transmisión de El Salvador.....	67
Tabla 48. Resultados de Reserva de Potencia Reactiva – Sistema de Transmisión de El Salvador.....	68
Tabla 49. Refuerzos de transmisión requeridos en el sistema de El Salvador,.....	70
Tabla 50. Casos analizados con transferencia en el área de control de Honduras.....	72
Tabla 51. Máximas Sobrecargas en Elementos del Sistema de Transmisión de Honduras por Contingencias – Casos Sin Transferencias.....	73
Tabla 52. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de Transmisión de Honduras – Casos Con Transferencias.....	74
Tabla 53. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de Transmisión.....	75
Tabla 54. Identificación de contingencias que afectan con sobrecarga elementos del sistema de transmisión de Honduras – Con transferencias.....	75
Tabla 55. Máximas Sobrecargas de Elementos de Transmisión del Sistema de Honduras – Con y Sin Transferencias.....	77
Tabla 56. Resumen del diagnóstico de sobrecargas en el sistema de Honduras identificando los escenarios.....	85
Tabla 57. Elementos de transmisión del sistema eléctrico de Honduras,.....	87



Tabla 58. Proyectos de líneas de transmisión candidatos para evitar sobrecargas atribuibles a las transferencias en el sistema de Honduras.....	89
Tabla 59. Transformadores de 3 devanados candidatos Proyectos candidatos de líneas de transmisión para evitar sobrecargas atribuibles a las transferencias en el sistema de Honduras.	90
Tabla 60. Compensación reactiva candidata para evitar sobrecarga de los transformadores 230/138 kV de subestación Suyapa, atribuibles a las transferencias en el sistema de Honduras.	90
Tabla 61. Líneas de transmisión candidata para evitar sobrecargas.....	90
Tabla 62. Sobrecargas resultantes ante contingencias, considerando la incorporación.....	91
Tabla 63. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de Honduras – Casos Sin Transferencias.....	93
Tabla 64. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de Honduras, Casos con transferencias,.....	94
Tabla 65. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de Honduras Casos Con Transferencias, considerando las ampliaciones de transmisión para eliminar sobrecargas relacionadas a las transferencias	95
Tabla 66. Violaciones de Voltage en el nodo 3183 – LEC B619	98
Tabla 67. Escenarios Considerados en el Análisis de Estabilidad de Voltaje en el Sistema de Transmisión de Honduras.....	100
Tabla 68. Nodos del Sistema de Transmisión de Honduras Considerados en el Análisis de Estabilidad de Voltaje.....	101
Tabla 69. Compensación Reactiva Capacitiva a Instalar en el Sistema de Transmisión de Honduras	101
Tabla 70. Resultados de Reserva de Potencia Reactiva – Sistema de Transmisión de Honduras	102
Tabla 71. Refuerzos de transmisión requeridos en el sistema de Honduras, para hacer viable las transferencias de 300 MW cumpliendo con los CCSD.	105
Tabla 72. Casos analizados con transferencia en el área de control de Nicaragua.....	107
Tabla 73. Máximas Sobrecargas del Sistema de Transmisión de Nicaragua – Escenarios Base	108
Tabla 74. Máximas Sobrecargas en Elementos del Sistema de Transmisión de Nicaragua por Contingencias – Casos sin transferencia.....	108
Tabla 75. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de Transmisión de Nicaragua – Casos con Transferencias.....	109



Tabla 76. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de Transmisión de Nicaragua por Contingencias – Casos con Transferencias	110
Tabla 77. Resumen del diagnóstico de sobrecargas en el sistema de Nicaragua, identificando los escenarios en los cuales se reporta condición de sobrecarga	114
Tabla 78. Elementos de transmisión del sistema eléctrico de Nicaragua, con sobrecargas atribuibles a las transferencias, para los cuales se requiere determinar refuerzos de transmisión.....	115
Tabla 79. Interconexiones del sistema eléctrico de Nicaragua,	115
Tabla 80. Proyectos de líneas de transmisión candidatos para evitar sobrecargas atribuibles a las transferencias en el sistema de Nicaragua.	116
Tabla 81. Transformadores de 3 devanados candidatos Proyectos candidatos de líneas de transmisión para evitar sobrecargas atribuibles a las transferencias en el sistema de Nicaragua.....	116
Tabla 82. Parámetros eléctricos para representar la modelación del seccionamiento de la línea Ticuantepe-Guayabo, conevctada en SE La Virgen	116
Tabla 83. Sobrecargas resultantes ante contingencias, considerando la incorporación.....	117
Tabla 84. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de Nicaragua – Casos sin transferencia.....	117
Tabla 85. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de Nicaragua –	118
Tabla 86. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de Nicaragua, casos con Transferencias, considerando las ampliaciones de transmisión para eliminar sobrecargas relacionadas a las transferencias	120
Tabla 87. Detalle de nodos con violación de voltaje y contingencias causantes, Casos con transferencias, considerando los refuerzos de transmisión para eliminar sobrecargas.	121
Tabla 88. Escenarios Considerados en el Análisis de Estabilidad de Voltaje en el Sistema de Transmisión de Nicaragua.....	122
Tabla 89. Nodos del Sistema de Transmisión de Nicaragua.....	124
Tabla 90. Resultados de Reserva de Potencia Reactiva – Sistema de Transmisión de Nicaragua	128
Tabla 91. Refuerzos de transmisión para evitar sobrecargas atribuibles a las transferencias en el sistema de Nicaragua.....	129
Tabla 92. Refuerzos de transmisión de las interconexiones Costa Rica – Nicaragua.	129
Tabla 93. Casos analizados con transferencia en el área de control de Costa Rica	131
Tabla 94. Máximas Sobrecargas en Elementos del Sistema de Transmisión de Costa Rica por Contingencias – Casos sin transferencia (%).....	132



Tabla 95. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de Transmisión.....	132
Tabla 96. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de Transmisión de Costa Rica por Contingencias – Casos Con Transferencias (%).....	133
Tabla 97. Resumen del diagnóstico de sobrecargas en el sistema de Costa Rica, identificando los escenarios en los cuales se reporta condición de sobrecarga	137
Tabla 98. Elementos de transmisión del sistema eléctrico de Costa Rica,	138
Tabla 99. Proyectos de líneas de transmisión candidatos para evitar sobrecargas atribuibles a las transferencias en el sistema de Costa Rica.....	138
Tabla 100. Sobrecargas resultantes ante contingencias, considerando la incorporación ..	139
Tabla 101. Escenarios Considerados en el Análisis de Estabilidad de Voltage en el Sistema de Transmisión de Costa Rica	140
Tabla 102. Nodos del Sistema de Transmisión de Costa Rica.....	141
Tabla 103. Resultados de Reserva de Potencia Reactiva – Sistema de Transmisión de Costa Rica.....	141
Tabla 104. Refuerzos de transmisión requeridos en el sistema de Costa Rica,	143
Tabla 105. Casos analizados con transferencia en el área de control de Panamá.....	145
Tabla 106. Máximas Sobrecargas en Elementos del Sistema de Transmisión Panamá por Contingencias – Casos sin transferencia (%).....	146
Tabla 107. Sobrecargas en líneas que pertenecen al sistema de distribución, en los casos sin transferencias.....	146
Tabla 108. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de Transmisión de Panamá Casos con Transferencias (%).....	147
Tabla 109. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de distribución de 115 kV de Panamá, Casos con Transferencias (%).....	147
Tabla 110. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de Transmisión de Panamá por Contingencias – Casos con Transferencias	148
Tabla 111. Resumen del diagnóstico de sobrecargas en el sistema de Panamá, identificando los escenarios en los cuales se reporta condición de sobrecarga	153
Tabla 112. Elementos de transmisión del sistema eléctrico de Panamá,	154
Tabla 113. Proyectos de líneas de transmisión candidatos para evitar sobrecargas.....	155
Tabla 114. Sobrecargas resultantes ante contingencias, considerando	156
Tabla 115. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de Panamá – Casos Sin transferencias.....	157



Tabla 116. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de Panamá Casos Con Transferencias, considerando las ampliaciones de transmisión para eliminar sobrecargas relacionadas a las transferencias	159
Tabla 117. Escenarios Considerados en el Análisis de Estabilidad de Voltage en el Sistema de Transmisión de Panamá.....	160
Tabla 118. Nodos del Sistema de Transmisión de Panamá.....	161
Tabla 119. Resultados de Reserva de Potencia Reactiva – Sistema de Transmisión de Panamá	161
Tabla 120. Refuerzos de transmisión requeridos en el sistema de Panamá,	164
Tabla 121. Costos Unitarios estimados para líneas de 115-138 KV, según diferentes referencias.....	173
Tabla 122. Costos Unitarios estimados para líneas de 230 KV, según diferentes referencias	174
Tabla 123. Costos unitarios referenciales considerados para estimar costos de las bahías de subestación.....	175
Tabla 124. Costos Unitarios referenciales de transformadores (MUS\$/MVA).....	176
Tabla 125. Costos referenciales unitarios de equipo de compensación reactiva.....	177
Tabla 126. Costos estimados de las ampliaciones de transmisión.....	178
Tabla 127. Resumen de costo de inversiones por país e interconexiones.....	180
Tabla 128. Agrupamiento de las ampliaciones requeridas para alcanzar la capacidad operativa de 300 MW entre pares de países	185
Tabla 129. Resumen de inversión total y costos incrementales por grupo de ampliaciones	187
Tabla 130. Inversión total y costo total incremental para todas las ampliaciones	187
Tabla 131. VPN y TIR de todo el conjunto de ampliaciones para los dos esquemas de desarrollo de las obras de transmisión respecto al nuevo enlace AGC-SND.....	190
Tabla 132. Flujo de caja neto de las ampliaciones, y su valor presenta a 2018, para diferentes tasas de descuento, para el Esquema utilizando las estructuras del 2do. CKT SIEPAC para el enlace AGC-SND.....	191
Tabla 133. Flujo de caja neto de las ampliaciones, y su valor presenta a 2018, para diferentes tasas de descuento, para el esquema sin utilizar las estructuras del 2do. CKT SIEPAC para enlace AGC-SND.....	191
Tabla 134. Cálculo del Beneficio Social por país, Escenario sin ampliaciones.....	195



Tabla 135. Cálculo del Beneficio Social por país, Escenario con todos los grupos de ampliaciones en servicio, para alcanzar la capacidad operativa de 300 MW en servicio ...	195
Tabla 136. Cálculo del Valor Presente Neto del Beneficio Social por país	196
Tabla 137. Excedente de los agentes y Beneficio Social, Escenario con todas las ampliaciones en servicio.....	197
Tabla 138. Excedentes de los agentes y Beneficio social, Escenarios sin cada Grupo de ampliaciones.....	197
Tabla 139. Valor presente de los Beneficio Netos para los agentes y Valor presente neto del Beneficio Social relacionado a cada grupo de Ampliaciones (diferencia de resultados Tabla 137 menos la Tabla 138).....	197
Tabla 140. Resumen de cálculo del Beneficio social en cada país, asociado a cada grupo de ampliaciones (MUS\$).....	200
Tabla 141. Concentración concentración en cada país, del Beneficio Social asociado a cada grupo de ampliaciones.....	202
Tabla 142. Máxima concentración de Beneficio en los agentes con beneficio privado positivo, asociado a cada grupo de ampliaciones	203
Tabla 143. Clasificación de las ampliaciones.....	204
Tabla 144. Cargo anual de transmisión por ampliación.	212
Tabla 145. Incremento del cargo anual de transmisión debido a todas las ampliaciones.	213
Tabla 146. Estimación del CURTR para los agentes que retiran (demandas), por país.....	226
Tabla 147. CURTR para los agentes que inyectan (generadores), por país.....	226
Tabla 148. CURTR total por país, por año	226
Tabla 149. Cálculo del Beneficio de los agentes que inyectan (generadores), respecto al CURTR.....	227
Tabla 150. Cálculo del Beneficio de los agentes que retiran (demandas), respecto al CURTR	227
Tabla 151. Estimación del CURTR para los agentes que retiran (demandas), por país.....	228
Tabla 152. CURTR para los agentes que inyectan (generadores), por país.....	228
Tabla 153. CURTR total por país, por año	228
Tabla 154. Cálculo del Beneficio de los agentes que inyectan (generadores), respecto al CURTR.....	229
Tabla 155. Cálculo del Beneficio de los agentes que retiran (demandas), respecto al CURTR	229



Tabla 156. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Guatemala a El Salvador – GU_ES.....	255
Tabla 157. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Guatemala a El Salvador – GU_ES	255
Tabla 158. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Guatemala a Honduras – GU_HO	256
Tabla 159. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Guatemala a Honduras – GU_HO.....	256
Tabla 160. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde El Salvador a Honduras – ES_HO.....	257
Tabla 161. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde El Salvador a Honduras – ES_HO.....	257
Tabla 162. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Honduras a Nicaragua – HO_NI.....	258
Tabla 163. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Honduras a Nicaragua – HO_NI.....	258
Tabla 164. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Nicaragua a Costa Rica – NI_CR.....	259
Tabla 165. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Nicaragua a Costa Rica – NI_CR	259
Tabla 166. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Costa Rica a Panamá – CR_PA	260
Tabla 167. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Costa Rica a Panamá – CR_PA.....	260
Tabla 168. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde El Salvador a Guatemala – ES_GU.....	261
Tabla 169. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde El Salvador a Guatemala – ES_GU	261
Tabla 170. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Honduras a Guatemala – HO_GU	262
Tabla 171. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Honduras a Guatemala – HO_GU.....	262
Tabla 172. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Honduras a El Salvador – HO_ES.....	263



Tabla 173. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Honduras a El Salvador – HO_ES.....	263
Tabla 174. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Nicaragua a Honduras – NI_HO.....	264
Tabla 175. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Nicaragua a Honduras – NI_HO.....	264
Tabla 176. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Costa Rica a Nicaragua – CR_NI.....	265
Tabla 177. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Costa Rica a Nicaragua – CR_NI	265
Tabla 178. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Panamá a Costa Rica – PA_CR	266
Tabla 179. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Panamá a Costa Rica – PA_CR.....	266

Índice de Figuras

Figura 1. Curvas QV en Nodos del Sistema Transmisión de Guatemala	44
Figura 2. Curvas QV en Nodos del Sistema de Transmisión de El Salvador.....	68
Figura 4. Diagrama parcial del sistema de transmisión de Honduras – Indicación de nodos con voltaje fuera de rango permitido, aun con refuerzos de transmisión para evitar sobrecargas.....	97
Figura 5. Perfil de Voltaje de nodo 3183 – LEC B619 en casos que presentaban violaciones	99
Figura 5. Curvas QV en Nodos con Compensación Reactiva Capacitiva en el Sistema Transmisión de Honduras.....	103
Figura 6. Efecto de la Compensación Reactiva en Curvas QV en otros Nodos del Sistema Transmisión de Honduras.....	103
Figura 8. Diagrama Unifilar del Sistema Radial 1.....	119
Figura 9. Diagrama Unifilar del Sistema Radial 2.....	119
Figura 9. Curvas QV en Nodos del Sistema Transmisión de Nicaragua	128
Figura 10. Curvas QV en Nodos del Sistema de Transmisión de Costa Rica	142
Figura 11. Curvas QV en Nodos del Sistema de Transmisión de Panamá	163

INTRODUCCIÓN

El Tratado Marco del mercado eléctrico de América Central en su artículo 28, establece dentro de los objetivos y funciones del Ente Operador Regional, "Formular el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, previniendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del Mercado".

El RMER, en el Capítulo 10 del Libro III, realiza una descomposición temporal de la planificación de la expansión de la transmisión regional, indicando lo siguiente:

- a) La Planificación a Largo Plazo, la cual se realizará con un horizonte de al menos diez (10) años, el cual podrá ser ampliado por el EOR si lo considera necesario.
- b) El Diagnóstico de mediano Plazo de la Red de Transmisión Regional (RTR) el cual se realizará con un horizonte de cinco (5) años;

Asimismo, el Numeral 10.1.2 del Libro III del RMER, establece que los estudios de planificación, deberán procurar que en todo momento se mantenga una capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de países miembros del Mercado Eléctrico Regional, la cual será fijada por la CRIE mediante Resolución.

La CRIE, mediante la Resolución CRIE-20-2014, fijó en 300 MW, la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de Países Miembros del MER.

El EOR, en el contexto de los estudios de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR, para el período 2019-2023, ha realizado los estudios para estimar la capacidad operativa entre pares de países y determinar las ampliaciones de transmisión necesarias para alcanzar la capacidad operativa mínima de intercambio entre países, fijada en 300 MW por la CRIE. Los resultados y recomendaciones de estos estudios, se presentan en este documento.

Finalmente, con base a lo establecido en los numerales 10.4, 10.6.1 (literales j y k) DEL Libro III del RMER, se ha realizado la evaluación económica de las ampliaciones, estimando el valor presente neto del flujo de caja y el valor de la Tasa Interna de Retorno (TIR), de igual forma, se ha realizado el cálculo de los excedentes y beneficios de los consumidores y de los generadores, así como el cálculo del Beneficio social, y conforme al numeral 10.6.2 del Libro III del RMER, a partir del cálculo de la concentración de estos beneficios, se presenta la clasificación de las ampliaciones identificadas en los estudios técnicos, como ampliaciones Planificadas o a Riesgo.

Premisas

Los estudios eléctricos examinan las condiciones de la red para los años 2019, 2020, 2021, 2022, y 2023 para estimar la capacidad operativa de intercambio internacional entre pares de países y las restricciones de estas capacidades. Para los años 2021, 2022 y 2023, se han



determinado los refuerzos de transmisión para alcanzar la capacidad operativa mínima de 300 MW para transferencias de potencia entre áreas de control.

Se definió el año 2021 como año inicial para determinar refuerzos de transmisión, considerando un plazo viable para gestionar y ejecutar las obras de transmisión que se identifiquen como necesarias en el presente estudio.

Conforme a lo establecido en el literal i) del numeral 10.6.1 del Libro III del RMER, se analizó el sistema en condición completa y ante contingencias simples de elementos de transmisión y generación, a efectos de identificar las condiciones restrictivas a las capacidades operativas y para determinar los refuerzos de transmisión (ampliaciones) necesarias para alcanzar la capacidad operativa de 300 MW, cumpliendo con los Criterios de Calidad y Seguridad establecidos en el RMER.

Los Criterios aplicados para determinar las restricciones, fueron los Criterios de Calidad, Seguridad y Dsempeño establecidas en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.

Información Utilizada

- Base de Datos PSSE Integrada a partir de la información de actualización remitida por los OS/OM entre noviembre 2017-febrero 2018, solicitada por el EOR a través de cartas.
- Información de los planes de expansión de corto plazo, contenida en los documentos de los Planes de expansión de la generación y de la transmisión Nacionales.

El contenido de la base de datos fue revisado y confirmado por los OSOM, y entidades correspondientes, encargadas de la planificación de la generación y la transmisión nacional, en los países miembros del MER, en reuniones realizadas por el EOR con el Comité técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET) y con el Comité técnico de Planificación de la Expansión de la Generación (CTPEG). Las reuniones referidas son las siguientes:

1) Reuniones por videoconferencia con los miembros del CTPET y CTPEG, de cada país, realizadas en febrero de 2018:

22 de febrero de 2018:

- Videoconferencia con representantes del CTPET y CTPEG de Honduras: Gerencia de Control de Energía como OS/OM y entidad responsable de la planificación de la expansión de la Generación y la Transmisión nacional de Honduras, así como delegados de la dependencia de Planeamiento Operativo y Seguridad Operativa, de la ENEE.
- Videoconferencia con representantes del CTPET y CTPEG de Nicaragua: División de Planificación de ENATREL como entidad encargada de la Planificación de la Transmisión nacional y participante en la planificación de



la expansión de la generación nacional de Nicaragua; y el CNDC-ENATREL como OS/OM.

23 de febrero de 2018:

- Videoconferencia con representantes del CTPET y CTPEG de Panamá: ETESA como planificador nacional de la expansión de la generación y la transmisión de Panamá, y el CND-ETESA como OS/OM.
- Videoconferencia con representantes del CTPET y CTPEG de Costa Rica: Negocio de Transmisión –ICE, como entidad encargada de la Planificación de la Transmisión nacional; Proceso de Desarrollo Energético (PDE) del ICE, responsable de la planificación de la expansión de la generación nacional de Costa Rica, y el CENCE-ICE como OS/OM.

26 de febrero de 2018:

- Videoconferencia con representantes del CTPET y CTPEG de Guatemala: Ministerio de Energía y Minas como entidad responsable de la planificación de la expansión de la Generación y la Transmisión nacional de Guatemala, y con ETCEE-INDE como Agente Transmisor nacional, y el AMM como OS/OM.
- Videoconferencia con representantes del CTPET y CTPEG de El Salvador: Consejo Nacional de Energía (CNE), como entidad responsable de la planificación de la expansión de la Generación nacional de El Salvador, y ETESAL, entidad nacional encargada de planificar la expansión de la transmisión de El Salvador; y la UT, como OS/OM.

2) Reunión presencial con los delegados del CTPET, de cada país, realizada el 27 de julio de 2018. Como parte de la reunión, se presentó para revisión con las entidades nacionales que forman parte del CTPET, el detalle de las ampliaciones de

A continuación, se detallan los Anexos relacionados a la información utilizada para realizar el Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR 2019-2023:

Anexo I: Comunicaciones del EOR, solicitando la información para actualización de la Base de Datos Regional.

Anexo II: Información recibida de parte de los OSOM.

Anexo III: Ayuda memoria de reuniones llevadas a cabo por el EOR con el CTPET y CTPEG.

Anexo IV: Base de Datos PSSE utilizada para realizar el estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR 2019-2023, y salidas de las simulaciones.

Anexo V: Base de datos SDDP-OPTGEN y salida de las simulaciones.



I. DIAGNÓSTICO DE LA CAPACIDAD OPERATIVA DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL EN EL PERIODO 2019 – 2023



Metodología aplicada

En el contexto del Estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR, el artículo 10.3.1, capítulo 10 del Libro III del RMER establece que, entre otros, son objetivos de este estudio lo siguiente:

- *Revisar la capacidad de transmisión de la RTR para transportar los flujos de potencia, asociados a los escenarios previsibles de la generación y de demanda, que cumplan con los CCSD;*
- *Identificar restricciones a la capacidad de transmisión de la RTR o en las redes nacionales que puedan afectar la confiabilidad en el ámbito regional o que aumenten los Costos de Suministro de Energía en el MER, y proponer en cada caso las eventuales medidas correctivas o preventivas.*

En vista de lo anterior, el EOR ha realizado el correspondiente análisis para revisar la capacidad de transmisión de la RTR e identificar restricciones a dicha capacidad para realizar intercambios entre par de países para el período del año 2019 al 2023.

Se utilizó las bases de datos en formato PSSE y las ordenes de mérito del despacho de la generación que fueron remitidas por los OS/OM entre los meses de noviembre de 2017 y febrero de 2018. Dicha información fue solicitada por el EOR en octubre de 2016, en el marco de la conformación de la base de datos regional, para realizar los estudios de planificación a largo plazo de la expansión y de diagnóstico de mediano plazo de la RTR.

La metodología usada para llevar a cabo el diagnóstico de la capacidad operativa de la RTR el presente estudio se divide en tres etapas importantes, las cuales se describen a continuación.

Determinación de las Contingencias Críticas

En sistemas de potencias con una gran cantidad de posibles contingencias simples de sus elementos, es muy provechoso minimizar el tiempo de cálculo para las simulaciones y para el análisis de resultados identificando las contingencias más severas antes de llevar a cabo estudios eléctricos relacionados a análisis de contingencias, curvas PV y/o QV o cualquier otro tipo de análisis que implique la simulación de una gran cantidad de diferentes condiciones operativas del sistema (SIEMENS, 2013).

En el presente estudio se ha hecho uso de la actividad "**RANK**" que está disponible en el programa de simulación de sistemas eléctricos PSSE como herramienta para identificar las contingencias críticas. En términos generales, **RANK** estima la severidad de una contingencia simple dada y construye automáticamente el archivo de descripción de contingencias, comúnmente llamado archivo ***.con**, con contingencias específicas con grado decreciente de severidad calculado por la misma actividad "**RANK**".

Los criterios de severidad para las cuales se determinan las contingencias críticas se describen a continuación:



1. **Criterio de Sobrecarga:** Se determinan las contingencias de líneas y transformadores que provocan los más severos problemas de sobrecargas sobre elementos del sistema particular en análisis.
2. **Criterio de Tensión:** Se determinan las contingencias de líneas y transformadores que provocan los más severos problemas de tensión en nodos del sistema particular en análisis.
3. **Criterio de Generación:** Se determinan las contingencias de unidades de generación que provocan los más severos problemas de sobrecargas sobre elementos del sistema particular en análisis.
4. **Criterio de Isla:** Se determinan las contingencias de líneas y transformadores que producen una isla mayor a 100 MW de potencia en demanda o generación. Entiendo el término isla como una porción del sistema particular en análisis que al ocurrir una contingencia quedaría desconectada eléctricamente del nodo "slack".

Para determinar las contingencias críticas que serán analizadas posteriormente, se procedió de la siguiente manera:

1. Se aplicaron los siguientes criterios:
 - a. Se consideraron únicamente líneas y transformadores con tensión de operación mayor o igual a 115 kV.
 - b. Se definió la cantidad máxima de contingencias críticas a determinar para cada uno de los criterios de severidad considerados. Esto se muestra en la Tabla 1. Dependiendo del sistema particular en análisis y del criterio de severidad, la cantidad de contingencias críticas identificadas puede llegar a ser menor a la cantidad máxima definida. Lo anterior se debe a que cada sistema está sometido a distintos niveles de exigencias o su sistema de transmisión tiene un mayor grado de desarrollo para soportar diferentes condiciones operativas.
 - c. Por cada año del horizonte del estudio, se analizaron solamente dos escenarios, los cuales son escenarios de demanda máxima en estación verano e invierno.

Tabla 1. Cantidad Máxima de Contingencias Críticas a Determinar por Criterio de Severidad

Criterio de Severidad	Cantidad Máxima
Sobrecarga	50
Tensión	50
Generación	25
Isla	Todas las que superen el umbral establecido



2. Para cada año del 2019 al 2023, se identifican las contingencias más severas de cada uno de los sistemas en los escenarios de demanda máxima de estación verano e invierno.
3. Una vez obtenidos los conjuntos de las contingencias más severas de cada sistema, se procedió a construir 10 archivos consolidados, los cuales contienen según el escenario de demanda y año que correspondan, la definición de las contingencias más severas de los seis países del Sistema Eléctrico Regional que serán analizadas en este estudio.

Obtención de los Resultados de Curvas PV

El objetivo de las curvas PV es determinar la capacidad de un sistema de potencia en mantener la estabilidad de tensión en todos los nodos del sistema bajo condiciones de estado estable en operación normal y con contingencias (SIEMENS, 2013).

Las curvas PV son estudios paramétricos ejecutados de manera sistemática que involucran una serie de flujos de potencia AC en los cuales se monitorean los cambios en la tensión de nodos específicos con respecto a los cambios en la transferencia entre dos sistemas. Y de esta manera, es posible determinar el límite de transferencia seguro entre sistemas en el cual los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el RMER son cumplidos en la operación normal y ante contingencias de los sistemas en consideración.

Para obtener las curvas PV y sus resultados asociados que serán analizados posteriormente, se procedió de la siguiente manera:

1. Criterios aplicados: Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño considerados:
 - a. La tensión de los nodos debe permanecer en el intervalo entre 0.9 p.u. y 1.1 p.u.
 - b. La carga máxima de los elementos del sistema de transmisión no debe ser mayor al 100% del RATE A, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo.
2. Las curvas PV son obtenidas en los siguientes escenarios:
 - a. Tres (3) escenarios de demanda: demanda máxima, media, y mínima.
 - b. Dos (2) estaciones: Estación de Verano e invierno.
 - c. Cinco (5) años del horizonte de estudio: desde al año 2019 al 2023
3. Las contingencias a considerar son las que se identificaron previamente como las más críticas para cada uno de los seis sistemas del Sistema Eléctrico Regional.
4. El ajuste de la generación en los sistemas involucrados en las transferencias se realiza aplicando la información de orden de mérito para el despacho de generación que fueron proporcionados al EOR por cada uno de los OS/OM.
5. Se analizaron escenarios de transferencias entre par de países en sentido de Norte a Sur y de Sur a Norte, según se indica en la tabla siguiente:

Tabla 2. Escenarios de Transferencias Entre Par de Países

Transferencia de Norte a Sur			Transferencia de Sur a Norte		
Sistema Origen	Sistema Destino	Identificador	Sistema Origen	Sistema Destino	Identificador
Guatemala	El Salvador	GU_ES	El Salvador	Guatemala	ES_GU
Guatemala	Honduras	GU_HO	Honduras	Guatemala	HO_GU
El Salvador	Honduras	ES_HO	Honduras	El Salvador	HO_ES
Honduras	Nicaragua	HO_NI	Nicaragua	Honduras	NI_HO
Nicaragua	Costa Rica	NI_CR	Costa Rica	Nicaragua	CR_NI
Costa Rica	Panamá	CR_PA	Panamá	Costa Rica	PA_CR

6. Se definió una lista de nodos en 230 kV por cada sistema, en los cuales se calculó las curvas PV en diferentes escenarios de demanda, estación, y año del horizonte de estudio; y en nodos según corresponda con el país destino de la transferencia. Por ejemplo, si se está analizando la transferencia desde Guatemala a El Salvador, identificada como GU_ES, los nodos a considerar en el cálculo de las curvas PV son los nodos de El Salvador AHUA-230 y 15SE-230. La lista completa de nodos se presenta en la Tabla 3.

Tabla 3. Lista de Nodos Considerados en el Cálculo de Curvas PV

Sistema	Número Nodo	Nombre Nodo
Guatemala	1124	LVG-230
	1126	MOY-230
	1710	PAN-230
	1110	LBR-231
El Salvador	28161	AHUA-230
	28181	15SE-230
Honduras	3183	LEC B619
	3211	NNC B639
	3301	AGC B624
	3310	PRD B618
Nicaragua	4402	SND-230
	4403	LNI-230
	4406	TCP-230
	4750	AMY-230
Costa Rica	50000	LIB230A
	50050	CAS230A
	58350	CAH230
	56050	RCL230A
Panamá	6260	CHA230
	6440	DOM230
	6014	PRO230



Análisis de los Resultados obtenidos de las Curvas PV

En el análisis de los resultados obtenidos, se aplicaron los siguientes criterios para identificar los valores de capacidad operativa prevista para intercambios entre las áreas de control del SER:

1. No se consideran como condiciones restrictivas a la capacidad operativa lo siguiente:
 - a. Las violaciones de tensión o sobrecargas que aparecen en el caso base sin transferencias.
 - b. Las violaciones de tensión producidas por la transferencia cercanas a 0.9 p.u. o 1.1 p.u. ya que se supone que el OS/OM puede realizar acciones correctivas desde su misma área de control para resolver estos problemas.
 - c. Las violaciones de tensión o sobrecargas que aparecen en secciones de sistemas radiales.
2. El valor de la capacidad operativa prevista en un escenario en particular es aquel tal que no se presentan violaciones de tensión y tampoco sobrecargas producidas por la transferencia en análisis.

Estimación de la Capacidad Operativa de la RTR

Con el objetivo de revisar la capacidad de transmisión de la RTR, se estimó la capacidad operativa entre pares de países de acuerdo a los escenarios indicados en la

Tabla 2. Las condiciones restrictivas identificadas para la capacidad de transferencia, se presentan en el Anexo A de este informe.

Transferencias en Sentido Norte a Sur

Las capacidades operativas para las transferencias entre par de países y en sentido de norte a sur se presentan a continuación en una serie de tablas.

Tabla 4. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde Guatemala a El Salvador – GU_ES

Estación	Verano (MW)			Invierno (MW)			
	Año	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019		270	210	300	260	200	300
2020		250	190	300	220	100	300
2021		230	120	300	140	200	300
2022		190	80	300	260	200	300
2023		280	70	300	290	190	300

Tabla 5. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde Guatemala a Honduras – GU_HO

Estación	Verano (MW)			Invierno (MW)		
	Año	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media
2019	110	10	240	30	10	180
2020	100	10	220	20	30	150
2021	190	40	300	290	60	300
2022	10	0	300	50	0	250
2023	20	0	260	60	10	240

Tabla 6. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde El Salvador a Honduras – ES_HO

Estación	Verano (MW)			Invierno (MW)		
	Año	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media
2019	110	60	100	30	10	90
2020	100	10	90	20	30	130
2021	180	50	30	20	40	10
2022	10	10	30	20	0	10
2023	20	0	80	30	10	30

Tabla 7. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde Honduras a Nicaragua – HO_NI

Estación	Verano (MW)			Invierno (MW)		
	Año	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media
2019	40	210	220	40	160	230
2020	130	120	300	160	150	290
2021	60	120	290	90	60	290
2022	20	40	290	180	120	280
2023	150	230	200	150	10	230

Tabla 8. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde Nicaragua a Costa Rica – NI_CR

Estación	Verano (MW)			Invierno (MW)		
	Año	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media
2019	140	180	210	120	210	220
2020	30	120	180	20	220	280
2021	100	130	170	280	80	280
2022	70	80	160	280	200	250
2023	40	60	120	270	30	170

Tabla 9. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde Costa Rica a Panamá – CR_PA

Estación	Verano (MW)			Invierno (MW)		
	Año	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media
2019	20	10	100	50	0	290
2020	240	180	300	0	0	300
2021	130	30	300	0	10	300
2022	90	20	280	0	40	300
2023	20	80	100	270	260	300

Transferencias en Sentido Sur a Norte

Las capacidades operativas para las transferencias entre par de países y en sentido de sur a norte se presentan a continuación en las tablas siguientes.

Tabla 10. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde El Salvador a Guatemala – ES_GU

Estación	Verano (MW)			Invierno (MW)		
	Año	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media
2019	260	160	100	70	130	90
2020	250	170	90	70	110	130
2021	190	60	30	20	60	10
2022	110	60	30	20	50	10
2023	150	10	10	10	10	30

Tabla 11. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde Honduras a Guatemala – HO_GU

Estación	Verano (MW)			Invierno (MW)		
	Año	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media
2019	150	130	300	150	160	300
2020	50	140	300	100	140	300
2021	40	40	300	80	180	300
2022	120	110	300	170	240	300
2023	170	220	300	130	230	300

Tabla 12. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde Honduras a El Salvador – HO_ES

Estación	Verano (MW)			Invierno (MW)		
	Año	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media
2019	150	150	300	180	140	300
2020	120	200	300	150	140	300
2021	60	130	300	70	20	300
2022	30	10	300	190	180	300
2023	140	60	300	150	180	300

Tabla 13. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde Nicaragua a Honduras – NI_HO

Estación	Verano (MW)			Invierno (MW)		
	Año	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media
2019	110	10	220	30	10	190
2020	100	10	220	20	30	160
2021	140	50	290	200	70	290
2022	10	10	180	30	0	250
2023	20	0	220	30	10	300

Tabla 14. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde Costa Rica a Nicaragua – CR_NI

Estación	Verano (MW)			Invierno (MW)		
	Año	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media
2019	110	160	210	200	220	220
2020	50	160	300	110	270	300
2021	140	270	300	120	260	300
2022	100	210	300	100	260	300
2023	120	120	110	280	300	300

Tabla 15. Capacidad Operativa de la RTR para Transferencia desde Panamá a Costa Rica – PA_CR

Estación	Verano (MW)			Invierno (MW)		
	Año	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media
2019	160	290	70	230	0	120
2020	30	80	300	0	0	170
2021	300	300	300	0	50	190
2022	300	80	300	0	50	40
2023	300	300	300	0	180	110



II. ESTUDIOS PARA DETERMINAR LOS REFUERZOS DE TRANSMISIÓN NECESARIOS PARA ALCANZAR LA CAPACIDAD OPERATIVA DE 300 MW ENTRE LAS ÁREAS DE CONTROL DEL SER



Metodología del Estudio

La metodología para determinar las ampliaciones de transmisión necesarias para alcanzar la capacidad operativa de 300 MW entre par de países se basa en la realización de estudios eléctricos para verificar el cumplimiento de criterios de calidad y seguridad establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER, ante tres tipos de condiciones de transferencias entre par de países del SER. Estas condiciones de transferencias son Exportando, Importando o Portando flujos de potencia por un monto de 300 MW.

Para tal efecto se ha seguido el siguiente proceso:

- a) **Identificación de las Restricciones de la Red de Transmisión:** Se simula el funcionamiento del SER ante condiciones de operación normal y contingencias en escenarios sin y con transferencias entre par de países con la finalidad de identificar en cada país las sobrecargas de elementos de transmisión y violaciones de tensión en barras, con tensión de operación igual o mayor a 115 kV. Se determinan las violaciones a los criterios de seguridad que son atribuibles a los escenarios de transferencias analizados y las que son sensibles a las transferencias, las cuales se consideran restricciones para alcanzar la capacidad de transferencia objetivo.
- b) **Formulación de Alternativas de Solución a las Restricciones de la Red de Transmisión:** Se analizan las restricciones y se formulan alternativas de solución (refuerzos candidatos), las cuales son modeladas en PSSE. Seguidamente, se realizan simulaciones de flujos de carga en condición N y ante contingencias simples, y se analizan los resultados para verificar la efectividad de los refuerzos candidatos, como solución a las restricciones de la red de transmisión que fueron identificadas previamente. Se repite este paso, hasta que no se existan violaciones a los CCSD atribuibles a las transferencias.
- c) **Determinación de los Requerimientos de Compensación Reactiva:** Posterior a haber resuelto los problemas de sobrecarga en la red de transmisión, se procede a realizar los análisis para determinar los requerimientos de compensación reactiva que resuelva los problemas de bajo voltaje y déficit de reactivo que pongan en riesgo la estabilidad de voltaje del SER, ante transferencias de 300 MW entre pares de países.

Sobrecargas o violaciones de voltaje pre-existentes

En el desarrollo de los análisis, se tiene en cuenta las sobrecargas y violaciones de voltaje que se presentan en los casos sin transferencia, las cuales son denominadas pre-existentes.

Muchas de las violaciones de voltaje son pre-existentes en las redes de transmisión, en los casos sin transferencias principalmente en nodos de sistemas radiales, que carecen de soporte de potencia reactiva.

Condiciones que imponen restricciones al aumento de las transferencias

Las condiciones indicadas anteriormente, son identificadas en las simulaciones de los casos *Sin transferencia*, y deben de ser discriminados de los resultados de las simulaciones de los casos *Con transferencias*, ya que no están relacionadas a las mismas.

Por lo tanto, las violaciones por sobrecarga y violaciones de voltaje que se reportan en los casos *Sin transferencia*, no deben de ser consideradas como restricciones a las transferencias.

A continuación, los criterios para considerar condiciones restrictivas a las transferencias:

- a) **Sobrecargas o violaciones de voltaje ocasionadas por las transferencias:** Son sobrecargas o violaciones de voltaje que no se reportan en los escenarios sin transferencia, pero que si aparecen en los casos con transferencia, en condición normal del sistema o como consecuencia de contingencias.
- b) **Sobrecargas pre-existentes pero sensibles a las transferencias.** Son sobrecargas en elementos de transmisión que, se reportan en los escenarios Sin transferencia, pero que, en los escenarios Con transferencia, los valores de sobrecarga se incrementan sensiblemente, lo cual demuestra que el elemento de transmisión con sobrecarga, forma parte importante de la ruta de los flujos de las transferencias entre los países del SER.

Como resultado del estudio, se determinarán los refuerzos de transmisión que eviten que se produzcan las sobrecargas y violaciones de voltaje identificadas bajo los criterios anteriores para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño ante contingencias simples, para hacer viable las transferencias de 300 MW a través de los países del SER.

Estrategia para el desarrollo de los estudios de compensación reactiva.

I- Solución de las violaciones de voltaje.

1. De los resultados de las corridas con los refuerzos para eliminar las sobrecargas, identificar los casos más severos de bajos voltajes en nodos del SER.
2. Discriminar las violaciones de tensión que no sean atribuibles a las transferencias.
3. Definir candidatos de compensación reactiva, para resolver las violaciones de voltaje atribuibles o sensibles a las transferencias. Debe analizarse la conveniencia de instalar la compensación en los nodos de transmisión o en media tensión.
4. Modelar candidatos, realizar nuevamente corridas de flujo con contingencias y analizar resultados, iterar pasos 2 y 3 hasta que no se reporten violaciones de voltaje atribuibles a las transferencias.

II- Estudio de estabilidad de tensión.

Una vez resueltas las violaciones de voltaje atribuibles a las transferencias, se revisarán los márgenes de reserva de potencia reactiva en un set de nodos



seleccionados del SER y se determinará la compensación reactiva adicional requerida, para mantener un margen adecuado, para reducir el riesgo de pérdida de estabilidad de tensión ante contingencias.

1. **Selección de escenarios de análisis:** Se realizará el análisis de estabilidad de tensión en los casos considerados más críticos en cuanto a las reservas de potencia reactiva en los nodos. En este sentido serán objeto de análisis los casos en los cuales los sistemas se encuentran importando, en escenarios de demanda máxima, los cuales representan la condición de mayor carga de la red y menor soporte local de suministro de potencia reactiva.
2. **Selección de los nodos a analizar:** Se realizará un diagnóstico inicial a través de corrida de flujos con una demanda variable de potencia reactiva de prueba. El objetivo de este diagnóstico es identificar los nodos en los cuales deja de converger el flujo de carga, para la demanda de reactivo menor a 50 MVAR.
3. **Contingencias a analizar:** Para el análisis de estabilidad de voltaje de cada sistema, se correrán todas las contingencias de elementos de transmisión con tensión igual o mayor a 115 kV del sistema bajo análisis, y las contingencias que implican las mayores pérdidas de generación en el sistema de Panamá.
4. **Para los escenarios definidos y nodos seleccionados, se calcularán curvas Q-V** para determinar la compensación reactiva requerida para mantener un valor mínimo de reserva de potencia reactiva.
5. **Criterio:** El criterio a utilizar será que, el margen de potencia reactiva en los nodos sea de al menos 10 MVAR.



II.1 ESTUDIO PARA DETERMINAR LOS REFUERZOS DE TRANSMISIÓN PARA EL SISTEMA DE GUATEMALA



Diagnóstico de restricciones de transmisión en el sistema de Guatemala

Escenarios Analizados

En la Tabla 16 se presenta el detalle de los casos de transferencia analizados, que incluyen condiciones de importación y exportación del área de control de Guatemala.

Tabla 16. Casos analizados con transferencia en el área de control de Guatemala

No.	Identificación del Caso	Época	Demanda	Intercambio	Tipo	MW
1	MAX_INV_####_ES_GU_300_SN	INV	MAX	ES-GU	IMP	300
2	MAX_INV_####_GU_ES_300_NS	INV	MAX	GU-ES	EXP	300
3	MAX_INV_####_GU_HO_300_NS	INV	MAX	GU-HO	EXP	300
4	MAX_INV_####_GU_PA_300_NS	INV	MAX	GU-PA	EXP	300
5	MAX_INV_####_HO_GU_280_SN	INV	MAX	HO-GU	IMP	280
6	MAX_VER_####_ES_GU_300_SN	VER	MAX	ES-GU	IMP	300
7	MAX_VER_####_GU_ES_300_NS	VER	MAX	GU-ES	EXP	300
8	MAX_VER_####_GU_HO_300_NS	VER	MAX	GU-HO	EXP	300
9	MAX_VER_####_GU_PA_300_NS	VER	MAX	GU-PA	EXP	300
10	MAX_VER_####_HO_GU_280_SN	VER	MAX	HO-GU	IMP	280
11	MAX_VER_####_PA_GU_300_SN	VER	MAX	PA-GU	IMP	300
12	MED_INV_####_ES_GU_300_SN	INV	MED	ES-GU	IMP	300
13	MED_INV_####_GU_ES_300_NS	INV	MED	GU-ES	EXP	300
14	MED_INV_####_GU_HO_300_NS	INV	MED	GU-HO	EXP	300
15	MED_INV_####_GU_PA_300_NS	INV	MED	GU-PA	EXP	300
16	MED_INV_####_HO_GU_280_SN	INV	MED	HO-GU	IMP	280
17	MED_INV_####_PA_GU_200_SN	INV	MED	PA-GU	IMP	200
18	MED_VER_####_ES_GU_300_SN	VER	MED	ES-GU	IMP	300
19	MED_VER_####_GU_ES_300_NS	VER	MED	GU-ES	EXP	300
20	MED_VER_####_GU_HO_300_NS	VER	MED	GU-HO	EXP	300
21	MED_VER_####_GU_PA_300_NS	VER	MED	GU-PA	EXP	300
22	MED_VER_####_HO_GU_280_SN	VER	MED	HO-GU	IMP	280
23	MIN_INV_####_ES_GU_300_SN	INV	MIN	ES-GU	IMP	300
24	MIN_INV_####_GU_ES_300_NS	INV	MIN	GU-ES	EXP	300
25	MIN_INV_####_GU_HO_300_NS	INV	MIN	GU-HO	EXP	300
26	MIN_INV_####_GU_PA_300_NS	INV	MIN	GU-PA	EXP	300
27	MIN_INV_####_HO_GU_300_SN	INV	MIN	HO-GU	IMP	300
28	MIN_INV_####_PA_GU_300_SN	INV	MIN	PA-GU	IMP	300
29	MIN_VER_####_ES_GU_300_SN	VER	MIN	ES-GU	IMP	300
30	MIN_VER_####_GU_ES_300_NS	VER	MIN	GU-ES	EXP	300
31	MIN_VER_####_GU_HO_300_NS	VER	MIN	GU-HO	EXP	300
32	MIN_VER_####_GU_PA_300_NS	VER	MIN	GU-PA	EXP	300
33	MIN_VER_####_HO_GU_300_SN	VER	MIN	HO-GU	IMP	300
34	MIN_VER_####_PA_GU_300_SN	VER	MIN	PA-GU	IMP	300

####: 2021, 2022, 2023

Identificación de Sobrecargas

Sobrecargas con Transferencias

En las siguientes tablas se presentan la lista de elementos de transmisión del sistema de Guatemala que se sobrecargan ante contingencias en los escenarios evaluados con transferencias entre par de países. El nivel de carga se expresa en las tablas en porcentaje respecto al RATE A, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo en la base de datos del PSSE.

Tabla 17. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de Transmisión de Guatemala Casos con Transferencias

Elemento	RATE A/A	2021		2022		2023	
		INV	VER	INV	VER	INV	VER
		Importa	Importa	Importa	Importa	Importa	Importa
MOY-230/MOY-138-1	100		102.9		106.3		105.2

Estación: VER: Verano; INV: Invierno. **Condición Transferencia:** EXP: Guatemala Exporta; IMP: Guatemala Importa

En el caso del sistema de Guatemala una transferencia con sentido NS significa que Guatemala exporta hacia algún otro sistema del SER ubicado al sur. Por otra parte, una transferencia con sentido SN significa que Guatemala importa desde otro sistema del SER.

La siguiente tabla, ilustra que las sobrecargas se presentan en distintas estaciones, condiciones de transferencias, y ante diferentes contingencias de elementos de transmisión o pérdida de generación.

Tabla 18. Máximas Sobrecargas en Elementos del Sistema de Transmisión de Guatemala, identificando contingencias – Casos con Transferencias

Elemento	Tipo	RATE A/A (MVA)	Estación	% de Carga			
				INV		VER	
				Contingencia	Exporta	Importa	Exporta
MOY-230/MOY-138-1	Transformador	100	OVRLOD 1101-1140(1)	-	-	-	103
			OVRLOD 1124-1170(1)	-	-	-	103
			VLTAGE 1124-1129(1)	-	-	-	106
			VLTAGE 1126-1129(2)	-	-	-	106

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

De la tabla anterior se observa lo siguiente:

1. En estación Verano, en condición de importación, se reporta la sobrecarga del transformador de la SE Moyuta 230/138 kV, ante las siguientes contingencias:
 - Aguacapa-Pacífico-230 kV.
 - La Vega- San Antonio-230 kV.
 - La Vega-Moyuta-230 kV.
 - Enlace de barras 230 kV de SE Moyuta

En la Tabla 19 se presentan de manera comparativa los máximos valores de sobrecargas de elementos de transmisión del sistema de Guatemala ante contingencias en los escenarios con y sin transferencias.

Tabla 19. Máximas Sobrecargas en Elementos de Transmisión del Sistema de Guatemala – Con y Sin Transferencias

Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A	Año	% Carga Con Transferencias						% carga Sin Transferencias	
				2021		2022		2023			
				INV	VER	INV	VER	INV	VER		
MOY-230/MOY-138-1	Transformador	100.0	Contingencia								
			OVRLOD 1101-1140(1)				102.7		102		-
			OVRLOD 1107-1170(1)				102.7		102.4		-
			OVRLOD 1124-1170(1)				102.7		102.4		-
			VLTAJE 1124-1129(1)		102.9		106.3		105.2		-
			VLTAJE 1126-1129(2)		102.9		106.3		105.2		-

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

Sobrecargas en el sistema de Guatemala, atribuibles a las transferencias

De la Tabla 19 se concluye que el transformador 230/138 kV de SE Moyuta, se verá con sobrecarga ante contingencias, únicamente cuando el sistema de Guatemala se encuentra importando desde el sur, por tanto, esta sobrecarga es atribuible a la transferencia entre áreas de control del SER, y se requiere determinar una ampliación de transmisión, para evitar dicha sobrecarga.

Como resultado del presente estudio, deberán determinarse los refuerzos de transmisión que eviten que se produzcan las sobrecargas detalladas en la Tabla 19, para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño ante contingencias simples, para hacer viable el porteo, importación y exportación de 300 MW a través del sistema de transmisión de Guatemala.

Proyectos Candidatos para resolver los Problemas de sobrecarga en el sistema de Guatemala

De los análisis presentados en las secciones anteriores, se determinó que existen elementos en el sistema de transmisión de Guatemala, cuya incidencia de sobrecarga es atribuible a las transferencias de 300 MW. En la Tabla 20 se detallan dichos elementos de transmisión, indicándose la máxima sobrecarga reportada para cada año del horizonte de estudio.

Tabla 20. Máxima sobrecarga atribuible a las transferencias

Elemento	RATE A/A (MVA)	% carga respecto RATE A			
		2021	2022	2023	Máx. Carga
MOY-230/MOY-138-1	100	102.9	106.3	105.2	106.3

Conforme a lo establecido en el Capítulo 16 del Libro III del RMER, la carga de los elementos de transmisión no debe de superar el 100% del límite térmico de uso continuo en condición de operación normal del sistema y ante contingencia simple. Este valor, corresponde a la capacidad nominal de los equipos y líneas de transmisión, y se encuentra informado en las bases de datos PSSE en el atributo denominado RATE A.

Para evitar las sobrecargas del transformador 230/138 kV de subestación Moyuta, se requiere la sustitución del transformador existente, por uno de 120 MVA de capacidad, con lo cual se evitará su sobrecarga, a causa de las contingencias Aguacapa-La Vega (1101-1140(1)), Guate Este-San Antonio (1107-1170), La Vega-San Antonio (1124-11709), La Vega-Moyuta (1124-1129); y el enlace de barra de 230 KV de subestación Moyuta (1126-1129).

En la siguiente tabla se indican los parámetros eléctricos del nuevo transformador a considerar como candidato.

Tabla 21. Refuerzos de transmisión candidato para evitar sobrecargas en el sistema eléctrico de Guatemala

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B
Sustitución del transformador existente por uno de 120 MVA	2021	1126	MOY-230	1434	MOY-138		0.08643		120	120



Evaluación del cumplimiento de los CCSD considerando la operación de los refuerzos candidatos del sistema de Guatemala.

A efectos de evaluar la efectividad para el cumplimiento de los CCSD, de los proyectos candidatos, se realizaron simulaciones de flujo de carga en condición de red completa y ante contingencias simples en el SER, considerando la incorporación de los refuerzos de transmisión.

De las simulaciones realizadas, no se reportan sobrecargas de elementos de transmisión de 138 kV, ni 230 kV. Se observa que, los únicos elementos que se reportan con sobrecarga son los transformadores 400/230 kV de SE Los Brillantes, no obstante, la sobrecarga no es atribuible a las transferencias entre las áreas de control del SER.

Con base a lo anterior, se concluye que los refuerzos de transmisión evaluados para el sistema de Guatemala, son efectivos para evitar las sobrecargas que se producen ante contingencias simple, que son atribuibles a las transferencias, permitiendo el cumplimiento de los Criterios de Calidad y Seguridad establecidos en el RMER para contingencias simples.

Análisis para determinar los requerimientos de compensación reactiva

Determinación de compensación reactiva para eliminar las violaciones de voltaje atribuibles a las transferencias

Violaciones de tensión Pre-existentes, sin transferencias

Para los casos base, sin transferencias, en la Tabla 22 se presenta la lista de nodos con tensión de operación igual o mayor a 115 kV en el sistema de Guatemala, con voltajes post-contingencia fuera del intervalo [0.90, 1.10] p.u, lo cual representa violación a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.

Tabla 22. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de Guatemala Escenarios sin transferencias

Código Nodo	Nombre Nodo	kV	Estación	VER	VER
			Contingencia	Min (p.u.)	Max (p.u.)
1422	PRO-138	138	OVRLOD 1422-1434(1)	0.89	0.89
1867	SMR-230	230	OVRLOD 1841-1867(2)	0.85	0.89

Violaciones de tensión con transferencias, sin refuerzos para eliminar sobrecargas

Para los casos con transferencia, en la Tabla 23 se presenta la lista de nodos con tensión de operación igual o mayor a 138 kV en el sistema de Guatemala, con voltajes post-contingencia fuera del intervalo [0.90, 1.10] p.u, sin considerar la implementación de refuerzos de transmisión para evitar las sobrecargas atribuibles a las transferencias.

Tabla 23. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de Guatemala Escenarios Con Transferencias, sin refuerzos para eliminar sobrecargas

Código Nudo	Nombre Nudo	kV	Estación		Invierno				Verano			
			Condición Transferencia	Exportación		Importación		Exportación		Importación		
				Contingencia	Min (pu)	Max (pu)	Min (pu)	Max (pu)	Min (pu)	Max (pu)	Min (pu)	Max (pu)
1422	PRO-138	138	OVRLOD 1422-1434(1)	-	-	-	-	0.88	0.9	0.88	0.9	
1445	IPA-138	138	OVRLOD 1422-1434(1)	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	
1730	IZA-230	230	VLTAJE 1133-1730(1)	0.89	0.89	-	-	0.89	0.9	-	-	
1732	MOR-230	230	VLTAJE 1133-1730(1)	0.89	0.89	-	-	0.9	0.9	-	-	
1867	SMR-230	230	OVRLOD 1841-1867(2)	0.88	0.9	0.9	0.9	0.84	0.89	0.84	0.89	

Violaciones de tensión con transferencias, considerando en servicio los refuerzos para eliminar sobrecargas

Para los casos con transferencia, en la Tabla 24 se presenta la lista de nodos con tensión de operación igual o mayor a 138 kV en el sistema de Guatemala, con voltajes post-contingencia fuera del intervalo [0.90, 1.10] p.u, considerando en servicio las ampliaciones (refuerzos) de transmisión para evitar las sobrecargas atribuibles a las transferencias. En la tabla se comparan los voltajes mínimos reportados para las condiciones con transferencia y sin transferencia.

Tabla 24. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de Guatemala Casos Con Transferencias, considerando las ampliaciones de transmisión para eliminar sobrecargas relacionadas a las transferencias

Código Nudo	Nombre Nudo	kV	Año		2021		2022		2023			Con Transf	Sin Transf
			Estación	Contingencia	INV	VER	VER		INV	VER			
					Exp	Exp	Imp	Exp	Imp	Exp	Exp	Imp	Min (pu)
1422	PRO-138	138	OVRLOD 1422-1434(1)				0.9	0.9		0.89	0.89	0.89	0.89
1730	IZA-230	230	VLTAJE 1133-1730(1)	0.9					0.9			0.9	N/A
1867	SMR-230	230	OVRLOD 1841-1867(2)		0.88	0.89	0.86	0.87	0.89	0.84	0.84	0.84	0.85

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

Violaciones de tensión atribuibles a las transferencias en el área de Guatemala

Del análisis de la Tabla 24 se observa lo siguiente:

- Nodo PRO-138: Presenta voltaje de 0.89 pu tanto en casos sin transferencia como con transferencia.

- b) Nodo IZA-230: Solamente en casos Con transferencia preseta voltaje mínimo de 0.9 pu. Este voltaje es el límite mínimo permitido en el RMER ante contingencia simple.
- c) Nodo SMR-230: Este nodo presenta violación de voltaje tanto en la condición sin transferencia como con transferencia. El voltaje en el nodo no se observa sensible a las transferencias, teniendo en cuenta que la diferencia del valor mínimo es solamente 0.01 pu inferior al valor reportado sin transferencia.

Por lo anterior, se concluye que, en el sistema eléctrico de Guatemala, las violaciones de voltaje que se reportan en los nodos, no son atribuibles a las transferencias.

Refuerzos de compensación reactiva requeridos en el sistema eléctrico de Guatemala.

Considerando que, en el sistema de transmisión de Guatemala, no se reportan nodos con violaciones de voltaje atribuible a las transferencias, no se propone la instalación de compensación reactiva adicional a la existente.

Análisis de Estabilidad de Voltaje

En esta sección se presenta el análisis de estabilidad de voltaje para nodos pertenecientes al sistema de transmisión de Guatemala.

Criterios aplicables: Conforme a lo establecido en el numeral 16.2.6.1 del Libro III del RMER:

- En condiciones de operación normal, el sistema debe permanecer estable,
- En condiciones de Contingencia Simple, el sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje.

Escenarios analizados: Se analizaron los casos de demanda máxima regional, con el sistema eléctrico de Guatemala importando desde el sur (desde Honduras y El Salvador). En total se analizaron 12 escenarios, los cuales se detallan en la siguiente tabla.

Tabla 25. Escenarios Considerados en el Análisis de Estabilidad de Voltaje en el Sistema de Transmisión de Guatemala

No.	Identificación del Caso	Época	Demanda	Origen-Destino Intercambio	Tipo	Intercambio (MW)
1	MAX_INV_####_ES_GU_300_SN	INV	MAX	ES-GU	IMP	300
2	MAX_INV_####_HO_GU_280_SN	INV	MAX	HO-GU	IMP	280
3	MAX_VER_####_ES_GU_300_SN	VER	MAX	ES-GU	IMP	300
4	MAX_VER_####_HO_GU_280_SN	VER	MAX	HO-GU	IMP	280

####: Años 2021, 2022, y 2023

Contingencias analizadas: Se analizaron todas las contingencias simples de elementos de transmisión con tensión igual o mayor que 138 kV del sistema eléctrico de Guatemala, así como todas las contingencias simples de generación de Guatemala y de Panamá.

Nodos monitoreados: Se realizó el análisis de reserva de potencia reactiva en 6 nodos del sistema de transmisión de Guatemala, los cuales se detallan en la Tabla 26.

Tabla 26. Nodos del Sistema de Transmisión de Guatemala Considerados en el Análisis de Estabilidad de Voltage

Código	Nombre	kV
1110	LBR-231	230
1822	HUE-138	138
1445	IPA-138	138
1109	GSU-231	230
1141	CHX-233	230

El análisis de estabilidad de voltaje fue realizado mediante el cálculo de curvas QV (potencia reactiva – voltaje) para los nodos mencionados en la Tabla 26 ante cada una de las contingencias consideradas, y en cada uno de los 12 casos indicados en la Tabla 25.

De todas estas curvas QV, se identifica aquella curva que contiene el menor de los valores de potencia reactiva. Este valor se considera como la reserva de potencia reactiva disponible en el nodo y también como el margen de estabilidad de voltage a partir del cuál el sistema no puede seguir suministrando más potencia reactiva en un nodo en particular.

Los resultados del análisis de estabilidad de voltaje y las reservas de potencia reactiva se presentan a continuación.

Tabla 27. Resultados de Reserva de Potencia Reactiva – Sistema de Transmisión de Guatemala

Código	Nombre	kV	Tensión (p.u.)	Reserva de Potencia Reactiva (MVAR)	Caso	Descripción de Contingencia
1110	LBR-231	230	0.9	-463.03	CP_MAX_VER_2023_ES_GU_300_SN	BUS 1841 [HUE-232 230.00] TO BUS 1867 [SMR-230 230.00] CKT 2
1822	HUE-138	138	0.5	-74.32	CP_MAX_VER_2023_HO_GU_300_SN	BUS 1841 [HUE-232 230.00] TO BUS 1842 [HUE-1382 138.00] TO BUS 1528 [HUE-132T 13.800] CKT 1
1445	IPA-138	138	0.51	-50.27	CP_MAX_VER_2023_HO_GU_300_SN	BUS 1422 [PRO-138 138.00] TO BUS 1434 [MOY-138 138.00] CKT 1
1109	GSU-231	230	0.78	-816.57	CP_MAX_INV_2021_HO_GU_280_SN	BUS 1448 [TIC-232 230.00] TO BUS 1756 [REN-230 230.00] CKT 1
1141	CHX-233	230	0.74	-673.96	CP_MAX_VER_2023_HO_GU_300_SN	BUS 1840 [COV-230 230.00] TO BUS 1845 [USP-230 230.00] CKT 1

De la tabla anterior se puede apreciar que los nodos IPA-138 y HUE-138 alcanzan los menores valores de reserva de potencia reactiva entre los nodos considerados. Por otra parte, los nodos LBR-231, GSU-231, y CHX-233 alcanzan los mayores valores de reserva de potencia reactiva entre -463.03 MVAR y -816.57 MVAR. Vale la pena resaltar, que los valores de reserva de potencia reactiva que se presentaron en la Tabla 27, son los valores más bajos de sus respectivas curvas QV que se presentan en la Figura 1.

Debido a la diferencia de magnitudes de la reserva de potencia reactiva, las curvas QV de los nodos del sistema de transmisión de Guatemala considerados en este análisis se presentan en dos gráficas separadas y con ello se busca mejorar su comprensión. Dichas gráficas se presentan en la Figura 1.

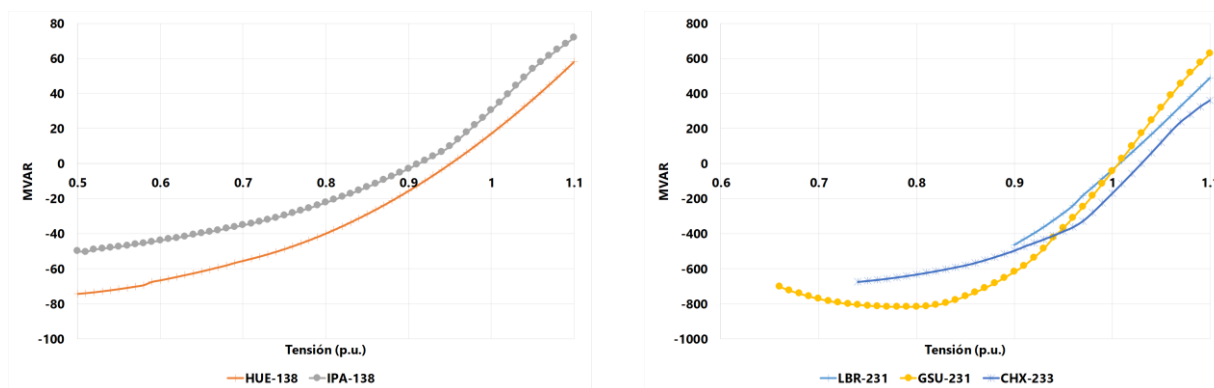


Figura 1. Curvas QV en Nodos del Sistema Transmisión de Guatemala

De los resultados antes presentados, se concluye que no es necesario la instalación de compensación reactiva para garantizar la estabilidad de tensión y la existencia de suficiente reserva de potencia reactiva en el Sistema de Transmisión de Guatemala en los escenarios con transferencias de 300 MW y ante contingencias simples.

Refuerzos de transmisión requeridos en el sistema eléctrico de Guatemala para hacer viables las transferencias de 300 MW, cumpliendo con los CCSD

Con base a los análisis de sobrecargas, violaciones de voltaje y de déficit de reserva de potencia reactiva, se determina que en el área de control de Guatemala se requiere reforzar el sistema de transmisión, a efecto de hacer viable la transferencia de 300 MW de potencia, cumpliendo con los Criterios de Calida y Seguridad en condición normal y ante contingencia simple, conforme a lo establecido en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.

En la Tabla 28 se presentan los refuerzos de transmisión requeridos para hacer viables las transferencias sur norte en el área de Guatemala, indicándose el año en que se requiere que entre en servicio el refuerzo, el costo estimado de inversión y el tipo de transferencia para el cual se requiere implementar el refuerzo de transmisión.



Tabla 28. Refuerzos de transmisión requeridos en el sistema de Guatemala, para hacer viable las transferencias de 300 MW cumpliendo con los CCSD.

No.	Descripción del Refuerzo	Descripción de la Ampliación	Long (km)	Año de entrada	Cap. Actual (MVA)	Cap. Futura (MVA)	Función para la cual se requiere la ampliación					
							Exp NS	Exp SN	Imp NS	Imp SN	Por NS	Por SN
1	MOY-230/MOY-138	Sustitución del transformador existente en SE Moyuta 230/138 kV, 100 MVA, por uno de 120 MVA de capacidad.		2021	100	120				✓		

Donde:

IMP SN: Escenario de Importación Norte-Sur



II.2 ESTUDIO PARA DETERMINAR LOS REFUERZOS DE TRANSMISIÓN PARA EL SISTEMA DE EL SALVADOR

Diagnóstico de restricciones en el sistema de transmisión de El Salvador

Casos Analizados

En la Tabla 29 se presenta el detalle de los casos de transferencia analizados, que incluyen condiciones de importación y exportación del área de control de El Salvador.

Tabla 29. Casos analizados con transferencia en el área de control de El Salvador

No.	Identificación del Caso	Época	Demanda	Intercambio	Tipo	MW
1	MAX_INV_####_ES_GU_300_SN	INV	MAX	ES-GU	EXP	300
2	MAX_INV_####_ES_HO_300_NS	INV	MAX	ES-HO	EXP	300
3	MAX_INV_####_GU_ES_300_NS	INV	MAX	GU-ES	IMP	300
4	MAX_INV_####_GU_PA_300_NS	INV	MAX	GU-PA	POR	300
5	MAX_INV_####_HO_ES_210_SN	INV	MAX	HO-ES	IMP	210
6	MAX_VER_####_ES_GU_300_SN	VER	MAX	ES-GU	EXP	300
7	MAX_VER_####_ES_HO_300_NS	VER	MAX	ES-HO	EXP	300
8	MAX_VER_####_GU_ES_300_NS	VER	MAX	GU-ES	IMP	300
9	MAX_VER_####_GU_PA_300_NS	VER	MAX	GU-PA	POR	300
10	MAX_VER_####_HO_ES_160_SN	VER	MAX	HO-ES	IMP	160
11	MAX_VER_####_PA_GU_300_SN	VER	MAX	PA-GU	POR	300
12	MED_INV_####_ES_GU_300_SN	INV	MED	ES-GU	EXP	300
13	MED_INV_####_ES_HO_300_NS	INV	MED	ES-HO	EXP	300
14	MED_INV_####_GU_ES_300_NS	INV	MED	GU-ES	IMP	300
15	MED_INV_####_GU_PA_300_NS	INV	MED	GU-PA	POR	300
16	MED_INV_####_HO_ES_270_SN	INV	MED	HO-ES	IMP	270
17	MED_INV_####_PA_GU_200_SN	INV	MED	PA-GU	POR	200
18	MED_VER_####_ES_GU_300_SN	VER	MED	ES-GU	EXP	300
19	MED_VER_####_ES_HO_300_NS	VER	MED	ES-HO	EXP	300
20	MED_VER_####_GU_ES_300_NS	VER	MED	GU-ES	IMP	300
21	MED_VER_####_GU_PA_300_NS	VER	MED	GU-PA	POR	300
22	MED_VER_####_HO_ES_270_SN	VER	MED	HO-ES	IMP	270
23	MIN_INV_####_ES_GU_300_SN	INV	MIN	ES-GU	EXP	300
24	MIN_INV_####_ES_HO_300_NS	INV	MIN	ES-HO	EXP	300
25	MIN_INV_####_GU_ES_300_NS	INV	MIN	GU-ES	IMP	300
26	MIN_INV_####_GU_PA_300_NS	INV	MIN	GU-PA	POR	300
27	MIN_INV_####_HO_ES_300_SN	INV	MIN	HO-ES	IMP	300
28	MIN_INV_####_PA_GU_300_SN	INV	MIN	PA-GU	POR	300
29	MIN_VER_####_ES_GU_300_SN	VER	MIN	ES-GU	EXP	300
30	MIN_VER_####_ES_HO_300_NS	VER	MIN	ES-HO	EXP	300
31	MIN_VER_####_GU_ES_300_NS	VER	MIN	GU-ES	IMP	300
32	MIN_VER_####_GU_PA_300_NS	VER	MIN	GU-PA	POR	300
33	MIN_VER_####_HO_ES_300_SN	VER	MIN	HO-ES	IMP	300
34	MIN_VER_####_PA_GU_300_SN	VER	MIN	PA-GU	POR	300

####: 2021, 2022, 2023

Identificación de Sobrecargas

Sobrecargas Pre-existentes y sin Transferencias

En la Tabla 30 se presenta la lista de elementos de transmisión con tensión de operación mayor o igual a 115 kV en el sistema de El Salvador, que se sobrecargan ante contingencias en los escenarios base sin transferencias entre par de países. El nivel de carga en las tablas se expresa en porcentaje con respecto al RATE A, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo en la base de datos del PSSE. Es importante resaltar que todas las contingencias pertenecen al Sistema de El Salvador.

Tabla 30. Máximas Sobrecargas en Elementos del Sistema de Transmisión de El Salvador por Contingencias – Casos Sin Transferencia

Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A	Estación	INV	VER
			Contingencia	Carga (%)	
15SE-115/BERL-115-1	Línea	130	OVRLOD 27181-27591(1)	-	110
			OVRLOD 27211-27341(1)	103	103
			OVRLOD 27321-27581(1)	101	128
			VLTAGE 27281-27581(1)	-	108
			VLTAGE 27391-27401(1)	-	105
15SE-230/115 kV-1	Transformador	156.3	OVRLOD 28181-27181-24181(2)	101	-
15SE-230/115 kV-2	Transformador	156.3	OVRLOD 28181-27181-24181(1)	101	-
BERL-115/SMIG-115-1	Línea	130	OVRLOD 27181-27211(1)	103	103
SANT-115/NEJA-115-1	Línea	260	OVRLOD 27421-27461(1)	104	-
			OVRLOD 27431-27461(1)	115	-
SMIG-115/OZAT-115-1	Línea	130	OVRLOD 27321-27581(1)	-	120
SRAF-115/SVIC-115-1	Línea	130	OVRLOD 27181-27211(1)	-	117
			OVRLOD 27181-27591(1)	-	103
			OVRLOD 27341-27401(1)	-	120

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

Sobrecargas con Transferencias

En la siguiente tabla se presenta la lista de elementos de transmisión del sistema de El Salvador que se sobrecargan ante contingencias en los escenarios evaluados con transferencias entre países. El nivel de carga se expresa en las tablas en porcentaje respecto al RATE A, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo en la base de datos del PSSE.



Tabla 31. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de Transmisión de El Salvador – Casos con Transferencias

Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A	INV		VER	
			NS	SN	NS	SN
			Carga (%)			
15SE-115/BERL-115-1	Línea	130	114	114	130	131
15SE-115/CHCA-115-1	Línea	130	-	-	119	116
15SE-230/115 kV-1	Transformador	156.3	158	132	138	112
15SE-230/115 kV-2	Transformador	156.3	158	132	138	112
AHUA-230/115 kV-1	Transformador	156.3	-	101	-	113
AHUA-230/115 kV-2	Transformador	156.3	-	101	-	113
BERL-115/SMIG-115-1	Línea	130	106	106	105	105
NEJA-230/115 kV-1	Transformador	156.3	121	113	128	125
NEJA-230/115 kV-2	Transformador	156.3	121	113	128	125
SANT-115/NEJA-115-1	Línea	260	109	132	-	109
SMAR-115/STOM-115-1	Línea	260	-	104	-	-
SMIG-115/OZAT-115-1	Línea	130	107	108	132	132
SRAF-115/SVIC-115-1	Línea	130	106	107	121	105

Estación: **VER:** Verano; **INV:** Invierno

NS: Sentido de Transferencia Norte-Sur; **SN:** Sentido de Transferencia Sur-Norte.

En la siguiente tabla se presenta el comportamiento de las sobrecargas según la estación del año, el tipo de transferencia, y detallando las contingencias simples que provocan las sobrecargas.



Tabla 32. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de Transmisión de El Salvador por Contingencias – Casos Con Transferencias

Elemento	Tipo	RATE A/A (MVA)	Máxima Carga Con Transferencias (%)												
			Condición Transferencia	INV						VER					
				Exp		Imp		Por		Exp		Imp		Por	
				NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN
155E-115/BERL-115-1	Línea	130	BASE CASE	-	-	-	-	-	-	103	101	-	-	-	-
			ISLAND 21181-27181(1)	-	-	-	-	-	-	100	-	-	-	-	-
			OVRLOD 27181-27591(1)	-	-	-	-	-	-	118	115	-	-	114	107
			OVRLOD 27211-27341(1)	105	105	-	-	102	103	105	105	-	-	103	103
			OVRLOD 27281-27391(1)	-	-	-	-	-	-	110	110	-	-	-	-
			OVRLOD 27321-27431(1)	-	-	-	-	-	-	102	101	-	-	-	-
			OVRLOD 27321-27581(1)	114	114	-	-	101	103	130	130	-	-	129	131
			OVRLOD 27341-27591(1)	-	-	-	-	-	-	108	105	-	-	-	-
			VLTAGE 27281-27581(1)	-	-	-	-	-	-	122	122	-	-	108	109
VLTAGE 27391-27401(1)	-	-	-	-	-	-	117	117	-	-	105	106			
155E-115/CHCA-115-1	Línea	130	OVRLOD 27181-27211(1)	-	-	-	-	-	-	119	116	-	-	-	
155E-230/115 kV-1	Transformador	156.3	ISLAND 6755-6756(T1)	101	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			ISLAND 6755-6757(T2)	101	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			OVRLOD 28181-27181-24181(2)	158	132	-	-	134	-	132	107	-	-	-	-
			UNIT 6756(G1)	101	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			UNIT 6757(G2)	101	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
155E-230/115 kV-2	Transformador	156.3	ISLAND 6755-6756(T1)	101	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			ISLAND 6755-6757(T2)	101	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			OVRLOD 28181-27181-24181(1)	158	132	-	-	134	-	132	107	-	-	-	-
			UNIT 6756(G1)	101	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			UNIT 6757(G2)	101	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AHUA-230/115 kV-1	Transformador	156.3	OVRLOD 28161-27161-24161(2)	-	-	-	-	-	-	113	-	-	-	-	
AHUA-230/115 kV-2	Transformador	156.3	OVRLOD 28161-27161-24161(1)	-	-	-	-	-	-	113	-	-	-	-	
BERL-115/SMIG-115-1	Línea	130	OVRLOD 27181-27211(1)	106	106	-	-	103	103	105	105	-	-	103	103
NEJA-230/115 kV-1	Transformador	156.3	OVRLOD 28371-27371-22372(2)	-	-	121	113	-	-	-	-	128	125	-	-
NEJA-230/115 kV-2	Transformador	156.3	OVRLOD 28371-27371-22372(1)	-	-	121	113	-	-	-	-	128	125	-	-
SANT-115/NEJA-115-1	Línea	260	ISLAND 1128-14319(1)	-	-	-	-	-	101	-	-	-	-	-	-
			OVRLOD 27132-27441(1)	-	-	-	-	-	101	-	-	-	-	-	-
			OVRLOD 27321-27431(1)	-	-	-	-	-	104	-	-	-	-	-	-
			OVRLOD 27411-27441(1)	-	-	-	-	-	101	-	-	-	-	-	-
			OVRLOD 27421-27461(1)	-	104	-	103	-	120	-	-	-	-	-	-
			OVRLOD 27431-27461(1)	-	111	109	120	103	132	-	101	-	108	-	109
			VLTAGE 1710-3190(1)	-	-	-	-	-	100	-	-	-	-	-	-
			VLTAGE 27371-27501(1)	-	-	-	-	-	102	-	-	-	-	-	-
			VLTAGE 28161-28371(1)	-	-	-	-	-	101	-	-	-	-	-	-
VLTAGE 3183-3190(1)	-	-	-	-	-	100	-	-	-	-	-	-			
VLTAGE 3183-3300(1)	-	-	-	-	-	101	-	-	-	-	-	-			
SMAR-115/STOM-115-1	Línea	260	OVRLOD 27361-27371(1)	-	-	-	-	-	104	-	-	-	-	-	
SMIG-115/OZAT-115-1	Línea	130	OVRLOD 27321-27581(1)	107	108	-	-	-	-	132	132	-	-	120	120
SRAF-115/SVIC-115-1	Línea	130	BASE CASE	-	-	-	-	-	-	101	105	-	-	-	100
			OVRLOD 27181-27211(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113	-
			OVRLOD 27341-27401(1)	106	107	-	-	-	-	101	102	-	-	121	-

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

Condición Transferencia: EXP: Guatemala Exporta; IMP: Guatemala Importa

En la Tabla 33 se presentan de manera comparativa los máximos valores de sobrecargas de elementos de transmisión del sistema de El Salvador ante contingencias en los escenarios Con y Sin transferencias.

Tabla 33. Máximas Sobrecargas de Elementos de Transmisión del Sistema de El Salvador – Con y Sin Transferencias

Elemento	Tipo Elemento	Cap. (MVA)	Año	Máximas Sobrecargas con Transferencia (%)						carga sin transferencia %	Máx carga (%)	
				Contingencia	2021		2022		2023			
					INV	VER	INV	VER	INV			VER
15SE-115/BERL-115-1	Línea	130	BASE CASE	---	---	---	---	---	103.2	-	131	
			ISLAND 21181-27181(1)	---	---	---	100	---	---	-		
			OVRLOD 27181-27591(1)	---	121.6	---	120.9	101.6	117.5	110		
			OVRLOD 27211-27341(1)	104.8	104.9	104.9	105	105.2	104.8	103		
			OVRLOD 27281-27391(1)	---	109.9	---	109.7	---	---	-		
			OVRLOD 27321-27431(1)	---	102.2	---	102.1	---	---	-		
			OVRLOD 27321-27581(1)	---	129.9	---	129.7	114.4	130.9	128		
			OVRLOD 27341-27591(1)	---	108.4	---	107.6	---	103.8	-		
			VLTAGE 27281-27581(1)	---	121.8	---	121.6	---	109.2	108		
			VLTAGE 27391-27401(1)	---	117.3	---	117.1	---	105.9	105		
15SE-115/CHCA-115-1	Línea	130	OVRLOD 27181-27211(1)	---	103.4	---	102.3	---	118.9	---	118.9	
15SE-230/115 kV-1	Transformador	156.3	ISLAND 6755-6756(T1)	---	---	---	---	101.1	---	-	158.3	
			ISLAND 6755-6757(T2)	---	---	---	---	101.1	---	-		
			OVRLOD 28181-27181-24181(2)	145.7	131.7	147.4	125.2	158.3	---	101		
			UNIT 6756(G1)	---	---	---	---	101.1	---	-		
			UNIT 6757(G2)	---	---	---	---	101.1	---	-		
15SE-230/115 kV-2	Transformador	156.3	ISLAND 6755-6756(T1)	---	---	---	---	101.1	---	-	158.3	
			ISLAND 6755-6757(T2)	---	---	---	---	101.1	---	-		
			OVRLOD 28181-27181-24181(1)	145.7	131.7	147.4	125.2	158.3	---	101		
			UNIT 6756(G1)	---	---	---	---	101.1	---	-		
			UNIT 6757(G2)	---	---	---	---	101.1	---	-		
AHUA-230/115 kV-1	Transformador	156.3	OVRLOD 28161-27161-24161(2)	---	111.8	---	---	---	---	-	111.8	
AHUA-230/115 kV-1	Transformador	156.3	OVRLOD 28161-27161-24161(1)	---	111.8	---	---	---	---	-	111.8	
BERL-115/SMIG-115-1	Línea	130	OVRLOD 27181-27211(1)	105.1	104.9	105.6	104.8	105.7	104.9	103	105.7	
NEJA-230/115 kV-1	Transformador	156.3	OVRLOD 28371-27371-22372(2)	121.4	127.8	112.2	123.5	112.7	125.2	-	127.8	
NEJA-230/115 kV-2	Transformador	156.3	OVRLOD 28371-27371-22372(1)	121.4	127.8	112.2	123.5	112.7	125.2	-	127.8	
SANT-115/NEJA-115-1	Línea	260	ISLAND 1128-14319(1)	---	---	---	---	100.6	---	-	132.2	
			OVRLOD 27132-27441(1)	---	---	---	---	100.8	---	-		
			OVRLOD 27321-27431(1)	102.4	---	100.2	---	103.9	---	-		
			OVRLOD 27411-27441(1)	---	---	---	---	100.7	---	-		
			OVRLOD 27421-27461(1)	118	---	115.6	---	119.5	---	104		
			OVRLOD 27431-27461(1)	129.5	---	127.6	100.8	132.2	109.3	115		
			VLTAGE 1710-3190(1)	---	---	---	---	100	---	-		
			VLTAGE 27371-27501(1)	100.9	---	---	---	101.6	---	-		
			VLTAGE 28161-28371(1)	100.8	---	---	---	101.2	---	-		
VLTAGE 3183-3190(1)	---	---	---	---	100	---	-					
			VLTAGE 3183-3300(1)	---	---	---	---	101	---	-		
SMAR-115/STOM-115-1	Línea	260	OVRLOD 27361-27371(1)	101.4	---	---	---	104.1	---	-	104.1	
SMIG-115/OZAT-115-1	Línea	130	OVRLOD 27321-27581(1)	---	103.1	---	102.7	107.5	132.4	120	132.4	
SRAF-115/SVIC-115-1	Línea	130	BASE CASE	---	---	---	---	---	104.6	-	120.7	
			OVRLOD 27181-27211(1)	---	---	---	---	---	113.3	117		
			OVRLOD 27341-27401(1)	---	101.9	---	101.5	106.8	120.7	120		

En la Tabla 34, se presenta detalladamente los elementos con sobrecarga, indicando la sobrecarga máxima y la época del año en que ocurre.



Tabla 34. Resultados detallados de las Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de Transmisión de El Salvador

Elemento	Tipo	Año	2021						2022						2023						Max Carga (%)
		Estación	INV			VER			INV			VER			INV			VER			
		RATE A/A	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	
15SE-115/BERL-115-1	LTX	130	104.8	---	102.5	129.9	---	112.5	104.9	---	102.7	129.7	---	112.7	114.4	---	102.7	123.2	---	130.9	131
15SE-115/CHCA-115-1	LTX	130	---	---	---	103.4	---	---	---	---	---	102.3	---	---	---	---	---	118.9	---	---	119
15SE-230/115 kV-1	TRF	156.3	145.7	---	124.5	131.7	---	---	147.4	---	124.9	125.2	---	---	158.3	---	133.5	137.6	---	---	158
15SE-230/115 kV-2	TRF	156.3	145.7	---	124.5	131.7	---	---	147.4	---	124.9	125.2	---	---	158.3	---	133.5	137.6	---	---	158
AHUA-230/115 kV-1	TRF	156.3	---	---	---	111.8	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	112
AHUA-230/115 kV-1	TRF	156.3	---	---	---	111.8	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	112
BERL-115/SMIG-115-1	LTX	130	105.1	---	102.8	104.9	---	102.5	105.6	---	102.9	104.8	---	102.4	105.7	---	102.7	104.9	---	102.8	106
NEJA-230/115 kV-1	TRF	156.3	---	121.4	---	---	127.8	---	---	112.2	---	---	123.5	---	---	112.7	---	---	125.2	---	128
NEJA-230/115 kV-2	TRF	156.3	---	121.4	---	---	127.8	---	---	112.2	---	---	123.5	---	---	112.7	---	---	125.2	---	128
SANT-115/NEJA-115-1	LTX	260	103.3	115.1	129.5	---	---	---	102.3	115.2	127.6	---	100.8	---	110.7	120	132.2	101.1	108.4	109.3	132
SMAR-115/STOM-115-1	LTX	260	---	---	101.4	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	104.1	---	---	---	104
SMIG-115/OZAT-115-1	LTX	130	---	---	---	103.1	---	---	---	---	---	102.7	---	---	107.5	---	---	132.4	---	120.3	132
SRAF-115/SVIC-115-1	LTX	130	---	---	---	101.9	---	---	---	---	---	101.5	---	---	106.8	---	---	104.6	---	120.7	121

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

NS: Sentido de Transferencia Norte-Sur; **SN:** Sentido de Transferencia Sur-Norte

Condición Transferencia: EXP: Costa Rica Exporta; IMP: Costa Rica Importa

LTX: Línea de Transmisión

TRF: Transformador de potencia



Análisis de las sobrecargas con transferencias, en el sistema de El Salvador

De la Tabla 33 y Tabla 34 se observa lo siguiente:

- 1) **Línea 15 de septiembre-Berlín 115 kV (15SE-115/BERL-115-1):** En la condición Con Transferencia se ve afectada por diversas contingencias, reportándose sobrecarga desde el año 2021. En algunos escenarios, las sobrecargas con transferencias se incrementan respecto a la condición Sin transferencia. Asimismo, en los escenarios con transferencia se reportan contingencias diferentes a las que se reportan en los casos sin transferencia, para las cuales se producen sobrecargas. La sobrecarga máxima que se reporta es de 31%. Por lo anterior, es necesario proponer una solución para evitar esta sobrecarga, y hacer viable las transferencias de 300 MW a través del sistema de El Salvador.
- 2) **Línea 15 de septiembre-Chinameca (15SE-115/CHCA-115-1):** Se verá con sobrecarga en los escenarios de verano, al darse la contingencia de la línea 115 kV Berlín -15 septiembre, cuando El Salvador se encuentre exportando. No se reporta sobrecarga en los casos Sin transferencia. Por lo anterior, es necesario proponer una solución para evitar esta sobrecarga, y hacer viable las transferencias de 300 MW a través del sistema de El Salvador.
- 3) **Transformadores 230/115 kV de SE 15 de septiembre (15SE-230/115 kV-1, 2):** Cualquiera de los dos transformadores de la S/E 15 de septiembre, se verá sobrecargado al ocurrir la contingencia del otro de los equipos que opera en paralelo. En los escenarios Sin Transferencia, la sobrecarga máxima llega a 1%, no obstante, en los escenarios Con Transferencia, la sobrecarga llega a ser de 58%. El patrón de comportamiento de la sobrecarga ante transferencias, indica que se presentará en época de invierno siempre que el sistema de El Salvador se encuentre exportando o porteando, y en época de verano, solamente cuando El Salvador se encuentre porteando. Por lo anterior, es necesario proponer una solución para evitar esta sobrecarga, y hacer viable las transferencias de 300 MW a través del sistema de El Salvador.
- 4) **Transformadores 230/115 kV de SE Ahuachapán (AHUA-230/115 kV-1, 2):** Cualquiera de los dos transformadores de la S/E Ahuachapán, se verá sobrecargado al ocurrir la contingencia del otro de los equipos que opera en paralelo. Esta condición se presentará únicamente en escenarios Con transferencia, para el año 2021, en época de verano, cuando el sistema de El Salvador se encuentra exportando hacia Guatemala. La condición de sobrecarga desaparece en invierno de 2021 debido a que el sistema contará con el doble circuito de 230 kV Ahuachapán-Energía del Pacífico. Por lo anterior, no se propondrán ampliaciones de transmisión para resolver la sobrecarga, ya que es una condición transitoria.



- 5) **Línea Berlín-San Miguel (BERL-115/SMIG-115-1):** Los resultados indican que esta línea se verá con sobrecarga únicamente ante la contingencia de la línea de 115 kV 15 Sept-Berlín (27181-27211(1)), en condiciones de exportación y porteo, tanto en sentido norte-sur como en sentido sur-norte, ya sea época de verano o invierno. La sobrecarga máxima que se reporta en los escenarios Con Transferencia (5.7%), la cual es del mismo orden que la sobrecarga reportada en los escenarios Sin Transferencia (3%). Por tal razón, se considera que esta sobrecarga no es sensible al nivel de transferencia de potencia o intercambio en el sistema de El Salvador, y no debe atribuirse esta sobrecarga como consecuencia de estos flujos.
- 6) **Transformadores 230/115 kV de SE Nejapa (NEJA-230/115 kV-1, 2):** Cualquiera de los dos transformadores de la S/E Nejapa, se verá sobrecargado al ocurrir la contingencia del otro de los equipos que opera en paralelo. Esta condición se presentará únicamente en escenarios Con importación, tanto en sentido norte-sur o sur-norte. No se reportan sobrecargas en los casos Sin Transferencia. Por lo anterior, es necesario proponer una solución para evitar esta sobrecarga, y hacer viable las transferencias de 300 MW a través del sistema de El Salvador.
- 7) **Línea San Antonio-Nejapa (SANT-115/NEJA-115-1):** Los resultados indican que esta línea se verá con sobrecarga ante once (11) contingencias diferentes, en condiciones de exportación, importación o porteo, tanto en sentido norte-sur como en sentido sur-norte, ya sea época de verano o invierno. La sobrecarga máxima que se reporta en los escenarios Con Transferencia es de 32%, mientras que en los escenarios Sin Transferencia es de 15%. Por tal razón, la sobrecarga de esta línea es sensible al nivel de transferencia de potencia o intercambio en el sistema de El Salvador. Por lo anterior, es necesario proponer una solución para evitar esta sobrecarga, y hacer viable las transferencias de 300 MW a través del sistema de El Salvador.
- 8) **Línea San Martín-Santo Tomás (SMAR-115/STOM-115-1):** Esta línea se verá con sobrecarga únicamente ante la contingencia de la línea de 115 kV San Antonio-Nejapa (27161-27371(1)), en condición de porteo sur-norte, en época de invierno. La sobrecarga máxima que se reporta es de 4.1%. No se reporta sobrecarga en los casos Sin transferencia. Se requiere proponer una solución para evitar esta sobrecarga, y hacer viable las transferencias de 300 MW a través del sistema de El Salvador.
- 9) **Línea San Miguel-Ozatlán (SMIG-115/OZAT-115-1):** Esta línea se verá con sobrecarga únicamente ante la contingencia de la línea de 115 kV San Rafael-San Vicente (27321-27581(1)), en los casos de exportación en sentido norte-sur y sur-norte, en época de verano. La sobrecarga máxima que se reporta es de 32.4%. En los casos Sin transferencia se reporta una sobrecarga máxima de 20%. Se requiere proponer una solución para evitar esta sobrecarga, y hacer viable las transferencias de 300 MW a través del sistema de El Salvador.
- 10) **Línea San Rafael-San Vicente (SRAF-115/SVIC-115-1):** En los escenarios Con transferencia, esta línea se verá con sobrecarga desde el año 2021. En los escenarios Sin Transferencia, la sobrecarga se presentará a partir del 2023, siendo la sobrecarga

máxima de 20%. Se requiere proponer una solución para evitar esta sobrecarga, y hacer viable las transferencias de 300 MW a través del sistema de El Salvador.

Conclusiones del diagnóstico de sobrecargas en el sistema de transmisión de El Salvador:

- 1) Se identifican 13 elementos de transmisión que presentan sobrecarga en la red del sistema eléctrico de Honduras.
- 2) La sobrecarga de la línea Berlín-San Miguel (BERL-115/SMIG-115-1), no es sensible a la transferencia de 300 MW a través del sistema de El Salvador, y esta condición de sobrecarga se presenta tanto en los casos con transferencia como Sin transferencia. Por lo tanto, la sobrecarga de esta línea no es atribuible a esta transferencia.
- 3) Los transformadores 230/138/34.5 kV de la subestación Ahuachapán, presentarán sobrecarga solamente en casos con transferencia en el año 2021, dejando de presentarse las mismas en los años posteriores. Por lo anterior no se propondrán refuerzos de transmisión para resolver esta condición.
- 4) Los siguientes elementos de transmisión de El Salvador, se reportan con sobrecargas que son atribuibles o sensibles a las transferencias de 300 MW, y se requiere determinar soluciones para evitarlas:
 1. Línea 15 de septiembre-Berlín 115 kV (15SE-115/BERL-115-1).
 2. Línea 15 de septiembre-Chinameca (15SE-115/CHCA-115-1)
 3. Transformadores 230/115 kV de SE 15 de septiembre (15SE-230/115 kV-1, 2)
 4. Transformadores 230/115 kV de SE Nejapa (NEJA-230/115 kV-1, 2).
 5. Línea San Antonio-Nejapa (SANT-115/NEJA-115-1).
 6. Línea San Martín-Santo Tomás (SMAR-115/STOM-115-1).
 7. Línea San Miguel-Ozatlán (SMIG-115/OZAT-115-1).
 8. Línea San Rafael-San Vicente (SRAF-115/SVIC-115-1).

Como resultado del presente estudio, deberán determinarse los refuerzos de transmisión que eviten que se produzcan las sobrecargas detalladas en la Tabla 35 y que son atribuibles o sensibles a las transferencias, para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño ante contingencias simples, para hacer viable el porteo, importación y exportación de 300 MW a través del sistema de transmisión de El Salvador. No se determinarán refuerzos de transmisión para atender sobrecargas pre-existentes en los elementos de transmisión, que no son sensibles a las transferencias o no persisten en el horizonte de estudio.

En la Tabla 35 se presenta el resumen del diagnóstico de las sobrecargas en la red de transmisión de El Salvador, identificando las que son atribuibles a las transferencias de 300 MW a través de este sistema.



Tabla 35. Resumen del diagnóstico de sobrecargas en el sistema de El Salvador, identificando los escenarios en los cuales se reporta condición de sobrecarga

No.	Elemento con sobrecarga	2021						2022						2023						Atribuible a Transferencia	Observación
		EXP		IMP		POR		EXP		IMP		POR		EXP		IMP		POR			
		NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN		
1	15SE-115/BERL-115-1	✓	✓			✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓			✓	✓	Si	Sobrecarga sensible a las transferencias.
2	15SE-115/CHCA-115-1	✓	✓					✓	✓					✓	✓					Si	Sobrecarga solo ocurre ante transferencias.
3	15SE-230/115 kV-1	✓	✓			✓		✓	✓			✓		✓	✓			✓		Si	Sobrecarga vinculada a las transferencias.
4	15SE-230/115 kV-2	✓	✓			✓		✓	✓			✓		✓	✓			✓		Si	Sobrecarga vinculada a las transferencias.
5	AHUA-230/115 kV-1	✓																		Si	Sobrecarga solamente en 2021. No se propondrá refuerzo.
6	AHUA-230/115 kV-2	✓																		Si	Sobrecarga solamente en 2021. No se propondrá refuerzo.
7	BERL-115/SMIG-115-1	✓	✓			✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓			✓	✓	No	La sobrecarga no es sensible a las transferencias. No se requiere un refuerzo para viabilizar la transferencia mínima de 300 MW.
8	NEJA-230/115 kV-1			✓	✓					✓	✓					✓	✓			Si	Sobrecarga solo ocurre ante transferencias.
9	NEJA-230/115 kV-2			✓	✓					✓	✓					✓	✓			Si	Sobrecarga solo ocurre ante transferencias.
10	SANT-115/NEJA-115-1		✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓	✓	✓	Si	Sobrecarga sensible a las transferencias.
11	SMAR-115/STOM-115-1						✓						✓						✓	Si	Sobrecarga solo ocurre ante transferencias.
12	SMIG-115/OZAT-115-1	✓	✓					✓	✓					✓	✓			✓	✓	Si	Sobrecarga sensible a las transferencias.
13	SRAF-115/SVIC-115-1	✓	✓					✓	✓					✓	✓			✓	✓	Si	Sobrecarga vinculada a las transferencias.

NS: Sentido de Transferencia Norte-Sur; **SN:** Sentido de Transferencia Sur-Norte

Condición Transferencia: **EXP:** Costa Rica Exporta; **IMP:** Costa Rica Importa

Proyectos candidatos para resolver los Problemas de sobrecarga en el sistema de El Salvador

De los análisis presentados en las secciones anteriores, se determinó que existen elementos en el sistema de transmisión de El Salvador, cuya incidencia de sobrecarga es atribuible a las transferencias. En la

Tabla 36 se detallan dichos elementos de transmisión, indicándose la máxima sobrecarga reportada para cada año del horizonte de estudio.

Tabla 36. Elementos de transmisión del sistema eléctrico de El Salvador, con sobrecargas atribuibles a las transferencias

Elemento	Tipo	2021	2022	2023	Máx (% RATE A)
15SE-115/BERL-115-1	LTX	129.9	129.7	130.9	130.9
15SE-115/CHCA-115-1	LTX	103.4	102.3	118.9	118.9
15SE-230/115 kV-1	TRF	145.7	147.4	158.3	158.3
15SE-230/115 kV-2	TRF	145.7	147.4	158.3	158.3
NEJA-230/115 kV-1	TRF	127.8	123.5	125.2	127.8
NEJA-230/115 kV-2	TRF	127.8	123.5	125.2	127.8
SANT-115/NEJA-115-1	LTX	129.5	127.6	132.2	132.2
SMAR-115/STOM-115-1	LTX	101.4	0	104.1	104.1
SMIG-115/OZAT-115-1	LTX	103.1	102.7	132.4	132.4
SRAF-115/SVIC-115-1	LTX	101.9	101.5	120.7	120.7

Tipo: **LTX**: Línea de transmisión; **TRF**: Transformador de potencia

Para evitar las sobrecargas atribuibles a las transferencias, identificadas en el sistema de transmisión de El Salvador, se evaluaron los elementos candidatos para reforzar la red de transmisión, cuyos parámetros principales para la modelación, se presentan en las siguientes tablas.

Tabla 37. Proyectos de líneas de transmisión candidatos para evitar sobrecargas atribuibles a las transferencias en el sistema de El Salvador

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Length
Nueva Línea	2021	27181	15SE-115	27211	BERL-115	2	0.01421	0.056379	0.0071	150	150	150	15.54
Nueva Línea	2021	27321	SRAF-115	27581	SVIC-115	2	0.01155	0.04651	0.00569	150	150	150	12.67
Retensar	2021	27181	15SE-115	27211	BERL-115	1	0.01421	0.056379	0.0071	150	150	150	15.54
Retensar	2021	27321	SRAF-115	27581	SVIC-115	1	0.01155	0.04651	0.00569	150	150	150	12.67
Nueva Línea	2021	27361	SANT-115	27371	NEJA-115	2	0.00313	0.017429	0.00442	260	260	260	6.86

Tabla 38. Transformadores de 3 devanados candidatos Proyectos candidatos de líneas de transmisión para evitar sobrecargas atribuibles a las transferencias en el sistema de El Salvador

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Last Bus Number	Id	W1-2 R (pu or watts)	W1-2 X (pu)	W2-3 R (pu or watts)	W2-3 X (pu)	W3-1 R (pu or watts)	W3-1 X (pu)	Winding 1-2 MVA Base
Nuevo	2021	28181	15SE-230	27181	15SE-115	20050	3	0.00093	0.0482	0.00576	0.2175	0.00555	0.27	125
Nuevo	2021	28371	NEJA-230	27371	NEJA-115	20051	3	0	0.0482	0	0.21	0	0.267	125

Evaluación del cumplimiento de los CCSD considerando la operación de los refuerzos candidatos en el sistema de El Salvador.

A efectos de evaluar la efectividad para el cumplimiento de los CCSD, de los proyectos candidatos, se realizaron simulaciones de flujo de carga en condición de red completa y ante contingencias simples en el SER, considerando la incorporación de los refuerzos de transmisión.

En la siguiente tabla se presenta el reporte de sobrecargas máximas por año, en elementos del sistema de transmisión de El Salvador, ante contingencias simples, considerando la incorporación de los refuerzos candidatos.

Tabla 39. Sobrecargas resultantes ante contingencias, considerando la incorporación de los refuerzos de transmisión en el sistema de El Salvador

Elemento	RATE A/A	% carga respecto al RATE A		
		2021	2022	2023
AHUA-230/INTER 1-1	156.3	111		
AHUA-230/INTER 2-2	156.3	111		

Resultado de las simulaciones, considerando en servicio los refuerzos de transmisión candidatos, se observa que los únicos elementos que se reportan con sobrecarga, son los transformadores 230/115 kV de SE Ahuachapán. Si bien esta sobrecarga se determinó que es atribuible a las transferencias, dicha sobrecarga no es persistente, ya que deja de ocurrir a partir de los escenarios de 2022, por lo cual no se consideró proponer un refuerzo de transmisión para atender esta sobrecarga. Es importante mencionar, que la sobrecarga de estos transformadores, se produce solamente cuando se dispara uno de los dos equipos paralelos, en los escenarios en que el sistema de El Salvador se encuentra exportando en dirección Norte-Sur.

Con base a lo anterior, se concluye que los refuerzos de transmisión evaluados para el sistema de El Salvador, son efectivos para evitar las sobrecargas que se producen ante contingencias simple, que son atribuibles a las transferencias, permitiendo el cumplimiento de los Criterios de Calidad y Seguridad establecidos en el RMER para contingencias simples.

Análisis para evaluar ampliaciones alternativas de transmisión para solucionar sobrecargas

Como alternativa a los refuerzos de transmisión indicados en la Tabla 37 con referencia a las líneas 15SE-115/BERL-115-1 y 15SE-115/BERL-115-2, se realizó un análisis de sensibilidad de dos ampliaciones de transmisión alternativas para determinar la efectividad y conveniencia de las mismas. A continuación, se describen las ampliaciones alternativas:

- 1) Adición de nueva línea 15 de septiembre – San Miguel (15SE-115/SMIG-115-1) con longitud aproximada de 45.2 km.
- 2) Adición de nueva línea Berlín – Oztatlán (BERL-115/OZAT-115-1) con longitud aproximada de 17.7 km.

El análisis se enfoca en determinar si la ampliación candidata, resuelve los problemas de sobrecargas para los casos de transferencias.

a) Análisis de la ampliación candidata, nueva línea 15SE-115/SMIG-115-1

Al incorporar la línea 15SE-115/SMIG-115-1, del análisis de contingencias se reporta sobrecarga en la línea 15SE-115/BERL-115 hasta un valor máximo de 104.94 % debido a las contingencias BERL-115/SMIG-115, SVI-115/CHIN-115 y TECO-115/OZAT-115, lo cual implica que adicionalmente es necesario realizar la repotenciación de la línea 15SE-115/BERL-115 a una capacidad de 150 MVA. En la Tabla 40, se muestran las máximas sobrecargas obtenidas en las simulaciones, considerando la ampliación candidata, nueva línea 15SE-115/SMIG-115-1.

Tabla 40. Máximas Sobrecargas en línea 15SE-115/BERL-115-1, considerando la ampliación candidata nueva línea 15SE-115/SMIG-115-1

Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A	CASOS EVALUADOS	Carga Máxima (%)
15SE-115/BERL-115-1	Línea	130	CA_MED_INV_2023_ES_GU_300_SN	104.60
			CA_MED_INV_2023_ES_HO_300_NS	104.40
			CA_MED_VER_2021_ES_GU_300_SN	104.94
			CA_MED_VER_2021_ES_HO_300_NS	104.55
			CA_MED_VER_2022_ES_GU_300_SN	104.78
			CA_MED_VER_2022_ES_HO_300_NS	104.34
			CA_MED_VER_2023_GU_PA_300_NS	101.86
			CA_MED_VER_2023_PA_GU_300_SN	102.08

Nota: sobrecargas debidas a contingencias BERL-115/SMIG-115, SVI-115/CHIN-115 y TECO-115/OZAT-115



El costo total estimado del refuerzo de transmisión es el siguiente:

Línea nueva 15SE-115/SMIG-115-1	:	10.77 MUS\$
Repotenciación línea 15SE-115/BERL-115	:	2.18 MUS\$
Total	:	12.95 MUS\$

b) Análisis de la ampliación candidata, nueva línea BERL-115/OZAT-115-1

Con la incorporación de la línea BERL-115/OZAT-115-1, del análisis de flujo de carga, se observa que la línea 15SE-115/BERL-115-1 reporta sobrecarga de 107.93% en condición normal del sistema, para los escenarios evaluados de exportación en época de verano del año 2021. Asimismo, ante contingencias la línea se reporta con un valor máximo de sobrecarga de 142.3 %, siendo las contingencias 15SE-115/CHCA-115, SVI-115/CHIN-115 y TECO-115/OZAT-115 las que provocan los niveles más alto de sobrecarga. Esto implica que, adicionalmente a la incorporación de la nueva línea BERL-115/OZAT-115-1, es necesario realizar una repotenciación de la línea 15SE-115/BERL-115-1 a una capacidad de al menos de 200 MVA. En la Tabla 41, se muestran las máximas sobrecargas obtenidas en las simulaciones, considerando la ampliación candidata, nueva línea línea BERL-115/OZAT-115-1.

Tabla 41. Máximas Sobrecargas en línea 15SE-115/BERL-115-1 considerando la ampliación candidata nueva línea BERL-115/OZAT-115-1

Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A	CASOS	Carga Máxima (%)
15SE-115/BERL-115-1	Línea	130	CA_MED_INV_2023_ES_GU_300_SN	114.09
			CA_MED_INV_2023_ES_HO_300_NS	113.48
			CA_MED_VER_2021_ES_GU_300_SN	142.31
			CA_MED_VER_2021_ES_HO_300_NS	141.62
			CA_MED_VER_2022_ES_GU_300_SN	142.14
			CA_MED_VER_2022_ES_HO_300_NS	141.26
			CA_MED_VER_2023_GU_PA_300_NS	123.71
			CA_MED_VER_2023_PA_GU_300_SN	123.56

Notas: Para los casos bases CA_MED_VER_2021_ES_GU_300_SN y CA_MED_VER_2021_ES_HO_300_NS los casos bases reporta sobrecarga de 107.93%.

Las contingencias 15SE-115/CHCA-115, SVI-115/CHIN-115 y TECO-115/OZAT-115 son las que provocan los niveles más altos de sobrecarga.

El costo estimado del refuerzo de transmisión es el siguiente:



Línea nueva BERL-115/OZAT-115-1	:	5.78 MUS\$
Repotenciación de línea 15SE-115/BERL-115:		2.18 MUS\$
Total	:	7.96 MUS\$

Comparación de resultados

En la Tabla 42, a efectos de comparación de costos, se presentan las ampliaciones candidatas alternativas evaluadas, enfocadas a resolver las sobrecargas de la línea 15 de septiembre – Berlín 115 kV, indicándose su correspondiente costo estimado.

Tabla 42. Comparación de los costos de proyectos evaluados en análisis de sensibilidad

Apliación candidata	Identificación	Costo estimado MUS\$
Nueva línea 15SE-115/BERL-115-2 y repotenciación 15SE-115/BERL-115-1	Alternativa 1	7.57
Nueva línea 15SE-115/SMIG-115-1 y repotenciación 15SE-115/BERL-115-1	Alternativa 2	12.95
Nueva línea BERL-115/OZAT-115-1 y repotenciación 15SE-115/BERL-115-1	Alternativa 3	7.96

Al comparar los costos de los refuerzos de transmisión que se muestran en la Tabla 42, se observa que el costo de la Alternativa 1, consistente en construir una nueva línea 15SE-115/BERL-115-2 y repotenciar a 150 MVA la línea 15SE-115/BERL-115-1 existente, es la que tiene un menor costo de inversión; y por tanto se concluye que es la alternativa más conveniente de implementar, a efectos de resolver los problemas de sobrecarga de la línea 15 de septiembre – Berlín 115 kV

Análisis para determinar los requerimientos de compensación reactiva en el sistema de El Salvador

Determinación de compensación reactiva para eliminar las violaciones de voltaje atribuibles a las transferencias

Violaciones de Tensión Pre-existentes, sin Transferencias

Para los casos base, sin transferencias, en la

Tabla 43 se presenta la lista de nodos con tensión de operación igual o mayor a 115 kV en el sistema de El Salvador, con voltajes post-contingencia fuera del intervalo [0.90, 1.10] p.u, lo cual representa violación a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.

Tabla 43. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de El Salvador – Casos Sin Transferencias

Código Nodo	Nombre Nodo	kV	Contingencia	Año		2021				2022				2023			
				Estación	INV		VER		INV		VER		INV		VER		
					Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	
27351	SANA-115	115	VLTAGE 27161-27351(1)	-	-	-	-	0.89	0.89	-	-	0.89	0.89	-	-		
27361	SANT-115	115	OVRLOD 27361-27371(1)	0.85	0.85	0.9	0.9	0.85	0.85	0.88	0.88	0.84	0.84	0.85	0.85		
27421	NCUS-115	115	OVRLOD 27361-27371(1)	0.87	0.87	-	-	0.86	0.86	0.89	0.89	0.86	0.86	0.87	0.87		
27441	ATEO-115	115	OVRLOD 27361-27371(1)	0.88	0.88	-	-	0.87	0.87	-	-	0.86	0.86	0.88	0.88		
27481	TALN-115	115	OVRLOD 27361-27371(1)	0.88	0.88	-	-	0.87	0.87	0.9	0.9	0.86	0.86	0.88	0.88		
27551	VOLC-115	115	OVRLOD 27361-27371(1)	0.87	0.87	-	-	0.86	0.86	0.89	0.89	0.85	0.85	0.86	0.86		

De la tabla anterior se observa que en El Salvador se presentan violaciones de tensión ante contingencias en seis nodos del sistema de transmisión.

Violaciones de tensión con transferencias, sin refuerzos para eliminar sobrecargas

Para los casos con transferencia, en la Tabla 44 se presenta la lista de nodos con tensión de operación igual o mayor a 115 kV en el sistema de El Salvador, con voltajes post-contingencia fuera del intervalo [0.90, 1.10] p.u, lo cual representa violación a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.

Los voltajes mostrados en la Tabla 44, corresponden a los obtenidos de las simulaciones de los casos sin considerar refuerzos de transmisión para eliminar las sobrecargas atribuibles a las transferencias.

Tabla 44. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de El Salvador Casos Con Transferencias, sin refuerzos para evitar sobrecargas

Código Nodo	Nombre Nodo	kV	Contingencia	Año		2021				2022				2023			
				Estación	INV		VER		INV		VER		INV		VER		
					Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	
27071	LANG-115	115	ISLAND 1128-14319(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-		
			OVRLOD 27321-27431(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.89	0.89	-	-		
27111	GUAJ-115	115	OVRLOD 27161-27351(1)	0.89	0.89	-	-	0.88	0.88	-	-	0.87	0.89	0.9	0.9		
27112	CEL-EOL	115	VLTAGE 27161-27351(1)	0.89	0.89	-	-	0.89	0.89	-	-	0.88	0.89	-	-		
27113	VDC-EOL	115	OVRLOD 27161-27351(1)	0.89	0.89	-	-	0.89	0.89	-	-	0.88	0.9	-	-		
27114	VEN-EOL	115	OVRLOD 27161-27351(1)	0.89	0.89	-	-	0.89	0.89	-	-	0.88	0.89	-	-		
27301	SOYA-115	115	ISLAND 1128-14319(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.89	0.89	-	-		
			OVRLOD 27321-27431(1)	0.89	0.89	-	-	0.9	0.9	-	-	0.88	0.88	-	-		
			OVRLOD 27361-27371(1)	0.89	0.89	-	-	-	-	-	-	0.89	0.89	-	-		
27351	SANA-115	115	OVRLOD 27161-27351(1)	0.87	0.9	0.9	0.9	0.86	0.89	0.9	0.9	0.86	0.88	0.88	0.89		
			OVRLOD 27361-27371(1)	0.9	0.9	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-		



Código Nodo	Nombre Nodo	kV	Año Estación	2021				2022				2023				
				INV		VER		INV		VER		INV		VER		
				Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	
27361	SANT-115	115	ISLAND 1128-14319(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.88	0.88	-	-	
			OVRLOD 27171-27371(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-
			OVRLOD 27171-27561(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-
			OVRLOD 27321-27431(1)	0.89	0.89	-	-	0.89	0.89	-	-	0.88	0.88	-	-	
			OVRLOD 27361-27371(1)	0.79	0.88	0.89	0.89	0.82	0.87	0.87	0.88	0.79	0.86	0.83	0.85	
			VLTAGE 1710-3190(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
			VLTAGE 3183-3190(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
			VLTAGE 3183-3300(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
27371	NEJA-115	115	ISLAND 1128-14319(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
			OVRLOD 27321-27431(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.89	0.89	-	-	
27372	NEPO-115	115	ISLAND 1128-14319(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
			OVRLOD 27321-27431(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.89	0.89	-	-	
27381	OPIC-115	115	ISLAND 1128-14319(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.89	0.89	-	-	
			OVRLOD 27161-27351(1)	0.89	0.89	-	-	0.89	0.89	-	-	-	-	-	-	
			OVRLOD 27321-27431(1)	0.9	0.9	-	-	-	-	-	-	0.89	0.89	-	-	
			OVRLOD 27361-27371(1)	0.89	0.89	-	-	-	-	-	-	0.89	0.89	-	-	
			VLTAGE 27371-27501(1)	0.9	0.9	-	-	-	-	-	-	0.89	0.89	-	-	
27411	SONS-115	115	OVRLOD 27361-27371(1)	0.89	0.89	-	-	-	-	-	-	0.89	0.89	-	-	
27421	NCUS-115	115	ISLAND 1128-14319(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.88	0.88	-	-	
			OVRLOD 27171-27371(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
			OVRLOD 27171-27561(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
			OVRLOD 27321-27431(1)	0.89	0.89	-	-	0.89	0.89	-	-	0.88	0.88	-	-	
			OVRLOD 27361-27371(1)	0.81	0.89	-	-	0.83	0.89	0.88	0.89	0.81	0.87	0.85	0.86	
			OVRLOD 27421-27461(1)	0.9	0.9	-	-	0.9	0.9	-	-	0.89	0.89	-	-	
			VLTAGE 1710-3190(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
			VLTAGE 3183-3300(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.89	0.89	-	-	
27431	SMAR-115	115	OVRLOD 27321-27431(1)	0.89	0.89	-	-	0.9	0.9	-	-	0.89	0.89	-	-	
			OVRLOD 27361-27371(1)	0.89	0.89	-	-	-	-	-	-	0.89	0.89	-	-	
27441	ATEO-115	115	ISLAND 1128-14319(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.89	0.89	-	-	
			OVRLOD 27321-27431(1)	0.89	0.89	-	-	0.9	0.9	-	-	0.88	0.88	-	-	
			OVRLOD 27361-27371(1)	0.82	0.9	-	-	-	-	-	-	0.82	0.88	-	-	
			VLTAGE 27361-27371(1)	-	-	-	-	0.84	0.9	0.89	0.9	-	-	0.87	0.88	
			VLTAGE 3183-3300(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
			ISLAND 1128-14319(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
27451	SBAR-115	115	ISLAND 1128-14319(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	



Código Nodo	Nombre Nodo	kV	Año		2021				2022				2023			
			Estación	INV		VER		INV		VER		INV		VER		
				Contingencia	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)
			OVRLOD 27321-27431(1)	0.89	0.89	-	-	0.9	0.9	-	-	0.88	0.88	-	-	
			OVRLOD 27361-27371(1)	0.89	0.89	-	-	0.9	0.9	-	-	0.89	0.89	-	-	
27461	STOM- 115	115	OVRLOD 27321-27431(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.89	0.89	-	-	
			OVRLOD 27361-27371(1)	0.86	0.86	-	-	0.88	0.88	-	-	0.86	0.9	0.89	0.9	
27471	PEDR- 115	115	OVRLOD 27361-27371(1)	0.9	0.9	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
27481	TALN- 115	115	ISLAND 1128- 14319(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.89	0.89	-	-	
			OVRLOD 27321-27431(1)	0.89	0.89	-	-	0.9	0.9	-	-	0.88	0.88	-	-	
			OVRLOD 27361-27371(1)	0.82	0.9	-	-	0.84	0.89	0.89	0.9	0.82	0.88	0.86	0.88	
			OVRLOD 27421-27461(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
			VLTAGE 3183- 3300(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
27501	SMAT- 115	115	ISLAND 1128- 14319(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.89	0.89	-	-	
			OVRLOD 27161-27351(1)	0.89	0.89	-	-	0.89	0.89	-	-	-	-	-	-	
			OVRLOD 27321-27431(1)	0.9	0.9	-	-	-	-	-	-	0.89	0.89	-	-	
			OVRLOD 27361-27371(1)	0.89	0.89	-	-	-	-	-	-	0.89	0.89	-	-	
			VLTAGE 27371- 27501(1)	0.9	0.9	-	-	-	-	-	-	0.89	0.89	-	-	
27551	VOLC- 115	115	ISLAND 1128- 14319(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.88	0.88	-	-	
			ISLAND 50052- 50054-50081(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
			OVRLOD 27101-27171(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
			OVRLOD 27171-27371(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
			OVRLOD 27171-27561(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
			OVRLOD 27321-27431(1)	0.89	0.89	-	-	0.89	0.89	-	-	0.88	0.88	-	-	
			OVRLOD 27321-27581(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
			OVRLOD 27361-27371(1)	0.81	0.89	0.9	0.9	0.83	0.88	0.88	0.89	0.8	0.87	0.84	0.86	
			OVRLOD 27421-27461(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
			VLTAGE 1710- 3190(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
			VLTAGE 28181- 28371(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
			VLTAGE 3183- 3190(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
			VLTAGE 3183- 3300(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.89	0.89	-	-	
27561	APOP- 115	115	OVRLOD 27321-27431(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
27811	KILO-115	115	OVRLOD 27361-27371(1)	0.9	0.9	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	
27812	PROG- 115	115	OVRLOD 27361-27371(1)	0.9	0.9	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	

En la tabla anterior se observar que se presentan violaciones de tensión en 24 nodos de 115 kV de tensión de operación en el sistema de El Salvador.

Violaciones de tensión con transferencias, considerando en servicio los refuerzos para eliminar sobrecargas

En la Tabla 44 se observa que, al simular las transferencias en el sistema eléctrico de El Salvador, se incrementa la cantidad de nodos con violación de voltaje, no obstante, la incorporación de refuerzos de transmisión para eliminar las sobrecargas atribuibles a las transferencias, tienen un efecto importante en los perfiles de voltaje de los nodos.

En la Tabla 45 se presenta, para los casos con transferencia, la lista de nodos con tensión de operación igual o mayor a 115 kV en el sistema de El Salvador, con voltajes post-contingencia fuera del intervalo [0.90, 1.10] p.u, considerando en servicio las ampliaciones (refuerzos) de transmisión para evitar las sobrecargas atribuibles a las transferencias. En la tabla se comparan los voltajes mínimos reportados para las condiciones con transferencia y sin transferencia.

**Tabla 45. Violaciones de Tensión en nodos del sistema de El Salvador
Casos Con Transferencias, considerando las ampliaciones
de transmisión para eliminar sobrecargas relacionadas a las transferencias**

Código Nodo	Nombre Nodo	kV	Contingencia	2021		2022		2023				Con Transf Min (pu)	Sin Transf Min (pu)	
				INV		INV		INV		VER				
				POR	EXP	POR	EXP	POR	EXP	POR	EXP			
SN	NS	SN	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS				
27351	SANA-115	115	VLTAJE 27161-27351(1)	0.89	0.9	0.9	0.89	0.89	0.89	0.9	0.88	0.9	0.88	0.89

Violaciones de tensión atribuibles a las transferencias en el área de Control de El Salvador

De la Tabla 45 se observa que, considerando los refuerzos para eliminar las sobrecargas en el sistema eléctrico de El Salvador, el único nodo que se reporta con voltaje inferior a 0.9 pu, es el nodo de 115 kV de la Subestación Santa Ana.

Dicho nodo presenta violación de voltaje tanto en la condición sin transferencia como con transferencia. El voltaje del nodo no se observa sensible a las transferencias, teniendo en cuenta que el valor mínimo es solamente 0.01 pu inferior al valor reportado sin transferencia.

Por lo anterior, se concluye que, en el sistema eléctrico de El Salvador, las violaciones de voltaje que se reportan en el nodo de 115 kV de la Subestación Santa Ana, no son atribuibles a las transferencias.

Refuerzos de compensación reactiva requeridos en el sistema eléctrico de El Salvador.

Considerando que, en el sistema de transmisión de El Salvador, no se reportan nodos con violaciones de voltaje atribuible a las transferencias, no se propone la instalación de compensación reactiva adicional a la existente.

Análisis de estabilidad de voltaje.

En esta sección se presenta el análisis de estabilidad de voltaje para nodos pertenecientes al sistema de transmisión de El Salvador.

Criterios aplicables: Conforme a lo establecido en el numeral 16.2.6.1 del Libro III del RMER:

- En condiciones de operación normal, el sistema debe permanecer estable,
- En condiciones de Contingencia Simple, el sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje.

Escenarios analizados: Se analizaron los escenarios de demanda media regional, con el sistema eléctrico de El Salvador importando desde Guatemala e importando desde Honduras. En total se analizaron 12 escenarios, los cuales se detallan en la

Tabla 46.

Contingencias analizadas: Se analizaron todas las contingencias simples de elementos de transmisión con tensión igual o mayor que 115 kV del sistema eléctrico de El Salvador, así como todas las contingencias simples de generación de El Salvador y de Panamá.

Tabla 46. Escenarios Considerados en el Análisis de Estabilidad de Voltaje en el Sistema de Transmisión de El Salvador

No.	Identificación del Caso	Época	Demanda	Origen-Destino Intercambio	Tipo	Intercambio (MW)
1	MED_INV_####_GU_ES_300_NS	INV	MED	GU-ES	IMP	300
2	MED_INV_####_HO_ES_270_SN	INV	MED	HO-ES	IMP	270
3	MED_VER_####_GU_ES_300_NS	VER	MED	GU-ES	IMP	300
4	MED_VER_####_HO_ES_270_SN	VER	MED	HO-ES	IMP	270

####: Años 2021, 2022, y 2023

Nodos monitoreados: Se realizó el análisis de reserva de potencia reactiva en 6 nodos del sistema de transmisión de El Salvador, los cuales se detallan en la Tabla 47.

Tabla 47. Nodos del Sistema de Transmisión de El Salvador Considerados en el Análisis de Estabilidad de Voltaje

Código	Nombre	kV
27541	MORA-115	115
27351	SANA-115	115
27491	LUNI-115	115

27461	STOM-115	115
--------------	----------	-----

El análisis de estabilidad de voltaje fue realizado mediante el cálculo de curvas QV (potencia reactiva – voltaje) para los nodos mencionados en la Tabla 47 ante cada una de las contingencias consideradas, y en cada uno de los 12 escenarios indicados en la

Tabla 46.

De todas estas curvas QV, se identifica aquella curva que contiene el menor de los valores de potencia reactiva. Este valor se considera como la reserva de potencia reactiva disponible en el nodo y también como el margen de estabilidad de voltaje a partir del cuál el sistema no puede seguir suministrando más potencia reactiva en un nodo en particular.

Los resultados del análisis de estabilidad de voltaje y las reservas de potencia reactiva se presentan a continuación.

Tabla 48. Resultados de Reserva de Potencia Reactiva – Sistema de Transmisión de El Salvador

Código	Nombre	kV	Tensión (p.u.)	Reserva de Potencia Reactiva (MVAR)	Escenario	Descripción de Contingencia
27541	MORA-115	115	0.5	-57.55	CP_MED_INV_2022_HO_ES_300_SN	BUS 27211 [BERL-115 115.00] TO BUS 27341 [SMIG-115 115.00] CKT 1
27351	SANA-115	115	0.62	-95.37	CP_MED_INV_2021_HO_ES_270_SN	BUS 27161 [AHUA-115 115.00] TO BUS 27351 [SANA-115 115.00] CKT 1
27491	LUNI-115	115	0.5	-73.98	CP_MED_INV_2022_HO_ES_300_SN	BUS 27211 [BERL-115 115.00] TO BUS 27341 [SMIG-115 115.00] CKT 1
27461	STOM-115	115	0.57	-158.72	CP_MED_INV_2023_HO_ES_300_SN	BUS 27431 [SMAR-115 115.00] TO BUS 27461 [STOM-115 115.00] CKT 1

De la Tabla 48 se puede apreciar que los nodos MORA-115 y LUNI-115 alcanzan los menores valores de reserva de potencia reactiva entre los nodos considerados. Por otra parte, los nodos SANA-115 y STOM alcanzan valores de reserva de potencia reactiva de -95.37 MVAR y -158.72 MVAR. Vale la pena resaltar, que los valores de reserva de potencia reactiva que se presentaron en la Tabla 48 son los valores más bajos de sus respectivas curvas QV que se presentan en la Figura 2.

Debido a la diferencia de magnitudes de la reserva de potencia reactiva, las curvas QV de los nodos del sistema de transmisión de El Salvador se presentan en dos gráficas separadas y con ello se busca mejorar su comprensión. Dichas graficas se presentan en la Figura 2.

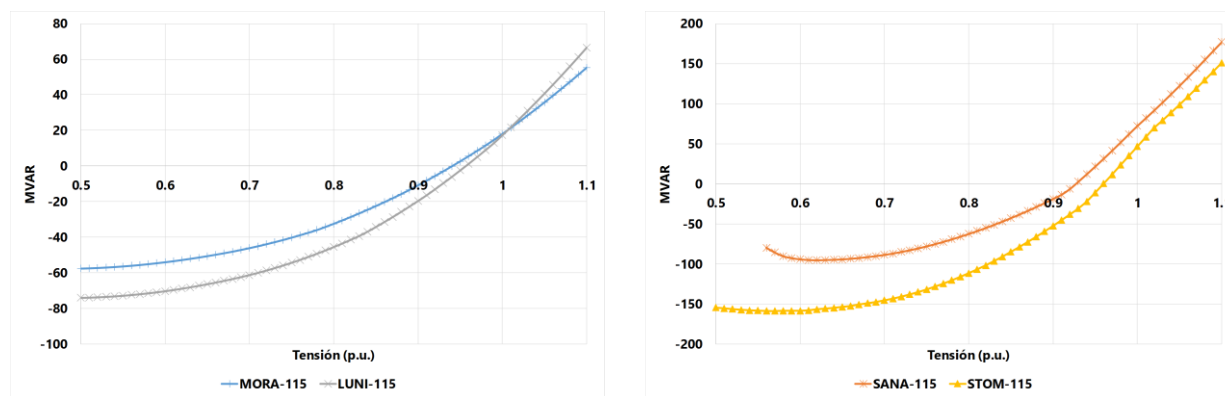


Figura 2. Curvas QV en Nodos del Sistema de Transmisión de El Salvador

De los resultados antes presentados, se concluye que no es necesario la instalación de compensación reactiva para garantizar la estabilidad de tensión y la existencia de suficiente reserva de potencia reactiva en el Sistema de Transmisión de El Salvador en los escenarios con transferencias de 300 MW y ante contingencias simples.

Refuerzos de transmisión requeridos en el sistema eléctrico de El Salvador para hacer viables las transferencias de 300 MW, cumpliendo con los CCSD

Con base a los análisis de sobrecargas, violaciones de voltaje y de déficit de reserva de potencia reactiva, se determina que en el área de control de El Salvador se requiere reforzar el sistema de transmisión, a efecto de hacer viable la transferencia de 300 MW de potencia, cumpliendo con los Criterios de Calida y Seguridad en condición normal y ante contingencia simple, conforme a lo establecido en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.

En la **Tabla 49. Refuerzos de transmisión requeridos en el sistema de El Salvador**, Tabla 49 se presentan los refuerzos de transmisión requeridos para hacer viables las transferencias norte-sur y sur norte en el área de El Salvador, indicándose el año en que se requiere que entre en servicio el refuerzo, el costo estimado de inversión y el tipo de transferencia para el cual se requiere implementar el refuerzo de transmisión.



Tabla 49. Refuerzos de transmisión requeridos en el sistema de El Salvador, para hacer viable las transferencias de 300 MW cumpliendo con los CCSD.

Referencia	Descripción de la Ampliación	Refuerzo	Long (km)	Año de entrada	Actual (MVA)	Futuro (MVA)	Función para la cual se requiere la ampliación					
							Exp NS	Exp SN	Imp NS	Imp SN	Por NS	Por SN
15SE-115/BERL-115-2	Nueva línea 115 kV entre las SE 15 de Septiembre-Berlín	Nuevo	15.54	2021	---	150	✓	✓			✓	✓
15SE-115/BERL-115-1	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 KV entre las SE 15 de Septiembre - Berlín	Repotenciación	15.54	2021	130.0	150	✓	✓			✓	✓
NEJA-115/SANT-115-2	Nueva línea 115 kV entre las SE Nejapa-San Antonio Abad	Nuevo	6.86	2021	---	260		✓	✓	✓	✓	✓
SRAF-115/SVIC-115-2	Nueva línea 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	Nuevo	12.67	2021	---	150	✓	✓			✓	✓
SRAF-115/SVIC-115-1	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	Repotenciación	12.67	2021	130.0	150	✓	✓			✓	✓
15SE-230/15SE-115	Nuevo transformador en SE 15 de Septiembre 230/138 kV, 156.3 MVA	Nuevo Trfo.		2021	---	156.3	✓	✓			✓	
NEJA-230/NEJA-115	Nuevo transformador en SE Nejapa 230/138 kV, 156.3 MVA	Nuevo Trfo.		2021	---	156.3			✓	✓		

Donde:

Exp NS: Escenario de Exportación Norte-Sur

Exp SN: Escenario de Exportación Sur-Norte

Imp NS: Escenario de Importación Norte-Sur

Imp SN: Escenario de Importación Sur - Norte

Por NS: Escenario de Porteo Norte-Sur

Por SN: Escenario de Porteo Sur-Norte



II.3 ESTUDIO PARA DETERMINAR LOS REFUERZOS DE TRANSMISIÓN PARA EL SISTEMA DE HONDURAS

Diagnóstico de restricciones de Restricciones de transmisión en el sistema de Honduras

Casos Analizados

En la Tabla 50 se presenta el detalle de los casos de transferencia analizados, que incluyen condiciones de importación y exportación del área de control de Honduras.

Tabla 50. Casos analizados con transferencia en el área de control de Honduras

No.	Identificación del Caso	Época	Demanda	Intercambio	Tipo	MW
1	MAX_INV_####_ES_HO_300_NS	INV	MAX	ES-HO	IMP	300
2	MAX_INV_####_GU_HO_300_NS	INV	MAX	GU-HO	IMP	300
3	MAX_INV_####_GU_PA_300_NS	INV	MAX	GU-PA	POR	300
4	MAX_INV_####_HO_ES_210_SN	INV	MAX	HO-ES	EXP	210
5	MAX_INV_####_HO_GU_280_SN	INV	MAX	HO-GU	EXP	280
6	MAX_INV_####_HO_NI_180_NS	INV	MAX	HO-NI	EXP	180
7	MAX_INV_####_NI_HO_300_SN	INV	MAX	NI-HO	IMP	300
8	MAX_VER_####_ES_HO_300_NS	VER	MAX	ES-HO	IMP	300
9	MAX_VER_####_GU_HO_300_NS	VER	MAX	GU-HO	IMP	300
10	MAX_VER_####_GU_PA_300_NS	VER	MAX	GU-PA	POR	300
11	MAX_VER_####_HO_ES_160_SN	VER	MAX	HO-ES	EXP	160
12	MAX_VER_####_HO_GU_280_SN	VER	MAX	HO-GU	EXP	280
13	MAX_VER_####_HO_NI_160_NS	VER	MAX	HO-NI	EXP	160
14	MAX_VER_####_NI_HO_300_SN	VER	MAX	NI-HO	IMP	300
15	MAX_VER_####_PA_GU_300_SN	VER	MAX	PA-GU	POR	300
16	MED_INV_####_ES_HO_300_NS	INV	MED	ES-HO	IMP	300
17	MED_INV_####_GU_HO_300_NS	INV	MED	GU-HO	IMP	300
18	MED_INV_####_GU_PA_300_NS	INV	MED	GU-PA	POR	300
19	MED_INV_####_HO_ES_270_SN	INV	MED	HO-ES	EXP	270
20	MED_INV_####_HO_GU_280_SN	INV	MED	HO-GU	EXP	280
21	MED_INV_####_HO_NI_260_NS	INV	MED	HO-NI	EXP	260
22	MED_INV_####_NI_HO_300_SN	INV	MED	NI-HO	IMP	300
23	MED_INV_####_PA_GU_200_SN	INV	MED	PA-GU	POR	200
24	MED_VER_####_ES_HO_300_NS	VER	MED	ES-HO	IMP	300
25	MED_VER_####_GU_HO_300_NS	VER	MED	GU-HO	IMP	300
26	MED_VER_####_GU_PA_300_NS	VER	MED	GU-PA	POR	300
27	MED_VER_####_HO_ES_270_SN	VER	MED	HO-ES	EXP	270
28	MED_VER_####_HO_GU_280_SN	VER	MED	HO-GU	EXP	280
29	MED_VER_####_HO_NI_300_NS	VER	MED	HO-NI	EXP	300
30	MED_VER_####_NI_HO_300_SN	VER	MED	NI-HO	IMP	300
31	MIN_INV_####_ES_HO_300_NS	INV	MIN	ES-HO	IMP	300
32	MIN_INV_####_GU_HO_300_NS	INV	MIN	GU-HO	IMP	300
33	MIN_INV_####_GU_PA_300_NS	INV	MIN	GU-PA	POR	300
34	MIN_INV_####_HO_ES_300_SN	INV	MIN	HO-ES	EXP	300
35	MIN_INV_####_HO_GU_300_SN	INV	MIN	HO-GU	EXP	300
36	MIN_INV_####_HO_NI_300_NS	INV	MIN	HO-NI	EXP	300
37	MIN_INV_####_NI_HO_300_SN	INV	MIN	NI-HO	IMP	300
38	MIN_INV_####_PA_GU_300_SN	INV	MIN	PA-GU	POR	300
39	MIN_VER_####_ES_HO_300_NS	VER	MIN	ES-HO	IMP	300
40	MIN_VER_####_GU_HO_300_NS	VER	MIN	GU-HO	IMP	300
41	MIN_VER_####_GU_PA_300_NS	VER	MIN	GU-PA	POR	300
42	MIN_VER_####_HO_ES_300_SN	VER	MIN	HO-ES	EXP	300
43	MIN_VER_####_HO_GU_300_SN	VER	MIN	HO-GU	EXP	300
44	MIN_VER_####_HO_NI_300_NS	VER	MIN	HO-NI	EXP	300
45	MIN_VER_####_NI_HO_300_SN	VER	MIN	NI-HO	IMP	300
46	MIN_VER_####_PA_GU_300_SN	VER	MIN	PA-GU	POR	300

####: 2021, 2022, 2023



Identificación de Sobrecargas

Sobrecargas Pre-existentes y sin Transferencias

En la Tabla 51 se presenta la lista de elementos de transmisión con tensión de operación mayor o igual a 115 kV en el sistema de Honduras, que se sobrecargan ante contingencias en los escenarios base sin transferencias entre par de países. El nivel de carga en las tablas se expresa en porcentaje con respecto al RATE A, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo en la base de datos del PSSE.

Tabla 51. Máximas Sobrecargas en Elementos del Sistema de Transmisión de Honduras por Contingencias – Casos Sin Transferencias

Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A	Estación	INV	VER
			Contingencia	Carga (%)	
BER B507/TER LVI 138-1	Línea	151.8	OVRLOD 3037-3219(1)	100	107
			OVRLOD 3203-3204(1)	-	103
CDA B530/TON B535-1	Línea	151.8	OVRLOD 3030-3085(1)	-	107
CHM B539/AGP B556-1	Línea	151.8	ISLAND 3059-3122(1)	-	106
			OVRLOD 3082-3122(1)	-	102
			OVRLOD 3203-3204(1)	101	111
CHM B539/TER LVI 138-1	Línea	151.8	BASE CASE	-	103
			D656:UNIT 6406(G1)	-	100
			ISLAND 6405-6406(T1)	-	100
			OVRLOD 3032-3095(2)	-	102
			OVRLOD 3033-3544(1)	-	103
			OVRLOD 3037-3219(1)	126	127
			OVRLOD 3038-3160(1)	103	104
			OVRLOD 3052-3203(1)	102	104
			OVRLOD 3060-3294(1)	-	102
			OVRLOD 3078-3203(1)	-	101
			OVRLOD 3078-3203(2)	101	102
			OVRLOD 3123-3203(1)	-	101
			OVRLOD 3155-3301(1)	-	101
			OVRLOD 3203-3204(1)	120	121
			OVRLOD 3219-3408(1)	107	108
			OVRLOD 3257-3203-3956(1)	-	101
			OVRLOD 3257-3300(1)	-	101
			OVRLOD 3294-3427(1)	-	102
			UNIT 6406(G1)	-	100
			VLTAJE 3037-3203(1)	-	101
VLTAJE 3040-3122(1)	100	102			
VLTAJE 3095-3550(1)	-	101			
VLTAJE 3183-3300(1)	-	100			
CRL B501/RLN B521-1	Línea	151.8	OVRLOD 3060-3294(1)	-	101
			OVRLOD 3294-3427(1)	-	100
SUY B515/MFL B523-1	Línea	151.8	OVRLOD 3031-3120(1)	-	102
SUY B515/SUY B612-1	Transformador	100	OVRLOD 3033-3030-3131(1)	100	110
			OVRLOD 3033-3030-3132(1)	-	109
			OVRLOD 3155-3120-3961(1)	103	109
SUY B612/SUY T612-1	Transformador	100	OVRLOD 3030-3033(1)	103	113
			OVRLOD 3033-3030-3132(1)	105	114
			OVRLOD 3155-3120-3961(1)	104	110
			OVRLOD 3429-3427-3428(1)	-	102
SUY B612/SUY T613-1	Transformador	100	OVRLOD 3030-3033(1)	102	112
			OVRLOD 3033-3030-3131(1)	104	114
			OVRLOD 3155-3120-3961(1)	102	109
			OVRLOD 3429-3427-3428(1)	-	101

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

Sobrecargas con Transferencias

En las siguientes tablas se presentan la lista de elementos de transmisión del sistema de Honduras que se sobrecargan ante contingencias en los escenarios evaluados con transferencias entre par de países. El nivel de carga se expresa en las tablas, en porcentaje respecto al RATE A, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo en la base de datos del PSSE.

Tabla 52. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de Transmisión de Honduras – Casos Con Transferencias

Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A	INV		VER	
			NS	SN	NS	SN
			Carga (%)			
AGC B624/AGF B641-1	Línea	317.3	114	-	116	-
BER B507/TER LVI 138-1	Línea	151.8	102	102	110	110
CDA B530/TON B535-1	Línea	151.8	102	107	112	116
CHM B539/AGP B556-1	Línea	151.8	102	102	113	113
CHM B539/TER LVI 138-1	Línea	151.8	127	127	130	131
CRL B501/RLN B521-1	Línea	151.8	-	-	114	112
CRL B501/SGT 138KV-1	Línea	151.8	-	-	104	109
PAV B620/CDH B629-1	Línea	317.3	-	102	-	-
PAV B620/SLU B637-1	Línea	317.3	102	118	105	111
PGR B509/RET 138KV-1	Línea	151.8	109	-	-	-
PGR B509/SMT B534-1	Línea	151.8	123	-	-	-
PGR B603/PGR T603-1	Transformador	150	101	-	-	-
PGR B603/PGR T604-2	Transformador	150	103	-	-	-
PGR B603/PGR T6XX-1	Transformador	150	101	-	-	-
PRD B618/FNH-230-1	Línea	317.3	106	102	110	103
PRD B618/SLU B637-1	Línea	317.3	107	109	111	101
SMT B534/SPS B558-1	Línea	151.8	114	-	-	-
SPS 230KV/SPS T6XX-1	Transformador	150	127	120	123	117
SUY B515/MFL B523-1	Línea	151.8	-	105	110	119
SUY-T611-230/138 kV-1	Transformador	100	108	109	117	115
SUY B612/CDH B629-1	Línea	317.3	111	126	107	108
SUY-T612-230/138 kV-1	Transformador	100	110	110	123	120
SUY-T613-230/138 kV-1	Transformador	100	109	108	122	119

Estación: VER: Verano; **INV:** Invierno

NS: Sentido de Transferencia Norte-Sur; **SN:** Sentido de Transferencia Sur-Norte.

Un total de 283 contingencias afectan con sobrecargas a un conjunto de elementos de transmisión de Honduras. De las contingencias 132 pertenecen al sistema de Honduras, 50 al sistema de Panamá, 29 al sistema de Nicaragua, 28 al sistema de Costa Rica, 26 al sistema de Guatemala y 18 al sistema de El Salvador.

En la siguiente tabla se presentan los elementos afectados con sobrecarga, indicándose la carga máxima alcanzada y la cantidad de contingencias que las producen, por año. Se resaltan en color amarillo los elementos afectados con sobrecarga por 20 contingencias o más, y en color verde, los valores de sobrecarga igual o mayor a 10%.

Tabla 53. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de Transmisión de Honduras por Condición de Transferencia – casos Con Transferencias

Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A	2021				2022				2023			
			INV		VER		INV		VER		INV		VER	
			Máx. % Carga	# conting.	Máx. % Carga	# conting.	Máx. % Carga	# conting.	Máx. % Carga	# conting.	Máx. % Carga	# conting.	Máx. % Carga	# conting.
AGC B624 /AGF B641-1	Línea	317.3	110	15	106	2	113	15	110	10	114	24	116	28
BER B507/TER LVI 138-1	Línea	151.8	101	1	110	7	102	3	104	6	102	4	105	4
CDA B530/TON B535-1	Línea	151.8	107	4	115	12	103	2	116	16	104	3	112	15
CHM B539/AGP B556-1	Línea	151.8	102	2	113	9	102	2	107	20	102	2	112	19
CHM B539/TER LVI 138-1	Línea	151.8	125	26	127	28	127	33	131	255	127	37	130	86
CRL B501/RLN B521-1	Línea	151.8	-	-	114	4	-	-	101	1	-	-	101	2
CRL B501/SGT 138KV-1	Línea	151.8	-	-	109	3	-	-	-	-	-	-	-	-
PAV B620/CDH B629-1	Línea	317.3	102	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PAV B620/SLU B637-1	Línea	317.3	108	8	111	11	117	52	107	6	118	25	107	5
PGR B509/RET 138KV-1	Línea	151.8	-	-	-	-	109	4	-	-	104	2	-	-
PGR B509/SMT B534-1	Línea	151.8	104	4	-	-	123	4	-	-	117	2	-	-
PGR B603/PGR T603-1	Transformador	150	-	-	-	-	101	4	-	-	101	2	-	-
PGR B603/PGR T604-2	Transformador	150	-	-	-	-	102	4	-	-	103	2	-	-
PGR B603/PGR T6XX-1	Transformador	150	-	-	-	-	101	4	-	-	101	2	-	-
PRD B618/FNH-230-1	Línea	317.3	103	4	109	12	106	4	106	3	105	3	110	8
PRD B618/SLU B637-1	Línea	317.3	104	2	111	8	109	2	108	2	107	1	106	5
SMT B534/SPS B558-1	Línea	151.8	-	-	-	-	114	4	-	-	108	2	-	-
SPS 230KV/SPS T6XX-1	Transformador	150	105	4	109	19	127	53	123	6	124	41	118	8
SUY B515/MFL B523-1	Línea	151.8	105	2	103	7	101	1	119	16	102	1	119	17
SUY -T611-230/138 kV-1	Transformador	100	109	22	112	36	108	33	115	43	107	35	117	42
SUY B612/CDH B629-1	Línea	317.3	126	17	108	5	118	3	101	2	119	4	103	2
SUY-T612-230/138 kV-1	Transformador	100	110	37	112	37	109	38	116	44	108	37	123	48
SUY-T613-230/138 kV-1	Transformador	100	109	33	111	31	107	37	115	40	106	37	122	43

En la siguiente tabla, se presentan los elementos de transmisión con sobrecarga, que son afectados por pocas contingencias.

Tabla 54. Identificación de contingencias que afectan con sobrecarga elementos del sistema de transmisión de Honduras – Con transferencias

Elemento	RATE A/A	Año Estación	Contingencia	2021						2022						2023					
				INV			VER			INV			VER			INV			VER		
				EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR
SUY B612/SUY T612-1	100	OVRLOD 3030-3033(1)	110	110	107	112	111	109	105	107	106	116	116	113	108	107	106	121	117	115	
			OVRLOD 3033-3030-3132(1)	108	109	107	112	110	108	105	107	106	115	116	113	107	107	106	123	117	117
			OVRLOD 3101-3427(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	101	-	-
			OVRLOD 3155-3120-3961(1)	103	109	104	105	107	106	102	109	102	108	112	112	105	105	103	109	115	110
			OVRLOD 3429-3427-3428(1)	-	102	-	102	101	-	-	-	-	103	107	103	-	-	-	105	106	104
SUY B612/SUY T613-1	100	OVRLOD 3030-3033(1)	109	108	106	111	109	107	104	106	105	114	114	111	106	106	105	120	115	114	
			OVRLOD 3033-3030-3131(1)	107	108	106	111	109	107	104	106	105	114	115	112	106	106	105	122	116	116
			OVRLOD 3155-3120-3961(1)	102	108	103	104	105	105	101	107	101	106	111	111	103	104	102	108	114	109
			OVRLOD 3429-3427-3428(1)	-	101	-	101	-	-	-	-	-	101	105	101	-	-	-	104	105	103
BER B507/TER LVI 138-1	151.8	OVRLOD 3037-3219(1)	101	-	-	107	-	110	102	-	101	104	-	102	102	-	101	103	105		
			OVRLOD 3203-3204(1)	-	-	-	-	-	105	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CDA B530/TON B535-1	151.8	OVRLOD 3030-3085(1)	-	107	105	103	115	106	-	103	100	107	116	108	-	104	101	105	109	112	
CHM B539/AGP B556-1	151.8	ISLAND 3059-3122(1)	-	-	-	-	-	107	-	-	-	-	101	104	-	-	-	-	-	108	
			OVRLOD 3082-3122(1)	-	-	-	-	-	101	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	103



Elemento	RATE A/A	Año Estación	2021						2022						2023					
			INV			VER			INV			VER			INV			VER		
			Contingencia	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP
		OVRLOD 3203-3204(1)	-	-	102	102	-	113	-	-	102	103	101	107	-	-	102	105	107	112
PGR B509/RET 138KV-1	151.8	OVRLOD 3257-3203-3956(1)	-	-	-	-	-	-	-	107	-	-	-	-	-	104	-	-	-	-
		OVRLOD 3257-3300(1)	-	-	-	-	-	-	-	109	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PGR B509/SMT B534-1	151.8	OVRLOD 3257-3203-3956(1)	-	103	-	-	-	-	-	121	-	-	-	-	-	117	-	-	-	-
		OVRLOD 3257-3300(1)	-	104	-	-	-	-	-	123	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PGR B603/PGR T603-1	150	OVRLOD 3257-3203-3956(1)	-	-	-	-	-	-	-	101	-	-	-	-	-	101	-	-	-	-
		OVRLOD 3257-3300(1)	-	-	-	-	-	-	-	101	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PGR B603/PGR T604-2	150	OVRLOD 3257-3203-3956(1)	-	-	-	-	-	-	-	102	-	-	-	-	-	103	-	-	-	-
		OVRLOD 3257-3300(1)	-	-	-	-	-	-	-	102	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PGR B603/PGR T6XX-1	150	OVRLOD 3257-3203-3956(1)	-	-	-	-	-	-	-	101	-	-	-	-	-	101	-	-	-	-
		OVRLOD 3257-3300(1)	-	-	-	-	-	-	-	101	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PRD B618/FNH-230-1	317.3	UNIT 6406(G1)	-	-	-	103	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	103	-	-
		ISLAND 6405-6406(T1)	-	-	-	103	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	103	-	-
		VLTAJE 3301-4411(1) - 4402	-	-	103	-	101	109	102	-	106	-	-	106	102	-	105	104	101	110
PRD B618/SLU B637-1	317.3	UNIT 6406(G1)	-	-	-	104	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	104	-	-
		ISLAND 6405-6406(T1)	-	-	-	104	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	104	-	-
		VLTAJE 3301-4411(1) - 4402	-	-	104	-	-	111	-	-	109	-	-	108	-	-	107	-	-	106
SMT B534/SPS B558-1	151.8	OVRLOD 3257-3203-3956(1)	-	-	-	-	-	-	-	112	-	-	-	-	-	108	-	-	-	-
		OVRLOD 3257-3300(1)	-	-	-	-	-	-	-	114	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SUY B515/MFL B523-1	151.8	OVRLOD 3031-3120(1)	-	105	104	102	102	103	-	101	-	105	119	105	-	102	-	103	119	111
		OVRLOD 3155-3120-3961(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	103	-
CRL B501/RLN B521-1	151.8	OVRLOD 3060-3294(1)	-	-	-	-	-	112	-	-	-	-	-	101	-	-	-	-	-	101
		OVRLOD 3294-3427(1)	-	-	-	-	-	114	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100
CRL B501/SGT 138KV-1	151.8	OVRLOD 3060-3294(1)	-	-	-	-	-	103	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		OVRLOD 3294-3427(1)	-	-	-	-	-	109	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PAV B620/CDH B629-1	317.3	VLTAJE 3034-3301(1)	-	-	102	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

De las tablas anteriores se resalta que los elementos de transmisión del Sistema de Honduras, que se ven afectados por sobrecarga por la mayor cantidad de contingencias son los siguientes:

- Líneas 230 kV Agua Caliente y Agua Fría (AGC B624/AGF B641-1)
- Línea 230 kV Pavana-Santa Lucía (PAV B620/SLU B637-1)
- Línea 230 kV Suyapa-Cerro de Hula (SUY B612/CDH B629-1)
- Línea 230 kV Prado-León I (PRD B618/FNH-230-1)
- Líneas 138 kV Choloma-La Victoria (CHM B539/TER LVI 138-1)



- f) Transformador 230/138/13.8 kV de la subestación San Pedro Sula Sur de 150/150/50 MVA.
- g) Transformadores 230/138/13.8 kV de la subestación Suyapa de 100/100/30 MVA.

En la

Tabla 55 se presentan de manera comparativa los máximos valores de sobrecargas de elementos de transmisión del sistema de Honduras en los escenarios Con y Sin transferencias.

Tabla 55. Máximas Sobrecargas de Elementos de Transmisión del Sistema de Honduras – Con y Sin Transferencias

Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A	2021						2022						2023						Con Transf	Sin Transf			
			EXP		IMP		POR		EXP		IMP		POR		EXP		IMP		POR						
			NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN			Máx % carga	Máx % carga	
AGC B624/AGF B641-1	LTX	317.3					110			104			113				102			116			116		
BER B507/TER LVI 138-1	LTX	151.8	107	107			110	110	100	104			102	101	102	103			103	105	110	107	110	107	
CDA B530/TON B535-1	LTX	151.8	103	103	104	115	105	106	107	107	112	116	107	108	105	105	109	105	108	112	116	107	116	107	
CHM B539/AGP B556-1	LTX	151.8	102	102			113	113	102	103	101	101	107	107	105	105	104	107	111	112	113	111	113	111	
CHM B539/TER LVI 138-1	LTX	151.8	123	127	111	111	124	122	128	131	103	103	130	129	127	130	106	102	127	126	131	127	131	127	
CRL B501/RLN B521-1	LTX	151.8					114	112					101						101		114	101	114	101	
CRL B501/SGT 138KV-1	LTX	151.8					104	109													109		109		
PAV B620/CDH B629-1	LTX	317.3						102													102		102		
PAV B620/SLU B637-1	LTX	317.3				111	105	103				117	102	103			118	102	103		118	102	118	102	
PGR B509/RET 138KV-1	LTX	151.8									109						104				109		109		
PGR B509/SMT B534-1	LTX	151.8			104						123						117				123		123		
PGR B603/PGR T603-1	TRF	150									101						101				101		101		
PGR B603/PGR T604-2	TRF	150									102						103				103		103		
PGR B603/PGR T6XX-1	TRF	150									101						101				101		101		
PRD B618/FNH-230-1	LTX	317.3	103			101	109	103	102					106	102	104			101	110	101	110	101	110	101
PRD B618/SLU B637-1	LTX	317.3	104				111	101						108	109	104			107		111		111		
SMT B534/SPS B558-1	LTX	151.8									114						108				114		114		
SPS 230KV/SPS T6XX-1	TRF	150			109	105					127	120					124	119			127		127		



Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A	2021						2022						2023						Con Transf	Sin Transf
			EXP		IMP		POR		EXP		IMP		POR		EXP		IMP		POR			
			NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN		
SUY B515/MFL B523-1	LTX	151.8	101	102	102	105	102	104	105	105	110	119	105	105	103	103	107	119	106	111	119	102
SUY-T611-230/138 kV-1	TRF	100	106	112	110	110	106	108	115	113	115	115	110	112	117	115	114	113	111	114		
SUY B612/CDH B629-1	LTX	317.3		101	107	126		108			103	118		103			111	119		103	126	
SUY-T612-230/138 kV-1	TRF	100	110	112	110	111	107	109	116	114	116	116	111	113	123	120	117	117	112	117	123	114
SUY-T613-230/138 kV-1	TRF	100	109	111	109	109	106	107	114	112	115	114	110	112	122	119	116	116	110	116	122	114

Análisis de las sobrecargas con transferencias, en el sistema de Honduras

De las

Tabla 54 y Tabla 55 se concluye lo siguiente:

- 1) **Línea 230 kV Agua-Caliente-Agua Fría (AGC B624/AGF B641-1):** Esta línea se reporta con sobrecarga máxima de 16% ante 39 contingencias en el sistema eléctrico regional, las cuales son principalmente pérdidas de generación, y pérdida de alguna de las interconexiones de Honduras con Guatemala o El Salvador. La sobrecarga se reporta en condiciones de porteo o importación norte-sur. No se reportan sobrecargas en los casos sin transferencia, por lo cual la condición está vinculada a las transferencias o intercambios con el sistema de Honduras; por lo tanto, es necesario proponer una solución para evitar esta sobrecarga, y hacer viable las transferencias de 300 MW a través del sistema de Honduras.
- 2) **Línea 138 kV Bermejo-Las Victorias (BER B507/TER LVI 138-1):** Esta línea se reporta con sobrecarga máxima de 10%, únicamente ante 2 contingencias (líneas 138 kV Bermejo-Merendón y Agua Prieta-San Pedro Sula Sur). La sobrecarga se reporta en condiciones de porteo o exportación norte-sur o sur norte. En los casos Sin transferencia, se reporta una carga máxima de 7%, lo cual indica que la sobrecarga es pre-existente en el sistema de Honduras y que no es sensible a las transferencias de potencia, por lo cual la condición no está vinculada a las transferencias o intercambios con el sistema de Honduras.
- 3) **Línea 138 kV Cañada - Toncontín (CDA B530/TON B535-1):** Esta línea se reporta con sobrecarga ante una sola contingencia (línea 138 kV Suyapa-Miraflores). La sobrecarga se producirá ante cualquier condición y sentido de transferencia, alcanzando una sobrecarga de 16%, mientras que, en los casos sin transferencia, la sobrecarga máxima alcanza 7%, por lo cual se considera que la carga de la línea es sensible a las transferencias de potencia ya sea por intercambio o porteo del área de Honduras, por lo tanto, es necesario proponer una solución para evitar esta



sobrecarga, y hacer viable las transferencias de 300 MW a través del sistema de Honduras.

- 4) **Línea 138 kV Choloma – Agua Prieta (CHM B539/AGP B556-1):** Esta línea se reporta con sobrecarga únicamente ante 3 contingencias (líneas 138 kV Térmica Sultzer-Elcosa, Térmica Sultzer-Masca y San Pedro-Sula- Agua Prieta), alcanzando una sobrecarga de 13%, mientras que en los casos sin transferencia, la sobrecarga máxima alcanza 11%, por lo cual se considera que la carga de la línea no es sensible a las transferencias de potencia, por lo cual la condición no está vinculada a las transferencias o intercambios con el sistema de Honduras.
- 5) **Línea 138 kV Choloma – Las Victorias (CHM B539/TER LVI 138-1):** Esta línea se reporta con sobrecarga sin contingencias, desde los casos sin transferencias. Debido a esto, en los casos con transferencia, la línea presentará sobrecarga ante una gran cantidad de contingencias (172 en total), alcanzando una carga máxima de 31% en los casos Con transferencia; y 27% en los casos Sin transferencias. Por lo anterior, se considera que la sobrecarga de la línea es una condición pre-existente y no es atribuible a las transferencias o intercambios de potencia en el sistema de Honduras.
- 6) **Línea 138 kV Cañaveral-Río Lindo (CRL B501/RLN B521-1):** En los casos con transferencia esta línea se reporta con sobrecarga máxima de 14%, ante la contingencia de alguno de los tramos de línea de 138 kV Comayagua-Comayagua II-Amarateca. La sobrecarga se registra solamente en condiciones de porteo en época de verano de 2021, dejando de reportarse en los años subsecuentes, debido a la reducción del despacho de la central El Cajón, por incorporación de la central El Tornillo. Considerando que la sobrecarga no es persistente, no se propondrán refuerzos de transmisión para evitarla. En su lugar, deberá administrarse el despacho de generación, enfocado en reducir la generación de El Cajón.
- 7) **Línea 138 kV Cañaveral-Siguatepeque (CRL B501/SGT 138KV-1):** En los casos con transferencia esta línea se reporta con sobrecarga máxima de 9%, ante la contingencia de alguno de los tramos de línea de 138 kV Comayagua-Comayagua II-Amarateca. La sobrecarga se registra solamente en condiciones de porteo en época de verano de 2021, dejando de reportarse en los años subsecuentes, debido a la reducción del despacho de la central El Cajón, por incorporación de la central El Tornillo. Considerando que la sobrecarga no es persistente, no se propondrán refuerzos de transmisión para evitarla. En su lugar, deberá administrarse el despacho de generación, enfocado en reducir la generación de la central El Cajón.
- 8) **Línea 230 kV Pavana-Cerro de Hula (PAV B620/CDH B629-1):** En los casos con transferencia esta línea se reporta con sobrecarga máxima de 2%, ante la contingencia de la línea 230 kV Pavana-Agua Caliente. La sobrecarga se registra solamente en condición de porteo sur-norte en época de verano de 2021, dejando



de reportarse en los años subsecuentes, debido a la reducción del despacho de la central Lufusa Térmica por incorporación de la central hidroeléctrica El Tornillo. Considerando que la sobrecarga no es persistente, no se propondrán refuerzos de transmisión para evitarla. En su lugar, deberá administrarse el despacho de generación, enfocado en reducir la generación de la central Lufusa térmica.

- 9) **Línea 230 kV Pavana-Santa Lucía (PAV B620/SLU B637-1):** En los casos con transferencia esta línea se reporta con sobrecarga desde la condición N, antes de aplicar contingencias, por lo cual se reporta un gran número de contingencias (56), aumentando la sobrecarga de la línea. La carga máxima que se registra es de 18%. Es importante mencionar que las sobrecargas se producen principalmente en los casos de importación y porteo sur-norte en el área de Honduras. No se reportan sobrecargas en los casos sin transferencia, por lo cual la condición está vinculada a las transferencias o intercambios con el sistema de Honduras; por lo tanto, es necesario proponer una solución para evitar esta sobrecarga, y hacer viable las transferencias de 300 MW a través del sistema de Honduras.
- 10) **Línea 138 kV Progreso-Retorno (PGR B509/RET 138KV-1):** En los casos con transferencia, esta línea se reporta con sobrecarga máxima de 9%, ante la contingencia de la línea 230 kV San Buenaventura-San Pedro Sula Sur o del transformador 230/138 kV de subestación San Pedro Sula Sur. La sobrecarga se registra solamente en condición de demanda media con importación norte-sur en época de invierno a partir del año 2022. En los casos Sin transferencias, no se presentan sobrecargas en esta línea, por lo cual las sobrecargas reportadas son atribuibles a las transferencias. Debido a esto, es necesario determinar un refuerzo de transmisión para evitar esta sobrecarga, y hacer viable las transferencias de 300 MW a través del sistema de Honduras.
- 11) **Línea 138 kV Progreso-Santa Marta (PGR B509/SMT B534-1):** En los casos con transferencia, esta línea se reporta con sobrecarga máxima de 23%, ante la contingencia de la línea 230 kV San Buenaventura-San Pedro Sula Sur o del transformador 230/138 kV de subestación San Pedro Sula Sur. La sobrecarga se registra solamente en condición de demanda media con importación norte-sur en época de invierno a partir del año 2021. En los casos Sin transferencias, no se presentan sobrecargas en esta línea, por lo cual las sobrecargas son atribuibles a las transferencias. Debido a esto, es necesario determinar un refuerzo de transmisión para evitar esta sobrecarga, y hacer viable las transferencias de 300 MW a través del sistema de Honduras.
- 12) **Transformadores 230/138/13.8 de Subestación Progreso (PGR B603/PGR T603-1, PGR B603/PGR T603-2 y PGR B603/PGR T6XX-1):** Estos transformadores se ven sobrecargados cuando ocurre la contingencia de la línea 230 kV San Buenaventura-



San Pedro Sula Sur o del transformador 230/138 kV de subestación San Pedro Sula Sur. La sobrecarga máxima es de 3%, y se registra solamente en condición de demanda media con importación norte-sur en época de invierno a partir del año 2022. En los casos Sin transferencias, no se presentan sobrecargas en esta línea, por lo cual las sobrecargas son atribuibles a las transferencias. Debido a esto, es necesario determinar un refuerzo de transmisión para evitar esta sobrecarga, y hacer viable las transferencias de 300 MW a través del sistema de Honduras.

- 13) **Línea de interconexión Prado-Frontera Honduras (PRD B618/FNH-230-1):** Esta línea se reporta con sobrecarga ante la contingencia de la línea de interconexión Agua Caliente-Sandino (SIEPAC) o de una unidad de generación de la central Telfers (200 MW). La sobrecarga se producirá ante cualquier condición y sentido de transferencia, alcanzando una sobrecarga máxima de 10%. En los casos sin transferencia no se reporta sobrecarga, por tanto, la condición es atribuible a las transferencias de potencia, por lo cual, es necesario proponer una solución para evitar esta sobrecarga, y hacer viable las transferencias de 300 MW a través del sistema de Honduras.
- 14) **Línea 230 kV Prados-Santa Lucía (PRD B618/SLU B637-1):** Esta línea se reporta con sobrecarga ante la contingencia de la línea de interconexión Agua Caliente-Sandino (SIEPAC) o de una unidad de generación de la central Telfers (200 MW). La sobrecarga se producirá ante condición de exportación o porteo, alcanzando una sobrecarga máxima de 11%. En los casos sin transferencia no se reporta sobrecarga, por tanto, la condición es atribuible a las transferencias de potencia, por lo cual, es necesario proponer una solución para evitar esta sobrecarga, y hacer viable las transferencias de 300 MW a través del sistema de Honduras.
- 15) **Línea 138 kV Santa Marta - San Pedro Sula Sur (SMT B534/SPS B558-1):** En los casos con transferencia, esta línea se reporta con sobrecarga máxima de 14%, ante la contingencia de la línea 230 kV San Buenaventura-San Pedro Sula Sur o del transformador 230/138 kV de subestación San Pedro Sula Sur. La sobrecarga se registra solamente en condición de demanda media con importación norte-sur en época de invierno a partir del año 2022. En los casos Sin transferencias, no se presentan sobrecargas en esta línea, por lo cual las sobrecargas son atribuibles a las transferencias. Debido a esto, es necesario determinar un refuerzo de transmisión para evitar esta sobrecarga, y hacer viable las transferencias de 300 MW a través del sistema de Honduras.
- 16) **Transformador 230/138 kV de subestación San Pedro Sula Sur:** En los casos con transferencia, este transformador presenta con sobrecarga desde la condición N del sistema (antes de contingencias), llegando a ser la misma de hasta 21%. Bajo contingencias la sobrecarga alcanza a ser de 27%, y se registra en los escenarios de



importación, bajo las tres condiciones de demanda, en época de invierno y verano a partir del año 2021. En los casos Sin transferencias, no se presentan sobrecargas en este transformador, por lo cual las sobrecargas son atribuibles a las transferencias y se requiere determinar un refuerzo de transmisión para evitar esta sobrecarga, y hacer viable las transferencias de 300 MW a través del sistema de Honduras.

- 17) **Línea 138 kV Suyapa-Miraflores (SUY B515/MFL B523-1):** Esta línea se reporta con sobrecarga al ocurrir la contingencia de la línea de 138 kV Cañada-Toncontín o la contingencia del transformador 230/138 kV de subestación Toncontín. Con transferencias, la máxima sobrecarga de la línea es de 19%, mientras que, en los casos sin transferencia, la máxima sobrecarga que se alcanza es de 2%, por lo tanto, la carga de la línea es sensible a las transferencias de potencia por intercambio o porteo a través del sistema de Honduras; por lo tanto, se requiere determinar un refuerzo de transmisión para evitar esta sobrecarga, y hacer viable las transferencias de 300 MW a través del sistema de Honduras.
- 18) **Línea 230 kV Suyapa-Cerro de Hula (SUY B612/CDH B629-1):** En los casos con transferencia, esta línea se ve afectada con sobrecarga por 16 contingencias, reportándose una sobrecarga máxima de 26%. En los casos Sin transferencias, no se presentan sobrecargas en este transformador, por lo cual las sobrecargas son atribuibles a las transferencias y se requiere determinar un refuerzo de transmisión para evitar esta sobrecarga, y hacer viable las transferencias de 300 MW a través del sistema de Honduras.
- 19) **Transformadores 230/138/13.8 kV de subestación Suyapa (SUY -T611-230/138 kV-1, SUY-T612-230/138 kV-1 y SUY-T613-230/138 kV-1):** En los casos con transferencias, estos tres transformadores se reportan con sobrecarga ante la contingencia de uno de los tres equipos que operan en paralelo (dos trafos de 3 devanados y uno de 2 devanados), también se ven con sobrecarga ante la contingencia del transformador 230/138 kV de subestación Toncontín, o la contingencia del transformador 230/138 kV de subestación Amarateca. También la salida de la línea Santa Fe-Amarateca, provocará sobrecarga en los transformadores de subestación Suyapa. La sobrecarga máxima que alcanzan estos transformadores es de 23%. En los casos Sin transferencia, la sobrecarga máxima que se alcanza es de 14%, por lo tanto, la carga de los transformadores de subestación Suyapa, es sensible a las transferencias de potencia por intercambio o porteo a través del sistema de Honduras y se requiere determinar un refuerzo de transmisión para evitar esta sobrecarga, y hacer viable las transferencias de 300 MW a través del sistema de Honduras.



Conclusiones del diagnóstico de sobrecargas en el sistema de transmisión de Honduras:

- 1) Se identifican 23 elementos de transmisión que presentan sobrecarga en la red del sistema eléctrico de Honduras.
- 2) De los elementos que se reportan con sobrecarga, en 6 elementos la sobrecarga es pre-existente, no sensible a las transferencias o bien, la sobrecarga solo aparece en unos escenarios y luego deja de ocurrir en escenarios futuros. La sobrecarga de estos elementos no será considerada en la estrategia de refuerzos de transmisión. A continuación se resume la lista de estos 6 elementos:
 - a. **Línea 138 kV Bermejo-Las Victorias:** Sobrecarga pre-existente, no sensible a las transferencias.
 - b. **Línea 138 kV Choloma – Agua Prieta:** Sobrecarga pre-existente, no sensible a las transferencias.
 - c. **Línea 138 kV Choloma – Las Victorias:** Sobrecarga pre-existente, no sensible a las transferencias.
 - d. **Línea 138 kV Cañaveral-Río Lindo:** Sobrecarga no persiste. Solo se presenta en 2021.
 - e. **Línea 138 kV Cañaveral-Siguatepeque:** Sobrecarga no persiste. Solo se presenta en 2021.
 - f. **Línea 230 kV Pavana-Cerro de Hula:** Sobrecarga no persiste. Solo se presenta en 2021.
- 3) Los siguientes elementos de transmisión de Honduras, se reportan con sobrecargas que son atribuibles o sensibles a las transferencias de 300 MW, y se requiere determinar soluciones para evitarlas:
 1. Línea 230 kV Agua-Caliente-Agua Fría (AGC B624/AGF B641-1)
 2. Línea 138 kV Cañada – Toncontín (CDA B530/TON B535-1)
 3. Línea 230 kV Pavana-Santa Lucía (PAV B620/SLU B637-1)
 4. Línea 138 kV Progreso-Retorno (PGR B509/RET 138KV-1)
 5. Línea 138 kV Progreso-Santa Marta (PGR B509/SMT B534-1)
 6. Transformadores 230/138/13.8 kV de Subestación Progreso (PGR B603/PGR T603-1, PGR B603/PGR T603-2 y PGR B603/PGR T6XX-1)
 7. Línea 230 kV Prados-Santa Lucía (PRD B618/SLU B637-1)
 8. Línea 138 kV Santa Marta - San Pedro Sula Sur (SMT B534/SPS B558-1)
 9. Transformador 230/138 kV de subestación San Pedro Sula Sur.
 10. Línea 138 kV Suyapa-Miraflores (SUY B515/MFL B523-1)
 11. Línea 230 kV Suyapa-Cerro de Hula (SUY B612/CDH B629-1)
 12. Transformadores 230/138/13.8 kV de subestación Suyapa (SUY -T611-230/138 kV-1, SUY-T612-230/138 kV-1 y SUY-T613-230/138 kV-1)
 13. Línea de interconexión Prado-Frontera Honduras (PRD B618/FNH-230-1)

Como resultado del presente estudio, deberán determinarse los refuerzos de transmisión que eviten que se produzcan las sobrecargas de los elementos trece (13) elementos detallados, para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño ante contingencias simples, para hacer viable el porteo, importación y exportación de 300 MW a través del sistema de transmisión de Costa Rica.

En la Tabla 56 se presenta el resumen del diagnóstico de las sobrecargas en la red de transmisión de Honduras, identificando las que son atribuibles a las transferencias de 300 MW a través de este sistema.



Tabla 56. Resumen del diagnóstico de sobrecargas en el sistema de Honduras identificando los escenarios en los cuales se reporta condición de sobrecarga

No.	Elemento con Sobrecarga	2021						2022						2023						Atribuible a transferencias	Observación
		EXP		IMP		POR		EXP		IMP		POR		EXP		IMP		POR			
		NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN		
1	AGC B624/AGF B641-1					✓				✓		✓				✓		✓		Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.
2	CDA B530/TON B535-1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Si	Sobrecarga sensible a las transferencias.
3	PAV B620/SLU B637-1				✓	✓	✓			✓	✓	✓				✓	✓	✓		Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.
4	PGR B509/RET 138KV-1									✓						✓				Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.
5	PGR B509/SMT B534-1				✓					✓						✓				Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.
6	PGR B603/PGR T603-1									✓						✓				Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.
7	PGR B603/PGR T604-2									✓						✓				Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.
8	PGR B603/PGR T6XX-1									✓						✓				Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.
9	PRD B618/FNH-230-1	✓			✓	✓	✓	✓				✓	✓	✓			✓	✓	✓	Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.
10	PRD B618/SLU B637-1	✓				✓	✓					✓	✓	✓				✓		Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.
11	SMT B534/SPS B558-1									✓						✓				Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.
12	SPS 230KV/SPS T6XX-1			✓	✓					✓	✓					✓	✓			Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.
13	SUY B515/MFL B523-1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Si	Sobrecarga sensible a las transferencias.
14	SUY -T611-230/138 kV-1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.
15	SUY B612/CDH B629-1		✓	✓	✓		✓			✓	✓		✓			✓	✓		✓	Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.
16	SUY-T612-230/138 kV-1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.
17	SUY-T613-230/138 kV-1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.
18	BER B507/TER LVI 138-1	✓	✓			✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓			✓	✓	No	Sobrecarga pre-existente, no sensible a las transferencias.



No.	Elemento con Sobrecarga	2021						2022						2023						Atribuible a transferencias	Observación
		EXP		IMP		POR		EXP		IMP		POR		EXP		IMP		POR			
		NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN		
19	CHM B539/AGP B556-1	✓	✓			✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	No	Sobrecarga pre-existente, no sensible a las transferencias.
20	CHM B539/TER LVI 138-1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	No	Sobrecarga pre-existente, no sensible a las transferencias.
21	CRL B501/RLN B521-1					✓	✓					✓						✓		No	Sobrecarga no persiste. Solo se presenta en 2021.
22	CRL B501/SGT 138KV-1					✓	✓													No	Sobrecarga no persiste. Solo se presenta en 2021.
23	PAV B620/CDH B629-1						✓													No	Sobrecarga no persiste. Solo se presenta en 2021.

Proyectos candidatos para resolver los Problemas de sobrecarga en el sistema de Honduras

De los análisis presentados en las secciones anteriores, se determinó que existen elementos en el sistema de transmisión de Honduras, cuya incidencia de sobrecarga es atribuible a las transferencias. En la Tabla 57 se detallan dichos elementos de transmisión, indicándose la máxima sobrecarga reportada para cada año del horizonte de estudio.

Tabla 57. Elementos de transmisión del sistema eléctrico de Honduras, con sobrecargas atribuibles a las transferencias.

Elemento	KV	Tipo	RATE A/A	2021	2022	2023	Máx Sobrecarga (%)
AGC B624/AGF B641-1	230	LTX	317.3	110	113	116	116
CDA B530/TON B535-1	115	LTX	151.8	115	116	112	116
PAV B620/SLU B637-1	230	LTX	317.3	111	117	118	118
PGR B509/RET 138KV-1	138	LTX	151.8		109	104	109
PGR B509/SMT B534-1	138	LTX	151.8	104	123	117	123
PGR B603/PGR T603-1	230/138	TRF	150		101	101	101
PGR B603/PGR T604-2	230/138	TRF	150		102	103	103
PGR B603/PGR T6XX-1	230/138	TRF	150		101	101	101
PRD B618/FNH-230-1	230	LTX	317.3	109	106	110	110
PRD B618/SLU B637-1	230	LTX	317.3	111	109	107	111
SMT B534/SPS B558-1	138	LTX	151.8		114	108	114
SPS 230KV/SPS T6XX-1	230/138	TRF	150	109	127	124	127
SUY B515/MFL B523-1	138	LTX	151.8	105	119	119	119
SUY -T611-230/138 kV-1	230/138	TRF	100	112	115	117	117
SUY B612/CDH B629-1	230	LTX	317.3	126	118	119	126
SUY-T612-230/138 kV-1	230/138	TRF	100	112	116	123	123
SUY-T613-230/138 kV-1	230/138	TRF	100	111	115	122	122

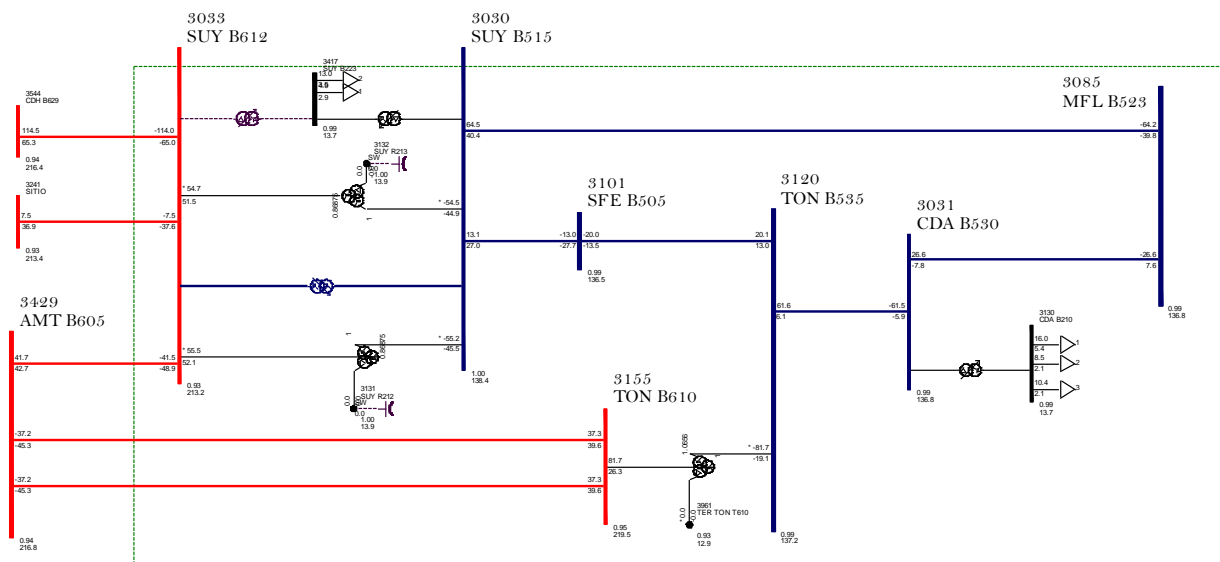
En la tabla anterior, se incluye el reporte de sobrecarga del tramo de interconexión Prado – Frontera (PRD B618/FNH-230-1), entre Honduras y Nicaragua, la cual se reporta con sobrecarga máxima de 10%.

Análisis de solución a la sobrecarga de los transformadores de subestación Suyapa.

La subestación Suyapa, actualmente cuenta con tres (3) transformadores de 230/138 KV, cada uno de 100 MVA de capacidad. Las simulaciones realizadas, demuestran que, a partir del 2021, dichos transformadores se verán con una sobrecarga máxima de 23%, relacionado a las transferencias. Los análisis realizados por el EOR, indican en la condición de mayor sobrecarga, que los transformadores realizan una alta transferencia de flujos de potencia reactiva de 230 kV hacia el subsistema de 138 kV, llegando a ser esta transferencia de hasta 180 MVar.

Un aspecto relevante de la topología del sistema de transmisión, que fue tomada en cuenta en los análisis, es que, la subestación Toncontín y la subestación Suyapa, forman un anillo por el subsistema de 138 KV, a través del cual se alimentan las subestaciones Santa Fe, Cañada y Miraflores, tal como se ilustra en el siguiente Diagrama.

Diagrama 1. Anillo Suyapa-Toncontín 230KV-138 KV



En la siguiente tabla se resume las máximas sobrecargas de los transformadores 230/138 KV de SE Suyapa.

Elemento	ID	RATE A/A	Contingencia	2021	2022	2023
SUY B515/SUY B612-1	1	100	OVRLOD 3033-3030-3131(1)	112	115	117
			OVRLOD 3033-3030-3132(1)	111	115	117
			OVRLOD 3155-3120-3961(1)	108	111	114
			OVRLOD 3429-3427-3428(1)	101	106	105
SUY B612/SUY T612-1	1	100	OVRLOD 3030-3033(1)	112	116	121
			OVRLOD 3033-3030-3132(1)	112	116	123
			OVRLOD 3101-3427(1)			101
			OVRLOD 3155-3120-3961(1)	109	112	115
SUY B612/SUY T613-1	1	100	OVRLOD 3429-3427-3428(1)	102	107	106
			OVRLOD 3030-3033(1)	111	114	120
			OVRLOD 3033-3030-3131(1)	111	115	122
			OVRLOD 3155-3120-3961(1)	108	111	114
			OVRLOD 3429-3427-3428(1)	101	105	105

Las contingencias que afectan con sobrecarga los transformadores, son las siguientes:

- Salida de uno de los 3 transformadores de Suyapa (OVRLOD 3033-3030-3131(1))

- Salida del transformador 230/138 de subestación Toncontín (OVRLOD 3155-3120-3961(1))
- Salida del transformador 230/138 de subestación Amaratéca (OVRLOD 3429-3427-3428(1))

Asimismo, se identifican las siguientes condiciones desfavorables para el sistema:

- No se obtiene convergencia ante la contingencia de uno de los transformadores en algunos escenarios de demanda.
- La salida de la línea Suyapa-Miraflores resulta no convergente.

Debido a las características antes descritas, y a que la causa de la sobrecarga está relacionada al flujo de potencia reactiva a través de los transformadores, se evaluó como solución, la instalación de compensación capacitiva en los siguientes nodos del sistema de transmisión de Honduras, los cuales reciben flujo de potencia reactiva a través de los transformadores de subestación Suyapa:

No.	Nodo	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)
1	GMC B437_Cap	69	20
2	MFL B523_Cap	138	30
3	SFE B505_Cap	138	30
4	TON B535_Cap	138	20
5	SUY B515_Cap	138	30
6	LNZ 138KV_Cap	138	20

Para evitar las sobrecargas atribuibles a las transferencias, identificadas en el sistema de transmisión de Honduras, se evaluaron los elementos candidatos para reforzar la red de transmisión, cuyos parámetros principales para la modelación, se presentan en las siguientes tablas:

Tabla 58. Proyectos de líneas de transmisión candidatos para evitar sobrecargas atribuibles a las transferencias en el sistema de Honduras.

Tipo	Año	From - To Bus Number	From-To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Length
Nueva Línea	2021	3034-3553	PAV B620-SLU B637	2	0.002641	0.017325	317	317	349	19.06
Nueva Línea	2021	3033-3544	SUY B612-CDH B629	2	0.002424	0.015907	317	317	349	17.5
Nueva Línea	2021	3301-3592	AGC B624 -AGF B641	2	0.003188	0.020212	317	317	349	28.28
Nueva Línea	2021	3257-3300	SPS 230KV-SBV B609	2	0.006169	0.03269	405.1	405.1	445.6	46

Tabla 59. Transformadores de 3 devanados candidatos Proyectos candidatos de líneas de transmisión para evitar sobrecargas atribuibles a las transferencias en el sistema de Honduras.

Solución	Año	From Bus	From Bus Name	To Bus	To Bus Name	Id	Name	W1-2 X (pu)	W2-3 X (pu)	W3-1 X (pu)	Winding 1-2 MVA Base	Winding 2-3 MVA Base	Winding 3-1 MVA Base
Nuevo	2021	3257	SPS 230KV	3203	SPS B558	2	T-SPPS-2	0.087727	0.12	0.2198	150	50	50
Nuevo	2021	3257	SPS 230KV	3203	SPS B558	3	T-SPPS-3	0.087727	0.12	0.2198	150	50	50

Tabla 60. Compensación reactiva candidata para evitar sobrecarga de los transformadores 230/138 kV de subestación Suyapa, atribuibles a las transferencias en el sistema de Honduras.

No.	Nodo	Tensión (kV)	Capacidad (MVar)
1	GMC B437_Cap	69	20
2	MFL B523_Cap	138	30
3	SFE B505_Cap	138	30
4	TON B535_Cap	138	20
5	SUY B515_Cap	138	30
6	LNZ 138KV_Cap	138	20

Asimismo, debido a la sobrecarga de la línea de Interconexión Prado – León I, con un valor máximo de 10%, se considera evaluar como solución, la incorporación de una línea de interconexión adicional entre las subestaciones Agua Caliente-Sandino, la cual se describe a continuación.

Tabla 61. Líneas de transmisión candidata para evitar sobrecargas atribuibles a las transferencias en el sistema de Honduras.

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Length
Nueva Línea	2021	4016	FHS-230-2	4402	SND-230	1	0.01320	0.10713	0.20981	374	374	392	116.7
Nueva Línea	2021	3301	AGC B624	4016	FHS-230-2	1	0.007489	0.06077	0.11902	374	374	392	66.2

Evaluación del cumplimiento de los CCSD considerando la operación de los refuerzos candidatos en el sistema de Honduras.

A efectos de evaluar la efectividad para el cumplimiento de los CCSD, de los proyectos candidatos, se realizaron simulaciones de flujo de carga en condición de red completa y ante contingencias simples en el SER, considerando la incorporación de los refuerzos de transmisión.

En la siguiente tabla se presenta el reporte de sobrecargas máximas por año, en elementos del sistema de transmisión de Honduras, ante contingencias simples, considerando la incorporación de los refuerzos candidatos.

Tabla 62. Sobrecargas resultantes ante contingencias, considerando la incorporación de los refuerzos de transmisión en el sistema de Honduras

Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A	2021	2022	2023
BER B507/TER LVI 138-1	Linea	151.8	104		
CHM B539/AGP B556-1	Linea	151.8	108	102	105
CHM B539/TER LVI 138-1	Linea	151.8	127	125	125

Resultado de las simulaciones, en la Tabla 62, se reporta con sobrecarga las líneas: Bermejo-Las Victorias (BER B507/TER LVI 138-1), Choloma – Agua Prieta (CHM B539/AGP B556-1) y Choloma Las Victorias (CHM B539/TER LVI 138-1), las cuales presentan sobrecarga desde los casos sin transferencia.

Con base a lo anterior, se concluye que los refuerzos de transmisión evaluados para el sistema de Honduras, son efectivos para evitar las sobrecargas que se producen ante contingencias simple, que son atribuibles a las transferencias, permitiendo el cumplimiento de los Criterios de Calidad y Seguridad establecidos en el RMER para contingencias simples.

Análisis de ampliaciones alternativas de transmisión para solucionar sobrecargas

En reunión del EOR con el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET), llevada a cabo el 27 de julio de 2017, el Operador de Sistema y de Mercado (OS/OM) de Honduras, solicitó al EOR realizar un análisis de sensibilidad considerando la Subestación Progreso solamente con dos transformadores 230/138 KV de 150 MVA en servicio, en lugar de los tres equipos que están previstos a estar en operación.

La sensibilidad solicitada por el OS/OM de Honduras, tiene por objetivo, analizar la conveniencia técnica de que el tercer transformador previsto para la subestación progreso, pudiese ser asignado a instalarse en subestación San Pedro Sula Sur, considerando el cumplimiento de los CCSD. El análisis técnico realizado por el EOR, considera lo siguiente:

1. Subestación Progreso: Dos transformadores 230/138 KV de 150 MVA en servicio.
2. Subestación San Pedro Sula Sur: Tres transformadores 230/138 KV de 150 MVA en servicio, conforme al requerimiento determinado en los análisis previos.
3. Resto de refuerzos de transmisión determinados en los análisis previos, en servicio.

Resultados del análisis de sensibilidad

El EOR realizó el análisis de contingencias simples en escenarios con transferencias entre par de países en los cuales se identificaron problemas de sobrecargas de los transformadores de las subestaciones Progreso y San Pedro Sula Sur, considerando lo solicitado por el OS/OM de Honduras y la propuesta de refuerzos identificada por el EOR en su Estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo. Los resultados se muestran en la siguiente tabla.



Elemento	Tipo	RATE A/A	Contingencia	Año		2021		2022		2023		Sobrecargas Máximas (%)	
				INV	VER	INV	VER	INV	VER	Prop. OS/OM	Prop. EOR		
PGR B603/PGR T603-1	TX	150	OVRLOD 3095-3038-3978(2)	-	-	-	128	-	120	128	-		
PGR B603/PGR T604-2	TX	150	OVRLOD 3095-3038-3979(1)	-	-	-	129	-	121	129	-		
SPS 230KV/SPS T6XX-1	TX	150	NT_OVRLOD 3257-3203-3041(2)	-	-	107	103	105	-	107	101		
			NT_OVRLOD 3257-3203-3194(3)	-	-	107	103	105	-	107	101		
SPS 230KV/T-SPPS-2-2	TX	150	NT_OVRLOD 3257-3203-3194(3)	-	-	107	103	105	-	107	101		
			OVRLOD 3257-3203-3956(1)	-	-	107	103	105	-	107	101		
SPS 230KV/T-SPPS-3-3	TX	150	NT_OVRLOD 3257-3203-3041(2)	-	-	107	103	105	-	107	101		
			OVRLOD 3257-3203-3956(1)	-	-	107	103	105	-	107	101		

Las conclusiones del análisis, son las siguientes:

- Considerando solamente dos transformadores en la subestación Progreso, se producirán sobrecargas de los transformadores 230/138 kV de Progreso ante la contingencia simple de cualquiera de ellos. Asimismo, la contingencia de uno de los transformadores de 230/138 kV de la subestación San Pedro Sula Sur provocará que los otros dos transformadores de la misma subestación, se sobrecarguen hasta 107% de su capacidad.
- Por lo tanto, se requiere mantener la configuración original, con tres transformadores 230/138 kV 150 MVA en la subestación Progreso, considerando tres transformadores 230/138 kV de 150 MVA, operando en paralelo en la Subestación San Pedro Sula Sur.



Análisis para determinar los requerimientos de compensación reactiva en el sistema de Honduras

Determinación de compensación reactiva para eliminar las violaciones de voltaje atribuibles a las transferencias

Violaciones de Tensión Pre-existentes, sin Transferencias

Para los casos base, sin transferencias, en la

Tabla 63 se presenta la lista de nodos con tensión de operación igual o mayor a 138 kV en el sistema de Honduras, con voltajes post-contingencia fuera del intervalo [0.90, 1.10] p.u, lo cual representa violación a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.

Tabla 63. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de Honduras – Casos Sin Transferencias

Código Nodo	Nombre Nodo	kV	2021				2022				2023			
			INV		VER		INV		VER		INV		VER	
			Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)
3029	CRL B501	138	0.89	0.9	0.85	0.88	0.82	0.87	0.85	0.89	0.82	0.87	0.87	0.89
3030	SUY B515	138	0.87	0.87	0.89	0.89	-	-	0.87	0.89	-	-	0.9	0.9
3031	CDA B530	138	0.87	0.87	0.88	0.88	-	-	0.86	0.88	-	-	0.89	0.89
3032	CJN B601	230	-	-	0.89	0.9	-	-	-	-	-	-	-	-
3033	SUY B612	230	0.82	0.9	0.86	0.9	0.87	0.9	0.81	0.9	0.86	0.9	0.87	0.9
3060	CYG B536	138	0.74	0.88	0.69	0.9	0.77	0.88	0.68	0.89	0.77	0.88	0.69	0.9
3072	LNZ 138KV	138	0.86	0.89	0.88	0.88	-	-	0.85	0.9	-	-	0.88	0.9
3085	MFL B523	138	0.86	0.9	0.88	0.88	-	-	0.86	0.88	-	-	0.88	0.88
3091	PAZ B525	138	0.75	0.88	0.71	0.9	0.77	0.9	0.7	0.89	0.78	0.9	0.71	0.89
3095	PGR B603	230	0.88	0.9	0.87	0.9	-	-	0.87	0.9	0.89	0.9	0.89	0.9
3098	RLN B521	138	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9	-	-	-	-
3101	SFE B505	138	0.87	0.87	0.89	0.89	-	-	0.86	0.89	-	-	0.89	0.89
3103	SGT 138KV	138	0.78	0.9	0.74	0.9	0.8	0.9	0.74	0.9	0.81	0.9	0.75	0.88
3120	TON B535	138	0.88	0.88	0.89	0.89	-	-	0.87	0.89	-	-	0.9	0.9
3123	VNU B520	138	0.89	0.89	0.85	0.88	0.89	0.9	0.83	0.86	0.9	0.9	0.86	0.88
3155	TON B610	230	0.87	0.89	0.88	0.88	-	-	0.86	0.9	-	-	0.88	0.89
3180	CAR B540	138	-	-	0.89	0.89	-	-	0.87	0.9	-	-	0.9	0.9
3239	CERRO GRANDE	230	0.83	0.9	0.87	0.9	0.88	0.9	0.83	0.9	0.87	0.9	0.84	0.9
3241	SITIO	230	0.82	0.9	0.86	0.9	0.87	0.9	0.82	0.9	0.86	0.9	0.83	0.9
3257	SPS 230KV	230	0.86	0.9	0.85	0.9	0.85	0.88	0.82	0.9	0.85	0.87	0.84	0.9
3294	COMAYAGUA II	138	0.74	0.88	0.7	0.89	0.77	0.89	0.69	0.9	0.77	0.89	0.7	0.89
3300	SBV B609	230	-	-	0.88	0.9	-	-	-	-	-	-	-	-
3427	AMT B541	138	0.9	0.9	-	-	-	-	0.89	0.89	-	-	-	-
3429	AMT B605	230	0.85	0.89	0.85	0.9	0.89	0.89	0.85	0.9	0.89	0.9	0.86	0.9
3544	CDH B629	230	0.85	0.9	0.82	0.9	0.88	0.9	0.86	0.9	0.87	0.89	0.84	0.89
3550	VEG B607	230	-	-	0.86	0.9	-	-	0.89	0.9	-	-	-	-
3551	VEG B606	230	-	-	0.86	0.9	-	-	0.89	0.9	-	-	-	-
3577	CKP B576	138	-	-	0.89	0.89	-	-	0.87	0.9	-	-	0.9	0.9

De la tabla anterior se observa que en Honduras se presentan violaciones de tensión ante contingencias, en 28 nodos del sistema de transmisión, presentándose valores críticos menores a 0.85 pu.



Violaciones de tensión con transferencias, sin refuerzos para eliminar sobrecargas

Para los casos con transferencia, en la Tabla 64 se presenta la lista de nodos con tensión de operación igual o mayor a 138 kV en el sistema de Honduras, con voltajes post-contingencia fuera del intervalo [0.90, 1.10] p.u, lo cual representa violación a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.

Los voltajes mostrados en la Tabla 64, corresponden a los obtenidos de las simulaciones de los casos sin considerar refuerzos de transmisión para eliminar las sobrecargas atribuibles a las transferencias. Asimismo, para comparación, en la última columna se muestra el voltaje mínimo reportado para el mismo nodo, en los casos Sin transferencias.

Tabla 64. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de Honduras, Casos con transferencias, sin refuerzos para evitar sobrecargas

Código Nodo	Nombre Nodo	Año Estación kV	2021				2022				2023				Volt. Min. Sin Transferencias (pu)
			INV		VER		INV		VER		INV		VER		
			Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	
3029	CRL B501	138	0.84	0.9	0.81	0.9	0.82	0.89	0.8	0.9	0.82	0.9	0.83	0.9	0.82
3030	SUY B515	138	0.87	0.9	0.85	0.9	0.86	0.9	0.85	0.9	0.84	0.9	0.81	0.9	0.87
3031	CDA B530	138	0.86	0.9	0.84	0.9	0.84	0.9	0.84	0.9	0.83	0.9	0.83	0.9	0.86
3032	CJN B601	230	0.84	0.9	0.86	0.9	0.87	0.9	0.87	0.9	0.85	0.9	0.87	0.9	0.89
3033	SUY B612	230	0.83	0.9	0.81	0.9	0.85	0.9	0.82	0.89	0.84	0.9	0.82	0.9	0.81
3034	PAV B620	230	0.88	0.9	0.89	0.9	0.88	0.9	0.89	0.9	0.88	0.9	0.87	0.9	#N/A
3037	BER B507	138					0.89	0.89			0.89	0.9			#N/A
3045	BVI B528	138	0.9	0.9	0.9	0.9	0.88	0.9			0.89	0.89			#N/A
3052	CIR B537	138	0.9	0.9	0.9	0.9	0.88	0.9			0.89	0.89			#N/A
3060	CYG B536	138	0.71	0.9	0.55	0.9	0.76	0.9	0.66	0.9	0.75	0.9	0.69	0.9	0.68
3072	LNZ 138KV	138	0.85	0.9	0.84	0.9	0.84	0.9	0.84	0.9	0.82	0.9	0.82	0.9	0.85
3078	LPT B503	138	0.9	0.9			0.88	0.9			0.89	0.89			#N/A
3079	LSL B628	230	0.88	0.9	0.89	0.9	0.88	0.9	0.89	0.9	0.88	0.9	0.87	0.9	#N/A
3080	LUV B621	230	0.88	0.9	0.89	0.9	0.88	0.9	0.89	0.9	0.88	0.9	0.87	0.9	#N/A
3085	MFL B523	138	0.86	0.9	0.84	0.9	0.85	0.9	0.84	0.9	0.83	0.9	0.83	0.9	0.86
3091	PAZ B525	138	0.73	0.9	0.56	0.9	0.77	0.9	0.67	0.9	0.76	0.9	0.71	0.9	0.7
3095	PGR B603	230	0.85	0.9	0.82	0.9	0.83	0.9	0.84	0.89	0.85	0.9	0.85	0.9	0.87
3098	RLN B521	138			0.84	0.9			0.89	0.9					0.9
3101	SFE B505	138	0.86	0.9	0.85	0.9	0.85	0.9	0.85	0.9	0.83	0.9	0.83	0.9	0.86
3103	SGT 138KV	138	0.76	0.9	0.62	0.9	0.8	0.9	0.72	0.9	0.79	0.9	0.74	0.9	0.74
3108	SMT B534	138					0.9	0.9							#N/A
3120	TON B535	138	0.87	0.9	0.85	0.9	0.85	0.9	0.84	0.9	0.84	0.9	0.83	0.9	0.87
3123	VNU B520	138	0.85	0.9	0.81	0.9	0.87	0.9	0.82	0.86	0.85	0.9	0.84	0.88	0.83
3155	TON B610	230	0.84	0.9	0.84	0.9	0.84	0.9	0.84	0.9	0.8	0.9	0.85	0.9	0.86
3160	RET 138KV	138	0.9	0.9	0.9	0.9	0.88	0.9			0.89	0.89			#N/A
3179	TER LVI 138	138			0.89	0.89									#N/A
3180	CAR B540	138	0.89	0.89	0.85	0.89	0.9	0.9	0.86	0.89	0.88	0.88	0.88	0.9	0.87
3183	LEC B619	230	0.86	0.9	0.85	0.9	0.89	0.9	0.87	0.9	0.88	0.9	0.89	0.9	#N/A
3185	NCO B564	138	0.9	0.9			0.88	0.9			0.89	0.89			#N/A
3190	F-SNC-PAN	230	0.88	0.9	0.86	0.9	0.89	0.89	0.88	0.9	0.9	0.9			#N/A
3191	EL CENTRO	138	0.9	0.9	0.9	0.9	0.88	0.9			0.89	0.89			#N/A
3203	SPS B558	138					0.89	0.89			0.9	0.9			#N/A
3211	NNC B639	230											0.89	0.9	#N/A
3239	CERRO GRANDE	230	0.84	0.9	0.82	0.9	0.85	0.9	0.83	0.89	0.85	0.9	0.82	0.9	0.83
3241	SITIO	230	0.83	0.9	0.81	0.9	0.85	0.9	0.83	0.89	0.84	0.9	0.82	0.9	0.82
3257	SPS 230KV	230	0.85	0.9	0.83	0.9	0.84	0.9	0.83	0.9	0.85	0.9	0.84	0.9	0.82
3267	EL TORNILLO	230					0.88	0.9	0.88	0.9	0.85	0.9	0.88	0.9	#N/A
3276	ALTIA	138	0.9	0.9	0.9	0.9	0.88	0.9			0.89	0.9			#N/A
3294	COMAYAGUA II	138	0.72	0.9	0.55	0.9	0.76	0.9	0.67	0.9	0.75	0.9	0.7	0.9	0.69
3300	SBV B609	230	0.88	0.9	0.85	0.9	0.87	0.9	0.87	0.9	0.85	0.9	0.87	0.9	0.88
3301	AGC B624	230	0.9	0.9	0.89	0.9	0.88	0.9	0.89	0.9	0.88	0.9	0.87	0.9	#N/A
3310	PRD B618	230			0.9	0.9	0.9	0.9					0.89	0.89	#N/A



Código Nodo	Nombre Nodo	Año	Estación	kV	2021		2022				2023				Volt. Min. Sin Transferencias (pu)		
					INV		VER		INV		VER		INV			VER	
					Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)	Min (pu)	Máx (pu)		Min (pu)	Máx (pu)
3355	LUT B622	230		0.9	0.9	0.89	0.9	0.88	0.9	0.89	0.9	0.88	0.9	0.87	0.9	#N/A	
3427	AMT B541	138		0.85	0.9	0.87	0.9	0.89	0.89	0.88	0.9	0.86	0.9	0.84	0.9	0.89	
3429	AMT B605	230		0.86	0.9	0.83	0.9	0.84	0.9	0.84	0.9	0.86	0.9	0.84	0.9	0.85	
3544	CDH B629	230		0.86	0.9	0.83	0.9	0.82	0.9	0.81	0.9	0.85	0.9	0.83	0.9	0.82	
3550	VEG B607	230		0.86	0.9	0.86	0.9	0.86	0.9	0.86	0.9	0.84	0.9	0.85	0.9	0.86	
3551	VEG B606	230		0.86	0.9	0.86	0.9	0.86	0.9	0.86	0.9	0.84	0.9	0.85	0.9	0.86	
3553	SLU B637	230		0.9	0.9	0.89	0.89	0.89	0.89			0.9	0.9	0.88	0.9	#N/A	
3554	EBI B635	230				0.9	0.9	0.9	0.9					0.89	0.9	#N/A	
3577	CKP B576	138		0.89	0.89	0.85	0.89	0.9	0.9	0.86	0.89	0.88	0.88	0.88	0.9	0.87	
3592	AGF B641	230						0.9	0.9			0.88	0.88	0.89	0.9	#N/A	
30001	T43 CJN	230		0.86	0.9	0.86	0.9	0.87	0.9	0.87	0.9	0.85	0.9	0.87	0.9	#N/A	
30002	T43 AMT	230		0.87	0.9	0.85	0.9	0.87	0.9	0.87	0.9	0.84	0.9	0.82	0.9	#N/A	

En la Tabla 64 se observa que, al simular las transferencias en el sistema eléctrico de Honduras, se incrementa la cantidad de nodos con violación de voltaje, pasando de 28 nodos en los casos **Sin Transferencia**, a 54 nodos en los casos **Con Transferencias**.

Violaciones de tensión con transferencias, considerando en servicio los refuerzos para eliminar sobrecargas

La incorporación de refuerzos de transmisión para eliminar las sobrecargas atribuibles a las transferencias, tienen un efecto importante en los perfiles de voltaje de los nodos, por lo cual, al considerar la incorporación de estos refuerzos, la cantidad de nodos con violación de voltaje en los casos con transferencias, pasa de 54, a solamente 18 nodos en los mismos casos con transferencia, pero considerado en operación, los refuerzos de transmisión identificados para eliminar las sobrecargas.

En la Tabla 65 se presenta, para los casos con transferencia, la lista de nodos con tensión de operación igual o mayor a 138 kV en el sistema de Honduras, con voltajes post-contingencia fuera del intervalo [0.90, 1.10] p.u, considerando en servicio las ampliaciones (refuerzos) de transmisión para evitar las sobrecargas atribuibles a las transferencias. En la tabla se comparan los voltajes mínimos reportados para las condiciones con transferencia y sin transferencia.

Tabla 65. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de Honduras Casos Con Transferencias, considerando las ampliaciones de transmisión para eliminar sobrecargas relacionadas a las transferencias

Código Nodo	Nombre Nodo	Año	kV	2021			2022			2023			Con Transf	Sin Transf	ΔV
				EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	Min (pu)	Min (pu)	
3029	CRL B501	138	0.88	0.88	0.86	0.89	0.87	0.87	0.89	0.87	0.87	0.86	0.82	0.04	
3032	CJN B601	230		0.89	0.9							0.89	0.89	0	
3033	SUY B612	230		0.9	0.9		0.89					0.89	0.81	0.08	
3060	CYG B536	138	0.85	0.82	0.74	0.86	0.8	0.75	0.87	0.83	0.77	0.74	0.68	0.06	
3091	PAZ B525	138	0.86	0.82	0.75	0.86	0.81	0.76	0.87	0.84	0.78	0.75	0.7	0.05	
3095	PGR B603	230	0.88	0.87	0.87	0.87	0.88	0.87	0.9	0.88	0.89	0.87	0.87	0	
3103	SGT 138KV	138	0.88	0.85	0.78	0.88	0.84	0.79	0.89	0.86	0.81	0.78	0.74	0.04	
3123	VNU B520	138	0.89	0.88	0.87	0.89	0.88	0.88	0.89	0.88	0.89	0.87	0.83	0.04	



3183	LEC B619	230		0.88	0.9		0.9					0.88	N/A	N/A
3239	CERRO GRANDE	230		0.9			0.89					0.89	0.83	0.06
3241	SITIO	230		0.9			0.89					0.89	0.82	0.07
3257	SPS 230KV	230	0.88	0.87	0.87	0.89	0.88	0.89	0.9	0.89	0.9	0.87	0.82	0.05
3294	COMAYAGUA II	138	0.86	0.82	0.74	0.86	0.81	0.75	0.87	0.83	0.77	0.74	0.69	0.05
3300	SBV B609	230	0.89	0.88	0.89		0.9					0.88	0.88	0
3544	CDH B629	230		0.9	0.9		0.89					0.89	0.82	0.07
3550	VEG B607	230	0.88	0.86	0.86	0.89	0.87	0.89		0.89		0.86	0.86	0
3551	VEG B606	230	0.88	0.86	0.86	0.89	0.87	0.89		0.89		0.86	0.86	0

En la Tabla 65, ΔV es la diferencia de voltajes mínimos en los casos Con transferencias + refuerzos, menos el voltaje mínimo alcanzado en los casos Sin transferencias. Se observa que la incorporación de los refuerzos para eliminar sobrecargas, permite mejorar los voltajes respecto a lo valores obtenidos en los casos sin transferencia.

No obstante, se identifica que el nodo de 230 kV de subestación La Entrada (3183 –LEC B619), se reporta con voltaje por debajo del rango permitido, solamente en los casos con transferencia.

En el siguiente Diagrama unifilar, se indican los nodos que presentan violación de tensión, con transferencias, considerando los refuerzos de transmisión que se determinaron como necesarios para eliminar las sobrecargas atribuibles a la transferencia de 300 MW a través del sistema eléctrico de Honduras.

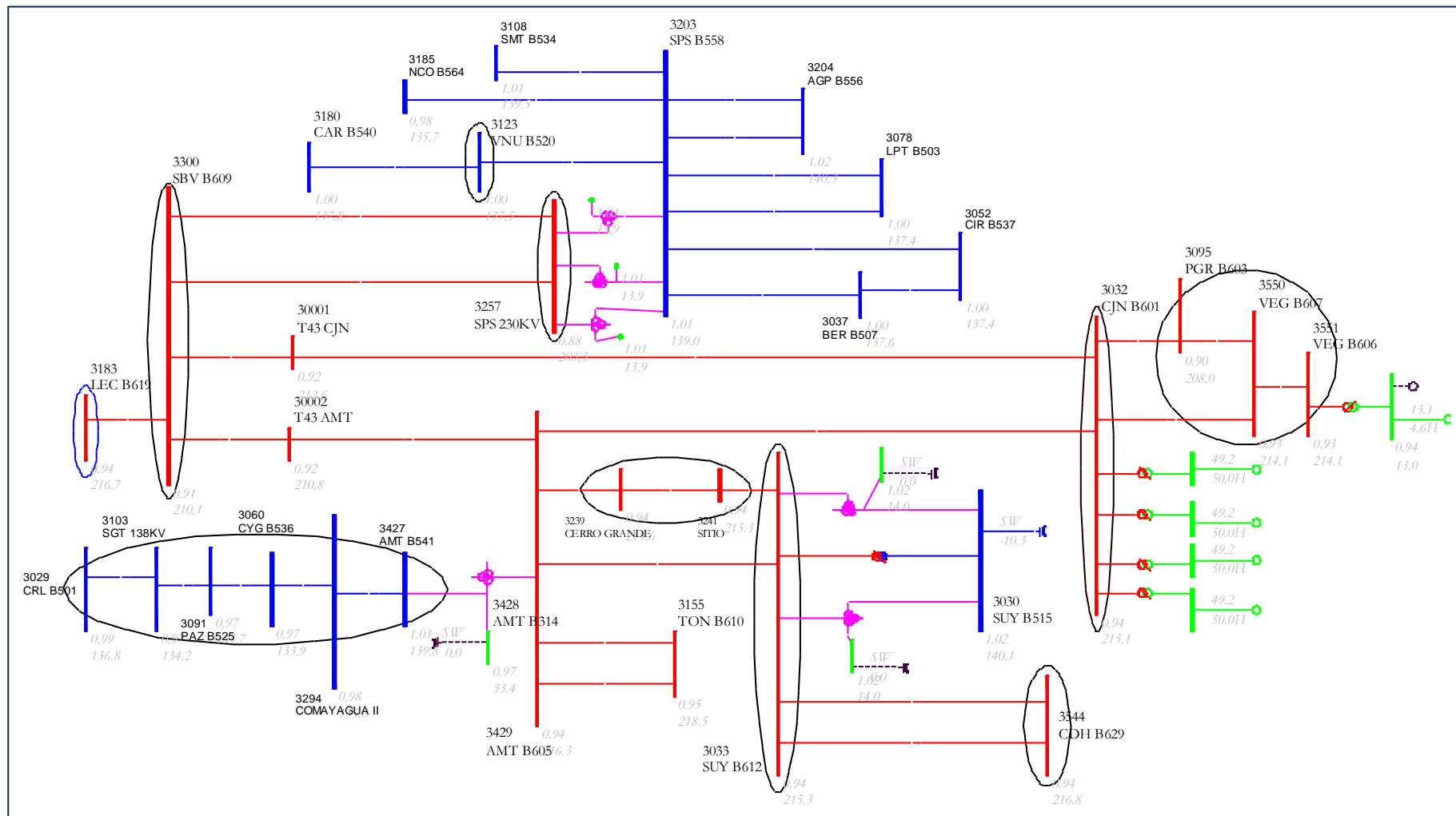


Figura 3. Diagrama parcial del sistema de transmisión de Honduras – Indicación de nodos con voltaje fuera de rango permitido, aun con refuerzos de transmisión para evitar sobrecargas

Violaciones de tensión atribuibles a las transferencias en el área de Control de Honduras

En la Tabla 65 se observa que, considerando los refuerzos para eliminar las sobrecargas en el sistema eléctrico de Honduras, se reportan 18 nodos con violación de voltaje, de los cuales, 17 nodos se reportan con violación de voltaje desde los casos sin transferencia, siendo una condición de operación no atribuible a los flujos de potencia por intercambios en el MER.

El único nodo, cuya violación de voltaje es atribuible a las transferencias de potencia, es el nodo de 230 kV de subestación La Entrada (3183 –LEC B619). En la siguiente tabla se detallan las contingencias que provocan la violación de voltaje en el nodo referido.

Tabla 66. Violaciones de Voltage en el nodo 3183 – LEC B619 y que son atribuibles a las transferencias

Nombre del Caso	Año	2021		2022
	Estación	VER		VER
	Escenario Demanda	MAX	MED	MED
CP_MAX_VER_2021_GU_HO_300_NS	Contingencia	Importa	Importa	Importa
	UNIT 6406(G1)	0.89		
CP_MED_VER_2021_GU_HO_300_NS	ISLAND 6405-6406(T1)	0.89		
	UNIT 6406(G1)		0.88	
	UNIT 6408(V1)		0.88	
	ISLAND 6405-6406(T1)		0.88	
	ISLAND 6405-6408(T3)		0.88	
CP_MED_VER_2022_GU_HO_300_NS	UNIT 6408(V1)			0.9
	ISLAND 6405-6408(T3)			0.9

En la tabla anterior se observa que, el bajo voltaje en el nodo 230 kV de subestación La Entrada (3183 –LEC B619), es provocado por la salida de una unidad de la central Telfers de Panamá o la pérdida de su correspondiente transformador de unidad. El efecto de bajo voltaje en el nodo se reporta solamente en tres casos de transferencia.

Refuerzos de compensación reactiva en el sistema eléctrico de Honduras para resolver las violaciones de voltaje atribuibles a las transferencias.

Se analizó el perfil de voltaje en el nodo 230 kV de subestación La Entrada (3183 –LEC B619), considerando la conexión de un capacitor de 65 MVAR en este nodo.

Se concluye que con la instalación de 65 MVAR en el nodo 230 kV de subestación La Entrada (3183 –LEC B619), el voltaje en dicho nodo se mantendrá en el rango permitido por la regulación regional ante contingencias [0.90 – 1.1 p.u].



En las siguientes gráficas se ilustra el perfil del voltaje en el nodo 230 kV de subestación La Entrada (3183 –LEC B619), para los tres casos en los cuales se reporta violación de voltaje, considerando la instalación de 65 MVar de compensación capacitiva en dicho nodo.

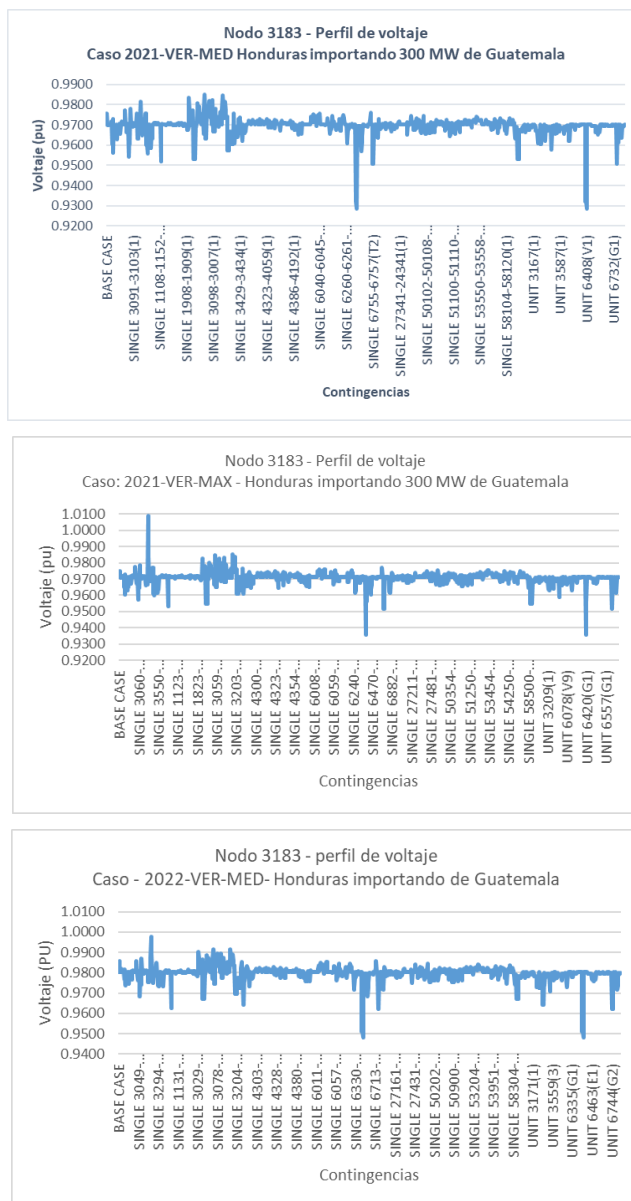


Figura 4. Perfil de Voltaje de nodo 3183 – LEC B619 en casos que presentaban violaciones

Análisis de Estabilidad de Voltaje

En esta sección se presenta el análisis de estabilidad de voltaje para nodos pertenecientes al sistema de transmisión de Honduras.

Criterios aplicables: Conforme a lo establecido en el numeral 16.2.6.1 del Libro III del RMER:

- En condiciones de operación normal, el sistema debe permanecer estable,
- En condiciones de Contingencia Simple, el sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje.

Escenarios analizados: Se analizaron los escenarios de demanda media regional, con el sistema eléctrico de Honduras importando desde Guatemala, importando desde El Salvador y desde Nicaragua. En total se analizaron 18 casos, los cuales se detallan en la siguiente tabla.

Tabla 67. Escenarios Considerados en el Análisis de Estabilidad de Voltaje en el Sistema de Transmisión de Honduras

No.	Identificación del Caso	Época	Demanda	Origen-Destino Intercambio	Tipo	Intercambio (MW)
1	MED_INV_####_ES_HO_300_NS	INV	MED	ES-HO	IMP	300
2	MED_INV_####_GU_HO_300_NS	INV	MED	GU-HO	IMP	300
3	MED_INV_####_NI_HO_300_SN	INV	MED	NI-HO	IMP	300
4	MED_VER_####_ES_HO_300_NS	VER	MED	ES-HO	IMP	300
5	MED_VER_####_GU_HO_300_NS	VER	MED	GU-HO	IMP	300
6	MED_VER_####_NI_HO_300_SN	VER	MED	NI-HO	IMP	300

####: Años 2021, 2022, y 2023

Contingencias analizadas: Se analizaron todas las contingencias simples de elementos de transmisión con tensión igual o mayor que 138 kV del sistema eléctrico de Honduras, así como todas las contingencias simples de generación de Honduras y de Panamá.

Nodos monitoreados: Se realizó el análisis de reserva de potencia reactiva en 21 nodos del sistema de transmisión de Honduras, los cuales se detallan en la Tabla 68.

El análisis de estabilidad de voltaje fue realizado mediante el cálculo de curvas QV (potencia reactiva – voltaje) para los nodos mencionados en la Tabla 68 ante cada una de las contingencias consideradas, y en cada uno de los 18 escenarios indicados en la Tabla 67.

De todas estas curvas QV, se identifica aquella curva que contiene el menor de los valores de potencia reactiva. Este valor se considera como la reserva de potencia reactiva disponible en el nodo y también como el margen de estabilidad de voltaje a partir del cuál el sistema no puede seguir suministrando más potencia reactiva en un nodo en particular.

Tabla 68. Nodos del Sistema de Transmisión de Honduras Considerados en el Análisis de Estabilidad de Voltaje

Código	Nombre	kV	Código	Nombre	kV
3030	SUY B515	138	3155	TON B610	230
3031	CDA B530	138	3183	LEC B619	230
3032	CJN B601	230	3203	SPS B558	138
3033	SUY B612	230	3257	SPS 230KV	230
3034	PAV B620	230	3294	COMAYAGUA II	138
3038	PGR B509	138	3300	SBV B609	230
3072	LNZ 138KV	138	3301	AGC B624	230
3085	MFL B523	138	3408	RNA 138KV	138
3095	PGR B603	230	3429	AMT B605	230
3101	SFE B505	138	3544	CDH B629	230
3120	TON B535	138	-	-	-

En el caso particular del sistema de transmisión de Honduras se observa en los resultados obtenidos que cuatro nodos presentan a una tensión de 0.90 pu una falta de reserva de potencia reactiva lo que podría derivar inestabilidad de tensión. Estos nodos son PGR B603, SPS 230KV, COMAYAGUA II, y SBV B609.

Considerando que la potencia producida por la compensación reactiva varía con respecto al cuadrado de la tensión, la capacidad de compensación se calcula dividiendo el valor de potencia reactiva a una tensión de 0.90 pu dividida sobre el cuadrado de dicha tensión. Dichos resultados se indican en la tabla siguiente. Con lo anterior se busca que en los cuatro nodos antes mencionados se alcance un valor de potencia reactiva negativa cuando en la curva QV se presente un valor de 0.9 pu en la tensión.

Tabla 69. Compensación Reactiva Capacitiva a Instalar en el Sistema de Transmisión de Honduras

Código Barra	Nombre Nodo	kV	Tensión (p.u.)	Reserva de Potencia Reactiva (MVAR)	Cap. Calculada (MVAR)	Cap. Nominal (MVAR)
3095	PGR B603	230	0.9	69.57	-86	-90
3203	SPS B558	138	0.9	85.39	-105	-105
3294	COMAYAGUA II	138	0.9	15.34	-19	-20
3300	SBV B609	230	0.9	48.14	-59	-60
Capacidad Total Compensación Reactiva						-275

Tomando en consideración las capacidades de compensación reactiva capacitiva indicadas en la última columna de la Tabla 69, Cap. Nominal (MVAR), se realizó el análisis de estabilidad de voltaje y cálculo de reserva de potencia reactiva, obteniendo los resultados que se muestran en la Tabla 70.

Los resultados obtenidos demuestran que con la incorporación de la compensación reactiva capacitiva en cuatro nodos del sistema de transmisión de Honduras y que está indicada en la Tabla 69, se produce en términos generales un gran aumento en el valor de la reserva de potencia reactiva en todos los nodos que fueron analizados del sistema de transmisión de Honduras, lo cual se puede verificar en la Tabla 70.

Particularmente, el nodo con menor incremento en su valor de reserva de potencia reactiva es LEC B619 con un incremento de 3.54 MVAR mientras que el nodo SPS 230KV alcanza un incremento de 184.25 MVAR en su reserva de potencia reactiva.

Tabla 70. Resultados de Reserva de Potencia Reactiva – Sistema de Transmisión de Honduras

Código	Nombre	kV	Sin Compensación		Con Compensación		Incremento MVAR
			kV (p.u.)	MVAR	kV (p.u.)	MVAR	
*3294	COMAYAGUA II	138	0.5	-23.63	0.5	-34.39	10.76
3072	LNZ 138KV	138	0.82	-119.77	0.7	-170.72	50.95
3038	PGR B509	138	0.84	-120.3	0.89	-263.08	142.78
3030	SUY B515	138	0.78	-124.18	0.77	-175.38	51.2
3085	MFL B523	138	0.83	-124.57	0.72	-203.54	78.97
3101	SFE B505	138	0.83	-125.33	0.78	-162.52	37.19
3031	CDA B530	138	0.85	-125.6	0.78	-171.14	45.54
*3203	SPS B558	138	0.91	-128.42	0.89	-301.65	173.23
3120	TON B535	138	0.83	-128.79	0.75	-191	62.21
*3095	PGR B603	230	0.72	-131.92	0.8	-295.15	163.23
3257	SPS 230KV	230	0.75	-142.83	0.78	-327.08	184.25
3408	RNA 138KV	138	0.86	-144.55	0.67	-159.08	14.53
3033	SUY B612	230	0.79	-146.46	0.76	-239.98	93.52
3544	CDH B629	230	0.79	-150.84	0.66	-238.12	87.28
3429	AMT B605	230	0.83	-152.1	0.78	-282.95	130.85
3183	LEC B619	230	0.61	-154.54	0.58	-158.08	3.54
3032	CJN B601	230	0.78	-161.43	0.8	-339.55	178.12
*3300	SBV B609	230	0.76	-161.73	0.78	-334.57	172.84
3155	TON B610	230	0.83	-164.04	0.77	-270.03	105.99
3034	PAV B620	230	0.71	-231.62	0.64	-266.04	34.42
3301	AGC B624	230	0.89	-245.54	0.79	-392.07	146.53

*: Nodos donde se propone instalar compensación reactiva capacitiva

A continuación, se presentan las curvas QV de los nodos del sistema de transmisión en los cuales se propone instalar compensación para mejorar la reserva de potencia reactiva y la estabilidad de tensión. Debido a la diferencia de magnitudes de la reserva de potencia reactiva, las curvas QV de los nodos PGR B603, SPS 230KV, COMAYAGUA II, y SBV B609 del sistema de Honduras se presentan en gráficas separadas y con ello se busca mejorar su comprensión.

Las gráficas presentadas en la Figura 5 ilustran el impacto positivo en la potencia reactiva que se puede servir a una tensión igual a 0.9 pu en los nodos PGR B603, SPS 230kV, COMAYAGUA II, y SBV B609. Es claro que, al considerar la compensación reactiva capacitiva en dichos nodos, la curva QV se desplaza hacia abajo; consecuentemente, la reserva de potencia reactiva y la estabilidad de tensión se mejoran.

Por otra parte, esta misma compensación capacitiva tiene un efecto positivo en la reserva de potencia reactiva y estabilidad de tensión en el sistema de transmisión de Honduras, no

obstante, no se observa un impacto en el desplazamiento de la curva hacia la derecha del eje de Voltaje.

En la Figura 6 se ilustra el impacto positivo de dicha compensación reactiva en otros nodos del sistema de transmisión de Honduras.

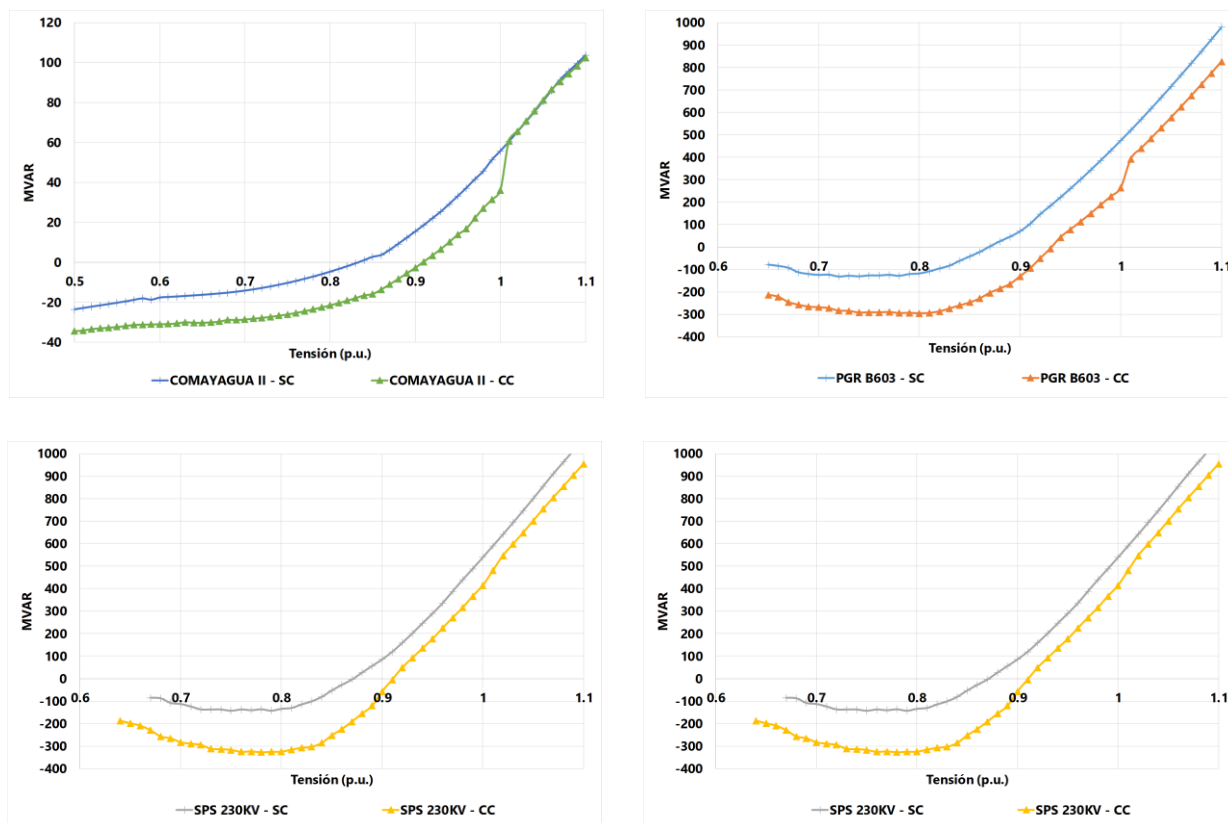


Figura 5. Curvas QV en Nodos con Compensación Reactiva Capacitiva en el Sistema Transmisión de Honduras

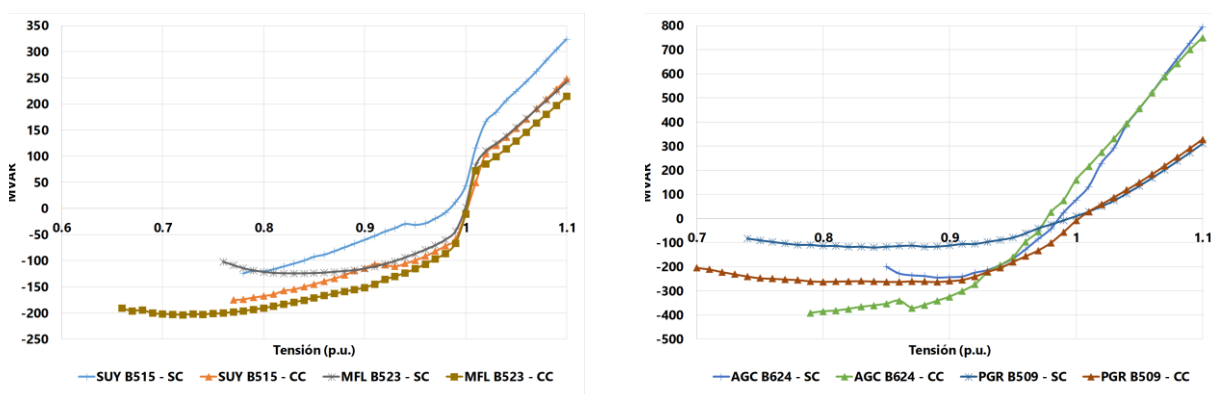


Figura 6. Efecto de la Compensación Reactiva en Curvas QV en otros Nodos del Sistema Transmisión de Honduras

De los resultados antes presentados, se concluye que con la instalación de 275 MVAR de compensación reactiva capacitiva se puede obtener un importante incremento de la reserva de potencia reactiva en el sistema de transmisión de Honduras; sin embargo, la adición de esta compensación no tendría un efecto relevante sobre el desplazamiento del voltaje de colapso en las curvas QV, por lo cual no se recomendará la instalación de compensación capacitiva para aumentar la reserva de potencia reactiva.

Refuerzos de transmisión requeridos en el sistema eléctrico de Honduras para hacer viables las transferencias de 300 MW, cumpliendo con los CCSD

Con base a los análisis de sobrecargas, violaciones de voltaje y de déficit de reserva de potencia reactiva, se determina que en el área de control de Honduras se requiere reforzar el sistema de transmisión, a efecto de hacer viable la transferencia de 300 MW de potencia, cumpliendo con los Criterios de Calida y Seguridad en condición normal y ante contingencia simple, conforme a lo establecido en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.

En la **Tabla 71**, se presentan los refuerzos de transmisión requeridos para hacer viables las transferencias norte-sur y sur norte en el área de Honduras, indicándose el año en que se requiere que entre en servicio el refuerzo, el costo estimado de inversión y el tipo de transferencia para el cual se requiere implementar el refuerzo de transmisión.



Tabla 71. Refuerzos de transmisión requeridos en el sistema de Honduras, para hacer viable las transferencias de 300 MW cumpliendo con los CCSD.

No.	Descripción del Refuerzo	Descripción de la Ampliación	Tipo	Long (km)	Año de entrada	Futuro (MVA)	Función para la cual se requiere la ampliación					
							Exp NS	Exp SN	Imp NS	Imp SN	Por NS	Por SN
1	AGC B624/AGF B641-2	Nueva línea 230 kV entre las SE Agua Fria-Agua Caliente	Nueva LTx	28.28	2021	396			✓		✓	
2	PAV B620/SLU B637-2	Nueva línea 230 kV entre las SE Pavana-Santa Lucía	Nueva LTx	19.06	2021	317				✓	✓	✓
3	SPS 230KV/SBV B609-2	Nueva línea 230 kV entre las SE San Pedro Sula Sur - San Buenaventura	Nueva LTx	46	2021	405			✓			
4	SPS 230KV/SPS B558-2	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 156.3 MVA (1)	Nuevo Trfo.		2021	150			✓	✓		
5	SPS 230KV/SPS B558-3	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 156.3 MVA (2)	Nuevo Trfo.		2021	150			✓	✓		
6	SUY B612/CDH B629-2	Nueva línea 230 kV entre las SE Suyapa-Cerro de Hula	Nueva LTx	17.5	2021	317	✓	✓	✓	✓	✓	✓
7	GMC B437_Cap	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Guaymacas 69 kV	Nueva compensación		2021	20	✓	✓	✓	✓	✓	✓
8	MFL B523_Cap	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Miraflores 138 kV	Nueva compensación		2021	30	✓	✓	✓	✓	✓	✓
9	SFE B505_Cap	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Santa Fe 138 kV	Nueva compensación		2021	30	✓	✓	✓	✓	✓	✓
10	TON B535_Cap	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Toncontín 138 kV	Nueva compensación		2021	20	✓	✓	✓	✓	✓	✓
11	SUY B515_Cap	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Suyapa 138 kV	Nueva compensación		2021	30	✓	✓	✓	✓	✓	✓
12	LNZ 138KV_Cap	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Lainez 138 kV	Nueva compensación		2021	20	✓	✓	✓	✓	✓	✓
13	LEC B619_Cap	Instalación de 65 MVAR de Compensación Capacitiva en SE La Entrada 230 kV	Nueva compensación		2021	65	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Donde:

Exp NS: Escenario de Exportación Norte-Sur; **Exp SN:** Escenario de Exportación Sur-Norte; **Imp NS:** Escenario de Importación Norte-Sur

Imp SN: Escenario de Importación Sur – Norte; **Por NS:** Escenario de Porteo Norte-Sur; **Por SN:** Escenario de Porteo Sur-Norte



II.4 ESTUDIO PARA DETERMINAR LOS REFUERZOS DE TRANSMISIÓN PARA EL SISTEMA DE NICARAGUA



Diagnóstico de restricciones en el sistema de transmisión de Nicaragua

Casos Analizados

En la Tabla 72 se presenta el detalle de los casos de transferencia analizados, que incluyen condiciones de importación, exportación y porteo del área de control de Nicaragua.

Tabla 72. Casos analizados con transferencia en el área de control de Nicaragua

No.	Identificación del Caso	Época	Demanda	Intercambio	Tipo	MW
1	CA_MAX_INV_####_CR_NI_300_SN	INV	MAX	CR-NI	IMP	300
2	CA_MAX_INV_####_GU_PA_300_NS	INV	MAX	GU-PA	POR	300
3	CA_MAX_INV_####_HO_NI_180_NS	INV	MAX	HO-NI	IMP	180
4	CA_MAX_INV_####_NI_CR_300_NS	INV	MAX	NI-CR	EXP	300
5	CA_MAX_INV_####_NI_HO_300_SN	INV	MAX	NI-HO	EXP	300
6	CA_MAX_VER_####_CR_NI_300_SN	VER	MAX	CR-NI	IMP	300
7	CA_MAX_VER_####_GU_PA_300_NS	VER	MAX	GU-PA	POR	300
8	CA_MAX_VER_####_HO_NI_160_NS	VER	MAX	HO-NI	IMP	160
9	CA_MAX_VER_####_NI_CR_300_NS	VER	MAX	NI-CR	EXP	300
10	CA_MAX_VER_####_NI_HO_300_SN	VER	MAX	NI-HO	EXP	300
11	CA_MAX_VER_####_PA_GU_300_SN	VER	MAX	PA-GU	POR	300
12	CA_MED_INV_####_CR_NI_300_SN	INV	MED	CR-NI	IMP	300
13	CA_MED_INV_####_GU_PA_300_NS	INV	MED	GU-PA	POR	300
14	CA_MED_INV_####_HO_NI_260_NS	INV	MED	HO-NI	IMP	260
15	CA_MED_INV_####_NI_CR_300_NS	INV	MED	NI-CR	EXP	300
16	CA_MED_INV_####_NI_HO_300_SN	INV	MED	NI-HO	EXP	300
17	CA_MED_INV_####_PA_GU_200_SN	INV	MED	PA-GU	POR	200
18	CA_MED_VER_####_CR_NI_300_SN	VER	MED	CR-NI	IMP	300
19	CA_MED_VER_####_GU_PA_300_NS	VER	MED	GU-PA	POR	300
20	CA_MED_VER_####_HO_NI_300_NS	VER	MED	HO-NI	IMP	300
21	CA_MED_VER_####_NI_CR_300_NS	VER	MED	NI-CR	EXP	300
22	CA_MED_VER_####_NI_HO_300_SN	VER	MED	NI-HO	EXP	300
23	CA_MED_VER_####_PA_GU_150_SN	VER	MED	PA-GU	POR	150
24	CA_MIN_INV_####_CR_NI_300_SN	INV	MIN	CR-NI	IMP	300
25	CA_MIN_INV_####_GU_PA_300_NS	INV	MIN	GU-PA	POR	300
26	CA_MIN_INV_####_HO_NI_300_NS	INV	MIN	HO-NI	IMP	300
27	CA_MIN_INV_####_NI_CR_300_NS	INV	MIN	NI-CR	EXP	300
28	CA_MIN_INV_####_NI_HO_300_SN	INV	MIN	NI-HO	EXP	300
29	CA_MIN_INV_####_PA_GU_300_SN	INV	MIN	PA-GU	POR	300
30	CA_MIN_VER_####_CR_NI_300_SN	VER	MIN	CR-NI	IMP	300
31	CA_MIN_VER_####_GU_PA_300_NS	VER	MIN	GU-PA	POR	300
32	CA_MIN_VER_####_HO_NI_300_NS	VER	MIN	HO-NI	IMP	300
33	CA_MIN_VER_####_NI_CR_300_NS	VER	MIN	NI-CR	EXP	300
34	CA_MIN_VER_####_NI_HO_300_SN	VER	MIN	NI-HO	EXP	300
35	CA_MIN_VER_####_PA_GU_300_SN	VER	MIN	PA-GU	POR	300

####: 2021, 2022, 2023

Identificación de Sobrecargas

Sobrecargas Pre-existentes y sin Transferencias

En la Tabla 73 se presenta la lista de elementos de transmisión con tensión de operación mayor o igual a 138 kV en el sistema de Nicaragua, que se sobrecargan ante contingencias en los escenarios base sin transferencias entre par de países. El nivel de carga en las tablas se expresa en porcentaje con respecto al RATE A, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo en la base de datos del PSSE.

Tabla 73. Máximas Sobrecargas del Sistema de Transmisión de Nicaragua – Escenarios Base

Elemento	Tipo Elemento	Estacion		
		RATE A/A	INV	VER
MT1-138/ALB-AT1-1	Transformador	75	116	120
MT1-230/ALB-AT1-1	Transformador	75	117	121
TCP-230/TCP-AT1-1	Transformador	71.2	-	103
TCP-230/TCP-AT2-2	Transformador	71.2	-	103

A continuación, en la Tabla 74 se presentan las contingencias y el máximo nivel de sobrecarga que provocan en elementos del sistema de transmisión de Nicaragua.

Tabla 74. Máximas Sobrecargas en Elementos del Sistema de Transmisión de Nicaragua por Contingencias – Casos sin transferencia

Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A	Estación		
			Contingencia	INV	VER
MT1-138/ALB-AT1-1	Transformador	75	OVRLOD 4401-4419(1)	116	120
MT1-230/ALB-AT1-1	Transformador	75	OVRLOD 4401-4419(1)	117	121
TCP-230/TCP-AT1-1	Transformador	71.2	OVRLOD 4406-4340-4922(2)	-	103
TCP-230/TCP-AT2-2	Transformador	71.2	OVRLOD 4406-4340-4920(1)	-	103

Sobrecargas con Transferencias

En las siguientes tablas se presentan la lista de elementos de transmisión del sistema de Nicaragua que se sobrecargan ante contingencias en los escenarios evaluados con transferencias entre par de países. El nivel de carga se expresa en las tablas en porcentaje respecto al RATE A, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo en la base de datos del PSSE.



Tabla 75. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de Transmisión de Nicaragua – Casos con Transferencias

		Estación	INV		VER	
		Sentido Transferencia	NS	SN	NS	SN
Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A	Carga (%)			
FCS-230/FIC-GBO230-10	Línea	338	111	-	115	-
FNC-230/AMY-230-1	Línea	414	-	-	101	-
FNC-230/FIC-LIB230-1	Línea	390	-	-	107	-
MLP-138/PEN-138-1	Línea	150	101	-	101	-
MT1-230/ALB-AT1-1	Transformador	75	165	106	169	107
NDE-138/RIV-138-1	Línea	96	-	-	-	106
PCA-138/SEB-138-1	Línea	60	-	100	-	-
SND-230/FHS-230-1	Línea	367	-	-	102	-
TCP-138/STGO-138-1	Línea	134	-	-	-	103
TCP-230/FCS-230-1	Línea	367	103	-	106	-
TCP-230/TCP-AT1-1	Transformador	71.2	103	113	111	121
TCP-230/TCP-AT2-2	Transformador	71.2	103	113	111	121

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

NS: Sentido de Transferencia Norte-Sur; **SN:** Sentido de Transferencia Sur-Norte.

La siguiente tabla, presenta las contingencias que provocan las sobrecargas, así como los escenarios de transferencia en las cuales se producen.



Tabla 76. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de Transmisión de Nicaragua por Contingencias – Casos con Transferencias

	Elemento	RATE A/A	Tipo Elemento	Contingencia	2021			2022			2023			Máx. sobrecarga (%)										
					INV			VER			INV			VER			Con transf	Sin Transf						
					EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR			EXP	IMP	POR			
1	FCS-230/FIC-GBO230-10	367	LTX	VLTAJE 4408-4750(1)	--	--	101	101	--	--	--	--	102	100	--	106	--	--	101	--	--	100	106	--
				VLTAJE 4408-50004(1)	--	--	102	101	--	--	--	--	103	101	--	106	--	--	101	100	--	101	106	--
				VLTAJE 50000-50004(1)	--	--	101	101	--	--	--	--	102	100	--	104	--	--	--	--	--	100	104	--
2	FNC-230/AMY-230-1	414	LTX	ISLAND 6405-6406(T1)	--	--	--	101	--	--	--	--	--	100	--	--	--	--	--	--	--	--	101	--
				UNIT 6406(G1)	--	--	--	101	--	--	--	--	--	100	--	--	--	--	--	--	--	--	101	--
3	FNC-230/FIC-LIB230-1	390	LTX	UNIT 6406(G1)	--	--	--	107	--	--	--	--	--	107	--	--	--	--	--	--	104	--	107	--
				ISLAND 6405-6406(T1)	--	--	--	107	--	--	--	--	--	107	--	--	--	--	--	104	--	--	107	--
4	MLP-138/PEN-138-1	150	LTX	VLTAJE 4402-4403(1)	--	--	101	--	101	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	101	--
5	MT1-230/ALB-AT1-1	75	TRF	OVRLOD 4401-4419(1)	118	124	143	124	121	137	114	138	151	109	126	133	131	140	165	140	147	169	169	121
7	NDE-138/RIV-138-1	96	LTX	OVRLOD 4404-4800(1)	--	--	--	--	--	105	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	101	105	--
				OVRLOD 4404-4803(1)	--	--	--	--	--	106	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	101	106	--
8	PCA-138/SEB-138-1	60	LTX	OVRLOD 4324-4381(1)	100	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	100	--
9	SND-230/FHS-230-1	367	LTX	VLTAJE 3310-3553(1)	--	--	--	--	--	102	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	102	--
10	TCP-138/STGO-138-1	134	LTX	VLTAJE 4340-4398(1)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	103	100	103	--
11	TCP-230/FCS-230-1	367	LTX	VLTAJE 4408-4750(1)	--	--	101	101	--	--	--	--	102	100	--	106	--	--	101	--	--	100	106	--
				VLTAJE 4408-50004(1)	--	--	102	101	--	--	--	--	103	101	--	106	--	--	101	100	--	101	106	--
				VLTAJE 50000-50004(1)	--	--	101	101	--	--	--	--	102	100	--	104	--	--	--	--	--	100	104	--
12	TCP-230/TCP-AT1-1	71.2	TRF	OVRLOD 4305-4315(1)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	104	--	--	--	--	--	--	--	104	--
				OVRLOD 4315-4392(1)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	100	--	--	--	--	--	--	--	100	--
				OVRLOD 4319-4361(1)	--	--	--	--	101	--	--	--	--	--	107	--	--	--	--	--	--	--	107	--
				OVRLOD 4323-4344(1)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	100	--	--	--	--	--	--	--	100	--
				OVRLOD 4336-4344(1)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	105	--	--	--	--	--	--	--	105	--
				OVRLOD 4336-4361(1)	--	--	--	--	101	--	--	--	--	--	107	--	--	--	--	--	--	--	107	--
				OVRLOD 4406-4340-4922(2)	--	110	--	--	115	109	--	113	--	--	121	108	--	--	--	--	--	--	121	103
				VLTAJE 4401-4406(1)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	102	--	--	--	--	--	--	--	102	--
13	TCP-230/TCP-AT2-2	71.2	TRF	OVRLOD 4305-4315(1)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	104	--	--	--	--	--	--	--	104	--
				OVRLOD 4315-4392(1)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	100	--	--	--	--	--	--	--	100	--
				OVRLOD 4319-4361(1)	--	--	--	--	101	--	--	--	--	--	107	--	--	--	--	--	--	--	107	--
				OVRLOD 4323-4344(1)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	100	--	--	--	--	--	--	--	100	--
				OVRLOD 4336-4344(1)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	105	--	--	--	--	--	--	--	105	--
				OVRLOD 4336-4361(1)	--	--	--	--	101	--	--	--	--	--	107	--	--	--	--	--	--	--	107	--
				OVRLOD 4406-4340-4920(1)	--	110	--	--	115	109	--	113	--	--	121	108	--	--	--	--	--	--	121	103
				VLTAJE 4401-4406(1)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	102	--	--	--	--	--	--	--	102	--

Análisis de las sobrecargas con transferencias, en el sistema de Nicaragua

De Tabla 75 y Tabla 76 se observa lo siguiente:

- 1) **Interconexión Guayabo-Frontera Nicaragua (SIEPAC, FCS-230/FIC-GBO230-10):** Este tramo de línea está reportado con una capacidad térmica de uso continuo de 367 MVA (RATE A). En los casos con transferencia, la línea se ve con sobrecarga ante la contingencia de la línea de interconexión entre Nicaragua y Costa Rica, Amayo-Liberia, en condiciones de exportación y porteo norte-sur. La máxima sobrecarga que se registra es de 6%. En los casos sin transferencia no se producen sobrecargas, por lo cual, la sobrecarga es atribuible a los flujos de potencia de las transferencias. Por lo tanto, se requiere determinar un refuerzo de transmisión para evitar la sobrecarga de esta línea.
- 2) **Interconexión Ticuantepe-Frontera Nicaragua (SIEPAC, TCP-230/FCS-230-1):** Este tramo de línea está reportado con una capacidad térmica de uso continuo de 367 MVA (RATE A). En los casos con transferencia, la línea se ve con sobrecarga ante la contingencia de la línea de interconexión Amayo-Liberia entre Nicaragua y Costa Rica, en condiciones de exportación y porteo norte-sur. La máxima sobrecarga que se registra es de 6%. En los casos sin transferencia no se producen sobrecargas, por lo cual, la sobrecarga es atribuible a los flujos de potencia de las transferencias. Por lo tanto, se requiere determinar un refuerzo de transmisión para evitar la sobrecarga de esta línea.
- 3) **Interconexión Amayo-Frontera Nicaragua (FNC-230/AMY-230-1):** En los casos con transferencia, esta línea se ve con sobrecarga ante la contingencia de uno de los generadores de la central Telfers (200 MW), en condición de exportación norte-sur, solamente en estación de verano. La máxima sobrecarga que se registra es de 1%. En los casos sin transferencia no se producen sobrecargas, por lo cual, la sobrecarga es atribuible a los flujos de potencia de las transferencias. Por lo tanto, se requiere determinar un refuerzo de transmisión para evitar la sobrecarga de esta línea.
- 4) **Interconexión Liberia-Frontera Nicaragua (FNC-230/FIC-LIB230-1):** En los casos con transferencia, esta línea se ve con sobrecarga ante la contingencia de uno de los generadores de la central Telfers (200 MW), en condición de exportación norte-sur, solamente en estación de verano. La máxima sobrecarga que se registra es de 7%. En los casos sin transferencia no se producen sobrecargas, por lo cual, la sobrecarga es atribuible a los flujos de potencia de las transferencias. Por lo tanto se requiere determinar un refuerzo de transmisión para evitar la sobrecarga de esta línea.
- 5) **Línea 138 kV Malpaisillo-PENSA (MLP-138/PEN-138-1):** En los casos con transferencia, esta línea se sobrecarga ante la contingencia de la línea 230 kV Sandino-León I, solamente en condiciones de porteo norte-sur, en el año 2021. La máxima sobrecarga que se reporta es de 1%. Considerado que la sobrecarga de esta línea no es persistente, en escenarios posteriores y que la sobrecarga es mínima, no se considera proponer un refuerzo de transmisión para evitarla.

- 6) **Transformador 230/138 kV de subestación Mateare (MT1-230/ALB-AT1-1):** Este transformador alcanza una sobrecarga de 69% en los casos con transferencia, y en los casos sin transferencia alcanza una sobrecarga considerable, de 21%. La contingencia que produce la sobrecarga, es la salida del enlace de 230 kV Los Brasiles-Mateare. Este transformador forma parte de una central de generación y su sobrecarga es pre-existente y no atribuible a las transferencias de potencia en el MER.
- 7) **Línea 138 kV Nandaime-Rivas (NDE-138/RIV-138-1):** La sobrecarga máxima de esta línea es de 5% en los casos de porteo sur-norte, a partir del año 2022. No se reporta sobrecarga en los casos sin transferencia, por lo cual, la sobrecarga es atribuible a las mismas. Se requiere determinar un refuerzo de transmisión para evitar que ocurra la sobrecarga.
- 8) **Línea 138 kV Planta Centroamérica - Sébaco (PCA-138/SEB-138-1):** Esta línea alcanza el 100% de su capacidad, ante la contingencia del enlace 138 kV Planta Centroamérica-PHL. Este nivel de carga solo se produce en condición de exportación sur-norte, y solo se reporta en el año 2021; por tal razón, no se considera determinar un refuerzo de transmisión, ya que la sobrecarga es mínima y no es persistente.
- 9) **Interconexión Sandino-Frontera Honduras (SIEPAC, SND-230/FHS-230-1):** Esta línea alcanza 2% de sobrecarga, ante la contingencia de la línea de 230 kV Prado-Santa Lucía, en el sistema eléctrico de Honduras. Este nivel de carga solo se produce en condición de porteo norte-sur, y solo se reporta en el año 2021; por tal razón, no se considera determinar un refuerzo de transmisión, ya que la sobrecarga es mínima y no es persistente.
- 10) **Línea 138 kV Ticuantepe-Santo Domingo (TCP-138/STGO-138-1):** En los casos con transferencia, ésta línea presenta sobrecarga solamente en los casos de importación y porteo sur-norte, alcanzando una carga máxima de 103%. La contingencia que produce la sobrecarga es la salida de la línea de 138 kV Ticuantepe-Ticuantepe I. En los casos sin transferencia, no se reporta sobrecarga, por lo cual, la sobrecarga es atribuible a las mismas. Se requiere determinar un refuerzo de transmisión para evitar que ocurra la sobrecarga.
- 11) **Transformadores 230/138/13.8 kV de subestación Ticuantepe (TCP-230/TCP-AT1-1 y TCP-230/TCP-AT1-2):** En los casos con transferencias, estos transformadores se ven con una sobrecarga máxima de 21%, afectados por ocho (8) contingencias diferentes. La sobrecarga se reporta solamente para los escenarios de los años 2021 y 2022. A partir del año 2023 se reporta la incorporación de un tercer transformador, por lo cual deja de producirse la sobrecarga ante contingencias. Se recomienda adelantar al año 2021 la incorporación del tercer transformador 230/138 en la subestación Ticuantepe. Las contingencias que producen sobrecarga en los transformadores de SE Ticuantepe, son las siguientes:
 - Salida de la línea 138 kV Batahola-Los Brasiles.
 - Salida de la línea 138 kV Los Brasiles-Mateare



- Salida de la línea 138 kV Masaya-Guanacaste.
- Salida de la línea 138 kV Guanacaste-Tipitapa.
- Salida de la línea 138 kV Tipitapa-Aeropuerto.
- Salida de la línea 138 kV Aeropuerto-Oriental.
- Salida de la línea 230 kV Los Brasiles-Ticuantepé.
- Salida de uno de los 2 transformadores 230/138 kV paralelos.

Conclusiones del diagnóstico de sobrecargas en el sistema de transmisión de Nicaragua:

- 1) Se identifican 12 elementos de transmisión que presentan sobrecarga en la red del sistema eléctrico de Nicaragua, en condiciones de transferencia de 300 MW.
- 2) De los elementos de transmisión que presentan sobrecarga ante contingencias en el sistema de Nicaragua, se requiere determinar refuerzos de transmisión para atender sobrecargas incidentes en 8 elementos.
- 3) No se considera determinar refuerzos de transmisión para cuatro elementos de transmisión que se reportan con sobrecarga, debido a las razones siguientes:
 - a. Línea línea 138 kV Malpaisillo-PENSA (MLP-138/PEN-138-1): La sobrecarga máxima es de 1% y solamente se presenta en los escenarios de 2021.
 - b. Transformador 230/138 kV de subestación Mateare (MT1-230/ALB-AT1-1): Este equipo presenta sobrecarga pre-existente desde los casos sin transferencia, por tanto, la condición de sobrecarga no es atribuible a los intercambios regionales.
 - c. Línea 138 kV Planta Centroamérica - Sébaco (PCA-138/SEB-138-1): Se alcanza carga máxima de 100% de la capacidad de la línea, solamente en un escenario de 2021. No se reporta sobrecarga en escenarios posteriores.
 - d. Transformadores 230/138/13.8 kV de subestación Ticuantepé (TCP-230/TCP-AT1-1 y TCP-230/TCP-AT1-2): La sobrecarga se reporta en los escenarios de 2021 y 2022. En 2023 se reporta la incorporación de un tercer transformador. Se recomienda adelantar la incorporación del nuevo transformador para el 2021.

En la Tabla 77 presenta el resumen del diagnóstico de las sobrecargas en la red de transmisión de Nicaragua, identificando las que son atribuibles a las transferencias de 300 MW a través de este sistema.



Tabla 77. Resumen del diagnóstico de sobrecargas en el sistema de Nicaragua, identificando los escenarios en los cuales se reporta condición de sobrecarga

Elemento	RATE A/A	2021									2022									2023									Atribuible a Transferencias	Observación
		INV			VER			INV			VER			INV			VER													
		EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR								
		NS	SN	NS	NS	SN	NS	NS	SN	NS	NS	SN	NS	NS	SN	NS	NS	SN	NS	NS	SN	NS								
FCS-230/FIC-GBO230-10	367	✓			✓	✓				✓			✓	✓				✓	✓			✓	✓				✓	Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.	
FNC-230/AMY-230-1	414					✓								✓														Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.	
FNC-230/FIC-LIB230-1	390					✓								✓											✓			Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.	
MLP-138/PEN-138-1	150				✓				✓																			No	Sobrecarga mínima y no persistente a futuro.	
MT1-230/ALB-AT1-1	75	✓		✓	✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	No	Sobrecarga pre-existente, no atribuible a las transferencias.	
NDE-138/RIV-138-1	96									✓																	✓	Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.	
PCA-138/SEB-138-1	60		✓																									No	Carga máxima 100% de capacidad, solo en 2021.	
SND-230/FHS-230-1	367									✓																		No	Sobrecarga mínima y no persistente a futuro.	
TCP-138/STGO-138-1	134																									✓	✓	Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.	
TCP-230/FCS-230-1	367				✓	✓						✓	✓					✓						✓	✓		✓	Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.	
TCP-230/TCP-AT1-1	71.2			✓		✓	✓		✓		✓	✓					✓	✓		✓								Si	Se recomienda adelantar ingreso de 3er trafo para 2021.	
TCP-230/TCP-AT2-2	71.2			✓		✓	✓		✓		✓	✓					✓	✓		✓								Si	Se recomienda adelantar ingreso de 3er trafo para 2021.	

Proyectos candidatos para resolver los Problemas de sobrecarga en el sistema de Nicaragua

En la

Tabla 78 se resume los elementos de transmisión, con sobrecargas atribuibles a las transferencias, para los cuales se determinarán refuerzos de transmisión para evitar su sobrecarga.

Tabla 78. Elementos de transmisión del sistema eléctrico de Nicaragua, con sobrecargas atribuibles a las transferencias, para los cuales se requiere determinar refuerzos de transmisión

No.	Elemento	RATE A/A	2021	2022	2023	Máx % carga
2	NDE-138/RIV-138-1	96	106	0	101	106
3	TCP-230/TCP-AT1-1	71.2	115	121	0	121
4	TCP-230/TCP-AT2-2	71.2	115	121	0	121

Tabla 79. Interconexiones del sistema eléctrico de Nicaragua, con sobrecargas atribuibles a las transferencias, para los cuales se requiere determinar refuerzos de transmisión.

No.	Elemento	RATE A/A	2021	2022	2023	Máx % carga
1	FCS-230/FIC-GBO230-10	338	110	115	109	115
2	FNC-230/AMY-230-1	414	101	100	0	101
3	SND-230/FHS-230-1	367	102	0	0	102
4	TCP-230/FCS-230-1	367	102	106	101	106

Debido a la sobrecarga de 6% del tramo Frontera – Guayabo, y del tramo Ticuantepe – Frontera, se considera evaluar como solución candidata, el seccionamiento de la línea Ticuantepe-Guayabo (actualmente Ticuantepe-Cañas), conectándola en subestación La Virgen, en Nicaragua, a efectos de reducir la longitud de la línea e impactar en el flujo de potencia reactiva sobre la misma.

Para evitar las sobrecargas atribuibles a las transferencias, identificadas en el sistema de transmisión de Nicaragua, se evaluaron los elementos candidatos para reforzar la red de transmisión, cuyos parámetros principales, se presentan en las siguientes tablas:

Tabla 80. Proyectos de líneas de transmisión candidatos para evitar sobrecargas atribuibles a las transferencias en el sistema de Nicaragua.

Solución	Año	From Bus Num	From Bus Name	To Bus Num	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rat e A	Rat e B	Rat e C	Length
Cambiar Conductor	2021	4322	NDE-138	4330	RIV-138	1	0.02229	0.09964	0.02785	150	150	158	41.11

Tabla 81. Transformadores de 3 devanados candidatos Proyectos candidatos de líneas de transmisión para evitar sobrecargas atribuibles a las transferencias en el sistema de Nicaragua.

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Last Bus Number	Last Bus Name	Id	Name	W1-2 X (pu)	W2-3 X (pu)	W3-1 X (pu)	Capacidad (MVA)	Winding 1-2 MVA Base
Nuevo	2021	4406	TCP-230	4340	TCP-138	4921	TCP-AT3	3	TCP-AT3	0.12675	0.54433	0.7044	71.3	45

Asimismo, en la siguiente tabla se presenta los parámetros para modelar el seccionamiento de la línea Ticuantepe-Guayabo (actualmente Ticuantepe-Cañas), la cual será conectada en la subestación la Virgen. Este proyecto, requiere considerar los siguientes cambios en la red:

- Eliminar el enlace Ticuantepe-Frontera-Guayabo
- Representar el Nuevo enlace 230 kV entre las SE Ticuantepe –La Virgen.
- Representar un enlace entre las SE La Virgen- Guayabo.

Tabla 82. Parámetros eléctricos para representar la modelación del seccionamiento de la línea Ticuantepe-Guayabo, conectada en SE La Virgen

From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Length (km)
4406	TCP-230	4800	VIRG-230	1X	0.0149	0.0965	0.1928	367	367	367	105.6
4412	FCS-230	4800	VIRG-231	1Y	0.0342	0.0221	0.0442	367	367	367	24.2
4800	VIRG-230	50052	GBO-230	1	0.0229	0.1480	0.2957	367	367	374	162

Evaluación del cumplimiento de los CCSD considerando la operación de los refuerzos candidatos en el sistema de Nicaragua.

A efectos de evaluar la efectividad para el el cumplimiento de los CCSD, de los proyectos candidatos, se realizaron simulaciones de flujo de carga en condición completa y ante contingencias simples en el SER, considerando la incorporación de los refuerzos de transmisión.

En la siguiente tabla se presenta el reporte de sobrecargas máximas por año, en elementos del sistema de transmisión de Nicaragua, ante contingencias simples, considerando la incorporación de los refuerzos candidatos.

Tabla 83. Sobrecargas resultantes ante contingencias, considerando la incorporación de los refuerzos de transmisión en el sistema de Nicaragua.

Elemento	RATE A/A	2021	2022	2023
MT1-230/ALB-AT1-1	75	141	149	169
PCA-138/SEB-138-1	60	101		

Resultado de las simulaciones, se reporta con sobrecarga el transformador MT1-230/ALB-AT1-1, el cual presenta sobrecarga desde los casos sin transferencia. Asimismo, se reporta mantiene el reporte de la sobrecarga leve de la línea PCA-138/SEB-138-1, la cual solamente se presenta en el 2021.

Con base a lo anterior, se concluye que los refuerzos de transmisión evaluados para el sistema de Nicaragua, son efectivos para evitar las sobrecargas que se producen ante contingencias simple, que son atribuibles a las transferencias, permitiendo el cumplimiento de los Criterios de Calidad y Seguridad establecidos en el RMER para contingencias simples.

Análisis para determinar los requerimientos de compensación reactiva en el sistema de Nicaragua

Determinación de compensación reactiva para eliminar las violaciones de voltaje atribuibles a las transferencias

Violaciones de Tensión Pre-existentes y sin Transferencias

Para los casos base, sin transferencias, en la Tabla 84 se presenta la lista de nodos con tensión de operación igual o mayor a 138 kV en el sistema de Nicaragua, con voltajes post-contingencia fuera del intervalo **[0.90, 1.10]** p.u, lo cual representa violación a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.

Tabla 84. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de Nicaragua – Casos sin transferencia

Código Nudo	Nombre Nudo	Año		2022		2023	
		Estación		INV		VER	
		Volt. Min. (pu)	Volt. Máx. (pu)	Volt. Min. (pu)	Volt. Máx. (pu)	Volt. Min. (pu)	Volt. Máx. (pu)
4348	MLK 138	--	--	1.11	1.11	1.1	1.1
4349	SIU 138	--	--	1.12	1.12	1.11	1.11
4382	BIL-138	--	--	1.1	1.1	--	--
4390	ROS-138	--	--	1.11	1.11	1.1	1.1
4414	MLK-230	1.11	1.11	1.13	1.13	1.11	1.11
4417	TERR-230	--	--	1.11	1.11	--	--
4421	PCAR-230	--	--	1.11	1.11	--	--

En los casos sin transferencia, en el sistema de Nicaragua se presentan siete (7) nodos con alto voltaje, por encima al rango permitido, para condición de contingencia.

La incidencia de alto voltaje se produce en un sistema radial que inicia en la subestación Terrabona. La contingencia que provoca esta condición es la salida de la línea 230 kV Terrabona-San Benito.

Violaciones de tensión con transferencias, sin refuerzos para eliminar sobrecargas

Para los casos con transferencia, en la Tabla 85 se presenta la lista de nodos con tensión de operación igual o mayor a 138 kV en el sistema de Nicaragua, con voltajes post-contingencia fuera del intervalo [0.90, 1.10] p.u, lo cual representa violación a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.

Tabla 85. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de Nicaragua – Casos con transferencias (sin refuerzos para eliminar sobrecargas)

Código Nodo	Nombre Nodo	2021				2022				2023				Volt. Min. (pu)
		INV		VER		INV		VER		INV		VER		
		Volt. Min. (pu)	Volt. Máx. (pu)	Volt. Min. (pu)	Volt. Máx. (pu)	Volt. Min. (pu)	Volt. Máx. (pu)	Volt. Min. (pu)	Volt. Máx. (pu)	Volt. Min. (pu)	Volt. Máx. (pu)	Volt. Min. (pu)	Volt. Máx. (pu)	
4301	ACY-138	--	--	0.86	0.9	--	--	0.86	0.9	--	--	--	--	0.86
4303	AMR-138	--	--	0.87	0.9	--	--	0.88	0.9	--	--	--	--	0.87
4313	GAT-138	--	--	0.85	0.9	--	--	0.85	0.9	--	--	--	--	0.85
4348	MLK 138	--	--	--	--	1.11	1.12	--	--	--	--	--	--	1.11
4349	SIU 138	--	--	--	--	1.12	1.12	1.1	1.1	--	--	--	--	1.1
4382	BIL-138	--	--	--	--	1.11	1.11	--	--	--	--	--	--	1.11
4390	ROS-138	--	--	--	--	1.11	1.12	--	--	--	--	--	--	1.11
4394	SDGO-138	--	--	--	--	--	--	0.87	0.9	--	--	--	--	0.87
4414	MLK-230	--	--	--	--	1.1	1.15	1.11	1.11	--	--	--	--	1.1
4417	TERR-230	--	--	--	--	1.12	1.12	--	--	--	--	--	--	1.12
4421	PCAR-230	--	--	--	--	1.15	1.15	--	--	--	--	--	--	1.15
4950	SMA-138	--	--	0.87	0.9	--	--	0.87	0.9	--	--	--	--	0.87
4951	MJN-138	--	--	0.87	0.9	--	--	0.87	0.9	--	--	--	--	0.87

Todos los nodos reportados con voltaje fuera de rango permitido, pertenecen a dos sistemas radiales, que no forman parte del sistema troncal de transmisión. Estos sistemas radiales se caracterizan por carecer de capacidad de regulación de voltaje. Los sistemas radiales son los siguientes:

- a) Sistema radial 1, que parte de la subestación Terrabona, y contiene los nodos MLK, PCAR, ROS, BIL, SIU. Estos nodos se reportan con alto voltaje. En el siguiente Diagrama se ilustra el sistema radial 1, indicando los nodos con violación de voltaje.

- b) Sistema radial 2, que inicia en subestación Tipitapa y contiene los nodos MJN, SDGO, AMR, ACY y GAT, caracterizado por bajo voltaje en sus nodos. En el siguiente Diagrama se ilustra el sistema radial 1, indicando los nodos con violación de voltaje.

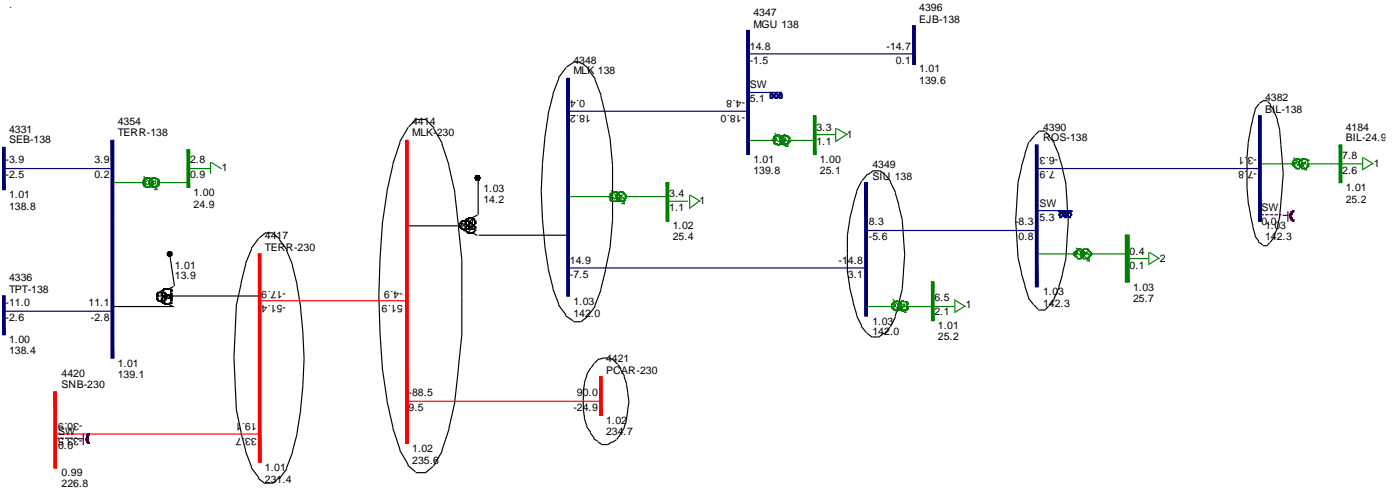


Figura 7. Diagrama Unifilar del Sistema Radial 1

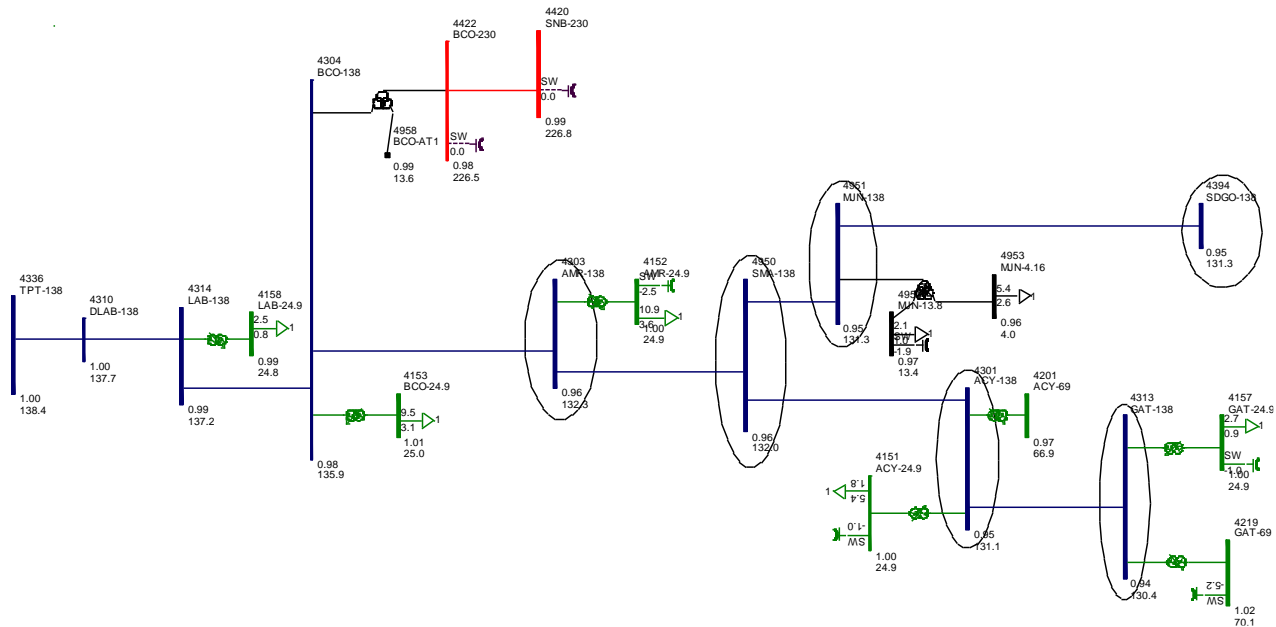


Figura 8. Diagrama Unifilar del Sistema Radial 2



Violaciones de tensión con transferencias, considerando en servicio los refuerzos para eliminar sobrecargas

La incorporación de refuerzos de transmisión para eliminar las sobrecargas atribuibles a las transferencias, tiene un efecto en mejorar los voltajes en el sistema radial 2, observándose que deja de reportarse violación de voltaje en los nodos ACY, MJN, SDGO, AMR; no obstante, persiste el bajo voltaje en el nodo GAT, que se localiza al final del sistema radial 2.

Respecto al sistema radial 1, la incorporación de refuerzos de transmisión para eliminar las sobrecargas atribuibles a las transferencias, no tiene un efecto relevante sobre los perfiles de voltaje en los nodos de este sistema radial, persistiendo los altos voltajes.

Es importante resaltar que, el sistema radial 1. Se caracteriza por su gran longitud (aprox. 500 km), baja carga y carencia de generación, por lo cual este sistema tiene muy baja capacidad de regulación de voltaje.

En la Tabla 86 se presentan los nodos del sistema de Nicaragua, reportados con voltaje fuera del rango permitido, considerando en servicio las ampliaciones (refuerzos) de transmisión para evitar las sobrecargas atribuibles a las transferencias.

Tabla 86. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de Nicaragua, casos con Transferencias, considerando las ampliaciones de transmisión para eliminar sobrecargas relacionadas a las transferencias

Código Nodo	Nombre Nodo	kV	2021						2022				2023	
			INV			VER			INV		VER		VER	
			EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	IMP	POR	IMP	POR	IMP	POR
4313	GAT-138	138										0.89		
4320	MTG-138	138	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12						
4332	SNR-138	138	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12						
4347	MGU 138	138	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.11					
4348	MLK 138	138	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.13		1.11	1.1	1.11	1.1
4349	SIU 138	138	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.13		1.11	1.1	1.11	1.1
4353	DAL-138	138	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12						
4382	BIL-138	138	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.12		1.1			
4390	ROS-138	138	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.13		1.11	1.1	1.11	1.1
4396	EJB-138	138	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	1.1					
4414	MLK-230	230							1.11	1.11	1.13	1.11	1.11	1.1
4417	TERR-230	230							1.14		1.11	1.1		
4421	PCAR-230	230							1.17		1.11	1.1		

En la Tabla 87 se detallan las contingencias que provocan las violaciones de voltaje en los nodos referidos en la tabla anterior.



Tabla 87. Detalle de nodos con violación de voltaje y contingencias causantes, Casos con transferencias, considerando los refuerzos de transmisión para eliminar sobrecargas.

Nombre Barra	kV	Contingencia	2021						2022				2023	
			INV			VER			INV		VER		VER	
			EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	IMP	POR	IMP	POR	IMP	POR
BIL-138	138	OVRLOD 4414-4417(1)							1.12					
		OVRLOD 4320-4331(1)	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14						
		VLTAGE 4417-4420(1)							1.13		1.1			
DAL-138	138	RL_OVRLOD 4320-4331(1)	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12						
EJB-138	138	RL_OVRLOD 4320-4331(1)	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11						
		VLTAGE 4417-4420(1)							1.1					
GAT-138	138	OVRLOD 4420-4422(1)										0.89		
		OVRLOD 4422-4304-4958(1)										0.9		
MGU 138	138	OVRLOD 4320-4331(1)	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12						
		VLTAGE 4417-4420(1)							1.11					
MLK 138	138	OVRLOD 4414-4417(1)							1.13					
		OVRLOD 4320-4331(1)	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14						
		VLTAGE 4417-4420(1)							1.14		1.11	1.1	1.11	1.1
MLK-230	230	OVRLOD 4414-4417(1)							1.16					
		VLTAGE 4417-4420(1)							1.11	1.11	1.13	1.11	1.11	1.1
MTG-138	138	OVRLOD 4320-4331(1)	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12						
PCAR-230	230	OVRLOD 4414-4417(1)							1.17					
		VLTAGE 4417-4420(1)							1.17		1.11	1.1		
ROS-138	138	OVRLOD 4414-4417(1)							1.13					
		OVRLOD 4320-4331(1)	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15						
		VLTAGE 4417-4420(1)							1.14		1.11	1.1	1.11	1.1
SIU 138	138	OVRLOD 4414-4417(1)							1.13					
		OVRLOD 4320-4331(1)	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15						
		VLTAGE 4417-4420(1)							1.14		1.11	1.1	1.11	1.1
SNR-138	138	OVRLOD 4320-4331(1)	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12						
TERR-230	230	VLTAGE 4417-4420(1)							1.14		1.11	1.1		

De la Tabla 87, se identifica que, los nodos del sistema radial que inicia en subestación San Benito, se ven afectados con alto voltaje debido a dos contingencias: a) salida del enlace San Benito 230kV (4420) – Terrabona 230kV (4417); salida del enlace Mulukukú (4414) – Terrabona 230kV (4417); y salida del enlace Sébaco 138kV (4331) – San Benito 138kV (4320).

En el caso particular del bajo voltaje que se reporta en la subestación La Gateada, éste se produce a causa de la contingencia de la línea San Benito 230kV (4420)- Boaco 230kV (4422), o bien la salida del transformador 230/138kV de subestación Boaco (4422-4304-4958).

Violaciones de Tensión en el área de Control de Nicaragua, atribuibles a las transferencias

Considerando que las violaciones de voltaje reportadas, corresponden a una característica propia de los sistemas radiales del sistema de Nicaragua, descritas en las secciones anteriores, y considerando que estos sistemas no pertenecen a la red troncal de transmisión, se concluye que las violaciones de voltaje reportadas no son atribuibles a las transferencias de 300 MW de potencia a través del sistema de Nicaragua.

Refuerzos de compensación reactiva en el sistema eléctrico de Nicaragua para resolver las violaciones de voltaje atribuibles a las transferencias.

Debido a que no se reportan violaciones de voltaje atribuibles a las transferencias de 300 MW, no se recomienda adicionar compensación reactiva en el sistema eléctrico de Nicaragua, para regular voltajes.

Análisis de estabilidad de voltaje.

En esta sección se presenta el análisis de estabilidad de voltaje para nodos pertenecientes al sistema de transmisión de Nicaragua.

Criterios aplicables: Conforme a lo establecido en el numeral 16.2.6.1 del Libro III del RMER:

- En condiciones de operación normal, el sistema debe permanecer estable,
- En condiciones de Contingencia Simple, el sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje.

Escenarios analizados: Se analizaron los escenarios de demanda máxima regional, con el sistema eléctrico de Nicaragua importando desde Honduras e importando desde Costa Rica. En total se analizaron 12 escenarios, los cuales se detallan en la siguiente tabla.

Tabla 88. Escenarios Considerados en el Análisis de Estabilidad de Voltage en el Sistema de Transmisión de Nicaragua

No.	Identificación del Caso	Época	Demanda	Origen-Destino Intercambio	Tipo	Intercambio (MW)
1	CP_MAX_INV_####_CR_NI_300_SN	INV	MAX	CR-NI	IMP	300
2	CP_MAX_INV_####_HO_NI_180_NS	INV	MAX	HO-NI	IMP	180
3	CP_MAX_VER_####_CR_NI_300_SN	VER	MAX	CR-NI	IMP	300
4	CP_MAX_VER_####_HO_NI_160_NS	VER	MAX	HO-NI	IMP	160

####: Años 2021, 2022, y 2023

Contingencias analizadas: Se analizaron todas las contingencias simples de elementos de transmisión con tensión igual o mayor que 138 kV del sistema de transmisión de Nicaragua, así como todas las contingencias simples de generación de Nicaragua y de Panamá.

Nodos monitoreados: Se realizó el análisis de reserva de potencia reactiva en 9 nodos del sistema de transmisión de Nicaragua, los cuales se detallan a en la



Tabla 89.



**Tabla 89. Nodos del Sistema de Transmisión de Nicaragua
Considerados en el Análisis de Estabilidad de Voltaje**

Código	Nombre	kV
4394	SDGO-138	138
4402	SND-230	230
4800	VIRG-230	230
4315	LBS-138	138
4331	SEB-138	138
4403	LNI-230	230
4404	MSY-230	230
4406	TCP-230	230
4750	AMY-230	230

El análisis de estabilidad de voltaje fue realizado mediante el cálculo de curvas QV (potencia reactiva – voltaje) para los nodos mencionados en la

Tabla 89 ante cada una de las contingencias consideradas, y en cada uno de los 12 escenarios indicados en la Tabla 88.

De todas estas curvas QV, se identifica aquella curva que contiene el menor de los valores de potencia reactiva. Este valor se considera como la reserva de potencia reactiva disponible en el nodo y también como el margen de estabilidad de voltaje a partir del cuál el sistema no puede seguir suministrando más potencia reactiva en un nodo en particular.

Los resultados del análisis de estabilidad de voltaje y las reservas de potencia reactiva se presentan en la

Tabla 90.

En dicha tabla se puede apreciar que los nodos SDGO-138 y SEB-138 alcanzan los menores valores de reserva de potencia reactiva entre los nodos considerados. Por otra parte, los nodos AMY-230, VIRG-230, y SND-230 alcanzan los mayores valores de reserva de potencia reactiva entre -274.94 MVAR y -295.14 MVAR. Vale la pena resaltar, que los valores de reserva de potencia reactiva que se presentan en la



Tabla 90 son los valores más bajos de sus respectivas curvas QV que se presentan en la Figura 9.

Debido a la diferencia de magnitudes de la reserva de potencia reactiva, las curvas QV de los nodos considerados en este análisis con las menores y mayores reservas de potencia reactiva del sistema de transmisión de Nicaragua se presentan en dos gráficas separadas y con ello se busca mejorar su comprensión. Dichas graficas se presentan en la Figura 9.

Tabla 90. Resultados de Reserva de Potencia Reactiva – Sistema de Transmisión de Nicaragua

Código	Nombre	kV	Tensión (p.u.)	Reserva de Potencia Reactiva (MVAR)	Escenario	Descripción de Contingencia
4394	SDGO-138	138	0.5	-31.16	CP_MAX_VER_2022_CR_NI_300_SN	BUS 4420 [SNB-230 230.00] TO BUS 4422 [BCO-230 230.00] CKT 1
4402	SND-230	230	0.83	-295.14	CP_MAX_VER_2021_CR_NI_300_SN	BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4412 [FCS-230 230.00] CKT 1
4800	VIRG-230	230	0.8	-279.15	CP_MAX_VER_2021_CR_NI_300_SN	BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1
4315	LBS-138	138	0.81	-204.65	CP_MAX_VER_2021_CR_NI_300_SN	BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4412 [FCS-230 230.00] CKT 1
4331	SEB-138	138	0.5	-84.16	CP_MAX_VER_2021_CR_NI_300_SN	BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1
4403	LNI-230	230	0.52	-261.34	CP_MAX_INV_2023_HO_NI_260_NS	BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4403 [LNI-230 230.00] CKT 1
4404	MSY-230	230	0.81	-244.74	CP_MAX_VER_2021_CR_NI_300_SN	BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4412 [FCS-230 230.00] CKT 1
4406	TCP-230	230	0.81	-240.71	CP_MAX_VER_2021_CR_NI_300_SN	BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4412 [FCS-230 230.00] CKT 1
4750	AMY-230	230	0.78	-274.94	CP_MAX_VER_2021_CR_NI_300_SN	BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1

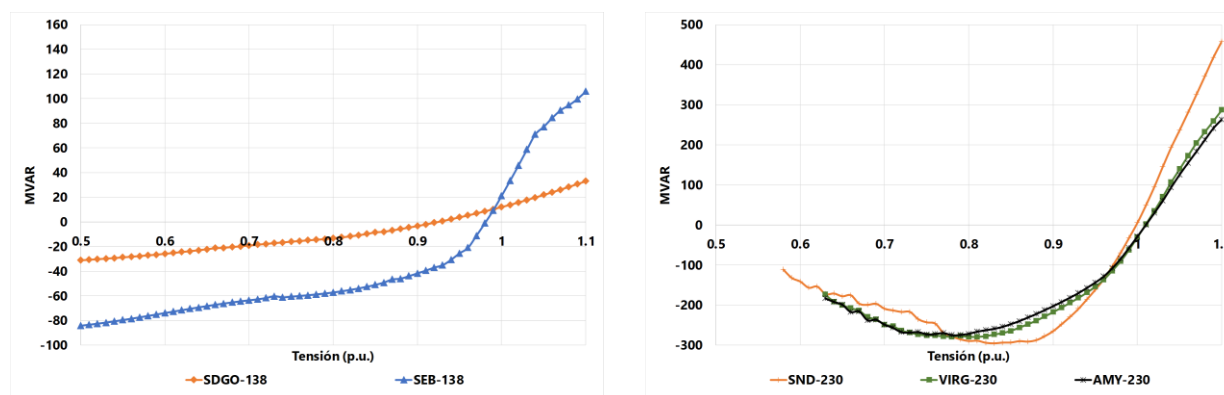


Figura 9. Curvas QV en Nodos del Sistema Transmisión de Nicaragua

De los resultados antes presentados, se concluye que no es necesario la instalación de compensación reactiva para garantizar la estabilidad de tensión y la existencia de suficiente reserva de potencia reactiva en el Sistema de Transmisión de Nicaragua en los escenarios con transferencias de 300 MW y ante contingencias simples.

Refuerzos de transmisión requeridos en el sistema de Nicaragua para alcanzar la capacidad operativa de 300 MW.

Con base a los análisis de sobrecargas, violaciones de voltaje y de déficit de reserva de potencia reactiva, se determina que en el área de control de Nicaragua se requiere reforzar el sistema de transmisión, a efecto de hacer viable la transferencia de 300 MW de potencia,

cumpliendo con los Criterios de Calida y Seguridad en condición normal y ante contingencia simple, conforme a lo establecido en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.

En la Tabla 91 se presentan los refuerzos de transmisión requeridos para hacer viables las transferencias norte-sur y sur norte en el área de Nicaragua, indicándose el costo estimado de inversión, y el tipo de transferencia para el cual se requiere implementar el refuerzo de transmisión.

Tabla 91. Refuerzos de transmisión para evitar sobrecargas atribuibles a las transferencias en el sistema de Nicaragua

Descripción de la Ampliación	Refuerzo	Long (km)	Año de entrada	Actual (MVA)	Futuro (MVA)	Función para la cual se requiere la ampliación					
						Exp NS	Exp SN	Imp NS	Imp SN	Por NS	Por SN
Repotenciación a 150 MVA de línea 138 kV entre las SE Nandaimé - Rivas	Repotenciación	41.11	2021	96	150				✓		✓
Nuevo transformador en SE Ticuantepe 230/138 kV, 71.3 MVA	Nuevo		2021	---	71.3		✓	✓			✓

Asimismo, se determinó el refuerzo para la interconexión Ticuantepe-Guayabo (Nicaragua-Costa Rica), que se muestra en la Tabla 92.

Tabla 92. Refuerzos de transmisión de las interconexiones Costa Rica – Nicaragua.

Descripción del Refuerzo	Tensión (kV)	Refuerzo	Long (km)	Año de entrada	MVA	Exporta		Importa		Porteo	
						NS	SN	NS	SN	NS	SN
Seccionamiento Ticuantepe-Guayabo en subestación La Virgen	230	Modificar topología	162	2021	367	✓				✓	



II.5 ESTUDIO PARA DETERMINAR LOS REFUERZOS DE TRANSMISIÓN PARA EL SISTEMA DE COSTA RICA



Diagnóstico de restricciones de Restricciones de transmisión en el sistema de Costa Rica

Casos Analizados

En la Tabla 93 se presenta el detalle de los casos de transferencia analizados, que incluyen condiciones de importación, exportación y porteo del área de control de Costa Rica.

Tabla 93. Casos analizados con transferencia en el área de control de Costa Rica

No.	Identificación del Caso	Época	Demanda	Intercambio	Tipo	MW
1	MAX_INV_####_CR_NI_300_SN	INV	MAX	CR-NI	EXP	300
2	MAX_INV_####_CR_PA_300_NS	INV	MAX	CR-PA	EXP	300
3	MAX_INV_####_GU_PA_300_NS	INV	MAX	GU-PA	POR	300
4	MAX_INV_####_NI_CR_300_NS	INV	MAX	NI-CR	IMP	300
5	MAX_VER_####_CR_NI_300_SN	VER	MAX	CR-NI	EXP	300
6	MAX_VER_####_CR_PA_300_NS	VER	MAX	CR-PA	EXP	300
7	MAX_VER_####_GU_PA_300_NS	VER	MAX	GU-PA	POR	300
8	MAX_VER_####_NI_CR_300_NS	VER	MAX	NI-CR	IMP	300
9	MAX_VER_####_PA_CR_300_SN	VER	MAX	PA-CR	IMP	300
10	MAX_VER_####_PA_GU_300_SN	VER	MAX	PA-GU	POR	300
11	MED_INV_####_CR_NI_300_SN	INV	MED	CR-NI	EXP	300
12	MED_INV_####_CR_PA_300_NS	INV	MED	CR-PA	EXP	300
13	MED_INV_####_GU_PA_300_NS	INV	MED	GU-PA	POR	300
14	MED_INV_####_NI_CR_300_NS	INV	MED	NI-CR	IMP	300
15	MED_INV_####_PA_CR_270_SN	INV	MED	PA-CR	IMP	270
16	MED_INV_####_PA_GU_200_SN	INV	MED	PA-GU	POR	200
17	MED_VER_####_CR_NI_300_SN	VER	MED	CR-NI	EXP	300
18	MED_VER_####_CR_PA_300_NS	VER	MED	CR-PA	EXP	300
19	MED_VER_####_GU_PA_300_NS	VER	MED	GU-PA	POR	300
20	MED_VER_####_NI_CR_300_NS	VER	MED	NI-CR	IMP	300
21	MED_VER_####_PA_CR_300_SN	VER	MED	PA-CR	IMP	300
22	MED_VER_####_PA_GU_150_SN	VER	MED	PA-GU	POR	150
23	MIN_INV_####_CR_NI_300_SN	INV	MIN	CR-NI	EXP	300
24	MIN_INV_####_CR_PA_300_NS	INV	MIN	CR-PA	EXP	300
25	MIN_INV_####_GU_PA_300_NS	INV	MIN	GU-PA	POR	300
26	MIN_INV_####_NI_CR_300_NS	INV	MIN	NI-CR	IMP	300
27	MIN_INV_####_PA_CR_300_SN	INV	MIN	PA-CR	IMP	300
28	MIN_INV_####_PA_GU_300_SN	INV	MIN	PA-GU	POR	300
29	MIN_VER_####_CR_NI_300_SN	VER	MIN	CR-NI	EXP	300
30	MIN_VER_####_CR_PA_300_NS	VER	MIN	CR-PA	EXP	300
31	MIN_VER_####_GU_PA_300_NS	VER	MIN	GU-PA	POR	300
32	MIN_VER_####_NI_CR_300_NS	VER	MIN	NI-CR	IMP	300
33	MIN_VER_####_PA_CR_300_SN	VER	MIN	PA-CR	IMP	300
34	MIN_VER_####_PA_GU_300_SN	VER	MIN	PA-GU	POR	300

####: 2021, 2022, 2023

Identificación de Sobrecargas

Sobrecargas Pre-existentes y sin Transferencias

En la Tabla 94 se presenta la lista de elementos de transmisión con tensión de operación mayor o igual a 138 kV en el sistema de Costa Rica, que se sobrecargan ante contingencias en los escenarios base sin transferencias entre par de países. El nivel de carga en las tablas se expresa en porcentaje con respecto al RATE A, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo en la base de datos del PSSE.

Tabla 94. Máximas Sobrecargas en Elementos del Sistema de Transmisión de Costa Rica por Contingencias – Casos sin transferencia (%)

Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A	Contingencia	2021	2022	2023
				VER	VER	VER
GAR138B/NAR138B-1	Línea	65	OVRL0D 53204-54104(1)	103	104	108

Sobrecargas con Transferencias

En las siguientes tablas se presentan la lista de elementos de transmisión del sistema de Nicaragua que se sobrecargan ante contingencias en los escenarios evaluados con transferencias entre par de países. El nivel de carga se expresa en las tablas en porcentaje respecto al RATE A, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo en la base de datos del PSSE.

Tabla 95. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de Transmisión de Costa Rica Casos con Transferencias (%)

Elemento	RATE A/A	Año		2021		2022		2023		Máx. carga con Transf (%)
		INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER	
CAS230B/GBO230-10	338		107		109			114		114
COR230A/ARE230A-1	350							106		106
GAB230/COY230-1	389				104					104
GAR138B/NAR138B-1	65		109		109			114		114
LIB230A/CAS230A-1	390							106		106
MOG230/GBO230-1	380							111.16		111.16
TEJ230/PBL230-1	400				101					101

Estación: VER: Verano; INV: Invierno



Tabla 96. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de Transmisión de Costa Rica por Contingencias – Casos Con Transferencias (%)

Elemento	RATE A/A	Contingencia	Máx Carga (%)																								Máx. carga con Transf (%)			
			Año		2021									2022									2023							
			Estación		INV			VER						INV			VER						INV			VER				
			Condición Transferencia		EXP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR	EXP	IMP	POR		EXP	IMP	POR
		SN	NS	NS	SN	NS	SN	NS	SN	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN	NS	SN		
CAS230B/GBO230-10	338	OVRLOD 50000-50050(1)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	104	--	104	
		OVRLOD 50202-50252(1)	--	--	--	--	--	--	--	107	--	--	--	--	--	--	--	109	--	--	--	--	--	--	--	--	102	--	114	--
COR230A/ARE230A-1	350	OVRLOD 50052-50900(1)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	106	--	106	
		OVRLOD 50202-50252(1)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	100	--	100	
GAB230/COY230-1	389	OVRLOD 50350-50900(1)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	104	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	104
GAR138B/NAR138B-1	65	OVRLOD 53204-54104(1)	--	--	103	102	109	108	105	103	--	--	103	102	109	108	106	103	--	--	--	107	106	114	113	110	108	--	114	
LIB230A/CAS230A-1	390	VLTAJE 50300-51500(1)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	106	--	106	
MOG230/GBO230-1	380	OVRLOD 50000-50050(1)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	111.16	--	111.16	
TEJ230/PBL230-1	400	OVRLOD 50350-50900(1)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	101	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	101	



Análisis de las sobrecargas con transferencias, en el sistema de Costa Rica

De la Tabla 96 se observa lo siguiente:

- 1) **Línea 230 kV Cañas-Guayabo (CAS230B/GB0230-10):** En los casos con transferencia, esta línea presentará sobrecarga en los casos con porteo norte-sur, en condición de verano, afectado por dos contingencias: a) Línea 230 kV Liberia-Cañas, y b) Línea 230 kV Arenal-Miravalles. La máxima sobrecarga con transferencias es de 14%. En los casos sin transferencia no se presenta sobrecarga en la línea Barranca-Garabito, por lo cual, su sobrecarga es atribuida a las transferencias. Se requiere determinar un refuerzo de transmisión, para evitar que se produzca la sobrecarga de esta línea, y hacer viable las transferencias de 300 MW en el sistema eléctrico de Costa Rica.
- 2) **Línea 230 kV Corobicí-Arenal (COR230A/ARE230A-1):** En los casos con transferencia, esta línea presentará sobrecarga solamente en el año 2023, en casos de porteo norte-sur, en condición de verano, afectado por dos contingencias: a) Línea 230 kV Cañas-Garabito, y b) Línea 230 kV Arenal-Miravalles. La máxima sobrecarga con transferencias es de 6%. La presencia de sobrecargas es atribuida a las transferencias, considerando que en los casos sin transferencia no se presenta esta condición; por lo tanto, se requiere determinar un refuerzo de transmisión, para evitar que se produzca la sobrecarga de esta línea, y hacer viable las transferencias de 300 MW en el sistema eléctrico de Costa Rica.
- 3) **Línea 230 kV Garabito-Coyoles (GAB230/COY230-1):** En los casos con transferencia, esta línea presentará sobrecarga solamente en el año 2022, en casos de porteo norte-sur, en condición de verano, afectado por la contingencia de la línea 230 kV Barranca-Garabito. La máxima sobrecarga con transferencias es de 4%. La sobrecarga de esta línea no persiste en escenarios futuros.
- 4) **Línea 138 kV Garita-Naranjo (GAR138B/NAR138B-1):** En los casos con transferencia, esta línea se ve afectada con sobrecarga por la contingencia de la línea 138 kV Garita-Poas. La sobrecarga se produce en los años 2021, 2022 y 2023, en condiciones de importación, exportación y porteo, solamente en estación de verano. La máxima sobrecarga con transferencias es de 14%. En los casos sin transferencia se reporta una sobrecarga de hasta 8%. Esta sobrecarga es pre-existente y no es sensible a las transferencias,
- 5) **Línea 230 kV Liberia – Cañas (LIB230A/CAS230A-1):** En los casos con transferencia, esta línea se reporta con sobrecarga, solamente en el año 2023, en condición de porteo norte-sur, afectado por la contingencia de la línea 230 kV Mogote-Guayabo. En los casos sin transferencias, no se reportan sobrecargas, por lo cual, su sobrecarga es atribuida a las transferencias. Se requiere determinar un refuerzo de transmisión, para evitar que se produzca la sobrecarga de esta línea, y hacer viable las transferencias de 300 MW en el sistema eléctrico de Costa Rica.

- 6) **Línea 230 kV Mogote - Guayabo (MOG230/GB0230-1):** En los casos con transferencia, esta línea se reporta con sobrecarga máxima de 76%, afectado por tres contingencias: a) Línea 230 kV Cañas-Liberia, b) Línea 230 kV Pailas – Liberia y c) Interconexión Ticuantepe-Guayabo. La contingencia más severa es la de la línea Cañas-Liberia. En los casos sin transferencia, se reporta una sobrecarga máxima de 27%. Se concluye que la sobrecarga es sensible a las transferencias, y por tanto, se requiere determinar un refuerzo de transmisión, para evitar que se produzca la sobrecarga y hacer viable las transferencias de 300 MW en el sistema eléctrico de Costa Rica.
- 7) **Línea 230 kV Tejona-Peñas Blancas (TEJ230/PBL230-1):** Esta línea presenta sobrecarga de 1% solamente en condición de porteo norte-sur, en época de verano de 2022. Esta sobrecarga no se reporta en 2021, ni en 2023. Debido a que el nivel de sobrecarga es mínimo, que ocurriría solamente ante una contingencia, y que no es persistente en escenarios futuros, no se recomendará un refuerzo de transmisión.

Conclusiones del diagnóstico de sobrecargas en el sistema de transmisión de Costa Rica:

- 1) Se identifican 7 elementos de transmisión que presentan sobrecarga en la red del sistema eléctrico de Costa Rica, en condiciones de transferencia de 300 MW. En 7 elementos se determinó que son atribuibles o son sensibles a las transferencias, y por tanto se determinarán refuerzos de transmisión para evitarlas.
- 2) No se considera determinar refuerzos de transmisión para dos (2) elementos de transmisión debido a que las sobrecargas que presentan, son pre-existentes y no son sensibles a las transferencias:
 - a. **Línea 138 kV Garita-Naranjo (GAR138B/NAR138B-1):** Esta sobrecarga es pre-existente y no es sensible a las transferencias.
 - b. **Línea 230 kV Tejona-Peñas Blancas (TEJ230/PBL230-1):** Esta línea presenta sobrecarga de 1% solamente en condición de porteo norte-sur, en época de verano de 2022, y no se reporta en 2021, ni en 2023.
- 3) Los siguientes elementos de transmisión de Costa Rica, se reportan con sobrecargas que son atribuibles o sensibles a las transferencias de 300 MW, y se requiere determinar soluciones para evitarlas:
 1. Línea 230 kV Cañas-Guayabo (CAS230B/GB0230-10)
 2. Línea 230 kV Corobicí-Arenal (COR230A/ARE230A-1)
 3. Línea 230 kV Liberia – Cañas (LIB230A/CAS230A-1)
 4. Línea 230 kV Garabito-Coyoles (GAB230/COY230-1)
 5. Línea 230 kV Mogote - Guayabo (MOG230/GB0230-1)

Como resultado del presente estudio, deberán determinarse los refuerzos de transmisión que eviten que se produzcan las sobrecargas de los elementos cinco (5) elementos detallados, para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño ante contingencias simples, para hacer viable el porteo, importación y exportación de 300 MW a través del sistema de transmisión de Costa Rica.

En la Tabla 97 se presenta el resumen del diagnóstico de las sobrecargas en la red de transmisión de Costa Rica, identificando las que son atribuibles a las transferencias de 300 MW a través de este sistema.



Tabla 97. Resumen del diagnóstico de sobrecargas en el sistema de Costa Rica, identificando los escenarios en los cuales se reporta condición de sobrecarga

No.	Elemento	Año	2021										2022										2023										Atribuible a Transferencias	Observación														
			Estación	INV					VER					Condición Transferencia	INV					VER					INV					VER																		
				EXP	POR	EXP	SN	NS	IMP	SN	NS	POR	SN		EXP	POR	EXP	SN	NS	IMP	SN	NS	POR	SN	EXP	IMP	POR	EXP	SN	NS	IMP	SN			NS	POR	SN	NS	IMP	SN	NS	POR	SN	NS				
																																													RATE A/A	SN	NS	NS
1	CAS230B/GBO230-10	338	--	--	--	--	--	--	--	--	✓	--	--	--	--	--	--	--	✓	--	--	--	--	--	--	--	--	✓	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	✓	--	--	--	--	--	Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.
2	COR230A/ARE230A-1	350	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	✓	--	--	--	--	Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.	
3	GAB230/COY230-1	389	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	✓	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	No	Sobrecarga mínima y no persistente a futuro.		
4	GAR138B/NAR138B-1	65	--	--	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	--	--	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	--	--	--	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	No	Sobrecarga pre-existente, no sensible a las transferencias.		
5	LIB230A/CAS230A-1	390	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	✓	--	--	--	--	Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.		
6	MOG230/GBO230-1	380	--	✓	✓	✓	✓	✓	--	✓	✓	--	✓	✓	✓	✓	--	✓	✓	--	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Si	Sobrecarga atribuible a las transferencias.		
7	TEJ230/PBL230-1	400	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	✓	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	No	Sobrecarga mínima y no persistente a futuro.			

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

NS: Sentido de Transferencia Norte-Sur; **SN:** Sentido de Transferencia Sur-Norte

Condición Transferencia: EXP: Costa Rica Exporta; IMP: Costa Rica Importa

Proyectos candidatos para resolver los Problemas de sobrecarga en el sistema de Costa Rica

De los análisis presentados en las secciones anteriores, se determinó que existen elementos en el sistema de transmisión de Costa Rica, cuya incidencia de sobrecarga es atribuible a las transferencias. En la **Tabla 98** se detalla dichos elementos de transmisión, indicándose la máxima sobrecarga reportada para cada año del horizonte de estudio.

Tabla 98. Elementos de transmisión del sistema eléctrico de Costa Rica, con sobrecargas atribuibles a las transferencias.

No.	Elemento	RATE A/A	2021	2022	2023	Máx Sobrecarga (%)
2	CAS230B/GBO230-10	338	107	109	114	114
3	COR230A/ARE230A-1	350	0	0	106	106
4	GAB230/COY230-1*	389	0	104	0	104
5	LIB230A/CAS230A-1	390	0	0	106	106
7	MOG230/GBO230-1	380			111.16	111.16
9	TEJ230/PBL230-1*	400	0	101	0	101

*Elementos con sobrecarga no persistente.

Para evitar las sobrecargas atribuibles a las transferencias, identificadas en el sistema de transmisión de Costa Rica, se evaluaron los elementos candidatos para reforzar la red de transmisión, cuyos parámetros principales para la modelación, se presentan en las siguientes tablas:

Tabla 99. Proyectos de líneas de transmisión candidatos para evitar sobrecargas atribuibles a las transferencias en el sistema de Costa Rica.

Solución	Año	Nodos	Nombre	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Length
Cambiar Conductor	2021	50052-51500	CAS230B-GBO230	10	0.0045	0.0350	0.1271	400	400	478	38.2
Nueva Línea	2021	50100-50200	COR230A-ARE230A	2	0.0010	0.0057	0.0106	350	350	350	6.02
Nueva Línea	2021	50300-51500	MOG230-GBO230	2	0.0004	0.0021	0.0039	380	380	400	2.23
Retensar	2021	50900-54750	GAB230-COY230	1	0.0106	0.0574	0.1184	470	470	470	63.8

Evaluación del cumplimiento de los CCSD considerando la operación de los refuerzos candidatos en el sistema de Costa Rica.

A efectos de evaluar la efectividad para el cumplimiento de los CCSD, de los proyectos candidatos, se realizaron simulaciones de flujo de carga en condición de red completa y ante



contingencias simples en el SER, considerando la incorporación de los refuerzos de transmisión.

En la siguiente tabla se presenta el reporte de sobrecargas máximas por año, en elementos del sistema de transmisión de Costa Rica, ante contingencias simples, considerando la incorporación de los refuerzos candidatos.

Tabla 100. Sobrecargas resultantes ante contingencias, considerando la incorporación de los refuerzos de transmisión en el sistema de Costa Rica

Elemento	RATE A/A (MVA)	% Respecto al RATE A		
		2021	2022	2023
GAR138B/NAR138B-1	65	109	109	114

Como resultado de las simulaciones, en la Tabla 100, se reporta la sobrecarga de la línea 138 kV, Garita-Naranjo (GAR138B/NAR138B-1), la cual presenta sobrecarga desde la condición sin transferencia, y la misma no evoluciona con las transferencias.

Con base a lo anterior, se concluye que los refuerzos de transmisión evaluados para el sistema de Costa Rica, son efectivos para evitar las sobrecargas que se producen ante contingencias simple, que son atribuibles a las transferencias, permitiendo el cumplimiento de los Criterios de Calidad y Seguridad establecidos en el RMER para contingencias simples.

Análisis para determinar los requerimientos de compensación reactiva en el sistema de Costa Rica

Determinación de compensación reactiva para eliminar las violaciones de voltaje atribuibles a las transferencias

Violaciones de Tensión Pre-existentes, sin Transferencias

En los escenarios sin transferencia, en el sistema de Costa Rica no se presentan violaciones de tensión ante contingencias.

Violaciones de tensión con transferencias, sin refuerzos para eliminar sobrecargas

En los escenarios con transferencia, en el sistema de Costa Rica no se presentan violaciones de tensión ante contingencias.



Violaciones de tensión con transferencias, considerando en servicio los refuerzos para eliminar sobrecargas

No se presentan violaciones de tensión ante contingencias.

Violaciones de tensión atribuibles a las transferencias en el área de Control de Costa Rica

No se reportan violaciones de voltaje atribuibles a las transferencias en el sistema eléctrico de Costa Rica.

Refuerzos de compensación reactiva requeridos en el sistema eléctrico de Costa Rica, para resolver las violaciones de voltaje.

Considerando que, en el sistema de transmisión de Costa Rica, no se reportan nodos con violaciones de voltaje atribuible a las transferencias, no se propone la instalación de compensación reactiva adicional a la existente.

Análisis de Estabilidad de Voltaje

En esta sección se presenta el análisis de estabilidad de voltaje para nodos pertenecientes al sistema de transmisión de Costa Rica.

Criterios aplicables: Conforme a lo establecido en el numeral 16.2.6.1 del Libro III del RMER:

- En condiciones de operación normal, el sistema debe permanecer estable,
- En condiciones de Contingencia Simple, el sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje.

Escenarios analizados: Se analizaron los escenarios de demanda máxima regional, con el sistema eléctrico de Costa Rica importando desde Nicaragua e importando desde Panamá. En total se analizaron 12 casos, los cuales se detallan en la siguiente tabla.

Tabla 101. Escenarios Considerados en el Análisis de Estabilidad de Voltaje en el Sistema de Transmisión de Costa Rica

No.	Identificación del Caso	Época	Demanda	Origen-Destino Intercambio	Tipo	Intercambio (MW)
1	CA_MAX_INV #### NI_CR_300_SN	INV	MAX	NI-CR	IMP	300
2	CA_MAX_INV #### PA_CR_300_NS	INV	MAX	PA-CR	IMP	300 *
3	CA_MAX_VER #### NI_CR_300_SN	VER	MAX	NI-CR	IMP	300
4	CA_MAX_VER #### PA_CR_300_NS	VER	MAX	PA-CR	IMP	300

####: Años 2021, 2022, y 2023

*: Debido a restricciones de generación en el Sistema de Panamá, en los años 2021 y 2022 el intercambio fue igual a 0 MW.

Contingencias analizadas: Se analizaron todas las contingencias simples de elementos de transmisión con tensión igual o mayor que 138 kV del sistema eléctrico de Costa Rica, así como todas las contingencias simples de generación de Costa Rica y de Panamá.

Nodos monitoreados: Se realizó el análisis de reserva de potencia reactiva en 7 nodos del sistema de transmisión de Costa Rica, los cuales se detallan en la Tabla 102.

Tabla 102. Nodos del Sistema de Transmisión de Costa Rica Considerados en el Análisis de Estabilidad de Voltage

Código	Nombre	kV
56050	RCL230A	230
56100	PAL230A	230
56000	SIS230	230
53850	RMA230	230
58300	MOI230A	230
54000	PAR230	230
54050	TER230	230

El análisis de estabilidad de voltaje fue realizado mediante el cálculo de curvas QV (potencia reactiva – voltaje) para los nodos mencionados en la Tabla 102 ante cada una de las contingencias consideradas, y en cada uno de los 12 escenarios indicados en la Tabla 101.

De todas estas curvas QV, se identifica aquella curva que contiene el menor de los valores de potencia reactiva. Este valor se considera como la reserva de potencia reactiva disponible en el nodo y también como el margen de estabilidad de voltage a partir del cuál el sistema no puede seguir suministrando más potencia reactiva en un nodo en particular.

Los resultados del análisis de estabilidad de voltaje y las reservas de potencia reactiva se presentan a continuación.

Tabla 103. Resultados de Reserva de Potencia Reactiva – Sistema de Transmisión de Costa Rica

Código Nodo	Nombre Nodo	kV	Tensión (p.u.)	Reserva de Potencia Reactiva (MVAR)	Escenario	Descripción de Contingencia
56050	RCL230A	230	0.78	-491.92	CP_MAX_INV_2022_NI_CR_300_NS	BUS 53850 [RMA230 230.00] TO BUS 56000 [SIS230 230.00] CKT 1
56100	PAL230A	230	0.67	-470.42	CP_MAX_INV_2022_NI_CR_300_NS	BUS 53850 [RMA230 230.00] TO BUS 56000 [SIS230 230.00] CKT 1
56000	SIS230	230	0.52	-255.03	CP_MAX_INV_2021_NI_CR_300_NS	BUS 53850 [RMA230 230.00] TO BUS 56000 [SIS230 230.00] CKT 1
53850	RMA230	230	0.71	-459.97	CP_MAX_VER_2021_NI_CR_300_NS	BUS 53850 [RMA230 230.00] TO BUS 58450 [TTO230 230.00] CKT 1
58300	MOI230A	230	0.6	-353.56	CP_MAX_VER_2021_NI_CR_300_NS	BUS 58300 [MOI230A 230.00] TO BUS 58350 [CAH230 230.00] CKT 1
54000	PAR230	230	0.74	-471.97	CP_MAX_VER_2021_NI_CR_300_NS	BUS 50350 [BAR230 230.00] TO BUS 50900 [GAB230 230.00] CKT 1
54050	TER230	230	0.72	-437.84	CP_MAX_VER_2021_NI_CR_300_NS	BUS 53850 [RMA230 230.00] TO BUS 54050 [TER230 230.00] CKT 1

De la tabla anterior se puede apreciar que los nodos SIS230 y MOI230A alcanzan los menores valores de reserva de potencia reactiva entre los nodos considerados. Por otra parte, los nodos PAL230, PAR230, y RCL230A alcanzan los mayores valores de reserva de potencia reactiva entre -470.42 MVAR y -491.92 MVAR. Vale la pena resaltar, que los valores de reserva de potencia reactiva que se presentaron en la Tabla 103 para estos nodos en particular son los valores más bajos de sus respectivas curvas QV que se presentan en la Figura 10.

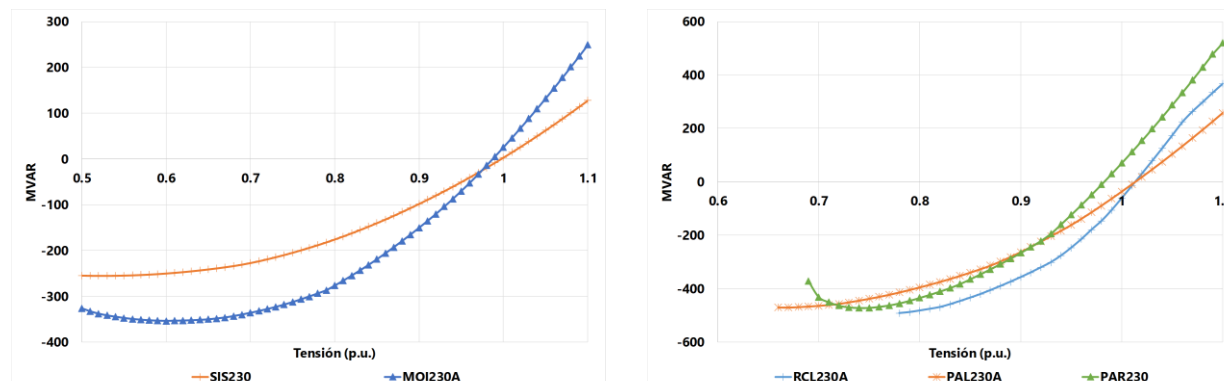


Figura 10. Curvas QV en Nodos del Sistema de Transmisión de Costa Rica

De los resultados antes presentados, se concluye que no es necesario la instalación de compensación reactiva para garantizar la estabilidad de tensión y la existencia de suficiente reserva de potencia reactiva en el Sistema de Transmisión de Costa Rica en los escenarios con transferencias de 300 MW y ante contingencias simples.

Refuerzos de transmisión requeridos en el sistema eléctrico de Costa Rica para alcanzar la capacidad operativa de 300 MW.

Con base a los análisis de sobrecargas, violaciones de voltaje y de déficit de reserva de potencia reactiva, se determina que en el área de control de Costa Rica se requiere reforzar el sistema de transmisión, a efecto de hacer viable la transferencia de 300 MW de potencia, cumpliendo con los Criterios de Calida y Seguridad en condición normal y ante contingencia simple, conforme a lo establecido en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.

En la Tabla 104 se presentan los refuerzos de transmisión requeridos para hacer viables las transferencias norte-sur y sur norte en el área de Costa Rica, indicándose el año en que se requiere que entre en servicio el refuerzo, el costo estimado de inversión y el tipo de transferencia para el cual se requiere implementar el refuerzo de transmisión.



Tabla 104. Refuerzos de transmisión requeridos en el sistema de Costa Rica, para hacer viable las transferencias de 300 MW cumpliendo con los CCSD.

Referencia	Descripción de la Ampliación	Refuerzo	Long (km)	Año de entrada	Actual (MVA)	Futuro (MVA)	Función para la cual se requiere la ampliación					
							Exp NS	Exp SN	Imp NS	Imp SN	Por NS	Por SN
CAS230B/GBO230-10	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Cañas - Guayabo	Repotenciación	38.2	2021	338	400			✓		✓	
COR230A/ARE230A-1	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Corobicí - Arenal	Repotenciación	9.9	2021	350	400					✓	
MOG230/GBO230-2	Nueva línea 230 kV entre las SE Mogote - Guayabo	Nuevo	6.02	2023	---	240	✓	✓	✓	✓	✓	✓
GAB230/COY230-1	Repotenciación a 470 MVA de línea 230 kV entre las SE Garabito - Coyoles	Repotenciación	63.8	2021	389	470					✓	

Donde:

Exp NS: Escenario de Exportación Norte-Sur;

Exp SN: Escenario de Exportación Sur-Norte;

Imp NS: Escenario de Importación Norte-Sur

Imp SN: Escenario de Importación Sur – Norte;

Por NS: Escenario de Porteo Norte-Sur;

Por SN: Escenario de Porteo Sur-Norte



II.6 ESTUDIO PARA DETERMINAR LOS REFUERZOS DE TRANSMISIÓN PARA EL SISTEMA DE PANAMÁ

Diagnóstico de restricciones de Restricciones de transmisión en el sistema de Panamá

Casos Analizados

En la Tabla 105 se presenta el detalle de los casos de transferencia analizados, que incluyen condiciones de importación, exportación y porteo del área de control de Panamá.

Tabla 105. Casos analizados con transferencia en el área de control de Panamá

No.	Identificación del Caso	Época	Demanda	Intercambio	Tipo	MW
1	MAX_INV_####_CR_PA_300_NS	INV	MAX	CR-PA	IMP	300
2	MAX_INV_####_GU_PA_300_NS	INV	MAX	GU-PA	IMP	300
3	MAX_VER_####_CR_PA_300_NS	VER	MAX	CR-PA	IMP	300
4	MAX_VER_####_GU_PA_300_NS	VER	MAX	GU-PA	IMP	300
5	MAX_VER_####_PA_CR_300_SN	VER	MAX	PA-CR	EXP	300
6	MAX_VER_####_PA_GU_300_SN	VER	MAX	PA-GU	EXP	300
7	MED_INV_####_CR_PA_300_NS	INV	MED	CR-PA	IMP	300
8	MED_INV_####_GU_PA_300_NS	INV	MED	GU-PA	IMP	300
9	MED_INV_####_PA_CR_270_SN	INV	MED	PA-CR	EXP	270
10	MED_INV_####_PA_GU_200_SN	INV	MED	PA-GU	EXP	200
11	MED_VER_####_CR_PA_300_NS	VER	MED	CR-PA	IMP	300
12	MED_VER_####_GU_PA_300_NS	VER	MED	GU-PA	IMP	300
13	MED_VER_####_PA_CR_300_SN	VER	MED	PA-CR	EXP	300
14	MIN_INV_####_CR_PA_300_NS	INV	MIN	CR-PA	IMP	300
15	MIN_INV_####_GU_PA_300_NS	INV	MIN	GU-PA	IMP	300
16	MIN_INV_####_PA_CR_300_SN	INV	MIN	PA-CR	EXP	300
17	MIN_INV_####_PA_GU_300_SN	INV	MIN	PA-GU	EXP	300
18	MIN_VER_####_CR_PA_300_NS	VER	MIN	CR-PA	IMP	300
19	MIN_VER_####_GU_PA_300_NS	VER	MIN	GU-PA	IMP	300
20	MIN_VER_####_PA_CR_300_SN	VER	MIN	PA-CR	EXP	300
21	MIN_VER_####_PA_GU_300_SN	VER	MIN	PA-GU	EXP	300

####: 2021, 2022, 2023

RATE de referencia para determinar el nivel de sobrecarga

ETESA a través de su comunicación ETE-DTR-GPL-397-2018, del 2 de agosto de 2018, y el CND-ETESA, en su comunicación ETE-DCND-GOP-PMP-434-2018, hicieron referencia a que, de acuerdo al Reglamento de Operación de Panamá (numeral MOM.1.4.1), ante contingencia simple, los elementos de transmisión pueden cargarse hasta el valor de su RATE C (Criterio de cargabilidad en emergencia en líneas). por lo cual consideran oportuno tomar en cuenta este criterio para determinar los elementos con sobrecarga. Esta solicitud también fue expuesta por los participantes del CND-ETESA y ETESA, en la reunión del EOR y el CTPET realizada el 27 de julio de 2018. No obstante, lo planteado por estas entidades, el EOR aclaró que, el estudio de Diagnóstico de mediano plazo, se realiza enfocado en el

cumplimiento de los criterios establecidos en el RMER; y en este sentido, conforme al numeral 16.2.6.1 del Libro III del RMER, en condición normal y ante contingencias simples, la carga de los elementos de transmisión no debe exceder el límite térmico continuo, valor que se encuentra reportado en el atributo denominado RATE A, de las bases de datos PSSE.

Identificación de Sobrecargas

Sobrecargas Pre-existentes y sin Transferencias

En la Tabla 106 se presenta la lista de elementos de transmisión del sistema de Panamá, que se sobrecargan ante contingencias en los escenarios base sin transferencias entre par de países. El nivel de carga en las tablas se expresa en porcentaje con respecto al límite térmico de uso continuo conforme a lo establecido en numeral 16.2.6.1 del Libro III del RMER, el cual corresponde al RATE A en la base de datos del PSSE.

Tabla 106. Máximas Sobrecargas en Elementos del Sistema de Transmisión Panamá por Contingencias – Casos sin transferencia (%)

Elemento	Tipo Elemento	Año		2021		2022		2023		Máx. Carga (%)
		RATE A/A	INV	VER	INV	VER	INV	VER		
CHO230/EHIG230-3B	Línea	247	103	--	--	--	--	--	--	103
CHO230/EHIG230-4B	Línea	247	140	--	--	--	--	--	--	140
FOR230/GUA230-18	Línea	275	140	--	140	--	100	--	--	140
LSA230/EHIG230-3C	Línea	247	112	--	--	--	--	--	--	112
LSA230/EHIG230-4C	Línea	247	142	--	--	--	--	--	--	142
LSA230/VEL230-5A	Línea	247	103	--	--	--	--	--	--	103
MDN115/CAL115-16	Línea	93	155	--	164	--	166	--	--	166
MDN230/TRAFO2_5-T2	Transformador	70	113	--	116	--	117	--	--	117
MDN230/TRAFO3_5-T3	Transformador	70	110	--	113	--	114	--	--	114

En la Tabla 107, se muestran los elementos con sobrecarga que pertenecen al sistema de distribución, cuya expansión no la realiza ETESA.

Tabla 107. Sobrecargas en líneas que pertenecen al sistema de distribución, en los casos sin transferencias.

Elemento	Tipo Elemento	Año		2021		2022		2023		Máx. Carga (%)
		RATE A/A	INV	VER	INV	VER	INV	VER		
CAC115/LOC115A-6	Línea	140	--	--	--	--	103	101	--	103
CVI115A/CDE115-49	Línea	50	185	200	203	214	225	228	--	228
CVI115A/LBO115-48	Línea	50	155	165	167	135	140	145	--	167
CVI115A/SFR115-11	Línea	141	113	125	124	133	142	140	--	142
LBO115/CDE115-48	Línea	50	127	137	138	146	152	154	--	154
LOC115A/BVI115-21	Línea	160	--	104	107	101	113	107	--	113
LOC115A/CBA115-39	Línea	160	--	--	--	--	101	--	--	101
LOC115A/CBA115-40	Línea	160	147	157	158	163	175	167	--	175
LSA115/ARE115-13	Línea	49	124	123	134	132	145	141	--	145
LSA230/BEV230-6A	Línea	247	104	--	--	--	--	--	--	104
PAN115/LOC115A-22	Línea	137	--	--	--	--	101	--	--	101
PAN115/LOC115A-38	Línea	137	--	--	--	--	101	--	--	101
PAN115/SMA115-7	Línea	93	117	127	121	129	129	134	--	134
SFR115/CBA115-41	Línea	184	--	105	105	109	117	110	--	117

Se observa que, en los casos sin transferencia, 9 elementos del sistema de transmisión se reportan con sobrecarga. 14 elementos consisten en líneas de 115 kV, que forman parte del sistema de distribución de Panamá.

Sobrecargas con Transferencias

En la Tabla 108 se presentan la lista de elementos del sistema de transmisión de Panamá que se sobrecargan ante contingencias en los escenarios evaluados con transferencias entre países. El nivel de carga se expresa en las tablas en porcentaje respecto al RATE A, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo en la base de datos del PSSE.

Tabla 108. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de Transmisión de Panamá Casos con Transferencias (%)

Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A	2021		2022		2023		Máx. carga Con Transf (%)	Máx. carga Sin Transf (%)
			INV	VER	INV	VER	INV	VER		
CHA230/CHG230-0B	Línea	304	--	--	--	--	105	--	105	---
CHO230/EHIG230-4B	Línea	247	133	105	--	105	--	--	133	103
ESP230/CHG230-0B	Línea	304	--	--	--	--	104	--	104	---
FOR230/GUA230-18	Línea	275	130	--	140	--	--	--	140	140
LSA230/EHIG230-3C	Línea	247	108	--	--	--	--	--	108	112
LSA230/EHIG230-4C	Línea	247	136	111	--	112	--	--	136	142
MDN115/CAL115-16	Línea	93	155	136	164	146	158	145	164	166
MDN230/TRAF02_5-T2	Transformador	70	106	--	110	--	110	--	110	117
MDN230/TRAF03_5-T3	Transformador	70	104	--	107	--	108	--	108	114

En la Tabla 109 se presentan la lista de elementos que pertenecen al sistema de distribución de Panamá que se sobrecargan respecto al RATE A, ante contingencias en los escenarios evaluados con transferencias entre países.

Tabla 109. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sistema de distribución de 115 kV de Panamá, Casos con Transferencias (%)

Elemento	Tipo Elemento	RATE A/A	2021		2022		2023		Máx. carga Con Transf (%)	Máx. carga Sin Transf (%)
			INV	VER	INV	VER	INV	VER		
CAC115/LOC115A-6	Línea	140	--	--	--	--	103	102	103	103
CVI115A/CDE115-49	Línea	50	187	200	206	216	225	228	228	140
CVI115A/LBO115-48	Línea	50	155	165	167	135	140	145	167	228
CVI115A/SFR115-11	Línea	141	115	129	127	141	142	144	144	167
LBO115/CDE115-48	Línea	50	128	138	141	147	152	154	154	154
LOC115A/BVI115-21	Línea	160	101	104	107	102	113	108	113	113
LOC115A/CBA115-39	Línea	160	--	--	--	--	101	--	101	101
LOC115A/CBA115-40	Línea	160	149	159	160	167	176	170	176	175
LSA115/ARE115-13	Línea	49	125	137	133	149	145	156	156	145
PAN115/LOC115A-22	Línea	137	--	--	--	--	102	101	102	101
PAN115/LOC115A-38	Línea	137	--	--	--	--	102	101	102	101
PAN115/SMA115-7	Línea	93	122	130	124	133	132	137	137	134
SFR115/CBA115-41	Línea	184	--	106	106	111	118	112	118	117

En la se observa que los niveles de sobrecarga de las líneas del sistema de distribución, se reportan en los casos sin transferencia y con transferencia, por tanto, no se analizará el detalle de las contingencias que las provocan.



Tabla 110. Máximas Sobrecargas de Elementos del Sima de Transmisión de Panamá por Contingencias – Casos con Transferencias

Elemento	Tipo	RATE A/A	Año												Max. Carga con Transf (%)	Max. Carga Sin Transf (%)	
			Estación	2021				2022				2023					
				Contingencia	INV EXP	IMP EXP	VER IMP	INV EXP	IMP EXP	VER IMP	INV EXP	IMP EXP	VER IMP				
CHA230/CHG230-0B	LTX	304	OVRLOD 6263-6837(0B)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	105	--	105	#N/A
CHO230/EHIG230-4B	LTX	247	VLTAGE 6005-6240(3B)	127	133	--	105	--	--	--	105	--	--	--	--	133	140
ESP230/CHG230-0B	LTX	304	OVRLOD 6260-6837(0B)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	104	--	104	#N/A
FOR230/GUA230-18	LTX	275	ISLAND 6176-6178(T1)	--	--	--	--	107	--	--	--	--	--	--	--	107	108
			ISLAND 6177-6178(T2)	--	--	--	--	107	--	--	--	--	--	--	--	107	108
			ISLAND 6178-6179(19)	109	106	--	--	118	109	--	--	--	--	--	--	118	119
			ISLAND 6179-6360(22)	108	103	--	--	117	107	--	--	--	--	--	--	117	119
			ISLAND 6360-6363(23)	103	--	--	--	112	103	--	--	--	--	--	--	112	114
			ISLAND 6363-6366(24)	--	--	--	--	106	--	--	--	--	--	--	--	106	107
			ISLAND 6366-6367-6368(T1)	--	--	--	--	106	--	--	--	--	--	--	--	106	107
			ISLAND 6755-6756(T1)	--	--	--	--	106	--	--	--	--	--	--	--	106	109
			ISLAND 6755-6757(T2)	--	--	--	--	106	--	--	--	--	--	--	--	106	109
			OVRLOD 6011-6182(5B)	128	128	--	--	140	133	--	--	--	--	--	--	140	140
			OVRLOD 6179-6401(29)	119	130	--	--	128	134	--	--	--	--	--	--	134	128
			OVRLOD 6182-6440(5A)	117	119	--	--	127	124	--	--	--	--	--	--	127	128
			OVRLOD 6260-6263(0B)	107	--	--	--	116	--	--	--	--	--	--	--	116	118
			OVRLOD 6260-6340(30)	119	130	--	--	129	135	--	--	--	--	--	--	135	129
			UNIT 6756(G1)	--	--	--	--	106	--	--	--	--	--	--	--	106	109
			UNIT 6757(G2)	--	--	--	--	106	--	--	--	--	--	--	--	106	109
			VLTAGE 6011-6096(7)	--	--	--	--	102	--	--	--	--	--	--	--	102	104
LSA230/EHIG230-3C	LTX	247	OVRLOD 6005-6830(0A)	101	107	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	107	111
			OVRLOD 6008-6830(0B)	--	101	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	101	106
			OVRLOD 6460-6713(2C)	102	108	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	108	112
LSA230/EHIG230-4C	LTX	247	OVRLOD 6005-6830(0A)	101	107	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	107	111
			OVRLOD 6008-6830(0B)	--	101	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	101	106
			OVRLOD 6460-6713(2C)	102	108	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	108	112
			VLTAGE 6008-6240(3C)	129	136	--	111	--	--	--	112	--	--	--	--	136	142
MDN115/CAL115-16	LTX	93	OVRLOD 6012-6087(15)	155	119	136	115	164	131	--	--	158	130	145	125	164	166
MDN230/TRAFO2_5-T2	TRF	70	OVRLOD 6011-6012-6013(T1)	106	--	--	--	110	--	--	--	110	--	--	--	110	117
MDN230/TRAFO3_5-T3	TRF	70	OVRLOD 6011-6012-6013(T1)	104	--	--	--	107	--	--	--	108	--	--	--	108	114
PAN230/TRAFO2-T2	TRF	175	OVRLOD 6001-6002-6084(T3)	101	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	101	#N/A
			OVRLOD 6702-6703-6704(T1)	100	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	100	#N/A
			OVRLOD 6702-6703-6704(T2)	100	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	100	#N/A



Análisis de las sobrecargas con transferencias, en el sistema de Panamá

De la Tabla 109 y Tabla 110 se observa lo siguiente:

- 1) **Línea 230 kV Changuinola – Chiriquí Grande (CHA230/CHG230-0B):** Esta línea se reporta con sobrecarga solamente en el escenario de invierno de 2023, con el sistema de Panamá importando. La condición de sobrecarga es atribuible a la transferencia considerando que no se reporta esta condición en casos sin transferencia. La máxima sobrecarga es de 5%. La sobrecarga en la línea se produce por la contingencia de la línea Changuinola-Chiriquí Grande 230 kV. Se requiere determinar un refuerzo de transmisión para evitar la sobrecarga de esta línea, para hacer viable la importación de 300 MW del sistema de Panamá.
- 2) **Línea 230 kV Chorrera – El Higo (CHO230/EHIG230-3B y 4B):** En los casos con transferencia esta línea se reporta con sobrecarga máxima de 33%, en los escenarios de los años 2021 y 2022, provocada por la contingencia de la línea que opera en paralelo. En los casos sin transferencia, la línea se reporta con una sobrecarga máxima de 40% provocada por la misma contingencia. En el año 2023 no se presenta la sobrecarga debido a que la línea estará repotenciada, llevando la capacidad de la línea de 247 MVA a 608 MVA. Aunque la sobrecarga reportada no sería atribuible a las transferencias, se recomienda adelantar la repotenciación de la línea para estar disponible a partir del 2021.
- 3) **Línea 230 kV Esperanza – Changuinola (ESP230/CHG230-0B):** Esta línea se reporta con sobrecarga solamente en los casos con transferencia, en el escenario de invierno de 2023, en condición de importación de Panamá. La sobrecarga es provocada por la contingencia de la línea 230 kV Changuinola-Chiriquí Grande. La máxima sobrecarga alcanzada es de 4%. Esta sobrecarga es atribuible a las transferencias. Se requiere determinar un refuerzo de transmisión para evitar la sobrecarga de esta línea, para hacer viable la importación de 300 MW del sistema de Panamá.
- 4) **Línea 230 kV Fortuna – Guasquita (FOR230/GUA230-18):** Esta línea se presenta con sobrecarga tanto en los casos con transferencia, como sin transferencia. La sobrecarga se reporta solamente en el escenario de invierno de 2022, en condición de exportación. No se presenta sobrecarga en los escenarios de 2021 ni en 2023. La sobrecarga es causada por pérdidas de generación en Panamá. Considerando que la sobrecarga es preexistente, no es sensible al intercambio y no es persistente en los escenarios futuros; no se propondrá invertir en algún refuerzo de transmisión para evitarla.
- 5) **Línea 230 kV Llano Sánchez – El Higo (LSA230/EHIG230-3C y 4C):** En los casos con transferencia esta línea se reporta con sobrecarga máxima de 36%, en los



escenarios de los años 2021 y 2022. La sobrecarga se produce por cuatro contingencias: a) línea 230 kV Chorrera-Antón (6005-6830(0A)); b) línea 230 kV Antón –Llano Sánchez (6008-6830(0B)); c) El Coco Burunga (6460-6713(2C)); y d) Llano Sánchez – El Higo (6008-6240(3C)). Las sobrecargas reportadas son pre-existentes en los casos sin transferencia, no son sensibles a los flujos por intercambio y no persisten en 2023. Esta línea será repotenciada en 2023, pasando capacidad de 247 MVA a 608 MVA. Se recomienda adelantar repotenciación a partir de 2021.

- 6) **Línea 115 kV Mata de Nance - Caldera (MDN115/CAL115-16):** Esta línea se sobrecarga en todo el horizonte desde 2021 hasta 2023. La máxima sobrecarga que se reporta es de 64%. La sobrecarga es provocada por la contingencia de la otra línea que opera en paralelo.
- 7) **Transformadores 230/115 kV Mata de Nance (MDN230/TRAFO2_5-T2 y T3):** Tanto en los escenarios sin transferencia como, con transferencia, estos transformadores se sobrecargan al darse la contingencia de uno de los dos equipos que operan en paralelo. En los casos con transferencia, la máxima sobrecarga que se produce es de 10%; y 17% en los casos sin transferencia. En los casos con transferencia se observa una reducción de la sobrecarga. De acuerdo a lo anterior, la sobrecarga reportada no es sensible a los intercambios de potencia de Panamá con el resto del SER, por tanto, los problemas de sobrecarga de estos transformadores no son atribuibles a las transferencias.
- 8) **Transformador T2 230/115 kV Panamá (PAN230/TRAFO2-T2):** Este transformador solamente presenta sobrecarga en el año 2021, en invierno con exportación del sistema de Panamá. La máxima sobrecarga reportada es de 1%, y se produce al ocurrir las contingencias siguientes: a) Transformador PAN-T3-230/115/13.8 (6001-6002-6084(T3)), b) Salida de uno de los transformadores BVI-230/138/13.8, T1 o T2. Debido a que la sobrecarga que se presenta es mínima y no es persistente en los escenarios futuros, no se determinarán refuerzos de transmisión para atender esta condición.

Los siguientes elementos del sistema de distribución, en 115 kV, tienen sobrecargas pre-existentes en los casos sin transferencia, la sobrecarga no es sensible a las transferencias, y por tanto la sobrecarga no es atribuible a las transferencias:

- 9) **Línea 115 kV Cáceres - Locería (CAC115/LOC115A-6):** La sobrecarga máxima es de 3% con o sin transferencia. La sobrecarga se presenta solamente en escenarios de 2023.
- 10) **Línea 115 kV Cerro viento – CDE (CVI115A/CDE115-49):** La sobrecarga máxima es de 128% con o sin transferencia. La sobrecarga se presenta desde 2021 hasta 2023,



y es provocado por las contingencias a) línea 115 kV Cerro Viento-LBO (6019-6115(48)); y b) línea 115 kV San Francisco-Centro Bancario (6040-6230(41)).

- 11) **Línea 115 kV Cerro viento – LBO (CVI115A/LBO115-48):** La sobrecarga máxima es de 67% con o sin transferencia. La sobrecarga se presenta desde 2021 hasta 2023, desde la condición normal del sistema. Asimismo, se ve afectado con sobrecarga por las contingencias siguientes: a) línea 115 kV Cerro Viento-LBO (6019-6115(48)); b) línea 115 kV Cerro Viento-CDE (6019-6729(49)); y c) San Francisco-Centro Bancario (6040-6230(41)).
- 12) **Línea 115 kV Cerro viento – San Francisco (CVI115A/SFR115-11):** La sobrecarga máxima es de 44% y se presenta desde 2021 hasta 2023. La sobrecarga es provocada ante la contingencia de la línea 115 kV San Francisco-Centro Bancario (6040-6230(41)).
- 13) **Línea 115 kV LBO - CDE (LBO115/CDE115-48):** La sobrecarga máxima es de 54% con o sin transferencia; y se presenta desde 2021 hasta 2023. La sobrecarga es provocada ante la contingencia de la línea 115 kV Cerro Viento-CDE (6019-6729(49)).
- 14) **Línea 115 kV Locería – Bella Vista (LOC115A/BVI115-21):** Esta línea se presenta con sobrecarga desde 2021 hasta 2023, desde la condición normal del sistema (sin contingencia). La sobrecarga máxima es de 12% con o sin transferencias.
- 15) **Línea 115 kV Locería – Centro Bancario (LOC115A/CBA115-39 y 40):** Estas líneas se sobrecargan solamente en los escenarios de 2023, en época de invierno. La sobrecarga es causada por la contingencia de la línea Panamá II-Cerro Viento (6004-6019(28)).
- 16) **Línea 115 kV Llano Sánchez - Arenal (LSA115/ARE115-13):** Esta línea se sobrecarga en todo el horizonte desde 2021 hasta 2023. La máxima sobrecarga que se reporta es de 56%. La sobrecarga es provocada por la contingencia de la otra línea que opera en paralelo.
- 17) **Línea 115 kV Panamá - Locería (PAN115/LOC115A-22 y 38):** Las sobrecargas en esta línea se reporta solamente en los escenarios de 2023, con un valor máximo de 2%, provocada por la contingencia de la línea 115 kV Locería-Bellavista (6027-6703(21)).
- 18) **Línea 115 kV Panamá – Santa María (PAN115/SMA115-7):** Esta línea se sobrecarga en todo el horizonte desde 2021 hasta 2023. La máxima sobrecarga que se reporta es de 37%. La sobrecarga es provocada por la contingencia de línea 115 kV Cáceres-Santa María (6018-6036(1)).



- 19) **Línea 115 kV San Francisco – Centro Bancario (SFR115/CBA115-41):** Esta línea se sobrecarga en todo el horizonte desde 2021 hasta 2023. La máxima sobrecarga que se reporta es de 18%. La sobrecarga es provocada por la contingencia de alguno de los transformadores PANII-238/138/13.8 (T1, T2, T3), o por la contingencia de la línea 115 kV Panamá II-Cerro Viento (6004-6019(28 o 29)).

Conclusiones del diagnóstico de sobrecargas en el sistema de transmisión de Panamá:

- 1) La sobrecarga de 4 elementos es atribuible a las transferencias, ya sea por que su sobrecarga se reporta solamente en los casos con transferencia, o porque el nivel de sobrecarga aumenta con las transferencias. A continuación, se detallan los elementos cuya sobrecarga es atribuible a las transferencias:
 - a. **Línea 230 kV Changuinola – Chiriquí Grande (CHA230/CHG230-0B)**
 - b. **Línea 230 kV Chorrera – El Higo (CHO230/EHIG230-3B y 4B)**
 - c. **Línea 230 kV Esperanza – Chiriquí Grande (ESP230/CHG230-0B)**
 - d. **Transformador T2 230/115 kV Panamá (PAN230/TRAFO2-T2)**
- 2) No se considera determinar refuerzos de transmisión para el Transformador T2 230/115 kV Panamá (PAN230/TRAFO2-T2), debido a que la sobrecarga que presenta es solo de 1% y solamente aparece en los escenarios de 2021.
- 3) No se considera determinar refuerzos de transmisión las líneas de 115 KV, para la línea de 230 kV Fortuna-Guasquita (FOR230/GUA230-18), y los Transformadores 230/115 kV de SE Mata de Nance (MDN230/TRAFO2_5-T2 y T3), debido a que la sobrecarga no es atribuible a la transferencia ni sensible a las mismas.

En la Tabla 111 se presenta el resumen del diagnóstico de las sobrecargas en la red de transmisión de Panamá, identificando las que son atribuibles a las transferencias de 300 MW a través de este sistema.



Tabla 111. Resumen del diagnóstico de sobrecargas en el sistema de Panamá, identificando los escenarios en los cuales se reporta condición de sobrecarga

No.	Elemento	Tipo	RATE A/A	2021				2022				2023				Observación
				EXP	IMP	EXP	IMP	EXP	IMP	EXP	IMP	EXP	IMP	EXP	IMP	
1	CHA230/CHG230-0B	LTX	304	--	--	--	--	--	--	--	--	--	✓	--	--	Sobrecarga atribuible a las transferencias. Se requiere Determinar un refuerzo de transmisión.
2	ESP230/CHG230-0B	LTX	304	--	--	--	--	--	--	--	--	--	✓	--	--	Sobrecarga atribuible a las transferencias. Se requiere Determinar un refuerzo de transmisión.
3	CHO230/EHIG230-4B	LTX	247	✓	✓	--	✓	--	--	--	✓	--	--	--	--	Sobrecarga preexistente, no sensible a las transferencias. Se recomienda adelantar a 2021 repotenciación de línea.
4	FOR230/GUA230-18	LTX	275	✓	✓	--	--	✓	✓	--	--	--	--	--	--	Sobrecarga preexistente, no sensible a las transferencias. No persiste en 2023.
5	LSA230/EHIG230-3C	LTX	247	✓	✓	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	Sobrecarga preexistente, no sensible a las transferencias. Se recomienda adelantar a 2021 repotenciación de línea.
6	LSA230/EHIG230-4C	LTX	247	✓	✓	--	✓	--	--	--	✓	--	--	--	--	Sobrecarga preexistente, no sensible a las transferencias. Se recomienda adelantar a 2021 repotenciación de línea.
7	MDN230/TRAF02_5-T2	TRF	70	✓	--	--	--	✓	--	--	--	✓	--	--	--	Sobrecarga preexistente, no sensible a las transferencias.
8	MDN230/TRAF03_5-T3	TRF	70	✓	--	--	--	✓	--	--	--	✓	--	--	--	Sobrecarga preexistente, no sensible a las transferencias.
9	PAN230/TRAF02-T2	TRF	175	✓	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	Sobrecarga de 1%, solamente en 2021. No se recomienda refuerzo de transmisión.
10	MDN115/CAL115-16	LTX	93	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Sobrecarga preexistente, no sensible a las transferencias.

Proyectos candidatos para resolver los Problemas de sobrecarga en el sistema de Panamá

De los análisis presentados en las secciones anteriores, se determinó que existen elementos en el sistema de transmisión de Panamá, cuya incidencia de sobrecarga es atribuible a las transferencias. En la Tabla 112 se detalla dichos elementos de transmisión, indicándose la máxima sobrecarga reportada para cada año del horizonte de estudio.

Tabla 112. Elementos de transmisión del sistema eléctrico de Panamá, con sobrecargas atribuibles a las transferencias.

Elemento	RATE A/A (MVA)	% carga respecto al RATE A		
		2021	2022	2023
CHA230/CHG230-0B	304			105
CHO230/EHIG230-4B	247	133	105	
ESP230/CHG230-0B	304			104
PAN230/TRAFO2-T2*	175	101		

*Elementos con sobrecarga no persistente.

Conforme a lo establecido en el capítulo 16 del Libro III del RMER, la carga de los elementos de transmisión no debe de superar el 100% del límite térmico de uso continuo en condición de operación normal del sistema y ante contingencia simple. Este valor, corresponde a la capacidad nominal de los equipos y líneas de transmisión, y se encuentra informado en las bases de datos PSSE en el atributo denominado RATE A.

Solamente para efectos comparativos, se hace la observación que, el porcentaje de carga de los elementos de transmisión, se reduce considerablemente si se compara respecto al valor del RATE C declarado en la base de datos PSSE, no obstante, es importante señalar que, en cumplimiento de la regulación regional, el criterio de carga de las líneas será el RATE A, en condición normal y ante contingencia simple. En la siguiente tabla se muestra el % de carga respecto al RATE C.

Elemento	RATE C/C (MVA)	% carga respecto al RATE C		
		2021	2022	2023
CHA230/CHG230-0B	366			87.21
CHO230/EHIG230-4B	366	89.76	70.86	
ESP230/CHG230-0B	366			86.38
PAN230/TRAFO2-T2	218.8	80.78		

Es importante mencionar que la repotenciación de los circuitos Chorrera – El Higo, está considerada en el Plan de Expansión de Transmisión de Panamá para el año 2023 llevando la capacidad de la línea de 247 MVA a 608 MVA, no obstante, considerando el nivel de sobrecarga que se alcanza en esta línea con transferencias, se recomienda adelantar la repotenciación de la línea para estar disponible a partir del 2021.

Para evitar las sobrecargas atribuibles a las transferencias, identificadas en el sistema de transmisión de Panamá, se evaluaron los elementos candidatos para reforzar la red de transmisión, cuyos parámetros principales para la modelación, se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 113. Proyectos de líneas de transmisión candidatos para evitar sobrecargas atribuibles a las transferencias en el sistema de Panamá.

Solución	Año	Nodos	Nombre	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Length
Retensar	2023	6260-6837	CHA230-CHG230	0B	0.011	0.060	0.117	340	340	366	65.06
Cambio de Conductor	2021	6005-6240	CHO230-EHIG230	3B	0.009	0.068	0.088	608	608	645	60.5
Cambio de Conductor	2021	6005-6240	CHO230-EHIG230	4B	0.009	0.068	0.088	608	608	645	60.5
Retensar	2023	6263-6837	ESP230-CHG230	0B	0.010	0.056	0.108	340	340	340	59.85

Es importante mencionar que la repotenciación de los dos circuitos de la línea Chorrera-El Higo, está incluido en el Plan de Expansión de Transmisión de Panamá, para el año 2023, no obstante, se requiere que estas líneas se encuentren repotenciadas a la capacidad de 645 MVA, a partir de 2021.

Asimismo, en el Plan de Expansión de Transmisión de Panamá, se tiene prevista la repotenciación de los dos circuitos de la línea Llano Sánchez-El Higo para el año 2023; no obstante, considerando el requerimiento de que los tramos Chorrera-El Higo estén repotenciados para el 2021, se recomienda que también estén repotenciados los tramos de Llano Sanchez-El Higo a partir del mismo año.

Evaluación del cumplimiento de los CCSD considerando la operación de los refuerzos candidatos del sistema de Panamá.

A efectos de evaluar la efectividad para el el cumplimiento de los CCSD, de los proyectos candidatos, se realizaron simulaciones de flujo de carga en condición de red completa y ante

contingencias simples en el SER, considerando la incorporación de los refuerzos de transmisión.

En la siguiente tabla se presenta el reporte de sobrecargas máximas por año, en elementos del sistema de transmisión de Panamá, ante contingencias simples, considerando la incorporación de los refuerzos candidatos.

Tabla 114. Sobrecargas resultantes ante contingencias, considerando la incorporación de los refuerzos de transmisión en el sistema de Panamá

% de carga respecto al RATE A

Elemento	KV	Tipo	RATE A/A (MVA)	2021	2022	2023
CAC115/LOC115A-6	115	Línea	140			103
CVI115A/LBO115-48	115	Línea	50	165	167	145
CVI115A/SFR115-11	115	Línea	141	129	141	144
FOR230/GUA230-18	230	Línea	275	130	140	
LBO115/CDE115-48	115	Línea	50	138	147	154
LOC115A/BVI115-21	115	Línea	160	104	107	113
LOC115A/CBA115-39	115	Línea	160			101
LOC115A/CBA115-40	115	Línea	160	159	167	176
LSA115/ARE115-13	115	Línea	49	138	150	156
MDN115/CAL115-16	115	Línea	93	155	164	158
PAN115/LOC115A-22	115	Línea	137			102
PAN115/LOC115A-38	115	Línea	137			102
PAN115/SMA115-7	115	Línea	93	130	133	137
SFR115/CBA115-41	115	Línea	184	106	111	118
MDN230/TRAFO2_5-T2	230/115	Trafo	70	106	110	111
MDN230/TRAFO3_5-T3	230/115	Trafo	70	104	107	108
PAN230/TRAFO2-T2	230/115	Trafo	175	101		

Como resultado de las simulaciones, de la Tabla 114, es importante hacer las siguientes observaciones:

- La línea de 230 kV Fortuna-Guasquita (FOR230/GUA230-18), y los Transformadores 230/115 kV de SE Mata de Nance (MDN230/TRAFO2_5-T2 y T3) presentan sobrecarga desde los casos sin transferencias, asimismo, la sobrecarga no es sensible a las mismas. Por lo tanto, la sobrecarga no está relacionada a las transferencias.
- El transformador 230/115 KV de SE Panamá (PAN230/TRAFO2-T2), presenta sobrecarga mínima (1%) y no es persistente en el horizonte de análisis.
- Las líneas de 115 kV, las cuales forman parte del sistema de distribución de Panamá, presentan sobrecarga desde el caso base. Estas sobrecargas no están relacionadas a las transferencias.



Con base a lo anterior, se concluye que los refuerzos de transmisión evaluados para el sistema de Panamá, son efectivos para evitar las sobrecargas que se producen ante contingencias simple, que son atribuibles a las transferencias, permitiendo el cumplimiento de los Criterios de Calidad y Seguridad establecidos en el RMER para contingencias simples, ante transferencias de 300 MW.

Análisis para determinar los requerimientos de compensación reactiva

Determinación de compensación reactiva para eliminar las violaciones de voltaje atribuidas a las transferencias

Violaciones de tensión Pre-existentes, sin transferencias

Para los casos base, sin transferencias, en Tabla 115 se presenta la lista de nodos con tensión de operación igual o mayor a 115 kV en el sistema de Panamá, con voltajes post-contingencia fuera del intervalo **[0.90, 1.10]** p.u, lo cual representa violación a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.

Tabla 115. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de Panamá – Casos Sin transferencias

Código Nodo	Nombre Nodo	kV	Contingencia	2023	2023
				INV	INV
				Mínimas Tensiones (p.u.)	Máximas Tensiones (p.u.)
6040	SFR115	115	VLTAGE 6040-6230(41)	0.88	0.88

Se observa que, en el sistema eléctrico de Panamá, en los casos sin transferencia, se presentan violaciones de tensión ante contingencias solamente en el año 2023, en el nodo 6040-SFR115.

Violaciones de tensión con transferencias, considerando en servicio los refuerzos para eliminar sobrecargas

Para los casos con transferencia, en la

Tabla 116 se presenta la lista de nodos con tensión de operación igual o mayor a 115 kV en el sistema de Panamá, con voltajes post-contingencia fuera del intervalo [0.90, 1.10] p.u, lo cual representa violación a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.



Tabla 116. Violaciones de Tensión en Nodos del Sistema de Panamá Casos Con Transferencias, considerando las ampliaciones de transmisión para eliminar sobrecargas relacionadas a las transferencias

Código Nodo	Nombre Nodo	kV	Año		2023			Con Transf Min (pu)	Sin Transf Min (pu)	
			2021	2022	INV		VER			
			Estación Contingencia	VER Importa	VER Importa	Exporta	Importa			Importa
6040	SFR115	115	VLTAGE 6040-6230(41)	0.9	0.87	0.88	0.88	0.89	0.87	0.88
6053	STG115	115	UNIT 6408(V1)		0.9				0.9	---
			ISLAND 6405-6408(T3)		0.9				0.9	---

De la

Tabla 116 se observa lo siguiente:

- a) El nodo de 115 kV 6040 SFR115, se presenta con voltaje por debajo del rango permitido ante contingencias, tanto en la condición con transferencia como sin transferencia, por tanto, la condición de violación de voltaje es pre-existente y no es atribuible a las transferencias.
- b) El nodo de 115 kV 6053 STG115, se reporta con voltaje en el límite inferior permitido por la regulación regional ante contingencias, y solamente se reporta en el escenario de verano 2022, cuando el sistema de Panamá se encuentre importando, y no persiste la condición en escenarios futuros.

Violaciones de tensión atribuibles a las transferencias en el área de control de Panamá

Después de considerar refuerzos de transmisión para evitar las sobrecargas, no se reportan violaciones de voltaje atribuibles a las transferencias.

Refuerzos de compensación reactiva requeridos en el sistema eléctrico de Panamá.

No se propone la instalación de compensación reactiva adicional en el sistema eléctrico de Panamá, para resolver violaciones de voltaje atribuible a las transferencias.

Análisis de Estabilidad de Voltaje

En esta sección se presenta el análisis de estabilidad de voltaje para nodos pertenecientes al sistema de transmisión de Panamá.

Criterios aplicables: Conforme a lo establecido en el numeral 16.2.6.1 del Libro III del RMER:

- En condiciones de operación normal, el sistema debe permanecer estable,
- En condiciones de Contingencia Simple, el sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje.

Escenarios analizados: Se analizaron los escenarios de demanda media regional, con el sistema eléctrico de Panamá importando desde Costa Rica. En total se analizaron 6 escenarios, los cuales se detallan en la siguiente tabla.

Tabla 117. Escenarios Considerados en el Análisis de Estabilidad de Voltaje en el Sistema de Transmisión de Panamá

No.	Identificación del Caso	Época	Demanda	Origen-Destino Intercambio	Tipo	Intercambio (MW)
1	CP_MED_INV_2021_CR_PA_300_NS	INV	MED	CR-PA	IMP	300
2	CP_MED_INV_2022_CR_PA_300_NS	INV	MED	CR-PA	IMP	300
3	CP_MED_INV_2023_CR_PA_300_NS	INV	MED	CR-PA	IMP	300

4	CP_MED_VER_2021_CR_PA_300_NS	VER	MED	CR-PA	IMP	300
5	CP_MED_VER_2022_CR_PA_300_NS	VER	MED	CR-PA	IMP	300
6	CP_MED_VER_2023_CR_PA_300_NS	VER	MED	CR-PA	IMP	300

Contingencias analizadas: Se analizaron todas las contingencias simples de elementos de transmisión con tensión igual o mayor que 115 kV del sistema de transmisión de Panamá, así como todas las contingencias simples de generación.

Nodos monitoreados: Se realizó el análisis de reserva de potencia reactiva en 13 nodos del sistema de transmisión de Panamá, los cuales se detallan en la Tabla 118.

Tabla 118. Nodos del Sistema de Transmisión de Panamá Considerados en el Análisis de Estabilidad de Voltage

Código	Nombre	kV
6857	MET230	230
6053	STG115	115
6331	BAI115	115
6182	VEL230	230
6332	BAM115	115
6024	CHI115	115
6240	EHIG230	230
6337	SAND230	230
6830	ANT230	230
6837	CHG230	230
6002	PAN115	115
6008	LSA230	230
6011	MDN230	230

El análisis de estabilidad de voltaje fue realizado mediante el cálculo de curvas QV (potencia reactiva – voltaje) para los nodos mencionados en la Tabla 118 ante cada una de las contingencias consideradas, y en cada uno de los 6 escenarios indicados en la Tabla 117.

De todas estas curvas QV, se identifica aquella curva que contiene el menor de los valores de potencia reactiva. Este valor se considera como la reserva de potencia reactiva disponible en el nodo y también como el margen de estabilidad de voltage a partir del cuál el sistema no puede seguir suministrando más potencia reactiva en un nodo en particular.

Los resultados del análisis de estabilidad de voltaje y las reservas de potencia reactiva se presentan a continuación.

Tabla 119. Resultados de Reserva de Potencia Reactiva – Sistema de Transmisión de Panamá

Código	Nombre	kV	Tensión (p.u.)	Reserva de Potencia Reactiva (MVAR)	Escenario	Descripción de Contingencia
6857	MET230	230	0.73	-76.59	CP_MED_VER_2023_CR_PA_300_NS	BUS 6040 [SFR115 115.00] TO BUS 6230 [CBA115 115.00] CKT 41



6053	STG115	115	0.64	-81.3	CP_MED_VER_2022_CR_PA_300_NS	BUS 6182 [VEL230 230.00] TO BUS 6440 [DOM230 230.00] CKT 5A
6331	BAI115	115	0.6	-136.75	CP_MED_VER_2022_CR_PA_300_NS	BUS 6182 [VEL230 230.00] TO BUS 6440 [DOM230 230.00] CKT 5A
6182	VEL230	230	0.89	-151.58	CP_MED_VER_2022_CR_PA_300_NS	BUS 6182 [VEL230 230.00] TO BUS 6440 [DOM230 230.00] CKT 5A
6332	BAM115	115	0.58	-91.89	CP_MED_VER_2022_CR_PA_300_NS	BUS 6182 [VEL230 230.00] TO BUS 6440 [DOM230 230.00] CKT 5A
6024	CHI115	115	0.91	-71.71	CP_MED_INV_2022_CR_PA_300_NS	BUS 6460 [ECO230 230.00] TO BUS 6713 [BUR230 230.00] CKT 2C
6240	EHIG230	230	0.93	-92.9	CP_MED_INV_2022_CR_PA_300_NS	BUS 6460 [ECO230 230.00] TO BUS 6713 [BUR230 230.00] CKT 2C
6337	SAND230	230	0.69	-237.82	CP_MED_VER_2022_CR_PA_300_NS	BUS 6182 [VEL230 230.00] TO BUS 6440 [DOM230 230.00] CKT 5A
6830	ANT230	230	0.94	-104.35	CP_MED_INV_2022_CR_PA_300_NS	BUS 6460 [ECO230 230.00] TO BUS 6713 [BUR230 230.00] CKT 2C
6837	CHG230	230	0.81	-476.27	CP_MED_INV_2023_CR_PA_300_NS	BUS 6837 [CHG230 230.00] TO BUS 6840 [PAN3 230 230.00] CKT 1
6002	PAN115	115	0.96	-79.74	CP_MED_INV_2022_CR_PA_300_NS	BUS 6460 [ECO230 230.00] TO BUS 6713 [BUR230 230.00] CKT 2C
6008	LSA230	230	0.95	-140.62	CP_MED_INV_2022_CR_PA_300_NS	BUS 6460 [ECO230 230.00] TO BUS 6713 [BUR230 230.00] CKT 2C
6011	MDN230	230	0.89	-239.12	CP_MED_VER_2022_CR_PA_300_NS	BUS 6182 [VEL230 230.00] TO BUS 6440 [DOM230 230.00] CKT 5A

De la tabla anterior se puede apreciar que los nodos CHI115, MET230 y PAN115 alcanzan los menores valores de reserva de potencia reactiva entre los nodos considerados. Por otra parte, los nodos SAND230, MDN230, y CHG230 alcanzan los mayores valores de reserva de potencia reactiva entre -237.82 MVAR y -476.27 MVAR. Vale la pena resaltar, que los valores de reserva de potencia reactiva que se presentaron en la Tabla 119 son los valores más bajos de sus respectivas curvas QV que se presentan en la Figura 11.

Debido a la diferencia de magnitudes de la reserva de potencia reactiva, las curvas QV de los nodos considerados en este análisis con las menores y mayores reservas de potencia reactiva del sistema de transmisión de Panamá se presentan en dos gráficas separadas y con ello se busca mejorar su comprensión. Dichas graficas se presentan en la Figura 11.

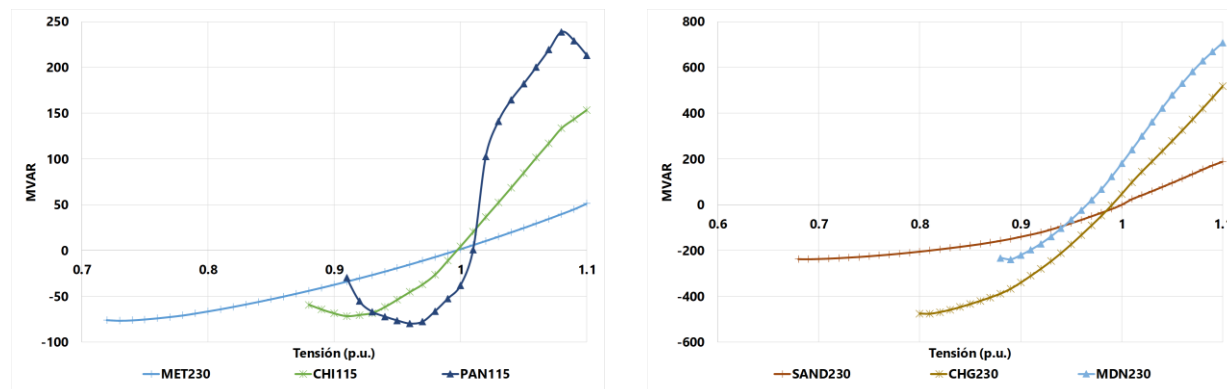


Figura 11. Curvas QV en Nodos del Sistema de Transmisión de Panamá

De los resultados antes presentados, se concluye que no es necesario la instalación de compensación reactiva para garantizar la estabilidad de tensión y la existencia de suficiente reserva de potencia reactiva en el Sistema de Transmisión de Panamá en los escenarios con transferencias de 300 MW y ante contingencias simples.

Refuerzos de transmisión requeridos en el sistema eléctrico de Panamá para alcanzar la capacidad operativa de 300 MW.

Con base a los análisis de sobrecargas, violaciones de voltaje y de déficit de reserva de potencia reactiva, se determina que en el área de control de Panamá se requiere reforzar el sistema de transmisión, a efecto de hacer viable la transferencia de 300 MW de potencia, cumpliendo con los Criterios de Calida y Seguridad en condición normal y ante contingencia simple, conforme a lo establecido en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.

En la Tabla 120 se presentan los refuerzos de transmisión requeridos para hacer viables las transferencias norte-sur y sur norte en el área de Panamá, indicándose el año en que se requiere que entre en servicio el refuerzo, el costo estimado de inversión y el tipo de transferencia para el cual se requiere implementar el refuerzo de transmisión.



Tabla 120. Refuerzos de transmisión requeridos en el sistema de Panamá, para hacer viable las transferencias de 300 MW cumpliendo con los CCSD.

Referencia	Descripción de la Ampliación	Refuerzo	Long (km)	Año de entrada	Actual (MVA)	Futuro (MVA)	Función para la cual se requiere la ampliación	
							Exp SN	Imp NS
CHA230/CHG230-0B	Repotenciación a 340 MVA de línea 230 kV entre las SE Changuinola - Chiriquí Grande	Repotenciación	65.06	2023	304	340		✓
ESP230/CHG230-0B	Repotenciación a 340 MVA de línea 230 kV entre las SE Esperanza - Chiriquí Grande	Repotenciación	59.85	2023	304	340		✓
CHO230/EHIG230-3B	Repotenciación a 608 MVA de línea 230 kV Chorrera - El Higo ckt 3B	Repotenciación	60.5	2021	247	608	✓	✓
CHO230/EHIG230-4B	Repotenciación a 608 MVA de línea 230 kV Chorrera - El Higo ckt 4B	Repotenciación	60.5	2021	247	608	✓	✓

Donde:

Exp SN: Escenario de Exportación Sur-Norte

Imp NS: Escenario de Importación Norte-Sur



III. RESUMEN DE REFUERZOS DE TRANSMISIÓN REQUERIDOS POR PAÍS PARA ALCANZAR LA CAPACIDAD OPERATIVA DE 300 MW.



Refuerzos requeridos en el Sistema de Transmisión de Guatemala

Referencia	Descripción de la Ampliación	Refuerzo	Long (km)	Año de entrada	Actual (MVA)	Futuro (MVA)	Función para la cual se requiere la ampliación					
							Exp NS	Exp SN	Imp NS	Imp SN	Por NS	Por SN
MOY-230/MOY-138	Nuevo transformador en SE Moyuta 230/138 kV, 100 MVA	Nuevo		2021	---	120				✓		

Refuerzos requeridos en el Sistema de Transmisión de El Salvador

Referencia	Descripción de la Ampliación	Refuerzo	Long (km)	Año de entrada	Actual (MVA)	Futuro (MVA)	Función para la cual se requiere la ampliación					
							Exp NS	Exp SN	Imp NS	Imp SN	Por NS	Por SN
15SE-115/BERL-115-2	Nueva línea 115 kV entre las SE 15 de Septiembre-Berlín	Nuevo	15.54	2021	---	150	✓	✓			✓	✓
15SE-115/BERL-115-1	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE 15 de Septiembre - Berlín	Repotenciación	15.54	2021	130.0	150	✓	✓			✓	✓
NEJA-115/SANT-115-2	Nueva línea 115 kV entre las SE Nejapa-San Antonio Abad	Nuevo	6.86	2021	---	260		✓	✓	✓	✓	✓
SRAF-115/SVIC-115-2	Nueva línea 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	Nuevo	12.67	2021	---	150	✓	✓			✓	✓
SRAF-115/SVIC-115-1	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	Repotenciación	12.67	2021	130.0	150	✓	✓			✓	✓
15SE-230/15SE-115	Nuevo transformador en SE 15 de Septiembre 230/138 kV, 156.3 MVA	Nuevo		2021	---	156.3	✓	✓			✓	
NEJA-230/NEJA-115	Nuevo transformador en SE Nejapa 230/138 kV, 156.3 MVA	Nuevo		2021	---	156.3			✓	✓		



Refuerzos requeridos en el Sistema de Transmisión de Honduras

Referencia	Descripción de la Ampliación	Refuerzo	Long (km)	Año de entrada	Actual (MVA)	Futuro (MVA)	Función para la cual se requiere la ampliación					
							Exp NS	Exp SN	Imp NS	Imp SN	Por NS	Por SN
AGC B624/AGF B641-2	Nueva línea 230 kV entre las SE Agua Fria-Agua Caliente	Nuevo	28.28	2021	---	396			✓		✓	
PAV B620/SLU B637-2	Nueva línea 230 kV entre las SE Pavana-Santa Lucía	Nuevo	19.06	2021	---	317				✓	✓	✓
SPS 230KV/SBV B609-2	Nueva línea 230 kV entre las SE San Pedro Sula Sur - San Buenaventura	Nuevo	46	2021	---	405			✓			
SPS 230KV/SPS B558-2	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 156.3 MVA (1)	Nuevo		2021	---	150			✓	✓		
SPS 230KV/SPS B558-3	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 156.3 MVA (2)	Nuevo		2021	---	150			✓	✓		
SUY B612/CDH B629-2	Nueva línea 230 kV entre las SE Suyapa-Cerro de Hula	Nuevo	17.5	2021	---	317	✓	✓	✓	✓	✓	✓
GMC B437_Cap	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Guaymacas 69 kV	Nuevo		2021	---	20	✓	✓	✓	✓	✓	✓
MFL B523_Cap	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Miraflores 138 kV	Nuevo		2021	---	30	✓	✓	✓	✓	✓	✓
SFE B505_Cap	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Santa Fe 138 kV	Nuevo		2021	---	30	✓	✓	✓	✓	✓	✓
TON B535_Cap	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Toncontin 138 kV	Nuevo		2021	---	20	✓	✓	✓	✓	✓	✓
SUY B515_Cap	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Suyapa 138 kV	Nuevo		2021	---	30	✓	✓	✓	✓	✓	✓
LNZ 138KV_Cap	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Lainez 138 kV	Nuevo		2021	---	20	✓	✓	✓	✓	✓	✓
LEC B619_Cap	Instalación de 65 MVAR de Compensación Capacitiva en SE La Entrada 230 kV	Nuevo		2021	---	65	✓	✓	✓	✓	✓	✓



Refuerzos requeridos en el Sistema de Transmisión de Nicaragua

Referencia	Descripción de la Ampliación	Refuerzo	Long (km)	Año de entrada	Actual (MVA)	Futuro (MVA)	Función para la cual se requiere la ampliación					
							Exp NS	Exp SN	Imp NS	Imp SN	Por NS	Por SN
NDE-138/RIV-138-1	Repotenciación a 150 MVA de línea 138 kV entre las SE Nandaime - Rivas	Repotenciación	41.11	2021	96	150				✓		✓
TCP-230/TCP-138-3	Nuevo transformador en SE Ticuantepe 230/138 kV, 71.3 MVA	Nuevo		2021	---	71.3			✓	✓		✓

Refuerzos requeridos en el Sistema de Transmisión de Costa Rica

Referencia	Descripción de la Ampliación	Refuerzo	Long (km)	Año de entrada	Actual (MVA)	Futuro (MVA)	Función para la cual se requiere la ampliación					
							Exp NS	Exp SN	Imp NS	Imp SN	Por NS	Por SN
CAS230B/GBO230-10	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Cañas - Guayabo	Repotenciación	38.2	2021	338	400			✓		✓	
COR230A/ARE230A-1	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Corobicí Arenal	Repotenciación	9.9	2021	350	400					✓	
MOG230/GBO230-2	Nueva línea 230 kV entre las SE Mogote - Guayabo	Nuevo	6.02	2023	---	380	✓	✓	✓	✓	✓	✓
GAB230/COY230-1	Repotenciación a 470 MVA de línea 230 kV entre las SE Garabito - Coyoles	Repotenciación	63.8	2021	389	470					✓	



Refuerzos requeridos en el Sistema de Transmisión de Panamá

Referencia	Descripción de la Ampliación	Refuerzo	Long (km)	Año de entrada	Actual (MVA)	Futuro (MVA)	Función para la cual se requiere la ampliación					
							Exp NS	Exp SN	Imp NS	Imp SN	Por NS	Por SN
CHA230/CHG230-0B	Repotenciación a 340 MVA de línea 230 kV entre las SE Changuinola - Chiriquí Grande	Repotenciación	65.06	2023	304	340			✓			
ESP230/CHG230-0B	Repotenciación a 340 MVA de línea 230 kV entre las SE Esperanza - Chiriquí Grande	Repotenciación	59.85	2023	304	340			✓			
CHO230/EHIG230-3B	Repotenciación a 608 MVA de línea 230 kV Chorrera - El Higo ckt 3B	Repotenciación	60.5	2021	247	608		✓	✓			
CHO230/EHIG230-4B	Repotenciación a 608 MVA de línea 230 kV Chorrera - El Higo ckt 4B	Repotenciación	60.5	2021	247	608		✓	✓			

Observación: La repotenciación de los circuitos de la línea Chorrera-El Higo, están incluidas en el Plan de Expansión de la Transmisión de Panamá, por lo cual su costo se contabiliza en forma separada del resto de ampliaciones requeridas para cumplir con el objetivo de alcanzar la capacidad operativa de 300 MW entre países. Es importante mencionar que, en el plan de expansión de transmisión de Panamá, la repotenciación de esta línea está prevista para 2023, sin embargo, se recomienda que esta obra esté disponible para el 2021, para evitar la sobrecarga relacionada a las transferencias.



Refuerzos requeridos para Interconexiones

Referencia	Descripción de la Ampliación	Refuerzo	Long (km)	Año de entrada	Futuro (MVA)	Función para la cual se requiere la ampliación					
						Exp NS	Exp SN	Imp NS	Imp SN	Por NS	Por SN
AGC B624/SND-230-2	Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Agua Caliente - Sandino	Nueva	182.9	2021	367	✓			✓	✓	✓
Seccionar Línea TCP-VIR-GBO	Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe - Guayabo, conectando en la subestación La Virgen	Nueva	162	2021	367	✓				✓	



IV. ESTIMACIÓN DE COSTO DE LAS AMPLIACIONES

Conforme a lo establecido en el Literal b) del numeral 10.6.3 del Libro III del RMER, se presenta la estimación del costo de las ampliaciones.



Tipos genéricos de equipos de transmisión y repotenciación de líneas

A continuación, se describen los tipos genéricos de intervenciones para líneas de transmisión (sin incluir sus bahías de conexión), bahías de subestación, transformadores de potencia y equipo de compensación.

Proyectos genéricos de líneas de 115 o 138 kV:

1. Construcción de una línea, conductor Flicker 477, montado en estructuras doble circuito.
2. Construcción de una línea, Doble Circuito, conductor 636 ACSR
3. Construcción de una línea, con conductor 636 ACSR, montada en torres para doble circuito.
4. Construcción de una línea en circuito simple, conductor 636 kcmil ACSR
5. Construcción de una línea 138kV, conductor 556.5 kcmil ACSR, circuito simple.
6. Repotenciación de 130 MVA a 260 MVA, por cambio de conductor.
7. Construcción de una línea en circuito simple, doble conductor por fase, Flicker 477 kcmil ACSR, 260 MVA de capacidad.
8. Repotenciación instalando conductor Peacock 605 kcmil-ACSS
9. Repotenciación instalando conductor 556.5 kcmil, Dove ACSS/TW
10. Repotenciación instalando conductor 477 kcmil FLICKER-ACSS/TW

Proyectos genéricos de líneas de 230 kV:

1. Construcción de una línea 230 kV, conductor 1024 ACAR, sobre torres de circuito sencillo
2. Construcción de una línea, Doble Circuito Conductor 636 kcmil ACSR
3. Construcción de una línea, Doble Circuito Conductor 750 kcmil ACAR
4. Construcción de un circuito, conductor 750 kcmil, ACAR, en torres para doble circuito.
5. Construcción de una línea, circuito sencillo, conductor 750 kcmil, ACAR.
6. Construcción de una línea, Doble Circuito, conductor 1200 kcmil, ACAR.
7. Construcción de un circuito, conductor 1200 kcmil, ACAR, en torres para doble circuito.
8. Construcción de una línea, circuito sencillo, conductor 1200 kcmil, ACAR
9. Construcción de una línea, Doble Circuito, doble conductor por fase, 2 x 1200 kcmil ACAR
10. Repotenciación instalando conductor Condor 795 kcmil ACSS/TW
11. Repotenciación instalando conductor 1024 kcmil, ACAR
12. Repotenciación instalando conductor Drake 795 kcmil, ACCC

Tipos de Bahías genéricas

1. Bahía 1 ½ - 230kV
2. Bahía 1 ½ - 115kV
3. Bahía para Barra principal más barra de transferencia 115-138kV
4. Bahía Doble interruptor-115-138kV
5. Bahía Doble interruptor-230kV
6. Bahía de transformación 115-138 KV

Tipos de transformadores

1. Autotransformadores 75MVA, 230/115
2. Autotransformador 120 MVA, 238/138 kV
3. Autotrasformador 70 MVA, 230/115
4. Autotrasformador de Potencia 105/140/175 MVA, 230/115

- Transformadores 2 devanados 60/80/100 MVA, 115/230 KV

Equipo de compensación estática

- Reactor Inductivo 230kV
- Capacitor 115kV
- Capacitor 230kV

Costos de referencia

Para realizar la estimación de los costos de las ampliaciones de transmisión, se consideraron como referencia diversos valores reportados en los documentos de los planes de expansión de transmisión nacionales publicados por las entidades que realizan este proceso en los países miembros del MER, así como información referencial de otras fuentes obtenidas por el EOR.

Costos Unitarios

En la se presentan los costos Unitarios estimados, para los tipos genéricos de elementos de transmisión que se han descrito.

Costos Unitarios de referencia para líneas de 115 kV, 138 kV y 230kV

En la

Tabla 121 se presentan los costos unitarios estimados para la construcción o repotenciación de los tipos genéricos de líneas de transmisión de 115-138 kV, considerando diferentes referencias de costos. En la Tabla 122 se presentan los costos correspondientes a líneas de transmisión de 230 kV.

Tabla 121. Costos Unitarios estimados para líneas de 115-138 KV, según diferentes referencias

No.	Descripción	kV	Clave-Id	Costo Unitario MUS\$/km
1	Construcción de una línea, conductor Flicker 477, montado en estructuras doble circuito.	115	New-LT-115KV-1C-E2C-ES-1	0.244
2	Construcción de una línea, conductor Flicker 477, montado en estructuras doble circuito.	115	New-LT-115KV-1C-E2C-ES-2	0.244
3	Construcción de una línea, Doble Circuito, conductor 636 ACSR	115	New-LT-115KV-2C-PA	0.262
4	Construcción de una línea, con conductor 636 ACSR, montada en torres para doble circuito.	115	New-LT-115KV-1C-E2C-PA	0.226
5	Cosntrucción de una línea en circuito simple, conductor 636 kcmil ACSR	115	New-LT-115KV-1C-PA	0.181
6	Bahías 138 kV LNI-II, LPC, construcción de línea 138 kV LNI-LNII-LPC	138	New-LT-138KV-1C-NI-1	0.558
7	Construcción de una línea 138kV, conductor 556.5 kcmil ACSR, circuito simple con guarda OPGW	138	New-LT-138KV-1C-NI-2	0.195
8	Construcción de una línea 138kV, conductor 556.5 kcmil ACSR, circuito simple con guarda OPGW	138	New-LT-138KV-1C-NI-3	0.195
9	Repotenciación de 130 MVA a 260 MVA, línea 115kV por cambio de conductor.	115	Reconductor-LT-115KV-1C-ES-1	0.140
10	Cosntrucción de una línea en circuito simple, doble conductor por fase, Flicker 477 kcmil ACSR, 260 MVA de capacidad.	115	New-LT-115KV-1C-2CXF-ES	0.353
11	Repotenciación instalando conductor Peacock 605 kcmil-ACSS	115	Reconductor-LT-115KV-1C-EOR	0.087
12	Repotenciación instalando conductor 556.5 kcmil, Dove ACSS/TW	138	Reconductor-LT-138KV-1C-NI	0.051



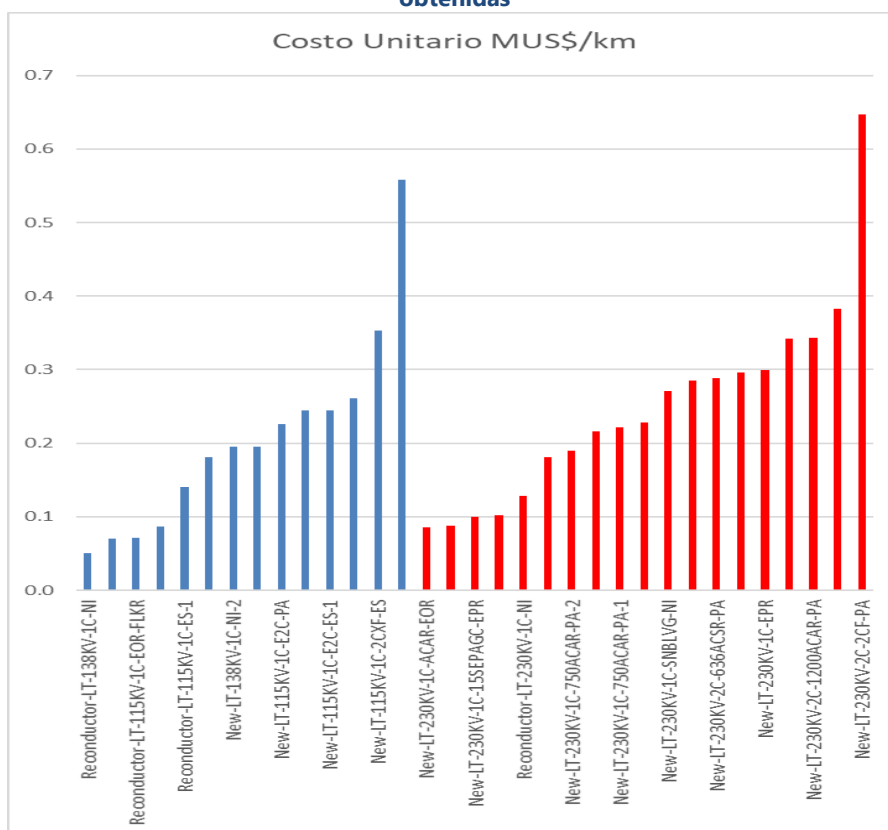
13	Repotenciación instalando conductor 477 kcmil FLICKER-ACSS/TW	138	Reconductor-LT-115KV-1C-EOR-FLKR	0.071
14	Reconductor_LT-115-138KV-DOVE-ACSS/TW-556MCM	138	Reconductor-LT-138KV-1C-EOR-DVE	0.070

Tabla 122. Costos Unitarios estimados para líneas de 230 KV, según diferentes referencias

Descripción	Clave	Costo Unitario MUS\$/km
Construcción de una línea 230 kV, conductor 1024 ACAR, sobre torres de acero-celosías para circuito sencillo.	New-LT-230KV-1C-EPR	0.300
Montar un segundo circuito, conductor 1024 ACAR, en estructura doble circuito existente-Ref_2	New-LT-230KV-1C-AGCSND-EPR	0.102
Montar un segundo circuito, conductor 1024 ACAR, en estructura doble circuito existente-Ref_3	New-LT-230KV-1C-15SEPAGC-EPR	0.100
Obras Complementarias Anillo 230 KV	New-LT-230KV-1C-SNBLBS-NI	0.383
Nueva línea en 230 KV-1024kcmil-NIC-1	New-LT-230KV-1C-SNBLVG-NI	0.271
Nueva línea en 230 KV-1024kcmil-NIC-2	New-LT-230KV-1C-BCOGAT-NI	0.342
Construcción de una línea, Doble Circuito Conductor 636 kcmil ACSR	New-LT-230KV-2C-636ACSR-PA	0.288
Construcción de una línea, Doble Circuito Conductor 750 kcmil ACAR	New-LT-230KV-2C-750ACSR-PA	0.285
Construcción de un circuito, conductor 750 kcmil, ACAR, en torres para doble circuito.	New-LT-230KV-1C-750ACAR-PA-1	0.222
Construcción de una línea, circuito sencillo, conductor 750 kcmil, ACAR.	New-LT-230KV-1C-750ACAR-PA-2	0.190
Construcción de una línea, Doble Circuito, conductor 1200 kcmil, ACAR.	New-LT-230KV-2C-1200ACAR-PA	0.343
Construcción de un circuito, conductor 1200 kcmil, ACAR, en torres para doble circuito.	New-LT-230KV-1C-E2C-PA	0.296
Construcción de una línea, circuito sencillo, conductor 1200 kcmil, ACAR	New-LT-230KV-1C-PA	0.228
Construcción de una línea, Doble Circuito, doble conductor por fase, 2 x 1200 kcmil ACAR	New-LT-230KV-2C-2CF-PA	0.647
Construcción de línea 230 kV 1024 kcmil-NIC-3	New-LT-230KV-1C-NI	0.216
Repotenciación instalando conductor Condor 795 kcmil ACSS/TW	Reconductor-LT-230KV-1C-NI	0.128
Repotenciación instalando conductor 1024 kcmil, ACAR	Reconductor-LT-230KV-1C-ACAR-EOR	0.085
Repotenciación instalando conductor Drake 795 kcmil, ACCC	Reconductor-LT-230KV-1C-DRAKE-EOR	0.088
Construcción de un circuito, conductor, conductor Condor 795 kcmil, ACSR, en estructuras doble circuito.	New-LT-230KV-1C-Propia	0.181

En la siguiente gráfica, se ilustran los costos unitarios estimados para construcción o repotenciación de líneas de transmisión. Las barras en color azul corresponden a los costos de líneas de 115 kV y 138 kV, y las barras color rojo corresponden a las líneas de 230 kV.

Gráfica 1. Costos Unitarios estimados para líneas de 115 kV, 138 kV y 230 kV, según referencias obtenidas



Costos Unitarios de referencia para bahías de subestación

En la

Tabla 123 se presentan los costos unitarios referenciales para diferentes configuraciones de bahías de subestación en 115 kV, 138 kV y 230 kV, que han sido considerados para estimar los costos de las ampliaciones de transmisión.

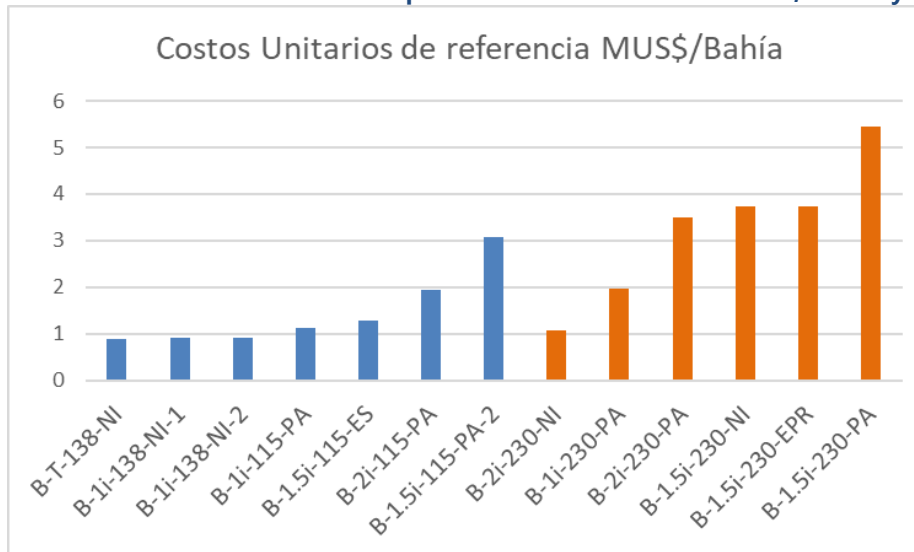
Tabla 123. Costos unitarios referenciales considerados para estimar costos de las bahías de subestación

Descripción	kV	Clave	Costos Unitarios MUS\$/km
Bahía interruptor y medio - 115kV	115	B-1.5i-115-ES	1.283
Bahía con 1 interruptor. 115 kV	115	B-1i-115-PA	1.137
Bahía con 2 interruptores 115 kV	115	B-2i-115-PA	1.945
Bahía en configuración con 3 interruptores 115 kV	115	B-1.5i-115-PA-2	3.082
Bahía para Barra Simple-138KV-Ref-NI-1	138	B-1i-138-NI-1	0.908
Bahía para Barra Simple-138KV-Ref-NI-2	138	B-1i-138-NI-2	0.908
Bahía de transformación 230/138 kV	138	B-T-138-NI	0.882
Bahía interruptor y medio-230kV-EPR	230	B-1.5i-230-EPR	3.739
Bahía con 1 interruptor 230 kV	230	B-1i-230-PA	1.957
Bahía con 2 interruptores 230 kV	230	B-2i-230-PA	3.498
Bahía en configuración con 3 interruptores 230 kV	230	B-1.5i-230-PA	5.455

Bahía LT 230kV- Doble interruptor	230	B-2i-230-NI	1.066
Bahía Interruptor y Medio (ramas) -Terrabona	230	B-1.5i-230-NI	2.481

En la siguiente gráfica se ilustran los costos unitarios referenciales para distintas configuraciones de bahías, y según diversas referencias obtenidas por el EOR.

Gráfica 2. Costos Unitarios referenciales para bahías de subestación 115 kV, 138 kV y 230 kV



Costos Unitarios de referencia para transformadores

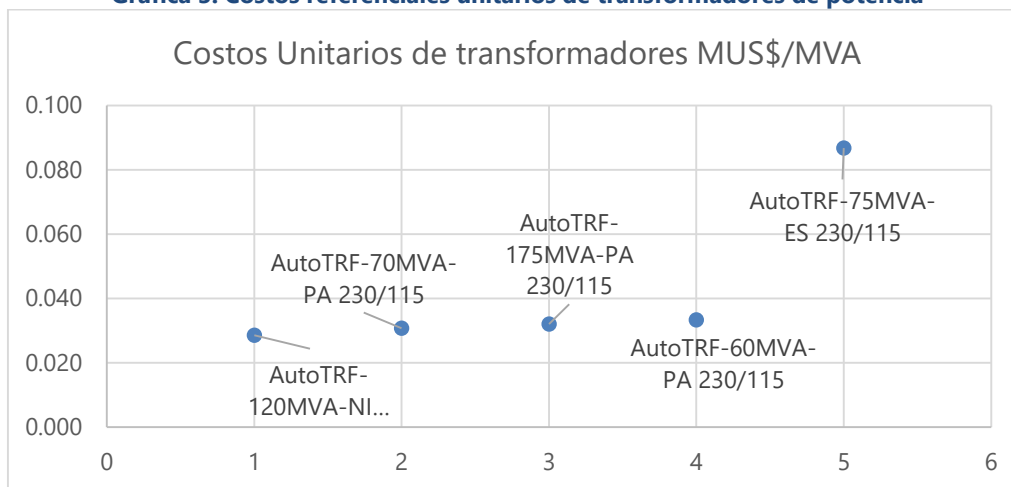
En la Tabla 124 se presentan los costos unitarios referenciales para diferentes configuraciones de bahías de subestación en 115 kV, 138 kV y 230 kV, que han sido considerados para estimar los costos de las ampliaciones de transmisión.

Tabla 124. Costos Unitarios referenciales de transformadores (MUS\$/MVA)

Descripción	Clave	Costos Unitarios MUS\$/Unidad
Autotransformador 120 MVA, 238/138 kV	AutoTRF-120MVA-NI	0.0285
Autotransformadores 75MVA 203/115kV	AutoTRF-75MVA-ES	0.0867
Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	AutoTRF-175MVA-PA	0.0320
Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	AutoTRF-70MVA-PA	0.0307
Transformadores 115/230 KV 60/80/100 MVA	AutoTRF-60MVA-PA	0.0333

En la siguiente gráfica se ilustran los costos unitarios referenciales para transformadores de potencia, según diversas referencias obtenidas por el EOR.

Gráfica 3. Costos referenciales unitarios de transformadores de potencia



Costos Unitarios de referencia de equipo de compensación reactiva estática

En la Tabla 125 se presentan los costos unitarios referenciales de equipos de compensación reactiva.

Tabla 125. Costos referenciales unitarios de equipo de compensación reactiva

Clave	kV	Costos Unitarios MUS\$/MVA _r
Reactor-230kV-NI	230	0.125
Cap-20MVAR-PA	115	0.01
Cap-30MVAR-PA	230	0.01

Costo estimado de las ampliaciones de transmisión

Considerando los costos unitarios referenciales obtenidos por el EOR, se realizó la estimación de los costos de las ampliaciones de transmisión que se requieren para alcanzar o mantener la capacidad operativa de 300 MW entre pares de países, de acuerdo a los análisis técnicos realizados.

Con referencia a la construcción de una nueva línea de interconexión Agua Caliente – Sandino, entre los sistemas de Honduras y Nicaragua, se realizó el cálculo de su costo, considerando dos esquemas alternativos para la construcción de este enlace:

- Utilizando el tramo disponible del segundo brazo de la línea SIEPAC, para construir el nuevo circuito de interconexión Agua Caliente-Sandino; y
- Construyendo la nueva línea, sin utilizar el tramo disponible del segundo brazo del circuito SIEPAC.

En la Tabla 126; **Error! La autoreferencia al marcador no es válida.**, se presenta la lista de ampliaciones de transmisión, con sus costos estimados correspondientes.

Tabla 126. Costos estimados de las ampliaciones de transmisión.

Sistema	Descripción de la Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Año	Costo Equipo principal MUS\$	Costo obras de subestación MUS\$	Costo Total MUS\$
Guatemala	Nuevo transformador en SE Moyuta 230/138 kV, 120 MVA (sustitución del transformador existente de 100 MVA)	230/138	---	2021	3.84	3.15	6.99
El Salvador	Nuevo transformador en SE 15 de Septiembre 230/138 kV, 156.3 MVA	230/115	---	2021	5.00	3.15	8.15
	Nuevo transformador en SE Nejapa 230/138 kV, 156.3 MVA	230/138	---	2021	5.00	3.15	8.15
	Nueva línea 115 kV entre las SE 15 de Septiembre-Berlín	115	15.54	2021	2.82	1.93	4.74
	Nueva línea 115 kV entre las SE Nejapa-San Antonio Abad	115	6.86	2021	2.42	1.93	4.35
	Nueva línea 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	115	12.67	2021	2.30	1.93	4.22
	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 KV entre las SE 15 de Septiembre - Berlín	115	15.54	2021	2.18	0.00	2.18
	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	115	12.67	2021	1.78	0.00	1.78
Honduras	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 150 MVA (1)	230/138	---	2021	4.80	3.15	7.95
	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 150 MVA (2)	230/138	---	2021	4.80	3.15	7.95
	Nueva línea 230 kV entre las SE Agua Fria-Agua Caliente	230	28.28	2021	6.45	3.74	10.19
	Nueva línea 230 kV entre las SE Pavana-Santa Lucía	230	19.06	2021	4.35	3.74	8.09
	Nueva línea 230 kV entre las SE San Pedro Sula Sur - San Buenaventura	230	46	2021	10.50	3.74	14.23
	Nueva línea 230 kV entre las SE Suyapa-Cerro de Hula	230	17.5	2021	3.99	3.74	7.73
	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Guaymacas 69 kV	69	---	2021	0.20	0.91	1.11
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Miraflores 138 kV	138	---	2021	0.30	0.91	1.21
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Santa Fe 138 kV	138	---	2021	0.30	0.91	1.21
	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Toncontín 138 kV	138	---	2021	0.20	0.91	1.11
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Suyapa 138 kV	138	---	2021	0.30	0.91	1.21
	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Lainez 138 kV	138	---	2021	0.20	0.91	1.11
	Instalación de 65 MVAR de Compensación Capacitiva en SE La Entrada 230 kV	230	---	2021	0.65	1.96	2.61
Nicaragua	Nuevo transformador en SE Ticuantepe 230/138 kV, 71.3 MVA	230/138	---	2021	2.03	3.15	5.19
	Repotenciación a 150 MVA de línea 138 kV entre las SE Nandaime - Rivas	138	41.11	2021	2.09	0.00	2.09



Continuación de la Tabla 126.

Sistema	Descripción de la Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Año	Costo Equipo principal MUS\$	Costo obras de subestación MUS\$	Costo Total MUS\$
Costa Rica	Nueva línea 230 kV entre las SE Mogote - Guayabo	230	6.02	2023	1.37	3.74	5.11
	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Cañas - Guayabo	230	38.2	2021	3.26	0.00	3.26
	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Corobicí Arenal	230	9.9	2021	0.84	0.00	0.84
	Repotenciación a 470 MVA de línea 230 kV entre las SE Garabito - Coyoles	230	63.8	2021	5.44	0.00	5.44
Panamá	Repotenciación a 608 MVA de línea 230 kV Chorrera - El Higo ckt 3B	230	60.5	2021	5.16	0.00	0.00
	Repotenciación a 608 MVA de línea 230 kV Chorrera - El Higo ckt 4B	230	60.5	2021	5.16	0.00	0.00
	Repotenciación a 340 MVA de línea 230 kV entre las SE Changuinola - Chiriquí Grande	230	65.06	2023	5.55	0.00	5.55
	Repotenciación a 340 MVA de línea 230 kV entre las SE Esperanza - Chiriquí Grande	230	59.85	2023	5.10	0.00	5.10

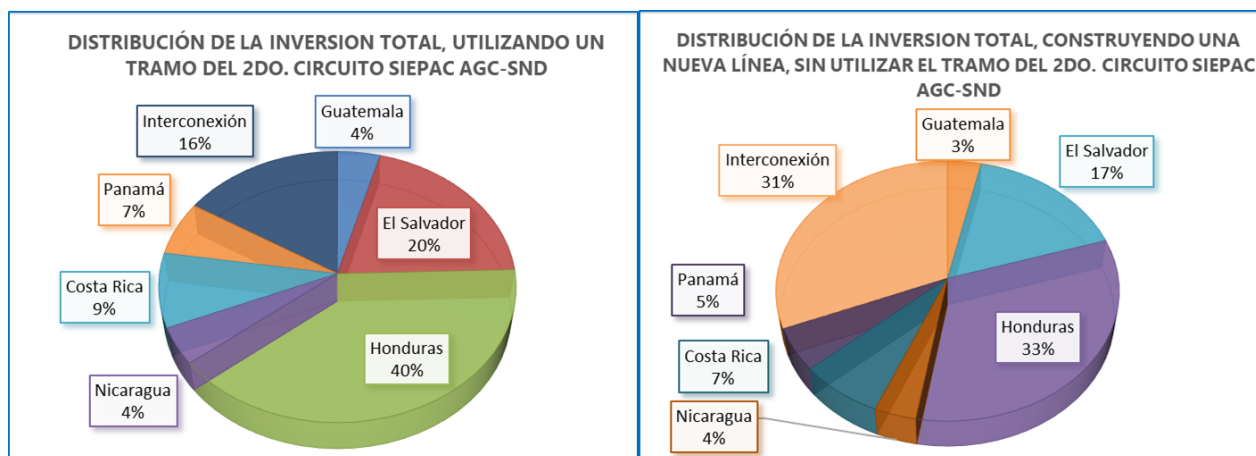
Sistema	Descripción de la Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Año	Costo utilizando el tramo disponible del segundo brazo de la línea SIEPAC, para construir el nuevo circuito de interconexión Agua Caliente-Sandino.			Costo construyendo la nueva línea, sin utilizar el tramo disponible del segundo brazo del circuito SIEPAC.	
					Costo Elemento principal MUS\$	Costo obras de subestación MUS\$	Costo Total MUS\$	Costo Elemento principal MUS\$	Costo Total MUS\$
Interconexión	Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Agua Caliente - Sandino	230	182.9	2021	18.57	3.74	22.30	54.82	58.56
Interconexión	Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe - Cañas, conectando en la subestación La Virgen	230	1.62	2021	0.56	3.74	4.29	0.56	4.29

En la

Tabla 127 se resume el monto de inversión estimado en cada país y en las dos interconexiones, para las dos alternativas de construcción del nuevo enlace Agua Caliente-Sandino.

Tabla 127. Resumen de costo de inversiones por país e interconexiones.

Grupo de Ampliaciones	Utilizando un tramo del 2do Ckt SIEPAC para interconexión AGC-SND	Construyendo una nueva línea de interconexión (Sin usar SIEPAC)
	MUS\$	MUS\$
1. Grupo_GU	6.99	6.99
2. Grupo_ES	33.58	33.58
3. Grupo_HO	65.70	65.70
Nicaragua	7.28	7.28
Costa Rica	14.65	14.65
Panamá	10.65	10.65
Interconexiones	26.60	62.86
	165.45	201.71



Observaciones:

1. El costo estimado del nuevo enlace de interconexión Agua Caliente-Sandino, utilizando el tramo disponible del segundo brazo de la línea SIEPAC, es de **MUS\$22.3**; mientras que, el costo construyendo esta línea, sin utilizar el tramo disponible del segundo brazo del circuito SIEPAC, se estima en **MUS\$58.56**. La construcción del seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe – Guayabo (actualmente Ticuantepe-Cañas), conectando en la subestación La Virgen, no utiliza estructura del segundo circuito SIEPAC.
2. El costo de la repotenciación de los circuitos de la línea Chorrera-El Higo, se ha estimado en 10.31 MUS\$, no obstante, estas obras están incluidas en el Plan de Expansión de la



Transmisión de Panamá, por lo cual su costo se contabiliza en forma separada del resto de ampliaciones requeridas para cumplir con el objetivo de alcanzar la capacidad operativa de 300 MW entre países. Es importante mencionar que, en el plan de expansión de transmisión de Panamá, la repotenciación de esta línea está prevista para 2023, sin embargo, se recomienda que esta obra esté disponible para el 2021, para evitar la sobrecarga relacionada a las transferencias.



V. CÁLCULO DE INDICADORES DE EVALUACIÓN ECONÓMICA

Conforme a lo establecido en los Artículos 10.6.1 del Libro III del RMER, se realizaron las evaluaciones económicas de las ampliaciones de transmisión determinadas a través de los estudios técnicos. La evaluación de las ampliaciones se realizó utilizando los módulos de expansión (OPTGEN) y simulación del MER (SDDP) del SPTR.



Metodología y Premisas

Para realizar el cálculo de los indicadores de evaluación económica y el cálculo del Beneficio social, se consideraron 11 escenarios diferentes:

- **Escenario 1:** Simulación del MER sin ampliaciones. Este escenario es el caso inicial, en la situación actual del sistema.
- **Escenario 2:** Simulación del MER con todas las ampliaciones en servicio. Al escenario inicial se agregan todas las ampliaciones de transmisión determinados por medio de estudios eléctricos.
- **Escenarios 3 al 9:** Simulación del MER sin considerar grupos particulares de ampliaciones. Al escenario con proyectos se retira, uno a uno, cada grupo de ampliaciones de transmisión definidos en los estudios eléctricos (Escenario sin grupo Guatemala, escenario sin grupo El Salvador, escenario sin grupo Honduras, escenario sin grupo Nicaragua, escenario sin grupo Costa Rica, escenario sin grupo Panamá y escenario sin grupo Interconexiones).

Adicionalmente, se analizó un escenario de sensibilidad del grupo de ampliaciones denominado "Interconexiones", considerando la variante del costo de inversión para el desarrollo del tramo de interconexión Agua Caliente – Sandino. A continuación, se detallan las alternativas evaluadas:

Alternativas evaluadas

Se evaluaron dos esquemas de desarrollo de las obras de transmisión, a fin de viabilizar los intercambios de 300 MW entre pares de países. Los esquemas evaluados son los siguientes:

- a) Utilizando el tramo disponible del segundo brazo de la línea SIEPAC, para construir el nuevo circuito de interconexión Agua Caliente-Sandino; y
- b) Construyendo la nueva línea, sin utilizar el tramo disponible del segundo brazo del circuito SIEPAC.

Ambos esquemas para construir el nuevo enlace Agua Caliente-Sandino, son técnicamente equivalentes, puesto que tienen el mismo efecto en los flujos en la red de transmisión; y solamente se diferencian por sus costos de inversión.

Parámetros de las simulaciones

Los parámetros utilizados en el modelo de simulación para cada uno de los escenarios se detallan a continuación:



Horizonte de análisis	El estudio abarca los años 2018-2019, en etapas de resolución mensual. <ul style="list-style-type: none">• Etapa inicial: enero - 2018• Etapa final: diciembre - 2027
Año inicial de hidrología	Se definió el año 2006, siendo este el año análogo que mejor representa las condiciones hidrológicas esperadas para el corto plazo en la región centroamericana.
Tasa de descuento	8.67%, conforme a lo establecido en la Resolución CRIE-24-2018.
Costos por energía no suministrada	Se definieron cuatro (4) escalones de CENS, conforme a lo establecido en la resolución CRIE-34-2018: <ul style="list-style-type: none">• Escalón 1 – De 0% hasta 5% de ENS – 466 \$/MWh,• Escalón 2 – Mayor a 5% hasta 10% de ENS – 870 \$/MWh,• Escalón 3 – Mayor a 10% hasta 30% de ENS – 1,216 \$/MWh• Escalón 4 – Mayor a 30% hasta 100% de ENS – 2,056 \$/MWh
Tipo de estudio	Estocástico
Modelo de caudales	Sintéticos ARP
Número de escenarios forward	50
Número de escenarios backward	25
Número mínimo de iteraciones	1
Número máximo de iteraciones	10
Años adicionales para efecto de amortiguamiento de los embalses	2
Configuración de restricciones cronológicas	Dinámica
Representación de incertidumbre de las fuentes renovables	Sorteo de escenarios
Evaluación de la red eléctrica	Flujo DC con pérdidas, corte de carga en todas las barras y monitoreo de límites de la red de transmisión (circuitos con tensión ≥ 115 kV) y circuitos inter regionales.

Agrupamiento de ampliaciones por funcionalidad

A efecto de realizar las evaluaciones económicas, y estimar los excedentes y de Beneficios sociales, se agruparon las ampliaciones por país, considerando la relación funcional entre las obras, para viabilizar las transferencias a través de un sistema, en un mismo sentido. Esto requiere hacerse debido a que un enlace de transmisión, por si solo no puede impactar el costo operativo del sistema, si no se cuenta con otras ampliaciones de red que viabilizan los

intercambios en otras partes del sistema eléctrico. Bajo esta consideración, se conformó un grupo de ampliaciones por país, y un grupo para las interconexiones (7 grupos de ampliaciones), compuestas según se indica a continuación:

Tabla 128. Agrupamiento de las ampliaciones requeridas para alcanzar la capacidad operativa de 300 MW entre pares de países

Grupo de Ampliaciones	Descripción de la Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Año	Costo Total MUS\$
1. Grupo GU	Sustitución del transformador en SE Moyuta 230/138 Kv 100 MVA, por uno de 120 MVA.	230/138	---	2021	6.99
2. Grupo ES	Nuevo transformador en SE 15 de Septiembre 230/138 kV, 156.3 MVA	230/115	---	2021	8.15
	Nuevo transformador en SE Nejapa 230/138 kV, 156.3 MVA	230/138	---	2021	8.15
	Nueva línea 115 kV entre las SE 15 de Septiembre-Berlín	115	15.54	2021	4.74
	Nueva línea 115 kV entre las SE Nejapa-San Antonio Abad	115	6.86	2021	4.35
	Nueva línea 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	115	12.67	2021	4.22
	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 KV entre las SE 15 de Septiembre - Berlín	115	15.54	2021	2.18
	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	115	12.67	2021	1.78
3. Grupo HO	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 150 MVA (1)	230/138	---	2021	7.95
	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 150 MVA (2)	230/138	---	2021	7.95
	Nueva línea 230 kV entre las SE Agua Fria-Agua Caliente	230	28.28	2021	10.19
	Nueva línea 230 kV entre las SE Pavana-Santa Lucía	230	19.06	2021	8.09
	Nueva línea 230 kV entre las SE San Pedro Sula Sur - San Buenaventura	230	46	2021	14.23
	Nueva línea 230 kV entre las SE Suyapa-Cerro de Hula	230	17.5	2021	7.73
	Instalación de 20 MVar de Compensación Capacitiva en SE Guaymacas 69 kV	69	---	2021	1.11
	Instalación de 30 MVar de Compensación Capacitiva en SE Miraflores 138 kV	138	---	2021	1.21
	Instalación de 30 MVar de Compensación Capacitiva en SE Santa Fe 138 kV	138	---	2021	1.21
	Instalación de 20 MVar de Compensación Capacitiva en SE Toncontin 138 kV	138	---	2021	1.11
	Instalación de 30 MVar de Compensación Capacitiva en SE Suyapa 138 kV	138	---	2021	1.21
	Instalación de 20 MVar de Compensación Capacitiva en SE Lainez 138 kV	138	---	2021	1.11
	Instalación de 65 MVar de Compensación Capacitiva en SE La Entrada 230 kV	230	---	2021	2.61



Grupo de Ampliaciones	Descripción de la Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Año	Costo Total MUS\$
4. Grupo NI	Nuevo transformador en SE Ticuantepe 230/138 kV, 71.3 MVA	230/138	---	2021	5.19
	Repotenciación a 150 MVA de línea 138 kV entre las SE Nandaime - Rivas	138	41.11	2021	2.09
5. Grupo CR	Nueva línea 230 kV entre las SE Mogote - Guayabo	230	6.02	2023	5.11
	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Cañas - Guayabo	230	38.2	2021	3.26
	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Corobicí Arenal	230	9.9	2021	0.84
	Repotenciación a 470 MVA de línea 230 kV entre las SE Garabito - Coyoles	230	63.8	2021	5.44
6. Grupo PA	Repotenciación a 608 MVA de línea 230 kV Chorrera - El Higo ckt 3B	230	60.5	2021	0.00
	Repotenciación a 608 MVA de línea 230 kV Chorrera - El Higo ckt 4B	230	60.5	2021	0.00
	Repotenciación a 340 MVA de línea 230 kV entre las SE Changuinola - Chiriquí Grande	230	65.06	2023	5.55
	Repotenciación a 340 MVA de línea 230 kV entre las SE Esperanza - Chiriquí Grande	230	59.85	2023	5.10

Grupo de Ampliaciones	Descripción de la Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Año	Costo Total	Costo Total
7. Grupo Interconexiones	Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Agua Caliente - Sandino	230	182.9	2021	22.30	58.56
	Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe - Cañas, conectando en la subestación La Virgen	230	1.62	2021	4.29	4.29

Tabla 129. Resumen de inversión total y costos incrementales por grupo de ampliaciones

Grupo de Ampliaciones	Inversión total (MUS\$)	Valor Presente del Costo Incremental* (MUS\$)
1. Grupo GU	6.99	2,88
2. Grupo ES	33.58	13,85
3. Grupo HO	65.70	27,11
4. Grupo NI	7.27	3,00
5. Grupo CR	14.65	5,38
6. Grupo PA	10.65	3,01
7. Grupo Interconexiones - Esquema: Utilizando un tramo del 2do. Ckt SIEPAC para Línea AGC-SND.	26.60	10,97
7. Grupo Interconexiones - Esquema: Construyendo una nueva línea AGC-SND, sin utilizar tramo del 2do ckt SIEPAC.	62.86	25,94

*El costo incremental corresponde a las anualidades de la inversión comprendidas dentro del horizonte de evaluación (2018-2028). La anualidad de la inversión fue calculada considerando un período de pago de 30 años, a la Tasa de descuento informada por la CRIE (8.67%).

Tabla 130. Inversión total y costo total incremental para todas las ampliaciones

Concepto	Inversión Total (MUS\$)	Valor Presente del Costo Incremental (MUS\$)
Esquema: Todas las ampliaciones, utilizando un tramo del 2do. Circuito SIEPAC para el nuevo enlace Agua Caliente-Sandino	165.45	66,21
Esquema: Todas las ampliaciones, construyendo una nueva línea para el enlace Agua Caliente - Sandino, sin utilizar tramo del 2do circuito SIEPAC	201.71	81,17

Cálculo de los Indicadores de evaluación económica Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno

En esta sección se presentan los cálculos para atender los requerimientos del literal k) del numeral 10.6.1; y los incisos b) y c) del numeral 10.6.3 del Libro III del RMER. Se aplicaron las siguientes definiciones y métodos de cálculo:

Valor presente neto (VPN): Calculado como la diferencia de Costos Operativos entre el caso Sin ampliaciones, menos el caso con ampliaciones, a lo cual se le restará la inversión incremental (10.4.6 Libro III RMER).

$$VPN = \sum(CO_{SE} - CO_{CE}) - \Delta I$$

El valor presente neto de las series de costos, fue calculada usando la tasa de descuento calculada mediante una metodología que definida la CRIE, conforme se indica en el numeral 10.4.5 del Libro III del RMER.

Tasa Interna de Retorno: Se define como un valor de "Tasa de descuento", que anulará el valor presente neto (VPN) de los flujos de caja en el período de evaluación.

El valor nulo del VPN solo se alcanza cuando el valor presente de las series de costo iguala el valor presente de la serie de ingresos.

Si las series de costos o de ingresos, presentan valores muy dispares (flujos muy grandes de costos o ingresos respecto al resto de series), entonces es posible que no se obtenga una solución de un valor de TIR, en este caso se dice que la TIR es indefinida. Por otra parte, un valor de TIR negativo, solo representa una solución numérica para hacer el VPN igual a cero, y no tiene un significado como criterio de decisión en el ámbito de la evaluación económica.

En términos genéricos el concepto relacionado al cálculo de la TIR, se explica con las siguientes formulaciones:

Cálculo del Valor presente Neto de un flujo de Caja:

$$VPN = \sum \frac{I_i - C_i}{(1+td)^{(n-k)}}$$

Donde:

I_i : Ingreso en el año i

C_i : Costo en el año i

td : Tasa de descuento

n : número de períodos hasta el presente

k : 0 si el flujo de contabiliza a inicio de cada período o 1 si se contabiliza al final de cada período.

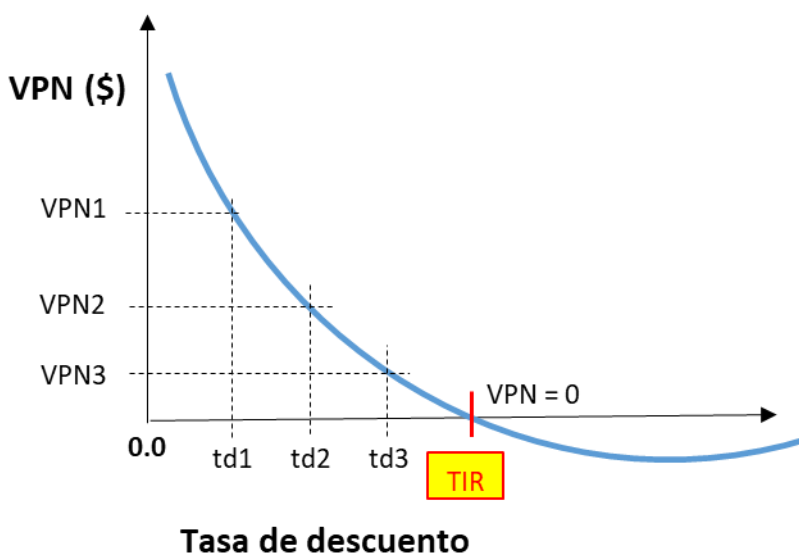
La TIR es la Tasa de Descuento que hace cero el Valor Presente Neto del flujo de Caja.

$$0 = \sum \frac{I_i - C_i}{(1+TIR)^{(n-1)}}$$

Considerando lo anterior, la TIR, hace que el valor presente de los Costos, iguale al valor presente de los ingresos.

$$\sum \frac{C_i}{(1+TIR)^{(n-1)}} = \sum \frac{I_i}{(1+TIR)^{(n-1)}}$$

El concepto de la TIR, se ilustra en la siguiente gráfica, donde se muestra el comportamiento del VPN ante diferentes tasas de Descuento, haciéndose VPN = 0, al valor de la TIR.



Debido a que el VPN es una función polinómica (donde la variable es la Tasa de Descuento), de grado $n-1$, es posible que la solución para $VPN=0$, sea dado por más de un valor de TIR, o incluso, puede ser que no exista una solución matemática.

Los resultados obtenidos se muestran en las siguientes tablas:

Valor Presente Neto de las ampliaciones:

En la Tabla 131 se presenta el resultado del Valor Presente Neto del “flujo de caja” de todas las ampliaciones.

Tabla 131. VPN y TIR de todo el conjunto de ampliaciones para los dos esquemas de desarrollo de las obras de transmisión respecto al nuevo enlace AGC-SND

Escenario	Valor presente C. Operativo con Todas las ampliaciones (A)	Valor presente C. Operativo sin Ampliaciones (B)	Diferencia VP Costos Operativos (C = B-A)	VP de la inversión incremental (D)	Valor Presente Neto (C-D)
	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)
Esquema: Todas las ampliaciones - Utilizando la estructura del segundo circuito SIEPAC en el tramo AGC-SND	3,372.5	3,573.8	201.4	66.2	135.2
Esquema: Todas las ampliaciones - Construyendo una nueva línea para un nuevo enlace de interconexión AGC-SND	3,372.5	3,573.8	201.4	81.2	120.2

En la tabla anterior, para el esquema que considera la construcción del nuevo enlace Agua Caliente-Sandino, a través de una nueva línea, sin utilizar las estructuras del segundo circuito SIEPAC, el cálculo del Costo operativo con todas las ampliaciones, supone la condición ideal de que dicha línea entraría en operación sin retrasos en 2021, lo cual es un supuesto optimista, teniendo en cuenta los tiempos de gestión para la construcción de una nueva línea, principalmente lo relacionado a la gestión del derecho de paso.

Observación sobre los resultados de la evaluación económica

- Los resultados mostrados en la Tabla 131, muestran que, considerando **todos los grupos de ampliaciones en servicio**, el indicador de Valor Presente Neto del flujo de caja, es positivo, lo cual significa que la reducción de costo operativo del Sistema Eléctrico Regional, es considerablemente mayor que el costo incremental de la inversión en las ampliaciones de transmisión determinadas en el presente estudio.

Tasa Interna de Retorno (TIR) de las ampliaciones:

A efectos de determinar el valor de la TIR de las ampliaciones de transmisión, en las siguientes tablas se muestra del valor actualizado (VA) de cada flujo neto de caja anual, para diversos valores de Tasa de descuento, y el Valor Presente Neto (VPN) al año 2018 (suma de los VA) relacionado a las ampliaciones de transmisión. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se muestran el cálculo del VPN relacionado a las ampliaciones,

considerando el esquema en el cual se considera la construcción del enlace Agua Caliente – Sandino, utilizando las estructuras del segundo circuito SIEPAC,

Tabla 132. Flujo de caja neto de las ampliaciones, y su valor presenta a 2018, para diferentes tasas de descuento, para el Esquema utilizando las estructuras del 2do. CKT SIEPAC para el enlace AGC-SND

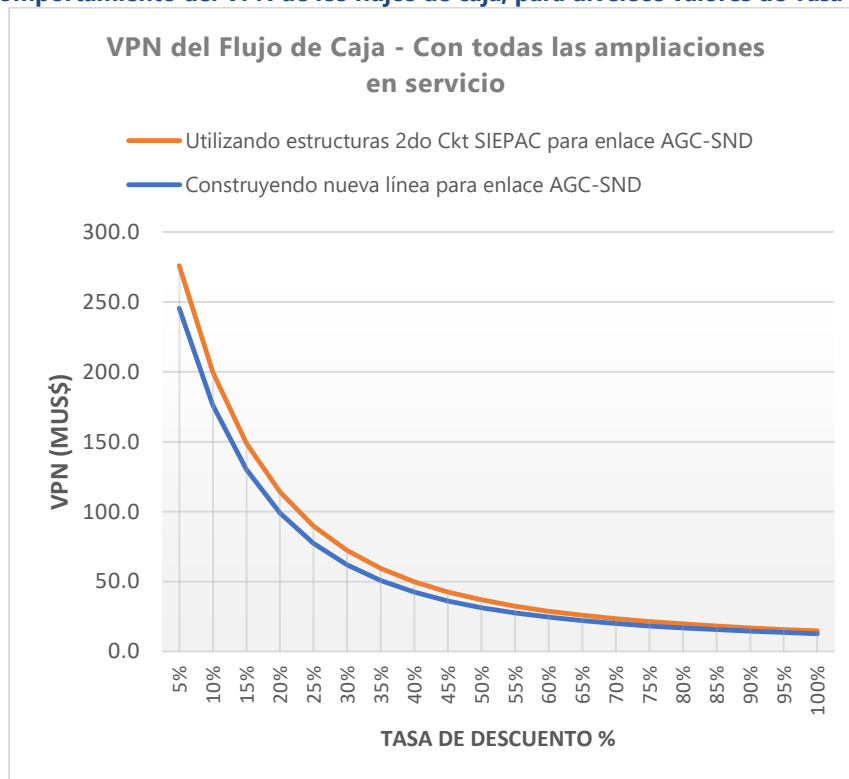
Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Flujo de caja / TD	VP	0.0	0.0	48.0	-15.6	23.0	12.0	-28.1	34.1	72.9	70.8
5%	276.0	0.0	0.0	51.4	-17.3	26.3	14.3	-34.6	43.4	95.9	96.4
10%	199.8	0.0	0.0	46.8	-15.0	21.9	11.3	-26.2	31.3	66.1	63.5
15%	148.9	0.0	0.0	42.9	-13.1	18.3	9.1	-20.0	23.0	46.3	42.5
20%	114.0	0.0	0.0	39.4	-11.6	15.4	7.3	-15.5	17.0	33.0	29.0
25%	89.6	0.0	0.0	36.3	-10.2	13.1	6.0	-12.2	12.8	23.8	20.1
30%	72.2	0.0	0.0	33.5	-9.1	11.2	4.9	-9.6	9.7	17.4	14.1
35%	59.4	0.0	0.0	31.1	-8.1	9.6	4.1	-7.7	7.5	12.8	10.0
40%	49.8	0.0	0.0	28.9	-7.3	8.3	3.4	-6.2	5.8	9.6	7.2
45%	42.6	0.0	0.0	27.0	-6.6	7.2	2.8	-5.0	4.5	7.3	5.3
50%	36.9	0.0	0.0	25.2	-5.9	6.3	2.4	-4.1	3.6	5.5	3.9
55%	32.5	0.0	0.0	23.6	-5.4	5.5	2.0	-3.3	2.8	4.3	2.9
60%	28.9	0.0	0.0	22.1	-4.9	4.9	1.7	-2.8	2.3	3.3	2.2
65%	25.9	0.0	0.0	20.8	-4.5	4.3	1.5	-2.3	1.8	2.6	1.7
70%	23.5	0.0	0.0	19.6	-4.1	3.8	1.3	-1.9	1.5	2.0	1.3
75%	21.5	0.0	0.0	18.5	-3.7	3.4	1.1	-1.6	1.2	1.6	1.0
80%	19.8	0.0	0.0	17.5	-3.4	3.1	1.0	-1.4	1.0	1.3	0.8
85%	18.3	0.0	0.0	16.6	-3.2	2.7	0.8	-1.2	0.8	1.0	0.6
90%	17.0	0.0	0.0	15.7	-2.9	2.5	0.7	-1.0	0.7	0.8	0.5
95%	15.8	0.0	0.0	14.9	-2.7	2.2	0.6	-0.8	0.6	0.7	0.4
100%	14.8	0.0	0.0	14.2	-2.5	2.0	0.6	-0.7	0.5	0.6	0.3

Tabla 133. Flujo de caja neto de las ampliaciones, y su valor presenta a 2018, para diferentes tasas de descuento, para el esquema sin utilizar las estructuras del 2do. CKT SIEPAC para enlace AGC-SND

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Flujo de caja / TD	VP	0.0	0.0	44.8	-18.7	19.8	8.9	-31.3	31.0	69.7	67.6
5%	245.4	0.0	0.0	48.0	-20.8	22.7	10.5	-38.5	39.4	91.8	92.2
10%	176.2	0.0	0.0	43.8	-18.1	18.9	8.3	-29.1	28.5	63.2	60.6
15%	130.2	0.0	0.0	40.0	-15.8	15.8	6.7	-22.3	20.8	44.3	40.6
20%	99.0	0.0	0.0	36.8	-13.9	13.3	5.4	-17.3	15.5	31.5	27.7
25%	77.4	0.0	0.0	33.9	-12.3	11.3	4.4	-13.5	11.6	22.7	19.2
30%	61.9	0.0	0.0	31.3	-10.9	9.7	3.6	-10.7	8.8	16.6	13.5
35%	50.8	0.0	0.0	29.1	-9.8	8.3	3.0	-8.5	6.8	12.3	9.6
40%	42.5	0.0	0.0	27.0	-8.8	7.2	2.5	-6.8	5.3	9.2	6.9
45%	36.2	0.0	0.0	25.2	-7.9	6.3	2.1	-5.5	4.1	6.9	5.0
50%	31.4	0.0	0.0	23.5	-7.1	5.5	1.8	-4.5	3.2	5.3	3.7
55%	27.6	0.0	0.0	22.0	-6.5	4.8	1.5	-3.7	2.6	4.1	2.8
60%	24.5	0.0	0.0	20.7	-5.9	4.2	1.3	-3.1	2.1	3.2	2.1
65%	22.1	0.0	0.0	19.5	-5.4	3.7	1.1	-2.6	1.7	2.5	1.6
70%	20.1	0.0	0.0	18.3	-4.9	3.3	0.9	-2.1	1.4	1.9	1.2
75%	18.4	0.0	0.0	17.3	-4.5	2.9	0.8	-1.8	1.1	1.5	0.9
80%	16.9	0.0	0.0	16.3	-4.1	2.6	0.7	-1.5	0.9	1.2	0.7
85%	15.7	0.0	0.0	15.5	-3.8	2.4	0.6	-1.3	0.7	1.0	0.6
90%	14.6	0.0	0.0	14.7	-3.5	2.1	0.5	-1.1	0.6	0.8	0.4
95%	13.7	0.0	0.0	13.9	-3.2	1.9	0.5	-0.9	0.5	0.6	0.4
100%	12.8	0.0	0.0	13.2	-3.0	1.7	0.4	-0.8	0.4	0.5	0.3

En la Gráfica 4 se muestra el comportamiento del VPN de los flujos de caja de las ampliaciones de transmisión, para los dos esquemas de construcción del enlace Agua Caliente – Sandino.

Gráfica 4. Comportamiento del VPN de los flujos de caja, para diversos valores de Tasa de Descuento



La Tabla 132 y la Tabla 133, muestran que el VPN del flujo de caja neto de las ampliaciones, no alcanza a anularse, aun para valores de Tasa de descuento muy superiores al valor definido por la CRIE, lo cual se evidencia en la Gráfica 4. Lo anterior se debe a que el Valor Presente de los “ingresos” atribuible a las ampliaciones mucho mayor que los costos. Como ya se explicó, los “ingresos” están relacionados al cambio en el costo operativo atribuible al funcionamiento de las ampliaciones, mientras que los costos corresponden al valor presente del costo de inversión incremental.

Conclusiones de la evaluación económica de las ampliaciones:

1. El Valor Presente Neto de los flujos de caja relacionados a los “ingresos” y costos atribuibles a las ampliaciones, es mayor que cero.
2. La Tasa Interna de Retorno relacionada a los “ingresos” y costos atribuibles a las ampliaciones, es mayor que la Tasa de descuento definida por la CRIE.



VI. CÁLCULO DE LOS BENEFICIOS PRIVADOS DE Y DEL BENEFICIO SOCIAL Y CLASIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES

Conforme a lo establecido en los numerales 10.4.1, 10.4.2, 10.4.3 y 10.6.2 del Libro III del RMER, se realizaron los cálculos de los beneficios dados por los excedentes de los consumidores y de los generadores, y el cálculo del beneficio social de las ampliaciones de transmisión que se han identificado en los estudios técnicos. Asimismo, se realiza la clasificación de las ampliaciones en Planificadas o A Riesgo.

Cálculo de excedentes de consumidores, de generadores y del Beneficio social

Se realizó el cálculo de los excedentes de los consumidores y de los generadores, así como el Beneficio social, considerando los conceptos establecidos en el Artículo 10.4 del Libro III del RMER, y en el Anexo M del Libro III, agregado al RMER a través de la Resolución CRIE-32-2018. Se aplicaron las siguientes definiciones y métodos de cálculo:

Excedente de los consumidores: Conforme al Anexo M RMER (Resolución CRIE-32-2018). Calculado como la diferencia del precio que está dispuesto a pagar el consumidor menos el costo marginal, multiplicado por la función de la demanda elástica.

$$Ec = \sum_1^m (P_m - P_{mg}) * B * p_m^\alpha$$

Excedente de los generadores (Anexo M RMER, Resolución CRIE-32-2018): Se calculará como la diferencia entre el ingreso de cada generador menos su costo variable.

$$Eg = \sum_1^k (P_{mg} - C_{vk}) * g_k$$

Beneficio Social (10.4.3 Libro III): Se calcula como el excedente de los consumidores más el excedente de los generadores.

$$BS = E_{generadores} + E_{Consumidores}$$

Valor presente neto de los Beneficios sociales (10.6.2, inciso a, Libro III RMER): Se calcula como la diferencia de los beneficios sociales entre dos escenarios diferentes.

1.A BENEFICIO SOCIAL NETO DE TODO EL CONJUNTO DE AMPLIACIONES, POR PAÍS.

Este cálculo se presenta conforme al requerimiento del literal k) del numeral 10.6.2 del Libro III del RMER, a efectos de determinar el valor presente neto de los beneficios netos para los Agentes y el cálculo del valor presente neto del Beneficio Social por país.

El cálculo se realiza como la diferencia del Beneficio Social (Bs) de dos escenarios: **Bs** del escenario con **todos los grupos de ampliaciones** en funcionamiento, menos el **Bs** del escenario **sin considerar los grupos de ampliaciones**. Se presentan los resultados indicando la porción del beneficio social en cada país. A continuación, los resultados de cada escenario.

Tabla 134. Cálculo del Beneficio Social por país, Escenario sin ampliaciones

País	Excedente Productores Sin ampliaciones (M\$)	Excedente Consumidores Sin ampliaciones (M\$)	Beneficio Social Sin ampliaciones (M\$)
Guatemala	4,497.2	2,460.1	6,957.3
El Salvador	3,009.3	1,072.0	4,081.2
Honduras	4,800.2	2,953.4	7,753.5
Nicaragua	1,392.0	1,733.1	3,125.1
Costa Rica	3,067.4	3,227.3	6,294.7
Panamá	4,806.7	0.0	4,806.7
Total	21,572.6	11,445.9	33,018.6

Tabla 135. Cálculo del Beneficio Social por país, Escenario con todos los grupos de ampliaciones en servicio, para alcanzar la capacidad operativa de 300 MW en servicio

País	Excedente Productores con todos los Grupos de Ampliaciones (M\$)	Excedente Consumidores con todos los Grupos de Ampliaciones (M\$)	Beneficio Social Sin ampliaciones (M\$)
Guatemala	4,442.74	2,461.67	6,904.41
El Salvador	2,941.56	1,073.90	4,015.46
Honduras	4,574.00	2,963.30	7,537.30
Nicaragua	1,365.96	1,738.54	3,104.50
Costa Rica	3,970.41	3,198.25	7,168.66
Panama	4,942.97	0.00	4,942.97
Total	22,237.65	11,435.66	33,673.30

**Tabla 136. Cálculo del Valor Presente Neto del Beneficio Social por país
(diferencias de resultados de la Tabla 135 menos la Tabla 134)**

País	VPN del beneficio de los generadores (MUS\$)	VPN del los beneficio de los Consumidores (MUS\$)	Valor presente neto del Beneficio Social por país (M\$)
Guatemala	-54.44	1.54	-52.90
El Salvador	-67.69	1.90	-65.79
Honduras	-226.15	9.93	-216.22
Nicaragua	-25.99	5.41	-20.59
Costa Rica	903.05	-29.06	874.00
Panamá	136.24	0.00	136.24
Total	665.02	-10.28	654.74

Observaciones sobre el resultado del Beneficio Social Neto de todo el conjunto de ampliaciones

- Los resultados mostrados en la Tabla 136 indican que, todo el conjunto de ampliaciones producirán un Beneficio Social Neto para la región, mayor que cero, valorado en **654.74 MUS\$**, por tanto las ampliaciones en su conjunto cumplen el requerimiento del numeral 10.6.2, literal a), en el Libro III del RMER, que indica que, en la lista de ampliaciones se incluirán las ampliaciones para las cuales el valor presente neto de los beneficios sociales descontados a la tasa informada por la CRIE es mayor que cero, y cuya construcción debería comenzar en los dos (2) años siguientes.

1.B CÁLCULO DE BENEFICIOS NETOS PARA LOS AGENTE Y DEL BENEFICIO SOCIAL NETO, POR GRUPO DE AMPLIACIONES:

Conforme a lo establecido en el numeral 10.6.1 literal k) del Libro III del RMER, se presenta el cálculo del valor presente neto de los beneficios netos para los Agentes, asimismo, atendiendo el requerimiento del literal c) del numeral 10.6.3 del Libro III del RMER, se presenta la evaluación que permita acreditar los beneficios que la obra introducirá para los Agentes; y el cálculo del valor presente neto del Beneficio Social por país.

El cálculo de los beneficios por excedentes de generadores y consumidores, así como del beneficio social, **relacionados a cada grupo de ampliaciones**, se realiza comparando los excedentes de los agentes y el Beneficio Social (Bs) para dos escenarios: Excedentes y Bs del escenario **con todas las ampliaciones**, menos los Excedentes y Bs del escenario **Sin el Grupo de ampliaciones** que se evalúa.

De esta manera se puede determinar el impacto que ocasiona cada grupo de ampliaciones, sobre los beneficios de los agentes y en el beneficio social. Los resultados se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 137. Excedente de los agentes y Beneficio Social, Escenario con todas las ampliaciones en servicio.

Grupo de Ampliaciones	Excedente Productores (M\$)	Excedente Consumidores (M\$)	Beneficio Social (M\$)
Todas las Ampliaciones en servicio.	22,237.65	11,435.66	33,673.30

Notar que los valores de la Tabla 137 es el mismo resultado de la Tabla 135.

Tabla 138. Excedentes de los agentes y Beneficio social, Escenarios sin cada Grupo de ampliaciones.

Grupo de Ampliaciones excluida en la simulación	Excedente Productores (MUS\$)	Excedente Consumidores (MUS\$)	Beneficio Social (MUS\$)
1-Grupo GU	22,213.98	11,437.92	33,651.90
2-Grupo ES	22,238.89	11,435.55	33,674.45
3-Grupo HO	25,405.11	11,434.41	36,839.51
4-Grupo NI	22,239.37	11,435.75	33,675.13
5-Grupo CR	22,217.07	11,433.11	33,650.18
6-Grupo PA	22,043.86	11,443.86	33,487.72
7-Grupo Interconexiones	21,880.42	11,439.77	33,320.18

Tabla 139. Valor presente de los Beneficio Netos para los agentes y Valor presente neto del Beneficio Social relacionado a cada grupo de Ampliaciones (diferencia de resultados Tabla 137 menos la Tabla 138).

Grupo de Ampliaciones	Beneficio Neto de los Productores (MUS\$)	Beneficio Neto de los Consumidores (MUS\$)	Valor presente neto del B. Social
1-Grupo GU	23.66	-2.26	21.40
2-Grupo ES	-1.25	0.10	-1.15
3-Grupo HO	-3,167.46	1.25	-3,166.21
4-Grupo NI	-1.73	-0.10	-1.83
5-Grupo CR	20.58	2.54	23.12
6-Grupo PA	193.79	-8.21	185.58
7-Grupo Interconexiones	357.23	-4.11	353.12



Observaciones sobre los resultados del Beneficio neto para los agentes y el Beneficio Social Neto de cada grupo de ampliaciones

- Los resultados mostrados en la Tabla 139 indican que, los grupos de ampliaciones: "1-Grupo GU", "5-Grupo CR", "6-Grupo PA", y el "7-Grupo Interconexiones", producen, cada grupo un Beneficio Social Neto mayor que cero, valorado en: 21.4 MUS\$; 23.12 MUS\$; 185.58 MUS\$; y 253.12 MUS\$ respectivamente. Los Grupos de Ampliaciones "2-Grupo ES", "3-Grupo HO" y "4-Grupo-NI", se reportan con Beneficio Social Neto, atribuible a cada grupo, menor que cero.
- Es importante mencionar que, los resultados del cálculo del Valor Presente Neto del Beneficio social (VPNBs), no tiene significado financiero y, por lo tanto, no son comparables con los Costos de inversión de las ampliaciones. El VPNBs, mide el cambio de excedentes de los agentes generadores y consumidores. En el caso de los consumidores, su excedente depende de la disposición a pagar por el suministro de energía eléctrica, que incluye una valoración del bienestar y de "beneficios" por consumirla. La CRIE a través de su Resolución CRIE-32-2018, definió la metodología de cálculo del excedente del consumidor, en la cual se considera la disposición de pago de la demanda, dada por una función de demanda elástica. De cualquier forma, el criterio que establece la regulación regional, en el numeral 10.6.2 del Libro III del RMER, es que el VPNBs, sea mayor que cero, y el estudio indica que el VPNBs resulta en un valor positivo para todo el conjunto de ampliaciones.
- El estudio se ha desarrollado teniendo como una de las premisas principales el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER, y por tanto, todas las ampliaciones identificadas en el estudio, definitivamente son necesarias para alcanzar la capacidad operativa mínima de intercambio entre pares de países, fijada en 300 MW por la CRIE en la Resolución CRIE-20-2014, y en caso de obviar alguna de las ampliaciones identificadas, no podrá alcanzarse esta capacidad operativa.

Concentración de los beneficios y Clasificación de las ampliaciones

Con base a los criterios definidos en los literales b) c) y d) del numeral 10.6.2 del Libro III del RMER, se realizó la clasificación de las ampliaciones, como "ampliaciones planificadas" o "ampliaciones a riesgo". Los criterios definidos para clasificar las ampliaciones, se basa en la concentración de los beneficios privados en los agentes, y de los beneficios sociales en los países.

Método de cálculo de la concentración del beneficio social por país

Para la aplicación de los criterios de clasificación de las ampliaciones, se determina el beneficio que produce cada grupo de ampliaciones, en los agentes generadores y consumidores, luego se calcula el Beneficio social por país (suma del beneficio de sus agentes).

Considerando que la concentración de beneficios solamente se calcula para los países que efectivamente obtienen un beneficio social positivo, dicha concentración (por país) se calcula respecto a la suma de los beneficios sociales positivos. El método descrito se resume a continuación.

Los beneficios sociales se calculan como:

$$BenS(P_w, l) = \sum_{j \in G} BenPr(G_j, l) + \sum_{i \in B} BenPr(D_i, l)$$

Donde:

- ▶ $BenS(P_w, l)$ - Beneficio "social" del país $w = \{PA, CR, NI, HO, ES, GU\}$ asociado a la ampliación l

Concentración de los beneficios sociales

$$\%BenS(P_w, l) = \frac{BenS^+(P_w, l)}{\sum_{z \in P} BenS^+(P_w, l)} * 100\%, w = 1, \dots, P$$

Donde:

- ▶ $BenS^+(P_w, l)$ - Beneficio "social" del país $w = \{PA, CR, NI, HO, ES, GU\}$, que tiene beneficio social positivo asociado a la ampliación l

A continuación, en la Tabla 140

Tabla 141, se presentan los resultados del cálculo del Beneficio Social neto (Bs) en cada país, atribuible a cada grupo de ampliaciones, calculado con el cambio de excedentes de los consumidores y generadores, entre los escenarios *Con todas las ampliaciones en servicio*, menos el escenario *Sin el grupo de ampliaciones que se evalúa*. En la última columna de esta tabla, se presenta el cálculo de los Beneficios sociales "positivos", valor contra el cual de determinará la concentración del beneficio de los países que obtuvieron un **Bs** neto positivo.

Tabla 140. Resumen de cálculo del Beneficio social en cada país, asociado a cada grupo de ampliaciones (MUS\$)

Grupo de Ampliaciones	País																		Beneficio Social Positivo Total (BS+T) (MUS\$)
	Guatemala			El Salvador			Honduras			Nicaragua			Costa Rica			Panamá			
	Delta Exc. Prod (MUS\$)	Delta Exc. Cons (MUS\$)	BS Neto (MUS\$)	Delta Exc. Prod (MUS\$)	Delta Exc. Cons (MUS\$)	BS Neto (MUS\$)	Delta Exc. Prod (MUS\$)	Delta Exc. Cons (MUS\$)	BS Neto (MUS\$)	Delta Exc. Prod (MUS\$)	Delta Exc. Cons (MUS\$)	BS Neto (MUS\$)	Delta Exc. Prod (MUS\$)	Delta Exc. Cons (MUS\$)	BS Neto (MUS\$)	Delta Exc. Prod (MUS\$)	Delta Exc. Cons (MUS\$)	BS Neto (MUS\$)	
1-Grupo GU	3.6	-0.2	3.5	-5.6	-0.0	-5.6	-6.2	-0.0	-6.2	0.9	1.2	2.1	10.4	-3.2	7.2	20.5	0.0	20.5	33.2
2-Grupo ES	-0.6	0.0	-0.5	-0.7	0.1	-0.7	-0.5	-0.1	-0.5	0.0	0.0	0.1	0.4	-0.0	0.4	0.1	0.0	0.1	0.6
3-Grupo HO	-807.4	-0.4	-807.8	912.1	-0.4	911.7	-94.2	3.6	-90.5	-999.0	-1.1	-1,000.0	391.8	-0.5	391.3	-2,570.8	0.0	-2,570.8	1,303.0
4-Grupo NI	0.1	-0.0	0.1	-0.4	0.0	-0.4	-0.2	-0.0	-0.3	-0.2	-0.0	-0.3	-0.4	-0.0	-0.4	-0.6	0.0	-0.6	0.1
5-Grupo CR	-0.6	-0.0	-0.6	-3.1	0.2	-3.0	-8.3	0.8	-7.5	-7.0	1.1	-5.8	32.3	0.5	32.8	7.2	0.0	7.2	40.0
6-Grupo PA	1.7	-0.3	1.4	-0.1	-0.1	-0.2	-0.3	-0.2	-0.5	14.0	-1.3	12.7	157.0	-6.4	150.6	21.5	0.0	21.5	186.3
7-Grupo Interconexiones	-63.4	1.4	-62.0	-63.9	1.0	-62.9	-107.7	4.2	-103.5	-2.1	4.4	2.3	471.3	-15.3	456.0	123.1	0.0	123.1	581.4

Nota: Los resultados de esta tabla no deben de sumarse en forma vertical, ya que los datos de cada renglón corresponden a resultados de simulaciones operativas diferentes para cada grupo de ampliaciones.

La información de la Tabla 140, debe de entenderse de la siguiente manera: El grupo de ampliaciones "6-Grupo PA", producirá un BS neto en Guatemala de 1.4 MUS\$; un BS neto de **-0.2 MUS\$** en El Salvador; un BS neto de **-0.5 MUS\$** en Honduras; un BS neto de 12.7 MUS\$ en Nicaragua; un BS neto de 150.6 MUS\$ en Costa Rica; y un BS neto de 21.5 MUS\$ en Panamá. Mientras tanto, el valor del **Beneficio Social Positivo Total (BS+T)**, que resulta en 186.3 MUS\$, se calcula sumando los BS netos, correspondientes a Guatemala, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, que son los países con BS neto positivo, y que son los países para los cuales se calculará la concentración del Beneficio Social asociado al grupo de ampliaciones "2-Grupo PA".

Así, por ejemplo, la concentración del BS para Guatemala, atribuible al grupo de ampliaciones "6-Grupo PA", se calcula dividiendo su correspondiente BS (1.4MUS\$), entre el BS+T (186.3 MUS\$), lo cual resulta en 0.8%.

En la



Tabla 141 se presenta el resultado del cálculo de la concentración del Beneficio Social, en cada país, atribuible a cada grupo de ampliaciones.

Tabla 141. Concentración en cada país, del Beneficio Social asociado a cada grupo de ampliaciones

Grupo de Ampliaciones	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Máxima concentración del BS
1-Grupo GU	10.4%	0.0%	0.0%	6.3%	21.7%	61.6%	61.6%
2-Grupo ES	0.0%	0.0%	0.0%	11.2%	65.6%	23.2%	65.6%
3-Grupo HO	0.0%	70.0%	0.0%	0.0%	30.0%	0.0%	70.0%
4-Grupo NI	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%
5-Grupo CR	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	81.9%	18.1%	81.9%
6-Grupo PA	0.8%	0.0%	0.0%	6.8%	80.9%	11.5%	80.9%
7-Grupo Interconexiones	0.0%	0.0%	0.0%	0.4%	78.4%	21.2%	78.4%

Método de cálculo de la concentración de los beneficios privados de los agentes

Para la aplicación de los criterios de clasificación de las ampliaciones, se determina el beneficio privado que produce cada grupo de ampliaciones, en los agentes generadores y consumidores, y su concentración en cada agente.

Considerando que la concentración de beneficios privados solamente se calcula para los agentes que efectivamente obtienen un beneficio positivo, dicha concentración se calcula respecto a la sumatoria de beneficios de los agentes con beneficio privado mayor que cero. El cálculo del beneficio privado se realiza para Generador y Demanda, que representa a cada agente. El método descrito se resume a continuación.

La concentración de los beneficios privados se determina como:

$$\%BenPr(G_j, l) = \frac{BenPr^+(G_j, D_i, l)}{\sum_{j \in G} BenPr^+(G_j, l) + \sum_{i \in B} BenPr^+(D_i, l)} * 100\%$$

Donde:

- $BenS^+(G_j, l)$ – Beneficios privado del agente generador j , que tiene beneficio positivo asociado a la ampliación o (grupo de ampliaciones) l
- $BenS^+(D_i, l)$ – Beneficios privado del agente Consumidor i , que tiene beneficio positivo asociado a la ampliación o (grupo de ampliaciones) l

A continuación, en la Tabla 142, se presentan los resultados del cálculo de la concentración del beneficio privado en los agentes generadores y demandas, indicándose solamente los tres mayores valores de concentración del beneficio privado, atribuible a cada grupo de

ampliaciones. La memoria de cálculo de los beneficios privados esta disponible en formato Excel.

Tabla 142. Máxima concentración de Beneficio en los agentes con beneficio privado positivo, asociado a cada grupo de ampliaciones

Grupo de Ampliaciones	Maxima Concentración del Beneficio Privado			Máx. Concentración Beneficio Privado en 1 agente	Máx. Concentración Beneficio Privado en 3 agentes
	Agente 1	Agente 2	Agente 3		
1-Grupo GU	4.3%	1.5%	1.3%	4.3%	7.1%
2-Grupo ES	2.5%	2.5%	2.4%	2.5%	7.4%
3-Grupo HO	2.7%	0.9%	0.7%	2.7%	4.3%
4-Grupo NI	2.9%	2.7%	1.7%	2.9%	7.2%
5-Grupo CR	0.4%	0.3%	0.2%	0.4%	0.9%
6-Grupo PA	9.1%	6.4%	4.4%	9.1%	19.9%
7-Grupo Interconexiones	4.4%	1.6%	1.5%	4.4%	7.5%

Clasificación de las ampliaciones en Planificadas o A Riesgo

Se realizó la clasificación en ampliaciones Planificadas o A Riesgo, de los grupos de ampliaciones requeridas para alcanzar la capacidad operativa de 300 MW entre pares de países, identificadas en los análisis técnicos presentados en este informe.

Los criterios establecidos en el RMER para realizar la clasificación, se basan en umbrales de concentración de los beneficios sociales y los beneficios privados. Estos criterios están establecidos en los literales b, c y d del numeral 10.6.2 del Libro III del RMER. A continuación, se resume los criterios.

- **Ampliaciones a Riesgo:** Ampliaciones con beneficios asociados, concentrados.
 - Ampliaciones para las cuales los Beneficios Sociales están principalmente concentrados en un único país, usando con tal efecto un valor del 80% de los beneficios totales;
 - Ampliaciones para las cuales los Beneficios Privados están principalmente concentrados en no más de tres (3) Agentes, excepto Transmisores, El criterio para esta clasificación será que un único Agente, excepto Transmisor, concentre mas del 50% del beneficio, y tres (3) Agentes más del 80%;
- **Ampliaciones Planificadas:** Ampliaciones con beneficios asociados, dispersos.
 - Ampliaciones para las cuales la concentración de los Beneficios Sociales en un único país, es menor que 80% de los beneficios totales;

- Ampliaciones para las cuales la concentración de los Beneficios Privados, es menor a 50% en un único agente, y menor a 80% en tres (3) Agentes.

En la Tabla 143 se muestra el resumen de la máxima concentración del Beneficio Social en un país, y la máxima concentración del Beneficio Privado en un Agente y en 3 agentes, indicando la clasificación correspondiente de las ampliaciones, conforma a los criterios establecidos en el RMER.

Tabla 143. Clasificación de las ampliaciones

Grupo de Ampliaciones	Máxima concentración del BS en un país	Máx. Concentración Beneficio Privado en 1 agente	Máx. Concentración Beneficio Privado en 3 agentes	Clasificación de las ampliaciones
1-Grupo GU	61.6%	4.3%	7.1%	Planificada
2-Grupo ES	65.6%	2.5%	7.4%	Planificada
3-Grupo HO	70.0%	2.7%	4.3%	Planificada
4-Grupo NI	100.0%	2.9%	7.2%	A Riesgo
5-Grupo CR	81.9%	0.4%	0.9%	A Riesgo
6-Grupo PA	80.9%	9.1%	19.9%	A Riesgo
7-Grupo Interconexiones	78.4%	4.4%	7.5%	Planificada

Conclusiones del cálculo y concentración de los Beneficios:

1. Con base a la aplicación de los criterios establecidos en el RMER para clasificar las ampliaciones de transmisión, se concluye que los grupos de ampliaciones identificados como: **"1-Grupo GU"; "2-Grupo ES"; "3-Grupo HO"; y "7-Grupo Interconexiones"**; clasifican como ampliaciones Planificadas, considerando que la concentración del Beneficio Social en un país, es inferior a 80%, y no se reporta alta concentración de los Beneficios Privados en los agentes.
2. Considerando que la máxima concentración del Beneficio Social de los grupos de ampliaciones identificados como: **"4-Grupo NI"; "5-Grupo CR"; y "6-Grupo PA"**; es mayor a 80%, dichos grupos de ampliaciones clasifican como ampliaciones a Riesgo. De acuerdo a los resultados, el grupo de ampliaciones **"4-Grupo NI"**, concentra el 100% de su beneficio social asociado en el sistema de Guatemala; el grupo de ampliaciones **"5-Grupo CR"** y el grupo de ampliaciones **"6-Grupo PA"** concentran respectivamente el 81.9% y el 80.9%, de su beneficio social asociado en el sistema de Costa Rica.



VII. LISTA DE AMPLIACIONES PLANIFICADAS Y A RIESGO Y CRONOGRAMA DE LAS AMPLIACIONES

Conforme a lo establecido en el numeral 10.6.3 del Libro III del RMER, se presenta la lista de ampliaciones Planificadas y A Riesgo, clasificadas con base a los resultados de la Tabla 143, respecto a la concentración de los beneficios en los agentes y por país.



Lista de Ampliaciones Planificadas y A Riesgo

Grupo de Ampliaciones	Descripción de la Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Actual (MVA)	Futuro (MVA)	Año	Costo Total MUS\$	Clasificación	Exp NS	Exp SN	Imp NS	Imp SN	Po r NS	Po r SN
1-Grupo GU	Sustitución del transformador en SE Moyuta 230/138 kV, 100 MVA, por uno de 120 MVA.	230/138		---	120	2021	6.99	Planificada				✓		
2-Grupo ES	Nuevo transformador en SE 15 de Septiembre 230/138 kV, 156.3 MVA	230/115		---	156.3	2021	8.15	Planificada	✓	✓			✓	
	Nuevo transformador en SE Nejapa 230/138 kV, 156.3 MVA	230/138		---	156.3	2021	8.15	Planificada			✓	✓		
	Nueva línea 115 kV entre las SE 15 de Septiembre-Berlín	115	15.54	---	150	2021	4.74	Planificada	✓	✓			✓	✓
	Nueva línea 115 kV entre las SE Nejapa-San Antonio Abad	115	6.86	---	260	2021	4.35	Planificada		✓	✓	✓	✓	✓
	Nueva línea 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	115	12.67	---	150	2021	4.22	Planificada	✓	✓			✓	✓
	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 KV entre las SE 15 de Septiembre - Berlín	115	15.54	130.0	150	2021	2.18	Planificada	✓	✓			✓	✓
	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	115	12.67	130.0	150	2021	1.78	Planificada	✓	✓			✓	✓
3-Grupo HO	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 150 MVA (1)	230/138		---	150	2021	7.95	Planificada			✓	✓		
	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 150 MVA (2)	230/138		---	150	2021	7.95	Planificada			✓	✓		
	Nueva línea 230 kV entre las SE Agua Fria-Agua Caliente	230	28.28	---	396	2021	10.19	Planificada			✓		✓	
	Nueva línea 230 kV entre las SE Pavana-Santa Lucía	230	19.06	---	317	2021	8.09	Planificada				✓	✓	✓
	Nueva línea 230 kV entre las SE San Pedro Sula Sur - San Buenaventura	230	46	---	405	2021	14.23	Planificada			✓			
	Nueva línea 230 kV entre las SE Suyapa-Cerro de Hula	230	17.5	---	317	2021	7.73	Planificada	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Guaymacas 69 kV	69		---	20	2021	1.11	Planificada	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Miraflores 138 kV	138		---	30	2021	1.21	Planificada	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Santa Fe 138 kV	138		---	30	2021	1.21	Planificada	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Toncontin 138 kV	138		---	20	2021	1.11	Planificada	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Suyapa 138 kV	138		---	30	2021	1.21	Planificada	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Lainez 138 kV	138		---	20	2021	1.11	Planificada	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Instalación de 65 MVAR de Compensación Capacitiva en SE La Entrada 230 kV	230		---	65	2021	2.61	Planificada	✓	✓	✓	✓	✓	✓



Grupo de Ampliaciones	Descripción de la Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Actual (MVA)	Futuro (MVA)	Año	Costo Total MUS\$	Clasificación	Exp NS	Exp SN	Imp NS	Imp SN	Po r NS	Po r SN
4-Grupo NI	Nuevo transformador en SE Ticuantepe 230/138 kV, 71.3 MVA	230/138		---	71.3	2021	5.19	A Riesgo				✓		✓
	Repotenciación a 150 MVA de línea 138 kV entre las SE Nandaime - Rivas	138	41.11	96	150	2021	2.09	A Riesgo			✓	✓		✓
5-Grupo CR	Nueva línea 230 kV entre las SE Mogote - Guayabo	230	6.02	---	240	2023	5.11	A Riesgo	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Cañas - Guayabo	230	38.2	338	400	2021	3.26	A Riesgo			✓		✓	
	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Corobicí Arenal	230	9.9	350	400	2021	0.84	A Riesgo					✓	
	Repotenciación a 470 MVA de línea 230 kV entre las SE Garabito - Coyoles	230	63.8	389	470	2021	5.44	A Riesgo					✓	
6-Grupo PA	Repotenciación a 608 MVA de línea 230 kV Chorrera - El Higo ckt 3B	230	60.5	247	608	2021	0.00	A Riesgo		✓	✓			
	Repotenciación a 608 MVA de línea 230 kV Chorrera - El Higo ckt 4B	230	60.5	247	608	2021	0.00	A Riesgo		✓	✓			
	Repotenciación a 340 MVA de línea 230 kV entre las SE Changuinola - Chiriquí Grande	230	65.06	304	340	2023	5.55	A Riesgo			✓			
	Repotenciación a 340 MVA de línea 230 kV entre las SE Esperanza - Chiriquí Grande	230	59.85	304	340	2023	5.10	A Riesgo			✓			

Para el caso del Grupo de Interconexiones, se presentan los costos para los dos esquemas de desarrollo de las obras de transmisión: Utilizando un tramo del segundo circuito SIEPAC para la línea nueva Agua Caliente-Sandino, o construir una línea nueva sin utilizar las estructuras disponibles del segundo circuito SIEPAC.



Esquema Utilizando el tramo disponible del segundo brazo de la línea SIEPAC, para construir el nuevo circuito de interconexión Agua Caliente-Sandino.

Grupo de Ampliaciones	Descripción de la Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Actual (MVA)	Futuro (MVA)	Año	Costo Total MUS\$	Clasificación	Exp NS	Exp SN	Imp NS	Imp SN	Por NS	Por SN
7-Grupo Int	Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Agua Caliente - Sandino	230	182.9	---	367	2021	22.30	Planificada	✓			✓	✓	✓
	Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe - Mogote, conectando en la subestación La Virgen	230	1.62	---	367	2021	4.29	Planificada	✓				✓	

Esquema Construyendo la nueva línea, sin utilizar el tramo disponible del segundo brazo del circuito SIEPAC.

Grupo de Ampliaciones	Descripción de la Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Actual (MVA)	Futuro (MVA)	Año	Costo Total MUS\$	Clasificación	Exp NS	Exp SN	Imp NS	Imp SN	Por NS	Por SN
7-Grupo Int	Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Agua Caliente - Sandino	230	182.9	---	367	2021	58.56	Planificada	✓			✓	✓	✓
	Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe - Mogote, conectando en la subestación La Virgen	230	1.62	---	367	2021	4.29	Planificada	✓				✓	



Con relación al esquema de desarrollo de la transmisión, considerando la construcción del enlace Agua Caliente-Sandino utilizando el tramo del segundo circuito de la línea SIEPAC, la inversión estimada para ampliaciones planificadas totaliza 132.9 MUS\$ lo cual representa el 80.3% de la inversión total, mientras que las ampliaciones A Riesgo totalizan 32.6 MUS\$, lo que representa 19.7% de la inversión total requerida.

Mientras tanto, para el esquema que considera la construcción de dicho enlace como una nueva línea prescindiendo de la estructura del segundo circuito SIEPAC, la inversión en ampliaciones planificadas totaliza 169.1 MUS\$, que representa el 83.9% de la inversión total; y las ampliaciones a Riesgo totalizan 32.6 MUS\$, que representa el 16.1% de toda la inversión estimada.

Observación respecto a los esquemas considerados para la construcción del nuevo enlace Agua Caliente-Sandino:

Respecto al uso del tramo de las estructuras disponibles del segundo circuito SIEPAC, para la construcción de un nuevo enlace entre las subestaciones Agua Caliente-Sandino, es importante destacar las ventajas respecto a construir un nuevo circuito sin utilizar las estructuras disponibles del segundo circuito SIEPAC. Las ventajas son las siguientes:

- a) Menor inversión. El costo de la construcción de un nuevo enlace Agua Caliente-Sandino utilizando un tramo del segundo circuito SIEPAC, tiene un costo inferior en 36.4 MUS\$ respecto al esquema que considere la construcción de una nueva línea, prescindiendo de las estructuras disponibles del segundo circuito SIEPAC,
- b) Menor tiempo de construcción del nuevo enlace Agua Caliente-Sandino: El uso de las estructuras disponibles del segundo circuito SIEPAC, tendría un tiempo de construcción de la ampliación en un plazo máximo de un año. Mientras que la construcción de una nueva línea, prescindiendo de las estructuras disponibles del segundo circuito SIEPAC, implicaría un tiempo mínimo de gestión y construcción de 4 años.
- c) El uso de las estructuras disponibles del segundo circuito SIEPAC, para construir un nuevo enlace Agua Caliente-Sandino, permitirá explotar beneficios cesantes de una inversión en una infraestructura que hasta el momento no esta siendo utilizada, permitiendo aumentar la rentabilidad de la infraestructura de la línea SIEPAC.



Cronograma de puesta en servicio de las ampliaciones

Se presenta el cronograma con la puesta en servicio de las ampliaciones, conforme al inciso a, numeral 10.6.3 Libro III RMER.

Sistema	Descripción de la Ampliación	Clasificación	2021	2022	2023
Guatemala	Sustitución del transformador en SE Moyuta 230/138 kV, 100 MVA, por uno de 120 MVA de capacidad.	Planificada			
El Salvador	Nueva línea 115 kV entre las SE 15 de Septiembre-Berlín	Planificada			
El Salvador	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 KV entre las SE 15 de Septiembre - Berlín	Planificada			
El Salvador	Nueva línea 115 kV entre las SE Nejapa-San Antonio Abad	Planificada			
El Salvador	Nueva línea 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	Planificada			
El Salvador	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	Planificada			
El Salvador	Nuevo transformador en SE 15 de Septiembre 230/138 kV, 156.3 MVA	Planificada			
El Salvador	Nuevo transformador en SE Nejapa 230/138 kV, 156.3 MVA	Planificada			
Honduras	Nueva línea 230 kV entre las SE Agua Fria-Agua Caliente	Planificada			
Honduras	Nueva línea 230 kV entre las SE Pavana-Santa Lucía	Planificada			
Honduras	Nueva línea 230 kV entre las SE San Pedro Sula Sur - San Buenaventura	Planificada			
Honduras	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 156.3 MVA (1)	Planificada			
Honduras	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 156.3 MVA (2)	Planificada			
Honduras	Nueva línea 230 kV entre las SE Suyapa-Cerro de Hula	Planificada			
Honduras	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Guaymacas 69 kV	Planificada			
Honduras	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Miraflores 138 kV	Planificada			
Honduras	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Santa Fe 138 kV	Planificada			
Honduras	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Toncontín 138 kV	Planificada			
Honduras	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Suyapa 138 kV	Planificada			
Honduras	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Lainez 138 kV	Planificada			
Honduras	Instalación de 65 MVAR de Compensación Capacitiva en SE La Entrada 230 kV	Planificada			
Nicaragua	Repotenciación a 150 MVA de línea 138 kV entre las SE Nandaimé - Rivas	A Riesgo			
Nicaragua	Nuevo transformador en SE Ticuantepe 230/138 kV, 71.3 MVA	A Riesgo			
Interconexión	Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Agua Caliente - Sandino	Planificada			
Interconexión	Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe - Guayabo, conectando en la subestación La Virgen	Planificada			
Costa Rica	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Cañas - Guayabo	A Riesgo			
Costa Rica	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Corobicí Arenal	A Riesgo			
Costa Rica	Nueva línea 230 kV entre las SE Mogote - Guayabo	A Riesgo			
Costa Rica	Repotenciación a 470 MVA de línea 230 kV entre las SE Garabito - Coyoles	A Riesgo			
Panamá	Repotenciación a 608 MVA de línea 230 kV Chorrera - El Higo ckt 3B	A Riesgo			
Panamá	Repotenciación a 608 MVA de línea 230 kV Chorrera - El Higo ckt 4B	A Riesgo			
Panamá	Repotenciación a 340 MVA de línea 230 kV entre las SE Changuinola - Chiriquí Grande	A Riesgo			
Panamá	Repotenciación a 340 MVA de línea 230 kV entre las SE Esperanza - Chiriquí Grande	A Riesgo			



VIII. CÁLCULO DEL CARGO DE TRANSMISIÓN DEBIDO A LAS AMPLIACIONES IDENTIFICADAS EN EL ESTUDIO

Conforme a lo establecido en el literal f) del numeral 10.6.3 del Libro III del RMER, Se presenta el cálculo del cargo de transmisión de las nuevas ampliaciones. El cargo de transmisión se calculó determinando la anualidad de la inversión de cada ampliación. Los cálculos se presentan considerando los dos esquemas alternativos para la construcción del nuevo enlace AGC-SND.



Cargo de transmisión por cada ampliación

En las tablas siguientes se presenta el resultado del cálculo del cargo anual de transmisión, calculado como la anualidad equivalente para el pago de cada ampliación.

Tabla 144. Cargo anual de transmisión por ampliación.

No.	Sistema	Descripción del Refuerzo	Año de entrada	Costo utilizando tramo del 2do Circuito AGC-SND SIEPAC (MUS\$)	Costo construyendo nueva línea para enlace AGC-SND, Sin utilizar 2do Ckt SIEPAC (MUS\$)	Cargo anual - Utilizando tramo de 2do Ckt SIEPAC en enlace AGC-SND (MUS\$)			Cargo anual - Construyendo nueva línea para enlace AGC-SND (MUS\$)		
						2021	2022	2023	2021	2022	2023
1	Guatemala	Nuevo transformador en SE Moyuta 230/138 kV, 120 MVA (sustitución del transformador existente de 100 MVA)	2021	6.99	6.99	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61
2	El Salvador	Nuevo transformador en SE 15 de Septiembre 230/138 kV, 156.3 MVA	2021	8.15	8.15	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71
3	El Salvador	Nuevo transformador en SE Nejapa 230/138 kV, 156.3 MVA	2021	8.15	8.15	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71
4	El Salvador	Nueva línea 115 kV entre las SE 15 de Septiembre-Berlín	2021	4.74	4.74	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41
5	El Salvador	Nueva línea 115 kV entre las SE Nejapa-San Antonio Abad	2021	4.35	4.35	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
6	El Salvador	Nueva línea 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	2021	4.22	4.22	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37
7	El Salvador	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE 15 de Septiembre - Berlín	2021	2.18	2.18	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19
8	El Salvador	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	2021	1.78	1.78	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
9	Honduras	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 150 MVA (1)	2021	7.95	7.95	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69
10	Honduras	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 150 MVA (2)	2021	7.95	7.95	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69
11	Honduras	Nueva línea 230 kV entre las SE Agua Fria-Agua Caliente	2021	10.19	10.19	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89
12	Honduras	Nueva línea 230 kV entre las SE Pavana-Santa Lucía	2021	8.09	8.09	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70
13	Honduras	Nueva línea 230 kV entre las SE San Pedro Sula Sur - San Buenaventura	2021	14.23	14.23	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24
14	Honduras	Nueva línea 230 kV entre las SE Suyapa-Cerro de Hula	2021	7.73	7.73	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67
15	Honduras	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Guaymacas 69 kV	2021	1.11	1.11	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
16	Honduras	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Miraflores 138 kV	2021	1.21	1.21	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
17	Honduras	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Santa Fe 138 kV	2021	1.21	1.21	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
18	Honduras	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Toncontin 138 kV	2021	1.11	1.11	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
19	Honduras	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Suyapa 138 kV	2021	1.21	1.21	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
20	Honduras	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Lainez 138 kV	2021	1.11	1.11	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
21	Honduras	Instalación de 65 MVAR de Compensación Capacitiva en SE La Entrada 230 kV	2021	2.61	2.61	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23

Continuación de la Tabla 144. Cargo anual de transmisión por ampliación.

No.	Sistema	Descripción del Refuerzo	Año de entrada	Costo utilizando tramo del 2do Circuito AGC-SND SIEPAC (MUS\$)	Costo construyendo nueva línea para enlace AGC-SND, Sin utilizar 2do Ckt SIEPAC (MUS\$)	Cargo anual - Utilizando tramo de 2do Ckt SIEPAC en enlace AGC-SND (MUS\$)			Cargo anual - Construyendo nueva línea para enlace AGC-SND (MUS\$)		
						2021	2022	2023	2021	2022	2023
22	Nicaragua	Nuevo transformador en SE Ticuantepe 230/138 kV, 71.3 MVA	2021	5.19	5.19	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45
23	Nicaragua	Repotenciación a 150 MVA de línea 138 kV entre las SE Nandaime - Rivas	2021	2.09	2.09	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
24	Costa Rica	Nueva línea 230 kV entre las SE Mogote - Guayabo	2023	5.11	5.11	0.00	0.00	0.44	0.00	0.00	0.44
25	Costa Rica	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Cañas - Guayabo	2021	3.26	3.26	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
26	Costa Rica	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Corobici Arenal	2021	0.84	0.84	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
27	Costa Rica	Repotenciación a 470 MVA de línea 230 kV entre las SE Garabito - Coyoles	2021	5.44	5.44	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47
28	Panamá	Repotenciación a 608 MVA de línea 230 kV Chorrera - El Higo ckt 3B	2021	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
29	Panamá	Repotenciación a 608 MVA de línea 230 kV Chorrera - El Higo ckt 4B	2021	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30	Panamá	Repotenciación a 340 MVA de línea 230 kV entre las SE Changuinola - Chiriquí Grande	2023	5.55	5.55	0.00	0.00	0.48	0.00	0.00	0.48
31	Panamá	Repotenciación a 340 MVA de línea 230 kV entre las SE Esperanza - Chiriquí Grande	2023	5.10	5.10	0.00	0.00	0.44	0.00	0.00	0.44
32	Interconexión	Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Agua Caliente - Sandino	2021	22.30	58.56	1.94	1.94	1.94	5.09	5.09	5.09
33	Interconexión	Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe - Guayabo, conectando en la subestación La Virgen	2021	4.29	4.29	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37
Incremento Cargo Transmisión (MUS\$)						13.02	13.02	14.39	16.17	16.17	17.54

Incremento anual en el Cargo de transmisión debido a las nuevas ampliaciones (MUS\$)

Tabla 145. Incremento del cargo anual de transmisión debido a todas las ampliaciones.

	2021	2022	2023
Esquema: Todas las ampliaciones, utilizando tramo de 2do Ckt SIEPAC en enlace AGC-SND (MUS\$)	13.02	13.02	14.39
Esquema: Todas las ampliaciones, construyendo una nueva línea para interconexión AGC-SND, sin utilizar el tramo del segundo circuito SIEPAC.	16.17	16.17	17.54



IX. DISEÑO GENERAL DE LAS INSTALACIONES PROPUESTAS

Conforme a lo establecido en el literal d), numeral 10.6.3 del Libro III del RMER, se presenta el diseño general de las instalaciones propuestas.



Diseño general de las ampliaciones en el sistema de Guatemala

1. Sustitución del transformador 230/138 kV, 100 MVA, de SE Moyuta, por uno de 120 MVA de capacidad.

Descripción general:

- a. Instalación de un Transformador 230/138/13.8 KV, con capacidad de 120 MVA de capacidad nominal, en subestación Moyuta, para sustituir el transformador existente con capacidad de 100 MVA.
- b. Construcción de una bahía para transformador en 230 kV, medio diámetro de interruptor y medio.
- c. Construcción de una bahía para transformador en 138 kV, en configuración de simple interruptor.

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en Guatemala.

Diseño general de las ampliaciones en el sistema de El Salvador

1. Nueva línea 115 kV entre las SE 15 de septiembre-Berlín

Diseño general:

- a. Construcción de una nueva línea de transmisión, de 15.5 km de longitud, con conductor Dove 556.5 kcmil, ACSR, con capacidad nominal de 150 MVA, como límite térmico continuo, soportada sobre torres de acero-celosías, para circuito sencillo, con dimensionamiento y aislamiento para operar a 115 kV.
- b. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 115 kV, en subestación 15 de septiembre.
- c. Construcción de una bahía de 115 kV, configuración barra principal más barra de transferencia, en subestación Berlín.

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en El Salvador.



2. Repotenciación por cambio de conductor de la línea 115 kV existente entre las Subestaciones 15 de septiembre-Berlín

Diseño general:

- Cambio del conductor Flicker 477 kcmil, ACSR, existente en la línea de 115 kV 15 de Septiembre - Berlín, de 15.5 km de longitud, sustituyéndolo por conductor Flicker 477 kcmil, ACSS/TW, para operar con capacidad de 150 MVA.

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en El Salvador.

3. Nueva línea 115 kV entre las SE Nejapa-San Antonio Abad

Diseño general:

- a. Construcción de una nueva línea de transmisión entre las subestaciones Nejapa y San Antonio Abad, de 6.86 km de longitud, con conductor Flicker 477 kcmil, ACSR, doble conductor por fase, con capacidad nominal de 260 MVA, como límite térmico continuo, soportada sobre torres de acero-celosías, para circuito sencillo, con dimensionamiento y aislamiento para operar a 115 kV.
- b. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 115 kV, en subestación Nejapa.
- c. Construcción de bahía de 115 KV, configuración doble interruptor y doble barra, en subestación San Antonio Abad.

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en El Salvador.

4. Nueva línea 115 kV entre las SE San Rafael cedros-San Vicente

Diseño general:

- a. Construcción de una nueva línea de transmisión entre las subestaciones Nejapa y San Antonio Abad, de 12.67 km de longitud, con conductor Dove 556.5 kcmil, ACSR, con capacidad nominal de 150 MVA, como límite térmico continuo, soportada sobre torres de acero-celosías, para circuito sencillo, con dimensionamiento y aislamiento para operar a 115 kV.
- b. Construcción de una bahía de 115 kV, en configuración de barra sencilla, en subestación San Rafael Cedros.



- c. Construcción de una bahía de 115 kV, en configuración de barra sencilla, en subestación San Vicente.

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en El Salvador.

5. Repotenciación por cambio de conductor de la línea 115 kV, existente entre las Subestaciones San Rafael cedros-San Vicente

Diseño general:

- Cambio del conductor Flicker 477 kcmil, ACSR, existente en la línea de 115 kV San Rafael Cedros – San Vicente, de 12.67 km, sustituyéndolo por conductor Flicker 477 kcmil, ACSS/TW, para operar con capacidad de 150 MVA.

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en El Salvador.

6. Nuevo transformador en SE 15 de septiembre 230/138 kV, 156.3 MVA

Descripción general:

- a. Instalación de un Transformador 230/138/13.8 KV, con capacidad de 156.3 MVA de capacidad nominal, en subestación 15 de septiembre, adicional a los dos transformadores existentes.
- b. Bahía para transformador en 230 kV, medio diámetro de interruptor y medio.
- c. Bahía para transformador en 138 kV, medio diámetro de interruptor y medio.

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en El Salvador.

7. Nuevo transformador en SE Nejapa 230/138 kV, 156.3 MVA

Descripción general de las instalaciones

- a. Instalación de un Transformador 230/138/13.8 KV, con capacidad de 156.3 MVA de capacidad nominal, en subestación Nejapa, adicional a los dos transformadores existentes.
- b. Bahía para transformador en 230 kV, medio diámetro de interruptor y medio.
- c. Bahía para transformador en 138 kV, medio diámetro de interruptor y medio.

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en El Salvador.



Diseño general de las ampliaciones en el sistema de Honduras

1. Nueva línea 230 kV entre las SE Agua Fria-Agua Caliente

Diseño general:

- a. Construcción de una nueva línea de transmisión, de 28.28 km de longitud, con conductor ACAR 1024.5 kcmil, con capacidad nominal de 396 MVA, como límite térmico continuo, soportada sobre torres de acero-celosías, para circuito sencillo, con dimensionamiento y aislamiento para operar a 230 kV.
- b. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación Agua Fría.
- c. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación Agua Caliente.

Las características de diseño de la línea, y bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán ser iguales o superiores a las de la línea SIEPAC existente, 15 de septiembre – Agua Caliente; y cumplir con las normas nacionales vigentes en Honduras.

2. Nueva línea 230 kV entre las SE Pavana-Santa Lucía

Diseño general:

- a. Construcción de una nueva línea de transmisión, de 19.06 km de longitud, con conductor Condor 795 kcmil, ACSR, con capacidad nominal de 317 MVA, como límite térmico continuo, soportada sobre torres de acero-celosías, para circuito sencillo, con dimensionamiento y aislamiento para operar a 230 kV.
- b. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación Santa Lucía.
- c. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación Pavana.

Las características de diseño de la línea, y bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán ser iguales o superiores a las de la línea SIEPAC existente, Agua Caliente-Sandino; y cumplir con las normas nacionales vigentes en Honduras.



3. Nueva línea 230 kV entre las SE San Pedro Sula Sur - San Buenaventura

Diseño general:

- a. Construcción de una nueva línea de transmisión, de 46 km de longitud, con conductor ACAR 1,081 kcmil, con capacidad nominal de 405 MVA, como límite térmico continuo, soportada sobre torres de acero-celosías, para circuito sencillo, con dimensionamiento y aislamiento para operar a 230 kV.
- b. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación San Pedro Sula Sur.
- c. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación San Buenaventura.

Las características de diseño de la línea, y bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán ser iguales o superiores a las de la línea SIEPAC existente, Agua Caliente-Sandino; y cumplir con las normas nacionales vigentes en Honduras.

4. Instalación de dos transformadores 230/138 kV, 150 MVA en SE San Pedro Sula Sur, adicionales al transformador previsto.

Descripción general de las instalaciones

- a. Instalación de dos Transformadores 230/138/13.8 KV, con capacidad de 150 MVA de capacidad nominal, en subestación San Pedro Sula Sur, adicional al transformador previsto a operar en dicha subestación.
- b. Construcción de una bahía completa en interruptor y medio en 230 kV, para transformadores.
- c. Construcción de una bahía completa en interruptor y medio en 138 kV, para transformadores.

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en Honduras.

5. Nueva línea 230 kV entre las SE Suyapa-Cerro de Hula

Diseño general de las instalaciones

- a. Construcción de una nueva línea de transmisión, de 17.5 km de longitud, con conductor cónдор 795 kcmil, ACSR, con capacidad nominal de 317 MVA, como límite térmico continuo, soportada sobre torres de acero-celosías, para circuito sencillo, con dimensionamiento y aislamiento para operar a 230 kV.
- b. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación Suyapa.
- c. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación Cerro de Hula.

Las características de diseño de la línea, y bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán ser iguales o superiores a las de la línea SIEPAC existente, Agua Caliente-Sandino; y cumplir con las normas nacionales vigentes en Honduras.

6. Instalación de Compensación Capacitiva en barras del sistema de transmisión de Honduras.

Diseño general:

- a. Instalación de capacitores estáticos, de bloque único (una sola etapa), en las subestaciones que se indican a continuación:

Subestación	Barra de conexión (KV)	MVAr a instalar	Configuración de bahía de conexión
SE Guaymacas 69 kV	69	20	Simple interruptor
SE Miraflores 138 kV	138	30	Simple interruptor
SE Santa Fe 138 kV	138	30	Barra principal + barra de transferencia
SE Toncontin 138 kV	138	20	Barra principal + barra de transferencia
SE Suyapa 138 kV	138	30	Barra principal + barra de transferencia
SE Lainez 138 kV	138	20	Barra principal + barra de transferencia
SE La Entrada 230 kV	230	65	Medio diámetro de bahía interruptor y medio

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en Honduras.

Diseño general de las ampliaciones en el sistema de Nicaragua

1. Cambio de conductor de línea 138 kV entre las SE Nandaime – Rivas.

Diseño general:

- Cambio del conductor Linnet 336.4 kcmil, ACSR, existente en la línea de 138 kV Nandaime-Rivas, de 41.1 km, sustituyéndolo por conductor Linnet 336.4 kcmil ACSS/TW, para operar con capacidad de 150 MVA.

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en Nicaragua.



2. Nuevo transformador en SE Ticuantepe 230/138/13.8 kV, 71.3 MVA

Descripción general:

- a. Instalación de un Transformador 230/138/13.8 KV, con capacidad de 71.3 MVA de capacidad nominal, en subestación Ticuantepe, adicional a los dos transformadores existentes.
- b. Construcción de una bahía para transformador en 230 kV, medio diámetro de interruptor y medio.
- c. Construcción de una bahía para transformador en 138 kV, en configuración de interruptor principal más barra de transferencia.

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en Nicaragua.

Diseño general de las ampliaciones en el sistema de Costa Rica

1. Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Cañas – Guayabo

Diseño general:

- Retensado de conductores y aumento de claros en la línea de enlace entre las subestaciones Cañas - Guayabo de 38.2 km de longitud, para habilitar la línea con capacidad nominal de 400 MVA, como límite térmico continuo. La capacidad actual de la línea es de 338 MVA.

Las características del diseño y de los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en Costa Rica.

2. Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Corobicí Arenal

Diseño general:

- Retensado de conductores y aumento de claros en la línea de enlace entre las subestaciones Corobicí - Arenal de 9.9 km de longitud, para habilitar la línea con capacidad nominal de 400 MVA, como límite térmico continuo. La capacidad actual de la línea es de 350 MVA.

Las características del diseño y de los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en Costa Rica.



3. Repotenciación a 470 MVA de línea 230 kV entre las SE Garabito – Coyoles

Diseño general:

- a. Retensado de conductores y aumento de claros en la línea de enlace entre las subestaciones Garabito - Coyoles de 63.8 km de longitud, para habilitar la línea con capacidad nominal de 470 MVA, como límite térmico continuo. La capacidad actual de la línea es de 389 MVA.

Las características del diseño y de los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en Costa Rica.

4. Nueva línea 230 kV entre las SE Mogote - Guayabo

Diseño general:

- a. Construcción de una nueva línea de transmisión, de 6.02 km de longitud, con conductor cóndor 795 kcmil, ACSR, con capacidad nominal de la línea de 240 MVA, como límite térmico continuo, soportada sobre torres de acero-celosías, para circuito sencillo, con dimensionamiento y aislamiento para operar a 230 kV.
- b. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación Mogote.
- c. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación Guayabo.

Las características de diseño de la línea, y bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán ser iguales o superiores a las de la línea SIEPAC, Cañas - Guayabo; y cumplir con las normas nacionales vigentes en Costa Rica.

Diseño general de las ampliaciones en el sistema de Panamá

1. Repotenciación a 340 MVA de línea 230 kV entre las SE Changuinola - Chiriquí Grande

Diseño general:

- a. Retensado de conductores y aumento de claros en la línea de enlace entre las subestaciones Changuinola – Chiriquí Grande de 65.06 km de longitud, para habilitar la línea con capacidad nominal de 340 MVA, como límite térmico continuo. La capacidad actual de la línea es de 304 MVA.

Las características del diseño y de los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en Panamá.

2. Repotenciación a 340 MVA de línea 230 kV entre las SE Esperanza - Chiriquí Grande

Diseño general:

- b. Retensado de conductores y aumento de claros en la línea de enlace entre las subestaciones Esperanza – Chiriquí Grande de 59.85 km de longitud, para habilitar la línea con capacidad nominal de 340 MVA, como límite térmico continuo. La capacidad actual de la línea es de 304 MVA.

Las características del diseño y de los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en Panamá.



X. EVALUACIÓN DEL BENEFICIO PARA LOS AGENTES QUE INYECTAN Y RETIRAN, EN RELACIÓN AL CURTR

Conforme a lo establecido en el literal g), numeral 10.6.3 del Libro III del RMER, se presenta la evaluación para cada Agente que inyecta y Agente que retira y para cada país, del beneficio obtenido con relación a los CURTR adicionales que debe asumir.

Método de cálculo del CURTR

La simulación probabilística de la expansión del Sistema Eléctrico Regional permite calcular el ingreso tarifario de cada línea de transmisión en el mercado spot como la diferencia entre los precios nodales y el flujo que transporta cada circuito. Lo anterior es conocido como Costo Variable de Transmisión (CVT).

Generalmente ocurre que el valor de CVT para cualquier circuito no es suficiente para cubrir todos los costos anuales asociados al uso de las expansiones de la red de transmisión, siendo necesario determinar un cargo complementario. Para una nueva expansión, el cargo complementario será la diferencia entre el ingreso autorizado y su CVT. El Cargo por Uso de la Red de Transmisión (CURTR), corresponderá al valor del cargo complementario.

El cargo complementario es calculado por medio del método de participaciones promedias (MEPAM). Dicho método distribuye entre los agentes, tanto generadores como demandas, el costo anual asociado a las expansiones de la red de transmisión determinando la participación de la inyección y retiro de potencia en el flujo de carga por dichas expansiones.

El cálculo es realizado utilizando el módulo TGRID, incorporado en el módulo NetPaln, que forma parte del SPTR.

Los resultados que se presentan, corresponden a la asignación por agentes, generadores y demandas, de cada país por el uso de las expansiones de la red de transmisión regional que han sido identificadas en el Estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo 2019-2023. Los cálculos del CURTR se han realizado para los dos esquemas de desarrollo de la transmisión: A) Considerando el uso del segundo circuito en algunos tramos de la línea SIEPAC para construir un nuevo enlace entre las subestaciones Agua Caliente-Sandino y B) Considerando la construcción de una nueva línea para dicho enlace, sin utilizar las estructuras del segundo circuito de la línea SIEPAC.

A. Resultados para el esquema que considera el uso del segundo circuito en algunos tramos de la línea SIEPAC para construir un nuevo enlace entre las subestaciones Agua Caliente-Sandino

A.1 CURTR para los agentes que inyectan y retiran, y por país

A continuación, se presentan los resultados del CURTR, estimado para los años 2021, 2022 y 2023.

Tabla 146. Estimación del CURTR para los agentes que retiran (demandas), por país

País	2021	2022	2023
Guatemala	1.27	1.29	1.44
El Salvador	0.72	0.71	0.77
Honduras	1.04	1.06	1.17
Nicaragua	0.49	0.51	0.55
Costa Rica	1.34	1.29	1.42
Panamá	1.64	1.65	1.85
Total	6.51	6.51	7.19

Tabla 147. CURTR para los agentes que inyectan (generadores), por país

País	2021	2022	2023
Guatemala	1.52	1.45	1.53
El Salvador	0.63	0.66	0.67
Honduras	0.95	0.92	0.99
Nicaragua	0.36	0.31	0.59
Costa Rica	1.30	1.39	1.48
Panamá	1.74	1.78	1.93
Total	6.51	6.51	7.19

Tabla 148. CURTR total por país, por año

País	2021	2022	2023
Guatemala	2.80	2.74	2.96
El Salvador	1.35	1.37	1.45
Honduras	2.00	1.98	2.17
Nicaragua	0.85	0.82	1.14
Costa Rica	2.64	2.68	2.90
Panamá	3.38	3.43	3.78
Total	13.02	13.02	14.39

A.2 Evaluación del beneficio de los Agentes, con relación al CURTR

Se realizó la evaluación del beneficio de los agentes, comparando el Valor presente del CURTR a pagar por los agentes, con los beneficios netos de los agentes, los cuales corresponden a los excedentes de los consumidores (en el caso de los agentes que retiran) o el excedente de los generadores (en el caso de los agentes que inyectan). Para calcular el valor presente del CURTR, se considera su flujo de caja hasta el año 2028, ya que los beneficios por excedentes de consumidores y productores, se han calculado para el mismo período.

A.2.1 Evaluación del beneficio de los agentes que inyectan.

En la Tabla 149 se muestra el cálculo del beneficio de los agentes que inyectan, respecto al CURTR.

Tabla 149. Cálculo del Beneficio de los agentes que inyectan (generadores), respecto al CURTR

	Millones de US\$										
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Flujo de caja CURTR	0	0	0	6.51	6.51	7.19	7.19	7.19	7.19	7.19	7.19
VP CURTR a 2018 (a)	35.98			5.51	5.07	5.16	4.75	4.37	4.02	3.70	3.40
VP Excedente de los generadores (b)	665.02										
VAN (b-a)	629.04										

La fila que indica “*flujo de caja*”, corresponde al pago anual que realizarán los agentes que inyectan. La fila que indica “*VP CURTR a 2018*”, corresponde al valor presente de cada anualidad, considerando el año cero el 2018. La suma de esas anualidades del CURTR en valor presente, resulta en 35.98 MUS\$ (en 2018). Asimismo, la fila que indica “*VP Excedente de los generadores*” corresponde al valor presente del beneficio privado de los agentes generadores (665.02 MUS\$), que fue calculado en la Tabla 136. Finalmente, el Beneficio de los agentes se calcula como *VP Excedente de los generadores - VP CURTR a 2018* y resulta en 629.04 MUS\$.

A.2.2 Evaluación del beneficio de los agentes que retiran.

En la Tabla 150; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra el cálculo del beneficio de los agentes que inyectan, respecto al CURTR.

Tabla 150. Cálculo del Beneficio de los agentes que retiran (demandas), respecto al CURTR

	Millones de US\$										
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Flujo de caja CURTR				6.51	6.51	7.19	7.19	7.19	7.19	7.19	7.19
VP CURTR a 2018 (a)	35.98			5.51	5.07	5.16	4.75	4.37	4.02	3.70	3.40
VP Excedente de los consumidores (b)	-10.28										
VAN (b-a)	-46.26										

B. Resultados para el esquema que considera la construcción de una nueva línea para el enlace Agua Caliente-Sandino, sin utilizar las estructuras del segundo circuito de la línea SIEPAC.

B.1 CURTR para los agentes que inyectan y retiran, y por país

A continuación, se presentan los resultados del CURTR, estimado para los años 2021, 2022 y 2023.

Tabla 151. Estimación del CURTR para los agentes que retiran (demandas), por país

País	2021	2022	2023
Guatemala	1.58	1.60	1.74
El Salvador	0.90	0.89	0.94
Honduras	1.30	1.32	1.43
Nicaragua	0.61	0.63	0.67
Costa Rica	1.67	1.60	1.73
Panamá	2.04	2.05	2.25
Total	8.09	8.09	8.77

Tabla 152. CURTR para los agentes que inyectan (generadores), por país

País	2021	2022	2023
Guatemala	1.89	1.80	1.86
El Salvador	0.79	0.82	0.82
Honduras	1.18	1.15	1.21
Nicaragua	0.45	0.38	0.72
Costa Rica	1.62	1.73	1.80
Panamá	2.16	2.22	2.36
Total	8.09	8.09	8.77

Tabla 153. CURTR total por país, por año

País	2021	2022	2023
Guatemala	3.47	3.39	3.60
El Salvador	1.68	1.70	1.76
Honduras	2.48	2.46	2.64
Nicaragua	1.05	1.01	1.39
Costa Rica	3.29	3.33	3.53
Panamá	4.20	4.26	4.61
Total	16.17	16.17	17.54

B.2.1 Evaluación del beneficio de los agentes que inyectan.

En la Tabla 154 Tabla 158 se muestra el cálculo del beneficio de los agentes que inyectan, respecto al CURTR.

Tabla 154. Cálculo del Beneficio de los agentes que inyectan (generadores), respecto al CURTR

	Millones de US\$										
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Flujo de caja CURTR	0	0	0	8.09	8.09	8.77	8.77	8.77	8.77	8.77	8.77
VP CURTR a 2018 (a)	44.11			6.85	6.30	6.29	5.79	5.33	4.90	4.51	4.15
VP Excedente de los generadores (b)	665.02										
VAN (b-a)	620.91										

La fila que indica “*flujo de caja*”, corresponde al pago anual que realizarán los agentes que inyectan. La fila que indica “*VP CURTR a 2018*”, corresponde al valor presente de cada anualidad, considerando el año cero el 2018. La suma de esas anualidades del CURTR en valor presente, resulta en 44.11 MUS\$ (en 2018). Asimismo, la fila que indica “*VP Excedente de los generadores*” corresponde al valor presente del beneficio privado de los agentes generadores (665.02 MUS\$), que fue calculado en la Tabla 136. Finalmente, el Beneficio de los agentes se calcula como *VP Excedente de los generadores - VP CURTR a 2018*, y resulta en 620.91 MUS\$.

B.2.2 Evaluación del beneficio de los agentes que retiran.

En la Tabla 155 se muestra el cálculo del beneficio de los agentes que inyectan, respecto al CURTR.

Tabla 155. Cálculo del Beneficio de los agentes que retiran (demandas), respecto al CURTR

	Millones de US\$										
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Flujo de caja CURTR				8.09	8.09	8.77	8.77	8.77	8.77	8.77	8.77
VP CURTR a 2018 (a)	44.11			6.85	6.30	6.29	5.79	5.33	4.90	4.51	4.15
VP Excedente de los consumidores (b)	-10.28										
VAN (b-a)	-54.39										

Conclusiones de la evaluación del beneficio de los agentes respecto al CURTR

1. Los agentes que inyectan tendrán un beneficio positivo respecto al pago por CURTR, estimado en 629 MUS\$, si se considera que el nuevo enlace Agua Caliente – Sandino se construye utilizando las estructuras del segundo circuito de la línea SIEPAC. En caso de que dicho enlace se construya como una nueva línea sin utilizar la prevista del segundo circuito de la línea SIEPAC, el beneficio de los generadores se estima en 621 MUS\$.
2. Los agentes que retiran tendrán no se reportan con beneficio neto, considerando que el excedente neto de los consumidores es negativo.



XI. HIPÓTESIS SOBRE FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO DE NUEVA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL

Conforme a lo establecido en el literal h), numeral 10.6.3 del Libro III del RMER, se presenta la enumeración de las hipótesis sobre fechas de entrada en servicio de nueva generación, transmisión o evolución de la demanda que hacen conveniente la ampliación propuesta.

Ampliaciones de generación y transmisión consideradas a entrar en servicio en el período 2019-2023.

Los resultados de los estudios técnicos realizados, en los cuales se determinaron las ampliaciones de transmisión que se requieren para alcanzar la capacidad operativa de 300 MW entre pares de países, consideran la hipótesis de la puesta en servicio de las ampliaciones de transmisión y generación, incluidas en base de datos regional. A continuación, se detalla para cada sistema, las ampliaciones de generación y elementos de transmisión, reportada en la base de datos regional, cuya entrada en servicio se espera para el período 2019-2023.

Ampliaciones previstas en el sistema de Guatemala

a) Nuevas barras de subestación

Número Bus PSSE	Nombre	Base kV	2019	2020
1134	SOL-230	230	x	
1136	OXE-230	230	x	
1867	SMR-230	230		x
1133	PNZ-230	230		x

b) Nuevas unidades de generación

Número Bus PSSE	Nombre	PMax (MW)	Id	2019
1618	ESC-G25 13.800	0	2	X
1981	OXE-H2 13.800	20	2	X
1981	OXE-H2 13.800	20	3	X
1998	CBN-H 6.6000	5.5	1	X
1998	CBN-H 6.6000	5.5	2	X
16007	MNL-H2 0.4800	0.618	12	X
16025	CAF-H 4.1600	4.04	1	X
16025	CAF-H 4.1600	4.04	2	X
16028	RAA-H 4.1600	2.55	1	X
16028	RAA-H 4.1600	2.55	2	X
16029	REC-H2 13.800	12.221	1	X
16029	REC-H2 13.800	12.221	2	X

c) Nuevas líneas de transmisión

Numeros-nodos-PSSE	Definición	Id	Rate A	Rate B	Rate C	Length	kV	Año
1110-1134	LBR-231-SOL-230	1	438.2	438.2	480	60.5	230	2019
1130-1134	CRU-230-SOL-230	1	438.2	438.2	466.4	31.72	230	2019
1134-1841	SOL-230-HUE-232	1	438.2	438.2	466.4	54.5	230	2019
1136-1444	OXE-230-TIC-231	1	262.9	438.2	0	78.016	230	2019
1136-1730	OXE-230-IZA-230	1	262.9	438.2	0	36.714	230	2019
1133-1136	PNZ-230-OXE-230	1	434.6	434.6	0	4.46	230	2020
1133-1730	PNZ-230-IZA-230	1	438.2	438.2	0	39.008	230	2020
1841-1867	HUE-232-SMR-230	2	558.5	558.5	614.4	33	230	2020



Ampliaciones previstas en el sistema de El Salvador

a) Nuevas barras de subestación

Número Bus PSSE	Nombre	Base kV	Fecha de entrada en servicio		
			2019	2020	2021
27811	KILO-115	115	X		
27812	PROG-115	115	X		
27134	LTRI-115	115	X		
27281	CHIN-115	115	X		
27114	VEN-EOL	115		X	
27601	CHPA-115	115		X	
28132	EDP-230	230			X
27112	MET-EOL	115			X
27113	VDC-EOL	115			X
27581	SVIC-115	115			X
27591	CHCA-115	115			X

b) Nuevas unidades de generación

Número Bus PSSE	Nombre	PMax (MW)	Id	2019	2020	2021	2022	2023
20135	FVMA-G1 0.4000	6	1	X				
20137	FVSO-G1 0.6000	10	1	X				
20138	FVLR-G1 0.6000	20	1	X				
20182	15SE-FV 0.4000	14.2	1	X				
20402	CAPE-FV2 0.4000	100	1	X				
20403	CAPE46-FV2 0.4000	20	1	X				
20473	ECOS-FV2 0.4000	9.9	1	X				
21811	PROG-U1 13.800	100	1	X				
20116	VEN-EOL 0.7000	40	1		X			
21164	AHUA-U4 13.800	6	4		X			
21601	CHPA-U1 13.800	66	1		X			
20112	MET-EOL 0.4000	40	1			X		
20114	VDC-EOL 0.7000	33	1			X		
21140	CT EDP-01 13.800	18.756	1			X		
21140	CT EDP-01 13.800	18.756	2			X		
21140	CT EDP-01 13.800	18.756	3			X		
21140	CT EDP-01 13.800	18.756	4			X		
21141	CT EDP-02 13.800	18.756	5			X		
21141	CT EDP-02 13.800	18.756	6			X		
21141	CT EDP-02 13.800	18.756	7			X		
21141	CT EDP-02 13.800	18.756	8			X		
21142	CT EDP-03 13.800	18.756	9			X		
21142	CT EDP-03 13.800	33.06	TV			X		
21143	CT EDP-04 13.800	18.756	10			X		
21143	CT EDP-04 13.800	18.756	11			X		



21143	CT EDP-04	13.800	18.756	12				X	
21144	CT EDP-05	13.800	18.756	13				X	
21144	CT EDP-05	13.800	18.756	14				X	
21144	CT EDP-05	13.800	18.756	15				X	
21145	CT EDP-06	13.800	18.756	16				X	
21145	CT EDP-06	13.800	18.756	17				X	
21145	CT EDP-06	13.800	18.756	18				X	
21145	CT EDP-06	13.800	18.756	19				X	
21216	BERL-U6	13.800	6	6				X	
21581	SVIC-U1	13.800	25	5				X	
21591	CHCA-U1	13.800	25	5				X	
21582	SVIC-U2	13.800	41.3	5					X
21592	CHCA-U2	13.800	25	2					X

c) Nuevas líneas de transmisión

Numeros-nodos-PSSE	Definición	Id	Rate A	Rate B	Rate C	Length	kV	Año
27131-27134	ACAJ-115-LTRI-115	1	74.3	74.3	74.3	1.57	115	2019
27131-27811	ACAJ-115-KILO-115	1	205	205	205	4.5	115	2019
27171-27371	CGRA-115-NEJA-115	2	260	260	260	40	115	2019
27281-27291	CHIN-115-JIBO-115	1	130	130	130	3	115	2019
27281-27321	CHIN-115-SRAF-115	1	130	130	130	24	115	2019
27281-27391	CHIN-115-TECO-115	1	130	130	130	7	115	2019
27411-27811	SONS-115-KILO-115	1	205	205	205	19.28	115	2019
27811-27812	KILO-115-PROG-115	1	130	130	130	4.5	115	2019
27111-27114	GUAJ-115-VEN-EOL	1	130	130	130	21	115	2020
27181-27601	15SE-115-CHPA-115	1	130	130	130	43	115	2020
27111-27112	GUAJ-115-MET-EOL	1	130	130	130	21.5	115	2021
27111-27113	GUAJ-115-VDC-EOL	1	130	130	130	24	115	2021
27181-27591	15SE-115-CHCA-115	1	130	130	130	33.24	115	2021
27281-27581	CHIN-115-SVIC-115	1	130	130	130	11.7	115	2021
27321-27581	SRAF-115-SVIC-115	1	130	130	130	12.67	115	2021
27341-27591	SMIG-115-CHCA-115	1	130	130	130	24.56	115	2021
28132-28161	EDP-230-AHUA-230	1	396	396	396	2.2	230	2021
28132-28161	EDP-230-AHUA-230	2	396	396	396	0.41	230	2021

d) Nuevos transformadores de potencia

Numero Nodos PSSE	Nombre Nodos Conexión	Id	KV	Winding 1-2 MVA Base	Año
28132/27132/24133/1	EDP-230-ACAJ2-115-ACAJ-EDP-46	1	230/115/46	125	2021
28132/27132/24133/2	EDP-230-ACAJ2-115-ACAJ-EDP-46	2	230/115/46	125	2021

Ampliaciones previstas en el sistema de Honduras

a) Nuevas barras de subestación

Número Bus PSSE	Nombre	Base kV	2019	2020	2021
3259	JUT	230	X		
3262	PAT	230	X		
3072	LNZ 138KV	138		X	
3191	EL CENTRO	138		X	
3239	CERRO GRANDE	230		X	
3241	SITIO	230		X	
3257	SPS 230KV	230		X	
3294	COMAYAGUA II	138		X	
3267	EL TORNILLO	230			X

b) Nuevas centrales de generación

Número Bus PSSE	Nombre	PMax (MW)	Id	2019	2020	2021	2022	2023
3048	CHM B239 13.800	4.2	1	X				
3089	NIS B439 69.000	23.5	1	X				
3090	PAV B363 34.500	4	FY	X				
3210	PSM TER9 0.7000	12	1	X				
3263	PAT U1 13.800	53	1	X				
3264	PAT U2 13.800	53	1	X				
3271	PETACON 34.500	12	1	X				
3312	UDEHSA 34.500	20.5	1	X				
3313	PHP 4.2000	6	1	X				
30003	SLU HE 34.500	30	HE	X				
3251	GEOPAVANA 13.800	20	1		X			
3254	AZACUALPA 13.800	20	1		X			
3083	MCH B311 34.500	3.5	1				X	
3268	TOR T1 13.800	110	1				X	
3269	TOR T2 13.800	110	1				X	

c) Nuevas líneas de transmisión

Numeros-nodos-PSSE	Definición	Id	Rate A	Rate B	Rate C	Length	kV	Año
3259-3262	JUT-PAT	1	253	253	278.3	45	230	2019
3033-3241	SUY-SITIO	2	405.1	405.1	445.6	4	230	2021
3045-3191	BVI-EL	1	151.8	151.8	167	2.5	138	2021
3060-3294	CYG-COMAYAGUA	1	151.8	151.8	167	9.01	138	2021
3072-3085	LNZ-MFL	1	151.8	151.8	0	5	138	2021
3239-3241	CERRO-SITIO	2	405.1	405.1	445.6	10	230	2021
3239-3429	CERRO-AMT	2	405.1	405.1	445.6	23.7	230	2021
3257-3300	SPS-SBV	1	405.1	405.1	445.6	46	230	2021
3294-3427	COMAYAGUA-AMT	1	151.8	151.8	167	37.03	138	2021
3267-3300	EL-SBV	1	456.5	456.5	0	24.2	230	2022
3267-3300	EL-SBV	2	456.5	456.5	0	24.2	230	2022



d) Nuevos transformadores de potencia

Numero Nodos PSSE	Nombre Nodos Conexión	Id	KV	Winding 1-2 MVA Base	Año
3095/3038/3957/1	PGR B603-PGR B509-TER PGR T6XX	1	230/138/13.8	150	2019
3257/3203/3956/1	SPS 230KV-SPS B558-TER SPS T6XX	1	230/138/13.8	150	2021

Ampliaciones previstas en el sistema de Nicaragua

a) Nuevas barras de subestación

Número Bus PSSE	Nombre	Base kV	2019	2020	2021	2022	2023
4361	GNT-138	138	X				
4384	CASS-138	138	X				
4837	SMC-230	230	X				
4344	AER-138	138		X			
4353	DAL-138	138		X			
4369	SNJ-138	138		X			
4385	CFON-138	138			X		
4417	TERR-230	230			X		
4422	BCO-230	230			X		
4308	JIN-138	138				X	
4356	WAS-138	138				X	
4373	TOLA-138	138				X	
4383	CNT-138	138				X	
4394	SDGO-138	138				X	
4399	SKL-138	138				X	
4414	MLK-230	230				X	
4421	PCAR-230	230				X	
4379	STGO-138	138					X
4389	VNA-138	138					X
4397	EPZ-138	138					X
4398	TCPI-138	138					X
4933	PCOS-138	138					X

b) Nuevas centrales de generación

Número Bus PSSE	Nombre	PMax (MW)	Id	2019	2020	2021	2022	2023
4187	CASS-24.9 24.900	35	1	X				
4835	SMC-0.70 0.7000	64	1	X				
4940	PSL-0.70 0.7000	12	2	X				
4312	EVJ-138 138.00	10	1		X			
4312	EVJ-138 138.00	10	2		X			



4319	MSY-138	138.00	10	1		X			
4833	ABRII-1.00	1.0000	63	1		X			
4936	FV-VEL	0.7000	12	2		X			
4127	PCAR-U1	13.800	50	1				X	
4128	PCAR-U2	13.800	50	1				X	
4319	MSY-138	138.00	10	2				X	
4380	GRD-138	138.00	15.5	1				X	
4068	PCOS-13.8	13.800	21	1					X
4129	GSN-U1	13.800	75	1					X
4130	GSN-U2	13.800	75	1					X
4131	GSN-U3	13.800	50	1					X

c) Nuevas líneas de transmisión

Numeros-nodos-PSSE	Definición	Id	Rate A	Rate B	Rate C	Length	kV	Año
4319-4361	MSY-138-GNT-138	1	133.9	133.9	133.9	19.23	138	2019
4330-4384	RIV-138-CASS-138	1	150	150	150	3.8	138	2019
4336-4361	TPT-138-GNT-138	1	133.9	133.9	150	11.6	138	2019
4401-4420	LBS-230-SNB-230	1	367	367	374	73	230	2019
4750-4837	AMY-230-SMC-230	1	367	367	374	17	230	2019
4323-4344	ORT-138-AER-138	1	134	134	134	9.8	138	2020
4332-4353	SNR-138-DAL-138	1	134	134	150	44	138	2020
4336-4344	TPT-138-AER-138	1	150	150	150	8.74	138	2020
4369-4827	SNJ-138-VIR	1	150	150	150	15.44	138	2020
4412-51503	FCS-230-FIC-GBO230	10	338	338	338	91.3	230	2020
4333-4386	SRS-138-VEC-138	1	150	150	150	36.1	138	2021
4385-4386	CFON-138-VEC-138	1	150	150	150	21.5	138	2021
4417-4420	TERR-230-SNB-230	1	374	374	374	71.5	230	2021
4420-4422	SNB-230-BCO-230	1	374	374	374	43	230	2021
4308-4324	JIN-138-PCA-138	1	150	150	150	6.7	138	2022
4308-4331	JIN-138-SEB-138	1	150	150	150	32.97	138	2022
4325-4383	PDT-138-CNT-138	1	134	134	150	3.42	138	2022
4330-4373	RIV-138-TOLA-138	1	150	150	150	15.44	138	2022
4340-4383	TCP-138-CNT-138	1	150	150	157.5	12.67	138	2022
4352-4399	OCOT-138-SKL-138	1	150	150	150	47	138	2022
4353-4356	DAL-138-WAS-138	1	150	150	150	48.3	138	2022
4394-4951	SDGO-138-MJN-138	1	102.6	102.6	113	17	138	2022
4414-4417	MLK-230-TERR-230	1	374	374	374	138.6	230	2022
4414-4421	MLK-230-PCAR-230	1	374	374	374	130.6	230	2022
4302-4379	ALT-138-STGO-138	1	150	150	157.5	3.5	138	2023
4313-4397	GAT-138-EPZ-138	1	150	150	150	69.3	138	2023
4313-4933	GAT-138-PCOS-138	1	150	150	150	13.5	138	2023
4340-4379	TCP-138-STGO-138	1	134	134	150	11.8	138	2023
4340-4398	TCP-138-TCPI-138	1	150	150	150	4.4	138	2023
4343-4379	CLN-138-STGO-138	1	150	150	157.5	3.03	138	2023
4343-4398	CLN-138-TCPI-138	1	150	150	150	7.7	138	2023
4355-4389	SAU-138-VNA-138	1	150	150	150	36	138	2023
4379-4383	STGO-138-CNT-138	1	150	150	150	3.7	138	2023
4385-4398	CFON-138-TCPI-138	1	150	150	150	15.5	138	2023

d) Nuevos transformadores de potencia

Numero Nodos PSSE	Nombre Nodos Conexión	Id	KV	Winding 1-2 MVA Base	Año
4417/4354/4956/1	TERR-230-TERR-138-TERR-AT1	1	230/138/13.8	45	2021
4422/4304/4958/1	BCO-230-BCO-138 -BCO-AT1	1	230/138/13.8	100	2021
4414/4348/4948/1	MLK-230-MLK 138-MLK-AT1	1	138/13.8/Nuevo	100	2022
4406/4340/4921/3	TCP-230-TCP-138-TCP-AT3	3	230/138/13.8	45	2023

Ampliaciones previstas en el sistema de Costa Rica

a) Nuevas barras de subestación

Número Bus PSSE	Nombre	Base kV	2019	2020	2021	2022	2023
51160	PA2230	230	X				
53951	CHU230B	230	X				
53952	CHU230C	230	X				
51500	GBO230	230		X			
51503	FIC-GBO230	230		X			
54300	CLN230	230					X
51400	BOR230	230					X

b) Nuevas centrales de generación

Número Bus PSSE	Nombre	PMax (MW)	Id	2019	2020	2021	2022	2023
51170	PAI213.8 13.800	56	1	X				
58471	TTO-U2 13.800	25	1	X				
51420	BOR-U1 13.800	56	1					X

c) Nuevas líneas de transmisión

Numeros-nodos-PSSE	Definición	Id	Rate A	Rate B	Rate C	Length	kV	Año
50350-53200	BAR230-GAR230	1	480	480	518	40.9	230	2019
51150-51160	PAI230-PA2230	1	210	210	210	2	230	2019
53950-53951	CHU230A-CHU230B	1	319	319	319	0.7	230	2019
53950-53952	CHU230A-CHU230C	2	319	319	319	0.7	230	2019
58304-58305	MOI138A-MOI138B	1	0	0	0	0	138	2019
50052-51500	CAS230B-GBO230	10	338	338	338	38.2	230	2020
50250-51500	MIR230A-GBO230	1	240	240	299	2.23	230	2020
50300-51500	MOG230-GBO230	1	240	240	299	6.02	230	2020
51500-51503	GBO230-FIC-GBO230	1	0	0	0	0	230	2020
50900-54300	GAB230-CLN230	1	600	600	600	60	230	2023
51100-51400	ORO230-BOR230	1	375	375	412	11.25	230	2023
51150-51400	PAI230-BOR230	1	375	375	412	11.25	230	2023
53000-53052	CAJ230A-LIN230B	3	380	380	486	5.97	230	2023



53000-53150	CAJ230A-SMI230A	1	380	380	486	13.29	230	2023
53050-54300	LIN230A-CLN230	1	343	343	388	6.93	230	2023
53052-54300	LIN230B-CLN230	2	343	343	388	6.93	230	2023
53900-54300	TAR230A-CLN230	1	343	343	388	26.07	230	2023
53902-54300	TAR230B-CLN230	2	343	343	388	26.07	230	2023

d) Nuevos transformadores de potencia

Numero Nodos PSSE	Nombre Nodos Conexión	Id	KV	Winding 1-2 MVA Base	Año
53206/53200/53234/2	GAR138B-GAR230-GARAT2T	2	138/230/13.8	100	2019
58300/58305/58331/1	MOI230A-MOI138B-MOIAT1T	1	230/138/13.8	100	2019
58302/58306/58332/3	MOI230B-MOI138C-MOIAT3T	3	230/138/13.8	100	2019
58306/58302/58330/2	MOI138C-MOI230B-MOIAT2T	2	138/230/13.8	100	2019

Ampliaciones previstas en el sistema de Panamá

a) Nuevas barras de subestación

Número Bus PSSE	Nombre	Base kV	2019	2020	2021	2022	2023
6197	TOR115	115	X				
6243	VHE230	230	X				
6787	BCA230	230	X				
6796	CDO230	230	X				
6830	ANT230	230	X				
6840	PAN31 230	230	X				
6844	PAN32 230	230	X				
6405	TEL230	230		X			
6801	SAB230	230		X			
6841	PAN3 115	115		X			
6861	CHE230	230		X			
6867	PM-2	230		X			
6868	GASM230	230		X			
6875	PM-1	230		X			
6893	CAT5	115		X			
6882	GON230	230			X		
6837	CHG230	230					X
6857	MET230	230					X



b) Nuevas centrales de generación

Número Bus PSSE	Nombre	PMax (MW)	Id	2019	2020	2021	2022	2023
6245	CAZ1	1.7	1	X				
6246	CAZ2	1.7	2	X				
6246	CAZ2	1.7	3	X				
6247	CAZ3	1.7	4	X				
6247	CAZ3	1.7	5	X				
6248	CAZ4	1.7	6	X				
6248	CAZ4	1.7	7	X				
6249	CAZ5	1.7	8	X				
6249	CAZ5	1.7	9	X				
6250	CAZ6	1.7	10	X				
6250	CAZ6	1.7	11	X				
6251	CAZ7	1.7	12	X				
6251	CAZ7	1.7	13	X				
6252	CAZ8	1.7	14	X				
6252	CAZ8	1.7	15	X				
6253	CAZ9	1.7	16	X				
6253	CAZ9	1.7	17	X				
6254	CAZ10	1.7	18	X				
6254	CAZ10	1.7	19	X				
6255	CAZ11	1.7	20	X				
6255	CAZ11	1.7	21	X				
6256	CAZ12	1.7	22	X				
6256	CAZ12	1.7	23	X				
6257	CAZ13	1.7	24	X				
6257	CAZ13	1.7	25	X				
6258	CAZ14	1.32	26	X				
6258	CAZ14	1.32	27	X				
6328	BAI0.48	1.8	G4	X				
6329	BAM0.48	0.65	G3	X				
6557	LAM34	10	G1	X				
6734	ESO34	5	G1	X				
6738	MSO34	10.26	G1	X				
6739	VAL34	8.22	G1	X				
6785	TOAG1	102	G1	X				
6798	CDOG1	3.37	G1	X				
6799	CDOG2	3.37	G2	X				
6903	SRE	10.78	G1	X				
6904	EES	8.5	G1	X				
6905	POCR34	16	G1	X				
6907	EES1	1.705	G1	X				
6907	EES1	1.705	G2	X				
6907	EES1	1.705	G3	X				
6907	EES1	1.705	G4	X				
6908	EES2	1.705	G5	X				
6908	EES2	1.705	G6	X				
6908	EES2	1.705	G7	X				



6908	EES2	1.705	G8	X				
6909	EES3	1.705	10	X				
6909	EES3	1.705	11	X				
6909	EES3	1.705	12	X				
6909	EES3	1.705	G9	X				
6910	EES4	1.705	13	X				
6910	EES4	1.705	14	X				
6910	EES4	1.705	15	X				
6910	EES4	1.705	16	X				
6911	EES5	1.705	17	X				
6911	EES5	1.705	18	X				
6911	EES5	1.705	19	X				
6911	EES5	1.705	20	X				
6912	EES7	1.705	25	X				
6912	EES7	1.705	26	X				
6913	EES6	1.705	21	X				
6913	EES6	1.705	22	X				
6913	EES6	1.705	23	X				
6913	EES6	1.705	24	X				
6914	JAG0.4	10	G1	X				
6406	TELG1	218	G1		X			
6407	TELG2	218	G2		X			
6408	TELV3	224	V1		X			
6788	BCA13.8	31.5	G1		X			
6788	BCA13.8	31.5	G2		X			
6869	GASMG1	75	G1		X			
6870	GASMG2	75	G2		X			
6871	GASMV1	75	V1		X			
6872	GASMG3	75	G3		X			
6873	GASMG4	75	G4		X			
6874	GASMV2	75	V2		X			
6924	LHUG1	5.85	G1		X			
6925	LHUG2	5.85	G2		X			
6723	SIN4.16	5	G1				X	
6723	SIN4.16	5	G2				X	
6553	PROV34	10	G1					X

c) Nuevas líneas de transmisión

Numeros-nodos-PSSE	Definición	Id	Rate A	Rate B	Rate C	Length	kV	Año
6001-6840	PAN230-PAN31	7A	500	500	500	3.13	230	2019
6001-6844	PAN230-PAN32	8A	500	500	500	3.13	230	2019
6003-6460	PANII230-ECO230	3A	275	275	500	150	230	2019
6005-6830	CHO230-ANT230	0A	500	500	500	94.44	230	2019
6005-6830	CHO230-ANT230	9A	500	500	500	94.44	230	2019
6005-6840	CHO230-PAN31	7B	500	500	500	34.36	230	2019
6005-6844	CHO230-PAN32	8B	500	500	500	34.36	230	2019
6006-6197	CHO115-TOR115	55	93	93	175	4	115	2019
6006-6197	CHO115-TOR115	56	93	93	175	4	115	2019



6008-6460	LSA230-ECO230	2B	275	275	500	44.67	230	2019
6008-6460	LSA230-ECO230	3B	275	275	500	44.67	230	2019
6008-6753	LSA230-BOT230	41	382.4	382.4	382.4	94	230	2019
6008-6753	LSA230-BOT230	42	382.4	382.4	382.4	94	230	2019
6008-6830	LSA230-ANT230	0B	500	500	500	60.5	230	2019
6008-6830	LSA230-ANT230	9B	500	500	500	60.5	230	2019
6014-6787	PRO230-BCA230	1	370	370	370	14	230	2019
6018-6703	CAC115-BVI115	8	140	140	150	8.4	115	2019
6100-6243	BAY230-VHE230	2A	202	202	350	57	230	2019
6243-6470	VHE230-24DIC230	2A	202	202	350	1.4	230	2019
6460-6713	ECO230-BUR230	2A	275	275	500	114.98	230	2019
6510-6787	POR230-BCA230	1	370	370	370	7	230	2019
6702-6840	BVI230-PAN31	1	247	247	366	10.5	230	2019
6702-6844	BVI230-PAN32	2	247	247	366	10.5	230	2019
6753-6755	BOT230-PUR230	43	382.4	382.4	382.4	24	230	2019
6753-6755	BOT230-PUR230	44	382.4	382.4	382.4	24	230	2019
6796-6797	CDO230-CDO34	1	0	0	0	2.74	230	2019
6001-6003	PAN230-PANII230	1D	335	335	350	13	230	2020
6001-6003	PAN230-PANII230	2D	335	335	350	13	230	2020
6001-6840	PAN230-PAN3	8A	500	500	500	3.13	230	2020
6003-6171	PANII230-PAC230	1C	608	608	645	19	230	2020
6003-6470	PANII230-24DIC230	2C	608	608	645	9	230	2020
6003-6801	PANII230-SAB230	45	500	500	500	34.55	230	2020
6003-6801	PANII230-SAB230	46	500	500	500	34.55	230	2020
6003-6840	PANII230-PAN3	2A	500	400	500	15	230	2020
6003-6840	PANII230-PAN3	3A	500	400	500	15	230	2020
6005-6840	CHO230-PAN3	8B	500	500	500	34.36	230	2020
6008-6460	LSA230-ECO230	2D	500	500	500	44.67	230	2020
6008-6460	LSA230-ECO230	3D	500	500	500	44.67	230	2020
6009-6051	LSA115-POC115	2	79	79	108	20	115	2020
6059-6893	LM1115-CAT5	1	232.7	0	249.8	4.5	115	2020
6059-6893	LM1115-CAT5	30	232.7	0	249.8	4.5	115	2020
6059-6893	LM1115-CAT5	31	232.7	0	249.8	4.5	115	2020
6066-6893	FFIELD-CAT5	30	232.7	0	249.8	4.6	115	2020
6066-6893	FFIELD-CAT5	31	232.7	0	249.8	4.6	115	2020
6100-6861	BAY230-CHE230	1A	202	202	366	25.4	230	2020
6100-6861	BAY230-CHE230	2A	202	202	366	25.4	230	2020
6165-6841	FLO115-PAN3	1	151	175	0	8	115	2020
6165-6841	FLO115-PAN3	2	151	175	0	8	115	2020
6171-6861	PAC230-CHE230	1B	608	608	645	23	230	2020
6243-6470	VHE230-24DIC230	2B	608	608	645	1.4	230	2020
6243-6861	VHE230-CHE230	2B	608	608	645	31.6	230	2020
6405-6801	TEL230-SAB230	2	770	0	818	29	230	2020
6405-6803	TEL230-PM2-SAB	1	770	0	818	14	230	2020
6405-6808	TEL230-CNO230	1	770	0	818	3	230	2020
6460-6713	ECO230-BUR230	2C	500	500	500	114.98	230	2020
6460-6713	ECO230-BUR230	3C	500	500	500	114.98	230	2020
6702-6840	BVI230-PAN3	2	247	247	366	10.5	230	2020
6713-6840	BUR230-PAN3	2B	500	400	500	20	230	2020



6713-6840	BUR230-PAN3	3B	500	400	500	20	230	2020
6801-6802	SAB230-PM1-SAB	1	500	500	500	15	230	2020
6801-6803	SAB230-PM2-SAB	1	500	500	500	15	230	2020
6801-6840	SAB230-PAN3	1	1000	1000	1000	32	230	2020
6801-6840	SAB230-PAN3	2	1000	1000	1000	32	230	2020
6801-6867	SAB230-PM-2	1	770	0	818	28.5	230	2020
6801-6875	SAB230-PM-1	1	770	0	818	28.5	230	2020
6867-6868	PM-2-GASM230	1	818	0	818	1.5	230	2020
6868-6875	GASM230-PM-1	1	818	0	818	1.5	230	2020
6003-6882	PANII230-GON230	5A	500	500	500	5	230	2021
6003-6882	PANII230-GON230	6A	500	500	500	5	230	2021
6801-6882	SAB230-GON230	5B	500	500	500	29.55	230	2021
6801-6882	SAB230-GON230	6B	500	500	500	29.55	230	2021
6096-6837	FOR230-CHG230	0A	304	304	366	37.7	230	2023
6260-6837	CHA230-CHG230	0B	304	304	366	65.06	230	2023
6263-6837	ESP230-CHG230	0B	304	304	366	59.85	230	2023
6340-6837	CAN230-CHG230	0A	304	304	366	11.6	230	2023
6837-6840	CHG230-PAN3	1	1288	1288	1592	330	230	2023
6837-6840	CHG230-PAN3	2	1288	1288	1592	330	230	2023
6857-6861	MET230-CHE230	1	329	329	370	170	230	2023

d) Nuevos transformadores de potencia

Numero Nodos PSSE	Nombre Nodos Conexión	Id	KV	Winding 1-2 MVA Base	Año
6260/6261/6262/T2	CHA230-CHA115-CHA34	T2	230/115/34.5	100	2020
6840/6841/6842/T1	PAN3 230-PAN3 115-PAN3 13A	T1	230/115/13.8	100	2020
6840/6841/6843/T2	PAN3 230-PAN3 115-PAN3 13B	T2	230/115/13.8	100	2020



XII. IDENTIFICACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL DE LAS AMPLIACIONES

Conforme a lo establecido en el literal i) del numeral 10.6.3 del Libro III del RMER, se presenta un análisis del impacto ambiental de las ampliaciones requeridas para alcanzar la capacidad operativa mínima de 300 MW entre pares de países, según los criterios fijados en los Capítulos 14 y 15 del Libro III del RMER.



Requerimientos establecidos en el RMER.

El RMER en el numeral 15.1.1, del Libro III, establece que, la CRIE, en coordinación con las autoridades competentes de cada país, debe identificar todos los espacios naturales con algún grado de protección en el territorio regional, que puedan crear restricciones o inhibiciones para el proyecto de infraestructuras lineales y que puede llegar a hacer inviable en la práctica, la unión de dos puntos de la red de transmisión y poner la información a disposición del EOR para que sea considerada en el proceso de planificación.

Asimismo, el numeral 15.2.1 establece que la gestión ambiental a desarrollar por cada Iniciador o Agente, se realizará de manera tal que permita:

- a) La prevención o la mitigación de los impactos ambientales originados por las actividades de transmisión y transformación de la energía eléctrica; y
- b) El seguimiento permanente de los indicadores para verificar el cumplimiento de las regulaciones de control ambiental en cada país donde se ubique una instalación.

Por otra parte, el numeral 15.3.1 del Libro III del RMER, indica entre otros puntos, las condiciones mínimas a cumplir por el Iniciador o Agente son las siguientes, dar cumplimiento a la legislación ambiental vigente en cada país donde se ubiquen sus instalaciones, asumiendo la responsabilidad de adoptar las medidas que correspondan para mitigar o evitar impactos negativos sobre el aire, el suelo, las aguas y otros componentes del ecosistema;

Otro requerimiento relevante del RMER, se indica en el numeral 15.4.7 del Libro III del RMER, que establece que cada Agente deberá cumplir con las normas relativas a la utilización, manipulación y disposición de Difenilos Policlorados (DPC), Askarel o PCB, en equipos existentes a la fecha de vigencia de este Reglamento. En el caso de nuevas instalaciones queda prohibida la utilización de equipos que contengan tales sustancias.

Áreas protegidas

La CRIE, conforme a lo establecido en el numeral 15.1.1, del Libro III del RMER, mediante la comunicación CRIE-SE-GT-191-18-07-2017, remitió al EOR la información relacionada con las áreas naturales que gozan de algún grado de protección por las entidades ambientales de cada país.

Identificación del impacto ambiental de las ampliaciones

En el estudio de Diagnóstico de mediano plazo para el período 2019-2023 se han de determinado un conjunto de ampliaciones de transmisión, consistentes en construcción de nuevas líneas, repotenciación por cambio de conductor de líneas existentes, sustitución de un transformador por uno de mayor capacidad, e instalación de nuevos transformadores en subestaciones con transformadores existentes, e instalación de compensación capacitiva se identifica lo siguiente:



- a) Las obras por repotenciación por cambio de conductor de líneas existentes, utilizarán los mismos derechos de vía de la línea existente, por lo cual el impacto ambiental sería de poca relevancia ya que no implica intervenir un nuevo corredor.
- b) Las obras por construcción de nuevas líneas de transmisión, consisten en circuitos en trayecto paralelo a líneas existentes, por lo cual no se tiene previsto intervenir en áreas protegidas.
- c) La instalación de nuevos equipos en subestación, tales como los transformadores de potencia y equipo de compensación capacitiva, se realizará en patios de subestaciones, que corresponden a áreas previstas para tales fines, por tanto, no se prevé la afectación de áreas naturales protegidas. Es importante resaltar que, conforme a lo establecido en el numeral 15.4.7 del Libro III del RMER, los transformadores de potencia o cualquier otro equipo a instalarse como parte de las ampliaciones recomendadas, no deberán contener Difenilos Policlorados (DPC), Askarel o PCB.

Es importante mencionar, que previo a la construcción de cualquier ampliación, el desarrollador deberá realizar el respectivo estudio de impacto ambiental asociado a la ampliación, de conformidad a las leyes donde se construirá el proyecto.

CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE DIAGNÓSTICO DE MEDIANO PLAZO 2019-2023

1. El EOR, en el informe de diagnóstico de mediano plazo de la RTR, correspondiente al período 2019-2023, ha determinado las ampliaciones de transmisión con las cuales se logra alcanzar la capacidad operativa mínima de intercambio entre pares de países del Sistema Eléctrico Regional a 300 MW, conforme a lo establecido en la resolución CRIE-20-2014, cumpliendo con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el RMER.
2. El costo total de las ampliaciones de transmisión, se estimó en 165.45 MUS\$ si se utiliza el tramo de la prevista del segundo circuito SIEPAC para construir un nuevo enlace entre las subestaciones Agua Caliente-Sandino, o 201.71 MUS\$, sí se construye dicho enlace como una nueva línea prescindiendo de la estructura del segundo circuito SIEPAC.



3. Los requerimientos de inversión en ampliaciones de transmisión, se desglosan de la siguiente manera: Honduras, 65.7 MUS\$; El Salvador, 33.6 MUS\$; Costa Rica 14.7 MUS\$; Panamá 10.7 MUS\$; Nicaragua 7.28 MUS\$ y Guatemala 6.99 MUS\$; y Con respecto a las interconexiones, se determinó el requerimiento de un nuevo enlace entre las subestaciones Agua Caliente – Sandino (Honduras-Nicaragua), y realizar un cambio topológico, seccionando la línea Ticuantepe-Guayabo (actualmente Ticuantepe-Cañas), conectándola en subestación La Virgen, en Nicaragua. El monto de inversión para las obras de interconexiones, totaliza de 26.6 MUS\$ para la alternativa de utilizar las estructuras del segundo circuito SIEPAC en el tramo Agua Caliente-Sandino, o 62.86 MUS\$ si se considera construir dicho enlace como una nueva línea, sin utilizar estructuras del segundo circuito SIEPAC.
4. El indicador de Valor Presente Neto del flujo de caja de la reducción del costo operativo del Sistema Eléctrico Regional, considerando todas las ampliaciones, resultó en un valor mayor que cero, suiendo 135.2 MUS\$ sí se utilizan las estructuras del segundo circuito del tramo Agua Caliente Sandino de la línea SIEPAC y 120.2 MUS\$ si se construye una nueva línea, en ambos casos a reducción, es considerablemente mayor que el costo incremental de la inversión de las ampliaciones de transmisión.
5. Se demuestra que el valor presente neto de los flujos de caja, considerando todas las ampliaciones determinadas en el estudio, es mayor que 0 en todo el horizonte del estudio, indicando que el conjunto de ampliaciones tiene una TIR mayor que la Tasa de Descuento de 8.67%.
6. Los análisis demuestran que la operación, considerando todas las ampliaciones determinadas en el estudio, incrementarán el Beneficio Social en el MER, en un valor estimado de 654 MUS\$, por lo tanto, las ampliaciones en su conjunto cumplen el requerimiento del numeral 10.6.2, literal a), en el Libro III del RMER, que indica que, el valor presente neto de los beneficios sociales descontados a la tasa informada por la CRIE debe ser mayor que cero.



7. Conforme a los criterios establecidos en el numeral 10.6.2 del RMER, se que los grupos de ampliaciones "1-Grupo GU"; "2-Grupo ES"; "3-Grupo HO"; y "7-Grupo Interconexiones"; resultan clasificadas como ampliaciones planificadas, mientras que las ampliaciones de los grupos de "4-Grupo NI"; "5-Grupo CR"; y "6-Grupo PA", se clasifican como ampliaciones a Riesgo.
8. Con relación al esquema de desarrollo de la transmisión, considerando la construcción del enlace Agua Caliente-Sandino utilizando el tramo del segundo circuito de la línea SIEPAC, la inversión estimada para ampliaciones planificadas totaliza 132.9 MUS\$ lo cual representa el 80.3% de la inversión total, mientras que las ampliaciones A Riesgo totalizan 32.6 MUS\$, lo que representa 19.7% de la inversión total requerida. Mientras tanto, para el esquema que considera la construcción de dicho enlace como una nueva línea prescindiendo de la estructura del segundo circuito SIEPAC, la inversión en ampliaciones planificadas totaliza 169.1 MUS\$, que representa el 83.9% de la inversión total; y las ampliaciones a Riesgo totalizan 32.6 MUS\$, que representa el 16.1% de toda la inversión estimada.
9. Los esquemas analizados (utilizando el tramo Agua Caliente-Sandino del segundo circuito SIEPAC o construcción de una nueva línea para este nuevo enlace) resultan con los mismos Beneficios Sociales, teniendo en cuenta que ambas alternativas no presentan diferencias técnicas.
10. La construcción y operación de todas las ampliaciones determinadas en el estudio, son requeridas para cumplir con los CCSD cuando se tiene transferencia de 300 MW entre cualquier par de países. En caso de no construirse alguna de las ampliaciones, no se cumplirían los CCSD ante transferencias de 300 MW, la capacidad operativa de intercambio no sería de 300 MW.
11. Debe destacarse que, respecto a las alternativas de construcción del nuevo enlace Agua Caliente – Sandino, el uso del tramo de las estructuras disponibles del segundo circuito SIEPAC, tiene ventajas técnicas y económicas muy importantes, comparado



con construir dicho enlace como una nueva línea de transmisión. Las ventajas son las siguientes:

- a. Menor costo de inversión, siendo la diferencia de costos, de 36.4 MUS\$.
- b. Menor tiempo de construcción. El uso de las estructuras disponibles del segundo circuito SIEPAC, tendría un tiempo de construcción de aproximadamente un año, mientras que la construcción de una nueva línea, prescindiendo de las estructuras disponibles del segundo circuito SIEPAC, implicaría un tiempo mínimo de gestión y construcción de 4 años.
- c. Aprovechamiento de la inversión de la estructura del segundo circuito SIEPAC en el tramo referido, permitiendo aumentar la rentabilidad de la línea SIEPAC.

RECOMENDACIONES DEL ESTUDIO DE DIAGNÓSTICO DE MEDIANO PLAZO 2019-2023

El EOR, ha realizado todos los análisis técnicos y económicos que demuestran los requerimientos de las ampliaciones de transmisión, para alcanzar o recuperar la capacidad operativa de 300 MW entre pares de países del MER, permitiendo el cumplimiento de los CCSD establecidos en el RMER.

Es importante remarcar que, las ampliaciones identificadas son adicionales a la expansión de transmisión de mediano plazo (cinco (5) años), que los países de la región están realizando en sus sistemas eléctricos.

El EOR recomienda a la CRIE, revisar y ampliar los mecanismos para impulsar y concretar la financiación, construcción, operación y mantenimiento de todas las ampliaciones identificadas en el presente estudio, considerando que En caso de no construirse alguna de las ampliaciones identificadas en el estudio y las ampliaciones de la expansiones nacionales informadas por las instituciones de cada país, no se cumplirán los CCSD ante condiciones de transferencia de 300 MW entre pares de países, en consecuencia, la capacidad operativa de intercambio sería menor de 300 MW para poder cumplir los CCSD.



Anexo A. Observaciones de los OS/OM y entidades encargadas de la planificación de la transmisión nacional, al informe preliminar de Diagnóstico de mediano plazo de la RTR 2019-2023.

Observaciones a los resultados preliminares relacionadas al sistema de Guatemala:

Observación del AMM, remitidas a través de la comunicación GG-625-2018: En la base de datos remitida hay un error en el valor del Rate A para las líneas GES-SNT-231-1 y LVG-SNT-231-1, siendo el valor correcto de 491.6 MVA, y solicita al EOR que se realice la corrección, la cual seguramente cambiaría los resultados respecto a las sobrecargas reportadas.

Respuesta del EOR: El tomó nota del valor informado para el Rate A, y evaluó nuevamente las sobrecargas, con base al valor de 491.6 MVA de capacidad de las líneas GES-SNT-231-1 y LVG-SNT-231-1. Resultado de esta actualización del valor del RATE A para las líneas referidas, las mismas dejan de reportarse con sobrecarga.

Observaciones de parte del ETCEE-INDE, nota O-563-091-2018:

- En cuanto a la instalación de un segundo transformador 230/138kV en la subestación de Moyuta en paralelo al existente; actualmente existen limitaciones de espacio físico en dicha subestación para la instalación de otro transformador en paralelo, por lo que se mencionó entre las probables alternativas la sustitución del transformador por otro de mayor capacidad; pero como es del conocimiento del EOR, el mismo es de reciente instalación(2016), por lo que no se considera viable su reemplazo por otro de mayor capacidad, será necesario evaluar si existe alguna posibilidad de modificación para instalar un transformador en paralelo.
- Se sugiere evaluar si es posible realizar una modificación en el despacho de generación, tomando en consideración la concentración de generación en la parte Sur del Sistema Eléctrico de Guatemala y área de influencia cercana a la subestación de Aguacapa y con impacto directo en las líneas de 230kV, Guatemala Este-San Antonio y La Vega II-San Antonio...

Respuesta del EOR:

- Se consideró inicialmente la instalación de un segundo transformador en subestación Moyuta, sin embargo, teniendo en cuenta el tema de viabilidad por limitaciones de espacio, se consideró la alternativa de reemplazar el transformador existente, por uno de mayor capacidad. La solución final debería de ser la de menor costo, y en este sentido, el reemplazo del transformador existente es ventajosa ya que no requiere inversión en nuevas bahías de subestación.
- El despacho de generación en los casos de análisis, está conforme al orden de mérito informado al EOR por cada OS/OM y es parte de las condiciones esperadas de operación. La modificación del despacho de generación, no se considera como



alternativa de solución, debido a que implicaría apartarse del orden de mérito. Por otra parte, la implementación de Esquemas de control suplementarios, que pudieran desconectar carga o generación, no están permitidos ante contingencias simples, conforme a lo establecido en el numeral 16.2.6.1 del Libro III del RMER.

Observaciones a los resultados preliminares relacionadas al sistema de El Salvador:

Resumen de observaciones presentadas por la UT en la reunión presencial del CTPET:

- Sería conveniente detallar en un anexo del informe, los elementos que se han utilizado en los casos "Sin transferencia" y "Con transferencia" sin refuerzos de transmisión, y que aun no se encuentran en operación.
- En relación a la sobrecarga de la línea 15 de septiembre-Berlín, mencionada en la página 16 y la propuesta de construir una nueva línea entre dichas subestaciones; se realizó una verificación para el caso CA_MED_VER_2022_ES_GU_300_SN sin refuerzos de transmisión, y ante la contingencia CHIN-SVIC, se observa una sobrecarga del 121 % en la línea 15SE-BERL (tal como se detalla en la tabla 5 de su informe). Sin embargo, también se observa que hay bastante flujo circulante desde San Miguel hacia 15 de septiembre a través de las líneas 15SE-BERLIN y BERLIN-SAN MIGUEL (a manera de verificación, se sacó de servicio la línea BERLIN-SMIG, lo cual reduce la carga de la línea 15SE-BERL, que en ese caso solamente transporta la generación de la planta Berlín y se vuelve independiente de las variaciones de las transferencias de potencia entre países). Con base en lo anterior, consultamos si se han evaluado otros posibles refuerzos que podrían eliminar la sobrecarga mencionada.

Respuestas del EOR:

- Se ha agregado la lista de ampliaciones de generación y transmisión considerados en la base de datos, indicándose el año esperado de entrada en servicio.
- En el informe se han incluido los análisis de sensibilidad, considerando un enlace entre las subestaciones 15SE-115/SMIG-115-1 y otra sensibilidad evaluando con un nuevo enlace BERL-115/OZAT-115-1. La conclusión de los análisis es que se determinó la conveniencia de mantener la propuesta de construir un circuito adicional 15SE-115/BERL-115-2 y repotenciación del circuito existente 15SE-115/BERL-115-1

Observaciones a los resultados preliminares relacionadas al sistema de Honduras:

Observaciones remitidas por la ENEE a través de nota recibida por correo electrónico el día 1 de agosto de 2018:

- Solicitamos hacer una sensibilidad a los resultados presentados, considerando la repotenciación de la línea de transmisión Agua Prieta-Choloma L525 al doble de su capacidad.
- Solicitamos hacer otra sensibilidad al estudio de diagnóstico de mediano plazo considerando reubicar el tercer transformador que se conectará en la subestación de



El Progreso, este sea conectado en la subestación de San Pedro Sula Sur de manera de que la subestación de San Pedro Sur cuente con dos transformadores conectados en paralelo al igual que la subestación de El Progreso.

Respuesta del EOR:

- Se realizaron las sensibilidades solicitadas por la ENEE, incluyéndose sus resultados en el cuerpo del informe. La conclusión, es que, no se producen cambios en los requerimientos que fueron determinados e informados en el reporte preliminar.

Observaciones a los resultados preliminares relacionadas al sistema de Nicaragua:

Resumen de observaciones realizadas por la ENATREL en la reunión presencial del CTPET del 27-julio-2018:

- En la base de datos utilizada, no estaba actualizada la capacidad de la línea Matagalpa-Sébaco, por tanto, conviene considerar una capacidad de 96 MVA, lo cual se logrará sustituyendo los transformadores de corriente de esta línea, por unos de mayor capacidad.
- Respecto al requerimiento de un transformador 230/138 kV adicional en subestación Ticuantepe, indica que está considerando este equipo como parte de su plan de expansión, para lo cual consideran gestionar el financiamiento, no obstante, el año de puesta en servicio de este equipo, depende de que se concrete el financiamiento.

Respuesta del EOR:

- Se actualizó el valor del RATE A 96 MVA de la línea Matagalpa – Sébaco y se repitieron las simulaciones, determinándose que no se reportarán sobrecargas en esta línea y por tanto no se requerirá un refuerzo para la misma.

Observaciones a los resultados preliminares relacionadas al sistema de Costa Rica:

Observaciones remitidas por el Negocio de Transmisión del ICE a través de la nota 2010-184-2018

Observación principal que requirió hacer modificaciones en la base de datos y en el informe:

- Las capacidades consideradas en el estudio regional son menores a las que tenemos en las bases de datos de PSS/E a nivel de CENCE y Negocio de Transmisión, esto asociado a los trámites de certificación de capacidad en los que hemos venido trabajando y al desfase entre los ciclos de planificación nacionales y regionales.



Línea	From Bus	From Bus Name	To Bus	To Bus Name	Id	Rate A	Rate B	Rate C	Capacidad estudio EOR Rate A
Barranca-Garabito 230 kV	50350	BAR230 230.00	50900	GAB230 230.00	1	547	547	626	470
Cañas-Guayabo 230 kV (SIEPAC)	50052	CAS230B 230.00	51500	GBO230 230.00	10	338	338	338	338
Corobicí-Arenal 230 kV	50100	COR230A 230.00	50200	ARE230A 230.00	1	350	350	438	350
Garabito-Coyol 230 kV	50900	GAB230 230.00	54750	COY230 230.00	1	389	389	485	389
Garita-Naranjo	53206	GAR138B 138.00	53256	NAR138B 138.00	1	146	146	178	65
Liberia-Cañas 230 kV	50000	LIB230A 230.00	50050	CAS230A 230.00	1	390	390	487	390
Miravalles-Guayabo	50250	MIR230A 230.00	51500	GBO230 230.00	1	380	380	475	240
Mogote-Guayabo	50300	MOG230 230.00	51500	GBO230 230.00	1	380	380	475	240
Mogote-Pailas	50300	MOG230 230.00	51150	PAI230 230.00	1	380	380	475	300
Tejona-Peñas Blancas	50150	TEJ230 230.00	50800	PBL230 230.00	1	400	400	478	400

Respuesta del EOR:

- Se actualizaron en la base de datos las capacidades de las líneas de transmisión indicadas, y se realizaron nuevamente las simulaciones. Como conclusión del análisis, se determina que no se requieren los refuerzos propuestos inicialmente para las líneas Miravalle-Guayabo, Mogote-Pailas y Barranca-Garabito. No obstante, se determinó que se mantiene el requerimiento de duplicar el circuito de la línea Mogote-Guayabo.

Observaciones a los resultados preliminares relacionadas al sistema de Panamá:

Resumen de observaciones remitidas por el CND-ETESA a través de la nota ETE-DCND-GOP-PMP-434-2018

- La reglamentación panameña, de acuerdo al Reglamento de Operación en su numeral MOM.1.41 indica que, ante contingencia simple, los elementos de transmisión pueden trabajar con respecto a su RATE C (Criterio de cargabilidad en emergencia en líneas). Por lo anterior y ante los resultados de los elementos de transmisión de Panamá que se evidenció que se requieren refuerzos (debido a que se presenta sobrecarga por encima del RATE A y es atribuible a las transferencias), como se aprecia en la página 148, no sobrepasan del RATE C, por lo cual consideramos oportuno tomar en cuenta este criterio dentro del informe.
- Suministrar el orden de mérito utilizado en los análisis.
- De las líneas a nivel de 115KV, le informamos que la línea MDN115/CAL115-16 pertenece al sistema de transmisión y no al sistema de distribución

Resumen de observaciones remitidas por ETESA a través de la nota ETE-DTR-GPL-397-2018, del 2 de agosto de 2018.

- En la metodología de estudio se indica que se monitorearán las barras con tensiones igual o mayor a 115KV, se debe especificar que solo se monitorearán barras y líneas pertenecientes a la Red Regional o al Sistema Principal de Transmisión de Panamá, ya que existen líneas y barras 115KV propiedad de las distribuidoras.



- En la Selección de Escenarios de análisis, se indica que se analizarán los casos de importación, para el Sistema de Panamá, es casi imposible mantener importaciones en los escenarios lluviosos, ya sea por restricciones o por la oferta hidroeléctrica que tiene el país.
- Indican casos en época lluviosa con importaciones, escenarios muy poco probables debido a que la oferta hidro de Panamá, además de la oferta térmica a base de GNL no daría cabida a presentarse importaciones en esta época.
- Presentan reportes de contingencias en líneas que no pertenecen al Sistema Principal del Transmisión de Panamá ni a la red regional, se sugiere solo reportar las líneas y nodos que sean parte de la red regional ya que no tenemos injerencias en la red de distribución.
- En el análisis de las sobrecargas con transferencias, punto 2, línea 230KV Chorrera – El Higo (230-3b y 230-4b) y punto 5, línea 230KV Llano Sanchez – El Higo (230-3c y 230-4c) se indica la necesidad de adelantar el proyecto al año 2021, este adelanto se reporta debido a la utilización del Rate A en el monitoreo de las contingencias, si el mismo se analizara utilizando el Rate C no sería necesario adelantar el proyecto, de igual forma las sobrecargas presentadas en las otras líneas reportadas se deben a la utilización de este criterio.

Respuestas del EOR:

- El EOR indica que, se entiende lo planteado por ETESA y el CND-ETESA respecto al RATE de referencia para evaluar las sobrecargas, no obstante, aclara que, el estudio de diagnóstico de mediano plazo debe realizarlo el EOR bajo los criterios establecidos en el RMER. En este sentido, en el capítulo 16 del Libro III del RMER, se establece que la carga de los elementos de transmisión no debe de superar el 100% del límite térmico de uso continuo en condición de operación normal del sistema y ante contingencia simple. Este valor, corresponde a la capacidad nominal de los equipos y líneas de transmisión, y se encuentra informado en las bases de datos PSSE en el atributo denominado RATE A. Sin embargo, en forma adicional, en el informe se ha agregado el cálculo de carga de elementos de transmisión, con referencia al valor del RATE C reportado en la base de datos PSSE.
- Como parte de los anexos al informe, se adjuntará el orden de mérito utilizado para construir los casos con intercambio.
- Se referirá en el informe que la línea Mata de Nance – Calera 115 KV, como parte del sistema de transmisión y no como parte del sistema de distribución.
- Los casos de estudio fueron conformados con base al orden de mérito informado por cada país. Asimismo, los análisis se enfocan a responder a un requerimiento establecido en la regulación regional, relacionado a determinar las ampliaciones para mantener o alcanzar la capacidad operativa mínima de intercambio entre pares de países, la cual fue fijada por la CRIE en 300 MW a través de la Resolución CRIE-20-2014, y por tanto, no es parte del alcance del estudio, analizar o establecer la necesidad de las ampliaciones con base a criterios de intercambios probables debido



a competencia del parque de generación en el MER. No obstante, entiende lo planteado por ETESA, y tomará su observación para reflejarlo en el informe del estudio.

- El EOR ha incorporado en el informe las aclaraciones para separar los elementos que pertenecen al sistema de transmisión de Panamá, y los que pertenecen al sistema de distribución.
- Respecto al tema de las sobrecargas con transferencias, punto 2, línea 230KV Chorrera – El Higo (230-3b y 230-4b) y punto 5, línea 230KV Llano Sanchez – El Higo (230-3c y 230-4c), debe remarcarse que el estudio de diagnóstico de mediano plazo es realizado por el EOR bajo los criterios establecidos en el RMER. En este sentido, en el capítulo 16 del Libro III del RMER, se establece que la carga de los elementos de transmisión no debe de superar el 100% del límite térmico de uso continuo en condición de operación normal del sistema y ante contingencia simple. Este valor, corresponde a la capacidad nominal de los equipos y líneas de transmisión, y se encuentra informado en las bases de datos PSSE en el atributo denominado RATE A.



Anexo B. Contingencias limitantes a las transferencias entre par de países

Transferencias en Sentido Norte a Sur

Tabla 156. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Guatemala a El Salvador – GU_ES

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	No se puede bajar Generación en ES	1110 [LBR-231 230.00] TO BUS 1128 [LBR-400 400.00] CKT 1	28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1
2020	28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	No se puede bajar Generación en ES	28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 2	27431 [SMAR-115 115.00] TO BUS 27461 [STOM-115 115.00] CKT 1	28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 2
2021	28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	No se puede bajar Generación en ES
2022	1110 [LBR-231 230.00] TO BUS 1128 [LBR-400 400.00] CKT 1	28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	No se puede bajar Generación en ES	28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 2	28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	No se puede bajar Generación en ES
2023	28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	No se puede bajar Generación en ES	28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	No se puede bajar Generación en ES

Tabla 157. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Guatemala a El Salvador – GU_ES

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	circuit "2" from 28371 [NEJA-230 230.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_2] WND 1	circuit "2" from 28371 [NEJA-230 230.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_2] WND 1	No se puede bajar Generación en ES	circuit "2" from 1110 [LBR-231 230.00] to 1128 [LBR-400 400.00]	circuit "2" from 28371 [NEJA-230 230.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_2] WND 1	circuit "2" from 27371 [NEJA-115 115.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_2] WND 2
2020	circuit "2" from 28371 [NEJA-230 230.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_2] WND 1	circuit "2" from 28371 [NEJA-230 230.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_2] WND 1	No se puede bajar Generación en ES	circuit "1" from 28371 [NEJA-230 230.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_1] WND 1	circuit "1" from 27361 [SANT-115 115.00] to 27371 [NEJA-115 115.00]	circuit "1" from 27371 [NEJA-115 115.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_1] WND 2
2021	circuit "2" from 28371 [NEJA-230 230.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_2] WND 1	circuit "2" from 28371 [NEJA-230 230.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_2] WND 1	circuit "1" from 27361 [SANT-115 115.00] to 27371 [NEJA-115 115.00]	circuit "2" from 28371 [NEJA-230 230.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_2] WND 1	circuit "2" from 28371 [NEJA-230 230.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_2] WND 1	No se puede bajar Generación en ES
2022	circuit "2" from 1110 [LBR-231 230.00] to 1128 [LBR-400 400.00]	circuit "2" from 28371 [NEJA-230 230.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_2] WND 1	No se puede bajar Generación en ES	circuit "1" from 28371 [NEJA-230 230.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_1] WND 1	circuit "1" from 28371 [NEJA-230 230.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_1] WND 1	No se puede bajar Generación en ES
2023	circuit "2" from 28371 [NEJA-230 230.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_2] WND 1	circuit "2" from 28371 [NEJA-230 230.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_2] WND 1	No se puede bajar Generación en ES	circuit "2" from 28371 [NEJA-230 230.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_2] WND 1	circuit "1" from 28371 [NEJA-230 230.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_1] WND 1	No se puede bajar Generación en ES



Tabla 158. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Guatemala a Honduras – GU_HO

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	BUS 3038 [PGR B509 138.00] TO BUS 3160 [RET 138KV 138.00] CKT 1	BUS 3032 [CJN B601 230.00] TO BUS 3550 [VEG B607 230.00] CKT 1	BUS 3038 [PGR B509 138.00] TO BUS 3160 [RET 138KV 138.00] CKT 1	BUS 3038 [PGR B509 138.00] TO BUS 3160 [RET 138KV 138.00] CKT 1	BUS 3029 [CRL B501 138.00] TO BUS 3103 [SGT 138KV 138.00] CKT 1	BUS 3038 [PGR B509 138.00] TO BUS 3160 [RET 138KV 138.00] CKT 1
2020	BUS 3038 [PGR B509 138.00] TO BUS 3160 [RET 138KV 138.00] CKT 1	BUS 3123 [VNU B520 138.00] TO BUS 3180 [CAR B540 138.00] CKT 1	BUS 3038 [PGR B509 138.00] TO BUS 3160 [RET 138KV 138.00] CKT 1	BUS 3038 [PGR B509 138.00] TO BUS 3108 [SMT B534 138.00] CKT 1	BUS 3060 [CYG B536 138.00] TO BUS 3091 [PAZ B525 138.00] CKT 1	BUS 3038 [PGR B509 138.00] TO BUS 3160 [RET 138KV 138.00] CKT 1
2021	BUS 3032 [CJN B601 230.00] TO BUS 3095 [PGR B603 230.00] CKT 2	BUS 3032 [CJN B601 230.00] TO BUS 3095 [PGR B603 230.00] CKT 2	BUS 3032 [CJN B601 230.00] TO BUS 30001 [T43 CJN 230.00] CKT 1	BUS 3032 [CJN B601 230.00] TO BUS 3095 [PGR B603 230.00] CKT 2	BUS 3294 [COMAYAGUA II138.00] TO BUS 3427 [AMT B541 138.00] CKT 1	BUS 3032 [CJN B601 230.00] TO BUS 30001 [T43 CJN 230.00] CKT 1
2022	BUS 3300 [SBV B609 230.00] TO BUS 30002 [T43 AMT 230.00] CKT 1	BUS 3203 [SPS B558 138.00] TO BUS 3204 [AGP B556 138.00] CKT 1	BUS 3032 [CJN B601 230.00] TO BUS 30001 [T43 CJN 230.00] CKT 1	BUS 3155 [TON B610 230.00] TO BUS 3120 [TON B535 138.00] TO BUS 3961 [TER TON T61013.800] CKT 1	BUS 3203 [SPS B558 138.00] TO BUS 3204 [AGP B556 138.00] CKT 1	BUS 3032 [CJN B601 230.00] TO BUS 30001 [T43 CJN 230.00] CKT 1
2023	BUS 3294 [COMAYAGUA II138.00] TO BUS 3427 [AMT B541 138.00] CKT 1	BUS 3213 [BCO 138 138.00] TO BUS 3408 [RNA 138KV 138.00] CKT 1	BUS 3032 [CJN B601 230.00] TO BUS 30001 [T43 CJN 230.00] CKT 1	BUS 3155 [TON B610 230.00] TO BUS 3120 [TON B535 138.00] TO BUS 3961 [TER TON T61013.800] CKT 1	BUS 3060 [CYG B536 138.00] TO BUS 3091 [PAZ B525 138.00] CKT 1	BUS 3032 [CJN B601 230.00] TO BUS 30001 [T43 CJN 230.00] CKT 1

Tabla 159. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Guatemala a Honduras – GU_HO

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	circuit "1" from 3108 [SMT B534 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	circuit "1" from 3108 [SMT B534 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	circuit "1" from 3108 [SMT B534 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	circuit "1" from 3108 [SMT B534 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	circuit "1" from 3108 [SMT B534 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	circuit "1" from 3108 [SMT B534 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]
2020	circuit "1" from 3108 [SMT B534 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	circuit "1" from 3108 [SMT B534 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	circuit "1" from 3108 [SMT B534 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	circuit "1" from 3160 [RET 138KV 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	circuit "1" from 3108 [SMT B534 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	circuit "1" from 3108 [SMT B534 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]
2021	circuit "1" from 3257 [SPS 230KV 230.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 1	circuit "1" from 3257 [SPS 230KV 230.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 1	circuit "1" from 3203 [SPS B558 138.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 2	threshold circuit "1" from 3257 [SPS 230KV 230.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 1	circuit "1" from 3257 [SPS 230KV 230.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 1	circuit "1" from 3203 [SPS B558 138.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 2
2022	circuit "1" from 3257 [SPS 230KV 230.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 1	circuit "1" from 3257 [SPS 230KV 230.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 1	circuit "1" from 3203 [SPS B558 138.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 2	circuit "1" from 3033 [SUY B612 230.00] to 3WNDTR [SUY T612] WND 1	circuit "1" from 3257 [SPS 230KV 230.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 1	circuit "1" from 3257 [SPS 230KV 230.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 1
2023	circuit "1" from 3257 [SPS 230KV 230.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 1	circuit "1" from 3257 [SPS 230KV 230.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 1	circuit "1" from 3257 [SPS 230KV 230.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 1	circuit "1" from 3033 [SUY B612 230.00] to 3WNDTR [SUY T612] WND 1	circuit "1" from 3257 [SPS 230KV 230.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 1	circuit "1" from 3257 [SPS 230KV 230.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 1



Tabla 160. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde El Salvador a Honduras – ES_HO

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	BUS 3038 [PGR B509 138.00] TO BUS 3160 [RET 138KV 138.00] CKT 1	BUS 3060 [CYG B536 138.00] TO BUS 3427 [AMT B541 138.00] CKT 1	BUS 27211 [BERL-115 115.00] TO BUS 27341 [SMIG-115 115.00] CKT 1	BUS 3038 [PGR B509 138.00] TO BUS 3160 [RET 138KV 138.00] CKT 1	BUS 3029 [CRL B501 138.00] TO BUS 3103 [SGT 138KV 138.00] CKT 1	BUS 27211 [BERL-115 115.00] TO BUS 27341 [SMIG-115 115.00] CKT 1
2020	BUS 3038 [PGR B509 138.00] TO BUS 3160 [RET 138KV 138.00] CKT 1	BUS 3123 [VNU B520 138.00] TO BUS 3180 [CAR B540 138.00] CKT 1	BUS 27211 [BERL-115 115.00] TO BUS 27341 [SMIG-115 115.00] CKT 1	BUS 3038 [PGR B509 138.00] TO BUS 3108 [SMT B534 138.00] CKT 1	BUS 3060 [CYG B536 138.00] TO BUS 3091 [PAZ B525 138.00] CKT 1	BUS 27211 [BERL-115 115.00] TO BUS 27341 [SMIG-115 115.00] CKT 1
2021	BUS 28181 [15SE-230 230.00] TO BUS 27181 [15SE-115 115.00] TO BUS 24181 [15SE-46 46.000] CKT 2	BUS 3294 [COMAYAGUA II] 138.00] TO BUS 3427 [AMT B541 138.00] CKT 1	BUS 27321 [SRAF-115 115.00] TO BUS 27581 [SVIC-115 115.00] CKT 1	BUS 27181 [15SE-115 115.00] TO BUS 27211 [BERL-115 115.00] CKT 1	BUS 28181 [15SE-230 230.00] TO BUS 27181 [15SE-115 115.00] TO BUS 24181 [15SE-46 46.000] CKT 2	BUS 27211 [BERL-115 115.00] TO BUS 27341 [SMIG-115 115.00] CKT 1
2022	BUS 3123 [VNU B520 138.00] TO BUS 3180 [CAR B540 138.00] CKT 1	BUS 3213 [BCO 138 138.00] TO BUS 3408 [RNA 138KV 138.00] CKT 1	BUS 27321 [SRAF-115 115.00] TO BUS 27581 [SVIC-115 115.00] CKT 1	BUS 27181 [15SE-115 115.00] TO BUS 27211 [BERL-115 115.00] CKT 1	BUS 3203 [SPS B558 138.00] TO BUS 3204 [AGP B556 138.00] CKT 1	BUS 27111 [GUAJ-115 115.00] TO BUS 27351 [SANA-115 115.00] CKT 1
2023	BUS 3294 [COMAYAGUA II] 138.00] TO BUS 3427 [AMT B541 138.00] CKT 1	BUS 3213 [BCO 138 138.00] TO BUS 3408 [RNA 138KV 138.00] CKT 1	BUS 27281 [CHIN-115 115.00] TO BUS 27581 [SVIC-115 115.00] CKT 1	BUS 27211 [BERL-115 115.00] TO BUS 27341 [SMIG-115 115.00] CKT 1	BUS 28181 [15SE-230 230.00] TO BUS 27181 [15SE-115 115.00] TO BUS 24181 [15SE-46 46.000] CKT 1	BUS 27211 [BERL-115 115.00] TO BUS 27341 [SMIG-115 115.00] CKT 1

Tabla 161. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde El Salvador a Honduras – ES_HO

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	circuit "1" from 3108 [SMT B534 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	circuit "1" from 3108 [SMT B534 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]	circuit "1" from 3160 [RET 138KV 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	circuit "1" from 3108 [SMT B534 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]
2020	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 3WNDTR [INTER 3] WND 2	circuit "1" from 3257 [SPS 230KV 230.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 1	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]	circuit "1" from 27211 [BERL-115 115.00] to 27341 [SMIG-115 115.00]	circuit "1" from 28181 [15SE-230 230.00] to 3WNDTR [INTER 3] WND 1	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]
2021	circuit "1" from 3257 [SPS 230KV 230.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 1	circuit "1" from 3257 [SPS 230KV 230.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 1	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]	circuit "1" from 27211 [BERL-115 115.00] to 27341 [SMIG-115 115.00]	circuit "1" from 3257 [SPS 230KV 230.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 1	No Converge el flujo
2022	circuit "1" from 3257 [SPS 230KV 230.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 1	circuit "1" from 3257 [SPS 230KV 230.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 1	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]	circuit "2" from 27181 [15SE-115 115.00] to 3WNDTR [INTER 4] WND 2	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]
2023	circuit "1" from 3108 [SMT B534 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	circuit "1" from 3108 [SMT B534 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]	circuit "1" from 3160 [RET 138KV 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	circuit "1" from 3108 [SMT B534 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]



Tabla 162. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Honduras a Nicaragua – HO_NI

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	BUS 3301 [AGC B624 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	BUS 3301 [AGC B624 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1
2020	No se puede subir a Generación en HO	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	BUS 3301 [AGC B624 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1	No se puede subir a Generación en HO	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	BUS 3301 [AGC B624 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1
2021	BUS 3037 [BER B507 138.00] TO BUS 3219 [MER 138 138.00] CKT 1	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	BUS 3301 [AGC B624 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1	No se puede subir a Generación en HO	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	BUS 3301 [AGC B624 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1
2022	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	BUS 3267 [EL TORNILLO 230.00] TO BUS 3269 [TOR T2 13.800] CKT 1	BUS 3301 [AGC B624 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1	BUS 3267 [EL TORNILLO 230.00] TO BUS 3269 [TOR T2 13.800] CKT 1	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1
2023	BUS 3031 [CDA B530 138.00] TO BUS 3120 [TON B535 138.00] CKT 1	BUS 3034 [PAV B620 230.00] TO BUS 3544 [CDH B629 230.00] CKT 1	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	BUS 3267 [EL TORNILLO 230.00] TO BUS 3269 [TOR T2 13.800] CKT 1	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1

Tabla 163. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Honduras a Nicaragua – HO_NI

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	circuit "1" from 4392 [MT1-138 138.00] to 3WNDTR [ALB-AT1] WND 2	circuit "1" from 4392 [MT1-138 138.00] to 3WNDTR [ALB-AT1] WND 2	circuit "1" from 4403 [LNI-230 230.00] to 4407 [FNH-230 230.00]	circuit "1" from 4392 [MT1-138 138.00] to 3WNDTR [ALB-AT1] WND 2	circuit "1" from 4392 [MT1-138 138.00] to 3WNDTR [ALB-AT1] WND 2	circuit "1" from 4403 [LNI-230 230.00] to 4407 [FNH-230 230.00]
2020	No se puede subir Gen en HO	circuit "1" from 4419 [MT1-230 230.00] to 3WNDTR [ALB-AT1] WND 1	circuit "1" from 3310 [PRD B618 230.00] to 3553 [SLU B637 230.00]	No se puede subir Gen en HO	circuit "1" from 4392 [MT1-138 138.00] to 3WNDTR [ALB-AT1] WND 2	circuit "1" from 3310 [PRD B618 230.00] to 3553 [SLU B637 230.00]
2021	circuit "1" from 3037 [BER B507 138.00] to 3179 [TER LVI 138 138.00]	circuit "1" from 4392 [MT1-138 138.00] to 3WNDTR [ALB-AT1] WND 2	circuit "1" from 3310 [PRD B618 230.00] to 3553 [SLU B637 230.00]	No se puede subir Gen en HO	circuit "1" from 4392 [MT1-138 138.00] to 3WNDTR [ALB-AT1] WND 2	circuit "1" from 3310 [PRD B618 230.00] to 3553 [SLU B637 230.00]
2022	circuit "1" from 4392 [MT1-138 138.00] to 3WNDTR [ALB-AT1] WND 2	No se puede subir Gen en HO	circuit "1" from 3310 [PRD B618 230.00] to 3553 [SLU B637 230.00]	No se puede subir Gen en HO	circuit "1" from 4392 [MT1-138 138.00] to 3WNDTR [ALB-AT1] WND 2	circuit "1" from 4392 [MT1-138 138.00] to 3WNDTR [ALB-AT1] WND 2
2023	circuit "1" from 3030 [SUY B515 138.00] to 3085 [MFL B523 138.00]	No se puede subir Gen en HO	circuit "1" from 4392 [MT1-138 138.00] to 3WNDTR [ALB-AT1] WND 2	No se puede subir Gen en HO	circuit "1" from 4419 [MT1-230 230.00] to 3WNDTR [ALB-AT1] WND 1	circuit "1" from 4392 [MT1-138 138.00] to 3WNDTR [ALB-AT1] WND 2



Tabla 164. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Nicaragua a Costa Rica – NI_CR

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	BUS 50000 [LIB230A 230.00] TO BUS 50050 [CAS230A 230.00] CKT 1	BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4412 [FCS-230 230.00] CKT 1	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4412 [FCS-230 230.00] CKT 1
2020	BUS 53204 [GAR138A 138.00] TO BUS 54104 [POA138 138.00] CKT 1	BUS 50000 [LIB230A 230.00] TO BUS 50050 [CAS230A 230.00] CKT 1	BUS 50000 [LIB230A 230.00] TO BUS 50050 [CAS230A 230.00] CKT 1	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1
2021	BUS 50000 [LIB230A 230.00] TO BUS 50050 [CAS230A 230.00] CKT 1	BUS 50000 [LIB230A 230.00] TO BUS 50050 [CAS230A 230.00] CKT 1	BUS 50000 [LIB230A 230.00] TO BUS 50050 [CAS230A 230.00] CKT 1	BUS 50000 [LIB230A 230.00] TO BUS 50004 [FIC-LIB230 230.00] CKT 1	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1
2022	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	BUS 53204 [GAR138A 138.00] TO BUS 54104 [POA138 138.00] CKT 1	BUS 50000 [LIB230A 230.00] TO BUS 50050 [CAS230A 230.00] CKT 1	BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4417 [TERR-230 230.00] CKT 1
2023	BUS 50000 [LIB230A 230.00] TO BUS 50050 [CAS230A 230.00] CKT 1	BUS 50000 [LIB230A 230.00] TO BUS 50050 [CAS230A 230.00] CKT 1	BUS 50000 [LIB230A 230.00] TO BUS 50050 [CAS230A 230.00] CKT 1	BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4421 [PCAR-230 230.00] CKT 1	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1

Tabla 165. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Nicaragua a Costa Rica – NI_CR

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	circuit "1" from 4419 [MT1-230 230.00] to 3WINDTR [ALB-AT1] WND 1	circuit "1" from 50250 [MIR230A 230.00] to 50300 [MOG230 230.00]	circuit "1" from 4408 [FNC-230 230.00] to 4750 [AMY-230 230.00]	circuit "1" from 4392 [MT1-138 138.00] to 3WINDTR [ALB-AT1] WND 2	circuit "1" from 4392 [MT1-138 138.00] to 3WINDTR [ALB-AT1] WND 2	circuit "1" from 4408 [FNC-230 230.00] to 4750 [AMY-230 230.00]
2020	circuit "1" from 53206 [GAR138B 138.00] to 53256 [NAR138B 138.00]	circuit "1" from 50300 [MOG230 230.00] to 51500 [GBO230 230.00]	circuit "1" from 50300 [MOG230 230.00] to 51500 [GBO230 230.00]	circuit "1" from 4392 [MT1-138 138.00] to 3WINDTR [ALB-AT1] WND 2	circuit "1" from 4392 [MT1-138 138.00] to 3WINDTR [ALB-AT1] WND 2	circuit "10" from 4412 [FCS-230 230.00] to 51503 [FIC-GBO230 230.00]
2021	circuit "1" from 50300 [MOG230 230.00] to 51500 [GBO230 230.00]	circuit "1" from 50300 [MOG230 230.00] to 51500 [GBO230 230.00]	circuit "1" from 50300 [MOG230 230.00] to 51500 [GBO230 230.00]	circuit "10" from 4412 [FCS-230 230.00] to 51503 [FIC-GBO230 230.00]	circuit "1" from 4392 [MT1-138 138.00] to 3WINDTR [ALB-AT1] WND 2	circuit "10" from 4412 [FCS-230 230.00] to 51503 [FIC-GBO230 230.00]
2022	circuit "1" from 4392 [MT1-138 138.00] to 3WINDTR [ALB-AT1] WND 2	circuit "1" from 53206 [GAR138B 138.00] to 53256 [NAR138B 138.00]	circuit "1" from 50300 [MOG230 230.00] to 51500 [GBO230 230.00]	circuit "10" from 4412 [FCS-230 230.00] to 51503 [FIC-GBO230 230.00]	circuit "1" from 4419 [MT1-230 230.00] to 3WINDTR [ALB-AT1] WND 1	circuit "1" from 4320 [MTG-138 138.00] to 4331 [SEB-138 138.00]
2023	circuit "1" from 50300 [MOG230 230.00] to 51500 [GBO230 230.00]	circuit "1" from 50300 [MOG230 230.00] to 51500 [GBO230 230.00]	circuit "1" from 50300 [MOG230 230.00] to 51500 [GBO230 230.00]	No se Puede Subir GEN en NI	circuit "1" from 4419 [MT1-230 230.00] to 3WINDTR [ALB-AT1] WND 1	circuit "1" from 4392 [MT1-138 138.00] to 3WINDTR [ALB-AT1] WND 2



Tabla 166. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Costa Rica a Panamá – CR_PA

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	BUS 6019 [CVI115A 230.00] TO BUS 6040 [SFR115 115.00] CKT 1	BUS 6003 [PANII230 230.00] TO BUS 6004 [PANII115 115.00] TO BUS 6109 [PANIIIT3 13.800] CKT T3	BUS 6500 [FRONTDOM 230.00] TO BUS 56052 [RCL230B 230.00] CKT 1	BUS 6182 [VEL230 230.00] TO BUS 6440 [DOM230 230.00] CKT 5A	No se puede bajar generación en PA	BUS 54000 [PAR230 230.00] TO BUS 56102 [PAL230B 230.00] CKT 10
2020	BUS 6182 [VEL230 230.00] TO BUS 6520 [SBA230 230.00] CKT 4B	BUS 6008 [LSA230 230.00] TO BUS 6240 [EHIG230 230.00] CKT 3C	BUS 51100 [ORO230 230.00] TO BUS 51150 [PAI230 230.00] CKT 1	No se puede bajar generación en PA	No se puede bajar generación en PA	BUS 58300 [MOI230A 230.00] TO BUS 58350 [CAH230 230.00] CKT 1
2021	BUS 50002 [LIB230B 230.00] TO BUS 51150 [PAI230 230.00] CKT 1	BUS 6008 [LSA230 230.00] TO BUS 6240 [EHIG230 230.00] CKT 3C	BUS 51100 [ORO230 230.00] TO BUS 51150 [PAI230 230.00] CKT 1	No se puede bajar generación en PA	BUS 6179 [GUA230 230.00] TO BUS 6340 [CAN230 230.00] CKT &1	BUS 58300 [MOI230A 230.00] TO BUS 58350 [CAH230 230.00] CKT 1
2022	BUS 50002 [LIB230B 230.00] TO BUS 51150 [PAI230 230.00] CKT 1	BUS 6008 [LSA230 230.00] TO BUS 6240 [EHIG230 230.00] CKT 3C	BUS 51100 [ORO230 230.00] TO BUS 51150 [PAI230 230.00] CKT 1	No se puede bajar generación en PA	BUS 6001 [PAN230 230.00] TO BUS 6002 [PAN115 115.00] TO BUS 6084 [PAN1313 13.800] CKT T3	BUS 6260 [CHA230 230.00] TO BUS 6340 [CAN230 230.00] CKT 30
2023	BUS 50000 [LIB230A 230.00] TO BUS 50050 [CAS230A 230.00] CKT 1	BUS 50000 [LIB230A 230.00] TO BUS 50050 [CAS230A 230.00] CKT 1	BUS 50002 [LIB230B 230.00] TO BUS 51150 [PAI230 230.00] CKT 1	BUS 6263 [ESP230 230.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT 1	BUS 6263 [ESP230 230.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT 1	BUS 6263 [ESP230 230.00] TO BUS 6837 [CHG230 230.00] CKT 1

Tabla 167. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Costa Rica a Panamá – CR_PA

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	circuit "37" from 6002 [PAN115 115.00] to 6018 [CAC115 115.00]	circuit "37" from 6002 [PAN115 115.00] to 6018 [CAC115 115.00]	circuit "9A" from 6011 [MDN230 230.00] to 6380 [BOQIII230 230.00]	circuit "5B" from 6011 [MDN230 230.00] to 6182 [VEL230 230.00]	No se puede bajar generación en PA	circuit "1" from 53850 [RMA230 230.00] to 56000 [SIS230 230.00]
2020	circuit "5B" from 6182 [VEL230 230.00] to 6520 [SBA230 230.00]	circuit "4C" from 6008 [LSA230 230.00] to 6240 [EHIG230 230.00]	No se puede subir generación en CR	No se puede bajar generación en PA	No se puede bajar generación en PA	circuit "1" from 56050 [RCL230A 230.00] to 56100 [PAL230A 230.00]
2021	circuit "1" from 50300 [MOG230 230.00] to 51500 [GBO230 230.00]	circuit "4C" from 6008 [LSA230 230.00] to 6240 [EHIG230 230.00]	No se puede subir generación en CR	No se puede bajar generación en PA	circuit "18" from 6096 [FOR230 230.00] to 6179 [GUA230 230.00]	circuit "1" from 56050 [RCL230A 230.00] to 56100 [PAL230A 230.00]
2022	circuit "1" from 50300 [MOG230 230.00] to 51500 [GBO230 230.00]	circuit "4C" from 6008 [LSA230 230.00] to 6240 [EHIG230 230.00]	No se puede subir generación en CR	No se puede bajar generación en PA	circuit "21" from 6027 [LOC115A 115.00] to 6703 [BVI115 115.00]	circuit "18" from 6096 [FOR230 230.00] to 6179 [GUA230 230.00]
2023	circuit "1" from 50300 [MOG230 230.00] to 51500 [GBO230 230.00]	circuit "1" from 50300 [MOG230 230.00] to 51500 [GBO230 230.00]	circuit "1" from 50300 [MOG230 230.00] to 51500 [GBO230 230.00]	circuit "0B" from 6260 [CHA230 230.00] to 6837 [CHG230 230.00]	circuit "0B" from 6260 [CHA230 230.00] to 6837 [CHG230 230.00]	circuit "0B" from 6260 [CHA230 230.00] to 6837 [CHG230 230.00]



Transferencias en Sentido Sur a Norte

Tabla 168. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde El Salvador a Guatemala – ES_GU

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	BUS 27211 [BERL-115 115.00] TO BUS 27341 [SMIG-115 115.00] CKT 1	BUS 27281 [CHIN-115 115.00] TO BUS 27321 [SRAF-115 115.00] CKT 1	BUS 27211 [BERL-115 115.00] TO BUS 27341 [SMIG-115 115.00] CKT 1	BUS 27211 [BERL-115 115.00] TO BUS 27341 [SMIG-115 115.00] CKT 1	BUS 27211 [BERL-115 115.00] TO BUS 27341 [SMIG-115 115.00] CKT 1	BUS 27211 [BERL-115 115.00] TO BUS 27341 [SMIG-115 115.00] CKT 1
2020	BUS 28161 [AHUA-230 230.00] TO BUS 27161 [AHUA-115 115.00] TO BUS 24161 [AHUA-46 46.000] CKT 1	BUS 27281 [CHIN-115 115.00] TO BUS 27321 [SRAF-115 115.00] CKT 1	BUS 27211 [BERL-115 115.00] TO BUS 27341 [SMIG-115 115.00] CKT 1	BUS 27211 [BERL-115 115.00] TO BUS 27341 [SMIG-115 115.00] CKT 1	BUS 28181 [15SE-230 230.00] TO BUS 27181 [15SE-115 115.00] TO BUS 24181 [15SE-46 46.000] CKT 1	BUS 27211 [BERL-115 115.00] TO BUS 27341 [SMIG-115 115.00] CKT 1
2021	BUS 27181 [15SE-115 115.00] TO BUS 27211 [BERL-115 115.00] CKT 1	BUS 27281 [CHIN-115 115.00] TO BUS 27581 [SVIC-115 115.00] CKT 1	BUS 27181 [15SE-115 115.00] TO BUS 27591 [CHCA-115 115.00] CKT 1	BUS 27181 [15SE-115 115.00] TO BUS 27211 [BERL-115 115.00] CKT 1	BUS 28181 [15SE-230 230.00] TO BUS 27181 [15SE-115 115.00] TO BUS 24181 [15SE-46 46.000] CKT 2	BUS 27211 [BERL-115 115.00] TO BUS 27341 [SMIG-115 115.00] CKT 1
2022	BUS 27181 [15SE-115 115.00] TO BUS 27211 [BERL-115 115.00] CKT 1	BUS 27281 [CHIN-115 115.00] TO BUS 27581 [SVIC-115 115.00] CKT 1	BUS 27321 [SRAF-115 115.00] TO BUS 27581 [SVIC-115 115.00] CKT 1	BUS 27181 [15SE-115 115.00] TO BUS 27211 [BERL-115 115.00] CKT 1	BUS 28181 [15SE-230 230.00] TO BUS 27181 [15SE-115 115.00] TO BUS 24181 [15SE-46 46.000] CKT 2	BUS 27111 [GUAJ-115 115.00] TO BUS 27351 [SANA-115 115.00] CKT 1
2023	BUS 27181 [15SE-115 115.00] TO BUS 27211 [BERL-115 115.00] CKT 1	BUS 27181 [15SE-115 115.00] TO BUS 27591 [CHCA-115 115.00] CKT 1	BUS 27181 [15SE-115 115.00] TO BUS 27591 [CHCA-115 115.00] CKT 1	BUS 27431 [SMAR-115 115.00] TO BUS 27461 [STOM-115 115.00] CKT 1	BUS 28181 [15SE-230 230.00] TO BUS 27181 [15SE-115 115.00] TO BUS 24181 [15SE-46 46.000] CKT 1	BUS 27211 [BERL-115 115.00] TO BUS 27341 [SMIG-115 115.00] CKT 1

Tabla 169. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde El Salvador a Guatemala – ES_GU

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]
2020	circuit "2" from 27161 [AHUA-115 115.00] to 3WNDTR [INTER 2] WND 2	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]	circuit "2" from 28181 [15SE-230 230.00] to 3WNDTR [INTER 4] WND 1	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]
2021	circuit "1" from 27211 [BERL-115 115.00] to 27341 [SMIG-115 115.00]	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]	circuit "1" from 27211 [BERL-115 115.00] to 27341 [SMIG-115 115.00]	circuit "1" from 28181 [15SE-230 230.00] to 3WNDTR [INTER 3] WND 1	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]
2022	circuit "1" from 27211 [BERL-115 115.00] to 27341 [SMIG-115 115.00]	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]	circuit "1" from 27211 [BERL-115 115.00] to 27341 [SMIG-115 115.00]	circuit "1" from 28181 [15SE-230 230.00] to 3WNDTR [INTER 3] WND 1	No converge Flujo de Carga
2023	circuit "1" from 27211 [BERL-115 115.00] to 27341 [SMIG-115 115.00]	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]	circuit "1" from 27361 [SANT-115 115.00] to 27371 [NEJA-115 115.00]	circuit "2" from 28181 [15SE-230 230.00] to 3WNDTR [INTER 4] WND 1	circuit "1" from 27181 [15SE-115 115.00] to 27211 [BERL-115 115.00]



Tabla 170. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Honduras a Guatemala – HO_GU

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	BUS 3037 [BER B507 138.00] TO BUS 3219 [MER 138 138.00] CKT 1	BUS 3001 [CJN U01 13.800] TO BUS 3032 [CJN B601 230.00] CKT 1	No se puede subir generación en HO	BUS 3155 [TON B610 230.00] TO BUS 3120 [TON B535 138.00] TO BUS 3961 [TER TON T61013.800] CKT 1	BUS 3351 [LUT B246 13.800] TO BUS 3355 [LUT B622 230.00] CKT 1	No se puede subir generación en HO
2020	BUS 3033 [SUY B612 230.00] TO BUS 3544 [CDH B629 230.00] CKT 1	BUS 3034 [PAV B620 230.00] TO BUS 3544 [CDH B629 230.00] CKT 1	No se puede subir generación en HO	BUS 3031 [CDA B530 138.00] TO BUS 3120 [TON B535 138.00] CKT 1	BUS 3034 [PAV B620 230.00] TO BUS 3301 [AGC B624 230.00] CKT 1	No se puede subir generación en HO
2021	BUS 3059 [ELC B560 138.00] TO BUS 3122 [TSZ B526 138.00] CKT 1	BUS 3059 [ELC B560 138.00] TO BUS 3122 [TSZ B526 138.00] CKT 1	No se puede subir generación en HO	BUS 3002 [CJN U02 13.800] TO BUS 3032 [CJN B601 230.00] CKT 1	BUS 3034 [PAV B620 230.00] TO BUS 3544 [CDH B629 230.00] CKT 1	No converge flujo de cargas
2022	BUS 3034 [PAV B620 230.00] TO BUS 3544 [CDH B629 230.00] CKT 1	BUS 3029 [CRL B501 138.00] TO BUS 3103 [SGT 138KV 138.00] CKT 1	Límite máximo de transferencia alcanzado	BUS 3155 [TON B610 230.00] TO BUS 3120 [TON B535 138.00] TO BUS 3961 [TER TON T61013.800] CKT 1	#N/A	BUS 3203 [SPS B558 138.00] TO BUS 3204 [AGP B556 138.00] CKT 1
2023	BUS 3031 [CDA B530 138.00] TO BUS 3120 [TON B535 138.00] CKT 1	BUS 3034 [PAV B620 230.00] TO BUS 3544 [CDH B629 230.00] CKT 1	Límite máximo de transferencia alcanzado	BUS 3155 [TON B610 230.00] TO BUS 3120 [TON B535 138.00] TO BUS 3961 [TER TON T61013.800] CKT 1	BUS 3033 [SUY B612 230.00] TO BUS 3030 [SUY B515 138.00] TO BUS 3132 [SUY R213 13.800] CKT 1	Límite máximo de transferencia alcanzado

Tabla 171. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Honduras a Guatemala – HO_GU

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	No se puede subir generación en HO	No se puede subir generación en HO	No se puede subir generación en HO	No se puede subir generación en HO	No se puede subir generación en HO	No se puede subir generación en HO
2020	No se puede subir generación en HO	No se puede subir generación en HO	No se puede subir generación en HO	No se puede subir generación en HO	circuit "1" from 3033 [SUY B612 230.00] to 3544 [CDH B629 230.00]	No se puede subir generación en HO
2021	No se puede subir generación en HO	No se puede subir generación en HO	No se puede subir generación en HO	No se puede subir generación en HO	No se puede subir generación en HO	No se puede subir generación en HO
2022	No se puede subir generación en HO	No se puede subir generación en HO	Límite Máx Alcanzado	circuit "1" from 3033 [SUY B612 230.00] to 3WNDTR [SUY T612] WND 1	No se puede subir generación en HO	No se puede subir generación en HO
2023	circuit "1" from 3030 [SUY B515 138.00] to 3085 [MFL B523 138.00]	No se puede subir generación en HO	Límite Máx Alcanzado	circuit "1" from 3033 [SUY B612 230.00] to 3WNDTR [SUY T612] WND 1	circuit "1" from 3033 [SUY B612 230.00] to 3WNDTR [SUY T612] WND 1	No se puede subir generación en HO



Tabla 172. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Honduras a El Salvador – HO_ES

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	BUS 3037 [BER B507 138.00] TO BUS 3219 [MER 138 138.00] CKT 1	BUS 21171 [CGRA-U1 13.800] TO BUS 27171 [CGRA-115 115.00] CKT 1	No se puede bajar generación en ES	No converge flujo de carga	BUS 27811 [KILO-115 115.00] TO BUS 27812 [PROG-115 115.00] CKT 1	No se puede bajar generación en ES
2020	BUS 3203 [SPS B558 138.00] TO BUS 3204 [AGP B556 138.00] CKT 1	BUS 28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	No se puede bajar generación en ES	BUS 3037 [BER B507 138.00] TO BUS 3219 [MER 138 138.00] CKT 1	BUS 28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 2	No se puede bajar generación en ES
2021	BUS 3037 [BER B507 138.00] TO BUS 3219 [MER 138 138.00] CKT 1	BUS 28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	No se puede bajar generación en ES	BUS 27111 [GUAJ-115 115.00] TO BUS 27351 [SANA-115 115.00] CKT 1	BUS 3033 [SUY B612 230.00] TO BUS 3544 [CDH B629 230.00] CKT 1	No se puede bajar generación en ES
2022	BUS 3033 [SUY B612 230.00] TO BUS 3544 [CDH B629 230.00] CKT 1	BUS 3101 [SFE B505 138.00] TO BUS 3427 [AMT B541 138.00] CKT 1	No se puede bajar generación en ES	BUS 3267 [EL TORNILLO 230.00] TO BUS 3268 [TOR T1 13.800] CKT 1	BUS 28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 2	No se puede bajar generación en ES
2023	BUS 3033 [SUY B612 230.00] TO BUS 3544 [CDH B629 230.00] CKT 1	BUS 28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	No se puede bajar generación en ES	BUS 3155 [TON B610 230.00] TO BUS 3120 [TON B535 138.00] TO BUS 3961 [TER TON T61013.800] CKT 1	BUS 28371 [NEJA-230 230.00] TO BUS 27371 [NEJA-115 115.00] TO BUS 22372 [NEJA-23AT 23.000] CKT 1	No se puede bajar generación en ES

Tabla 173. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Honduras a El Salvador – HO_ES

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	No se puede subir generación en HO	No se puede subir generación en HO	No se puede bajar generación en ES	No converge el flujo de carga	No se puede subir Gen en HO	No se puede bajar generación en ES
2020	No se puede subir generación en HO	circuit "2" from 28371 [NEJA-230 230.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_2] WND 1	No se puede bajar generación en ES	No se puede subir generación en HO	circuit "1" from 28371 [NEJA-230 230.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_1] WND 1	No se puede bajar generación en ES
2021	circuit "1" from 3037 [BER B507 138.00] to 3179 [TER LVI 138 138.00]	circuit "2" from 28371 [NEJA-230 230.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_2] WND 1	No se puede bajar generación en ES	No se puede subir generación en HO	No se puede subir Gen en HO	No se puede bajar generación en ES
2022	No se puede subir generación en HO	No se puede subir generación en HO	No se puede bajar generación en ES	No se puede subir generación en HO	circuit "1" from 28371 [NEJA-230 230.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_1] WND 1	No se puede bajar generación en ES
2023	No se puede subir generación en HO	circuit "2" from 28371 [NEJA-230 230.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_2] WND 1	No se puede bajar generación en ES	circuit "1" from 3033 [SUY B612 230.00] to 3WNDTR [SUY T612] WND 1	circuit "2" from 28371 [NEJA-230 230.00] to 3WNDTR [NEJA_TR_2] WND 1	No se puede bajar generación en ES



Tabla 174. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Nicaragua a Honduras – NI_HO

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	BUS 3038 [PGR B509 138.00] TO BUS 3160 [RET 138KV 138.00] CKT 1	BUS 3033 [SUY B612 230.00] TO BUS 3544 [CDH B629 230.00] CKT 1	BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1	BUS 3038 [PGR B509 138.00] TO BUS 3160 [RET 138KV 138.00] CKT 1	BUS 3219 [MER 138 138.00] TO BUS 3408 [RNA 138KV 138.00] CKT 1	BUS 3038 [PGR B509 138.00] TO BUS 3160 [RET 138KV 138.00] CKT 1
2020	BUS 3038 [PGR B509 138.00] TO BUS 3160 [RET 138KV 138.00] CKT 1	BUS 3123 [VNU B520 138.00] TO BUS 3180 [CAR B540 138.00] CKT 1	No se puede bajar generación en HO	BUS 3038 [PGR B509 138.00] TO BUS 3108 [SMT B534 138.00] CKT 1	BUS 3060 [CYG B536 138.00] TO BUS 3091 [PAZ B525 138.00] CKT 1	BUS 3038 [PGR B509 138.00] TO BUS 3160 [RET 138KV 138.00] CKT 1
2021	BUS 3155 [TON B610 230.00] TO BUS 3301 [AGC B624 230.00] CKT 1	BUS 3032 [CJN B601 230.00] TO BUS 3095 [PGR B603 230.00] CKT 2	BUS 3301 [AGC B624 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1	BUS 3034 [PAV B620 230.00] TO BUS 3553 [SLU B637 230.00] CKT 1	BUS 3294 [COMAYAGUA II 138.00] TO BUS 3427 [AMT B541 138.00] CKT 1	BUS 3301 [AGC B624 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1
2022	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 3017 [LPT B202 13.800]	BUS 3078 [LPT B503 138.00] TO BUS 3203 [SPS B558 138.00] CKT 2	BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4417 [TERR-230 230.00] CKT 1	BUS 3155 [TON B610 230.00] TO BUS 3120 [TON B535 138.00] TO BUS 3961 [TER TON T61013.800] CKT 1	No se puede bajar generación en HO	BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4417 [TERR-230 230.00] CKT 1
2023	BUS 3294 [COMAYAGUA II 138.00] TO BUS 3427 [AMT B541 138.00] CKT 1	No se puede bajar generación en HO	BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4417 [TERR-230 230.00] CKT 1	BUS 3155 [TON B610 230.00] TO BUS 3120 [TON B535 138.00] TO BUS 3961 [TER TON T61013.800] CKT 1	BUS 3052 [CIR B537 138.00] TO BUS 3160 [RET 138KV 138.00] CKT 1	BUS 3301 [AGC B624 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1

Tabla 175. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Nicaragua a Honduras – NI_HO

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	circuit "1" from 4403 [LNI-230 230.00] to 4407 [FNH-230 230.00]	circuit "1" from 3108 [SMT B534 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	circuit "1" from 3108 [SMT B534 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	circuit "1" from 3108 [SMT B534 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	circuit "1" from 4403 [LNI-230 230.00] to 4407 [FNH-230 230.00]	circuit "1" from 3108 [SMT B534 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]
2020	No puede bajar generació en HO	circuit "1" from 3160 [RET 138KV 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	circuit "1" from 3108 [SMT B534 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	circuit "1" from 3108 [SMT B534 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]	No puede bajar generació en HO	circuit "1" from 3160 [RET 138KV 138.00] to 3038 [PGR B509 138.00]
2021	circuit "1" from 3034 [PAV B620 230.00] to 3553 [SLU B637 230.00]	circuit "1" from 3553 [SLU B637 230.00] to 3WNDTR [SLU T634] WND 1	circuit "1" from 3257 [SPS 230KV 230.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 1	circuit "1" from 3034 [PAV B620 230.00] to 3553 [SLU B637 230.00]	circuit "1" from 3034 [PAV B620 230.00] to 3553 [SLU B637 230.00]	circuit "1" from 3553 [SLU B637 230.00] to 3WNDTR [SLU T634] WND 1
2022	circuit "1" from 4320 [MTG-138 138.00] to 4331 [SEB-138 138.00]	circuit "1" from 3033 [SUY B612 230.00] to 3WNDTR [SUY T612] WND 1	No puede bajar generació en HO	circuit "1" from 4320 [MTG-138 138.00] to 4331 [SEB-138 138.00]	circuit "1" from 4320 [MTG-138 138.00] to 4331 [SEB-138 138.00]	circuit "1" from 3033 [SUY B612 230.00] to 3WNDTR [SUY T612] WND 1
2023	circuit "1" from 4320 [MTG-138 138.00] to 4331 [SEB-138 138.00]	circuit "1" from 3033 [SUY B612 230.00] to 3WNDTR [SUY T612] WND 1	circuit "1" from 3257 [SPS 230KV 230.00] to 3WNDTR [SPS T6XX] WND 1	circuit "1" from 3034 [PAV B620 230.00] to 3553 [SLU B637 230.00]	circuit "1" from 4320 [MTG-138 138.00] to 4331 [SEB-138 138.00]	circuit "1" from 3033 [SUY B612 230.00] to 3WNDTR [SUY T612] WND 1



Tabla 176. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Costa Rica a Nicaragua – CR_NI

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4920 [TCP-AT1 13.800] CKT 1	BUS 50002 [LIB230B 230.00] TO BUS 51150 [PAI230 230.00] CKT 1	BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4412 [FCS-230 230.00] CKT 1	BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4920 [TCP-AT1 13.800] CKT 1	BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4412 [FCS-230 230.00] CKT 1	BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 50053 [FIC-CAS230 230.00] CKT 10
2020	BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4920 [TCP-AT1 13.800] CKT 1	BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1	BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4920 [TCP-AT1 13.800] CKT 1	BUS 50052 [CAS230B 230.00] TO BUS 50102 [COR230B 230.00] CKT 1	BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1
2021	BUS 50002 [LIB230B 230.00] TO BUS 51150 [PAI230 230.00] CKT 1	BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4920 [TCP-AT1 13.800] CKT 1	BUS 51100 [ORO230 230.00] TO BUS 51150 [PAI230 230.00] CKT 1	BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4920 [TCP-AT1 13.800] CKT 1	BUS 50052 [CAS230B 230.00] TO BUS 50102 [COR230B 230.00] CKT 1	BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1
2022	BUS 50002 [LIB230B 230.00] TO BUS 51150 [PAI230 230.00] CKT 1	BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4341 [PEN-138 138.00] CKT 1	BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1	BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4920 [TCP-AT1 13.800] CKT 1	BUS 50052 [CAS230B 230.00] TO BUS 50102 [COR230B 230.00] CKT 1	BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1
2023	BUS 51150 [PAI230 230.00] TO BUS 51400 [BOR230 230.00] CKT 1	BUS 51150 [PAI230 230.00] TO BUS 51400 [BOR230 230.00] CKT 1	BUS 50002 [LIB230B 230.00] TO BUS 51150 [PAI230 230.00] CKT 1	BUS 50052 [CAS230B 230.00] TO BUS 50102 [COR230B 230.00] CKT 1	BUS 50052 [CAS230B 230.00] TO BUS 50102 [COR230B 230.00] CKT 1	BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1

Tabla 177. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Costa Rica a Nicaragua – CR_NI

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	circuit "2" from 4406 [TCP-230 230.00] to 3WNDTR [TCP-AT2] WND 1	circuit "1" from 50052 [CAS230B 230.00] to 50102 [COR230B 230.00]	circuit "1" from 4408 [FNC-230 230.00] to 4750 [AMY-230 230.00]	circuit "2" from 4406 [TCP-230 230.00] to 3WNDTR [TCP-AT2] WND 1	circuit "1" from 4408 [FNC-230 230.00] to 4750 [AMY-230 230.00]	circuit "1" from 4408 [FNC-230 230.00] to 4750 [AMY-230 230.00]
2020	circuit "1" from 4406 [TCP-230 230.00] to 3WNDTR [TCP-AT1] WND 1	circuit "2" from 4406 [TCP-230 230.00] to 3WNDTR [TCP-AT2] WND 1	circuit "10" from 4412 [FCS-230 230.00] to 51503 [FIC-GBO230 230.00]	circuit "2" from 4406 [TCP-230 230.00] to 3WNDTR [TCP-AT2] WND 1	circuit "1" from 50250 [MIR230A 230.00] to 51500 [GBO230 230.00]	circuit "10" from 4412 [FCS-230 230.00] to 51503 [FIC-GBO230 230.00]
2021	circuit "1" from 50300 [MOG230 230.00] to 51500 [GBO230 230.00]	circuit "2" from 4406 [TCP-230 230.00] to 3WNDTR [TCP-AT2] WND 1	circuit "1" from 50054 [CAS138 138.00] to 3WNDTR [T03] WND 1	circuit "2" from 4406 [TCP-230 230.00] to 3WNDTR [TCP-AT2] WND 1	circuit "1" from 50250 [MIR230A 230.00] to 51500 [GBO230 230.00]	circuit "10" from 4412 [FCS-230 230.00] to 51503 [FIC-GBO230 230.00]
2022	circuit "1" from 50300 [MOG230 230.00] to 51500 [GBO230 230.00]	No converge el flujo de carga	circuit "10" from 4412 [FCS-230 230.00] to 51503 [FIC-GBO230 230.00]	circuit "2" from 4406 [TCP-230 230.00] to 3WNDTR [TCP-AT2] WND 1	circuit "1" from 50250 [MIR230A 230.00] to 51500 [GBO230 230.00]	circuit "10" from 4412 [FCS-230 230.00] to 51503 [FIC-GBO230 230.00]
2023	No se Puede subir generación en CR	No se Puede subir generación en CR	circuit "1" from 50300 [MOG230 230.00] to 51500 [GBO230 230.00]	circuit "1" from 50250 [MIR230A 230.00] to 51500 [GBO230 230.00]	circuit "1" from 50250 [MIR230A 230.00] to 51500 [GBO230 230.00]	circuit "10" from 4412 [FCS-230 230.00] to 51503 [FIC-GBO230 230.00]



Tabla 178. Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Panamá a Costa Rica – PA_CR

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6087 [CAL115 115.00] CKT 1	BUS 6400 [FRONTCHA 230.00] TO BUS 58350 [CAH230 230.00] CKT 1	BUS 6011 [MDN230 230.00] TO BUS 6380 [BOQIII230 230.00] CKT 1	BUS 6011 [MDN230 230.00] TO BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6013 [MDN34 34.500] CKT T1	No se puede subir generación en PA	BUS 6011 [MDN230 230.00] TO BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6013 [MDN34 34.500] CKT T1
2020	BUS 53204 [GAR138A 138.00] TO BUS 54104 [POA138 138.00] CKT 1	BUS 6036 [SMA115 115.00] TO BUS 6165 [FLO115 115.00] CKT 1	Valor Máximo de Transferencia alcanzado	No se puede subir generación en PA	No se puede subir generación en PA	BUS 6011 [MDN230 230.00] TO BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6013 [MDN34 34.500] CKT T1
2021	Valor Máximo de Transferencia alcanzado	Valor Máximo de Transferencia alcanzado	Valor Máximo de Transferencia alcanzado	No se puede subir generación en PA	BUS 6011 [MDN230 230.00] TO BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6013 [MDN34 34.500] CKT T1	BUS 6011 [MDN230 230.00] TO BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6013 [MDN34 34.500] CKT T1
2022	Valor Máximo de Transferencia alcanzado	BUS 53204 [GAR138A 138.00] TO BUS 54104 [POA138 138.00] CKT 1	Valor Máximo de Transferencia alcanzado	No se puede subir generación en PA	BUS 6179 [GUA230 230.00] TO BUS 6360 [GLA230 230.00] CKT 22	BUS 6263 [ESP230 230.00] TO BUS 6264 [CHANG1 13.800] CKT T1
2023	Valor Máximo de Transferencia alcanzado	Valor Máximo de Transferencia alcanzado	Valor Máximo de Transferencia alcanzado	No se puede subir generación en PA	BUS 6011 [MDN230 230.00] TO BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6013 [MDN34 34.500] CKT T1	BUS 6011 [MDN230 230.00] TO BUS 6012 [MDN115 115.00] TO BUS 6013 [MDN34 34.500] CKT T1

Tabla 179. Elemento Sobrecargado por las Contingencias Limitantes a las Transferencias desde Panamá a Costa Rica – PA_CR

Año	Verano			Invierno		
	Dem Max	Dem Media	Dem Min	Dem Max	Dem Media	Dem Min
2019	circuit "16" from 6012 [MDN115 115.00] to 6087 [CAL115 115.00]	circuit "1" from 6000 [FRONTPRO 230.00] to 6014 [PRO230 230.00]	circuit "1" from 6000 [FRONTPRO 230.00] to 6014 [PRO230 230.00]	circuit "T2" from 6011 [MDN230 230.00] to 3WNDTR [TRAFO2] WND 1	No se Puede subir generación en PA	circuit "T2" from 6012 [MDN115 115.00] to 3WNDTR [TRAFO2] WND
2020	circuit "1" from 53206 [GAR138B 138.00] to 53256 [NAR138B 138.00]	circuit "5A" from 6018 [CAC115 115.00] to 6165 [FLO115 115.00]	Valor Máximo de Transferencia alcanzado	No se Puede subir generación en PA	No se Puede subir generación en PA	circuit "T2" from 6011 [MDN230 230.00] to 3WNDTR [TRAFO2] WND 1
2021	Valor Máximo de Transferencia alcanzado	Valor Máximo de Transferencia alcanzado	Valor Máximo de Transferencia alcanzado	No se Puede subir generación en PA	No se Puede subir generación en PA	circuit "T2" from 6011 [MDN230 230.00] to 3WNDTR [TRAFO2_5] WND 1
2022	Valor Máximo de Transferencia alcanzado	circuit "1" from 53206 [GAR138B 138.00] to 53256 [NAR138B 138.00]	Valor Máximo de Transferencia alcanzado	No se Puede subir generación en PA	No se Puede subir generación en PA	No se Puede subir Gen en PA
2023	Valor Máximo de Transferencia alcanzado	Valor Máximo Transf Alcanzado	Valor Máximo de Transferencia alcanzado	No se Puede subir generación en PA	circuit "T2" from 6012 [MDN115 115.00] to 3WNDTR [TRAFO2_5] WND 2	circuit "T2" from 6012 [MDN115 115.00] to 3WNDTR [TRAFO2_5] WND 2