



Unidad de Planeación
Minero Energética



Proyecto Primer paquete
Obras Urgentes - 2024



MISIÓN
TRANSMISIÓN



Omar Andrés Camacho Morales

Ministro de Minas y Energía

Javier Campillo Jiménez

Viceministro de Energía

Carlos Adrián Correa Flórez

Director General UPME

Juan Carlos Bedoya Ceballos

Director General (E) UPME

José Lenin Morillo Carrillo

Subdirector de Energía Eléctrica

Elaboró

Subdirección de Energía Eléctrica

Grupos de Generación, Transmisión y Convocatorias

Con la asesoría del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión - CAPT, Conformado por:

ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.

Empresas Públicas de Medellín E.S.P. - EPM

GRUPO ENERGIA BOGOTA S.A. E.S.P.

DRUMMOND LTD

SIERRACOL ENERGY ARAUCA, LLC

CERRO MATOSO S.A.

ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P

CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.

AIR-E S.A.S. E.S.P.

TERMOBARRANQUILLA S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS "TEBSA S.A. (E.S.P.)"

EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.

Invitados permanentes del CAPT:

Ministerio de Minas y Energía

XM – Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

GIT Transmisión:

- Andrés Felipe Peñaranda Bayona
- Héctor Andrés Rosero Becerra
- Edgar Rubén Muela Velasco
- Felipe Betancur Londoño
- Jorge Eduardo Zuluaga Orozco
- Jorge Fernando Morales Machado
- Juan David Agudelo caro
- Juan David García Moreno
- Luis Fernando López Pineda
- Luisa Fernanda Correa Osorio
- Sergio Andrés Cubillos Cabrera

GIT Generación

- Diana Marcela Montaña Silva

- Alfonso Segura López
- Carlos Fernando Valles Franco
- Henry Josué Zapata Lesmes
- Juan Carlos Aponte Gutiérrez
- Luis Alfredo Hernández Beleño
- Mauricio Hernando Mañosca
- Angélica Vanessa Aldana Urrea
- Borman Leguizamo González

GIT Convocatorias

- Karol Enrique Cifuentes Thorrens
- Sandra Milena Álzate Ocampo
- David Ricardo Murcia Cortes
- Diana Patricia Serrano Sánchez
- Sergio Andrés Pastrana Pastrana

Subdirección de Demanda

- Jessica Arias Gaviria
- William Alberto Martínez Moreno

Colaboradores:

- Andrés Felipe Zapata Tapasco
- Brajham David Chitiva Lozada
- Brandon Stid Huaca Cuellar
- Cristhian Camilo González Garzón
- Felipe Rodríguez Tuta
- Fredy Augusto Gómez Martínez
- Jose Daniel Hurtado Solís
- Luz Adriana Duque Calle
- Manuel Octavio Acevedo Iles
- Óscar Iván Parra Acuña
- Paula Alejandra Bautista Aguilar
- Sonia Esperanza Echeverría Rojas
- Willian Fernando Villamil Castañeda
- Wilmer Guzmán Estupiñán
- Alejandra González Guañarita
- Aura María León Soler
- Cristian Camilo Fonseca Baquero
- David Andrés Sánchez Torres
- Estefany Osorio Arroyave
- Francisco de Paula Toro Zea
- German Alonso Sáenz Tovar
- Julián Sanabria Torres
- Yenifer Karina Ángel López

Comunicaciones UPME

Linda Cárdenas Ramírez

Diseño y diagramación:

María Fernanda Corredor

TABLA DE CONTENIDO

<i>Introducción</i>	13
<i>Compensadores síncronos – STR</i>	20
Antecedentes.....	21
Proyecto propuesto	25
Análisis técnicos	26
Análisis económicos	71
Fecha de puesta en operación	75
Conclusiones	75
Recomendaciones	75
<i>Subestación Magangué 500/110 kV y líneas asociadas</i>	76
Antecedentes.....	77
Proyecto propuesto	78
Análisis técnicos	80
Análisis económicos	113
Fecha de puesta en operación	117
Conclusiones	117
Recomendaciones	118
<i>Subestación Tonchalá 230/110 kV + SVC en la subestación ínsula 110 kV</i>	119
Antecedentes.....	120
Proyecto propuesto	120
Análisis técnicos	121
Análisis económicos	144
Fecha de puesta en operación	148
Conclusiones	148
Recomendaciones	149
<i>Subestación Nueva Quibdó 230/110 kV + SVC en la subestación Certeguí 110 kV</i>	150
Antecedentes.....	151
Proyecto propuesto	153
Análisis técnicos	155

Análisis económicos	175
Fecha de puesta en operación	179
Conclusiones	179
Recomendaciones	180
Anexo	180

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. Resumen de obras de expansión de transmisión propuestas	14
Figura 2. Diagrama unifilar GCM -Localización de compensadores Síncronos	25
Figura 3. Representación gráfica de métricas de evaluación de desempeño	30
Figura 4. Histograma de frecuencia – Sin Compensadores Síncronos	34
Figura 5. Diagrama de caja – Subestaciones GCM – Sin compensación	35
Figura 6. Diagrama de caja – Nodos específicos – Sin compensación	35
Figura 7. Histograma de frecuencia –Compensación 30 MVAR - Periodo 2028-2033, con contingencias	38
Figura 8. Diagrama de caja – Compensación 30 MVAR Periodo 2028-2033, con contingencias	38
Figura 9. Diagrama de caja – Compensación 30 MVAR Periodo 2028-2033 -Nodos específicos - con contingencias	39
Figura 10. Histograma de frecuencia – Compensación 30 MVAR - Sin Guajiras - Periodo 2028-2033, con contingencias	41
Figura 11. Diagrama de caja – Compensación 30 MVAR – Sin Guajiras – Subestaciones GCM - Periodo 2028-2033, con contingencias	42
Figura 12. Diagrama de caja – Compensación 30 MVAR – Sin Guajiras - Periodo 2028-2033 - Nodos específicos - con contingencias	42
Figura 13. Histograma de frecuencia – Compensación 30 MVAR – Sin Guajiras - Sin Bureche - Periodo 2028-2033, con contingencias	45
Figura 14. Diagrama de caja – Compensación 30 MVAR - Sin Guajiras - Sin Bureche - Periodo 2028-2033, con contingencias	46
Figura 15. Diagrama de caja – Compensación 30 MVAR - Sin Guajiras - Sin Bureche - Periodo 2028-2033- Nodos específicos - con contingencias	46
Figura 16. Histograma de frecuencias – Compensación 30 MVAR – Comparación de Escenarios de simulación - Periodo 2028-2033, con contingencias	47
Figura 17. Histograma de frecuencia – Comparación de casos de estudio – Alternativa 40 MVAR - Periodo 2028-2033, con contingencias	51
Figura 18. Diagramas de caja – Comparación de casos de estudio – Alternativa 40 MVAR - Periodo 2028-2033, con contingencias	52

Figura 19. Diagramas de caja – Comparación de casos de estudio – Alternativa 40 MVAR – Nodos específicos, con contingencias.....	53
Figura 20. Histograma de frecuencia – Comparación de casos de estudio – Alternativa 50 MVAR - Periodo 2028-2033, con contingencias.....	57
Figura 21. Diagrama de caja – Comparación de casos de estudio – Alternativa 50 MVAR - Periodo 2028-2033, con contingencias.....	58
Figura 22. Diagrama de caja – Comparación de casos de estudio – Alternativa 50 MVAR – Nodos específicos, con contingencias.....	59
Figura 23. Histograma de frecuencia – Comparación de casos de estudio – Alternativa 60 MVAR - Periodo 2028-2033, con contingencias.....	63
Figura 24. Diagrama de caja – Comparación de casos de estudio – Alternativa 60 MVAR - Periodo 2028-2033, con contingencias.....	64
Figura 25. Diagrama de caja – Comparación de casos de estudio – Alternativa 60 MVAR – Nodos específicos, con contingencias.....	65
Figura 26. Corrientes de cortocircuito – Área GCM – año 2033.....	71
Figura 27. Curva de eficiencia de Pareto.....	74
Figura 28. Diagrama unifilar del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.....	79
Figura 29. Disposición geográfica de los activos del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas. Fuente: Estudio AFINIA.....	80
Figura 30. Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa - Parte 1.....	86
Figura 31. Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 2.....	87
Figura 32. Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 3.....	88
Figura 33. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto – Red Completa.....	88
Figura 34. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por escenarios – Red Completa.....	89
Figura 35. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por subtensiones y sobretensiones – Red Completa.....	90
Figura 36. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Red Completa.....	90
Figura 37. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 1.....	91
Figura 38. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 2.....	92
Figura 39. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 3.....	93
Figura 40. Comparación del número de casos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y el caso con proyecto – Red Completa.....	94
Figura 41. Comparación del número de casos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por escenarios – Red Completa.....	94

Figura 42. Comparación los elementos críticos para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Red Completa.....	95
Figura 43. Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 – Parte 1.....	97
Figura 44. Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 – Parte 2.....	98
Figura 45. Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 – Parte 3.....	99
Figura 46. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto – Contingencias N-1.....	100
Figura 47. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por subtensiones y sobretensiones – Contingencias N-1.....	100
Figura 48. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 1.....	101
Figura 49. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 2.....	102
Figura 50. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 3.....	102
Figura 51. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 4.....	103
Figura 52. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 5.....	104
Figura 53. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 - Parte 1.....	105
Figura 54. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 - Parte 2.....	106
Figura 55. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 - Parte 3.....	107
Figura 56. Comparación del número de casos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y el caso con proyecto – Contingencias N-1.....	108
Figura 57. Comparación los elementos críticos para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencia N-1.....	108
Figura 58. Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 1.....	109
Figura 59. Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 2.....	110
Figura 60. Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 3.....	111
Figura 61. Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 4.....	112
Figura 62. Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 5.....	113
Figura 63. Diagrama unifilar del proyecto Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas.....	121

Figura 64. Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas – Red Completa - Parte 1.....	125
Figura 65. Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 2.....	126
Figura 66. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto – Red Completa.....	127
Figura 67. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por escenarios – Red Completa.....	127
Figura 68. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por subtensiones y sobretensiones – Red Completa.....	128
Figura 69. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Red Completa.....	129
Figura 70. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 1.....	130
Figura 71. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 2.....	131
Figura 72. Comparación del número de casos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y el caso con proyecto – Red Completa.....	132
Figura 73. Comparación del número de casos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por escenarios – Red Completa.....	133
Figura 74. Comparación los elementos críticos para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Red Completa.....	133
Figura 75. Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 – Parte 1.....	133
Figura 76. Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 – Parte 2.....	134
Figura 77. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto – Contingencias N-1.....	136
Figura 78. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por subtensiones y sobretensiones – Contingencias N-1.....	136
Figura 79. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 1.....	137
Figura 80. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 2.....	137
Figura 81. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 3.....	138
Figura 82. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 4.....	138
Figura 83. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 - Parte 1.....	139
Figura 84. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 - Parte 2.....	140

Figura 85. Comparación del número de casos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y el caso con proyecto – Contingencias N-1.....	141
Figura 86. Comparación los elementos críticos para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencia N-1. – Parte 1.....	141
Figura 87. Comparación los elementos críticos para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencia N-1. – Parte 2.....	142
Figura 88. Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 1.....	143
Figura 89. Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 2.....	144
Figura 90. Red actual operada por DISPAC S.A. E.S.P.....	151
Figura 91. Proyecto Nueva Quibdó 220/115 kV y líneas asociadas + SVC 30 MVAr en Certeguí 115 kV.....	153
Figura 92. Posible ubicación de la obra “Nueva Quibdó 220/115 kV”. Fuente: UPME.....	154
Figura 93. Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas – Red Completa - Parte 1.....	159
Figura 94. Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas – Red Completa – Parte 2.....	160
Figura 95. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto – Red Completa.....	161
Figura 96. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por escenarios – Red Completa.....	161
Figura 97. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por subtensiones y sobretensiones – Red Completa.....	162
Figura 98. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Red Completa.....	163
Figura 99. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas – Red Completa – Parte 1.....	164
Figura 100. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas – Red Completa – Parte 2.....	165
Figura 101. Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas – Contingencias N-1 – Parte 1.....	166
Figura 102. Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas – Contingencias N-1 – Parte 2.....	167
Figura 103. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto – Contingencias N-1.....	168
Figura 104. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por subtensiones y sobretensiones – Contingencias N-1.....	168

Figura 105. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 1.....	169
Figura 106. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 2.....	170
Figura 107. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 3.....	170
Figura 108. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas – Contingencias N-1 - Parte 1.....	171
Figura 109. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas – Contingencias N-1 - Parte 2.	172
Figura 110. Comparación del número de casos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y el caso con proyecto – Contingencias N-1.....	173
Figura 111. Comparación los elementos críticos para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencia N-1.....	173
Figura 112. Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 1.....	175

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Resumen del paquete de obras	15
Tabla 2. Obras de expansión consideradas en ejecución	21
Tabla 3. Demanda anual de Potencia Máxima Regional SIN – Caribe (MW-año)	22
Tabla 4. Demanda Potencia Máxima (MW-año)	23
Tabla 5. Generación considerada en el periodo de análisis	23
Tabla 6. Obras consideradas en el análisis.	26
Tabla 7. Escenarios de simulación considerados en la evaluación del proyecto.	29
Tabla 8. Eventos de tensión en el sistema en demanda máxima, media y mínima - sin compensadores – Periodo 2028-2033, red completa.	31
Tabla 9. Eventos de tensión en el sistema por subestación - sin compensadores – Periodo 2028-2033, sin contingencia.	31
Tabla 10. Eventos de tensión en el sistema en demanda máxima, media y mínima - sin compensadores – Periodo 2028-2033, con contingencias.	32
Tabla 11. Eventos de tensión en el sistema por subestación afectada - sin compensadores – Periodo 2028-2033, con contingencias.	32
Tabla 12. Eventos de tensión en el sistema por Contingencia - sin compensadores – Periodo 2028-2033 con contingencias.	33
Tabla 13. Eventos de tensión en el sistema en demanda máxima, media y mínima - con compensadores 30 MVAR – Periodo 2028-2033, sin contingencia.	36
Tabla 14. Eventos de tensión en el sistema por subestación afectada - con compensadores 30 MVAR – Periodo 2028-2033, con contingencias.	37
Tabla 15. Eventos de tensión en el sistema por Contingencia - con compensadores 30 MVAR – Periodo 2028-2033, con contingencias.	37
Tabla 16. Eventos de tensión en el sistema en demanda máxima, media y mínima - con compensadores 30 MVAR – Sin Guajiras - Periodo 2028-2033, con contingencia.	40
Tabla 17. Eventos de tensión en el sistema por subestación afectada - con compensadores 30 MVAR – Sin Guajiras -Periodo 2028-2033, con contingencias.	40
Tabla 18. Eventos de tensión en el sistema por Contingencia - con compensadores 30 MVAR – Sin Guajiras – Periodo 2028-2033.	41
Tabla 19. Eventos de tensión en el sistema en demanda máxima, media y mínima - con compensadores 30 MVAR – Sin Guajiras – Sin Bureche - Periodo 2028-2033, con contingencia	43
Tabla 20. Eventos de tensión en el sistema por subestación afectada - con compensadores 30 MVAR – Sin Guajiras – Sin Bureche - Periodo 2028-2033, con contingencias.	44
Tabla 21. Eventos de tensión en el sistema por Contingencia - con compensadores 30 MVAR – Sin Guajiras – Sin Bureche – Periodo 2028-2033.	44
Tabla 22. Resumen de métricas - Valoración de. Compensación 30 MVAR	48
Tabla 23. Comparación de casos de estudio – Eventos por año - Alternativa 40 MVAR	49
Tabla 24. Comparación de casos de estudio – Eventos por escenario de demanda - Alternativa 40 MVAR	49
Tabla 25. Comparación de casos de estudio – Eventos por subestación - Alternativa 40 MVAR	49

Tabla 26. Comparación de casos de estudio – Eventos por contingencia - Alternativa 40 MVAR.....	50
Tabla 27. Resumen de métricas - Valoración de. Compensación 40 MVAR	54
Tabla 28. Comparación de casos de estudio – Eventos por año - Alternativa 50 MVAR	55
Tabla 29. Comparación de casos de estudio – Eventos por escenario de demanda - Alternativa 50 MVAR	55
Tabla 30. Comparación de casos de estudio – Eventos por subestación - Alternativa 50 MVAR.....	56
Tabla 31. Comparación de casos de estudio – Eventos por contingencia - Alternativa 50 MVAR.....	56
Tabla 32. Resumen de métricas - Valoración de. Compensación 50 MVAR	60
Tabla 33. Comparación de casos de estudio – Eventos por año - Alternativa 60 MVAR	61
Tabla 34. Comparación de casos de estudio – Eventos por escenario de demanda - Alternativa 60 MVAR	61
Tabla 35. Comparación de casos de estudio – Eventos por subestación - Alternativa 60 MVAR.....	61
Tabla 36. Comparación de casos de estudio – Eventos por contingencia - Alternativa 60 MVAR.....	62
Tabla 37. Resumen de métricas - Valoración de. Compensación 60 MVAR	66
Tabla 38. Datos base para cálculo de referencia – Métrica - Norma Euclidiana todo el conjunto de tensiones.....	67
Tabla 39. Determinación de valor de referencia para métricas de evaluación.....	67
Tabla 40. Resumen de métricas Normalizadas - Compensación 30 MVAR.....	68
Tabla 41. Resumen de métricas Normalizadas - Compensación 40 MVAR.....	68
Tabla 42. Resumen de métricas Normalizadas - Compensación 50 MVAR.....	69
Tabla 43. Resumen de métricas Normalizadas - Compensación 60 MVAR.....	69
Tabla 44. Evaluación final de alternativas.....	70
Tabla 45. Costo del proyecto en UC al 2024	72
Tabla 46. Relación B/C con base en los escenarios.....	72
Tabla 47. Relación B/C - Alternativas.....	73
Tabla 48. Inercia Guajiras	74
Tabla 49. Calculo Inercia de compensadores	74
Tabla 50. Proyectos de generación considerados para la evaluación de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.....	81
Tabla 51. Proyectos de transmisión considerados para la evaluación de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.....	83
Tabla 52. Escenarios de generación considerados para la evaluación de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.....	84
Tabla 53. Escenarios de demanda considerados para la evaluación de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.....	84
Tabla 54. Costo del proyecto Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas en UC al 2024	115
Tabla 55. Beneficios de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas por reducción de la DNA.....	116
Tabla 56. Relación Beneficio/Costo de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.....	116

Tabla 57. Proyectos de generación considerados para la evaluación de la obra Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas.....	122
Tabla 58. Proyectos de transmisión considerados para la evaluación de la obra Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas.....	122
Tabla 59. Escenarios de generación considerados para la evaluación de la obra Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas.....	123
Tabla 60. Escenarios de demanda considerados para la evaluación de la obra Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas.....	123
Tabla 61. Costo del proyecto Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas en UC al 2024	146
Tabla 62. Beneficios de la obra Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas por reducción de la DNA.....	147
Tabla 63. Relación Beneficio/Costo de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas	147
Tabla 64. Obra propuesta - Nueva Quibdó 220/115 kV y obras asociadas.....	154
Tabla 65. Proyectos de generación considerados para la evaluación de la obra Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas.....	155
Tabla 66. Escenarios de generación considerados para la evaluación de la obra Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas.....	157
Tabla 67. Escenarios de demanda considerados para la evaluación de la obra Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas.....	157
Tabla 68. Costo del proyecto Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas en UC al 2024	177
Tabla 69. Beneficios de la obra Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas por reducción de la DNA.....	178
Tabla 70. Relación Beneficio/Costo de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.....	178

Introducción

El sistema eléctrico colombiano actual se caracteriza por su robustez y capacidad de soportar la demanda existente, gracias a una infraestructura desarrollada y consolidada a lo largo de los años. No obstante, la dinámica del sector energético está experimentando un cambio de paradigma significativo, impulsado por el acelerado crecimiento de la demanda eléctrica y la urgente necesidad de diversificar la matriz de generación, donde las fuentes renovables no convencionales juegan un papel muy importante. Este escenario plantea la imperiosa necesidad de un proceso de **planeación del sistema de transmisión** que sea constante, oportuno y eficiente. Por lo tanto, solo mediante una planificación adecuada y proactiva se podrá garantizar una transición energética segura y confiable, permitiendo que el sistema eléctrico colombiano evolucione para satisfacer las necesidades futuras y contribuyendo al desarrollo sostenible del país.

En este contexto, se han identificado necesidades urgentes en algunas subestaciones del sistema que a la fecha requieren acciones operativas como el deslastre de carga o la programación de unidades de generación de seguridad para garantizar la calidad, confiabilidad y seguridad en la operación del sistema. Dentro de las principales restricciones evidenciadas se encuentra la vulnerabilidad de algunas subestaciones, especialmente en la subárea **Guajira – Cesar – Magdalena (GCM)**, la propagación de huecos de tensión y al **Fenómeno de Recuperación Lenta Inducida de Tensión por Falla (FIDVR)**, así como también se han evidenciado agotamientos en la capacidad de transporte y subtensiones en diferentes regiones del **Caribe, Chocó y Norte de Santander**, lo que ha llevado a XM a la declaración de situación de emergencia en dichas zonas.

Para la subárea eléctrica GCM, se resalta la necesidad de nuevos proyectos que permitan aumentar la capacidad de intercambio de energía en el área Caribe, debido a la adición de nueva capacidad de generación. Adicionalmente, el crecimiento de la demanda en la zona Caribe, superior al promedio nacional, y los posibles retrasos en los proyectos de expansión, los cuales presentan dificultades para cumplir con los criterios regulatorios de tensión eléctrica, han llevado al CND a declarar en emergencia varios nodos de la subárea GCM. Dados estos desafíos operativos, se plantea la necesidad de definir proyectos para la instalación de equipos con capacidad de control dinámico de potencia reactiva que permitan aumentar la fortaleza eléctrica del sistema y lo hagan robusto ante posibles perturbaciones de tensión en la red.

Por otra parte, en la región de **Córdoba – Sucre** se ha presentado un aumento significativo de la demanda, y dado el agotamiento de capacidad de la radialidad del corredor **Chinú-Sincé-Magangué-Mompox**, se identifican restricciones para atender la demanda en Mompox en los rangos de tensión admisible, el cual también se encuentra inmerso en **Estado de Severidad del Servicio Público de Suministro de Energía (ESPS)** asociados con la sobrecarga de los autotransformadores 1, 2 o 3 de Chinú 500/110/34.5 kV. Caso similar, en cuanto a limitación para atender la demanda a condiciones nominales de tensión y ESPS por baja tensión, aplica para El Banco 110 kV. Debido a dichas restricciones, el CND declaró la condición de emergencia tanto en Mompox 110 kV como en El Banco 110 kV.

Para el área operativa Nordeste, se evidencian restricciones críticas en la zona de Cúcuta y sus alrededores debido a la sobrecarga de los transformadores que alimentan esta zona ante la contingencia N-1 de alguno de estos, así como también de subtensiones en red completa debido al crecimiento de la demanda por encima de los valores pronosticados. Esto ha llevado a que a la fecha se tengan consignas por parte del CND para techar la demanda atendible en la zona.

Finalmente, en la región del Chocó, se presentan casos de baja tensión del **Sistema de Transmisión Regional (STR)** operado por DISPAC S.A. E.S.P. ante condiciones de indisponibilidad de algún elemento, por las cuales el CND ha declarado en estado de emergencia dicha zona operativa.

Teniendo en cuenta las necesidades anteriormente expuestas, la **Unidad de Planeación Minero – Energética (UPME)**, como encargada de la planeación de la infraestructura del sistema eléctrico nacional para garantizar la seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica del país, propone el desarrollo de cuatro obras de expansión principales localizadas en las subáreas de **Guajira – Cesar – Magdalena (GCM), Córdoba – Sucre, Chocó y Norte de Santander**, tal y como se puede observar en la siguiente figura.

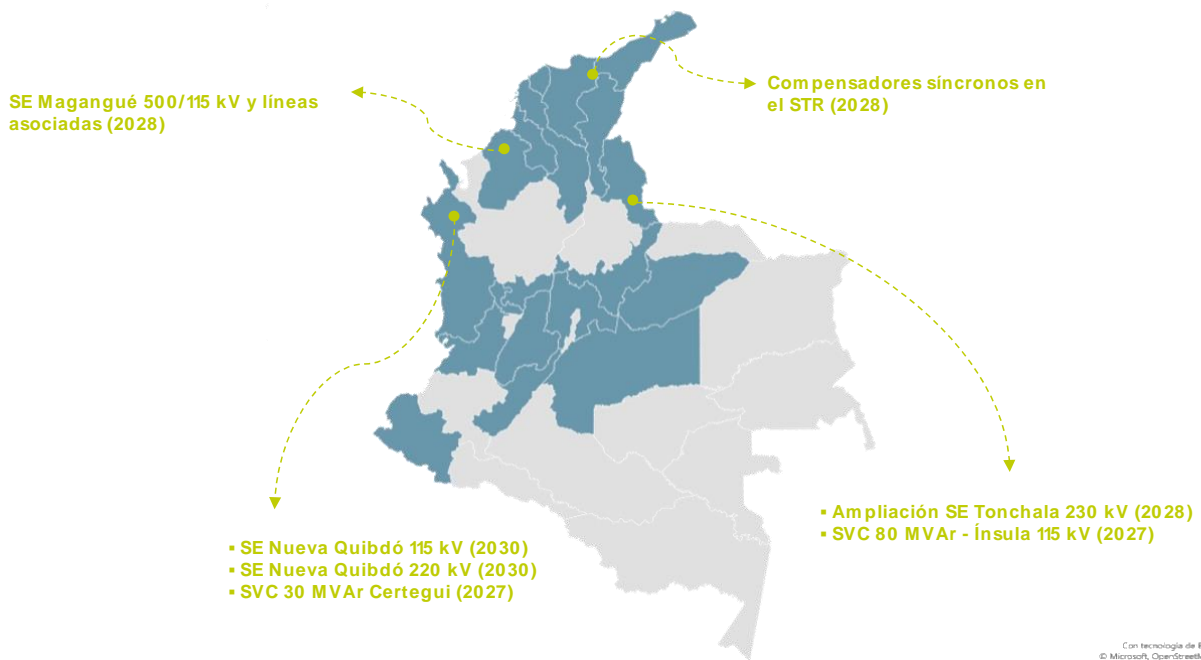


Figura 1. Resumen de obras de expansión de transmisión propuestas.

La descripción de cada una de estas obras, así como también el impacto de estas sobre el **Sistema Interconectado Nacional (SIN)** se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla 1. Resumen del paquete de obras.

Proyecto	Descripción de la obra	Impacto de la obra	Relación B/C
Compensadores síncronos - STR	STR: Instalación de compensadores síncronos de 50 MVAR en las siguientes subestaciones: <ul style="list-style-type: none"> - El Banco 110 kV - La Jagua 110 kV - Maicao 110 kV, - Guatapurí 110 kV - Bureche 110 kV 	Las obras propuestas permiten mejorar los niveles de tensión de toda la subárea y disminuir las necesidades de generación de seguridad en la misma. Por otra parte, dada la alta penetración de fuentes de energía renovables no convencionales, la obra en cuestión permite brindarle fortaleza al sistema de GCM en cuanto a los niveles de cortocircuito, como también en los niveles de inercia, los cuales permitirán una adecuada integración de fuentes renovables no convencionales.	9.234
Subestación Magangué 500/115 kV y líneas asociadas	STN: <ul style="list-style-type: none"> - S/E Magangué 500/110 kV, alimentada a través de la reconfiguración de la línea Chinú – El Copey 500 kV, en Chinú – Nueva Magangué – El Copey. STR: <ul style="list-style-type: none"> - Repotenciación línea Magangué – 	Con las obras propuestas, se observa un mejoramiento y mantenimiento de los niveles de tensión en los nodos de Sincé 110 kV, Magangué 110 kV, Mompox 110 kV y El Banco 110 kV; los cuales se tenían como críticos sin la existencia del proyecto. Adicionalmente se observa un mejoramiento en el perfil de cargabilidades de la línea	5.0

Proyecto	Descripción de la obra	Impacto de la obra	Relación B/C
	<p>Mompox (LN 715) 110 kV,</p> <ul style="list-style-type: none"> - Doble circuito Mompox – El Banco 110 kV. - Segunda línea Magangué – Mompox 110 kV 	<p>Chinú – Sincé 110 kV, así como también de los transformadores de Chinú 500/110 kV.</p> <p>Las obras propuestas brindan un aumento significativo para la confiabilidad de la zona de influencia, así como garantía para la atención adecuada de la demanda a largo plazo.</p>	
<p>Subestación Tonchalá 230 kV + SVC de 80 MVAR en Ínsula 115 kV</p>	<p>STN:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Construcción de una nueva subestación Tonchalá 220 kV a partir de la apertura de la línea “Tasajero – Cúcuta 230 kV, la cual conectará con la subestación Tonchalá 115 kV por medio de dos transformadores de 150 MVA c/u. <p>STR:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Instalación de un SVC de 80 MVAR en la subestación Ínsula 115 kV. 	<p>El análisis técnico y los resultados obtenidos se evidencia la mitigación de las problemáticas en la zona de Cúcuta y sus alrededores, así como también, la reducción de condiciones inseguras de operación en escenarios de contingencia sencilla desde el año inicial de análisis.</p> <p>Específicamente, se observa la reducción en la sobrecarga de los activos de uso del STN y STR ante contingencias sencillas, así como la mitigación de algunas condiciones de subtensión dentro del área de impacto.</p> <p>La instalación del SVC de 80 MVAR en la subestación Ínsula no solo mejora los perfiles de tensión de la zona, también elimina la</p>	<p>4.79</p>

Proyecto	Descripción de la obra	Impacto de la obra	Relación B/C
		sobrecarga que se observaba en la línea Tasajero - Tonchalá 230 kV para condiciones de red completa en el año 2048 y disminuye las cargabilidades en otras líneas, complementando la obra "Tonchalá 230 kV y líneas asociadas".	
Subestación Nueva Quibdó 220/115 kV y líneas asociadas + SVC de 30 MVAr en Cértegui 115 kV	<p>STN:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Barraje a nivel de tensión 220 kV en la subestación Nueva Quibdó. - Doble Circuito Nueva Quibdó - Carrieles 220kV <p>STR:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Nueva subestación denominada "Nueva Quibdó 220/115kV" (En sustitución de Atrato o El Siete 2") mediante el seccionamiento del enlace "El Siete - Quibdó (huapango)115kV" - Enlace Cértegui - Nueva Quibdó 115kV - Enlace Hispania 115kV - Nueva Quibdó 115kV 	<p>Los resultados obtenidos muestran que, con la entrada en operación de los 30 MVAr de compensación capacitiva tienen un impacto positivo en el sistema, toda vez que, los perfiles de tensiones en el sistema mejoran tanto en red completa como ante contingencia, sin embargo, esta parte de la obra de expansión propuesta no es suficiente, pues aún se siguen presentando violaciones de tensión ante la salida del circuito Cértegui - Quibdó 1 115, lo cual empeora con cada año que pasa con el aumento de la demanda.</p> <p>Dado lo anterior, es clara la necesidad de las obras planteadas para el año 2030, ya que con la entrada de estas los perfiles de tensiones en la red de DISPAC mejoran en</p>	14.56

Proyecto	Descripción de la obra	Impacto de la obra	Relación B/C
	<ul style="list-style-type: none"> - 30 MVA de compensación capacitiva dinámica (SVC) en la subestación Cértegui 115 	red completa y ante contingencia sencilla N-1, con tensiones por encima de 0.98 pu.	

Finalmente, dada la urgencia y la necesidad de las obras en cuestión se recomienda la implementación de las siguientes obras por el mecanismo de obras de urgencia, conforme a lo establecido en la **Resolución 90604 de 2014** expedida por el Ministerio de Minas y Energía, y a la **Resolución CREG 093 de 2014**.

- Nueva subestación **S/E Magangué 500/110 kV - STN**, la cual consiste en la construcción de una nueva subestación 500 kV alimentada a través de la reconfiguración de la línea **Chinú – El Copey 500 kV**, en **Chinú – Nueva Magangué – El Copey**.
- Nueva subestación **S/E Magangué 500/110 kV - STR**, la cual consiste en la repotenciación línea **Magangué – Mompox (LN 715) 110 kV**, construcción de un doble circuito **Mompox – El Banco 110 kV**, y la construcción de una segunda línea **Magangué – Mompox 110 kV**.
- Instalación de un SVC de 80 MVA en la subestación **Ínsula 115 kV**.
- Instalación de un SVC de 30 MVA en la subestación **Cértegui 115 kV**.

Por otra parte, recomienda anexar al plan de expansión de transmisión 2022 – 2036 las siguientes obras:

- Compensadores síncronos STR, la cual consiste en la instalación de 5 compensadores síncronos en las subestaciones **El Banco 110 kV, La Jagua 110 kV, Maicao 110 kV, Guatapurí 110 kV y Bureche 110 kV**.
- Subestación **Tonchalá 220 kV** y líneas asociadas, la cual consiste en la construcción de una nueva subestación **Tonchalá 220 kV** a partir de la apertura de la línea **“Tasajero – Cúcuta 230 kV”**.
- Transformadores **Tonchalá 220/110 kV**, la cual consiste en la instalación de dos transformadores de **150 MVA c/u** para conectar las subestaciones **Tonchalá 110 kV y Tonchalá 220 kV**.

- **Nueva Quibdó 220 kV y líneas asociadas**, la cual consiste en la construcción de una subestación a nivel de tensión 220 kV y la construcción de un doble **Circuito Nueva Quibdó - Carrieles 220kV**.

Nueva Quibdó 115 kV y líneas asociadas, la cual consiste en la construcción de un barraje de 115 kV a partir de la apertura de la línea Quibdó – El Siete 115 kV, la instalación de dos (2) transformadores de 150 MVA, y la construcción de las líneas Cértegui – Nueva Quibdó 115 kV y Hispania – Nueva Quibdó 115 kV.



Región Caribe

Compensadores síncronos – STR

Obras Urgentes – 2024



Antecedentes

La **Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)** es la entidad encargada de la planificación de la infraestructura del sistema eléctrico nacional. Esta entidad formula planes y programas para garantizar la **seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica del país**. Al identificar las necesidades futuras, se desarrollan obras de expansión que aseguran el cumplimiento de estas necesidades conforme a la normativa vigente. Lo anterior en un horizonte de planeación de corto, mediano y largo plazo con ventanas de 3, 5 y mayores a 10 años, respectivamente. Entre los planes desarrollados por la **UPME** están los de expansión de generación y transmisión, que sirven como referencia. Estos planes son el resultado de diagnosticar la red en el horizonte de tiempo establecido y consecuentemente se recomiendan soluciones a problemáticas que puedan impedir el correcto funcionamiento del sistema y afectar la prestación del servicio en el territorio nacional.

El plan de expansión de referencia Generación – Transmisión 2022-2036 reveló problemas asociados con los perfiles de tensión de la región Caribe. Para abordar esta problemática se propusieron varias obras de expansión destinadas a fortalecer el **Sistema de Transmisión Regional (STR)** de la zona Caribe, especialmente en la subárea de **La Guajira, Cesar y Magdalena (GCM)**, para mejorar así los perfiles de tensión en las subestaciones. En los años posteriores estas obras propuestas fueron adjudicadas por medio de convocatoria pública.

La **Tabla 2** muestra con mayor detalle el nombre de los proyectos adjudicados, la **FPO inicial** y la **FPO actual**.

Tabla 2. Obras de expansión consideradas en ejecución

Proyecto Obra / Generador	FPO inicial	FPO Actual
UPME STR 01-2021 Almacenamiento de Energía con Baterías – Atlántico	30/06/2023	04/02/2024
FACTS serie SSSC en los circuitos 220 kV Tebsa – Sabanalarga 1 y 2, Flores – Nueva Barranquilla 1 y 2, Caracolí – Sabanalarga	30/06/2024	30/06/2024
Nueva Subestación Galapa 110kV	31/12/2023	31/12/2025
Nueva Subestación Palermo 110 kV	31/12/2024	31/12/2026
Repotenciación línea Cuestecita - Maicao (400A)	2016	En operación
Repotenciación línea El Paso – El Banco (400A)	2016	En operación
Repotenciación línea Codazzi – La Jagua (300A) (LN 620)	2017	En operación
UPME STR 13 de 2015 La Loma 110 kV	30/06/2018	En operación
UPME 10-2019 Río Córdoba - Bonda 220 kV	30/11/2023	16/06/2024
Normalización segundo transformador Copey 220/110/34.5 kV	31/12/2022	31/3/2024
Nueva Subestación Guatapurí 110kV	30/09/2022	29/09/2024
UPME 04-2019 La Loma - Sogamoso 500 kV	31/12/2023	13/12/2024
UPME 09 - 2016 Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	30/11/2019	25/08/2024

Proyecto Obra / Generador	FPO inicial	FPO Actual
FACTS serie SSSC en los dos circuitos de la línea Bureche– Termocol (Bonda) – Termogujira 220 kV (Etapa 1)	31/07/2022	En operación
Nueva Subestación San Juan 220/110 kV	30/06/2025	31/12/2025

Tal como se puede apreciar, las obras han presentado retrasos, en su mayoría debido a temas relacionados con su licenciamiento ambiental, por lo que sus **FPO** se han postergado. Los retrasos de estas obras hacen que varias de las restricciones operativas y eléctricas detectadas en la subárea **GCM** no se solucionen a tiempo e incluso se agraven provocando entre otras situaciones que la prestación del servicio de energía eléctrica se vea sujeto en ocasiones a **Demanda No Atendida (DNA)**. Sumado a esto, las más recientes proyecciones de demanda en el área de Caribe indican que el crecimiento en esta área es mayor al promedio nacional, lo que incrementa el riesgo de problemas de seguridad en la red ocasionados por los niveles de tensión en la zona.

La Unidad publicó en su página web el Informe de Proyección de la Demanda Energía Eléctrica y Potencia Máxima **2023-2037**, junto con el Anexo en Excel, de donde se extrajo la **Tabla 3**. En esta tabla se puede observar la proyección de la demanda para el área Operativa del Caribe:

Tabla 3. Demanda anual de Potencia Máxima Regional SIN – Caribe (MW-año)

Año	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2023	2.970	2.970	2.970	2.970	2.970
2024	2.881	3.066	2.719	3.014	2.762
2025	2.930	3.201	2.690	3.123	2.754
2026	3.014	3.351	2.710	3.253	2.791
2027	3.120	3.522	2.764	3.405	2.859
2028	3.229	3.693	2.823	3.557	2.931
2029	3.339	3.864	2.884	3.709	3.005
2030	3.454	4.042	2.951	3.868	3.084
2031	3.573	4.225	3.021	4.031	3.167
2032	3.693	4.409	3.092	4.195	3.250
2033	3.815	4.598	3.165	4.363	3.336
2034	3.943	4.794	3.243	4.537	3.426
2035	4.072	4.992	3.321	4.713	3.517
2036	4.203	5.194	3.400	4.893	3.609
2037	4.338	5.403	3.483	5.079	3.705

Es importante resaltar que la **Tabla 3** no contempla la carga de los grandes consumidores (Existentes y Nuevos) asociados al área Operativa Caribe. Estas cargas se muestran a continuación en la **Tabla 4**:

Tabla 4. Demanda Potencia Máxima (MW-año)

Año	Drummond Río Córdoba	Drummond La Loma	Ternium	ULTRACEM	Dt Serena del Mar Fase1	Dt Serena del Mar Fase2
2023	16	120	15			
2024	13	120	15		2	
2025	13	120	15	20	2	
2026	13	120	15	20	2	
2027	13	120	15	20	2	
2028	13	120	105	20	2	5
2029	13	120	105	20	2	5
2030	13	120	105	20	2	5
2031	13	120	105	20	2	5
2032	13	120	105	20	2	5
2033	13	120	105	20	2	5
2034	13	120	105	20	2	5
2035	13	120	105	20	2	5
2036	13	120	105	20	2	5
2037	13	120	105	20	2	5

La **Tabla 5** muestra el resumen de la capacidad relacionada a los proyectos de generación y sus tecnologías, que ingresaran al SIN en el periodo **2024-2033**.

Tabla 5. Generación considerada en el periodo de análisis.

Año	Tecnología generación	Capacidad [MW]
2024	Eólica	710
	Solar fotovoltaica	1556,9
Total 2024		2266,9
2025	Eólica	1621
	Solar fotovoltaica	755,8
Total 2025		2376,8
2026	Eólica	201
	Solar fotovoltaica	309,6
Total 2026		510,6
2027	Eólica	50
	Solar fotovoltaica	209,9
Total 2027		259,9
2029	Solar fotovoltaica	19,9
Total 2029		19,9
Suma total		5434,1

Por otro lado, es necesario tomar como referencia la información incluida en los informes de restricciones de los trimestres 1 y 4 de 2022 elaborados por **XM**, en los cuales se presenta y detalla que algunas subestaciones del área Caribe, especialmente en la subárea **GCM**, son vulnerables a la propagación de huecos de tensión y al **Fenómeno De Recuperación Lenta Inducida de Tensión por Falla** (FIDVR, por sus siglas en inglés). Por esta circunstancia el **Centro Nacional de Despacho – CND** desde abril de 2022 declaró en condición de emergencia la subárea **GCM** y por ende ha programado los recursos de generación disponibles y necesarios para mitigar la ocurrencia del **FIDVR** en esta subárea.

Es importante agregar que con la entrada de los proyectos de expansión en transmisión y generación que han sido planificados en el periodo 2024-2033, se espera que parte de las restricciones operativas del área Caribe, en particular en la subárea **GCM**, se eliminen o disminuyan, sin embargo, estos proyectos que fueron planteados en su tiempo no se enfocaban en eliminar la susceptibilidad de la subárea **GCM** a la ocurrencia de estos fenómenos en especial el **FIDVR**.

En este mismo contexto, la adición significativa de nueva capacidad de generación de energía en el área Caribe, en particular en la subárea **GCM**, respecto a su demanda interna resalta la necesidad de identificar e implementar nuevos proyectos con el propósito de aumentar la capacidad de intercambio (exportación e importación) del área al resto del **SIN**. Estas propuestas deben ir en conjunto con otras iniciativas que suministren el adecuado respaldo de potencia reactiva, especialmente ante posibles situaciones de congestión de la red debido a niveles elevados de exportación e importación de potencia entre las distintas áreas.

Por otra parte es importante señalar que el crecimiento de la demanda en la zona de Caribe es superior al promedio nacional, y con la posibilidad del retraso de proyectos de expansión, se identifica la dificultad para cumplir, en condición de red completa y en contingencia N-1, con los criterios regulatorios de tensión eléctrica de estado estacionario y dinámico, es por esto, que el **CND** desde junio de 2023 declaró en condición de emergencia los nodos de la subárea **GCM**, específicamente: El Banco **110 kV**, San Juan **110 kV** y Guatapurí **34.5 kV**.

En conclusión, en los nodos del área Caribe y en especial de la subárea **GCM**, se identifica que la entrada progresiva de proyectos de transmisión y generación abren la puerta a nuevos escenarios de operación en los que podrá presentarse, en condición de red completa o ante contingencia N-1, bajas o altas tensiones de operación en los nodos a partir del uso o congestión de la red.

Todo lo indicado representa nuevos retos para la operación del área como son los asociados a las condiciones de baja fortaleza de la red y su impacto asociado como huecos de tensión, **FIDVR** y posible inestabilidad en los recursos basados en inversores, lo que obliga a la implementación de equipos con capacidad de control dinámico de potencia reactiva y tensión que se adapten a las necesidades evolutivas del **SIN**.

Proyecto propuesto

El proyecto “Compensadores Síncronos STR - Área GCM”, consiste en la ubicación de compensadores síncronos en las subestaciones El Banco, La Jagua, Riohacha o Maicao, Guatapurí o San Juan, y Bureche o Santa Marta, todas en **110 kV**, incluidos todos los elementos requeridos para su adecuada conexión al Sistema Interconectado Nacional - SIN. Esta distribución se presenta en la **Figura 2**.

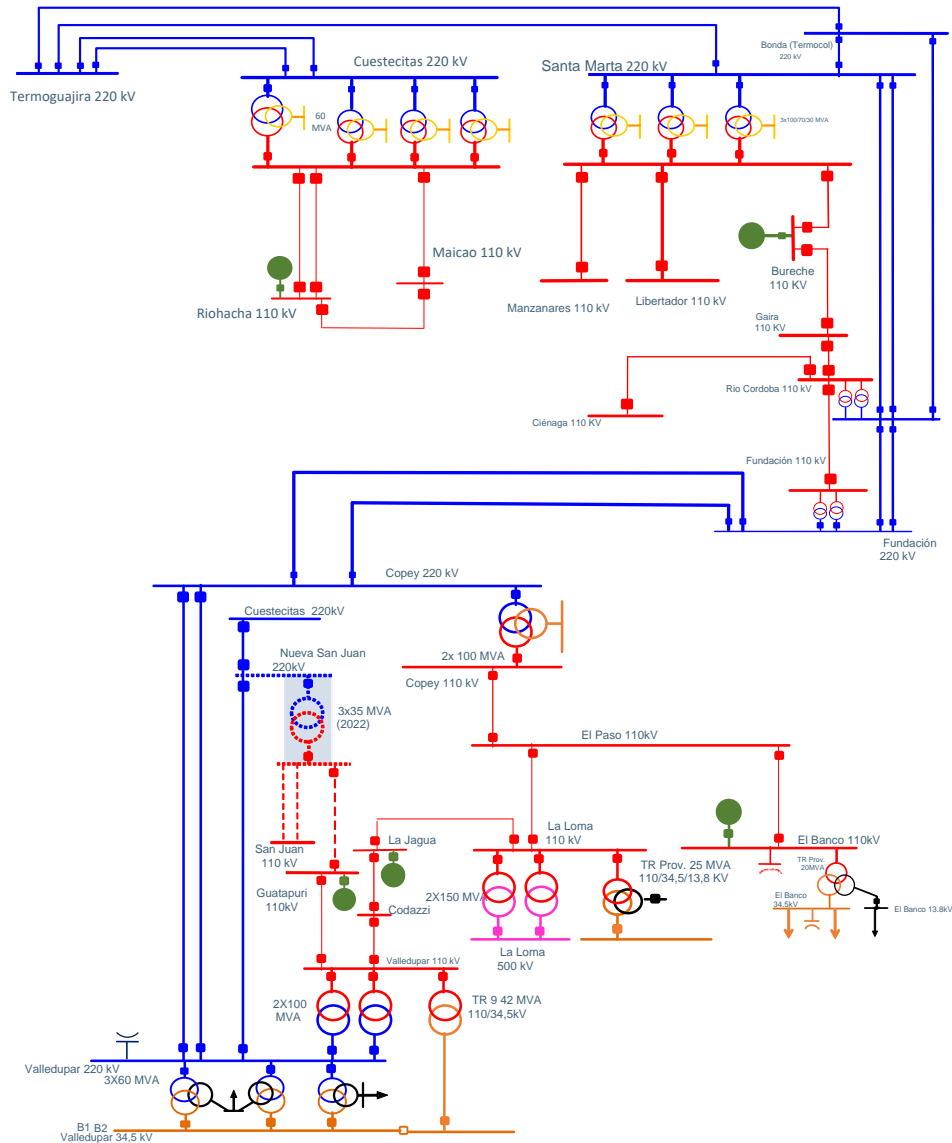


Figura 2. Diagrama unifilar GCM -Localización de compensadores Síncronos

Análisis técnicos

1. Consideraciones y supuestos:

Se consideraron las obras asociadas al **STN** y **STR** mostradas por la **Tabla 5**. No se consideró la topología ni activos del **SDL**. Por esta razón, las demandas son referidas a las subestaciones de nivel de tensión 4.

Los análisis eléctricos consideran los criterios establecidos en la **Resolución CREG 025 de 1995** y en las resoluciones que modifiquen aspectos del Código de Operación y que se citan a continuación:

- En estado normal de operación las tensiones en las barras de **110 kV, 115 kV, 220 kV y 230 kV** no deben ser inferiores al **90%**, ni superiores al **110%** del valor nominal. Para la red de **500 kV** el voltaje mínimo permitido es del **90%** y el máximo es del **105%** del valor nominal.
- En cuanto a la carga de los equipos del **SIN**, se consideran los límites declarados por los agentes para sus equipos, tanto en estado normal como de sobrecarga.
- Se analiza la respuesta segura y confiable del sistema ante contingencias sencillas (N-1) en las líneas de transmisión y en los bancos de transformadores del **STN** y **STR**.
- Los análisis realizados en el presente informe consideran disponibles todos los elementos de la red. Ante la situación de indisponibilidades permanentes o mantenimientos, será necesario revisar y si es el caso modificar los resultados del presente estudio.

Tabla 6. Obras consideradas en el análisis.

Proyecto Obra / Generador	Año FPO
UPME STR 01-2021 Almacenamiento de Energía con Baterías - Atlántico	2024
FACTS serie SSSC en los circuitos 220 kV Tebsa – Sabanalarga 1 y 2, Flores – Nueva Barranquilla 1 y 2, Caracolí – Sabanalarga	2024
Nueva Subestación Galapa 110kV	2025
Nueva Subestación Palermo 110 kV	2026
Repotenciación línea Cuestecita - Maicao (400A)	En operación
Repotenciación línea El Paso – El Banco (400A)	En operación
Repotenciación línea Codazzi – La Jagua (300A) (LN 620)	En operación
UPME STR 13 de 2015 La Loma 110 kV	En operación
UPME 10-2019 Río Córdoba - Bonda 220 kV	2024
Normalización segundo transformador Copey 220/110/34.5 kV	2024

Proyecto Obra / Generador	Año FPO
Nueva Subestación Guatapurí 110kV	2024
UPME 04-2019 La Loma - Sogamoso 500 kV	2024
UPME 09 - 2016 Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	2024
FACTS serie SSSC en los dos circuitos de la línea Bureche– Termocol (Bonda) – Termoguajira 220 kV (Etapa 1)	En operación
Nueva Subestación San Juan 220/110 kV	2025
UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV Tramo I: Cuestecitas - La Loma	2025
Ampliación. Segundo circuito Cuestecitas - La Loma 500 kV	2026
Segundo circuito Cuestecitas-Copey 500 kV	2024
Subestación Bureche 110 kV y obras asociadas	2026
Nueva Subestación Guacamayal 110 kV	2026
UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV Tramo II: Colectora – Cuestecitas	2025

Adicionalmente, los análisis eléctricos realizados para este informe tienen las siguientes consideraciones particulares que se citan a continuación:

- Se asumen compensadores de la misma capacidad en todos los puntos de conexión.
- Se establece como **FPO** de la obra **2028**.
- Periodo de evaluación **2028-2033**.
- Se considera la información de los parámetros de red reportada por los agentes en **PARATEC** a octubre de **2023** y se coordina con la información reportada en el repositorio de transportadores de la **UPME** según resolución **CREG 014 de 2022**.
- La condición radial de algunas subestaciones del área **GCM** se analiza desde la perspectiva del cumplimiento de los rangos de tensión para una operación segura.
- Se evaluaron 97 nodos del área **GCM** repartido en tensión de **34,5kV, 110 kV, 115 kV, 220 kV, 230 kV y 500 kV**.
- Se evaluaron **151** contingencias.
- Se establecieron diferentes alternativas para el dimensionamiento de los compensadores, esto es: **30 MVAR, 40 MVAR, 50 MVAR y 60 MVAR**.
- Las subestaciones Guatapurí y Bureche están en proceso de construcción, por lo cual en el proceso de instalación presentan mayores facilidades para la instalación de los compensadores síncronos.

- Se escogieron como puntos de conexión para análisis del proyecto las siguientes subestaciones El Banco, La Jagua, Riohacha, Guatapurí y Bureche, todas en **110 kV**. Se toman las subestaciones Guatapurí y Bureche sobre sus alternativas, San Juan y Santa Marta, respectivamente, porque son subestaciones nuevas que presentan mayores facilidades en el proceso de conexión de los equipos requeridos.

Para la generación disponible en el área **GCM** se tuvo en cuenta la última actualización de la capacidad asignada disponible en la ventanilla única, donde se incluyen tanto proyectos aprobados como liberados. Se planteó un escenario de generación mínima en el área **GCM**, al considerarse el escenario más crítico para el área desde la perspectiva de soporte de reactivos. En cada año se encendieron las plantas necesarias para la convergencia del flujo bajo las contingencias analizadas.

El crecimiento de la demanda se consideró conforme al Informe de proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima **2023-2037**. Para analizar el impacto de los compensadores síncronos en las tensiones de las subestaciones de interés se tuvo en cuenta tres escenarios de demanda para la subárea **GCM**:

Escenario de demanda	Acrónimo
Demanda Máxima	DMax
Demanda Media	DMed
Demanda Mínima	DMin

Dentro del análisis se consideraron los siguientes casos generales de estudio:

- Caso completo. Se analiza el sistema entre los años **2028** y **2033** considerando los escenarios de demanda, generación y red establecidos en la sección de antecedentes.
- Caso sin Guajiras. Se analiza el sistema entre los años **2028** y **2033** considerando los escenarios de demanda y red establecidos en la sección de antecedentes. Para el caso del escenario de generación, se supone fuera de servicio las Unidades Guajira 1 y Guajira 2. Esto en concordancia con el enfoque de la transición energética que busca entre otros aspectos reducir el uso de centrales que funcionan con combustibles fósiles.
- Caso sin Guajiras y sin compensación en Subestación Bureche. Se analiza el sistema entre los años **2028** y **2033** considerando los escenarios de demanda y red establecidos en la sección de antecedentes. Para el caso del escenario de generación, se supone fuera de servicio las Unidades Guajira 1 y Guajira 2, y adicionalmente se supone indisponible el compensador síncrono localizado en la subestación Bureche. Se analiza la indisponibilidad del compensador referenciado puesto que se verificó que éste es el que más contribución realiza para la regulación de tensión.

Se establecieron los escenarios de simulación descritos en la **Tabla 7** que se presenta a continuación.

Tabla 7. Escenarios de simulación considerados en la evaluación del proyecto.

Escenarios de simulación	Años de estudio	Localización compensadores síncronos	Condición especial de operación*	Capacidad de compensación MVAR
0	2028-2033	Sin compensación	N/A	N/A
1	2028-2033	El Banco 110 kV	N/A	30
2		La Jagua 110 kV		40
3		Guatapurí 110 kV		50
4		Riohacha 110 kV Bureche 110 kV		60
5	2028-2033	El Banco 110 kV	Sin Guajiras	30
6		La Jagua 110 kV		40
7		Guatapurí 110 kV		50
8		Riohacha 110 kV Bureche 110 kV		60
9	2028-2033	El Banco 110 kV	Sin Guajiras Sin Bureche 110 kV	30
10		La Jagua 110 kV		40
11		Guatapurí 110 kV		50
12		Riohacha 110 kV		60

*N/A = No aplica

Como criterio de evaluación se analizó el impacto del proyecto sobre las tensiones en las subestaciones del **STN** y **STR** del área de **GCM** a nivel de **500 kV**, **220/230 kV** y **110/115 kV**. Para ello se utilizó como métricas las siguientes:

- La norma euclidiana de la desviación de las tensiones en por unidad (p.u.) en las subestaciones respecto del valor de referencia, esto es 1 por unidad, la fórmula utilizada se indica a continuación:

$$\|X_1\| = \sqrt{(V_1 - 1)^2 + \dots + (V_n - 1)^2}$$

- La desviación máxima del conjunto de tensión en por unidad, la fórmula utilizada se indica a continuación:

$$\|X_2\| = \max [|V_1 - 1|, \dots, |V_n - 1|]$$

Para cada alternativa de dimensionamiento de los compensadores se aplicó estas métricas de la siguiente manera:

- Cálculo de la norma euclidiana completa, la cual se aplica a todo el conjunto de datos del caso en estudio.
- Cálculo de la norma euclidiana parcial, la cual se aplica solamente al conjunto de tensiones por fuera de los límites de seguridad. Marcado en los recuadros de color café de la **Figura 3**.
- Cálculo de la máxima desviación para todo el conjunto de datos del caso en estudio

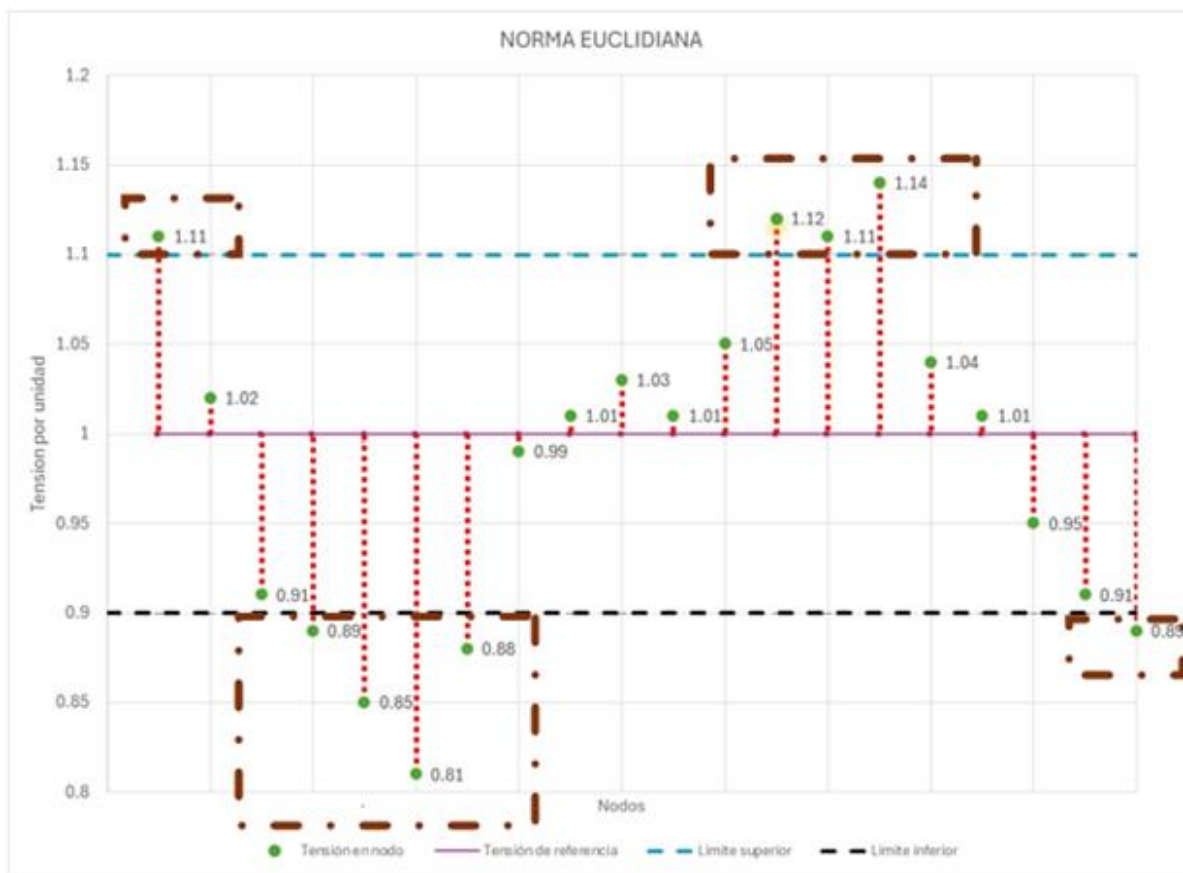


Figura 3. Representación gráfica de métricas de evaluación de desempeño

2. Análisis y resultados:

A continuación, se muestran los resultados encontrados en los análisis realizados.

a. Caso Base: Sistema sin compensadores

Entre los años 2028 y 2033 en ausencia del proyecto de compensadores síncronos y ante los escenarios de demanda, generación y topología de red establecidos anteriormente en la sección de

antecedentes, se observan problemas de tensión asociados al incremento de demanda en la región del Caribe.

En primer lugar, para los escenarios de demanda máxima y mínima en el periodo de análisis 2028-2033, en el caso sin contingencias (operación normal) se identifica en la **Tabla 8** y la **Tabla 9** que se producen problemas de tensión en 2 subestaciones de la subárea **GCM**, principalmente relacionadas con una condición radial y por sobrecarga de activos.

Tabla 8. Eventos de tensión en el sistema en demanda máxima, media y mínima - sin compensadores – Periodo 2028-2033, red completa.

Año	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad por año	Escenario demanda	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad por nivel de demanda
2029	1	DMin	1
2030	2	DMax	1
		DMin	1
2031	2	DMax	1
		DMin	1
2032	3	DMin	2
		DMax	1
2033	4	DMax	2
		DMin	2

Tabla 9. Eventos de tensión en el sistema por subestación - sin compensadores – Periodo 2028-2033, sin contingencia.

Subestación	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad
El Banco 110	9
Valledupar34.5_B3	3

En general se puede concluir que para la condición normal de operación en el periodo de análisis se producen pocos eventos de tensión por fuera de los rangos de seguridad.

En complemento con el análisis anterior, se realizó el estudio de contingencias en la subárea de **GCM**, para ello se consideró un horizonte de análisis entre **2028-2033**, para 3 escenarios de demanda, en **97** subestaciones y considerando **151** contingencias. En este contexto, se establece una población total de **263646** eventos para análisis. Así las cosas, se detectaron 2095 eventos de tensión fuera de rangos de seguridad, para los escenarios de demanda máxima (**888**), media (**31**) y mínima (**1176**) en el periodo

de análisis **2028-2033** como se detalla en la **Tabla 10**. Estos problemas de tensión se distribuyen en varias subestaciones de la subárea **GCM** como se indica en la **Tabla 11**, relacionadas principalmente con la salida en contingencia del transformador San Juan **220/110**, las líneas La Jagua - La Loma **1.110 kV** y Cuestecitas - Maicao **1.110 kV** como se muestra en la **Tabla 12**.

Tabla 10. Eventos de tensión en el sistema en demanda máxima, media y mínima - sin compensadores – Periodo 2028-2033, con contingencias.

Año	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad por año	Escenario demanda	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad
2028	90	DMax	44
		DMin	44
		DMed	2
2029	188	DMin	162
		DMax	24
		DMed	2
2030	325	DMin	169
		DMax	151
		DMed	5
2031	354	DMin	182
		DMax	167
		DMed	5
2032	502	DMin	311
		DMax	185
		DMed	6
2033	636	DMax	317
		DMin	308
		DMed	11

Se observa de la **Tabla 11** que las subestaciones más afectadas son: **El Banco 110 kV** y **Valledupar 34.5 kV B3**, dando una guía inicial de la posible localización de los equipos de compensación analizados.

Tabla 11. Eventos de tensión en el sistema por subestación afectada - sin compensadores – Periodo 2028-2033, con contingencias.

Subestación afectada	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad
El Banco 110	1391

Subestación afectada	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad
Valledupar34.5_B3	495
Valledupar 13.8 T1	49
Riohacha 110	28
Codazzi GCM 110	24
Maicao 110	19
Valledupar 13.8 T3	18
La Jagua 110	17
San Juan 110	13
Nva San Juan 110	12
Valledupar34.5_B2	9
Guatapurí 110	8
Valledupar34.5_B1	7
El Paso 110	3
Copey 34.5 1	1
Copey 110	1

Adicionalmente es importante señalar que las contingencias que originan eventos de tensión por fuera del rango de seguridad se distribuyen en **143** elementos de la red, algunas de ellas se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 12. Eventos de tensión en el sistema por Contingencia - sin compensadores – Periodo 2028-2033 con contingencias.

Contingencia que origina	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad
San Juan 220/110	52
La Jagua - La Loma 1 110	46
Cuestecitas - Maicao 1 110	41
Copey - Valledupar 2 220	30
Copey - Valledupar 1 220	30
Codazzi - Valledupar 1 110	28
Guajira - Bureche2 220	28
Valledupar 1 220/34.5/13.8	24
Cuestecitas - Riohacha 2 110	24
Guajira - Termocol 1 220	24
Fundación - Sabanalarga 2 220	24
Fundación - Sabanalarga 3 220	24

Fundación - Sabanalarga 1 220	24
Fundación - Río Córdoba 1 220	24
Fundación - Río Córdoba 2 220	24

Adicionalmente, se identificaron varias subestaciones en condición radial que en contingencia N-1 se desconectan por completo del sistema. Siendo estos los casos de **El Banco 110 kV, Ciénaga 110 kV, Puerto Nuevo 110 kV, San Juan 110 kV, Manzanares 110 y Libertador 110 kV.**

Finalmente, a continuación, para el análisis de contingencias se muestra en la **Figura 4** y **Figura 5** el histograma de frecuencia y diagrama de caja, respectivamente para las tensiones en la subárea de GCM.

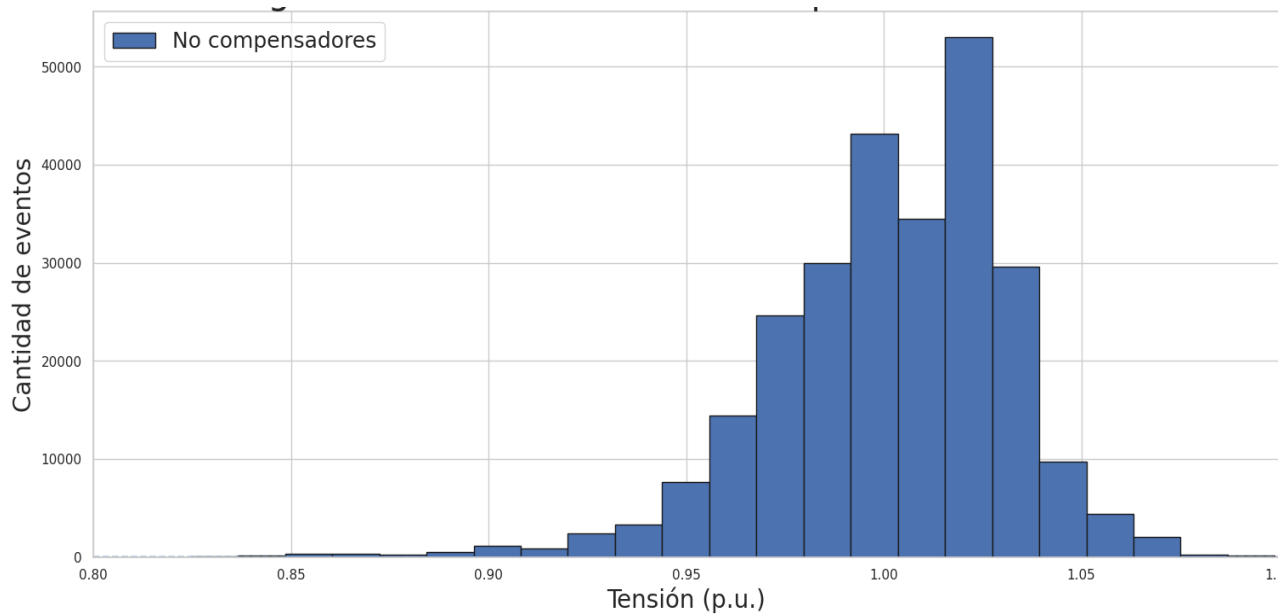


Figura 4. Histograma de frecuencia – Sin Compensadores Síncronos

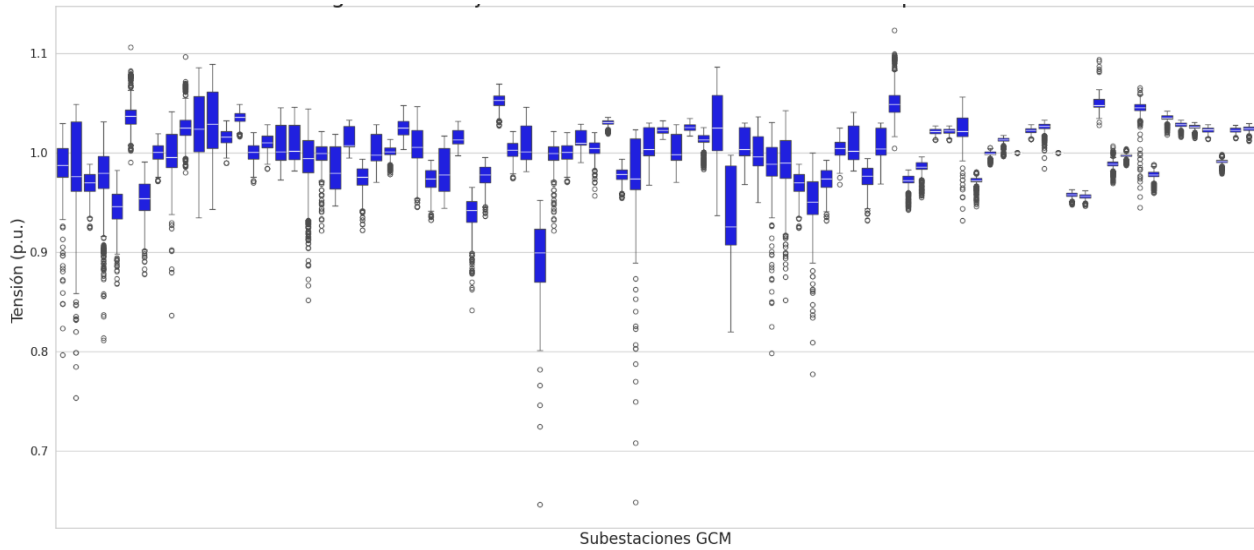


Figura 5. Diagrama de caja – Subestaciones GCM – Sin compensación

La **Figura 4** muestra cual es el comportamiento general de los nodos de la subárea **GCM** en cuanto a la distribución de las tensiones ante las contingencias analizadas, mientras que la **Figura 5** busca mostrar de forma separada para cada nodo en análisis, de tal forma de establecer un punto de referencia gráfico para comparación con las alternativas de solución.

Finalmente, la **Figura 6** muestra el comportamiento de las tensiones para las siguientes subestaciones: **San Juan 110 kV, Codazzi GCM 110 kV, Valledupar 13.8, Riohacha 110 kV, El Banco 110 kV, La Jagua 110 kV, Valledupar 34.5_ B3, Nueva San Juan 110 kV.**

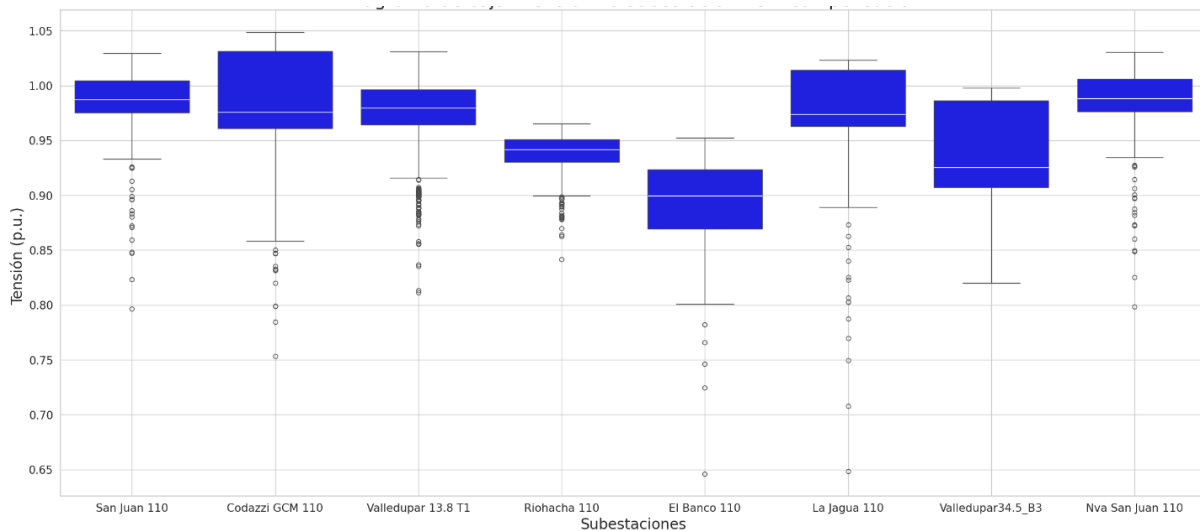


Figura 6. Diagrama de caja – Nodos específicos – Sin compensación

b. Alternativa. 1: Compensadores síncronos de 30 MVAR

A diferencia del caso base, en esta alternativa se realiza la evaluación del desempeño del sistema considerando la inclusión en la red del STR de compensadores síncronos de capacidad nominal de 30 MVAR. Se analizan 3 casos: i) caso completo, ii) caso sin Guajiras y iii) caso Sin Guajiras e indisponible compensación en Bureche.

Caso completo

En primer lugar, para los escenarios de demanda máxima, media y mínima en el periodo de análisis 2028-2033, en el caso de operación normal se identifica que no se producen desviaciones de tensión de los rangos de seguridad en las subestaciones de la subárea GCM.

En complemento con el análisis anterior, para el caso de estudios de contingencias en la subárea de GCM, se detectaron 25 eventos de tensión fuera de rangos de seguridad, para los escenarios de demanda máxima (21), media (2) y mínima (2) en el periodo de análisis 2028-2033 como se indica en la Tabla 13. Estos problemas de tensión se distribuyen en varias subestaciones de la subárea GCM como se indica en la Tabla 14, relacionadas principalmente con la salida en contingencia del transformador Valledupar 1 220/34.5/13.8, Valledupar 12 220/34.5/13.8 y línea El Copey - El Paso 1 110 kV como se muestra en la Tabla 15.

Tabla 13. Eventos de tensión en el sistema en demanda máxima, media y mínima - con compensadores 30 MVAR – Periodo 2028-2033, sin contingencia.

Año	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad por año	Escenario demanda	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad
2028	6	DMax	6
2029	2	DMax	2
2030	2	DMax	2
2031	3	DMax	2
2032	3	DMax	3
2033	10	DMax	6
		DMed	2
		DMin	2

Se observa de la **Tabla 14** que las subestaciones más afectadas son: **Valledupar 13.8 T1** y **Copey 110 kV**.

Tabla 14. Eventos de tensión en el sistema por subestación afectada - con compensadores 30 MVAR – Periodo 2028-2033, con contingencias.

Subestación afectada	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad
Valledupar 13.8 T1	20
Valledupar34.5_B1	3
Codazzi GCM 110	1
Maicao 110	1

Adicionalmente es importante señalar que las contingencias que originan eventos de tensión por fuera del rango de seguridad se distribuyen en **10 contingencias**

Tabla 15. Eventos de tensión en el sistema por Contingencia - con compensadores 30 MVAR – Periodo 2028-2033, con contingencias.

Contingencia que origina	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad
Valledupar 1 220/34.5/13.8	9
Valledupar 12 220/34.5/13.8	8
Codazzi - Valledupar 1 110	1
Cuestecitas - Maicao 1 110	1
Copey - Valledupar 1 220	1
Copey - Valledupar 2 220	1
Cuestecitas - La Loma 1 500 T2	1
Cuestecitas - La Loma 2 500 T2	1
Copey - Cuestecitas 2 500 T2	1
Copey - Cuestecitas 1 500 T2	1

Finalmente, para el análisis de contingencias se muestra en la **Figura 7** y la **Figura 8** el histograma de frecuencia y el diagrama de caja, respectivamente para las tensiones en la subárea de **GCM**.

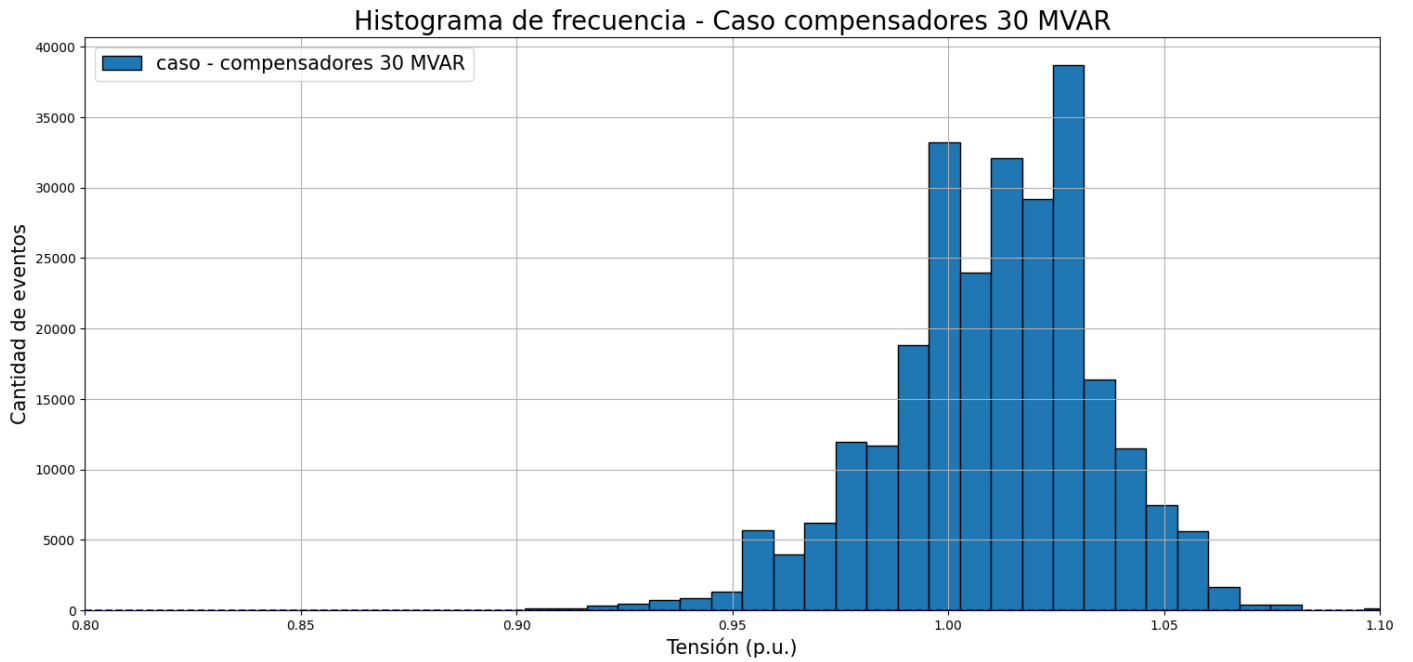


Figura 7. Histograma de frecuencia –Compensación 30 MVAR - Periodo 2028-2033, con contingencias

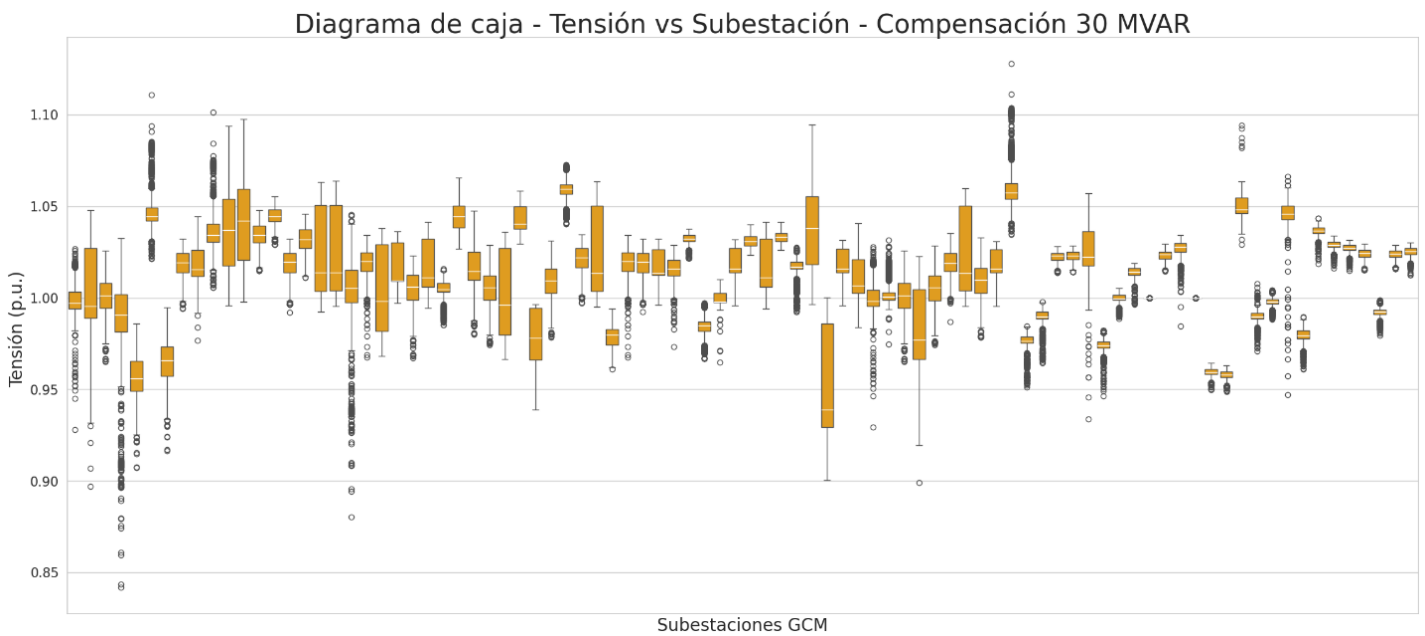


Figura 8. Diagrama de caja – Compensación 30 MVAR Periodo 2028-2033, con contingencias

La **Figura 7** muestra cual es el comportamiento general de los nodos de la subárea **GCM** en cuanto a su distribución de los niveles de tensión ante las contingencias analizadas, mientras que la **Figura 8** resalta de forma individual el comportamiento de la tensión para cada nodo en análisis, de tal forma de establecer un punto de referencia gráfico para verificar la mejora de los niveles de tensión.

Finalmente, la **Figura 9** muestra el comportamiento de las tensiones para las siguientes subestaciones: **San Juan 110 kV, Codazzi GCM 110 kV, Valledupar 13.8 kV, Riohacha 110 kV, El Banco 110 kV, La Jagua 110 kV, Valledupar 34.5_ B3, Nueva San Juan 110 kV.**

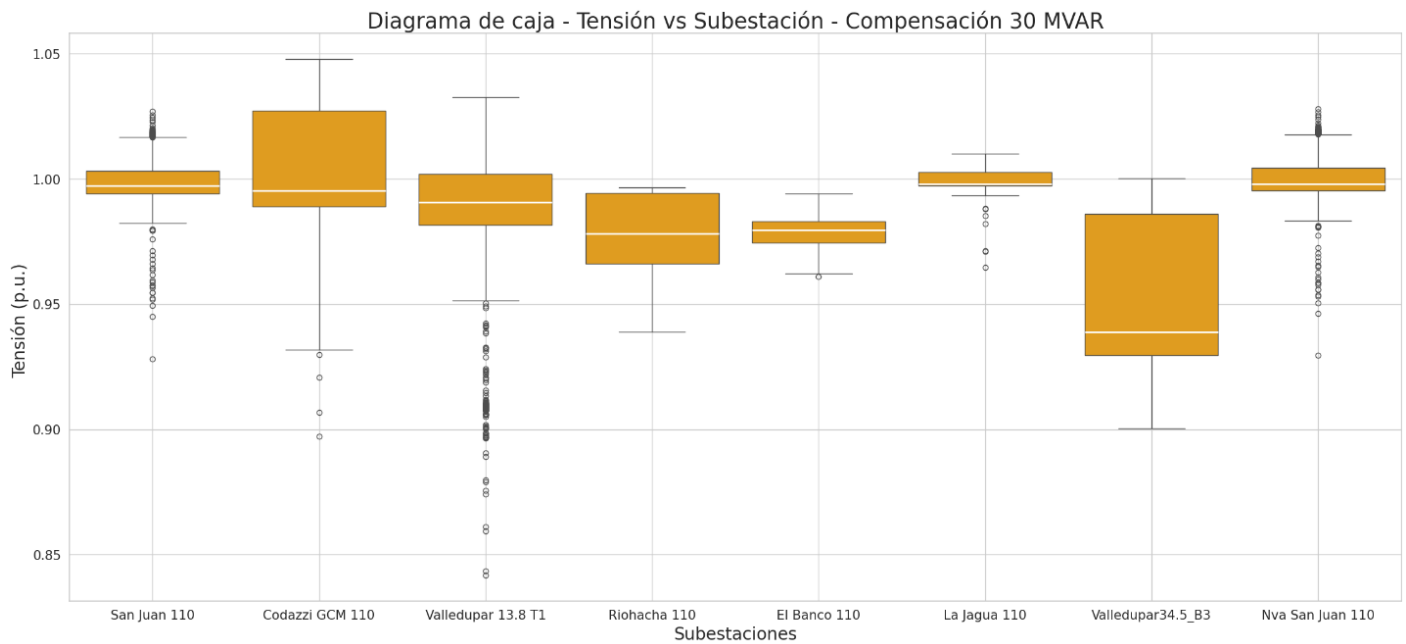


Figura 9. Diagrama de caja – Compensación 30 MVAR Periodo 2028-2033 -Nodos específicos - con contingencias

Caso sin Guajiras

Este caso considera la salida de servicio de las unidades **Guajira 1 y 2**. Esto en concordancia con el enfoque de la transición energética que busca entre otros aspectos reducir el uso de centrales que funcionan con combustibles fósiles.

En primer lugar, para los escenarios de demanda máxima, media y mínima en el periodo de análisis **2028-2033**, en el caso de operación normal se identifica que no se producen desviaciones de tensión de los rangos de seguridad en las subestaciones de la subárea **GCM**.

En complemento con el análisis anterior, para el caso de estudios de contingencias en la subárea de **GCM**, se detectaron **35** eventos de tensión fuera de rangos de seguridad, para los escenarios de demanda máxima (**28**), media (**2**) y mínima (**5**) en el periodo de análisis **2028-2033** como se indica en la **Tabla 16**. Estos problemas de tensión se distribuyen en varias subestaciones de la subárea **GCM** como

se indica en la **Tabla 17**, relacionadas principalmente con la salida en contingencia de los transformadores **Valledupar 1 220/34.5/13.8**, **Valledupar 12 220/34.5/13.8** y **línea Copey - Valledupar 2 220 kV** como se muestra en la **Tabla 18**.

Tabla 16. Eventos de tensión en el sistema en demanda máxima, media y mínima - con compensadores 30 MVAR – Sin Guajiras - Periodo 2028-2033, con contingencia.

Año	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad por año	Escenario demanda	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad
2028	12	DMax	12
2029	2	DMax	2
2030	2	DMax	2
2031	2	DMax	2
2032	4	DMax	3
		DMin	1
2033	13	DMax	7
		DMin	4
		DMed	2

Se observa de la **Tabla 17** que las subestaciones más afectadas son: **Valledupar 13.8 T1**, **Valledupar 34.5_B3** y **Valledupar34.5_B1**.

Tabla 17. Eventos de tensión en el sistema por subestación afectada - con compensadores 30 MVAR – Sin Guajiras -Periodo 2028-2033, con contingencias.

Subestación afectada	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad
Valledupar 13.8 T1	27
Valledupar34.5_B3	3
Valledupar34.5_B1	3
Codazzi GCM 110	1
Maicao 110	1

Adicionalmente es importante señalar que las contingencias que originan eventos de tensión por fuera del rango de seguridad se distribuyen en **5 elementos de red**.

Tabla 18. Eventos de tensión en el sistema por Contingencia - con compensadores 30 MVAR – Sin Guajiras – Periodo 2028-2033.

Contingencia que origina	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad
Valledupar 1 220/34.5/13.8	10
Valledupar 12 220/34.5/13.8	8
Copey - Valledupar 2 220	2
Copey - Valledupar 1 220	2
Copey - La Loma 1 500 T2	1

Para el análisis de contingencias se muestra en las **Figura 10** y **Figura 11** el histograma de frecuencias y el diagrama de caja respectivamente, para las tensiones en la subárea de GCM.

La **Figura 10** muestra cual es el comportamiento general de los nodos de la subárea GCM en cuanto a su distribución de los niveles de tensión ante las contingencias analizadas, mientras que la **Figura 11** resalta de forma individual el comportamiento de la tensión para cada nodo en análisis, de tal forma de establecer un punto de referencia gráfico para verificar la mejora de los niveles de tensión con respecto al caso base.

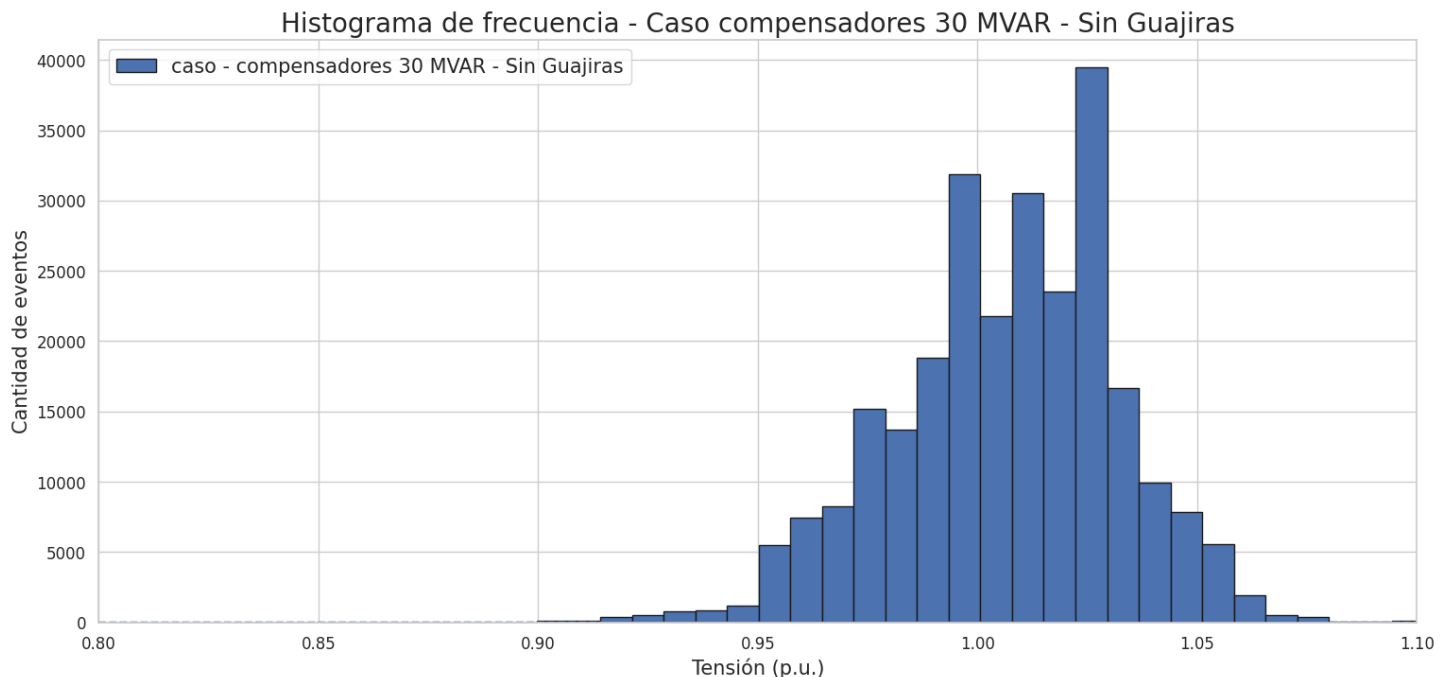


Figura 10. Histograma de frecuencia – Compensación 30 MVAR - Sin Guajiras - Periodo 2028-2033, con contingencias

Diagrama de caja - Tensión vs Subestación - Compensación 30 MVAR - Sin Guajiras

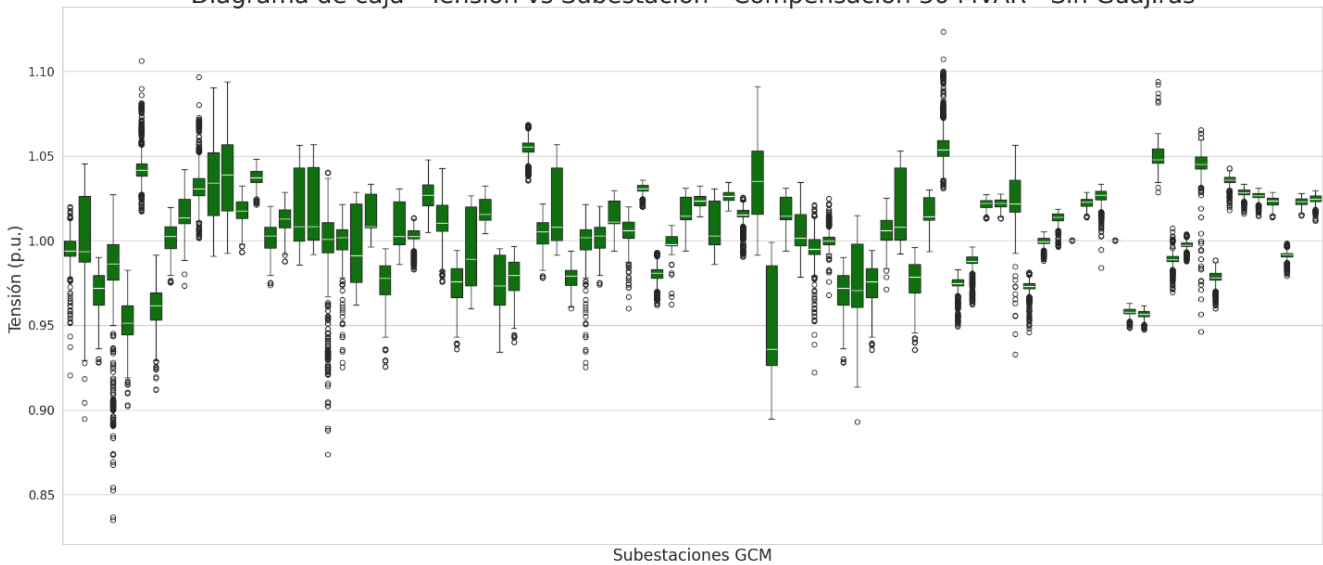


Figura 11. Diagrama de caja – Compensación 30 MVAR – Sin Guajiras – Subestaciones GCM - Periodo 2028-2033, con contingencias

Finalmente, la **Figura 12** muestra el comportamiento de las tensiones para las siguientes subestaciones: San Juan 110 kV, Codazzi GCM 110 kV, Valledupar 13.8 kV, Riohacha 110 kV, El Banco 110 kV, La Jagua 110 kV, Valledupar 34.5_ B3, Nueva San Juan 110 kV.

Diagrama de caja - Tensión vs Subestación - Compensación 30 MVAR - Sin Guajiras

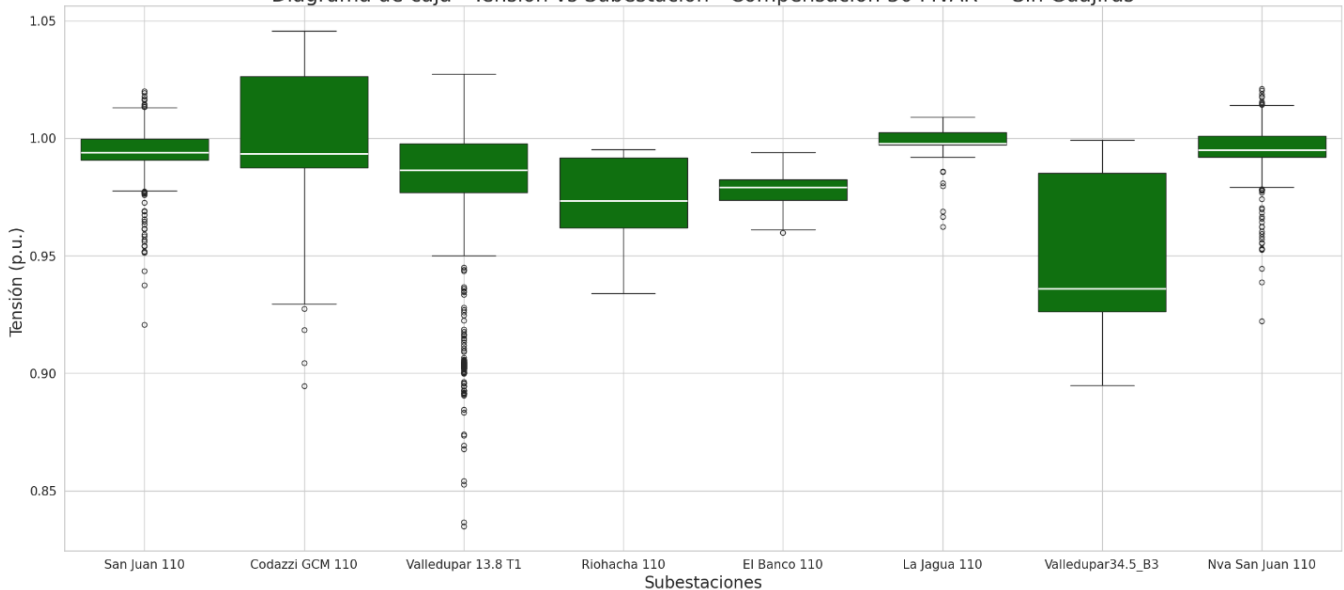


Figura 12. Diagrama de caja – Compensación 30 MVAR – Sin Guajiras - Periodo 2028-2033 - Nodos específicos - con contingencias

Caso sin Guajiras y sin Bureche

Este caso considera la salida de servicio de las unidades **Guajira 1 y 2** y la indisponibilidad del compensador síncrono de la subestación Bureche. Lo primero en concordancia con el enfoque de la transición energética que busca entre otros aspectos reducir el uso de centrales que funcionan con combustibles fósiles. Se analiza la indisponibilidad del compensador referenciado puesto que se verificó que este es el que más contribución hace para la regulación de tensión.

En primer lugar, para los escenarios de demanda máxima, media y mínima en el periodo de análisis **2028-2033**, en el caso de operación normal se identifica que no se producen desviaciones de tensión de los rangos de seguridad en las subestaciones de la subárea **GCM**.

En complemento con el análisis anterior, para el caso de estudios de contingencias en la subárea de **GCM**, se detectaron **42** eventos de tensión fuera de rangos de seguridad, para los escenarios de demanda máxima (**28**), media (**2**) y mínima (**12**) en el periodo de análisis **2028-2033** como se indica en la **Tabla 19**. Estos problemas de tensión se distribuyen en varias subestaciones de la subárea **GCM** como se indica en la **Tabla 20**, relacionadas principalmente con la salida en contingencia de los transformadores **Valledupar 1 220/34.5/13.8**, **Valledupar 12 220/34.5/13.8** y **líneas Copey - Valledupar 1 220 kV** y **Cuestecitas - San Juan 1 220 kV** como se muestra en la **Tabla 21**.

Tabla 19. Eventos de tensión en el sistema en demanda máxima, media y mínima - con compensadores 30 MVAR – Sin Guajiras – Sin Bureche - Periodo 2028-2033, con contingencia

Año	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad por año	Escenario demanda	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad
2028	12	DMax	12
2029	2	DMax	2
2030	2	DMax	2
2031	2	DMax	2
2032	3	DMax	3
2033	21	DMin	12
		DMax	7
		DMed	2

Se observa de la **Tabla 20** que las subestaciones más afectadas son: **Valledupar 13.8 T1**, **Valledupar34.5_B1** y **Copey 110 kV**.

Tabla 20. Eventos de tensión en el sistema por subestación afectada - con compensadores 30 MVAR – Sin Guajiras – Sin Bureche - Periodo 2028-2033, con contingencias.

Subestación afectada	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad
Valledupar 13.8 T1	36
Valledupar34.5_B1	3
Codazzi GCM 110	1
Maicao 110	1
Valledupar34.5_B3	1

Adicionalmente es importante señalar que las contingencias que originan eventos de tensión por fuera del rango de seguridad se distribuyen en **17 elementos de la red**.

Tabla 21. Eventos de tensión en el sistema por Contingencia - con compensadores 30 MVAR – Sin Guajiras – Sin Bureche – Periodo 2028-2033.

Contingencia que origina	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad
Valledupar 1 220/34.5/13.8	8
Valledupar 12 220/34.5/13.8	7
Copey - Valledupar 1 220	2
Copey - Valledupar 2 220	2
Chinú - Copey 1 500	2
La Loma - Sogamoso 1 500 T2	2
Copey - Cuestecitas 1 500 T2	2
Cuestecitas - San Juan 1 220	2
Copey 1 500/220	2
Copey - Cuestecitas 2 500 T2	2
Copey - La Loma 1 500 T2	2
Copey 2 500/220	2
Cuestecitas - La Loma 2 500 T2	2
Cuestecitas - La Loma 1 500 T2	2
Codazzi - Valledupar 1 110	1
Cuestecitas - Maicao 1 110	1
Valledupar 11 220/110	1

Finalmente, a continuación, para el análisis de contingencias se muestra en las **Figura 13** y **Figura 14** el histograma de frecuencia y el diagrama de caja, respectivamente para las tensiones en la subárea de GCM.

La **Figura 13** muestra cual es el comportamiento general de los nodos de la subárea **GCM** en cuanto a su distribución de los niveles de tensión ante las contingencias analizadas, mientras que la **Figura 13** resalta de forma individual el comportamiento de la tensión para cada nodo en análisis, de tal forma de establecer un punto de referencia gráfico para verificar el mejoramiento de los niveles de tensión con respecto al caso base.

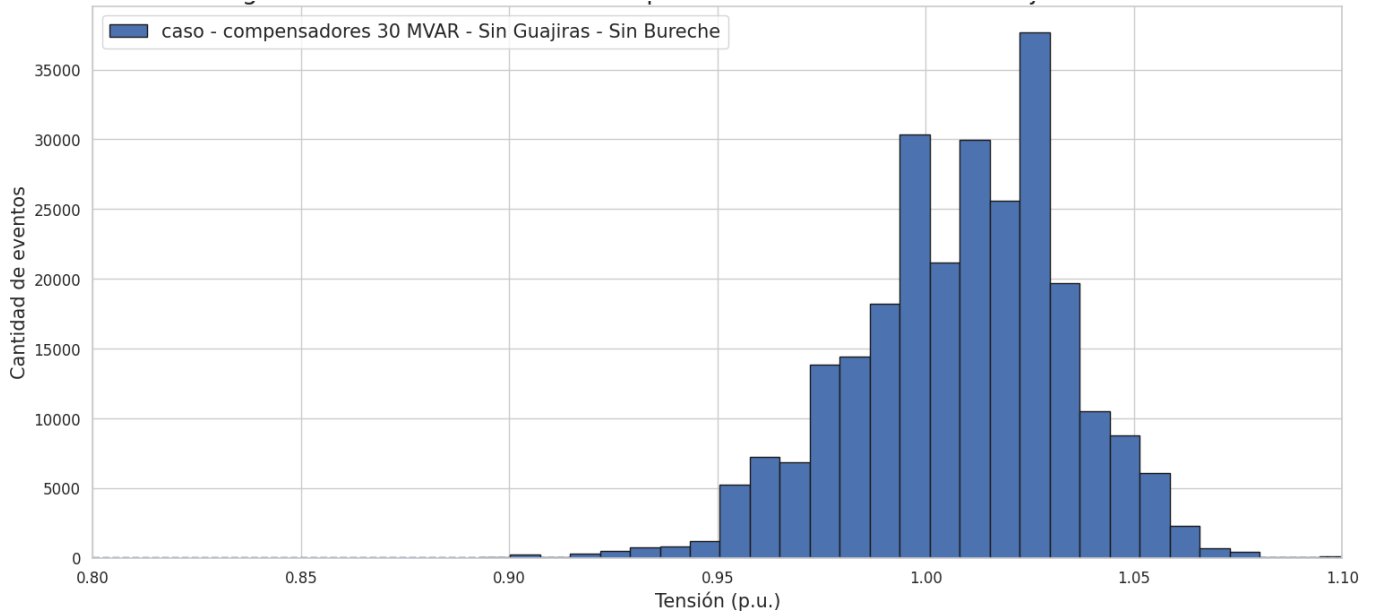


Figura 13. Histograma de frecuencia – Compensación 30 MVAR – Sin Guajiras - Sin Bureche - Periodo 2028-2033, con contingencias

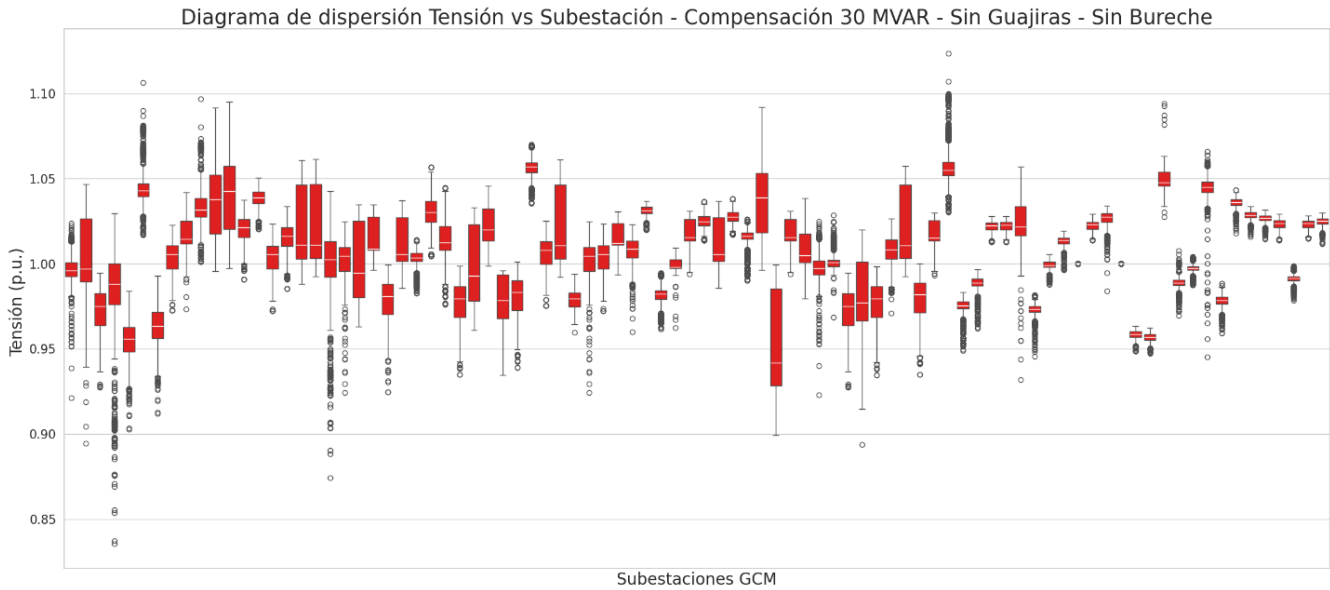


Figura 14. Diagrama de caja – Compensación 30 MVAR - Sin Guajiras - Sin Bureche - Periodo 2028-2033, con contingencias

La Figura 15 muestra el comportamiento de las tensiones para las siguientes subestaciones: San Juan 110 kV, Codazzi GCM 110 kV, Valledupar 13.8 kV, Riohacha 110 kV, El Banco 110 kV, La Jagua 110 kV, Valledupar 34.5_ B3, Nueva San Juan 110 kV.

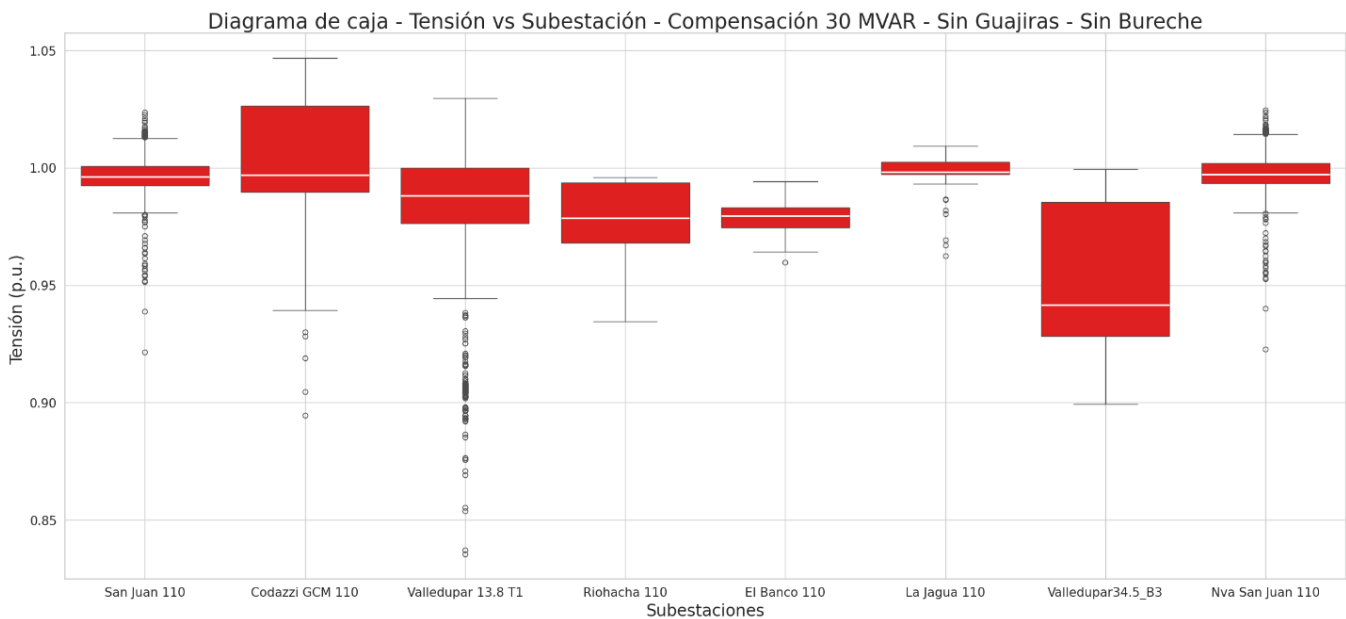


Figura 15. Diagrama de caja – Compensación 30 MVAR - Sin Guajiras - Sin Bureche - Periodo 2028-2033- Nodos específicos - con contingencias

La **Figura 16** presenta la comparación de los histogramas de frecuencia de las tensiones en las subestaciones de la subárea **GCM** para los siguientes casos:

- Caso base sin compensación
- Caso completo con compensación de 30 MVAR
- Caso completo sin unidades Guajira.
- Caso completo sin unidades Guajira y sin compensación de Bureche.

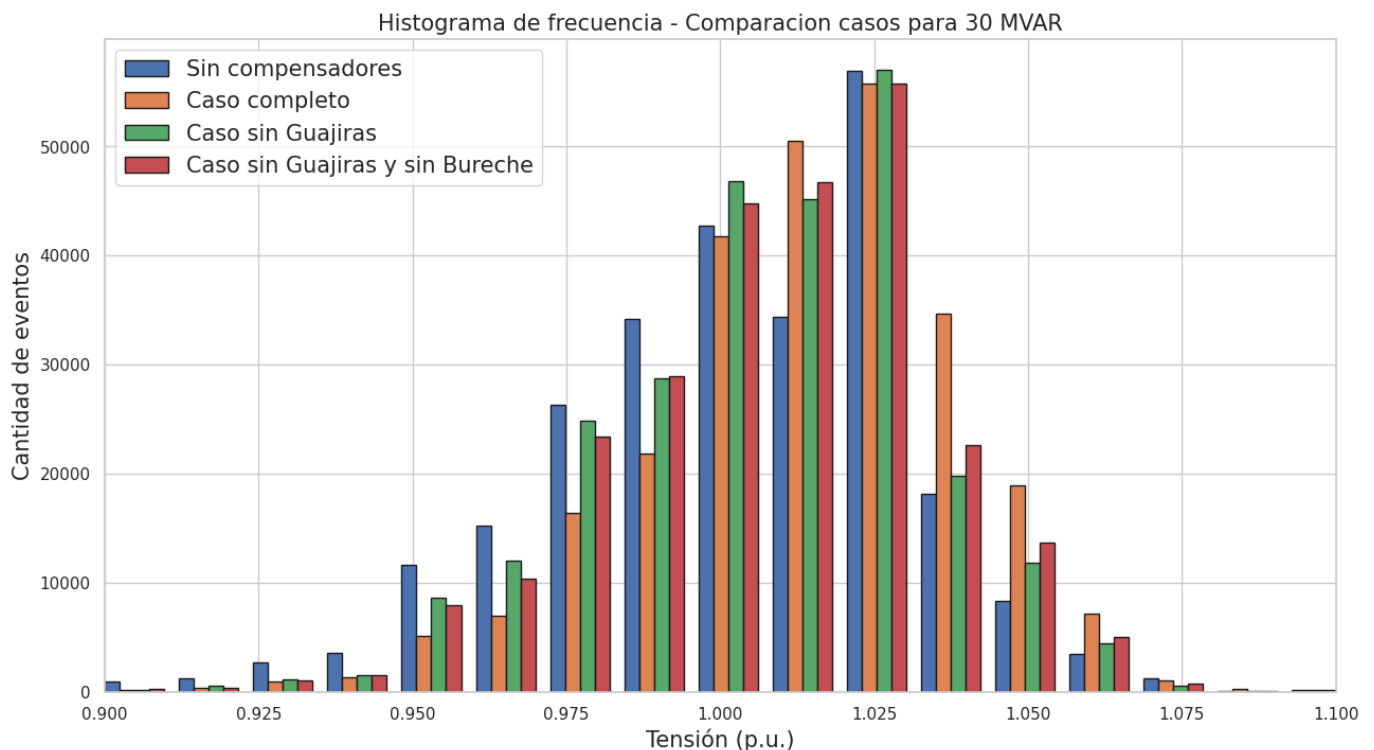


Figura 16. Histograma de frecuencias – Compensación 30 MVAR – Comparación de Escenarios de simulación - Periodo 2028-2033, con contingencias

La **Figura 16** permite visualizar el desempeño de las tensiones en la subárea **GCM**. Se puede observar que para el caso completo el histograma de frecuencias esté desplazado hacia la derecha de la escala de tensión p.u. y el valor medio del conjunto de tensiones es el mayor y su desviación estándar es menor que los otros casos de análisis como se indica en la **Tabla 22**.

En la **Tabla 23** se presenta un resumen de las métricas descritas en la sección 3(a), a saber:

- Norma Euclidiana todo el conjunto de tensiones,
- Desviación máxima todo el conjunto de tensiones
- Norma conjunto de tensiones que no cumplen criterios de seguridad

Estas métricas se calculan para la **alternativa 1** en cada uno de los escenarios de simulación considerados.

Tabla 22. Resumen de métricas - Valoración de. Compensación 30 MVAR

Parámetro	Alternativa 30 MVAR			
	Caso base - Tensión (p.u.)	Caso completo - Tensión (p.u.)	Caso completo - Sin Guajiras - Tensión (p.u.)	Caso completo - Sin Guajiras - Sin Bureche - Tensión (p.u.)
Valor medio	1.002	1.014	1.007	1.008
Desviación estándar	0.030	0.025	0.026	0.026
Norma Euclidiana todo el conjunto de tensiones	15.573	14.757	13.663	13.905
Desviación máxima	0.354	0.158	0.165	0.165
Norma conjunto de tensiones que no cumplen criterios de seguridad	6.054	0.579	0.692	0.744

c. Alternativa 2: Compensadores síncronos de 40 MVAR

En esta alternativa se realiza la evaluación del desempeño del sistema considerando la inclusión en la red del **STR** de compensadores síncronos de capacidad nominal de **40 MVAR**. Nuevamente se analizan 3 casos: i) caso completo, ii) caso sin Guajiras y iii) caso sin Guajiras e indisponible la compensación en Bureche.

El proceso de análisis es semejante al presentado en la **alternativa 1 de 30 MVAR**. En lo que sigue se presenta un resumen comparativo del desempeño de la **alternativa 2** para los casos de análisis planteados.

En primer lugar, para los escenarios de demanda máxima, media y mínima en el periodo de análisis **2028-2033**, en el caso de operación normal se identifica que no se producen desviaciones de tensión de los rangos de seguridad en las subestaciones de la subárea **GCM** para ninguno de los casos de estudio.

En complemento con el análisis anterior, como se indica en la **Tabla 23** y **Tabla 24** para el caso de estudios con contingencias en la subárea de **GCM**, se detectaron **23, 32 y 32** eventos totales de tensión

fuera de rangos de seguridad, para los casos de análisis: i) caso completo, ii) caso sin Guajiras y iii) caso sin Guajiras e indisponible la compensación en Bureche, respectivamente. Se observa una disminución de eventos totales respecto a la **alternativa 1**.

Tabla 23. Comparación de casos de estudio – Eventos por año - Alternativa 40 MVAR

Año	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad por año		
	Caso completo	Caso sin Guajiras	Caso sin Guajiras – sin Bureche
2028	6	11	12
2029	2	2	2
2030	2	2	2
2031	2	2	2
2032	3	3	3
2033	8	12	11
Total	23	32	32

Tabla 24. Comparación de casos de estudio – Eventos por escenario de demanda - Alternativa 40 MVAR

Escenario demanda	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad por escenario de demanda		
	Caso completo	Caso sin Guajiras	Caso sin Guajiras - sin Bureche
DMax	19	26	26
DMed	2	2	2
DMin	2	4	4

Estos problemas de tensión se distribuyen en varias subestaciones de la subárea GCM como se indica en la **Tabla 25**, relacionadas en su mayor parte con la salida en contingencia del transformador Valledupar 1 220/34.5/13.8, y Valledupar 12 220/34.5/13.8 como se muestra en la **Tabla 26**.

Tabla 25. Comparación de casos de estudio – Eventos por subestación - Alternativa 40 MVAR

Subestación	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad por subestación		
	Caso completo	Caso sin Guajiras	Caso sin Guajiras - sin Bureche
Valledupar 13.8 T1	20	25	26
Valledupar34.5_B1	3	3	3

Subestación	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad por subestación		
	Caso completo	Caso sin Guajiras	Caso sin Guajiras - sin Bureche
Valledupar34.5_B3	0	2	3
Codazzi GCM 110	0	1	0
Maicao 110	0	1	0

Tabla 26. Comparación de casos de estudio – Eventos por contingencia - Alternativa 40 MVAR

Contingencia	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad por contingencia que lo origina		
	Caso completo	Caso sin Guajiras	Caso sin Guajiras - sin Bureche
Chinú - Copey 1 500	0	0	1
Codazzi - Valledupar 1 110	0	1	0
Copey - Cuestecitas 1 500 T2	1	1	1
Copey - Cuestecitas 2 500 T2	1	1	1
Copey - La Loma 1 500 T2	0	1	1
Copey - Valledupar 1 220	1	2	2
Copey - Valledupar 2 220	1	2	2
Copey 1 500/220	0	1	1
Copey 2 500/220	0	1	1
Cuestecitas - La Loma 1 500 T2	1	1	1
Cuestecitas - La Loma 2 500 T2	1	1	1
Cuestecitas - Maicao 1 110	0	1	0
Cuestecitas - San Juan 1 220	0	1	1
La Loma - Sogamoso 1 500 T2	0	1	1
Valledupar 1 220/34.5/13.8	9	9	9
Valledupar 11 220/110	0	0	1
Valledupar 12 220/34.5/13.8	8	8	8

Finalmente, a continuación, para el análisis de contingencias se muestra en la **Figura 18** y la **Figura 19**, **Figura 17** el histograma de frecuencia de tensiones y los diagramas de caja, respectivamente para las tensiones en la subárea de **GCM**.

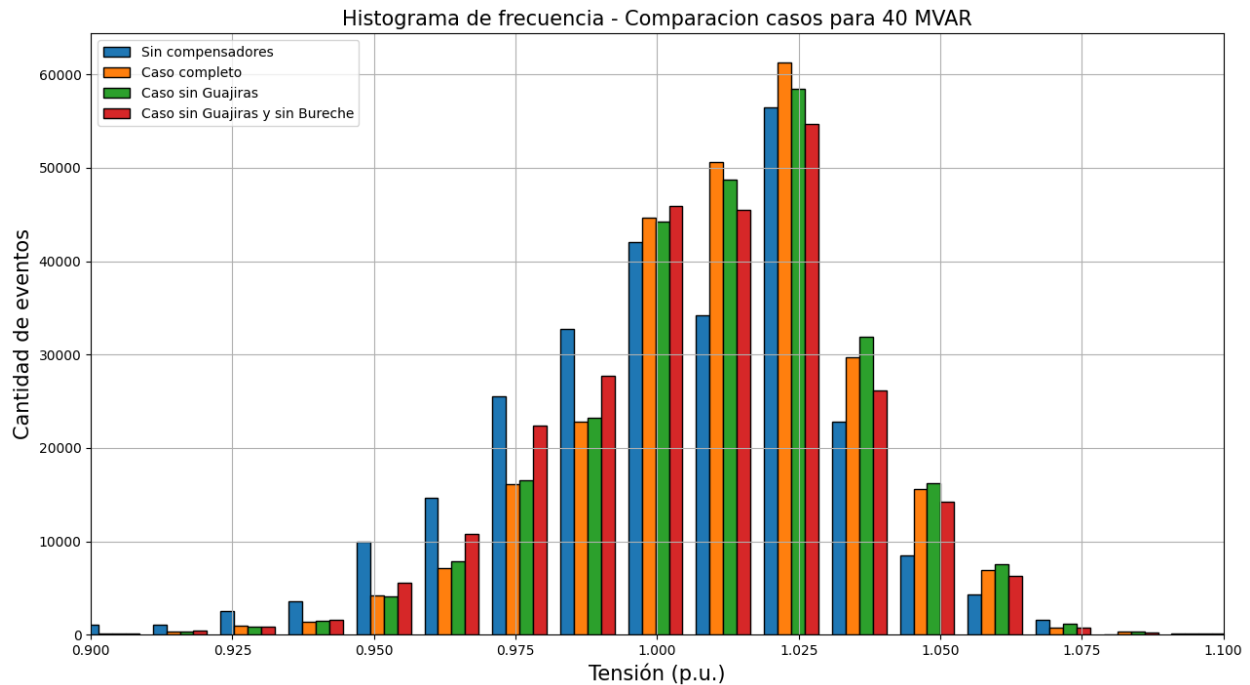


Figura 17. Histograma de frecuencia – Comparación de casos de estudio – Alternativa 40 MVAR - Periodo 2028-2033, con contingencias

La **Figura 18** permite visualizar el desempeño general de las tensiones en la subárea **GCM**. Se observa que el desempeño de la alternativa es aceptable aún bajo las contingencias de la ausencia de las unidades de Guajira y la indisponibilidad de la compensación en la subestación Bureche.

La **Figura 19** muestra de forma individual el comportamiento de la tensión para cada nodo en análisis en cada uno de los casos de estudio, de tal forma de establecer un punto de referencia gráfico para verificar la mejora de los niveles de tensión con respecto al caso base.

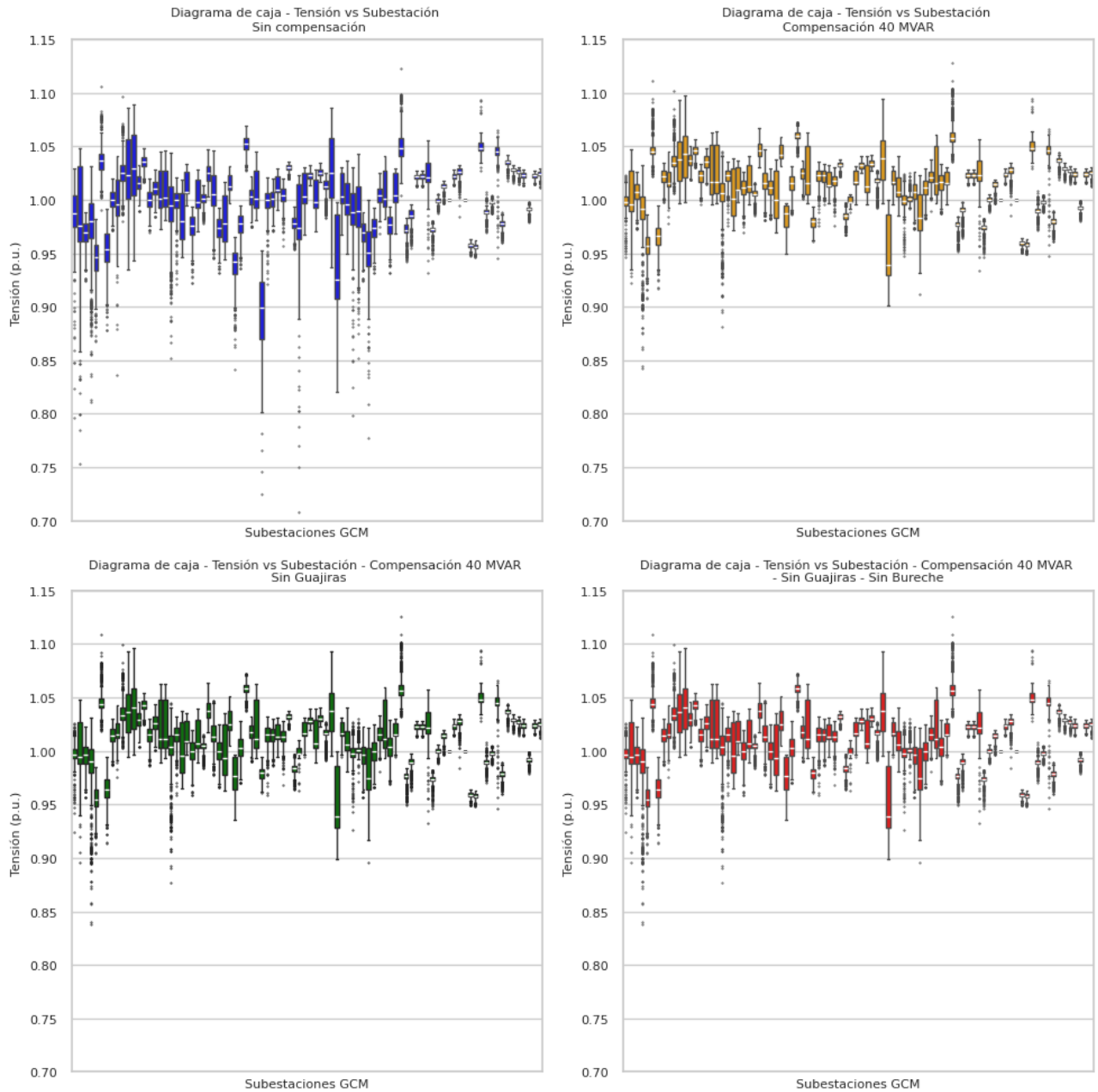


Figura 18. Diagramas de caja – Comparación de casos de estudio – Alternativa 40 MVAR - Periodo 2028-2033, con contingencias

La **Figura 20** muestra una comparación para cada escenario de simulación del comportamiento de las tensiones para las siguientes subestaciones: **San Juan 110 kV, Codazzi GCM 110 kV, Valledupar 13.8 kV, Riohacha 110 kV, El Banco 110 kV, La Jagua 110 kV, Valledupar 34.5_ B3, Nueva San Juan 110 kV.**

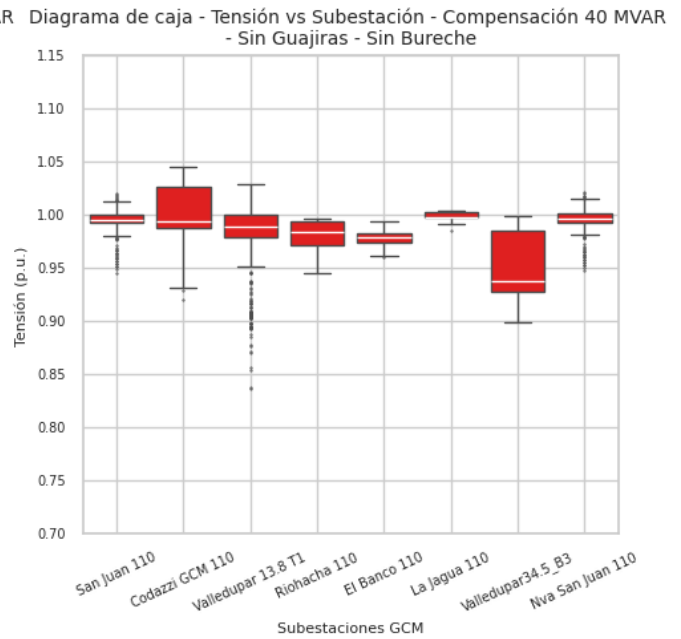
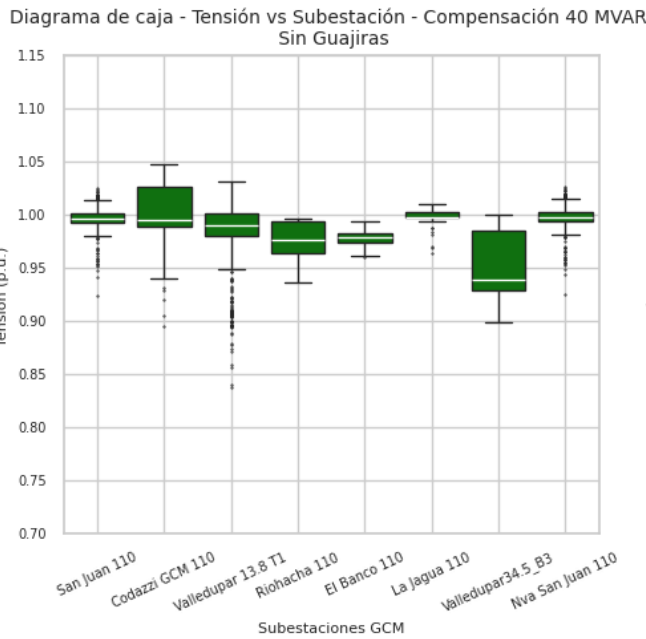
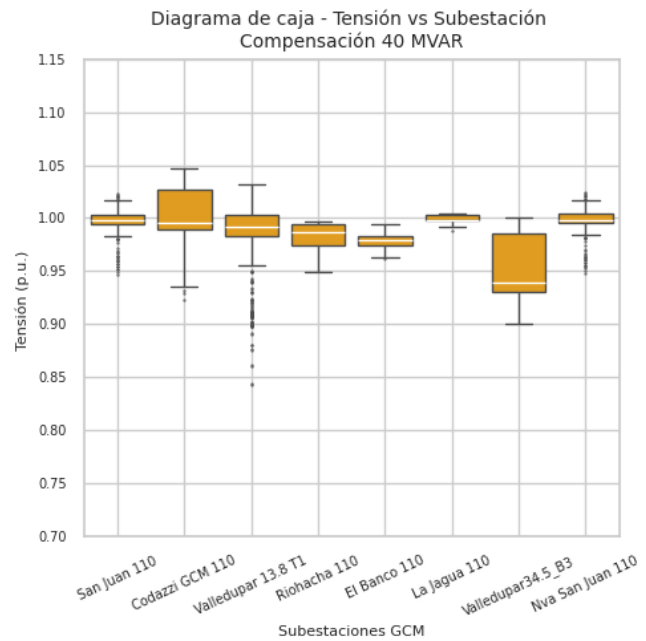
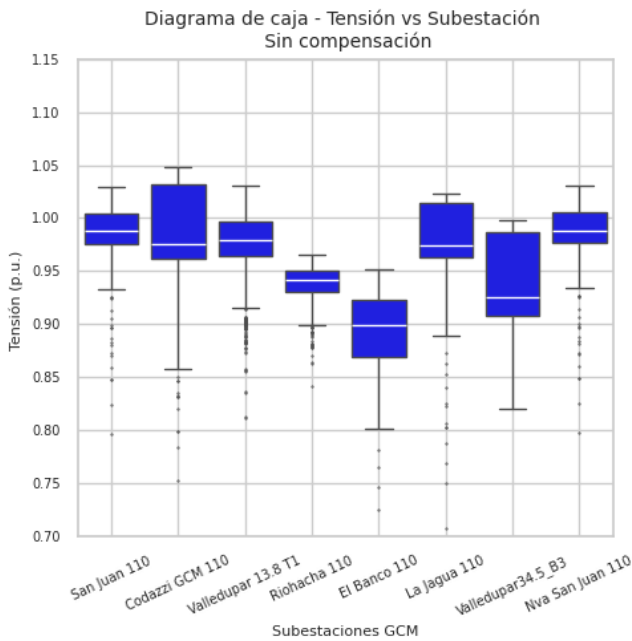


Figura 19. Diagramas de caja – Comparación de casos de estudio – Alternativa 40 MVAR – Nodos específicos, con contingencias

El resumen de estadísticos básicos (**media y desviación estándar**) así como la valoración de las métricas establecidas en la sección 3(a) se presentan en la **Tabla 27**, a saber:

- Norma Euclidiana todo el conjunto de tensiones,
- Desviación máxima todo el conjunto de tensiones
- Norma conjunto de tensiones que no cumplen criterios de seguridad

Estas métricas se calculan para la **alternativa 2** en cada uno de los escenarios de simulación considerados.

Tabla 27. Resumen de métricas - Valoración de. Compensación 40 MVAR

Parámetro	Alternativa 40 MVAR			
	Caso base – Tensión (p.u.)	Caso completo – Tensión (p.u.)	Caso completo - Sin Guajiras – Tensión (p.u.)	Caso completo - Sin Guajiras - Sin Bureche – Tensión (p.u.)
Valor medio	1.002	1.015	1.012	1.008
Desviación estándar	0.030	0.025	0.025	0.026
Norma Euclidiana todo el conjunto de tensiones	15.573	14.980	14.118	13.767
Desviación máxima	0.354	0.157	0.162	0.164
Norma conjunto de tensiones que no cumplen criterios de seguridad	6.054	0.557	0.649	0.657

d. Alternativa 3: Compensadores síncronos de 50 MVAR

A diferencia del caso base, en esta alternativa se realiza la evaluación del desempeño del sistema considerando la inclusión en la red del STR de compensadores síncronos de capacidad nominal de **50 MVAR**. Nuevamente se analizan 3 casos: i) caso completo, ii) caso sin Guajiras y iii) caso sin Guajiras e indisponible la compensación en Bureche.

El proceso de análisis es semejante al presentado en las alternativas de **30 y 40 MVAR**. En lo que sigue se presentan un resumen comparativo del desempeño de la **alternativa 3** para los casos de análisis planteados.

En primer lugar, para los escenarios de demanda máxima, media y mínima en el periodo de análisis **2028-2033**, en el caso de operación normal se identifica que no se producen desviaciones de tensión de los rangos de seguridad en las subestaciones de la subárea **GCM** para ninguno de los casos de estudio.

En complemento con el análisis anterior, como se indica en la **Tabla 28** y **Tabla 29** para el caso de estudios con contingencias en la subárea de **GCM**, se detectaron 23, 23 y 32 eventos totales de tensión fuera de rangos de seguridad, para los casos de análisis: i) caso completo, ii) caso sin Guajiras y iii) caso sin Guajiras e indisponible la compensación en Bureche, respectivamente. Se observa que con respecto a la **alternativa 2** se mantiene el número de eventos totales.

Estos problemas de tensión se distribuyen en varias subestaciones de la subárea **GCM** como se indica en la **Tabla 30**, relacionadas en su mayor parte con la salida en contingencia del transformador **Valledupar 1 220/34.5/13.8** y **Valledupar 12 220/34.5/13.8** como se muestra en la **Tabla 30**.

Tabla 28. Comparación de casos de estudio – Eventos por año - Alternativa 50 MVAR

Año	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad por año		
	Caso completo	Caso sin Guajiras	Caso sin Guajiras - sin Bureche
2028	6	6	12
2029	2	2	2
2030	2	2	2
2031	2	2	2
2032	3	3	3
2033	8	8	11
TOTAL	23	23	32

Tabla 29. Comparación de casos de estudio – Eventos por escenario de demanda - Alternativa 50 MVAR

Escenario demanda	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad por escenario de demanda		
	Caso completo	Caso sin Guajiras	Caso sin Guajiras - sin Bureche
DMax	19	19	26
DMed	2	2	2
DMin	2	2	4

Tabla 30. Comparación de casos de estudio – Eventos por subestación - Alternativa 50 MVAR

Subestación	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad por subestación		
	Caso completo	Caso sin Guajiras	Caso sin Guajiras - sin Bureche
Valledupar 13.8 T1	20	20	26
Valledupar34.5_B1	3	3	3
Valledupar34.5_B3	0	0	3

Tabla 31. Comparación de casos de estudio – Eventos por contingencia - Alternativa 50 MVAR

Contingencia	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad por contingencia que lo origina		
	Caso completo	Caso sin Guajiras	Caso sin Guajiras - sin Bureche
Chinú - Copey 1 500	0	0	1
Copey - Cuestecitas 1 500 T2	1	1	1
Copey - Cuestecitas 2 500 T2	1	1	1
Copey - La Loma 1 500 T2	0	0	1
Copey - Valledupar 1 220	1	1	2
Copey - Valledupar 2 220	1	1	2
Copey 1 500/220	0	0	1
Copey 2 500/220	0	0	1
Cuestecitas - La Loma 1 500 T2	1	1	1
Cuestecitas - La Loma 2 500 T2	1	1	1
Cuestecitas - San Juan 1 220	0	0	1
La Loma - Sogamoso 1 500 T2	0	0	1
Valledupar 1 220/34.5/13.8	9	9	9
Valledupar 11 220/110	0	0	1
Valledupar 12 220/34.5/13.8	8	8	8

Finalmente, a continuación, para el análisis de contingencias se muestra en la **Figura 22**, la **Figura 23** y la **Figura 21** el histograma de frecuencia y los diagramas de caja, respectivamente para las tensiones en la subárea de **GCM**.

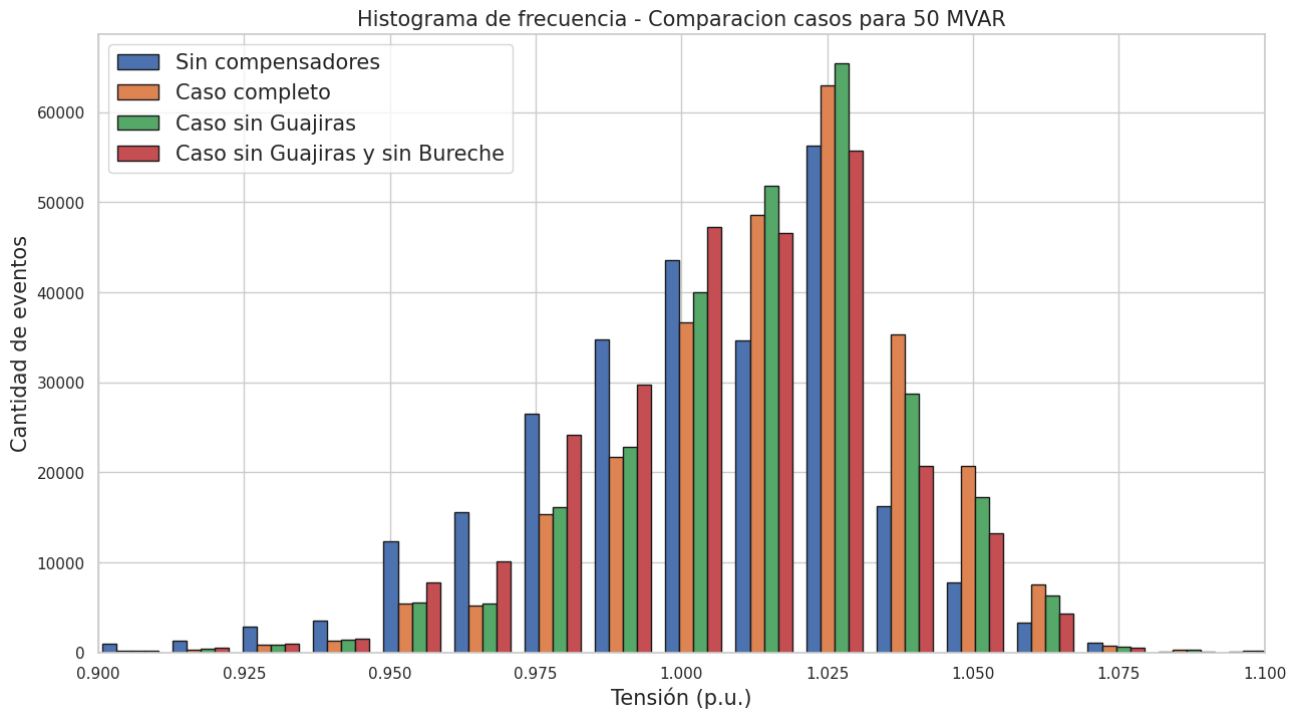


Figura 20. Histograma de frecuencia – Comparación de casos de estudio – Alternativa 50 MVAR - Período 2028-2033, con contingencias

La **Figura 22** permite visualizar el desempeño general de las tensiones en la subárea **GCM**. Se observa que el desempeño de la alternativa es aceptable aún bajo las contingencias de la ausencia de las unidades de Guajira y la indisponibilidad de la compensación en subestación Bureche.

La **Figura 23** muestra de forma general el comportamiento de la tensión para cada nodo en análisis en cada uno de los casos de estudio, de tal forma de establecer un punto de referencia gráfico para verificar la mejora de los niveles de tensión con respecto al caso base.

La **Figura 24** muestra una comparación para cada escenario de simulación del comportamiento de las tensiones para las siguientes subestaciones: **San Juan 110 kV, Codazzi GCM 110 kV, Valledupar 13.8 kV, Riohacha 110 kV, El Banco 110 kV, La Jagua 110 kV, Valledupar 34.5_ B3, Nueva San Juan 110 kV.**

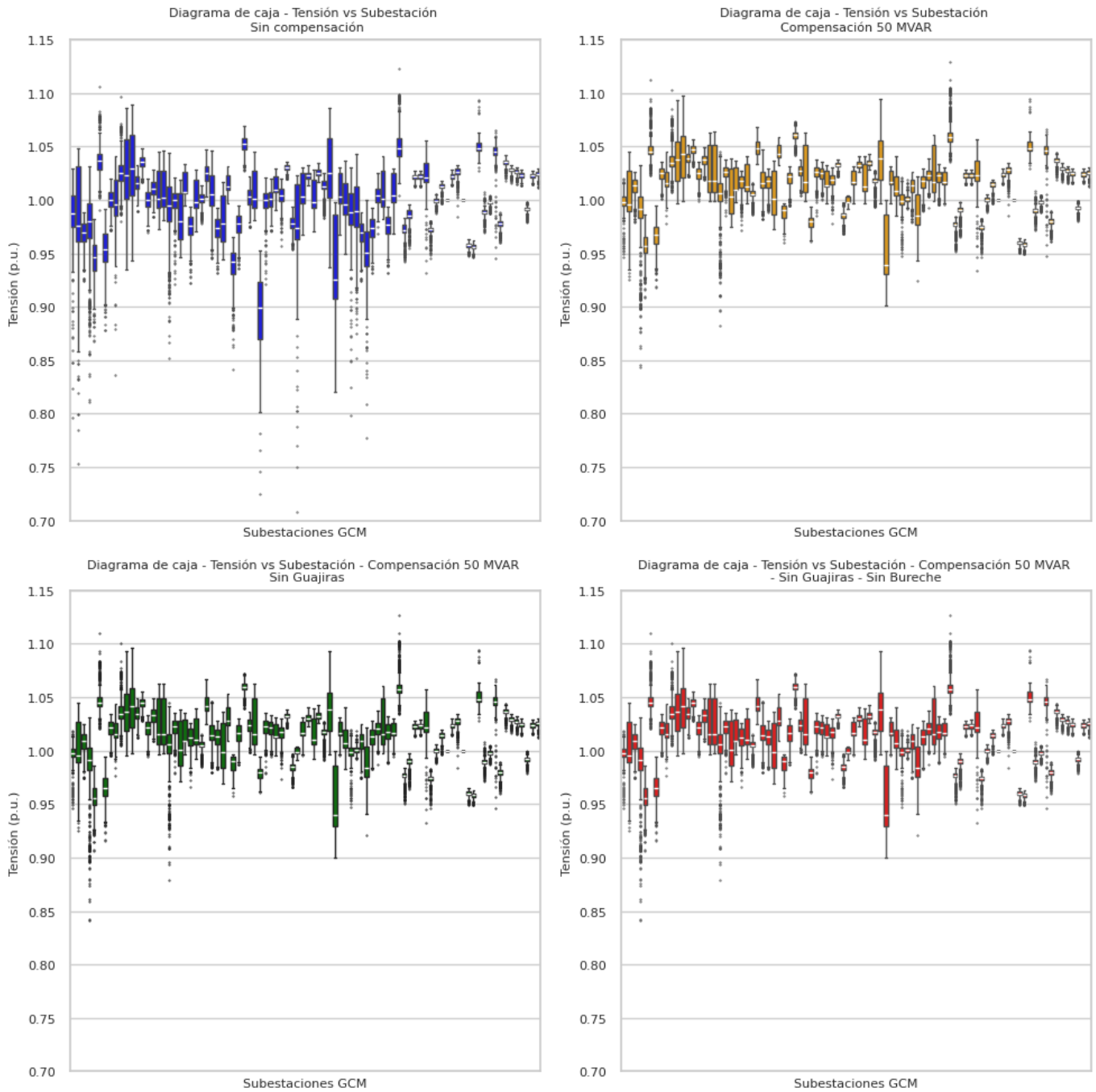


Figura 21. Diagrama de caja – Comparación de casos de estudio – Alternativa 50 MVAR - Periodo 2028-2033, con contingencias

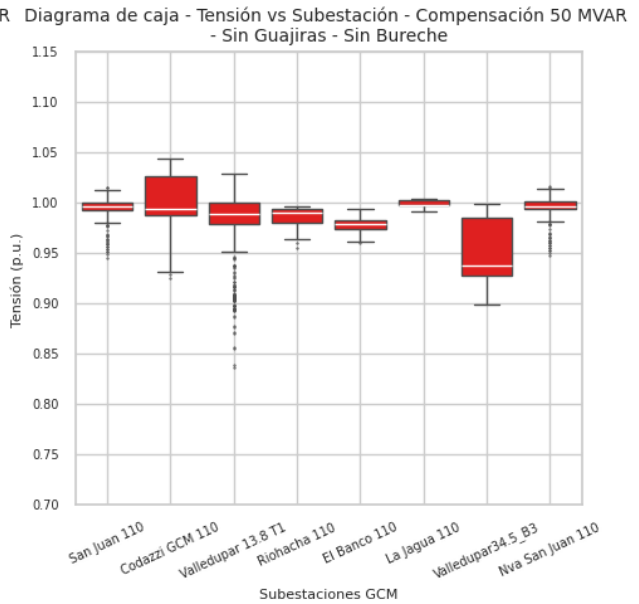
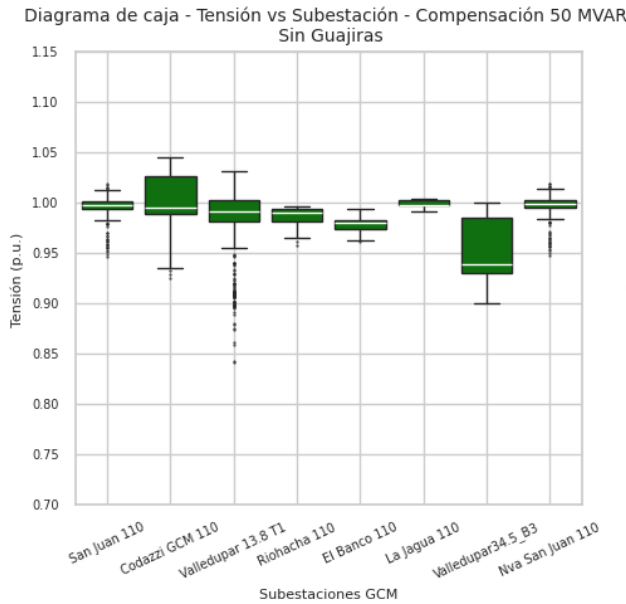
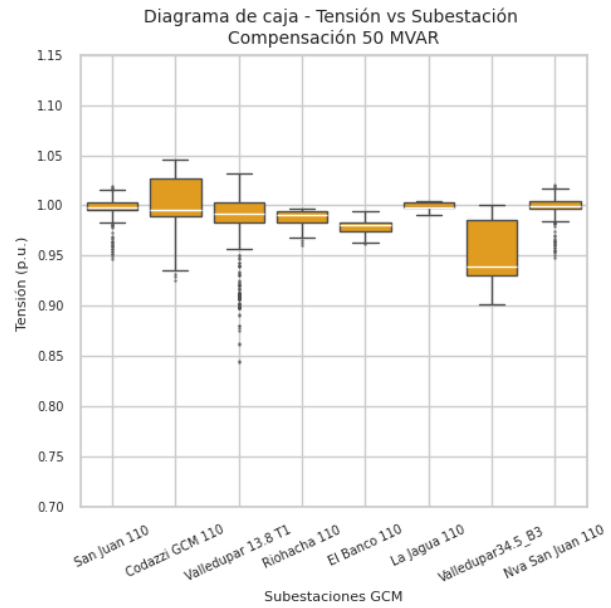
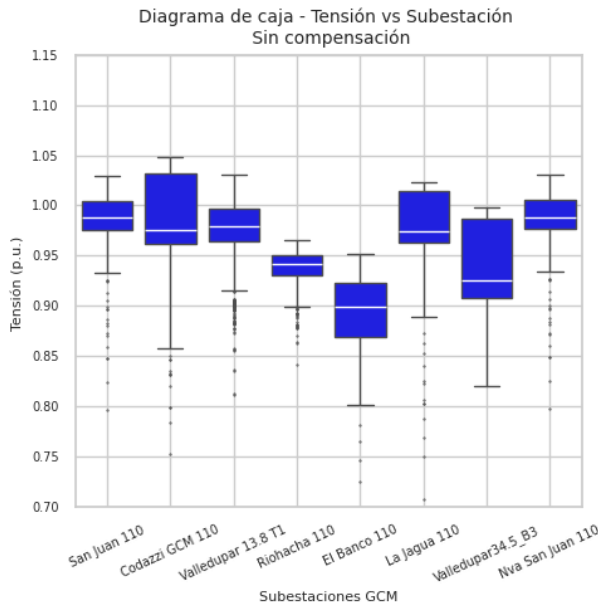


Figura 22. Diagrama de caja – Comparación de casos de estudio – Alternativa 50 MVAR – Nodos específicos, con contingencias

El resumen de estadísticos básicos (media y desviación estándar) así como la valoración de las métricas establecidas en la sección 3(a) se presentan en la **Tabla 32**, a saber:

- Norma Euclidiana todo el conjunto de tensiones
- Desviación máxima todo el conjunto de tensiones
- Norma conjunto de tensiones que no cumplen criterios de seguridad

Estas métricas se calculan para la **alternativa 3** en cada uno de los escenarios de simulación considerados.

Tabla 32. Resumen de métricas - Valoración de. Compensación 50 MVAR

Parámetro	Alternativa 50 MVAR			
	Caso base – Tensión (p.u.)	Caso completo – Tensión (p.u.)	Caso completo - Sin Guajiras – Tensión (p.u.)	Caso completo - Sin Guajiras -Sin Bureche – Tensión (p.u.)
Valor medio	1.002	1.016	1.014	1.008
Desviación estándar	0.030	0.025	0.024	0.025
Norma Euclidiana todo el conjunto de tensiones	15.573	15.195	14.539	13.717
Desviación máxima	0.354	0.156	0.159	0.164
Norma conjunto de tensiones que no cumplen criterios de seguridad	6.054	0.553	0.563	0.656

e. Alternativa 4: Compensadores síncronos de 60 MVAR

A diferencia del caso base, en esta alternativa se realiza la evaluación del desempeño del sistema considerando la inclusión en la red del STR de compensadores síncronos de capacidad nominal de **60 MVAR**. Nuevamente se analizan 3 casos: i) caso completo, ii) caso sin Guajiras y iii) caso sin Guajiras e indisponible la compensación en Bureche.

El proceso de análisis es semejante al presentado en las otras alternativas previamente presentadas. En lo que sigue se presenta un resumen comparativo del desempeño de la **alternativa 4** para los casos de análisis planteados.

En primer lugar, para los escenarios de demanda máxima, media y mínima en el periodo de análisis **2028-2033**, en el caso de operación normal se identifica que no se producen desviaciones de tensión de los rangos de seguridad en las subestaciones de la subárea **GCM** para ninguno de los casos de estudio.

En complemento con el análisis anterior, como se indica en la **Tabla 33** y **Tabla 34** para el caso de estudios con contingencias en la subárea de **GCM**, se detectaron **23, 23** y **32** eventos totales de tensión fuera de rangos de seguridad, para los casos de análisis: i) caso completo, ii) caso sin Guajiras y iii) caso sin Guajiras e indisponible la compensación en Bureche. Se observa que con respecto a las **alternativas 3 y 4** se mantiene el número de eventos totales.

Tabla 33. Comparación de casos de estudio – Eventos por año - Alternativa 60 MVAR

Año	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad por año		
	Caso completo	Caso sin Guajiras	Caso sin Guajiras - sin Bureche
2028	6	6	12
2029	2	2	2
2030	2	2	2
2031	2	2	2
2032	3	3	3
2033	8	8	11
TOTAL	23	23	32

Tabla 34. Comparación de casos de estudio – Eventos por escenario de demanda - Alternativa 60 MVAR

Escenario demanda	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad por escenario de demanda		
	Caso completo	Caso sin Guajiras	Caso sin Guajiras - sin Bureche
DMax	19	19	26
DMed	2	2	2
DMin	2	2	4

Los problemas de tensión se distribuyen en varias subestaciones de la subárea GCM como se indica en la **Tabla 35**, relacionadas principalmente con la salida en contingencia del transformador Valledupar 1 220/34.5/13.8 y Valledupar 12 220/34.5/13.8 como se muestra en la **Tabla 36**.

Tabla 35. Comparación de casos de estudio – Eventos por subestación - Alternativa 60 MVAR

Subestación	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad por subestación		
	Caso completo	Caso sin Guajiras	Caso sin Guajiras - sin Bureche
Valledupar 13.8 T1	20	20	26
Valledupar34.5_B1	3	3	3
Valledupar34.5_B3	0	0	3

Tabla 36. Comparación de casos de estudio – Eventos por contingencia - Alternativa 60 MVAR

Contingencia	Cantidad de eventos de tensión fuera de rangos de seguridad por contingencia que lo origina		
	Caso completo	Caso sin Guajiras	Caso sin Guajiras - sin Bureche
Chinú - Copey 1 500	0	0	1
Copey - Cuestecitas 1 500 T2	1	1	1
Copey - Cuestecitas 2 500 T2	1	1	1
Copey - La Loma 1 500 T2	0	0	1
Copey - Valledupar 1 220	1	1	2
Copey - Valledupar 2 220	1	1	2
Copey 1 500/220	0	0	1
Copey 2 500/220	0	0	1
Cuestecitas - La Loma 1 500 T2	1	1	1
Cuestecitas - La Loma 2 500 T2	1	1	1
Cuestecitas - San Juan 1 220	0	0	1
La Loma - Sogamoso 1 500 T2	0	0	1
Valledupar 1 220/34.5/13.8	9	9	9
Valledupar 11 220/110	0	0	1
Valledupar 12 220/34.5/13.8	8	8	8

Finalmente, a continuación, para el análisis de contingencias se muestra en la **Figura 26** y la **Figura 27**, **Figura 25** el histograma de frecuencia de tensiones y los diagramas de caja, respectivamente para las tensiones en la subárea de **GCM**.

La **Figura 26** permite visualizar el desempeño general de las tensiones en la subárea **GCM**. Se observa que el desempeño de la alternativa es aceptable aún bajo las contingencias de la ausencia de las unidades de Guajira y la indisponibilidad de la compensación en la subestación Bureche.

La **Figura 27** muestra de forma individual el comportamiento de la tensión para cada nodo en análisis en cada uno de los casos de estudio, de tal forma de establecer un punto de referencia gráfico para verificar la mejora de los niveles de tensión con respecto al caso base.

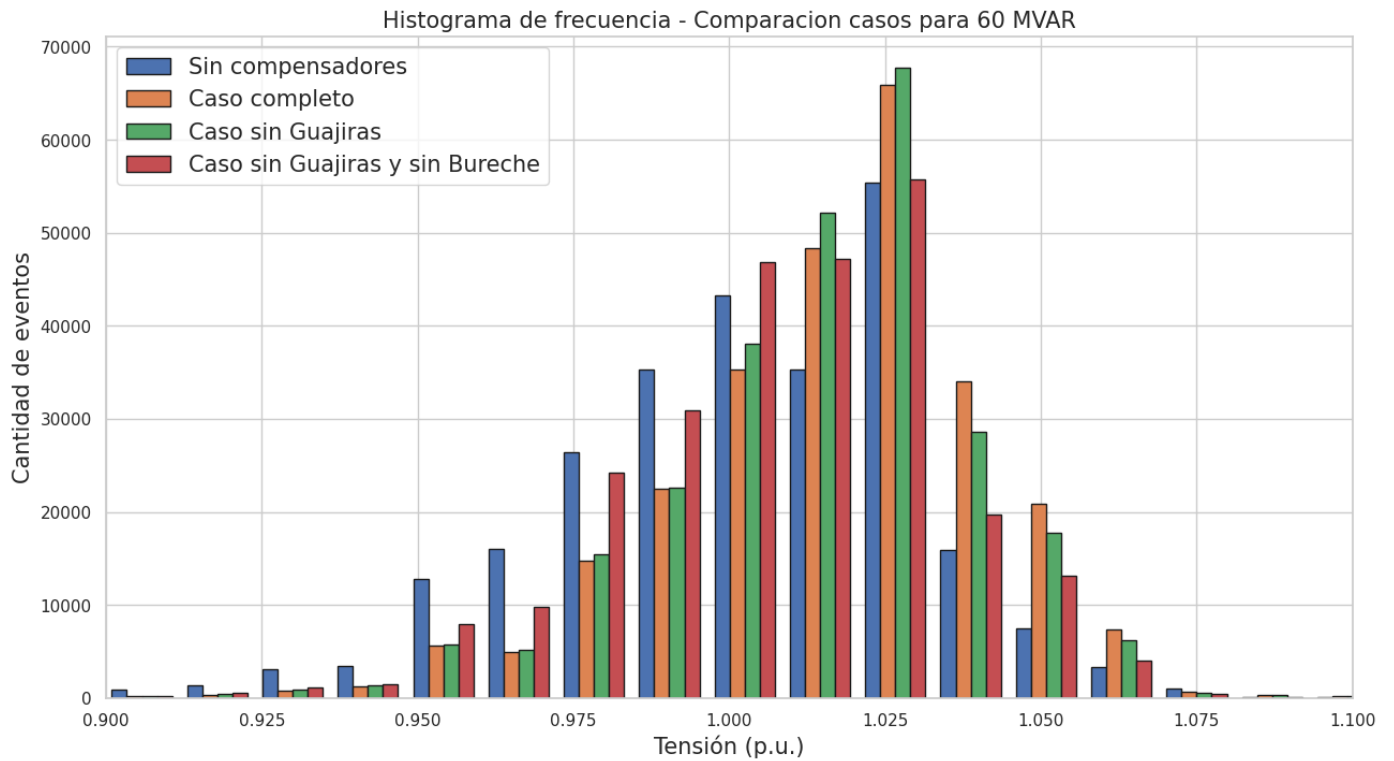


Figura 23. Histograma de frecuencia – Comparación de casos de estudio – Alternativa 60 MVAR - Periodo 2028-2033, con contingencias

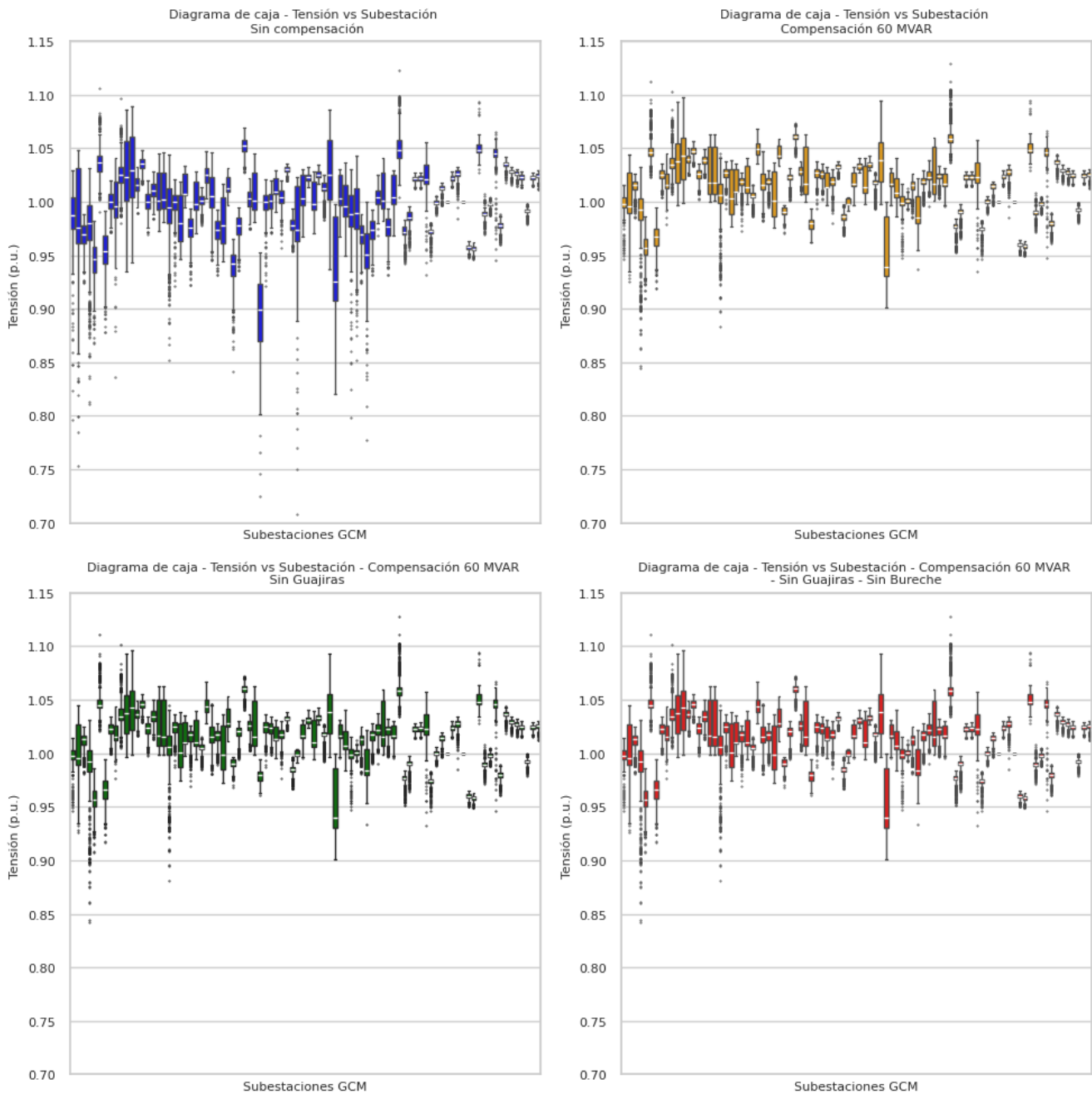


Figura 24. Diagrama de caja – Comparación de casos de estudio – Alternativa 60 MVAR - Período 2028-2033, con contingencias

La **Figura 28** muestra una comparación para cada escenario de simulación del comportamiento de las tensiones para las siguientes subestaciones: San Juan 110 kV, Codazzi GCM 110 kV, Valledupar 13.8 kV, Riohacha 110 kV, El Banco 110 kV, La Jagua 110 kV, Valledupar 34.5_ B3, Nueva San Juan 110 kV.

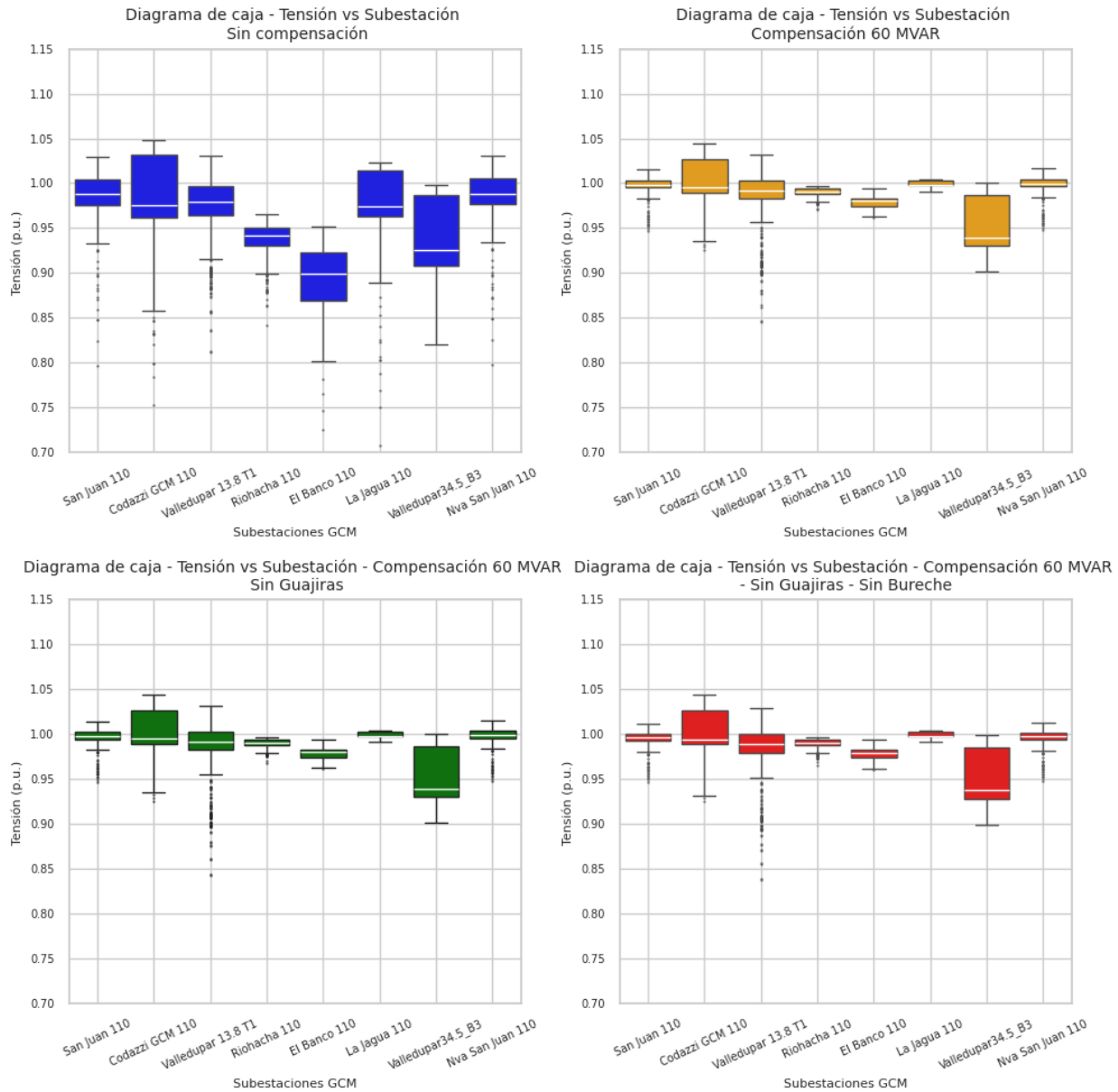


Figura 25. Diagrama de caja – Comparación de casos de estudio – Alternativa 60 MVAR – Nodos específicos, con contingencias

El resumen de estadísticos básicos (**media y desviación estándar**) así como la valoración de las métricas establecidas se presentan en la **Tabla 37**, a saber:

- Norma Euclidiana todo el conjunto de tensiones,
- Desviación máxima todo el conjunto de tensiones
- Norma conjunto de tensiones que no cumplen criterios de seguridad

Estas métricas se calculan para la **alternativa 4** en cada uno de los escenarios de simulación considerados.

Tabla 37. Resumen de métricas - Valoración de. Compensación 60 MVAR

Parámetro	Alternativa 60 MVAR			
	Caso base – Tensión (p.u.)	Caso completo – Tensión (p.u.)	Caso completo - Sin Guajiras – Tensión (p.u.)	Caso completo - Sin Guajiras - Sin Bureche – Tensión (p.u.)
Valor medio	1.002	1.016	1.015	1.009
Desviación estándar	0.030	0.025	0.024	0.025
Norma Euclidiana todo el conjunto de tensiones	15.573	15.306	14.703	13.694
Desviación máxima	0.354	0.155	0.158	0.163
Norma conjunto de tensiones que no cumplen criterios de seguridad	6.054	0.551	0.560	0.655

f. Análisis y comparación de alternativas:

A continuación, se presenta el análisis realizado para determinar desde la perspectiva técnica la evaluación de las alternativas de dimensión de los compensadores síncronos atendiendo a criterios de desempeño del sistema en red completa y ante contingencias como descrito en la página, y de acuerdo con los casos de estudio para comparación.

Tomando en consideración las siguientes métricas:

- Norma Euclidiana todo el conjunto de tensiones,
- Desviación máxima todo el conjunto de tensiones
- Norma conjunto de tensiones que no cumplen criterios de seguridad

Las cuales se evaluaron para cada alternativa en los siguientes casos:

- Caso completo con compensación disponible.
- Caso completo sin unidades Guajira.
- Caso completo sin unidades Guajira y sin compensación de Bureche.

Para cada métrica se estableció el valor de referencia, el cual se calcula como el valor mínimo logrado entre todas las alternativas analizadas y para todos los casos de simulación. Por ejemplo, para la

métrica “Norma Euclidiana todo el conjunto de tensiones” su valor de referencia se obtiene a partir de las tablas: Tabla 22, Tabla 27, Tabla 32 y Tabla 37; datos que se extraen y presentan en la Tabla 38.

Tabla 38. Datos base para cálculo de referencia – Métrica - Norma Euclidiana todo el conjunto de tensiones.

Norma Euclidiana todo el conjunto de tensiones	Caso base	Caso completo	Caso completo - Sin Guajiras	Caso completo - Sin Guajiras - Sin Bureche
Alternativa 30 MVAR	15.5729	14.7568	<u>13.6625</u>	13.9052
Alternativa 40 MVAR	15.5729	14.9798	14.1182	13.7669
Alternativa 50 MVAR	15.5729	15.1952	14.5393	13.7173
Alternativa 60 MVAR	15.5729	15.3062	14.7035	13.6942

El valor mínimo para este cálculo se obtuvo para la alternativa de **30 MVAR** y en el escenario de caso completo – sin Guajiras. De igual forma se realiza para el resto de las métricas y que se presentan en la tabla a continuación:

Tabla 39. Determinación de valor de referencia para métricas de evaluación.

Métrica	Valor de referencia
Referencia para Norma Euclidiana todo el conjunto de tensiones	13.6625
Referencia para Desviación máxima	0.1551
Referencia para Norma conjunto de tensiones que no cumplen criterios de seguridad	0.5515

Seguidamente se normalizan los valores obtenidos de las métricas para cada alternativa en cada caso de estudio. La normalización implica obtener un valor representativo de la métrica original entre **0** y **1**, donde el extremo **1** representa mayor nivel de cumplimiento. La normalización se hace mediante la siguiente ecuación:

$$metrica\ normalizada = \frac{Valor\ de\ referencia}{metrica\ original}$$

Ecuación 1

Para la normalización de las métricas de la **alternativa 1** de 30 MVAR presentadas en la **Tabla 22**, para cada fila de esta tabla se aplica la **Ecuación 1**, donde el valor de referencia se encuentra en la **Tabla 39**. Los resultados se presentan continuación.

Tabla 40. Resumen de métricas Normalizadas - Compensación 30 MVAR

Alternativa 30 MVAR			
Métrica normalizada	Caso completo	Caso completo - Sin Guajiras	Caso completo - Sin Guajiras -Sin Bureche
Norma Euclidiana todo el conjunto de tensiones	0.926	1.000	0.983
Desviación máxima	0.980	0.939	0.942
Norma conjunto de tensiones que no cumplen criterios de seguridad	0.952	0.797	0.741

Para la normalización de las métricas de la **alternativa 2** de 40 MVAR presentadas en la **Tabla 27**, para cada fila de esta tabla se aplica la **Ecuación 1**, donde los valores de referencia se encuentran en la **Tabla 39**. Los resultados se presentan continuación.

Tabla 41. Resumen de métricas Normalizadas - Compensación 40 MVAR

Alternativa 40 MVAR			
Métrica normalizada	Caso completo	Caso completo - Sin Guajiras	Caso completo - Sin Guajiras - Sin Bureche
Norma Euclidiana todo el conjunto de tensiones	0.912	0.968	0.992
Desviación máxima	0.987	0.958	0.945
Norma conjunto de tensiones que no cumplen criterios de seguridad	0.991	0.850	0.839

Para la normalización de las métricas de la **alternativa 3** de 50 MVAR presentadas en la **Tabla 32**, para cada fila de esta tabla se aplica la **Ecuación 1**, donde los valores de referencia se encuentran en la **Tabla 39**. Los resultados se presentan continuación.

Tabla 42. Resumen de métricas Normalizadas - Compensación 50 MVAR

Alternativa 50 MVAR			
Métrica normalizada	Caso completo	Caso completo – Sin Guajiras	Caso completo – Sin Guajiras - Sin Bureche
Norma Euclidiana todo el conjunto de tensiones	0.899	0.940	0.996
Desviación máxima	0.994	0.974	0.948
Norma conjunto de tensiones que no cumplen criterios de seguridad	0.997	0.980	0.841

Para la normalización de las métricas de la **alternativa 3** de 60 MVAR presentadas en la **Tabla 37**, para cada fila de esta tabla se aplica la, donde los valores de referencia se encuentran en la **Tabla 39**. Los resultados se presentan continuación.

Tabla 43. Resumen de métricas Normalizadas - Compensación 60 MVAR

Alternativa 60 MVAR			
Métrica normalizada	Caso completo	Caso completo – Sin Guajiras	Caso completo – Sin Guajiras - Sin Bureche
Norma Euclidiana todo el conjunto de tensiones	0.893	0.929	0.998
Desviación máxima	1.000	0.981	0.951
Norma conjunto de tensiones que no cumplen criterios de seguridad	1.000	0.985	0.842

Con el propósito de establecer la valoración global de las alternativas se utiliza la siguiente métrica:

$$V_{Ai} = \frac{\sum_{j=1}^n V_{Aij}}{n}$$

Ecuación 2

Donde:

V_{Ai} =Evaluación global de la Alternativa i

V_{Aij} =Evaluación parcial de la Alternativa i en el atributo j

n = número de atributos evaluados

De la aplicación de la **ecuación 2** se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 44. Evaluación final de alternativas

Alternativa	Evaluación global
Alternativa 1 - 30 MVAR. V_{A1}	0.9178
Alternativa 2 - 40 MVAR V_{A2}	0.9381
Alternativa 3 - 50 MVAR V_{A3}	0.9521
Alternativa 4 - 60 MVAR V_{A4}	0.9533

Como conclusión se determina que, con el análisis realizado y las métricas definidas, la **alternativa 4** con compensadores de **60 MVAR** es la que mejor desempeño tiene considerando las métricas previamente definidas. Corresponde a continuación realizar el análisis económico de las alternativas.

3. Análisis de cortocircuito:

La incorporación de los equipos de compensación síncrona conlleva como una de sus principales consecuencias el cambio de las corrientes de cortocircuito en las subestaciones del área de **GCM** a nivel de **500 kV 220/230 kV** y **110/115 kV**. Este fenómeno se origina debido al cambio de la impedancia equivalente observada desde los puntos de falla y al incremento de los caminos disponibles para las contribuciones de cortocircuito.

El cálculo del nivel de corto circuito presentado en este informe se ha realizado conforme a lo indicado por la norma **IEC 60909**.

En el contexto específico del área **GCM**, se presenta en la **Figura 29** los resultados del estudio de comportamiento de corto circuito. Dentro de los gráficos se muestran principalmente dos valores:

- Corriente máxima de cortocircuito en la ausencia de la compensación síncrona en color azul.
- Corriente máxima de cortocircuito con la inclusión de la compensación síncrona en color verde.
- Capacidad máxima de interrupción de las subestaciones en línea punteada.

En la figura se presenta, para el año **2033**, la comparación del nivel de corto circuito máximo con y sin compensación síncrona. Se puede observar que para las subestaciones **El Banco, La Jagua, Riohacha, Guatapurí y Bureche**, todas en **110 kV** se presenta un incremento significativo del nivel de corto circuito máximo. En ningún caso se supera la capacidad de interrupción de cada subestación. Sin embargo, es importante señalar que de acuerdo con el análisis realizado en el caso de la subestación Riohacha con capacidad de interrupción máxima de **14 kA**, se observa que sin proyecto el nivel de corto circuito estimado es **8.81 kA (63 % de su capacidad máxima)**, y con el proyecto el nivel de corto circuito estimado es **12,2 kA (87% de su capacidad máxima)**.

En este contexto se analizó como alternativa a la subestación **Riohacha**, implementar el compensador síncrono en la subestación **Maicao 110 kV**. Se verificó que sus desempeños técnicos en cuanto a regulación de tensión son semejantes y, además, en relación con el nivel de corto circuito se estimó que el nivel de corto circuito máximo en Maicao es de **10.2kA (33% de su capacidad máxima)**, por lo tanto, se recomienda la subestación **Maicao 110 kV** como alternativa de conexión para evitar la saturación del sistema en cuanto a su capacidad de corto circuito.

Con respecto a las demás subestaciones, excepto **Copey 110 kV** y **Copey 220 kV**, se puede verificar que la conexión de la compensación síncrona no produce una variación significativa del nivel de corto. Y en ningún caso se supera el nivel de capacidad de corto de las subestaciones.

Para el caso de las subestaciones **Copey 110 kV** y **Copey 220 kV**, cuya capacidad de interrupción es **12,5 kA** y **25 kA**, respectivamente, se puede observar que previo a la inclusión del proyecto de compensadores, el nivel de corto circuito calculado ya superaba la capacidad de interrupción en estas subestaciones. La inclusión del proyecto produce una variación mínima del nivel de corto circuito en estas subestaciones, en conclusión, el proyecto no deteriora las condiciones actuales del sistema.

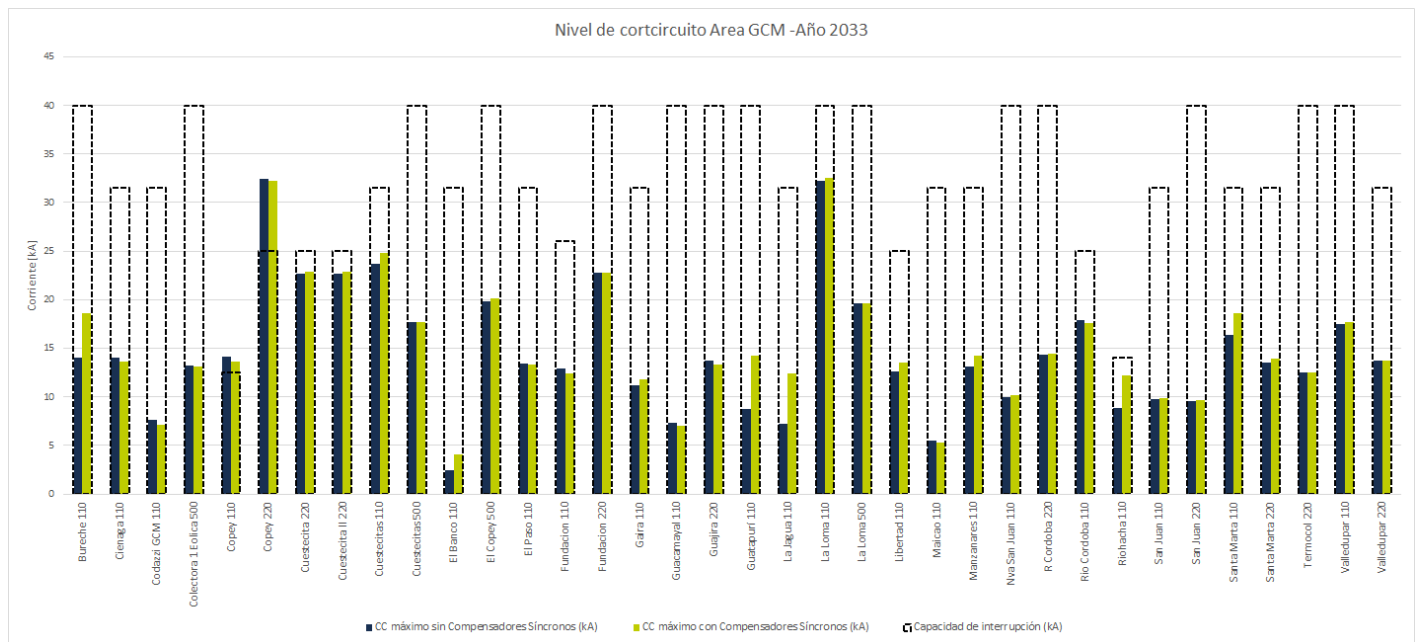


Figura 26. Corrientes de cortocircuito – Área GCM – año 2033.

Análisis económicos

A continuación, se presenta el cálculo del beneficio costo para la alternativa de **50 MVAR** como referencia para el proceso de evaluación de todas las alternativas presentadas en los capítulos previos.

1. Costos:

Se valoran los costos en Unidades Constructivas según **Resolución CREG 015 de 2017** y **Resolución CREG 011 de 2009**.

Tabla 45. Costo del proyecto en UC al 2024

Sistema	Costo en COP\$ - UC	Costo en USD - UC
STR	\$643,599,115,211	\$153.237.884
STN	\$0	\$0
Total	\$643,599,115,211	\$153.237.884

2. Beneficio:

Los beneficios se calcularon en estado estable y ante contingencias, en las cuales se genera **demanda no atendida (DNA)**, debido a las bajas tensiones en la subárea **GCM**, esto por el crecimiento de la demanda y considerando la entrada de obras del **Sistema de Transmisión Nacional – STN** y del **Sistema de Transmisión Regional –STR**, como son los proyectos que se encuentran descritos en la sección de análisis de resultados de este informe. Lo anterior se verificó con la proyección de la demanda y los diferentes escenarios de generación mediante simulaciones en el **Software PowerFactory**.

3. Relación Beneficio/Costo:

Con base en la selección de la localización de los compensadores y de su capacidad nominal se realizó la evaluación de la relación de **Beneficio-Costo (B/C)**, las cuales dependen de la cuantificación de beneficios que puede tener el proyecto.

Tabla 46. Relación B/C con base en los escenarios

Características	B/C	VPN - Beneficios por DNA [USD]
Compensadores síncronos con una capacidad de 50 MVAR en las subestaciones El Banco, La Jagua, Maicao, Guatapurí y Bureche, todas en 110 kV, incluidos todos los elementos requeridos para su adecuada conexión al Sistema Interconectado Nacional - SIN	9.234	\$1,414,929,929.98

De lo anterior se presentó una **relación B/C**, mayor a 1, con lo cual la alternativa se considera viable económicamente bajos las condiciones y supuestos establecidos en este informe.

a. Comparación Relación Beneficio/Costo para alternativas:

A continuación, se presenta el resumen de la evaluación económica junto con la evaluación del desempeño técnico de todas las alternativas analizadas.

Tabla 47. Relación B/C - Alternativas

Alternativa	Relación B/C	Evaluación técnica
Alternativa 1 - 30 MVAR. V_{A1}	14.085	0.918
Alternativa 2 - 40 MVAR V_{A2}	11.282	0.938
Alternativa 3 - 50 MVAR V_{A3}	9.234	0.952
Alternativa 4 - 60 MVAR V_{A4}	8.083	0.953

Con estos datos se elabora la curva de eficiencia de Pareto que se presenta en la **Figura 30**.

En la gráfica se puede observar que, para las alternativas planteadas, cuando se mejora el desempeño técnico se produce también una reducción en la relación beneficio/costo, es decir, no se puede mejorar un criterio de evaluación técnico sin reducir el desempeño económico correspondiente y viceversa. En este contexto para determinar la selección de la alternativa de dimensión de los compensadores síncronos es necesario recurrir a un criterio adicional.

Dado el contexto de transición energética en el cual, la salida de las unidades **Guajira 1 y 2** es un hecho con gran posibilidad de ocurrencia, se determinó que el criterio adicional para la selección de la alternativa sea el aporte de inercia al sistema. Esto es que el proyecto debería proveer inercia de tal forma que cubra al menos la salida de la inercia suministrada por las unidades que salgan de servicio.

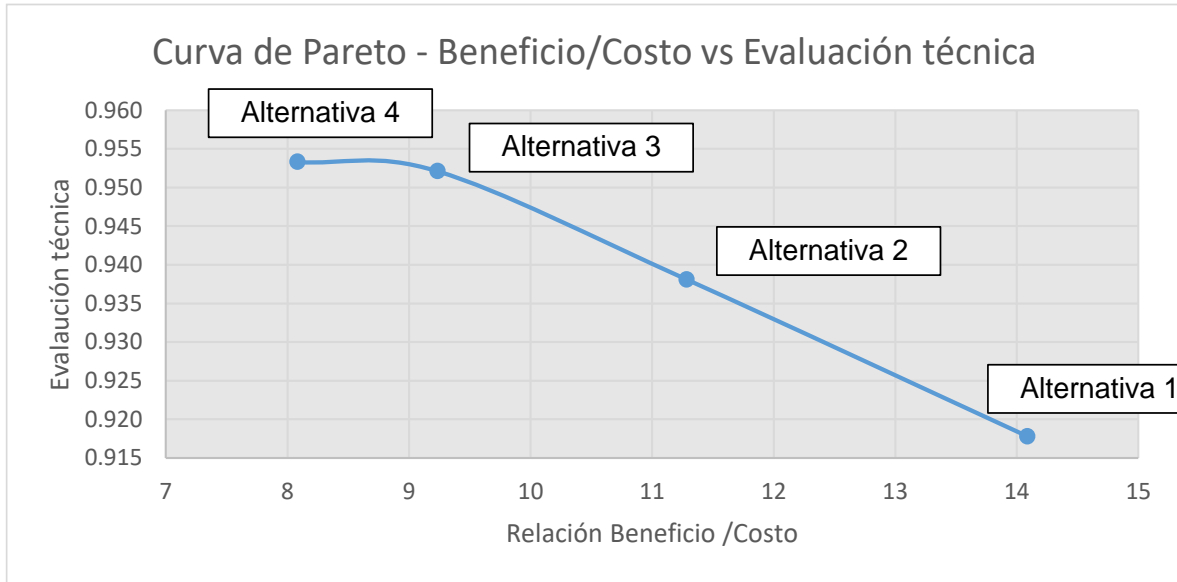


Figura 27. Curva de eficiencia de Pareto.

A continuación, se presenta en la **Tabla 48** el cálculo de la inercia aportada por las unidades de Guajira. Y en la **Tabla 49** se presenta el cálculo de inercia que cada alternativa aportaría al sistema.

Tabla 48. Inercia Guajiras

Unidades	Capacidad Nominal (MVA)	Constante de inercia H(s)	MVA-s
GUAJIRA 1	162	3.34	541.08
GUAJIRA 2	162	3.33	544.32
		Total	1085.40

Fuente: PARATEC

Tabla 49. Calculo Inercia de compensadores

Alternativa	Capacidad Nominal (MVAR)	Constante de inercia H(s)	Cantidad de compensadores	Total por alternativa (MVA-s)
Alternativa 1 - V_{A1}	30	5	5	750
Alternativa 2 - V_{A2}	40	5	5	1000
Alternativa 3 - V_{A3}	50	5	5	1250
Alternativa 4 - V_{A4}	60	5	5	1500

Se observa de la **Tabla 48** que se requeriría al menos **1085.4 MVA-s**, los cuales serían suministrados por la **alternativa 3** que aportaría **1250 MVA-s**.

Fecha de puesta en operación

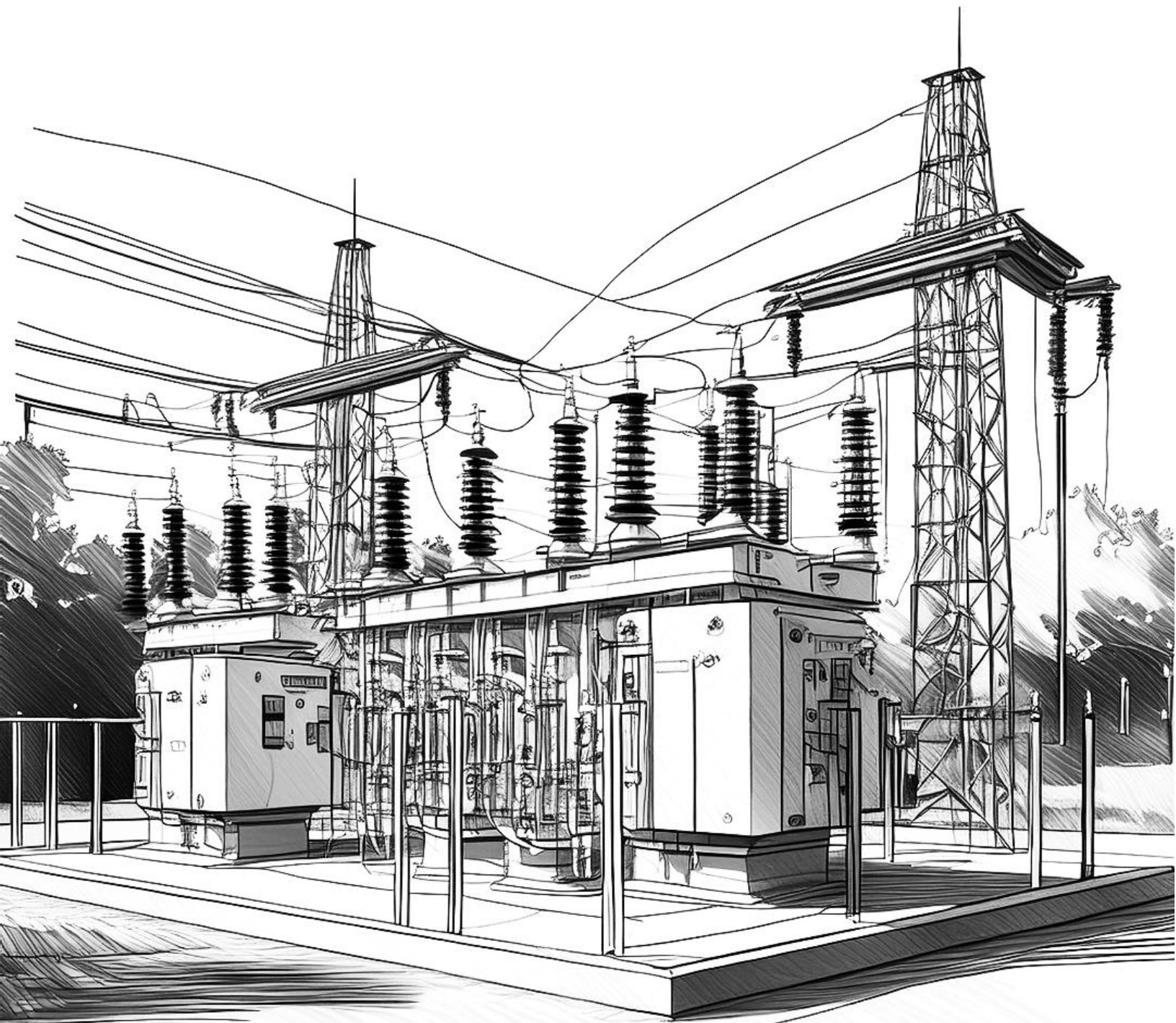
La fecha de puesta en operación del proyecto **Compensadores Síncronos STR - Área GCM** se definió para el año **2028** en función de los tiempos establecidos en la consultoría contratada por la **UPME**.

Conclusiones

- Los beneficios asociados a la demanda que se atendería con el proyecto **Compensadores Síncronos STR - Área GCM** son superiores a los costos de la obra, por lo que se recomienda su ejecución.
- De acuerdo con el análisis presentado en este informe los compensadores síncronos deberían ser de al menos **50 MVAR** cada uno.
- Se concluye que los compensadores sean instalados en las subestaciones: **El Banco, La Jagua, Maicao, Guatapurí, y Bureche** en el STR a nivel de **110 kV**.

Recomendaciones

Se recomienda la ejecución de la obra para la instalación de compensadores síncronos en las subestaciones **El Banco, La Jagua, Maicao, Guatapurí, y Bureche**, todas en **110 kV**, incluidos todos los elementos requeridos para su adecuada conexión al **Sistema Interconectado Nacional – SIN**. Para lo cual se deben seguir los procedimientos normativos y regulatorios a efectos de su ejecución.



Región Caribe

Subestación Magangué 500/110 kV y líneas asociadas

Obras Urgentes – 2024

- 76 -

Antecedentes

La **Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)** es la entidad encargada de la planificación de la infraestructura del sistema eléctrico nacional. Esta entidad formula planes y programas para garantizar la **seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica del país**. Al identificar las necesidades futuras, se desarrollan obras de expansión que aseguran el cumplimiento de estas necesidades conforme a la normativa vigente. Lo anterior en un horizonte de planeación de corto, mediano y largo plazo con ventanas de 3, 5 y mayores a 10 años, respectivamente. Entre los planes desarrollados por la UPME están los de expansión de generación y transmisión, que sirven como referencia. Estos planes buscan diagnosticar la red en el horizonte de tiempo establecido, buscando problemáticas que puedan impedir el correcto funcionamiento del sistema y afectar la prestación del servicio en el territorio nacional.

En particular, para el área Córdoba Sucre se presentó por parte de **AFINIA** para evaluación de la Unidad el proyecto de construcción de la subestación **Nueva Magangué 500/110 kV** y obras asociadas, el cual corresponde a una solución estructural en procura de mejorar la confiabilidad y reducir los efectos negativos de las conexiones radiales existentes en la zona del corredor **Chinú - Sincé – Magangué – Mompox 110 kV** y **El Banco 110 kV**. Se precisa que el proyecto corresponde con una tercera alternativa del Proyecto "**Interconexión La Loma - El Banco - Mompox**", presentado años antes por el OR. Igualmente se consideraron las recomendaciones realizadas por **XM** en los informes de planeamiento operativo e **ITR**.

Sobre el proyecto en cuestión se presentan los siguientes antecedentes:

- En **2018** el OR presentó a la Unidad el estudio de conexión para la interconexión de las zonas: La Loma, El Banco y Mompox, el cual planteó dos alternativas. De las cuales la solución correspondió a la construcción de circuitos sencillos a **110 kV** entre las subestaciones **La Loma y El Banco (90 km)**, así como entre **El Banco y Mompox (57 km)**. Adicionalmente se consideró la instalación de bancos de compensación capacitiva en **Mompox (3*8 MVar)** y **Magangué (4*8 MVar)**.
- La Unidad en febrero de 2020 aprueba parte del alcance del proyecto en términos de avalar la Compensación capacitiva **16 MVar (2 pasos de 8 MVar)** en subestación **Mompox 110 kV**, la cual entró en operación a finales de **2023**.
- Se ha presentado un aumento significativo de la demanda en la zona, y dado el agotamiento de la red se han dado señales de **XM**, operador del sistema, para solucionar restricciones que están generando **ENS**. En efecto se identifica restricción para atender a tensión nominal la demanda en Mompox, dada la radialidad del corredor **Chinú-Sincé-Magangué-Mompox**. Corredor que también se encuentra inmerso en ESPS asociados con la sobrecarga de los autotransformadores 1, 2 o 3 de **Chinú 500/110/34.5 kV**. Caso similar, en cuanto a limitación

para atender la demanda a condiciones nominales de tensión y **ESPS** por baja tensión, aplica para **EL Banco 110 kV**.

- En la determinación de la capacidad de importación de potencia para el área Caribe se identifica a los nodos atendidos de manera radial como los más restrictivos.
- Desde junio de **2023 XM** indica la consideración de condición de emergencia, tanto a **Mompox 110 kV**, como **El Banco 110 kV**.
- En septiembre de **2023 AFINIA** presenta una tercera alternativa del proyecto denominada “**Subestación Nueva Magangué 500/110 kV**”, para eliminar conexiones radiales en el corredor **Chinú - Sincé – Magangué – Mompox 110 kV** y **El Banco 110 kV**.

Proyecto propuesto

El proyecto propuesto consiste en la construcción de una nueva S/E **Magangué 500/110 kV**, alimentada a través de la reconfiguración de la línea **Chinú – El Copey 500 kV**, en **Chinú – Nueva Magangué – El Copey**, con aproximadamente 25 km desde la intercepción de la línea a la ubicación actual de la subestación Magangué. Adicionalmente, la obra se complementa con refuerzos en el Sistema de Transmisión Regional (STR) los cuales consisten en la repotenciación de la línea **Magangué – Mompox (LN 715) 110 kV**, la construcción de un doble circuito **Mompox – El Banco 110 kV** con aproximadamente 57 km, y finalmente, la construcción de una segunda línea **Magangué – Mompox 110 kV** con una distancia aproximada de 45 km.

A continuación, en las **figuras 31 y 32**, se presenta el diagrama unifilar del proyecto propuesto junto a la infraestructura de la zona de influencia de este y la ubicación geográfica de los activos propuestos, respectivamente.

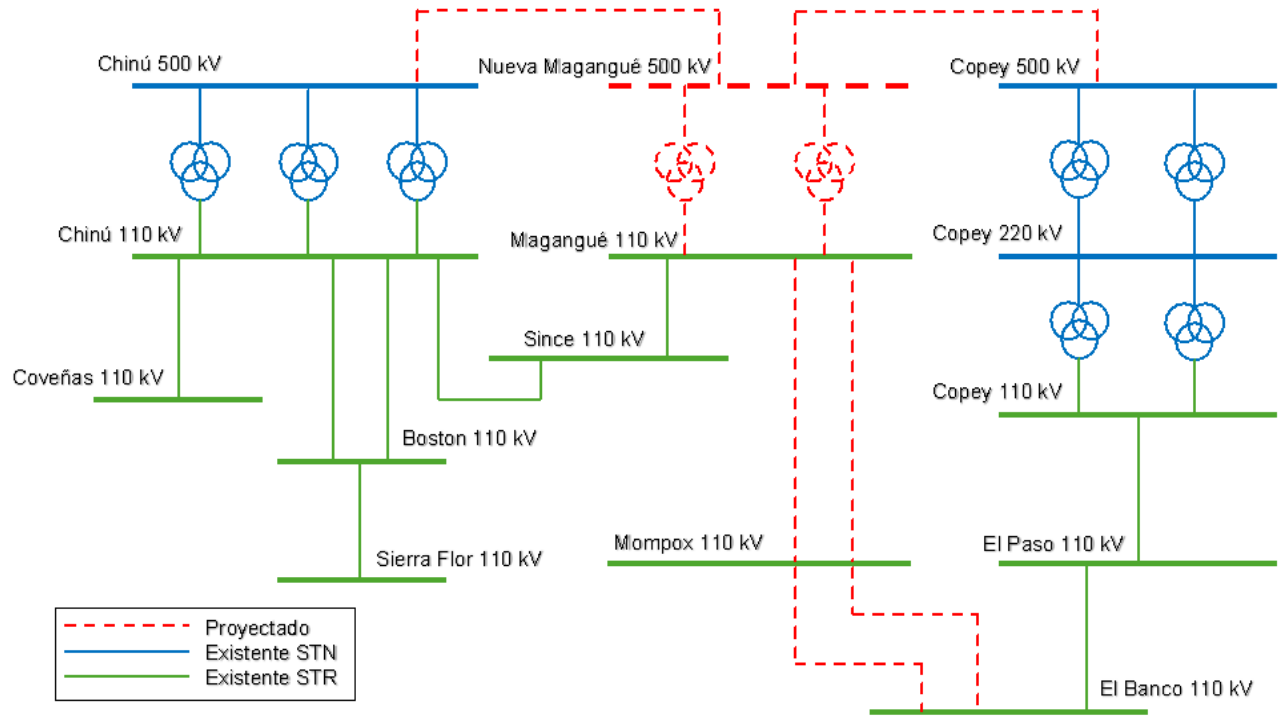


Figura 28. Diagrama unifilar del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.

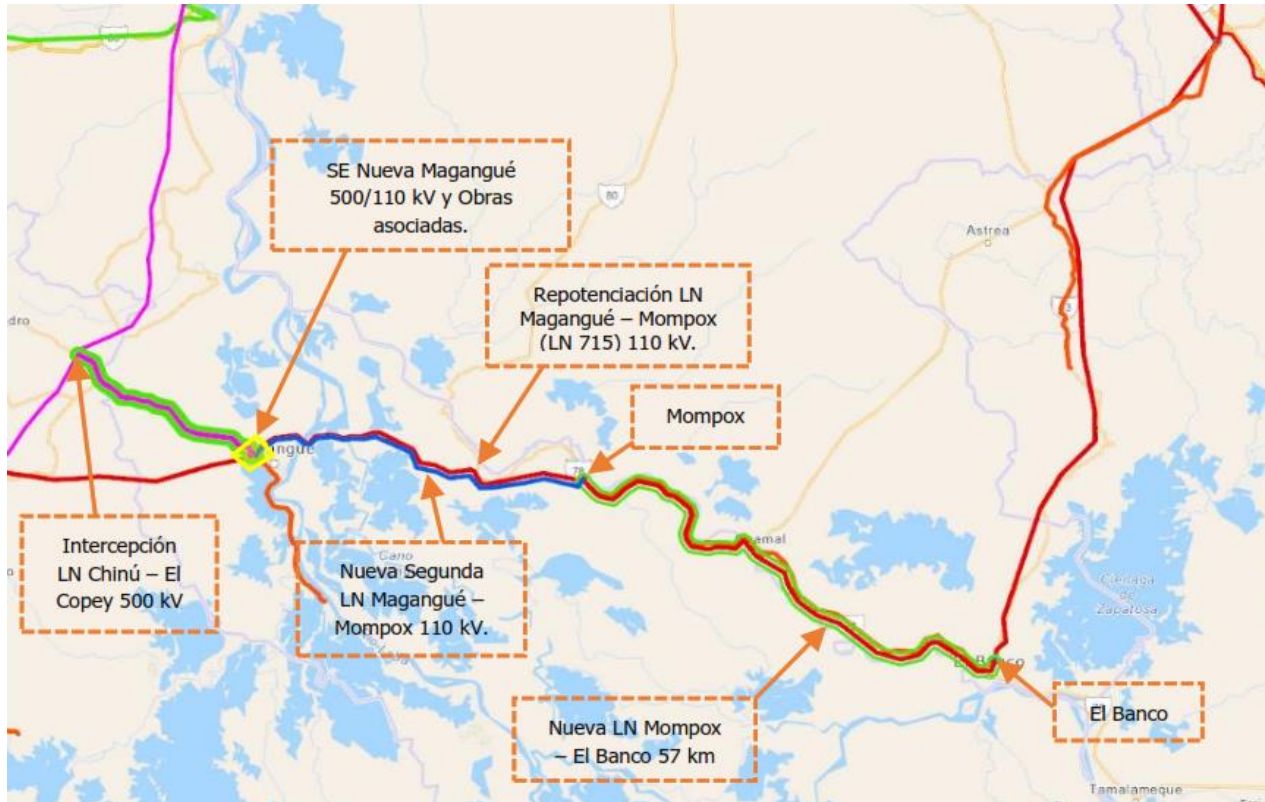


Figura 29. Disposición geográfica de los activos del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.
Fuente: Estudio AFINIA.

Análisis técnicos

A continuación, es presentado el análisis técnico de la obra propuesta. Inicialmente, son presentados los supuestos y consideraciones de análisis. Posteriormente, son presentados escenarios críticos que presentan violaciones sobre las restricciones operativas del SIN.

1. Consideraciones y supuestos:

a. Proyectos de generación y transmisión considerados:

A continuación, se presentan los proyectos de generación y transmisión considerados para el desarrollo de las validaciones eléctricas.

Tabla 50. Proyectos de generación considerados para la evaluación de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.

Proyectos Clase 1	FPO
Autogenerador Solar Argos Tolcemento - 19.9 MW	2024
Buenavista Solar de 9.9 MW	2025
CARGA ARGOS TOLCEMENTOS	2025
Casiopea 40 MW	2024
Centro Solar de 9,9 MW	2025
Efigen C03 99 MW	2025
El Corozo_250MW	2025
El Tamarindo I de 9,9 MW	2027
El Tamarindo II de 9.9 MW	2024
Jacob Toluviejo 9,9 MW	2024
Los Morrosquillos III de 19,9 MW	2022
Parque de Generación Fotovoltaico Alejandría de 9.9 MW	2024
Parque de Generación Solar El Bongo de 2.5 MW	2024
Parque de Generación Solar San Oro de 2.5 MW	2024
Parque de Generación Solar San Pelayo de 2.5 MW	2024
Parque de Generación Solar San Serapio de 2.5 MW	2024
Parque Fotovoltaico OLD-T de 9.9 MW	2024
Parque Fotovoltaico Planeta Rica de 19,9 MW	2024
Parque Solar Andrómeda de 100 MW	2023
Parque Solar Chinú de 350 MW	2024
Parque Solar el Campano de 99,9 MW	2026
Parque Solar El Roble de 19,5 MW	2025
Parque Solar Fotovoltaico La Filigrana de 9,9MW	2024

Proyectos Clase 1	FPO
Parque Solar Fotovoltaico Ligustro I de 99.9 MW	2024
Parque Solar Fotovoltaico Ligustro II de 99.9 MW	2024
PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO MATIMBA de 150MW	2024
Parque Solar Fotovoltaico Tangara de 99,9 MW	2026
Parque Solar La Cayena de 19,9 MW	2025
Parque Solar la Unión de 100MW	2024
Parque Solar Pétalo del Córdoba II de 9.9 MW.	2023
Parque Solar Pétalo del Sucre 9,9 MW	2023
Parque Solar PV Sándalo II de 9,9 MW	2023
Parque Solar Romosinuano de 150 MW	2024
Parque Solar Toluviejo de 150 MW	2027
Parque Solar Urrá de 19.9 MW	2024
Planta Solar Fotovoltaica El Guayacán de 8 MW	2023
Planta Solar La Ceiba de 8 MW	2024
Planta Solar Los Morrosquillos I de 19,5 MW	2024
Planta Solar Los Morrosquillos II de 19,5 MW	2023
Planta Solar Summa II de 200 MW	2023
Planta Térmica el Tesorito II de 200 MW	2024
PROYECTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EL JOBO_200MW	2027
Parque Fotovoltaico La Tolua 19.9 MW	2026
Parque Solar Tierra Linda de 9.99 MW	2023
PV Sahagún de 400 MW	2023
Sol del Mar II de 9.9 MW	2024
Sol y Cielo I de 9.9 MW	2024

Proyectos Clase 1	FPO
Solar Planeta Rica	2024
Solar Sahagún de 200 MW - CELSIA	2026
Solar Sahagún de 200 MW - COLGEÓLICA S.A.S.	2025
Taurus Solar de 22MW (19,5 MW)	2024
Tolú Solar 9,9 MW	2025
Yaguarundi Solar II 40 MW	2027
URRA	En operación
GY SOLAR AURORA	En operación
LA SIERPE	En operación
MONTELIBANO	En operación
SINCE	En operación
GECELCA 3	En operación
GECELCA 32	En operación
TESORITO	En operación

Tabla 51. Proyectos de transmisión considerados para la evaluación de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.

Proyecto de transmisión	FPO
Compensación capacitiva en la subestación Mompox 110 kV de 16 MVAR	2023
Subestación Toluviejo 220/110 kV y línea Chinú – Toluviejo 1 220 kV	2023
Línea Bolívar – Toluviejo 1 220 kV	2024
Subestación Nueva Toluviejo 110 kV	2024
Línea Cerromatoso – Sahagún – Chinú 500 kV	2026
Subestación Sahagún 500/110 kV y líneas asociadas	2027
Subestación Nueva Lorica 110 kV y líneas asociadas	2027

b. Escenarios de generación y demanda evaluados:

A continuación, se presentan los escenarios de generación, demanda definidos para el desarrollo de las validaciones eléctricas.

Tabla 52. Escenarios de generación considerados para la evaluación de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.

Escenario de generación	Descripción
G1	Despacho con máxima generación dentro de la subárea Córdoba-Sucre y Cerromatoso
G2	Despacho con mínima generación dentro de la subárea Córdoba-Sucre y Cerromatoso

Tabla 53. Escenarios de demanda considerados para la evaluación de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.

Escenario de demanda	Descripción
Dmax	Demanda máxima en la subárea Córdoba-Sucre y Cerromatoso según proyecciones UPME
Dmed	Demanda media en la subárea Córdoba-Sucre y Cerromatoso según proyecciones UPME
Dmin	Demanda mínima en la subárea Córdoba-Sucre y Cerromatoso según proyecciones UPME

c. Condiciones operativas consideradas:

Las condiciones operativas tenidas en cuenta para la validación eléctrica son:

- Los taps de los transformadores en la zona de influencia del proyecto se consideran en su posición neutral.
- Los compensadores capacitivos en la subestación Mompox 110 kV se activaron para los diferentes escenarios de demanda.

- No son modelados los activos del Sistema de Distribución Local (SDL), por lo tanto, las demandas son referidas a las subestaciones de nivel de tensión 4.

d. Horizontes de simulación:

El horizonte de evaluación está definido entre los años **2027 – 2033** utilizando las proyecciones de demanda de la UPME reportados en “**Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023 - 2037**”.

2. Comportamiento del sistema en condición normal de operación:

En esta sección se presentan los análisis técnicos del comportamiento y el impacto de la obra en evaluación en la tensión y cargabilidades de los diferentes elementos en el área de influencia bajo la condición de red completa. Para esto se siguen los lineamientos establecidos por la **Resolución CREG 025 de 1995** con el objetivo de garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía. Estos lineamientos son:

- Las tensiones para las subestaciones con tensiones menores a 500 kV deben estar dentro de 0.9 p.u. y 1.1 p.u.
- Las tensiones para las subestaciones con tensiones mayores a 500 kV deben estar dentro de 0.9 p.u. y 1.05 p.u.
- La cargabilidades de las líneas y transformadores no deben sobrepasar el 100% en condición de red completa.

a. Perfil de tensiones – Red completa:

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2), escenarios de demanda (3) y años de estudio (2), se realiza la simulación de **12 casos** de estudio para cada una de las 50 subestaciones evaluadas y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de la tensión de dichas subestaciones en el proyecto en evaluación (lado izquierdo de la figura) y el comportamiento de la tensión ya con el proyecto implementado (lado derecho de la figura).

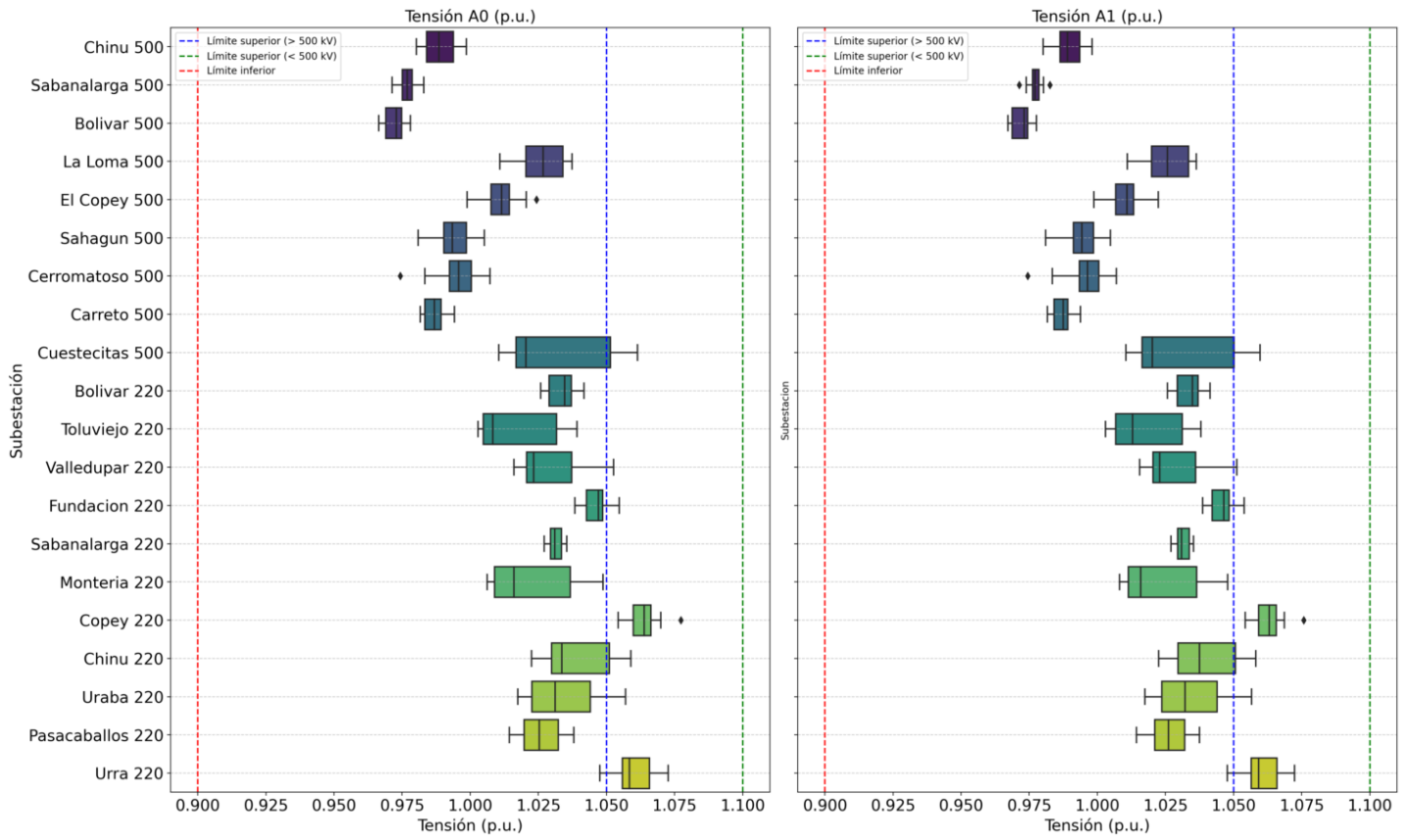


Figura 30. Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa - Parte 1.

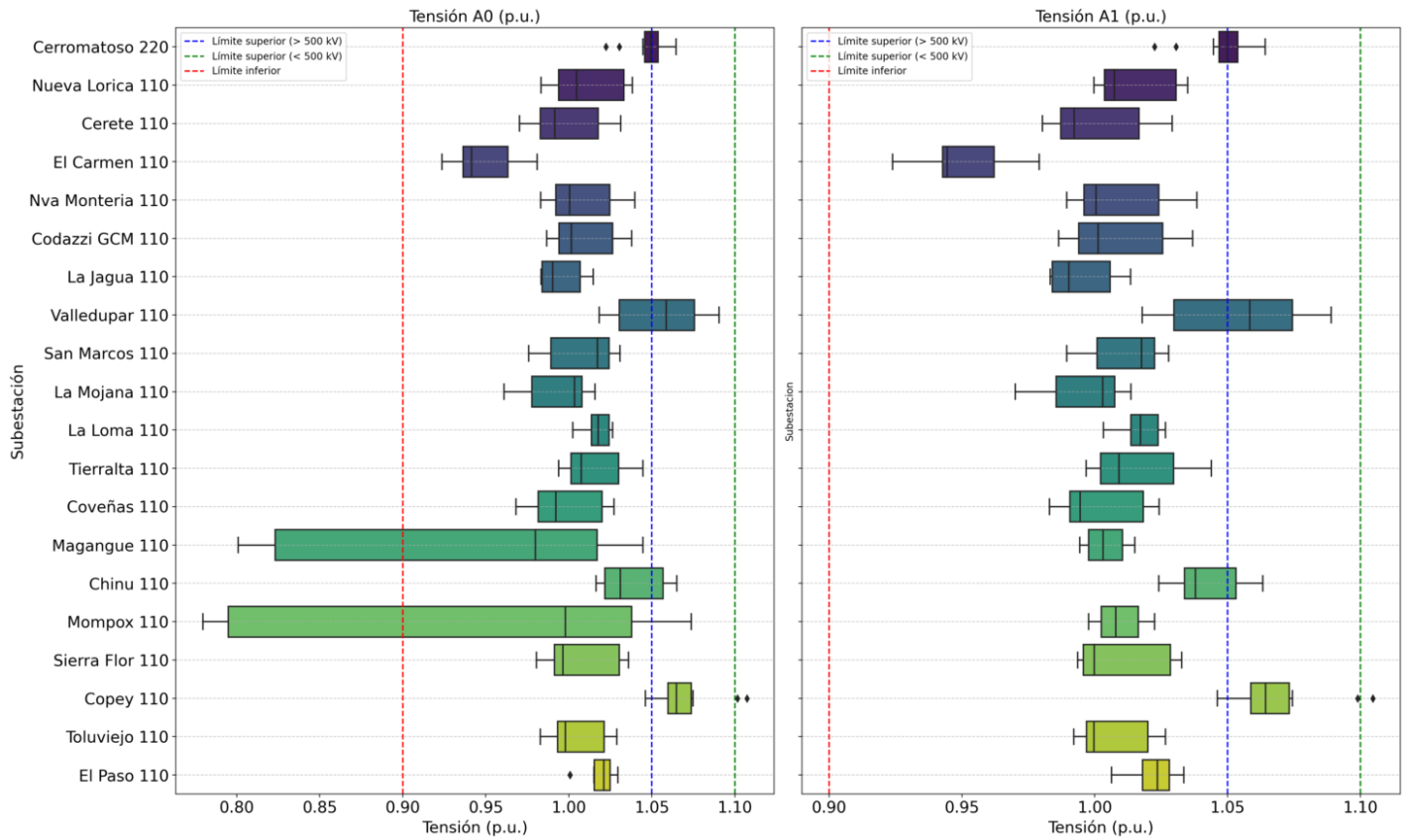


Figura 31. Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 2.

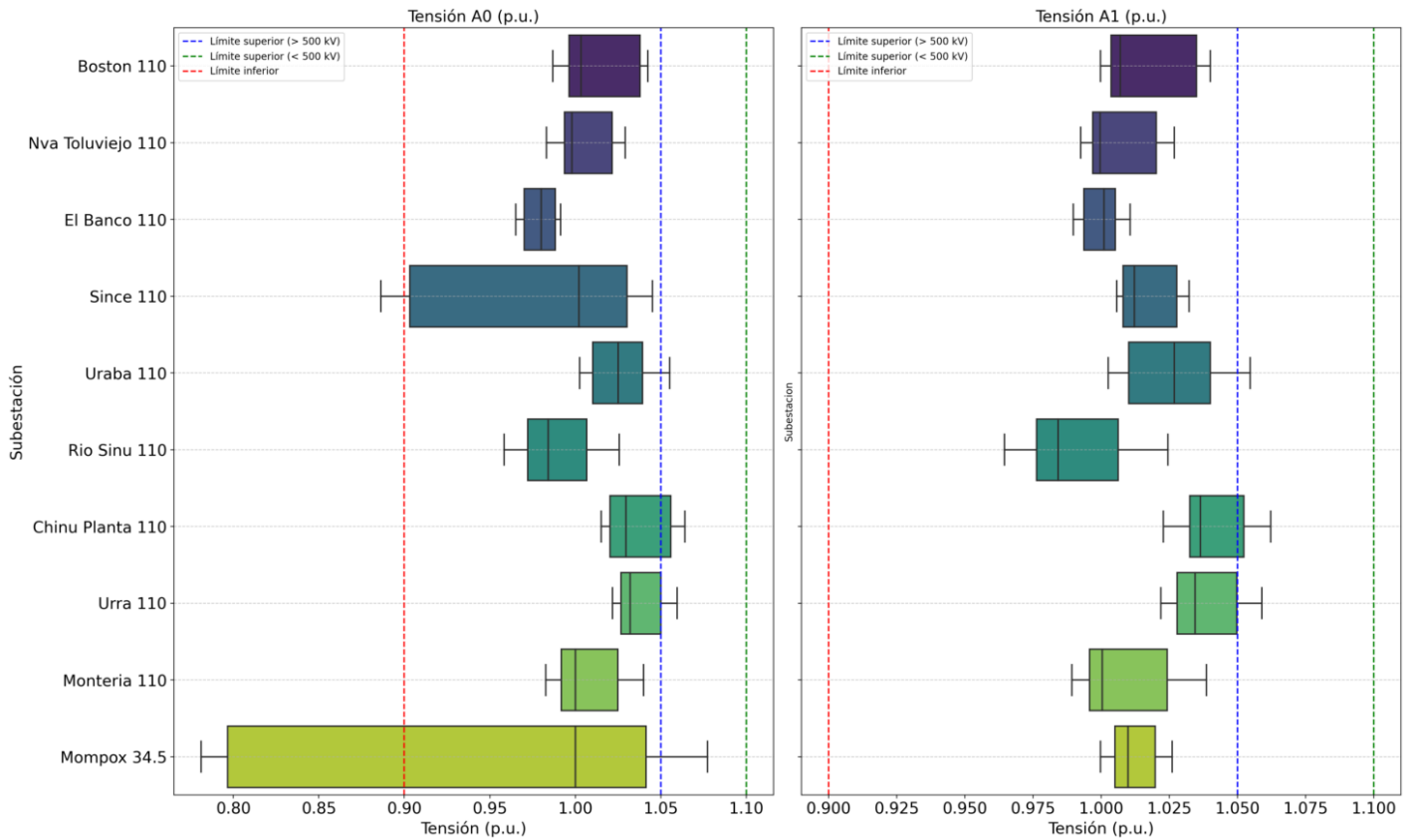


Figura 32. Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 3.

Tal y como se presenta en las figuras anteriores, se identifican **21 restricciones** para el caso base y 4 para el caso con el proyecto, teniendo una reducción de 17 de estas dada la entrada en operación del proyecto en evaluación. A continuación, se muestra la distribución de dichas restricciones durante el horizonte de planeación.

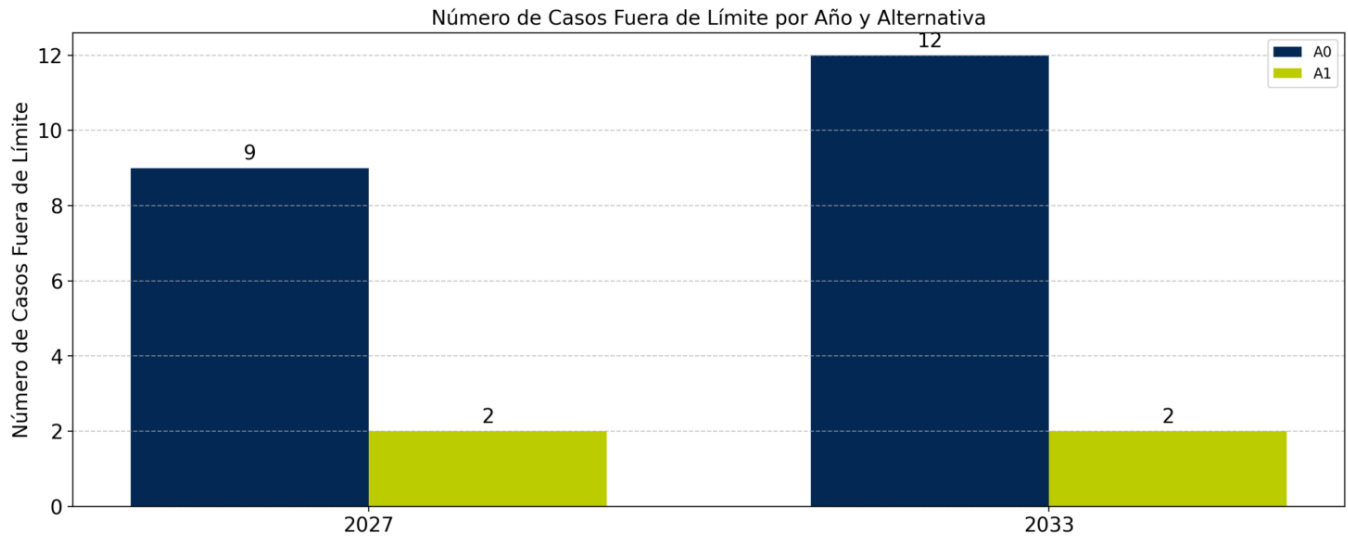


Figura 33. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto – Red Completa

Por otra parte, se identifica que con en el caso base se presentan 4 escenarios de **generación-demanda** en los cuales se presentan restricciones, a diferencia del caso con proyecto en donde se presentan 2 escenarios de generación-demanda con restricciones, tal y como se muestra en la siguiente figura.

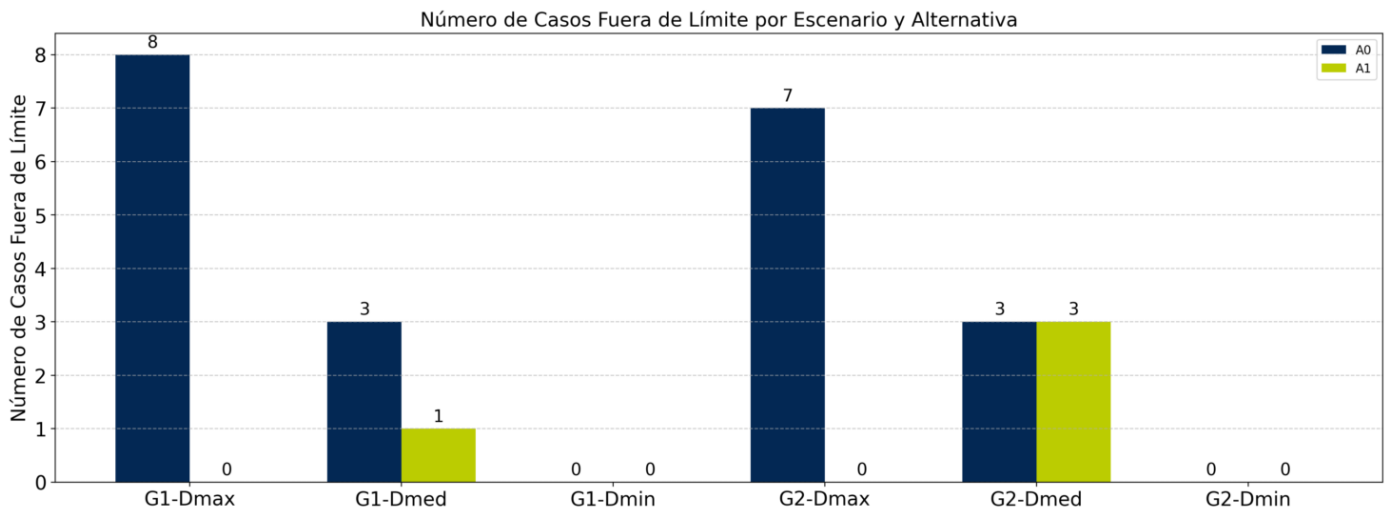


Figura 34. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por escenarios – Red Completa.

Adicionalmente, en la siguiente figura se presenta la distribución de las restricciones identificadas entre subtensiones y sobretensiones para el caso base y para el caso con el proyecto en evaluación.

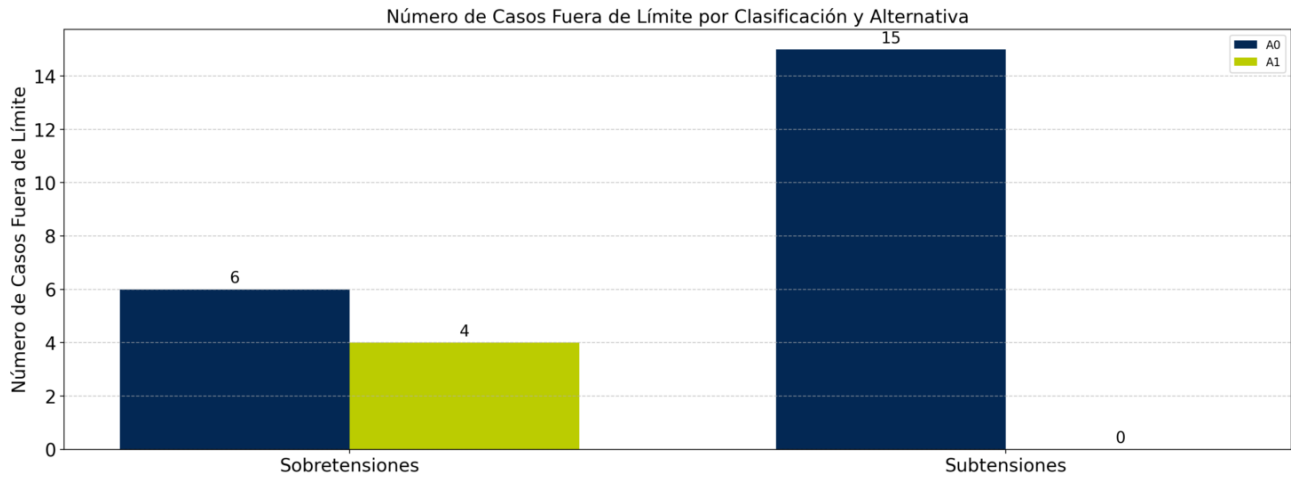


Figura 35. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por subtensiones y sobretensiones – Red Completa.

Ahora bien, de los análisis efectuados se identificaron **6 subestaciones** críticas en las cuales se identifican escenarios en los cuales se incumplen los lineamientos establecidos por la **Resolución CREG 025 de 1995** para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema. En la siguiente figura se muestra el impacto del proyecto en evaluación sobre estas **6 subestaciones** y sus restricciones.

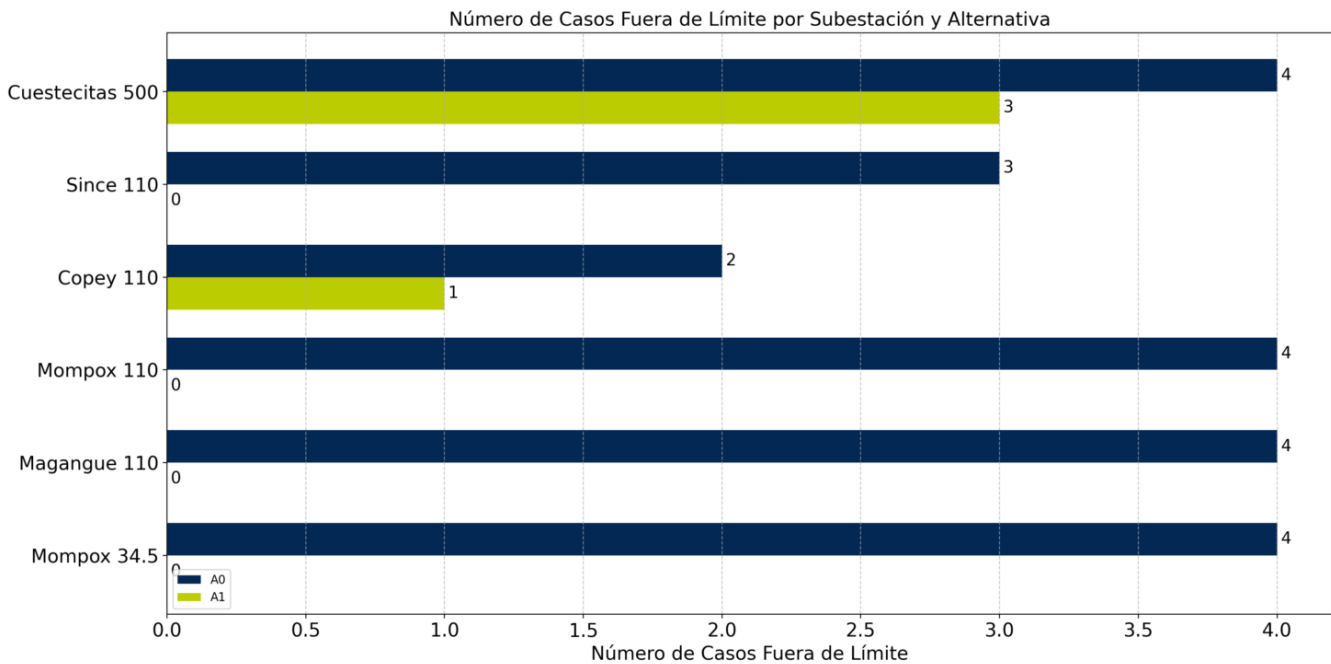


Figura 36. Comparación de las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Red Completa.

Como se observa en la figura anterior, con la implementación del proyecto de **Magangué 500/110 kV y líneas asociadas** se eliminan completamente las restricciones asociadas al corredor **Sincé 110 kV – Magangué 110 kV – Mompox 110 kV**, las cuales están declaradas en emergencia a la fecha de este análisis. Además, con la implementación del proyecto se evidencia una mejora en las sobretensiones presentadas en las subestaciones **Copey 110 kV y Cuestecitas 500 kV**.

b. Perfil de cargabilidades – Red completa:

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2), escenarios de demanda (3) y años de estudio (2), se realiza la simulación de **12 casos de estudio** para cada uno de los **53 elementos (líneas y transformadores)** evaluados y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de las cargabilidades de dichos elementos en el caso base (lado izquierdo de la figura) y el comportamiento de las cargabilidades ya con el proyecto implementado (lado derecho de la figura).

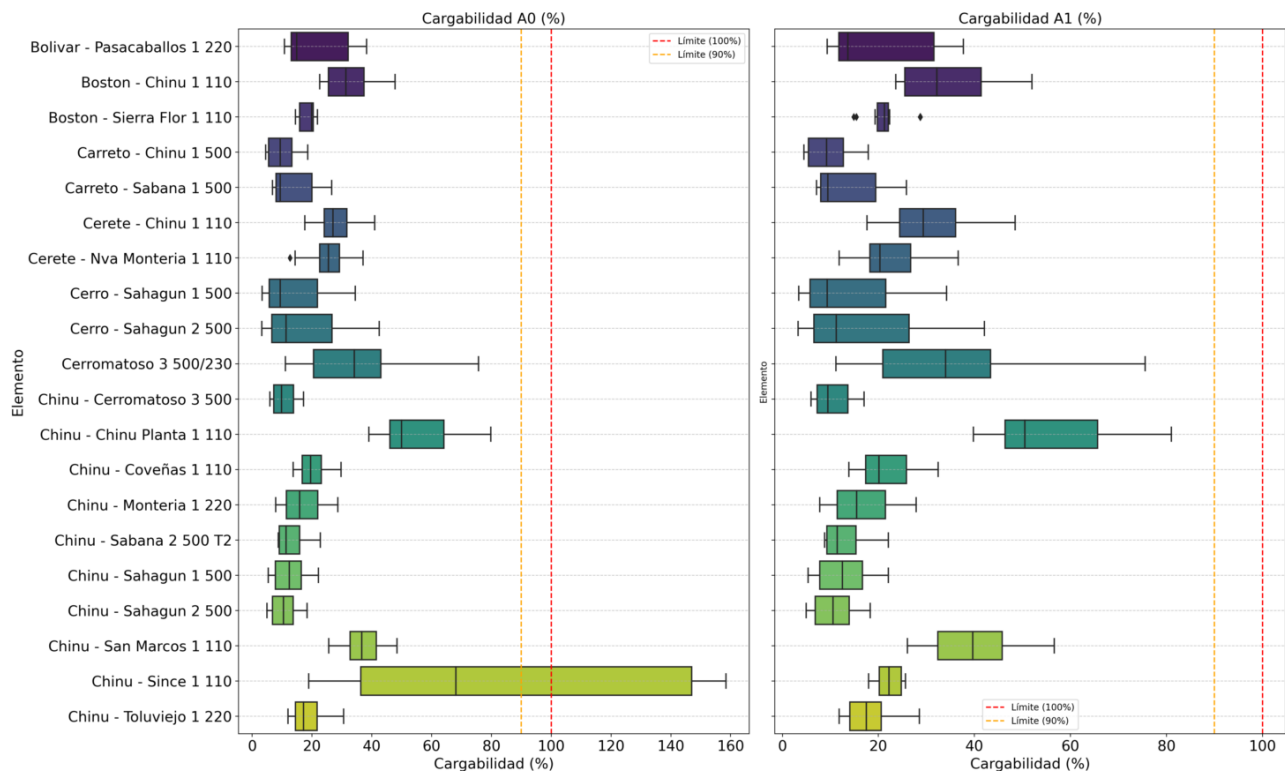


Figura 37. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 1.

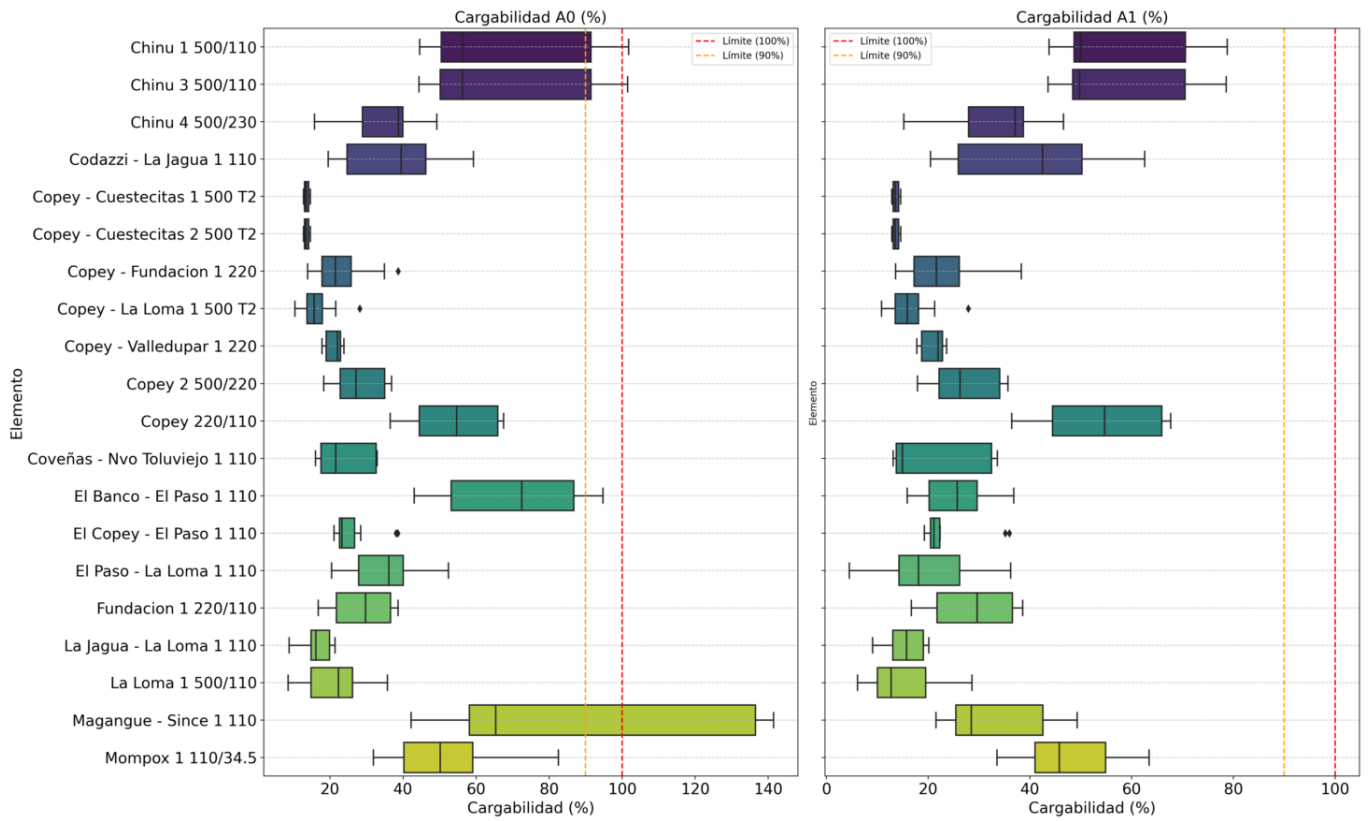


Figura 38. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 2.

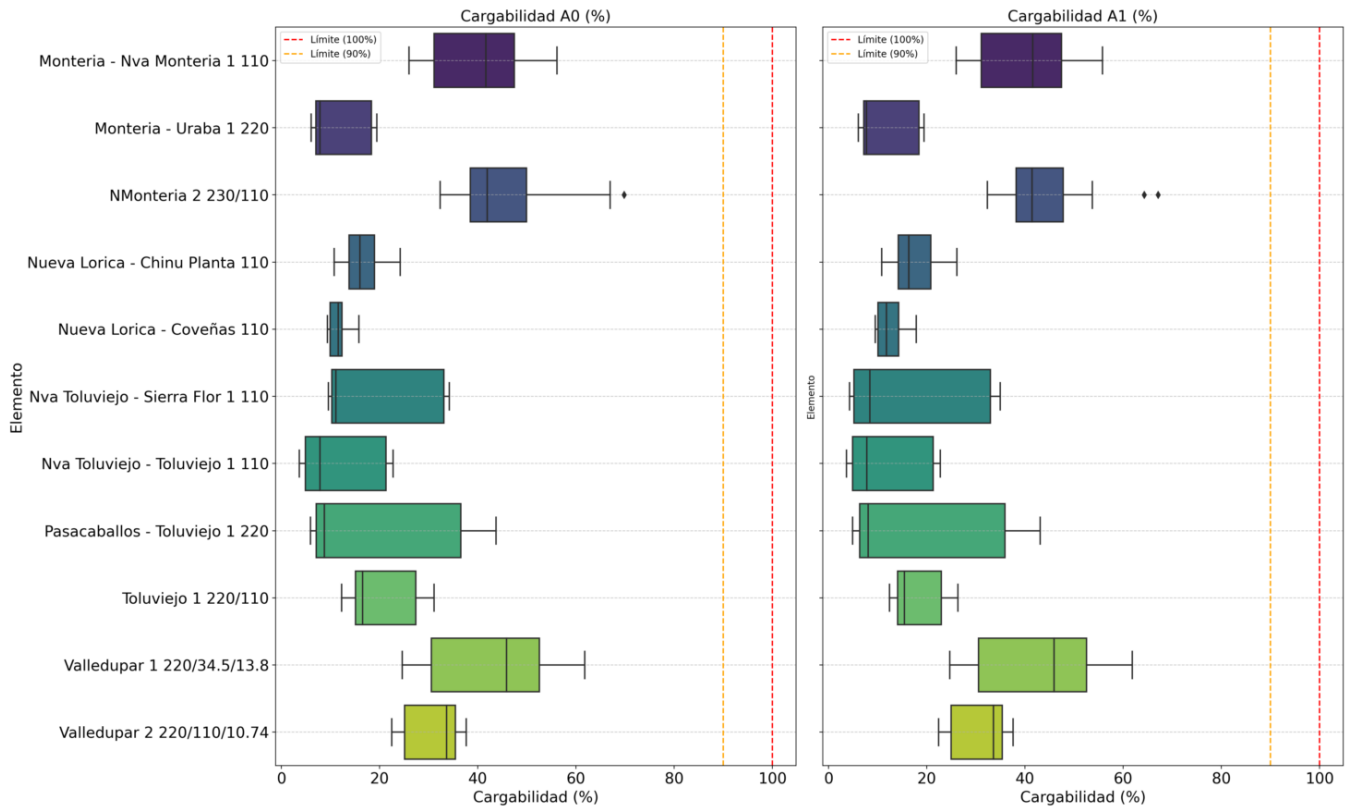


Figura 39. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 3.

Resultado de análisis de cargabilidades, tal y como se presenta en las figuras anteriores, se identifican **10 restricciones** para el caso base y 0 para el caso con el proyecto, teniendo una reducción de 10 de estas con la entrada en operación del proyecto en evaluación. A continuación, se muestra la distribución de dichas restricciones durante el horizonte de planeación.

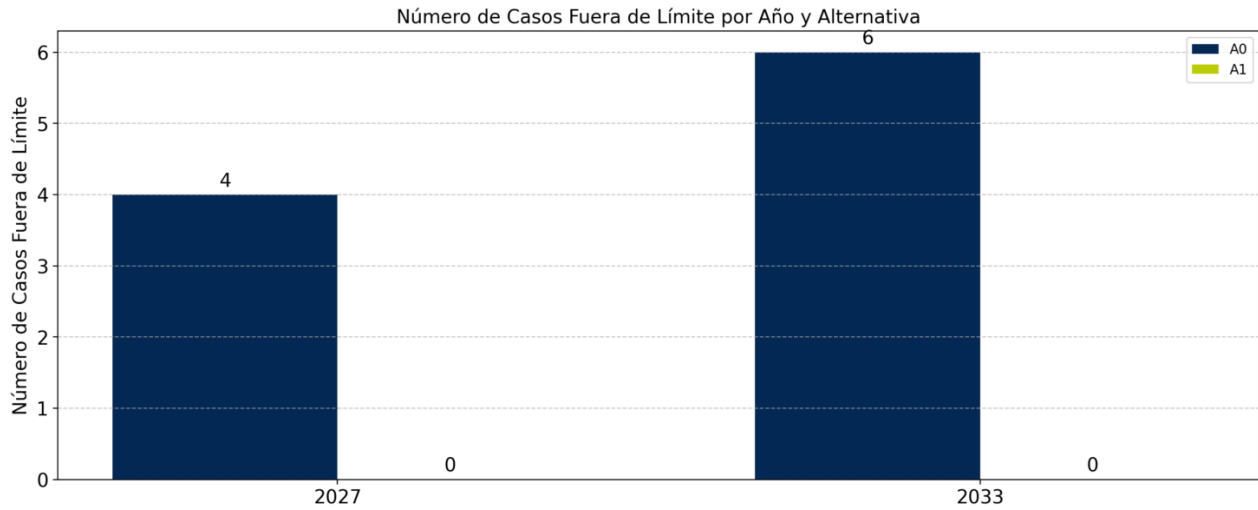


Figura 40. Comparación del número de casos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y el caso con proyecto – Red Completa.

Por otra parte, se identifica que con en el caso base se presentan **3 escenarios de generación-demanda** en los cuales se presentan restricciones, a diferencia del caso con proyecto en donde se presentan 0 escenarios generación-demanda con restricciones, tal y como se muestra en la siguiente figura.

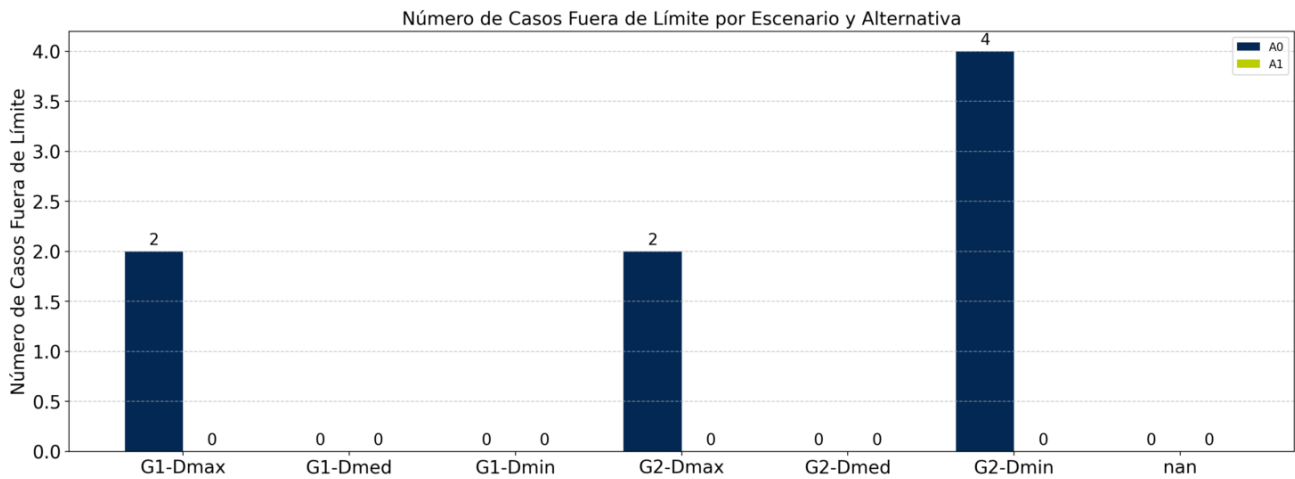


Figura 41. Comparación del número de casos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por escenarios – Red Completa.

Ahora bien, de los análisis efectuados se identificaron 4 elementos críticos en los cuales se identifican escenarios en los cuales se incumplen los lineamientos establecidos por la **Resolución CREG 025 de 1995** para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema. En la siguiente figura se muestra el impacto del proyecto en evaluación sobre estos 4 elementos y sus restricciones.

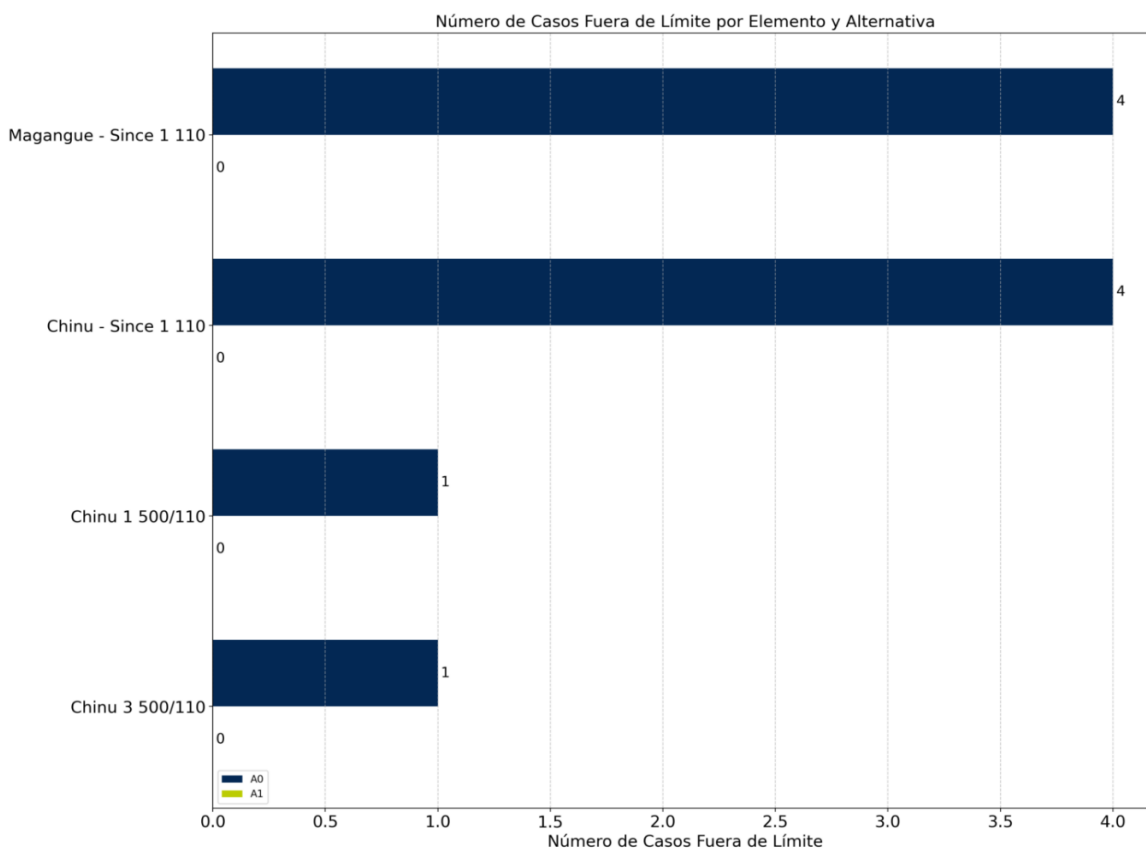


Figura 42. Comparación de los elementos críticos para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Red Completa.

Como se observa en la figura anterior, con la implementación del proyecto de **Magangué 500/110 kV** y líneas asociadas se eliminan completamente las restricciones asociadas a las sobrecargas en las líneas **Magangué – Sincé 1 110 kV** y **Chinú – Sincé 1 110 kV**, así como también para los transformadores **Chinú 1 y 3 de 500/110 kV**.

3. Comportamiento del sistema ante contingencias N-1:

En esta sección se presentan los análisis técnicos del comportamiento y el impacto de la obra en evaluación en la tensión y cargabilidades de los diferentes elementos en el área de influencia bajo la condición de contingencia N-1. Para esto se siguen los lineamientos establecidos por la **Resolución CREG 025 de 1995** con el objetivo de garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía. Estos lineamientos son:

- Las tensiones para las subestaciones con tensiones **menores a 500 kV** deben estar dentro de 0.9 p.u. y 1.1 p.u.
- Las tensiones para las subestaciones con tensiones **mayores a 500 kV** deben estar dentro de 0.9 p.u. y 1.05 p.u.
- Los niveles de carga de las líneas y transformadores no deben sobrepasar el máximo valor de emergencia declarado en **PARATEC** en condición de contingencia N-1.

a. Perfil de tensiones – Contingencias N-1:

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2), escenarios de demanda (3), contingencias (53) y años de estudio (2), se realiza la simulación de **636** casos de estudio para cada una de las **50 subestaciones** evaluadas y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de la tensión de dichas subestaciones en el caso base (lado izquierdo de la figura) y el comportamiento de la tensión ya con el proyecto implementado (lado derecho de la figura).

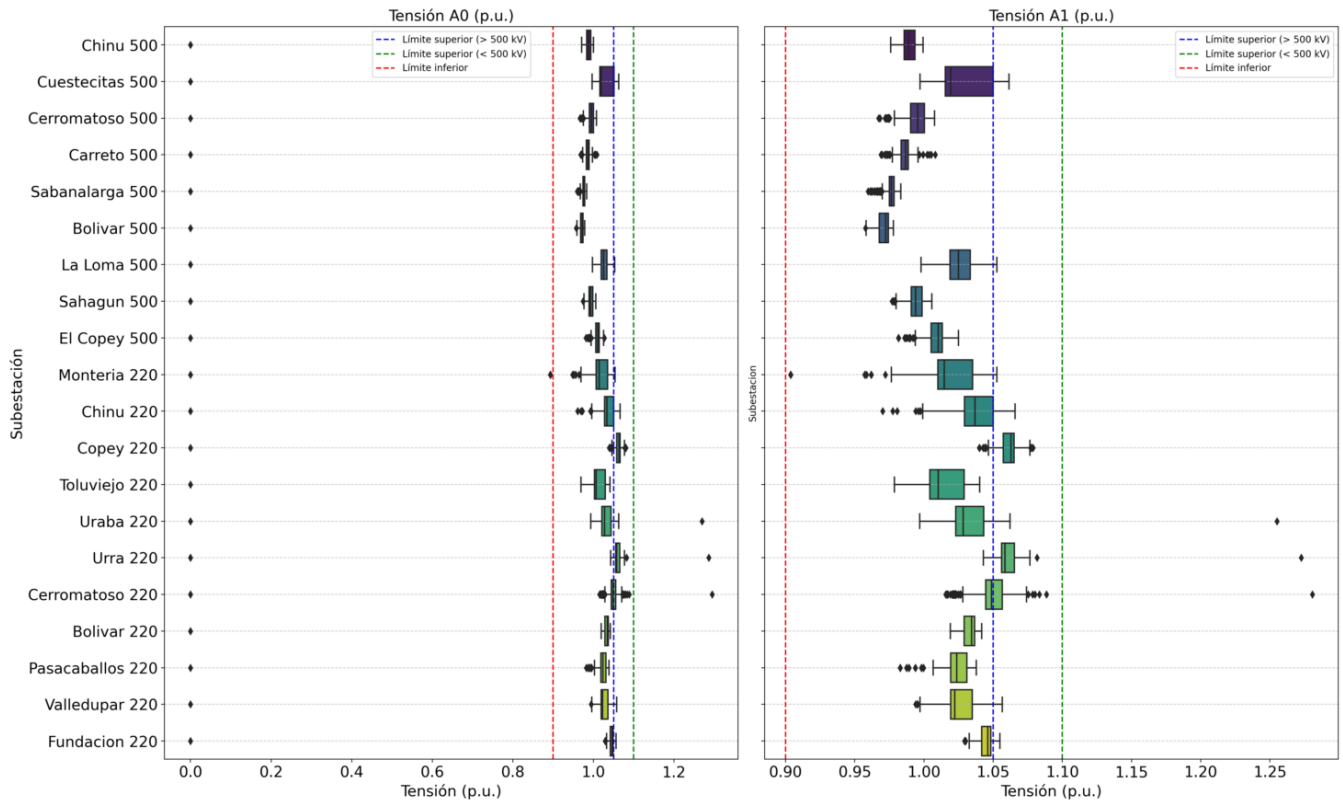


Figura 43. Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 – Parte 1.

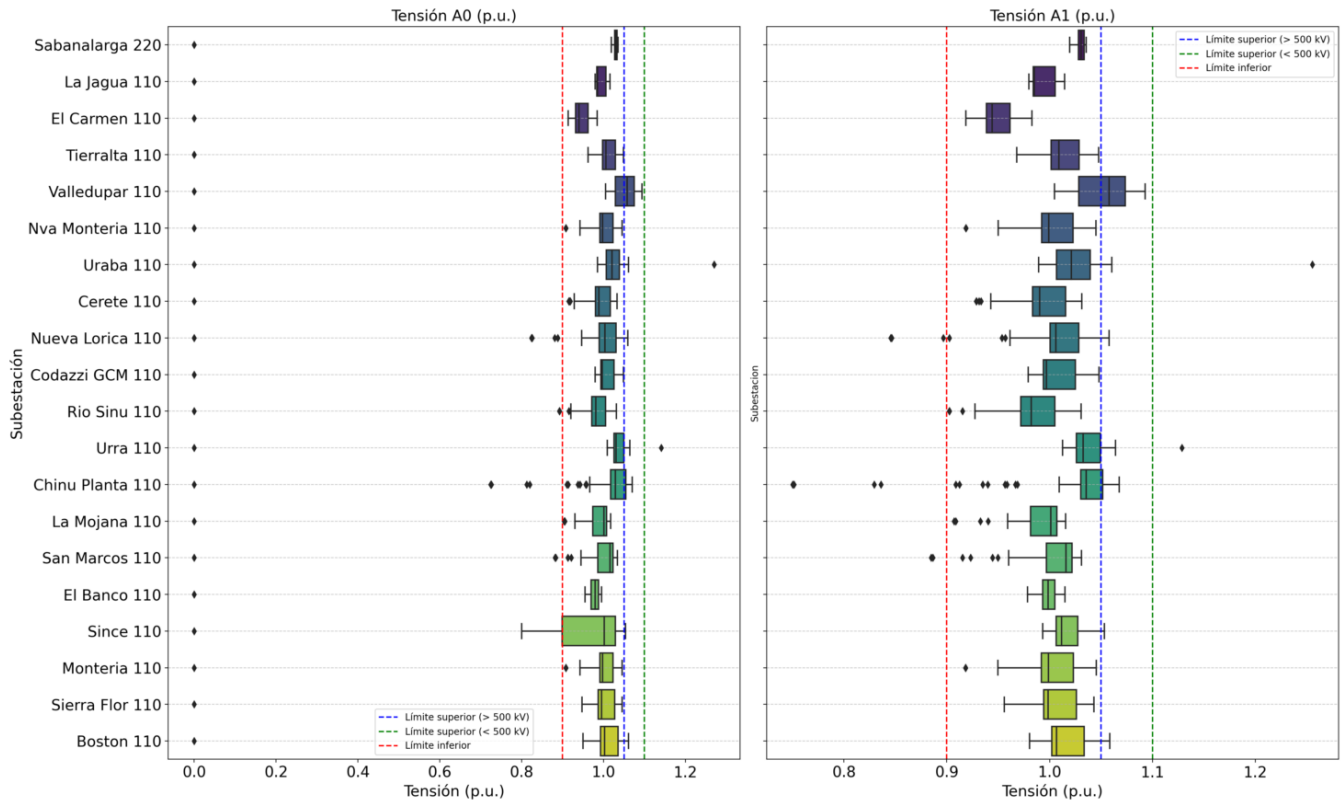


Figura 44. Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 – Parte 2.

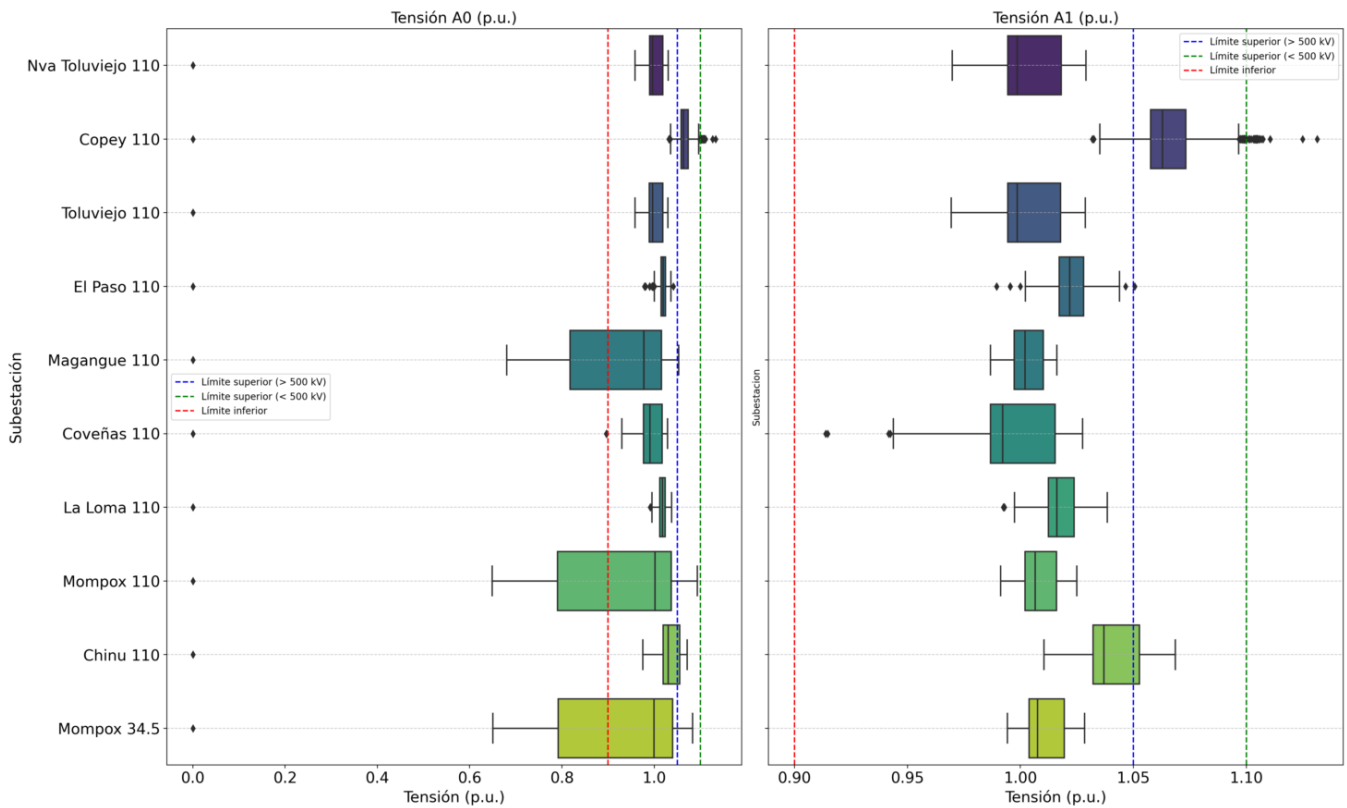


Figura 45. Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 – Parte 3.

Resultado de análisis de tensiones, tal y como se presenta en las figuras anteriores, se identifican **1477 restricciones** para el caso base y **298** para el caso con el proyecto, teniendo una reducción de **1179** de estas con la incorporación del proyecto. A continuación, se muestra la distribución de dichas restricciones durante el horizonte de planeación.

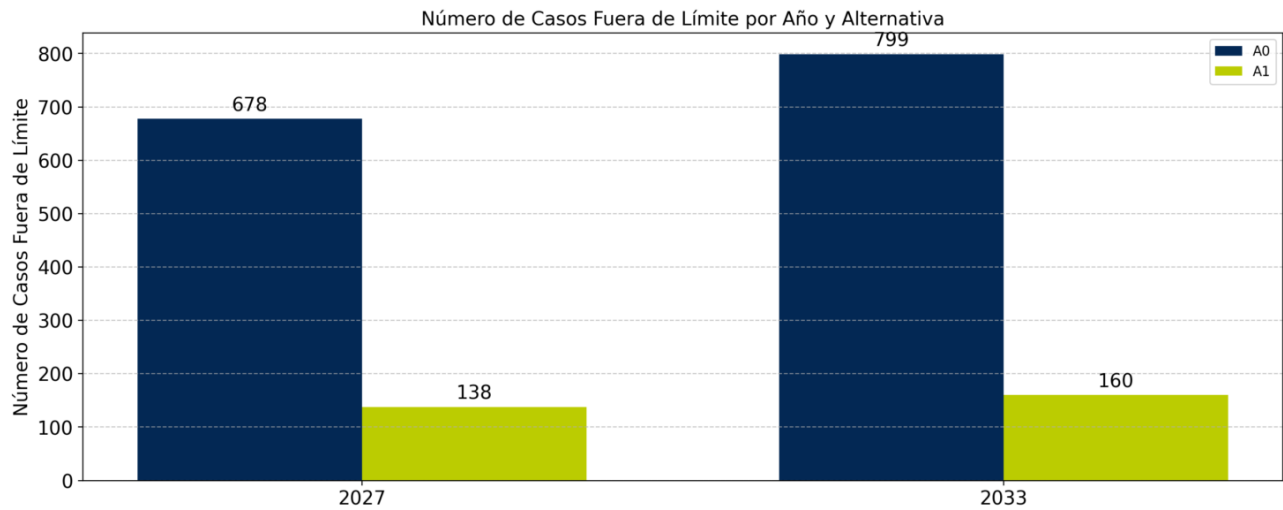


Figura 46. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto – Contingencias N-1.

Adicionalmente, en la siguiente figura se presenta la distribución de las restricciones identificadas entre subtensiones y sobretensiones para el caso base y para el caso con el proyecto en evaluación.

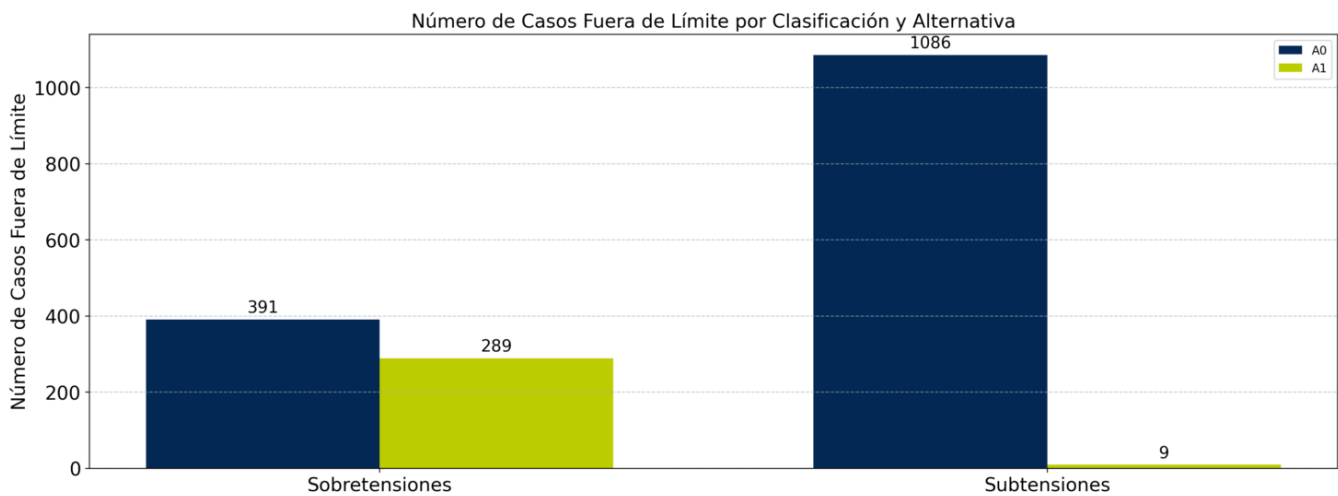


Figura 47. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por subtensiones y sobretensiones – Contingencias N-1.

Ahora bien, de los análisis efectuados se identificaron **50 subestaciones** críticas en las cuales se identifican escenarios en los cuales se incumplen los lineamientos establecidos por la **Resolución CREG 025 de 1995** para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema. En la siguiente figura se muestra el impacto del proyecto en evaluación sobre estas **50 subestaciones** y sus restricciones.

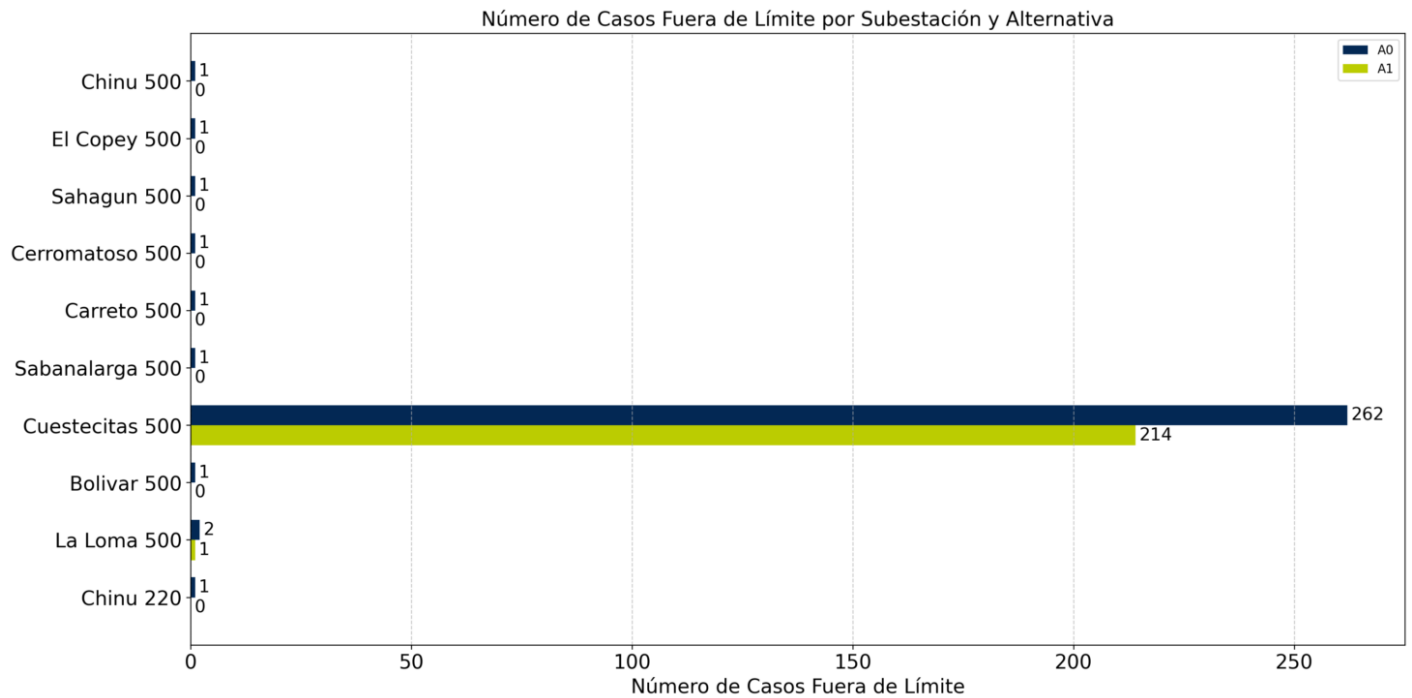


Figura 48. Comparación de las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 1.

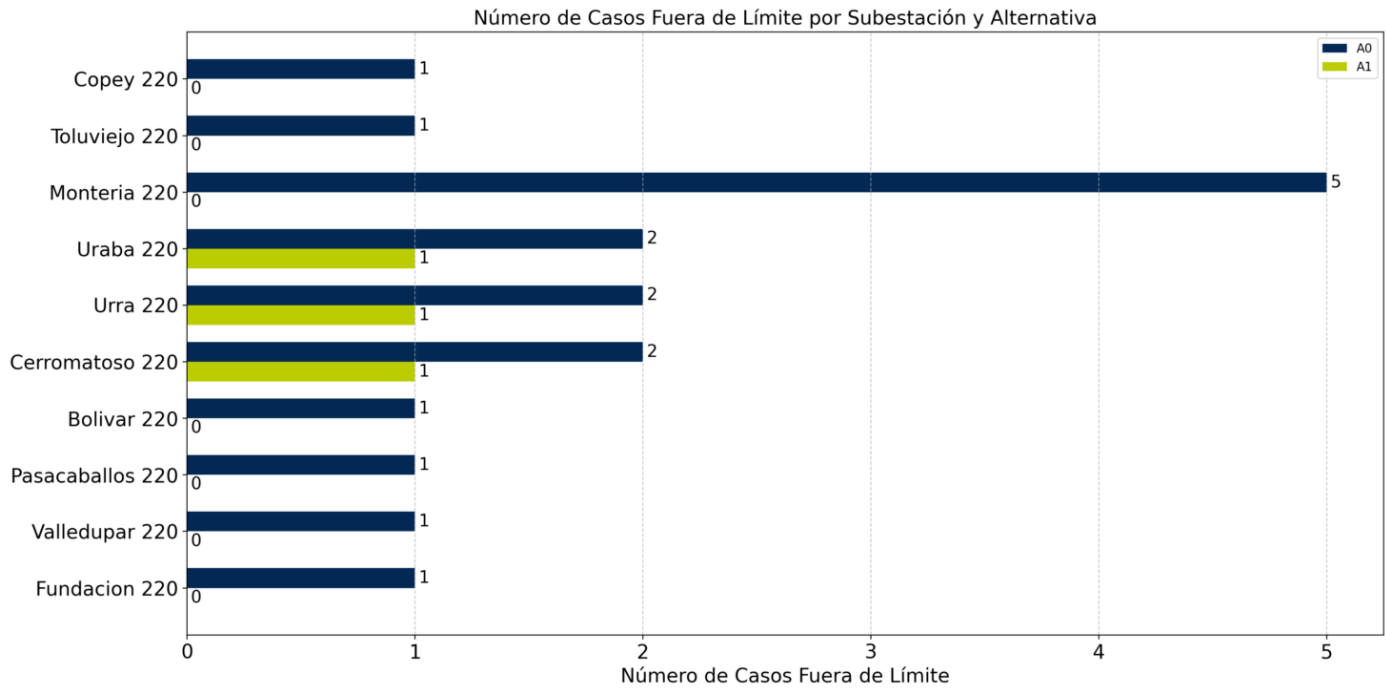


Figura 49. Comparación de las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 2.

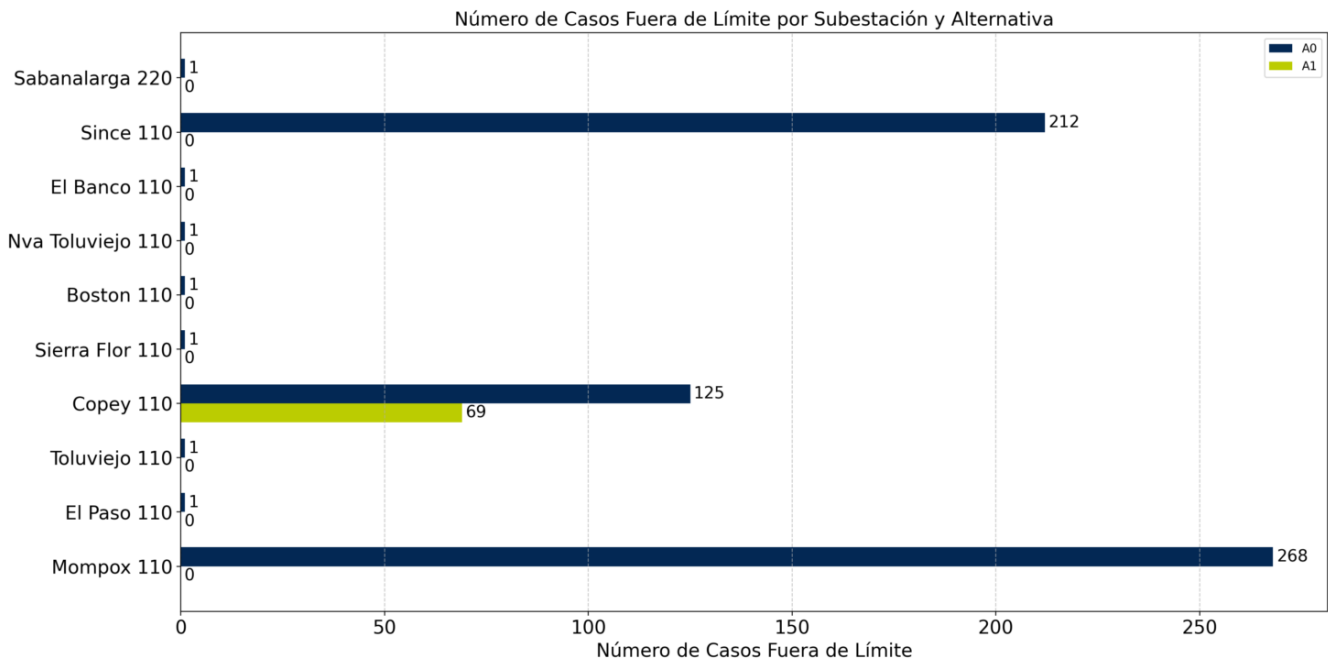


Figura 50. Comparación de las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 3.

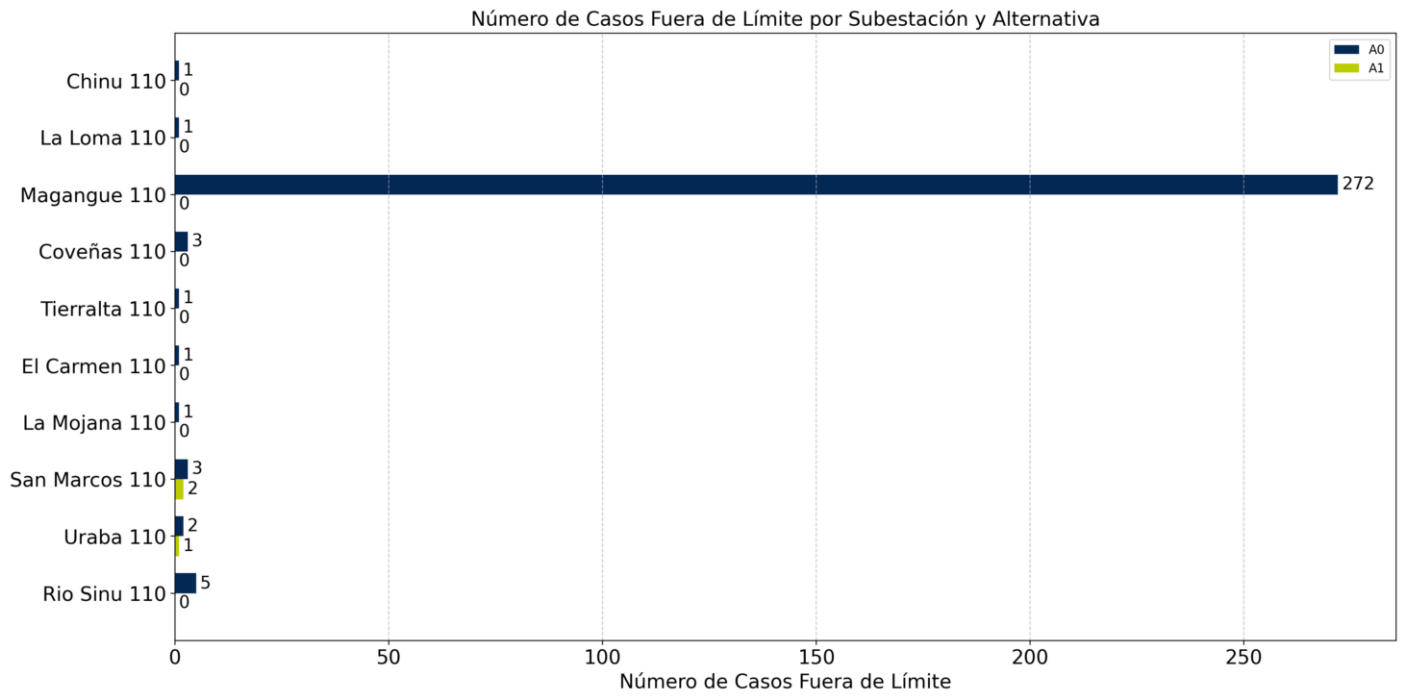


Figura 51. Comparación de las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 4.

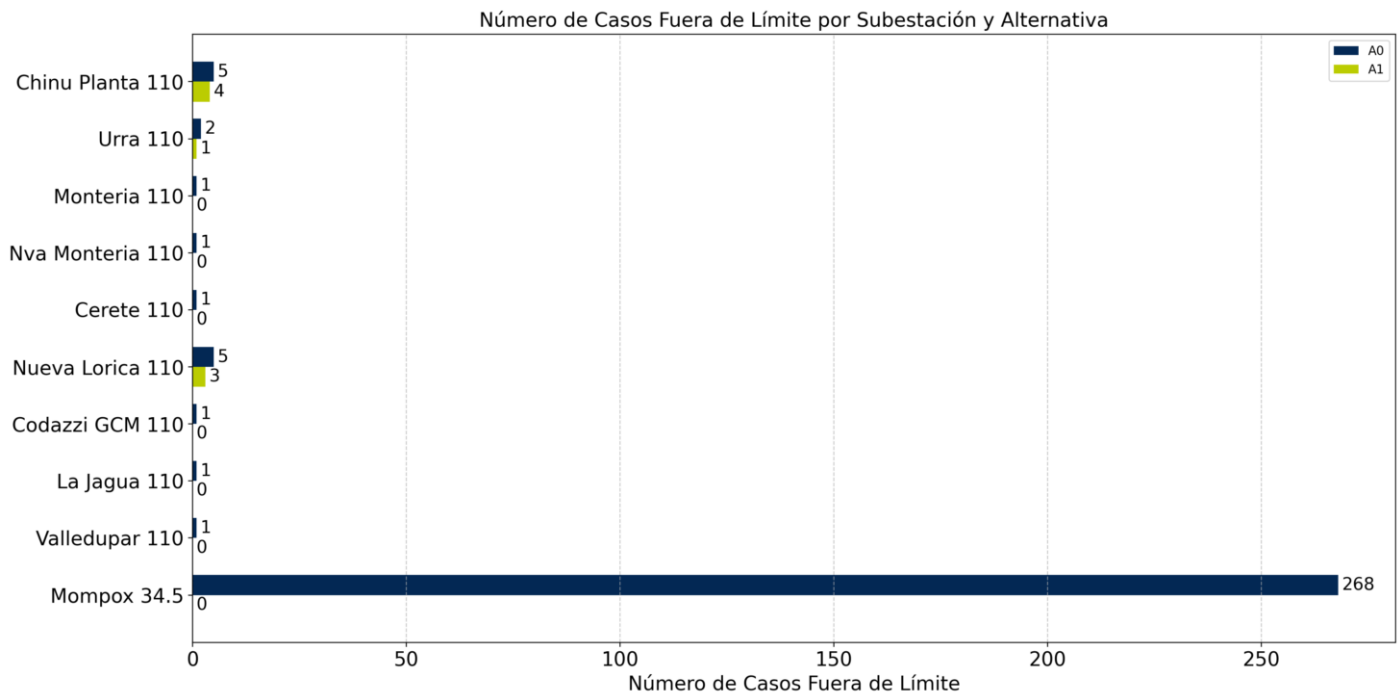


Figura 52. Comparación de las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 5.

De las figuras anteriores se observa una disminución en el número de casos de subestaciones con tensiones por fuera de los límites de seguridad dada la entrada de la obra en evaluación, en donde se identifica que el principal impacto está en las subestaciones **Sincé 110 kV, Magangué 110 kV, Mompox 110 kV y Mompox 34.5 kV**, en las cuales logra eliminar completamente las restricciones presentadas en el caso base. Por otra parte, se identifica que adicional a las subestaciones anteriormente mencionadas, el proyecto **Magangué 500/110 kV y líneas asociadas**, logra eliminar algunos casos por fuera de los límites de seguridad para las subestaciones **Cuestecitas 500 kV, Urabá 220 kV, Urra 220 kV, Cerromatoso 220 kV, Copey 110 kV, San Marcos 110 kV, Urabá 110 kV, Chinú Planta 110 kV y Urra 110 kV**.

b. Perfil de cargabilidades – Contingencias N-1:

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2), escenarios de demanda (3), contingencias (53) y años de estudio (2), se realiza la simulación de 636 casos de estudio para cada uno de los 53 elementos (líneas y transformadores) evaluados y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de la cargabilidad de dichos elementos en el caso base (lado izquierdo de la figura) y el comportamiento de la cargabilidad ya con el proyecto implementado (lado derecho de la figura).

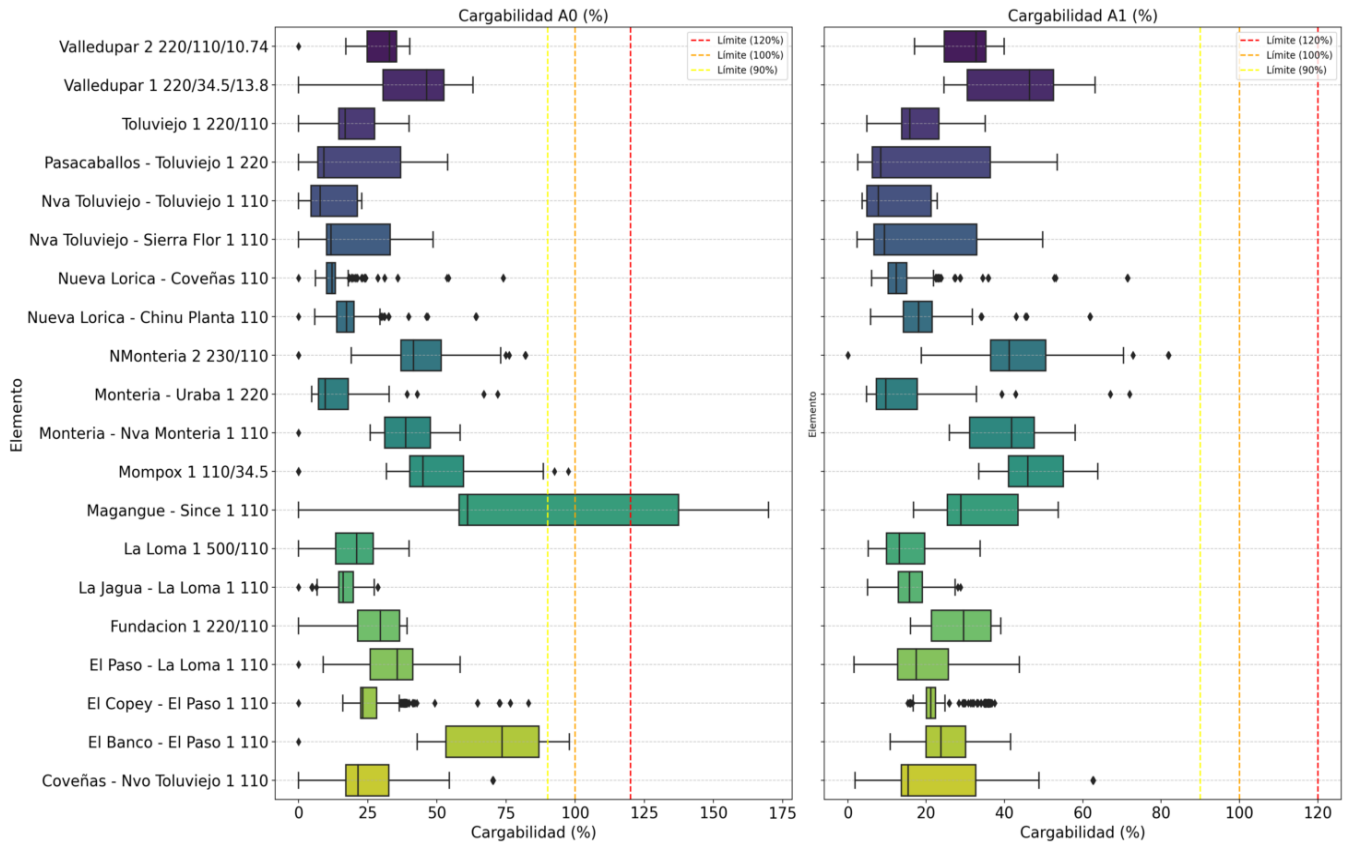


Figura 53. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 - Parte 1.

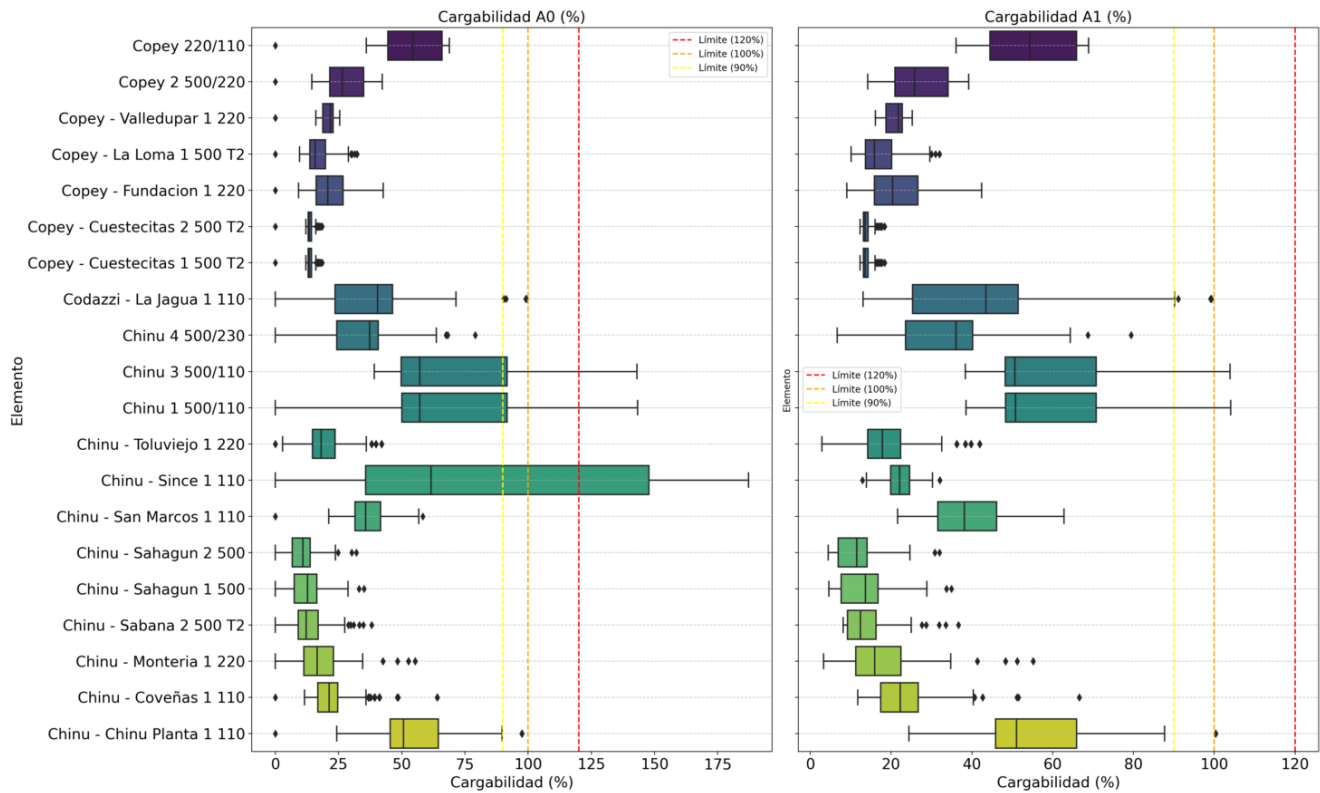


Figura 54. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 - Parte 2.

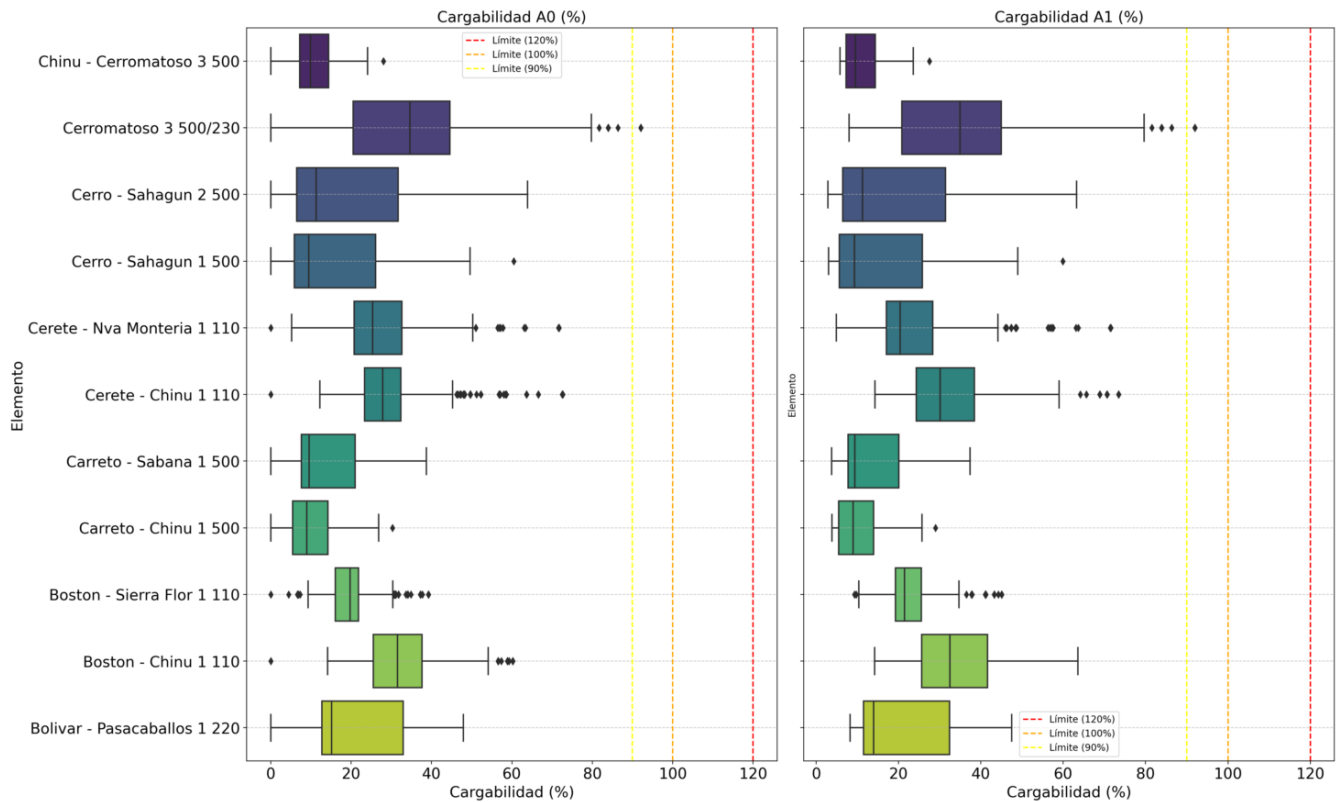


Figura 55. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 - Parte 3.

Resultado de análisis de cargabilidades, tal y como se presenta en las figuras anteriores, se identifican **555 restricciones** para el caso base y **0** para el caso con el proyecto, teniendo una reducción de 555 de estas con la incorporación del proyecto. A continuación, se muestra la distribución de dichas restricciones durante el horizonte de planeación.

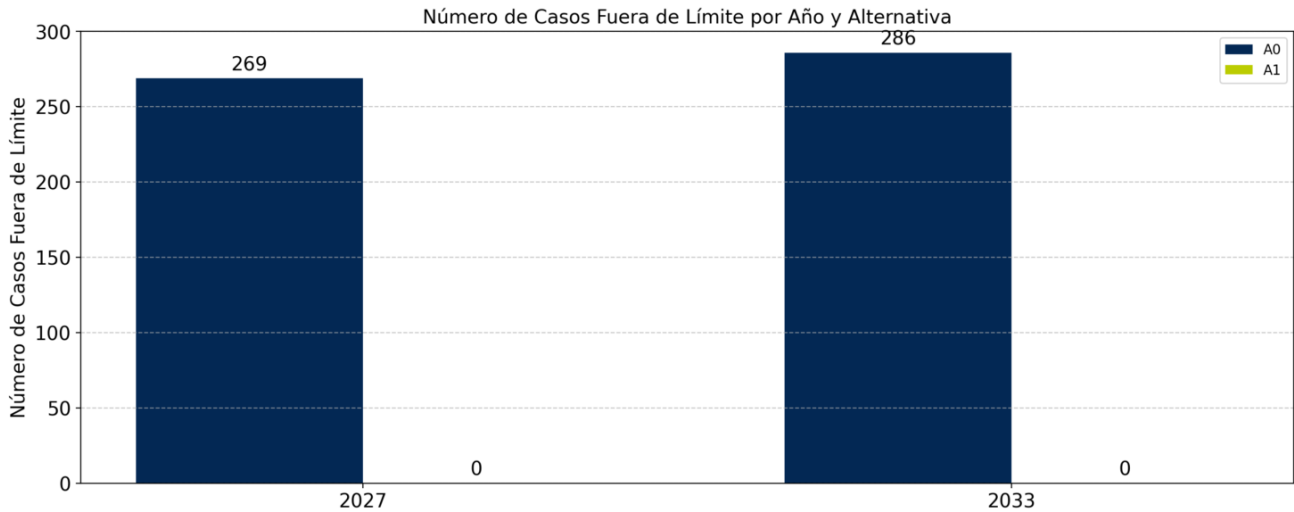


Figura 56. Comparación del número de casos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y el caso con proyecto – Contingencias N-1.

Ahora bien, de los análisis efectuados se identificaron **4 elementos** críticas en las cuales se identifican escenarios en los cuales se incumplen los lineamientos establecidos por la **Resolución CREG 025 de 1995** para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema. En la siguiente figura se muestra el impacto del proyecto en evaluación sobre estos 4 elementos y sus restricciones.

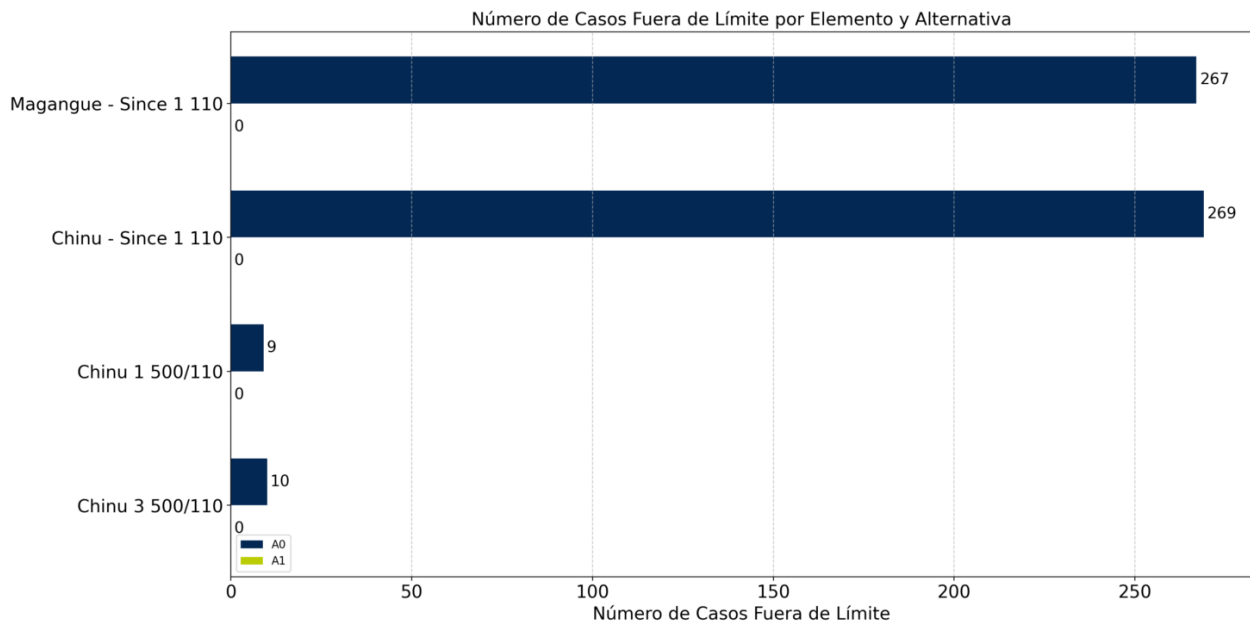


Figura 57. Comparación de los elementos críticos para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencia N-1.

Como se observa en la figura anterior, con la implementación del proyecto de **Magangué 500/110 kV y líneas asociadas** se eliminan completamente las restricciones asociadas a las sobrecargas en las líneas **Magangué – Sincé 1 110 kV** y **Chinú – Sincé 1 110 kV**, así como también para los transformadores **Chinú 1 y 3 de 500/110 kV**.

4. Comportamiento de las corrientes de cortocircuito en la zona de influencia:

Para el cálculo del nivel máximo de corriente de cortocircuito se emplea la norma **IEC 60909 – 2016** bajo un escenario en el cual se ponen en línea la mayor cantidad de unidades de generación de manera que se pueda encontrar el máximo nivel de cortocircuito en cada una de las subestaciones que pertenecen a la subárea de interés.

Es importante aclarar que todos los parámetros eléctricos de la red, como las características de los transformadores, líneas y demandas, así como también la topología y condiciones operativas, fueron modeladas con base a la información presentada por el transportador en el **PARATEC** y la ventanilla única (**Circular CREG 014 de 2022**).

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, a continuación, se presenta de manera gráfica el impacto del proyecto en evaluación sobre el nivel de corriente de cortocircuito de las **50 subestaciones** que se encuentra dentro del área de influencia de este.

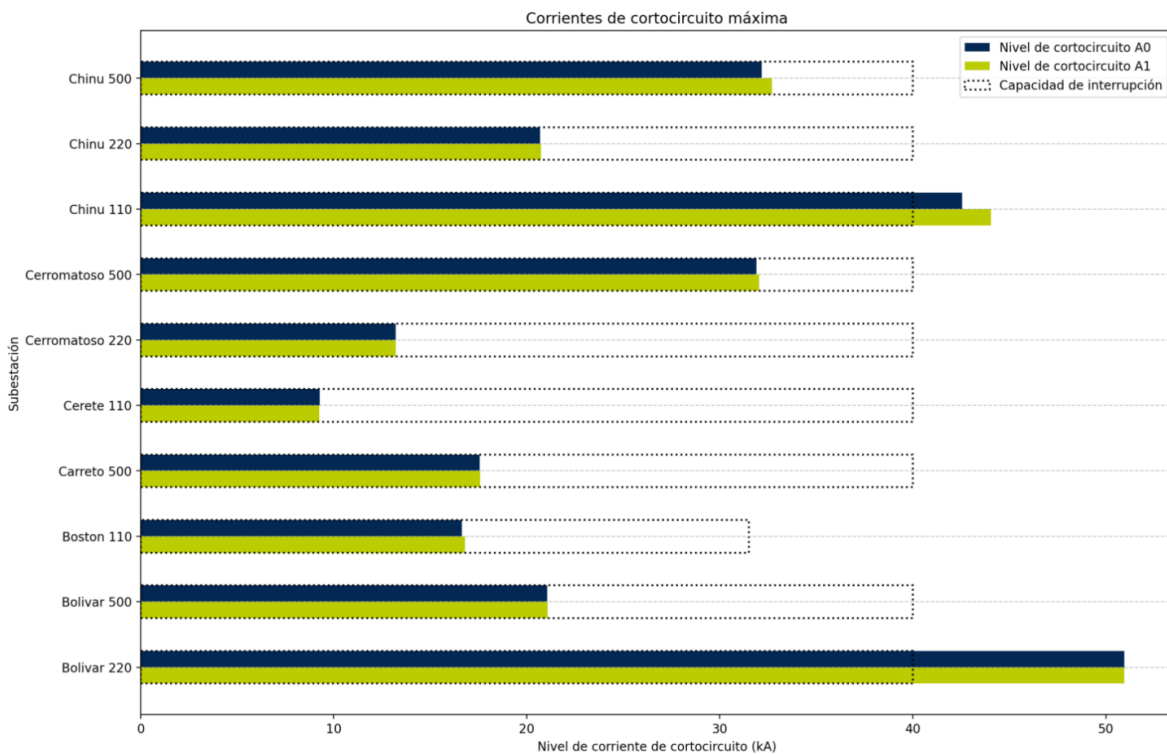


Figura 58. Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 1.

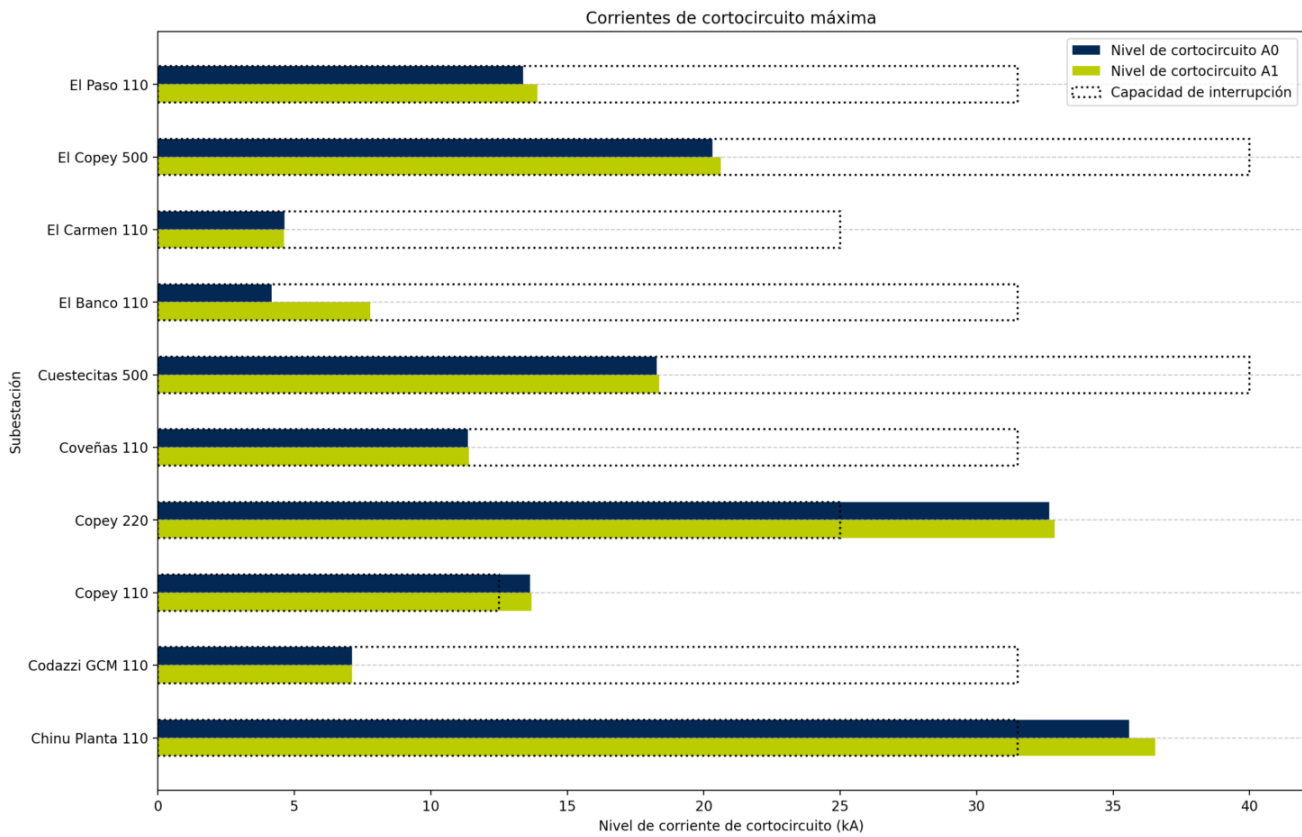


Figura 59. Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 2.

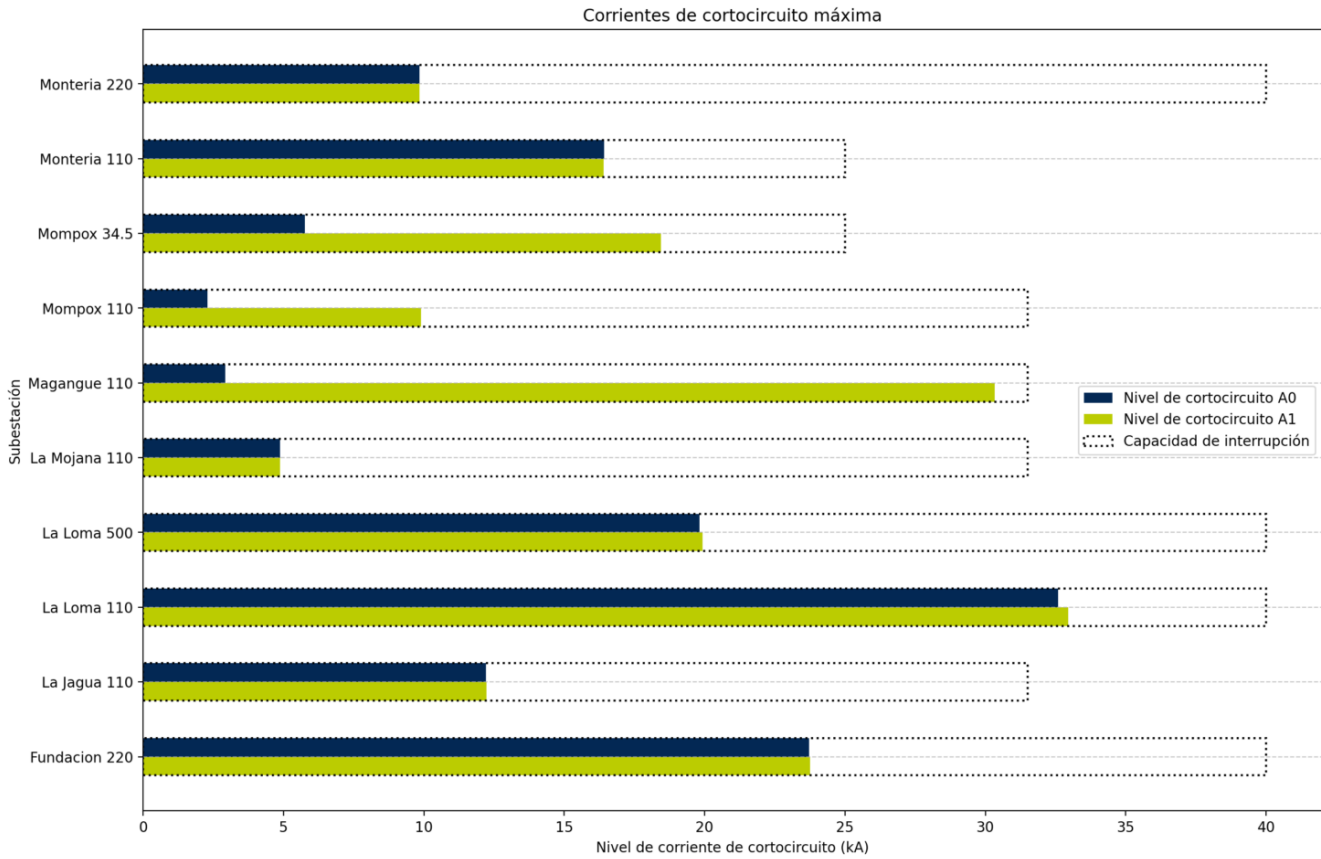


Figura 60. Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 3.

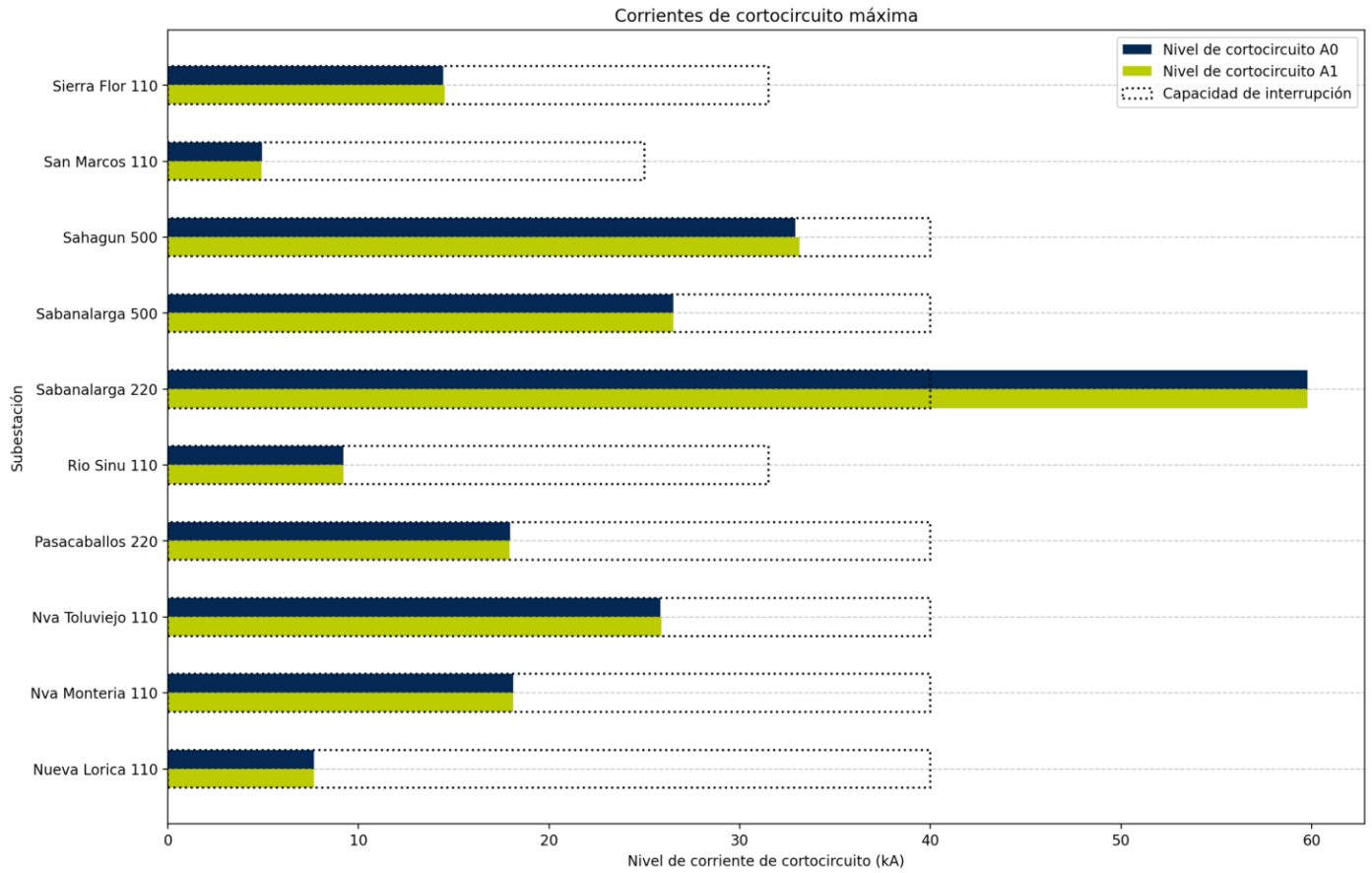


Figura 61. Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 4.

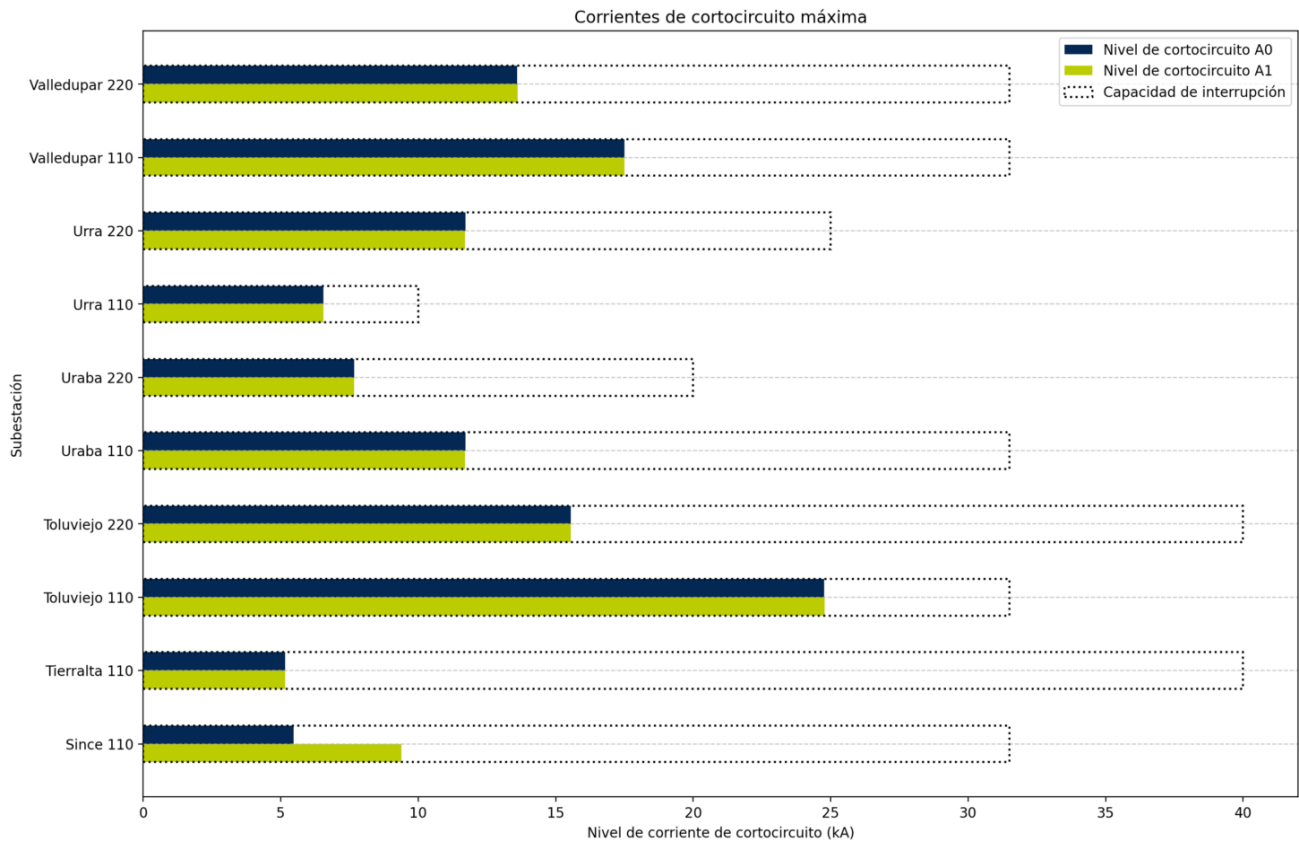


Figura 62. Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 5.

Como se observa en las figuras anteriores, los impactos más significativos del proyecto se ven en las subestaciones **El Banco 110 kV**, **Mompox 110 kV**, **Mompox 34.5 kV**, **Magangué 110 kV** y **Sincé 110 kV**, las cuales, aun con este aumento, se mantienen los límites de capacidad de interrupción de dichas subestaciones. Por otra parte, si bien se evidencian aportes en subestaciones **Chinú 110 kV**, **Chinú Planta 110 kV** y **Copey 220 kV**, estos aportes son corresponden al **3.74%**, **2,68%** y **0.62%**, respectivamente, por lo que no se consideran significativos para la operación del sistema.

Análisis económicos

Dados los resultados técnicos y el impacto de la obra en la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía, en esta sección se realiza un análisis económico para cuantificar la viabilidad de la obra bajo el criterio de relación **Beneficio/Costo** mayor a 1. A continuación se presentan los costos asociados de la obra en evaluación, así como también, los beneficios cuantificados dados los impactos de la obra en la reducción de restricciones en el sistema.

1. Costos:

Teniendo en cuenta el alcance de la obra en evaluación se realiza la valoración de los costos de esta en unidades constructivas según resoluciones **CREG 015 de 2017 (remuneración STR)** y **CREG 011 de 2009 (remuneración STN)**. Con esa información es posible determinar los costos de capital (**CAPEX**) y operación (**OPEX**) asociados a la obra en evaluación utilizando una proyección de anualidades.

Para determinar las anualidades es importante establecer cierta información inicial correspondiente con el proyecto. Lo primero es el año de fecha de puesta en operación, siendo este el primer año para el cálculo de las anualidades. También se debe determinar la tasa de descuento¹ utilizada para proyectar los costos de las unidades constructivas, esta tasa es diferente para unidades constructivas del **STR** y del **STN**. De igual manera, se debe establecer el valor porcentual de cada anualidad que va a corresponder a los costos de administración, operación y mantenimiento, es decir, la tasa de **AOM**. Por último, se debe resaltar que no todas las unidades constructivas cuentan con el mismo horizonte de tiempo en su vida útil (10 años, 30 años, 35 años, 45 años, etc.), por lo que se debe separar el costo de las unidades constructivas en grupos de acuerdo con este, es decir, se debe tener un total de costos para los activos con vida útil de 10 años, otro para los activos con vida útil de 30 años y así sucesivamente. Para cada uno de estos grupos se obtendrá un valor de anualidades.

Las anualidades de los grupos diferenciados por años de vida útil se determinan a través del factor de recuperación de capital, tal y como se muestra a continuación:

$$A = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

Donde **A** representa el valor calculado de las anualidades, **P** es el valor presente de la inversión de las unidades constructivas de cada grupo (grupo 10 años, grupo 30 años, etc.), **i** es la tasa de descuento obtenida de las resoluciones correspondientes (**STR o STN**) y **n** es el número de años de vida útil de cada grupo. Es importante mencionar que el valor **A** no contiene el valor correspondiente de **AOM (2.5 %)**, por lo cual al incluirlo la fórmula queda de la siguiente manera:

$$A = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] * 1.025$$

Después de obtener las anualidades de los activos separadas por grupos de vida útil, es posible sumar las series año a año, obteniendo una serie de anualidades del proyecto completo. De esta manera es posible calcular el valor presente neto (**VPN**) de esta serie de anualidades, obteniendo el costo total de la obra en el año de puesta en operación. Finalmente, es importante mencionar que el proceso

¹ Los valores de las tasas de descuento pueden ser encontrados en las resoluciones CREG 083 y 093 de 2009.

anterior se realiza por separado para el **STR** y el **STN**, considerando que la tasa de descuento es diferente para ambos sistemas. Por lo cual, el valor de la obra viene dado por la suma del **VPN** calculado para el **STR** y el **VPN** calculado para el **STN**.

En la siguiente tabla se presentan los valores presentes netos para el **STR** y **STN** y que incluyen el **CAPEX** y **OPEX** de la obra propuesta.

Tabla 63. Costo del proyecto Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas en UC al 2024

Sistema	VPN - Costo en USD - UC
STR	\$ 13.996.669,51
STN	\$ 29.826.845,37
Total	\$ 43.823.514,88

2. Beneficios:

a. Beneficios por reducción de DNA:

Para el cálculo de los beneficios se realizó la valoración de los impactos del proyecto en la disminución de la **demanda no atendida (DNA)**, por efectos del agotamiento de la red, así como de la **energía no suministrada (ENS)** con ocasión de la realización de eventos contingentes en activos del **sistema de transmisión regional (STR)**. Al efecto, se tuvo en cuenta el racionamiento total proyectado por el **OR** y las proyecciones de la **UPME** para la zona de influencia del proyecto. Igualmente se consideró la información más representativa de indisponibilidad de los activos de transmisión del **STR** de influencia del proyecto asociados a las subestaciones **Chinú, Sincé, Magangué, Mompo, El Paso, El Banco y El Copey**. Para cada año en el horizonte de evaluación se determinaron los beneficios como sigue:

$$B_DNAM_t = \sum_d^D CRO_{d,t} \cdot (DNA_SP_{d,t} - DNA_CP_{d,t}) \cdot h_d \cdot 365$$

$$\forall d \in \{D_{max}, D_{med}, D_{min}\}$$

Donde:

- B_DNAM_t : beneficios en año t por mitigación de DNA
- $CRO_{d,t}$: Escalón de racionamiento asociado a nivel de DNA
- $DNA_SP_{d,t}$: Demanda no atendida sin proyecto
- $DNA_CP_{d,t}$: Demanda no atendida con proyecto
- h_d : horas del periodo de demanda

Con la ecuación anterior se representan los impactos proyectados por las condiciones descritas, sin embargo, es de precisar que se hace un tratamiento conservador al considerar la información base del **OR**, con tasas medias de crecimiento en su proyección, para determinar los beneficios e implícitamente la reducción de la incertidumbre asociada a:

- El crecimiento real de la demanda en la zona en el horizonte de análisis dadas las condiciones geográficas y socioeconómicas de la zona de influencia.
- Las horas de indisponibilidad de los activos del **STR**.

Siguiendo lo anterior, se cuantifica el impacto de la obra en evaluación en la reducción de la demanda no atendida en el área de influencia, tal y como se observa en la siguiente tabla:

Tabla 55. Beneficios de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas por reducción de la DNA.

Tipo de beneficio	VPN - Beneficio en USD
Reducción de Demanda No Atendida (DNA)	\$ 221.196.339,00

3. Relación Beneficio/Costo:

A continuación, se presenta la relación beneficio/Costo para un horizonte de 25 años asociados a la construcción de la **Subestación Nueva Magangué 500/110 kV** y líneas asociadas. Al efecto se calculó el valor presente de los beneficios y de los costos del proyecto de expansión, con lo cual se determinó que la relación Beneficio/ Costo resulta ser superior a 1 (5.0).

Tabla 56. Relación Beneficio/Costo de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas

Elemento	VPN - USD
Total beneficios	\$ 221.196.339,00
Total Costos	\$ 43.823.514,88
Relación B/C	5.0

Fecha de puesta en operación

La fecha de puesta en operación del proyecto **Magangué 500/110 kV y líneas asociadas** se definió para el año **2028** en función de los tiempos establecidos por la **UPME**.

Conclusiones

- Sin las obras propuestas, al considerar los despachos de **generación G1 y G2** y escenarios de demanda máxima y media se observa un incumplimiento generalizado, en red completa como con contingencias sencillas, respecto de los niveles de tensión en los distintos nodos de la zona de influencia del proyecto. Particularmente la red no converge para contingencia del transformador **Chinú 3 500/110 kV**. En efecto se observa una mayor acentuación de las subtensiones en **Mompox y Magangué**. En cuanto a cargabilidad, para los mismos despachos de generación y condiciones de red completa y contingencia, se observan niveles de carga que exceden los valores nominales en líneas y transformadores, siendo relevantes las sobrecargas en los transformadores **Chinú 2 500/110 kV y Chinú 3 500/110 kV**, así como en las líneas **Magangué – Sincé 1 110 kV, Chinú – Sincé 1 110 kV**, principalmente. A nivel de cortocircuito se observan de manera relevante el sobrepaso de las capacidades de interrupción en **Copey 220 kV, Copey 110 kV, Chinú 110 kV y Chinú Planta 110 kV**.
- Con las obras propuestas, y considerando los despachos de **generación G1 y G2**, en red completa, y escenarios de demanda máxima y media se observa un mejoramiento y mantenimiento de los niveles de tensión en los nodos que se tenían como críticos sin la existencia del proyecto. Ante contingencias sencillas en **Chinú -Chinú Planta 1 110 kV y Chinú – San Marcos 1 110 kV**, se observan subtensiones en **Chinú Planta, Nueva Lorica y San Marcos 110 kV** donde las obras propuestas impactan levemente, mejorando el perfil de las tensiones, pero manteniéndose en el rango de subtensión, en tanto que para la contingencia **El Copey – El Paso 1 110 kV** se observa sobretensión en **Copey 110 kV**.
- Evaluado el proyecto propuesto se obtuvo una relación B/C superior a uno.
- Las obras propuestas en términos de subestación **Nueva Magangué 500/110 kV** y líneas asociadas, brindan un aumento significativo para la confiabilidad de la zona de influencia, así como garantía para la atención adecuada de la demanda a largo plazo.

Recomendaciones

Se recomienda la ejecución de la obra evaluada para su integración al **Sistema de Transmisión Nacional** de acuerdo con los procedimientos normativos y regulatorios vigentes.

Región Nordeste

**Subestación Tonchalá 230/110 kV +
SVC en la subestación ínsula 110 kV**



Antecedentes

La **Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)** es la entidad encargada de la planificación de la infraestructura del sistema eléctrico nacional. Esta entidad formula planes y programas para garantizar la **seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica del país**. Al identificar las necesidades futuras, se desarrollan obras de expansión que aseguran el cumplimiento de estas necesidades conforme a la normativa vigente. Lo anterior en un horizonte de planeación de corto, mediano y largo plazo con ventanas de 3, 5 y mayores a 10 años, respectivamente. Entre los planes desarrollados por la **UPME** están los de expansión de generación y transmisión, que sirven como referencia. Estos planes buscan diagnosticar la red en el horizonte de tiempo establecido, buscando problemáticas que puedan impedir el correcto funcionamiento del sistema y afectar la prestación del servicio en el territorio nacional.

Sobre el proyecto en cuestión se presentan los siguientes antecedentes:

- En el área operativa Nordeste, de acuerdo con reportes de **XM**, se evidencian restricciones críticas en la zona de Cúcuta y sus alrededores dados a sobrecarga de los transformadores que alimenta esta zona ante la **contingencia N-1** de alguno de estos, así como también de subtensiones en red completa debido al crecimiento de la demanda por encima de los valores pronosticados que ha tenido la zona.
- En el área operativa Nordeste, en la subárea Norte de Santander, el operador de red, CENS, propone un nuevo proyecto en cuestión para solventar escenarios críticos de cargabilidad y subtensiones en escenarios de contingencia simples (N-1) en el horizonte **2027-2033**.

Proyecto propuesto

El proyecto **“SE Tonchalá 230 kV y líneas asociadas”**, consiste en la ampliación de la subestación Tonchalá 115 kV, aprobada con FPO 2026, con dos bahías de transformación **230/115 kV**, permitiendo la conexión al **STN** a partir de la apertura de la línea **“Tasajero – Cúcuta 230 kV”**, siguiendo con la topología presentada en la siguiente figura.

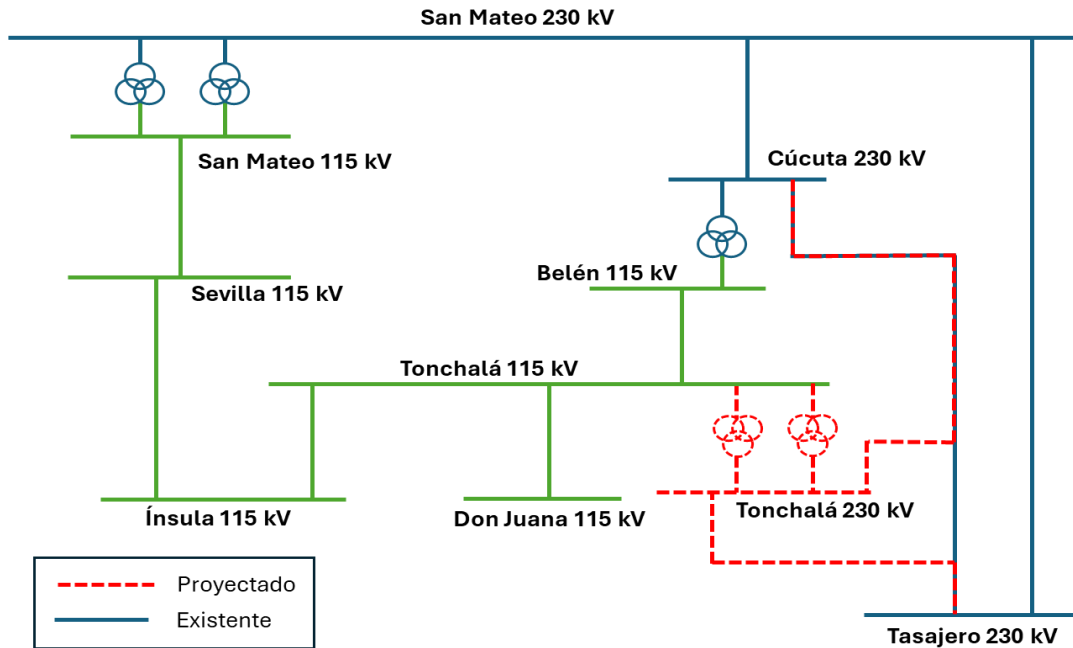


Figura 63. Diagrama unifilar del proyecto Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas.

La apertura de la línea “Tasajero- Cúcuta 230 kV” consistirá en la apertura de la línea en dos tramos, el primero de 9 km entre las subestaciones “Tasajero 230 kV” y “Tonchalá 230 kV” y el segundo de 3.2 km entre las subestaciones “Tonchalá 230 kV” y “Cúcuta 230 kV”.

Análisis técnicos

A continuación, es presentado el **análisis técnico de la obra propuesta**. Inicialmente, son presentados los supuestos y consideraciones de análisis. Posteriormente, son presentados escenarios críticos que presentan violaciones sobre las restricciones operativas del SIN.

5. Consideraciones y supuestos:

a. Proyectos de generación y transmisión considerados:

A continuación, se presentan los proyectos de generación y transmisión considerados para el desarrollo de las validaciones eléctricas.

Tabla 57. Proyectos de generación considerados para la evaluación de la obra Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas.

Proyectos Clase 1	FPO
Proyecto Solar Kairos I 20 MW	2023
Proyecto Solar Cenit Ayacucho (Autogen)	2024
Proyecto Solar La Mata 80 MW	2024
Proyecto Fotovoltaico Sunnorte 35 MW	2024
Proyecto Solar Termotasajero 3 3MW	2024
Proyecto PCH Panacea 9.9 MW	2025
Proyecto Solar Frontera 50 MW	2025
Solenergy Norte 50MW	2025

Tabla 58. Proyectos de transmisión considerados para la evaluación de la obra Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas.

Proyecto de transmisión	FPO
Compensación Ayacucho 1x5MVA	2023
Repotenciación línea Tibú – Zulia 115 kV	2025
Reconfiguración S/E Sevilla 115kV	2025
Repotenciación línea Convención-Tibú 115 kV	2026
Construcción S/E Don Juana 115 kV	2026
Construcción S/E Tonchalá 115 kV	2026

b. Escenarios de generación y demanda evaluados:

A continuación, se presentan los escenarios de generación, demanda definidos para el desarrollo de las validaciones eléctricas.

Tabla 59. Escenarios de generación considerados para la evaluación de la obra Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas.

Escenario de generación	Descripción
G0	Máxima generación en subáreas Norte de Santander y Santander
G1	Mínima generación en subáreas Norte de Santander y Santander

Tabla 60. Escenarios de demanda considerados para la evaluación de la obra Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas.

Escenario de demanda	Descripción
Dmax	Demanda máxima según proyecciones UPME
Dmed	Demanda media según proyecciones UPME
Dmin	Demanda mínima según proyecciones UPME

c. Condiciones operativas consideradas:

Las condiciones operativas tenidas en cuenta para la validación eléctrica son:

- Los taps de los transformadores en la zona de influencia del proyecto se consideran en su posición neutral.
- Los dos compensadores capacitivos en la subestación **Belén 115 kV** se activaron para el escenario de demanda máxima. Para los escenarios de demanda media y mínima, solo uno de estos compensadores capacitivos se activó.
- No son modelados los activos del **Sistema de Distribución Local (SDL)**, por lo tanto, las demandas son referidas a las subestaciones de nivel de tensión 4.

d. Horizontes de simulación:

El horizonte de evaluación está definido entre los años 2027 – 2037 utilizando las proyecciones de demanda de la UPME reportados en “Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023 - 2037”. Adicionalmente, se evalúan los años 2038, 2043 y 2048 para los cuales es tomada una tasa de crecimiento de la demanda igual al promedio de la tasa de crecimiento comprendida entre el periodo 2026 – 2033.

6. Comportamiento del sistema en condición normal de operación:

En esta sección se presentan los análisis técnicos del comportamiento y el impacto de la obra en evaluación en la tensión y cargabilidades de los diferentes elementos en el área de influencia bajo la condición de red completa. Para esto se siguen los lineamientos establecidos por la Resolución CREG 025 de 1995 con el objetivo de garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía. Estos lineamientos son:

- La tensión para las subestaciones con tensiones **menores a 500 kV** debe estar dentro 0.9 p.u. y 1.1 p.u.
- La tensión para las subestaciones con tensiones **mayores a 500 kV** debe estar dentro 0.9 p.u. y 1.05 p.u.
- La cargabilidades de las líneas y transformadores no deben sobrepasar el 100% en condición de red completa.

a. Perfil de tensiones – Red completa:

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2), escenarios de demanda (3) y años de estudio (9), se realiza la simulación de **54 casos de estudio** para cada una de las **40 subestaciones** evaluadas y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de la tensión de dichas subestaciones en el proyecto en evaluación (lado izquierdo de la figura) y el comportamiento de la tensión ya con el proyecto implementado (lado derecho de la figura).

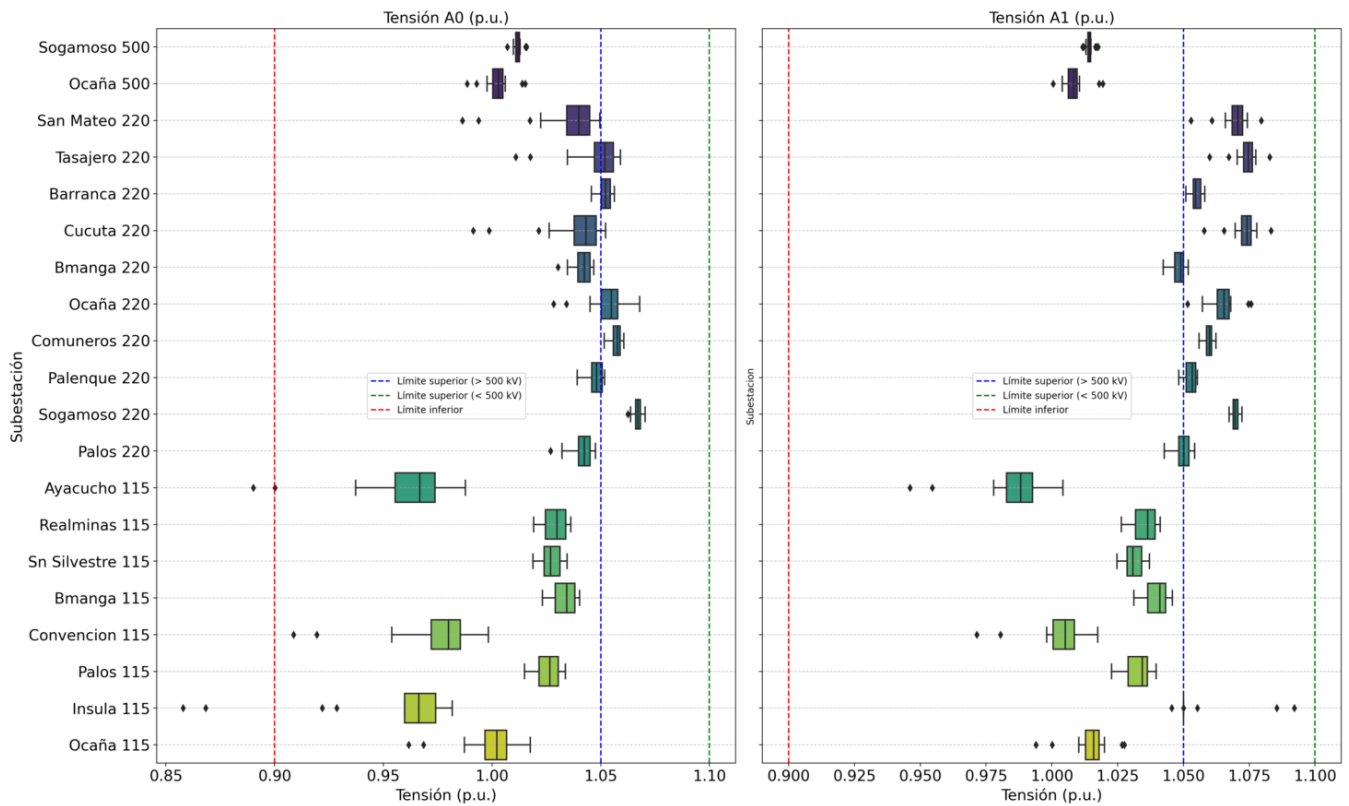


Figura 64. Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas – Red Completa - Parte 1.

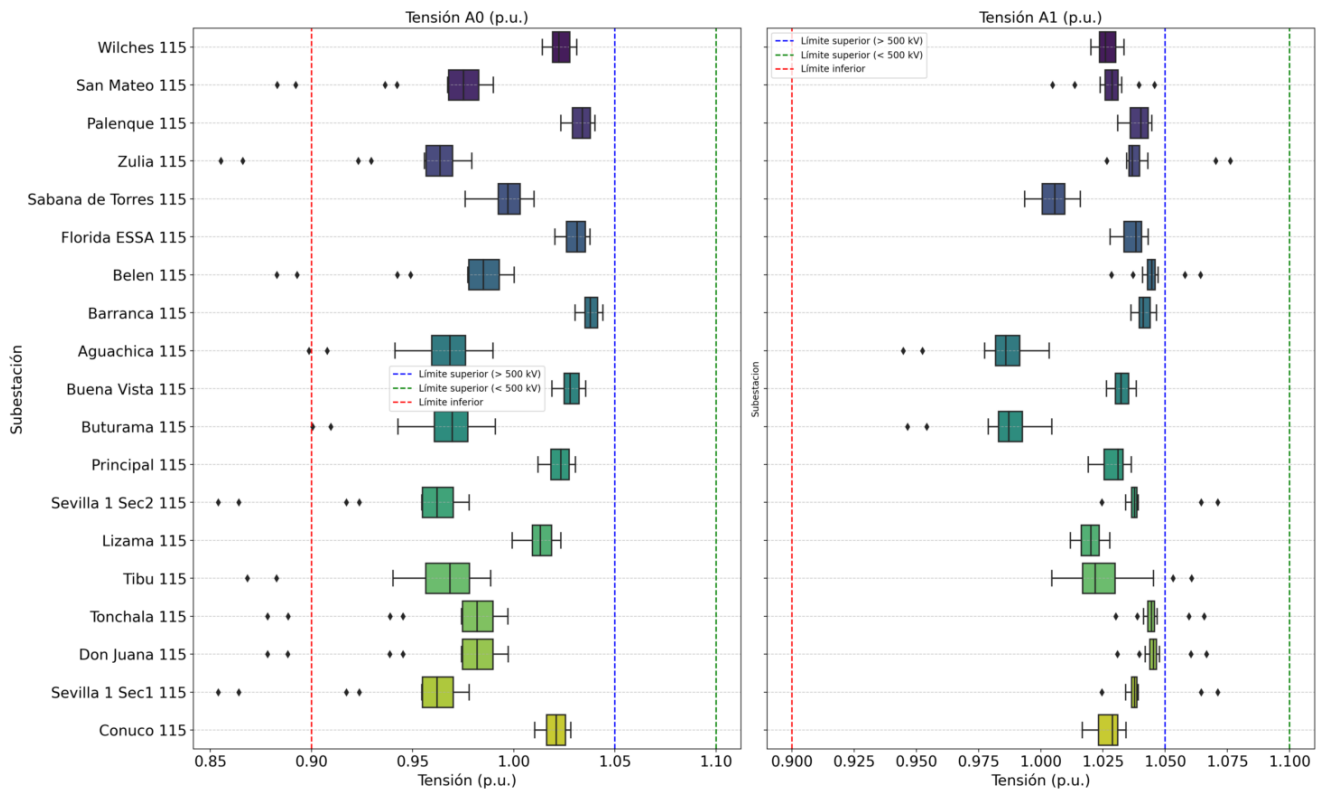


Figura 65. Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Tonchala 230/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 2.

Tal y como se presenta en las figuras anteriores, se identifican **20 restricciones** para el caso base y **0** para el caso con el proyecto, teniendo una reducción de 20 de estas dada la entrada en operación del proyecto en evaluación. A continuación, se muestra la distribución de dichas restricciones durante el horizonte de planeación.

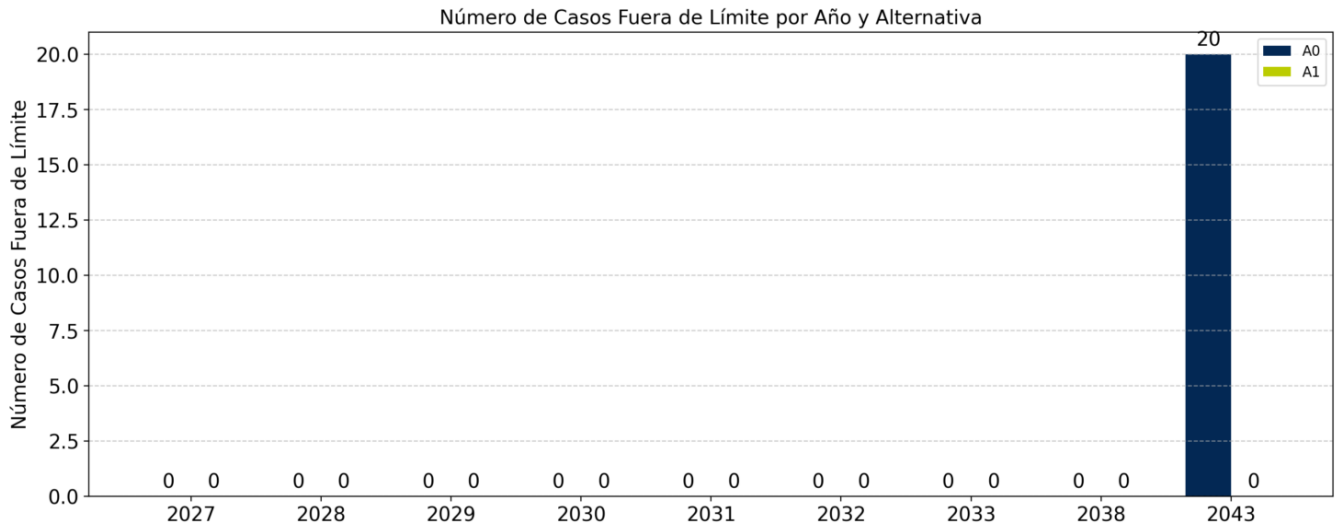


Figura 66. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto – Red Completa

Por otra parte, se identifica que con en el caso base se presentan **2 escenarios de generación-demanda** en los cuales se presentan restricciones, a diferencia del caso con proyecto en donde se presentan 0 escenarios de generación-demanda con restricciones, tal y como se muestra en la siguiente figura.

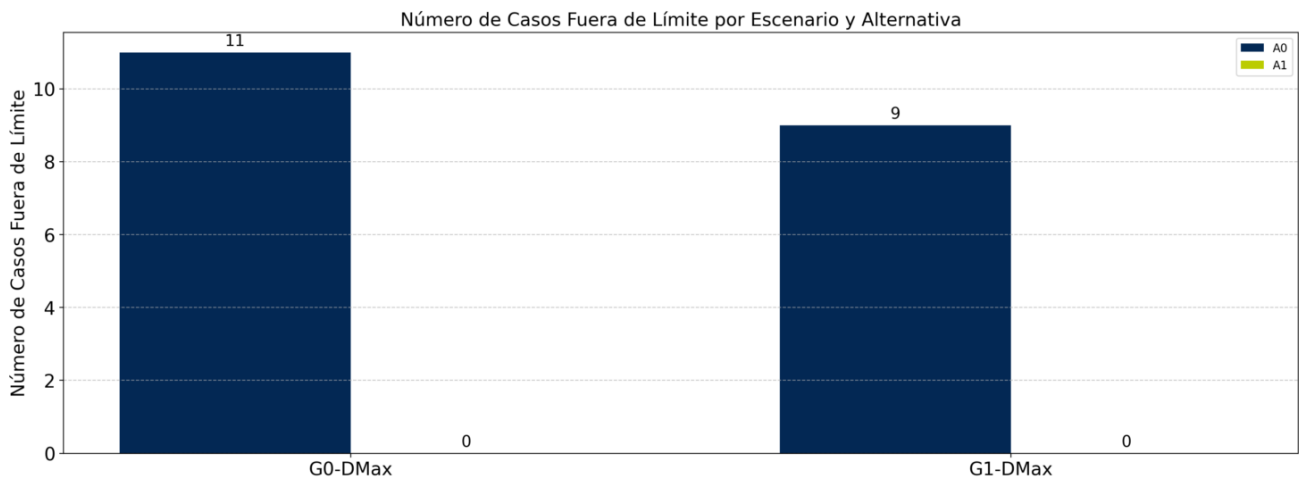


Figura 67. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por escenarios – Red Completa.

Adicionalmente, en la siguiente figura se presenta la distribución de las **restricciones identificadas** entre subtensiones y sobretensiones para el caso base y para el caso con el proyecto en evaluación.

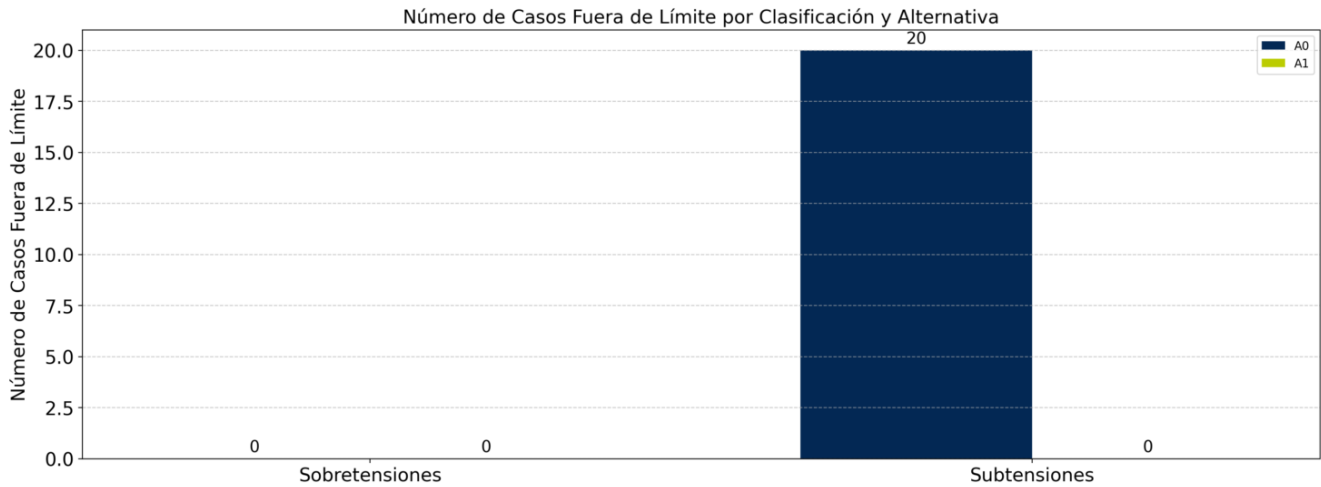


Figura 68. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por subtensiones y sobretensiones – Red Completa.

Ahora bien, de los análisis efectuados se identificaron **11 subestaciones** críticas en las cuales se identifican escenarios en los cuales se incumplen los lineamientos establecidos por la **Resolución CREG 025 de 1995** para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema. En la siguiente figura se muestra el impacto del proyecto en evaluación sobre estas **11 subestaciones** y sus restricciones.

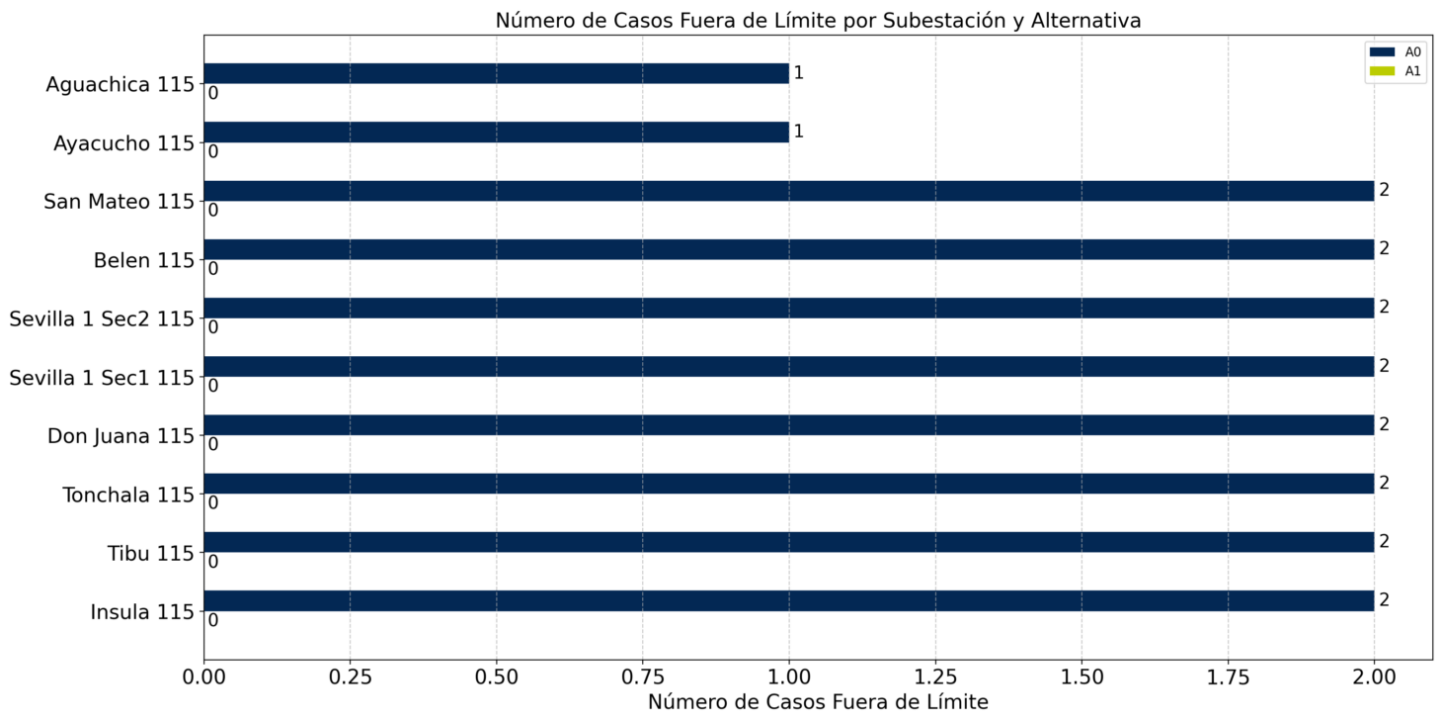


Figura 69. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Red Completa.

Como se observa en la figura anterior, con la implementación del proyecto de **Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas** se eliminan completamente las restricciones asociadas a las subestaciones **Aguachica 115 kV, Ayacucho 115 kV, San Mateo 115 kV, Belén 115 kV, Sevilla 115 kV, Don Juana 115 kV, Tonchalá 115 kV, Tibú 115 kV y Ínsula 115 kV.**

b. Perfil de cargabilidades – Red completa:

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2), escenarios de demanda (3) y años de estudio (9), se realiza la simulación de **54 casos de estudio** para cada uno de los **36 elementos (líneas y transformadores)** evaluados y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de las cargabilidades de dichos elementos en el caso base (lado izquierdo de la figura) y el comportamiento de las cargabilidades ya con el proyecto implementado (lado derecho de la figura).

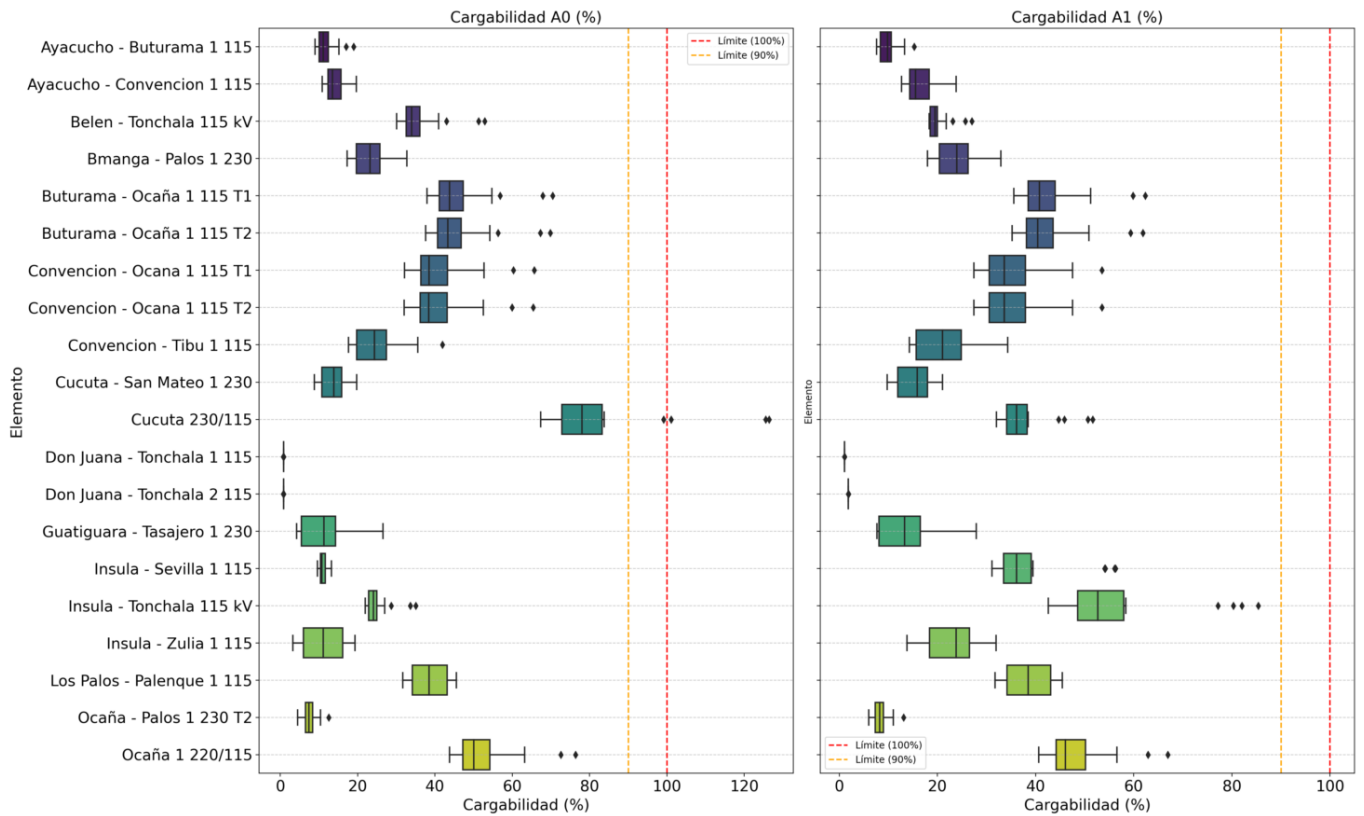


Figura 70. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 1.

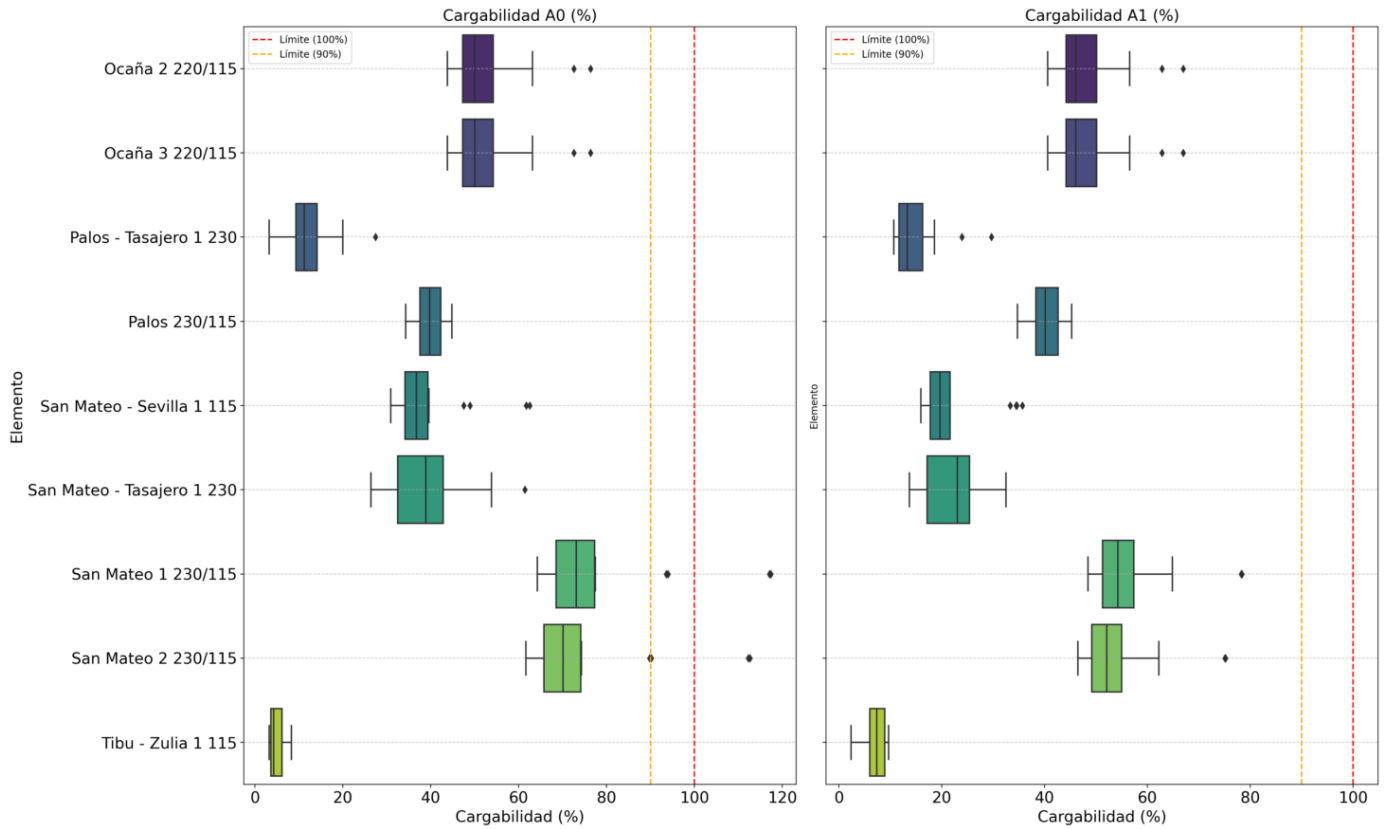


Figura 71. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 2.

Resultado de análisis de cargabilidades, tal y como se presenta en las figuras anteriores, se identifican **7 restricciones** para el caso base y **0** para el caso con el proyecto, teniendo una reducción de 7 de estas con la entrada en operación del proyecto en evaluación. A continuación, se muestra la distribución de dichas restricciones durante el horizonte de planeación.

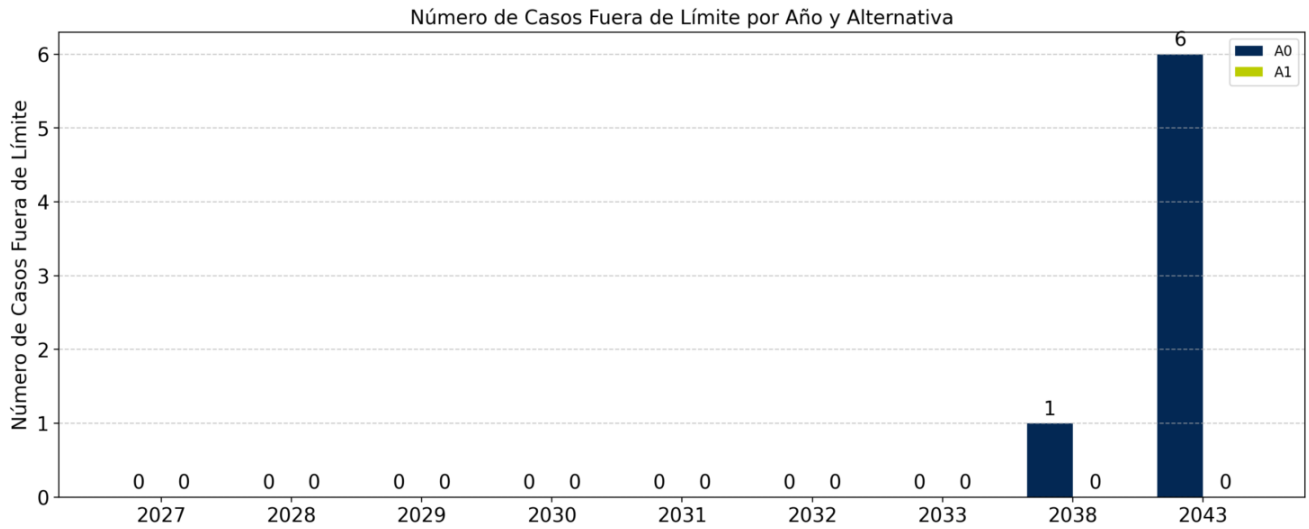


Figura 72. Comparación del número de casos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y el caso con proyecto – Red Completa.

Por otra parte, se identifica que con en el caso base se presentan 2 escenarios de generación-demanda en los cuales se presentan restricciones, a diferencia del caso con proyecto en donde se presentan 0 escenarios generación-demanda con restricciones, tal y como se muestra en la siguiente figura.

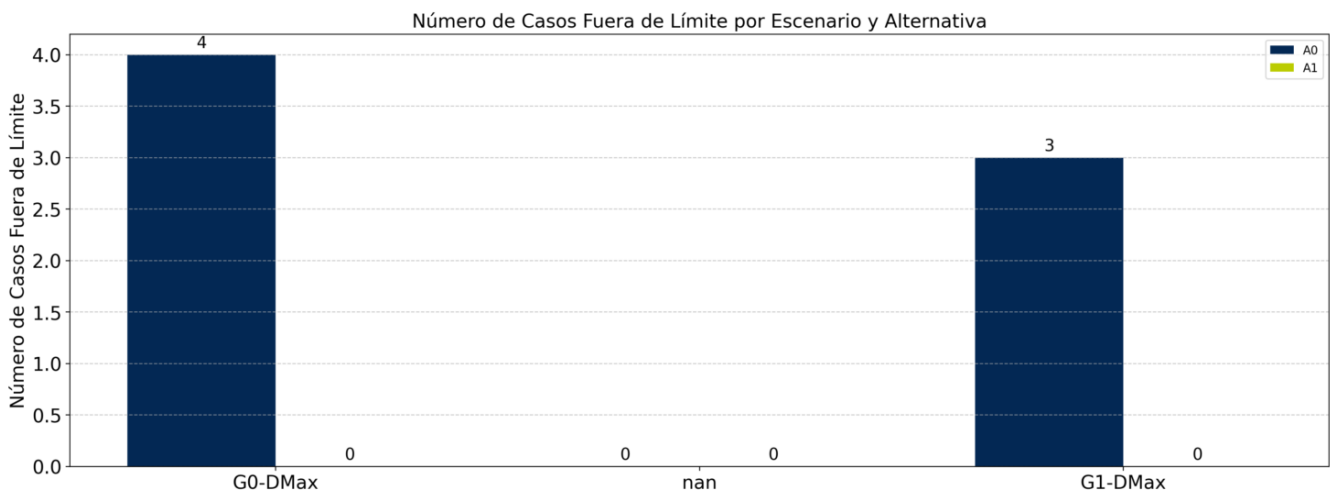


Figura 73. Comparación del número de casos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por escenarios – Red Completa.

Ahora bien, de los análisis efectuados se identificaron **3 elementos** críticos en las cuales se identifican escenarios en los cuales se incumplen los lineamientos establecidos por la **Resolución CREG 025 de 1995** para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema. En la siguiente figura se muestra el impacto del proyecto en evaluación sobre estos **4 elementos y sus restricciones**.

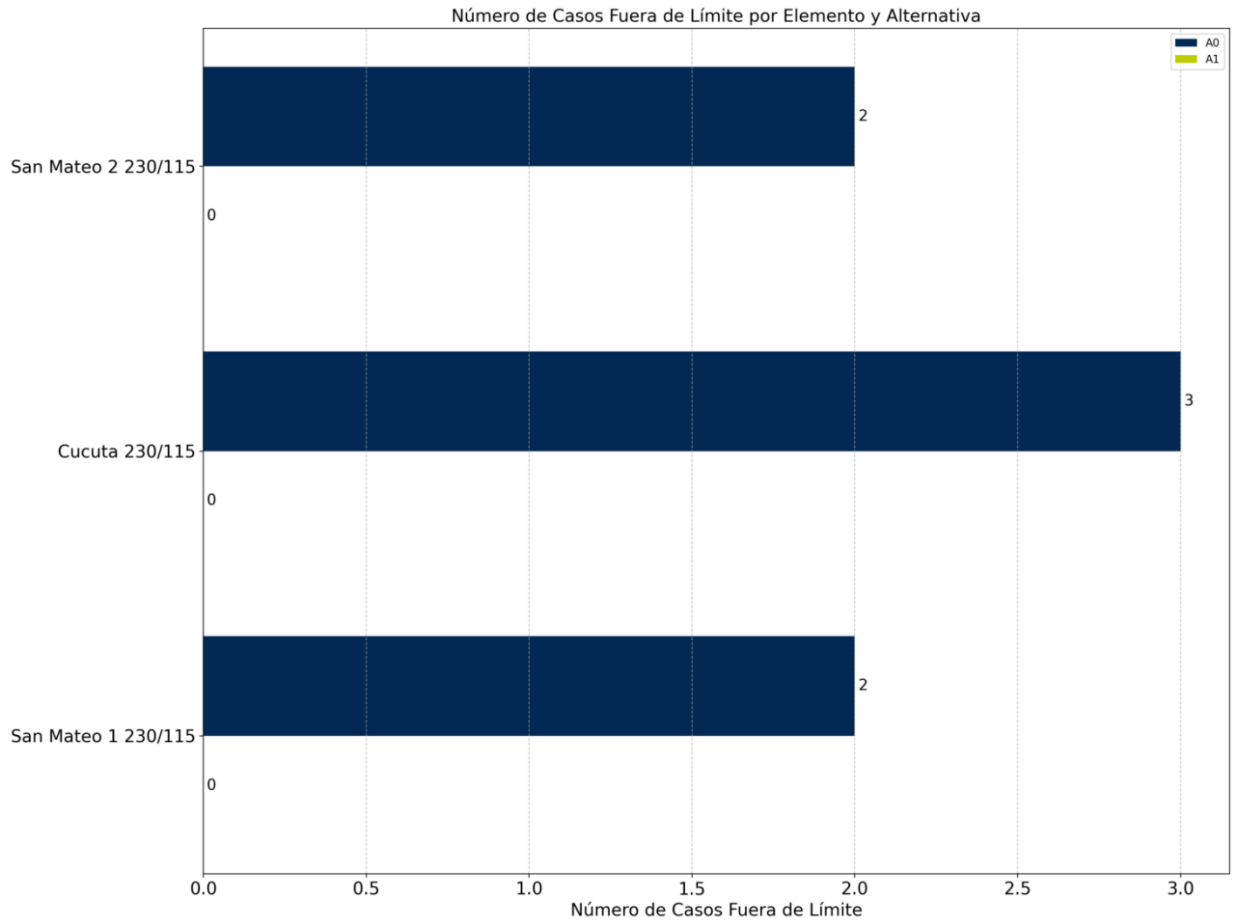


Figura 74. Comparación los elementos críticos para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Red Completa.

Como se observa en la figura anterior, con la implementación del proyecto de **Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas** se eliminan completamente las restricciones asociadas a las sobrecargas en los transformadores **San Mateo 1 230/115 kV, San Mateo 2 230/115 kV y Cúcuta 230/115 kV**.

7. Comportamiento del sistema ante contingencias N-1:

En esta sección se presentan los análisis técnicos del comportamiento y el impacto de la obra en evaluación en la tensión y cargabilidades de los diferentes elementos en el área de influencia bajo la condición de contingencia N-1. Para esto se siguen los lineamientos establecidos por la **Resolución CREG 025 de 1995** con el objetivo de garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía. Estos lineamientos son:

- La tensión para las subestaciones con tensiones **menores a 500 kV** debe estar dentro 0.9 p.u. y 1.1 p.u.

- La tensión para las subestaciones con tensiones **mayores a 500 kV** debe estar dentro 0.9 p.u. y 1.05 p.u.
- La cargabilidades de las líneas y transformadores no deben sobrepasar el máximo valor de emergencia declarado en **PARATEC** en condición de **contingencia N-1**.

a. Perfil de tensiones – Contingencias N-1:

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2), escenarios de demanda (3), contingencias (33) y años de estudio (9), se realiza la simulación de 1782 casos de estudio para cada una de las **40 subestaciones** evaluadas y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de la tensión de dichas subestaciones en el caso base (lado izquierdo de la figura) y el comportamiento de la tensión ya con el proyecto implementado (lado derecho de la figura).

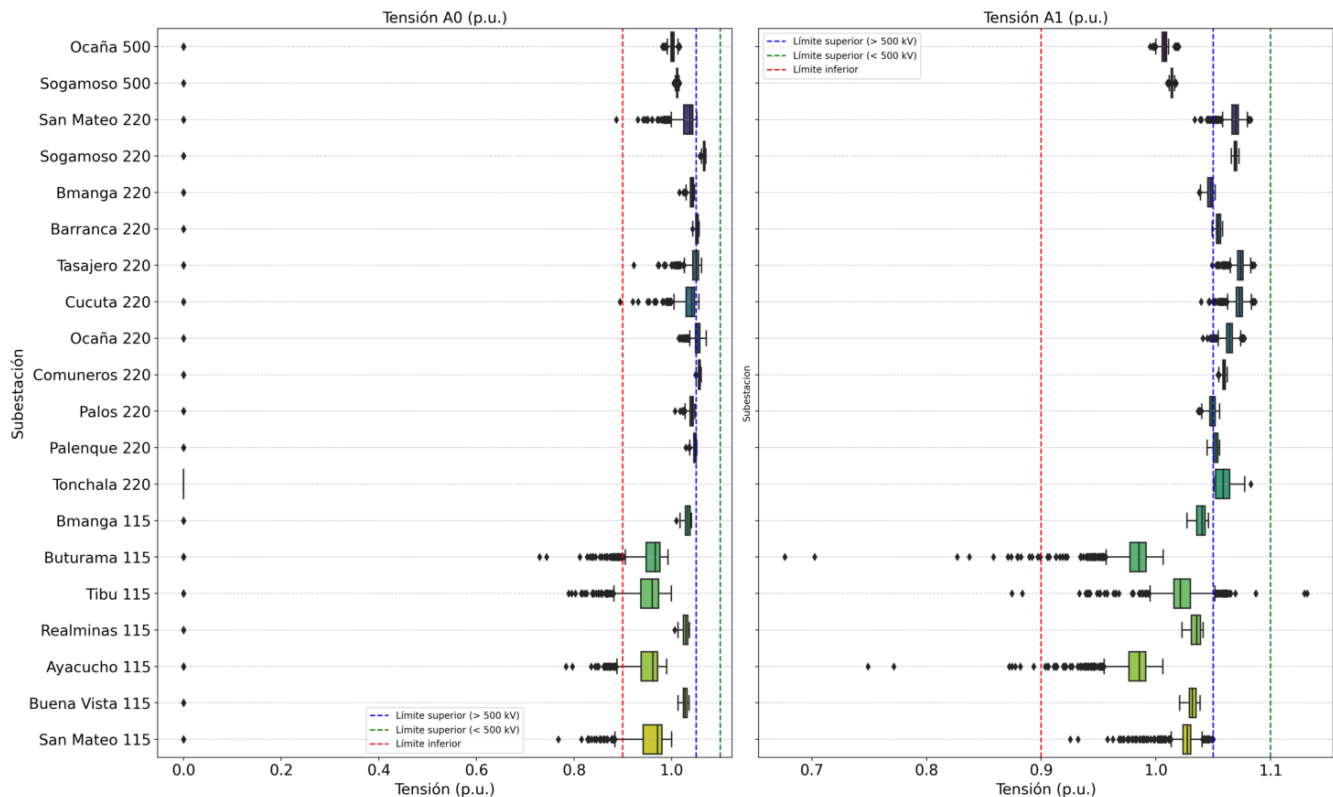


Figura 75. Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 – Parte 1.

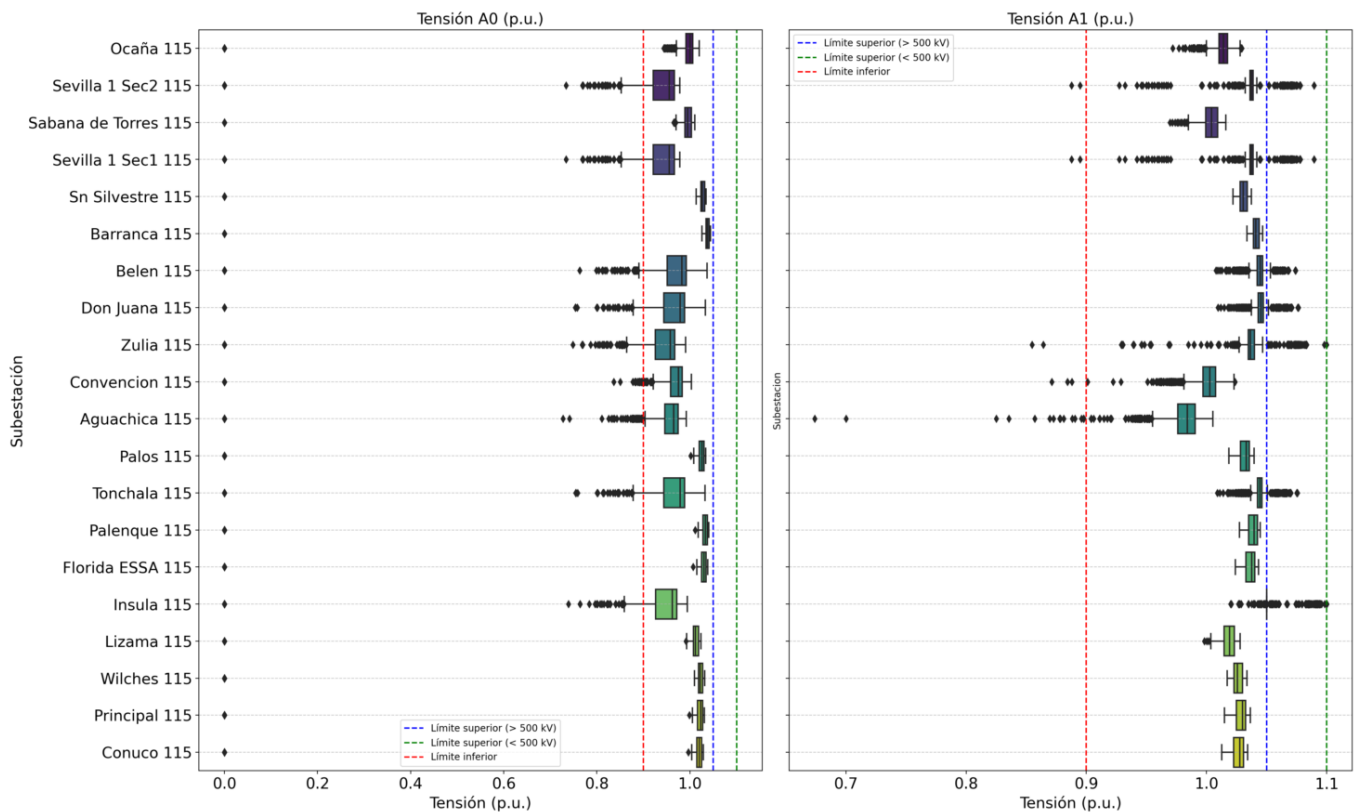


Figura 76. Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 – Parte 2.

Resultado de análisis de tensiones, tal y como se presenta en las figuras anteriores, se identifican **1495 restricciones** para el caso base y **66** para el caso con el proyecto, teniendo una reducción de 1429 de estas con la incorporación del proyecto. A continuación, se muestra la distribución de dichas restricciones durante el horizonte de planeación.

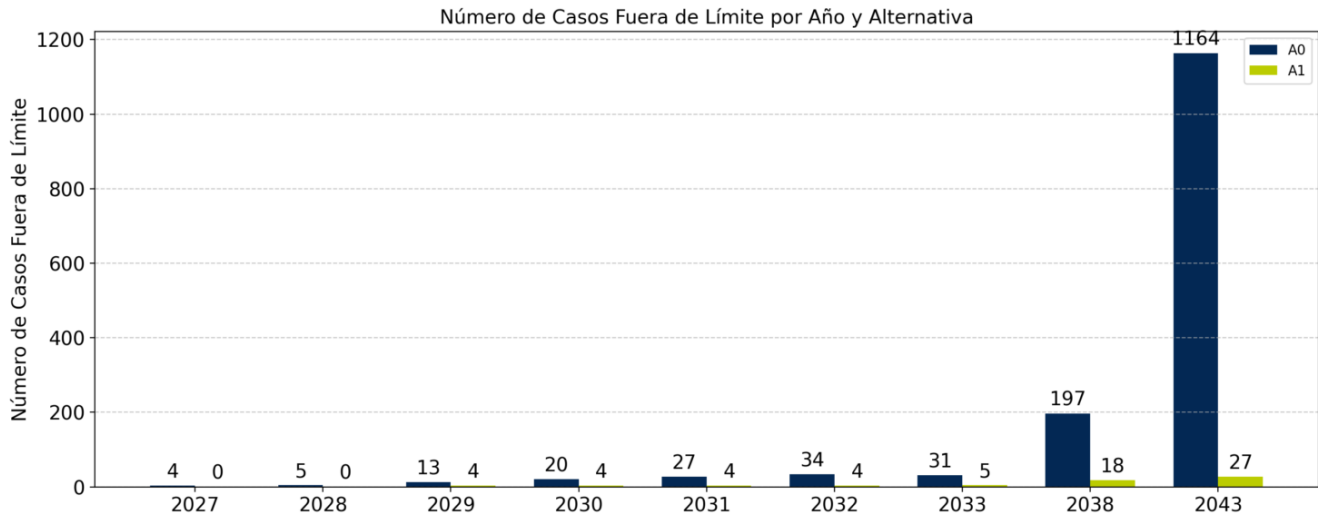


Figura 77. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto – Contingencias N-1.

Adicionalmente, en la siguiente figura se presenta la distribución de las restricciones identificadas entre subtensiones y sobretensiones para el caso base y para el caso con el proyecto en evaluación.

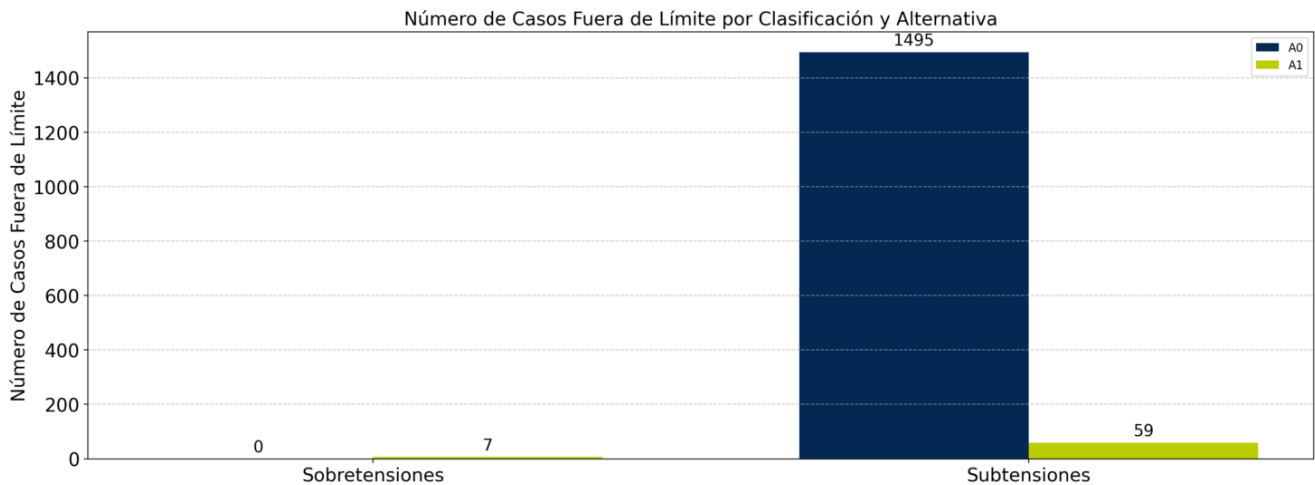


Figura 78. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por subtensiones y sobretensiones – Contingencias N-1.

Ahora bien, de los análisis efectuados se identificaron **40 subestaciones** críticas en las cuales se identifican escenarios en los cuales se incumplen los lineamientos establecidos por la **Resolución CREG 025 de 1995** para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema. En la siguiente figura se muestra el impacto del proyecto en evaluación sobre estas **40 subestaciones y sus restricciones**.

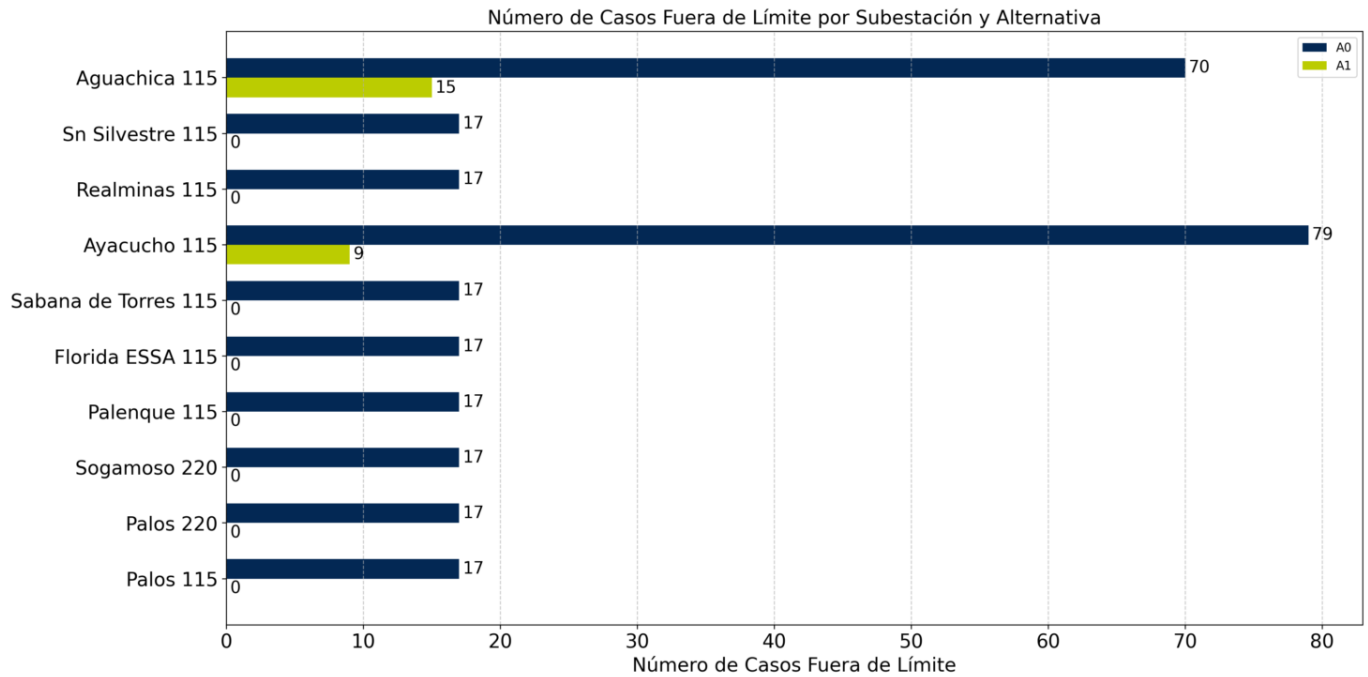


Figura 79. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 1.

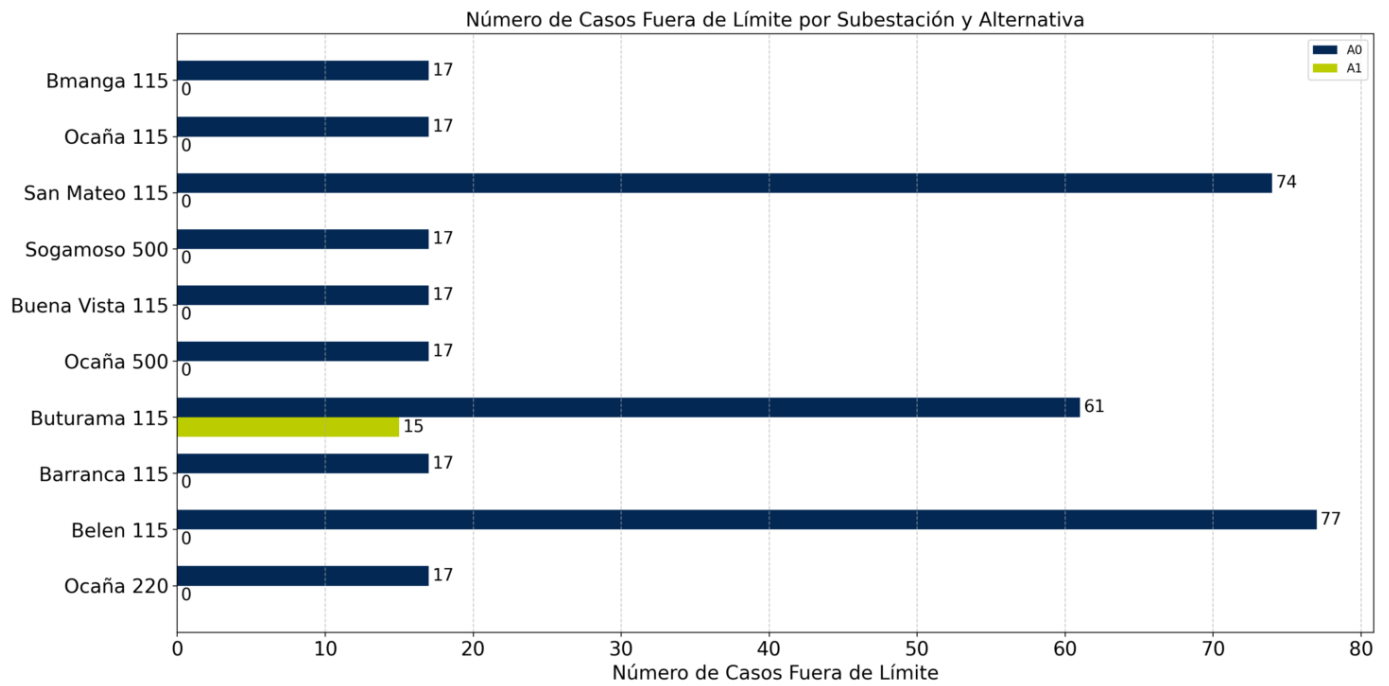


Figura 80. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 2.

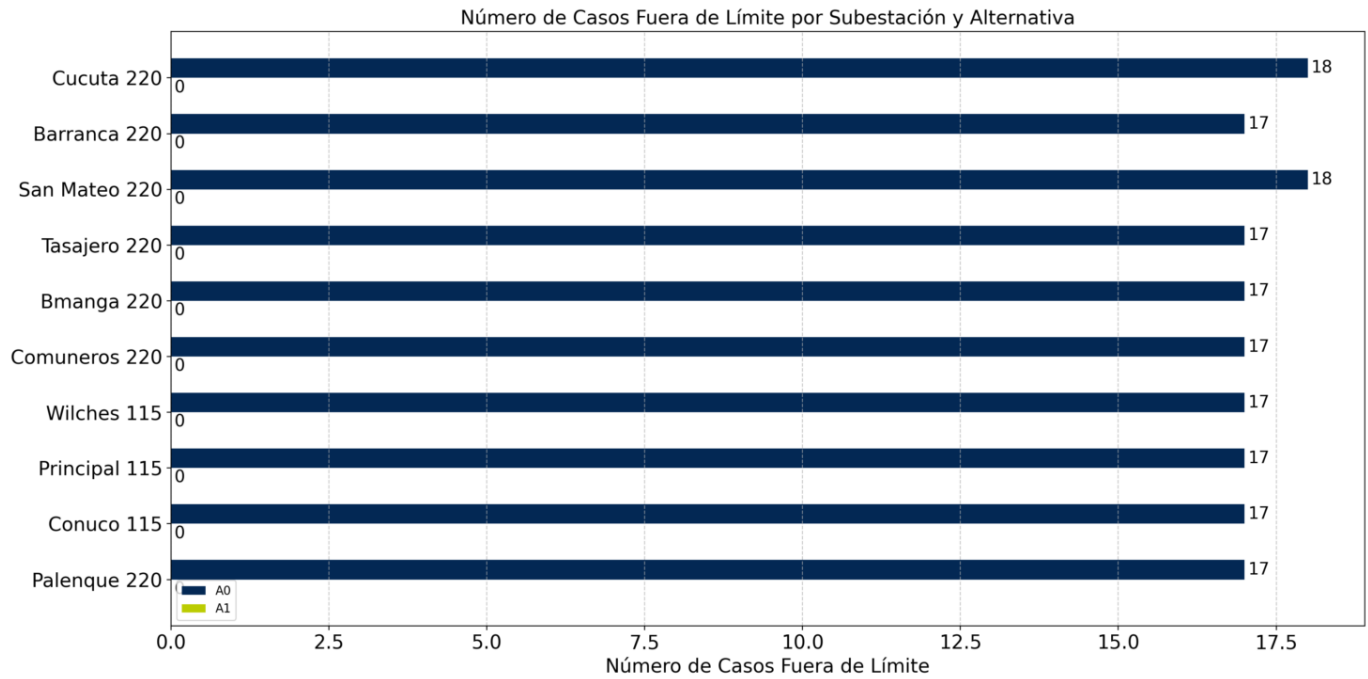


Figura 81. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 3.

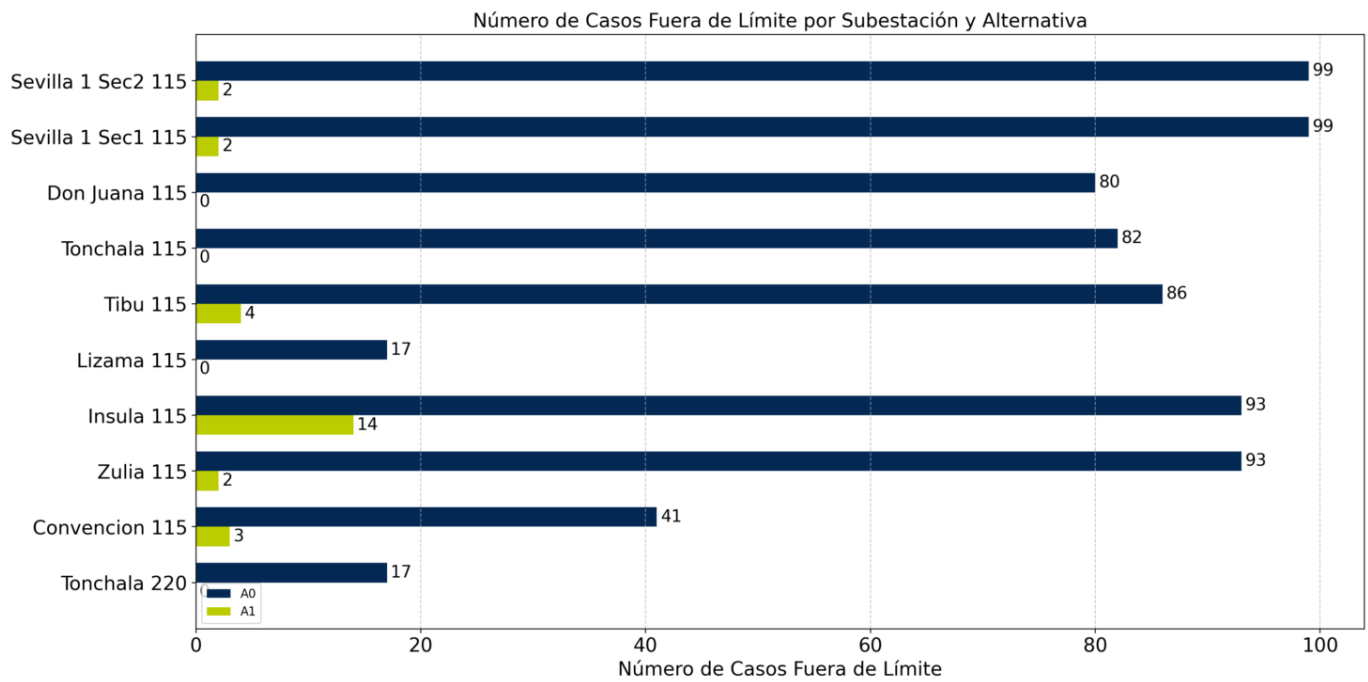


Figura 82. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 4.

De las figuras anteriores se observa una **disminución** en el número de casos de subestaciones con tensiones por fuera de los límites de seguridad dada la entrada de la obra en evaluación.

b. Perfil de cargabilidades – Contingencias N-1:

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2), escenarios de demanda (3), contingencias (33) y años de estudio (9), se realiza la simulación de 1782 casos de estudio para cada uno de los 36 elementos (líneas y transformadores) evaluados y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de la cargabilidad de dichos elementos en el caso base (lado izquierdo de la figura) y el comportamiento de la cargabilidad ya con el proyecto implementado (lado derecho de la figura).

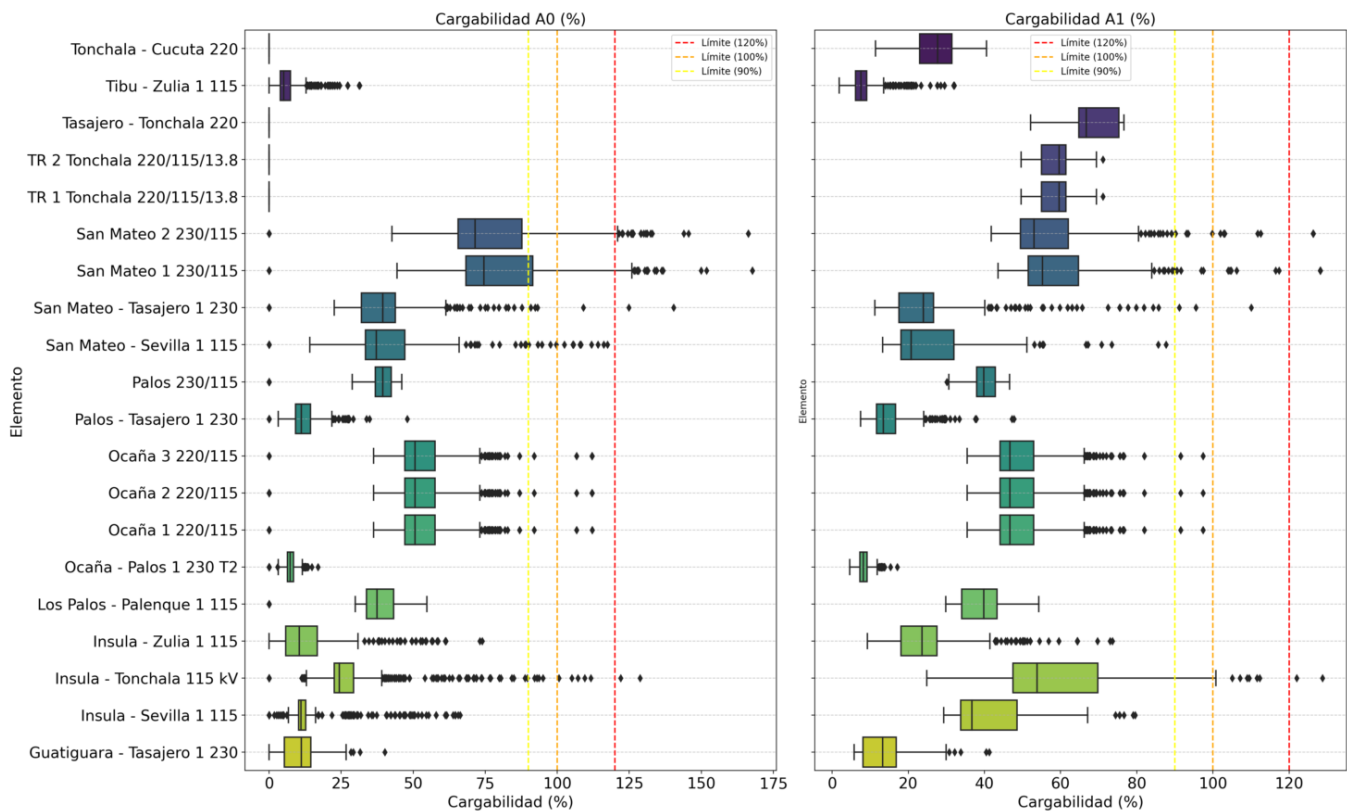


Figura 83. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 - Parte 1.

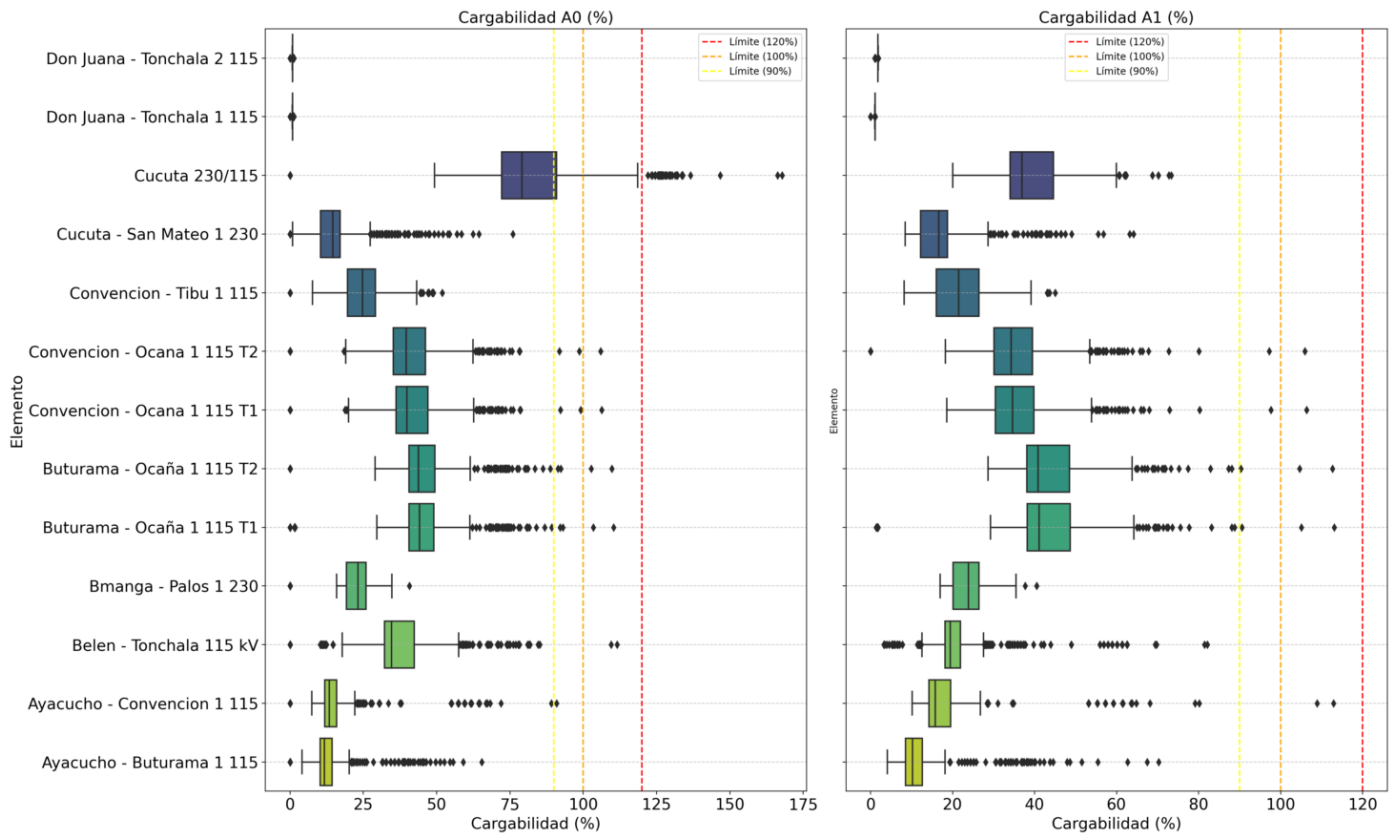


Figura 84. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 - Parte 2.

Resultado de análisis de cargabilidades, tal y como se presenta en las figuras anteriores, se identifican **196 restricciones** para el caso base y **25** para el caso con el proyecto, teniendo una reducción de 171 de estas con la incorporación del proyecto. A continuación, se muestra la distribución de dichas restricciones durante el horizonte de planeación.

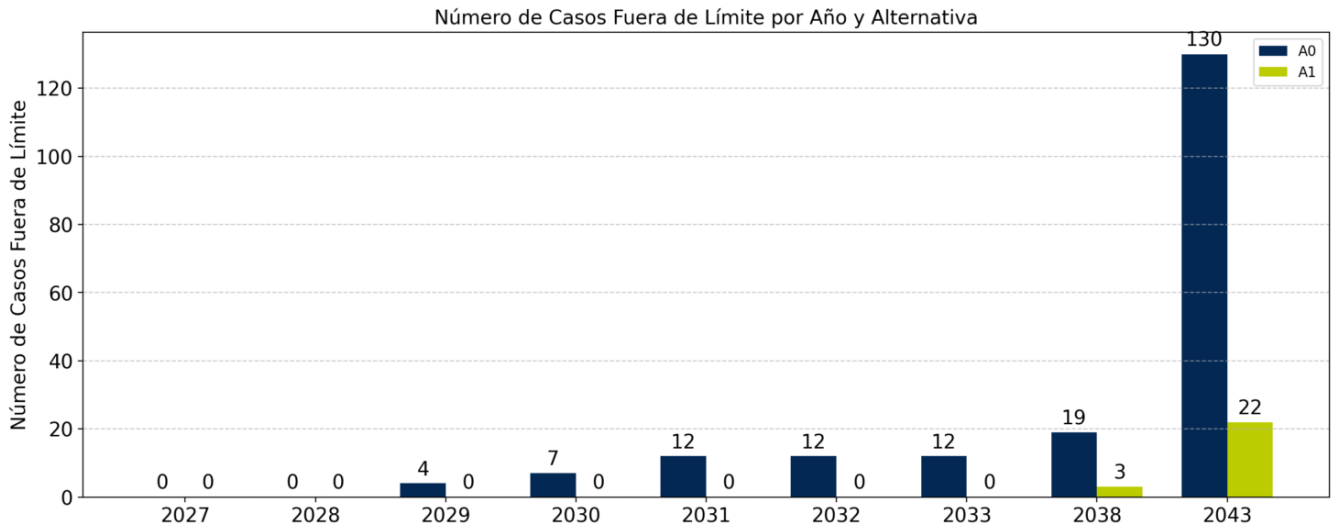


Figura 85. Comparación del número de casos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y el caso con proyecto – Contingencias N-1.

Ahora bien, de los análisis efectuados se identificaron **11 elementos** críticas en las cuales se identifican escenarios en los cuales se incumplen los lineamientos establecidos por la **Resolución CREG 025 de 1995** para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema. En la siguiente figura se muestra el impacto del proyecto en evaluación sobre estos 11 elementos y sus restricciones.

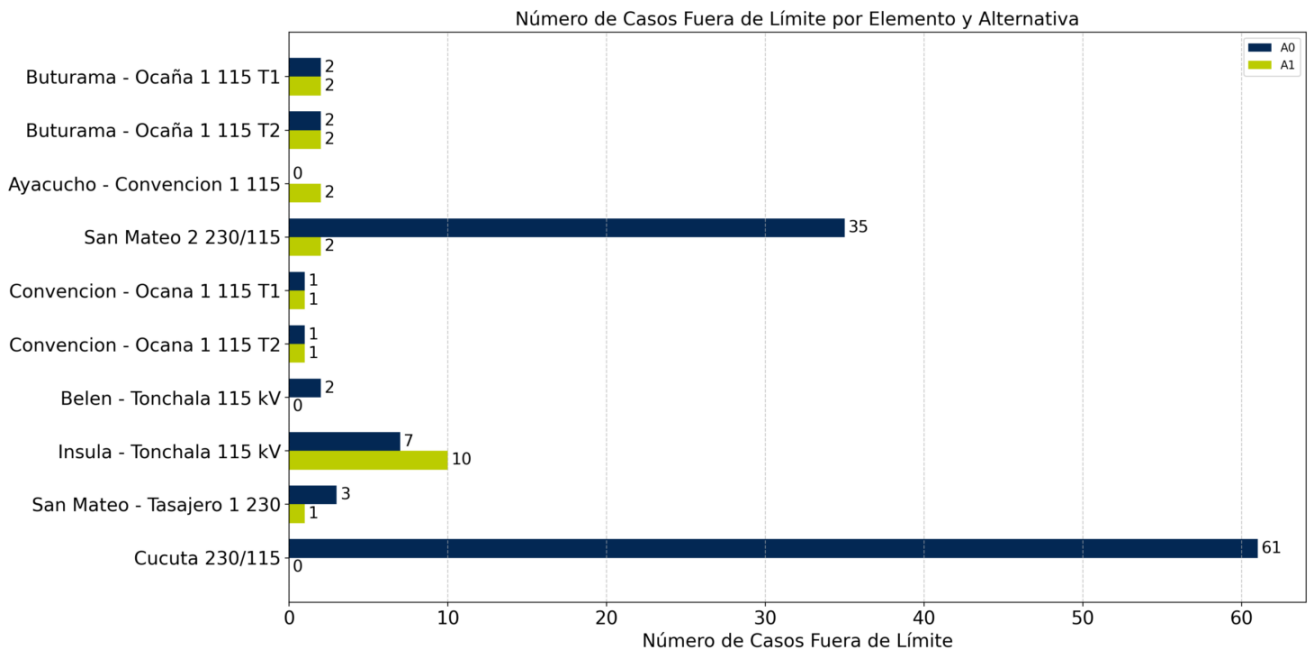


Figura 86. Comparación los elementos críticos para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencia N-1 – Parte 1.

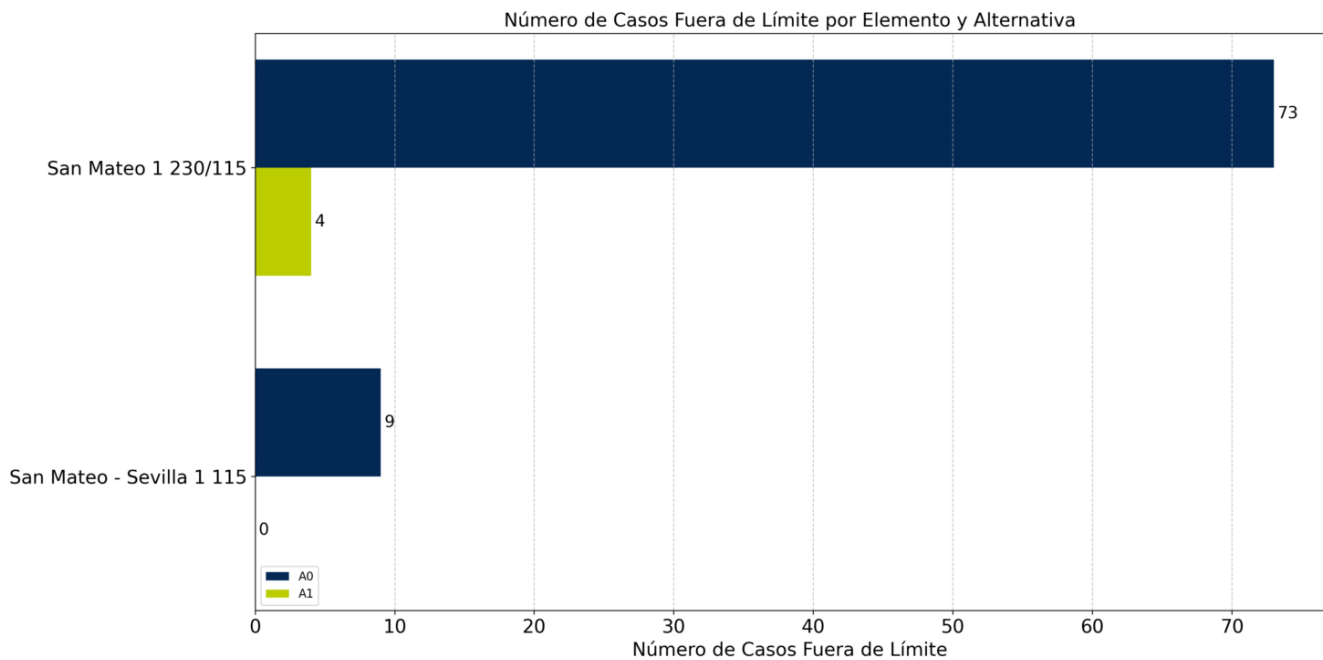


Figura 87. Comparación los elementos críticos para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencia N-1 – Parte 2.

Como se observa en la figura anterior, con la implementación del proyecto de **Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas** se eliminan completamente las restricciones asociadas a las sobrecargas en el transformador **Cúcuta 230/115 kV**, y se mitigan las sobrecargas ante contingencias N-1 en los transformadores **San Mateo 1 230/115 kV** y **San Mateo 2 230/115 kV**.

8. Comportamiento de las corrientes de cortocircuito en la zona de influencia:

Para el cálculo del nivel máximo de corriente de cortocircuito se emplea la norma **IEC 60909 – 2016** bajo un escenario en el cual se ponen en línea la mayor cantidad de unidades de generación de manera que se pueda encontrar el máximo nivel de cortocircuito en cada una de las subestaciones que pertenecen a la subárea de interés.

Es importante aclarar que todos los parámetros eléctricos de la red, como las características de los transformadores, líneas y demandas, así como también la topología y condiciones operativas, fueron modeladas con base a la información presentada por el transportador en el **PARATEC** y la ventanilla única (**Circular CREG 014 de 2022**).

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, a continuación, se presenta de manera grafica el impacto del proyecto en evaluación sobre el nivel de corriente de cortocircuito de las **50 subestaciones** que se encuentra dentro del área de influencia de este.

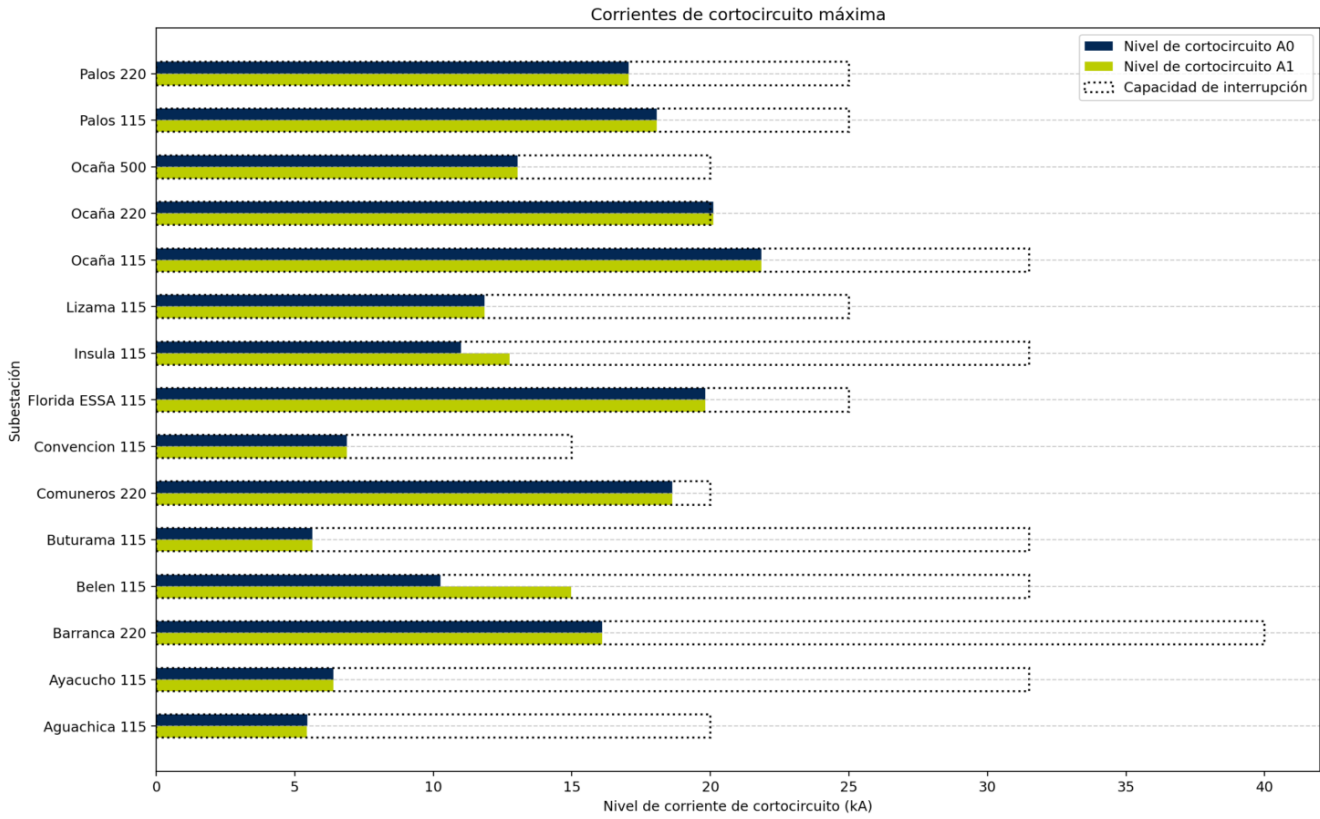


Figura 88. Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 1.

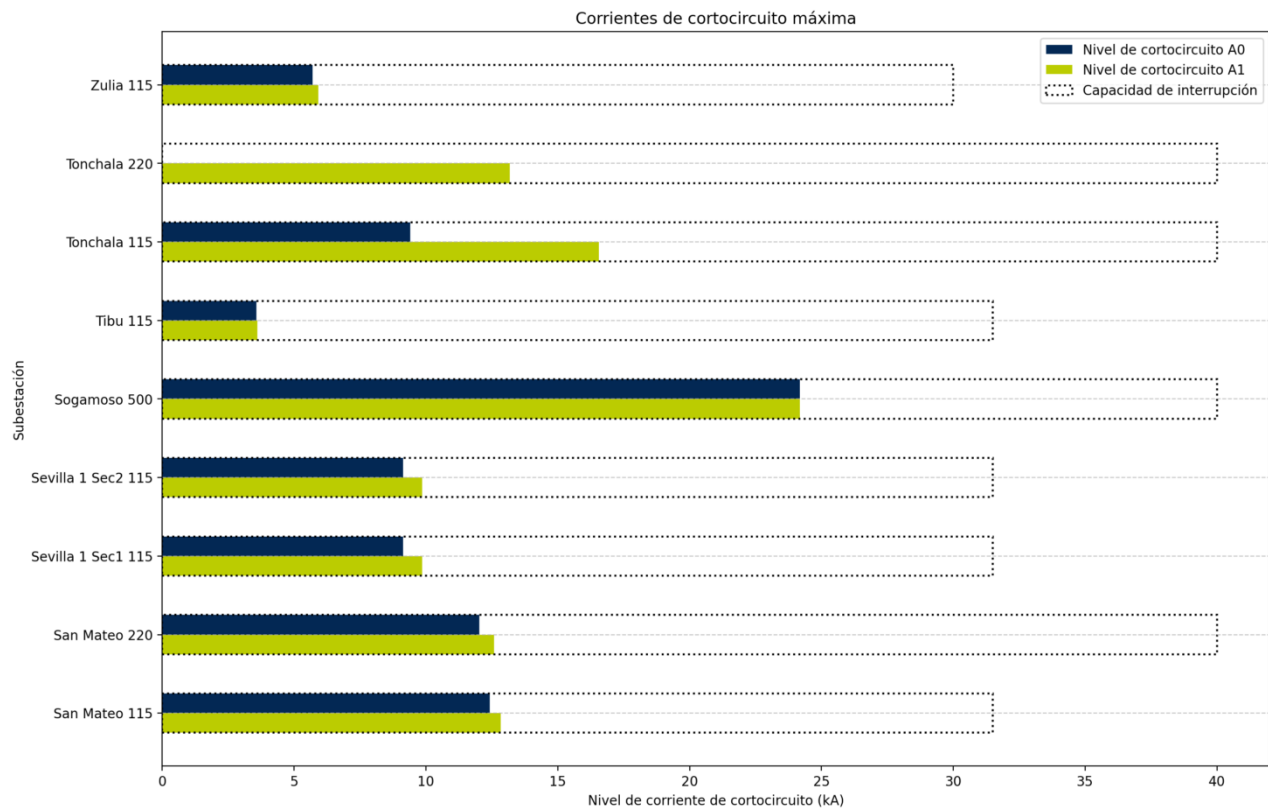


Figura 89. Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 2.

Como se observa en las figuras anteriores, los impactos más significativos del proyecto se ven en las subestaciones **Ínsula 110 kV, Belén 110 kV, Sevilla 115 kV, y San Mateo 115 kV**, las cuales, aun con este aumento, se mantienen los límites de capacidad de interrupción de dichas subestaciones.

Análisis económicos

Dados los resultados técnicos y el impacto de la obra en la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía, en esta sección se realiza un análisis económico para cuantificar la viabilidad de la obra bajo el criterio de relación **Beneficio/Costo mayor a 1**. A continuación se presentan los costos asociados de la obra en evaluación, así como también, los beneficios cuantificados dados los impactos de la obra en la reducción de restricciones en el sistema.

4. Costos:

Teniendo en cuenta el alcance de la obra en evaluación se realiza la valoración de los costos de esta en unidades constructivas según resoluciones **CREG 015 de 2017 (remuneración STR)** y **CREG 011 de**

2009 (remuneración STN). Con esa información es posible determinar los costos de capital (**CAPEX**) y operación (**OPEX**) asociados a la obra en evaluación utilizando una proyección de anualidades.

Para determinar las anualidades es importante establecer cierta información inicial correspondiente con el proyecto. Lo primero es el año de fecha de puesta en operación, siendo este el primer año para el cálculo de las anualidades. También se debe determinar la tasa de descuento² utilizada para proyectar los costos de las unidades constructivas, esta tasa es diferente para unidades constructivas del **STR** y del **STN**. De igual manera, se debe establecer el valor porcentual de cada anualidad que va a corresponder a los costos de administración, operación y mantenimiento, es decir, la tasa de **AOM**. Y, por último, se debe resaltar que no todas las unidades constructivas cuentan con el mismo horizonte de tiempo en su vida útil (10 años, 30 años, 35 años, 45 años, etc.), por lo que se debe separar el costo de las unidades constructivas en grupos de acuerdo con este, es decir, se debe tener un total de costos para los activos con vida útil de 10 años, otro para los activos con vida útil de 30 años y así sucesivamente. Para cada uno de estos grupos se obtendrá un valor de anualidades.

Las anualidades de los grupos diferenciados por años de vida útil se determinan a través del factor de recuperación de capital, tal y como se muestra a continuación:

$$A = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

Donde **A** representa el valor calculado de las anualidades, **P** es el valor presente de la inversión de las unidades constructivas de cada grupo (grupo 10 años, grupo 30 años, etc.), **i** es la tasa de descuento obtenida de las resoluciones correspondientes (**STR** o **STN**) y **n** es el número de años de vida útil de cada grupo. Es importante mencionar que el valor **A** no contiene el valor correspondiente de **AOM (2.5 %)**, por lo cual al incluirlo la fórmula queda de la siguiente manera:

$$A = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] * 1.025$$

Después de obtener las anualidades de los activos separadas por grupos de vida útil, es posible sumar las series año a año, obteniendo una serie de anualidades del proyecto completo. De esta manera es posible calcular el valor presente neto (**VPN**) de esta serie de anualidades, obteniendo el costo total de la obra en el año de puesta en operación. Finalmente, es importante mencionar que el proceso anterior se realiza por separado para el **STR** y el **STN**, considerando que la tasa de descuento es diferente para ambos sistemas. Por lo cual, el valor de la obra viene dado por la suma del **VPN** calculado para el **STR** y el **VPN** calculado para el **STN**.

² Los valores de las tasas de descuento pueden ser encontrados en las resoluciones CREG 083 y 093 de 2009.

En la siguiente tabla se presenta los valores presentes netos para el STR y STN y que incluyen el CAPEX y OPEX de la obra propuesta.

Tabla 61. Costo del proyecto Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas en UC al 2024

Sistema	VPN - Costo en USD - UC
STR	\$ 35.367.397,51
STN	\$ 8.052.734,89
Total	\$ 43.420.132,4

5. Beneficios:

a. Beneficios por reducción de DNA:

Para el cálculo de los beneficios se realizó la valoración de los impactos del proyecto en la disminución de la demanda no atendida (DNA), por efectos del agotamiento de la red, así como de la energía no suministrada (ENS) con ocasión de la realización de eventos contingentes en activos del sistema de transmisión regional (STR). Al efecto, se tuvo en cuenta el racionamiento total proyectado por el OR y las proyecciones de la UPME para la zona de influencia del proyecto. Igualmente se consideró la información más representativa de indisponibilidad de los activos de transmisión del STR de influencia del proyecto asociados a las subestaciones Chinú, Sincé, Magangué, Mompox, El Paso, El Banco y El Copey. Para cada año en el horizonte de evaluación se determinaron los beneficios como sigue:

$$B_DNAM_t = \sum_d^D CRO_{d,t} \cdot (DNA_SP_{d,t} - DNA_CP_{d,t}) \cdot h_d \cdot 365$$

$$\forall d \in \{D_{max}, D_{med}, D_{min}\}$$

Donde:

- B_DNAM_t : beneficios en año t por mitigación de DNA
- $CRO_{d,t}$: Escalón de racionamiento asociado a nivel de DNA
- $DNA_SP_{d,t}$: Demanda no atendida sin proyecto
- $DNA_CP_{d,t}$: Demanda no atendida con proyecto
- h_d : horas del periodo de demanda

Con la ecuación anterior se representan los impactos proyectados por las condiciones descritas, sin embargo, es de precisar que se hace un tratamiento conservador al considerar la información base del

OR, con tasas medias de crecimiento en su proyección, para determinar los beneficios e implícitamente la reducción de la incertidumbre asociada a:

- El crecimiento real de la demanda en la zona en el horizonte de análisis dadas las condiciones geográficas y socioeconómicas de la zona de influencia.
- Las horas de indisponibilidad de los activos del STR.

Siguiente lo anterior, se cuantifica el impacto de la obra en evaluación en la reducción de la demanda no atendida en el área de influencia, tal y como se observa en la siguiente tabla:

Tabla 62. Beneficios de la obra Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas por reducción de la DNA.

Tipo de beneficio	VPN - Beneficio en USD
Reducción de Demanda No Atendida (DNA)	\$ 207.970.152,00

6. Relación Beneficio/Costo:

A continuación, se presenta la relación beneficio/Costo para un horizonte de 25 años asociados a la construcción de la **Subestación Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas**. Al efecto se calculó el valor presente de los beneficios y de los costos del proyecto de expansión, con lo cual se determinó que la relación Beneficio/ Costo resulta ser superior a **1 (4,79)**.

Tabla 63. Relación Beneficio/Costo de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas

Elemento	VPN - USD
Total beneficios	\$ 207.970.152,00
Total Costos	\$ 43.420.132,4
Relación B/C	4,79

Fecha de puesta en operación

La fecha de puesta en operación del proyecto **Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas** se definió para el año 2028 en función de los tiempos establecidos por la UPME.

Conclusiones

- El análisis técnico y los resultados obtenidos evidencian la mitigación de la problemática objeto de la obra de expansión evaluada, la reducción de condiciones inseguras de operación en escenarios de contingencia sencilla desde el año inicial de análisis. Específicamente, se observa la reducción en la sobrecarga de los activos de uso del **STN** y **STR** ante contingencias sencillas, así como la mitigación de algunas condiciones de subtensión dentro del área de impacto.
- En condiciones de **“red completa”** se observan restricciones operativas desde el año 2038 (**elementos sobrecargados y SE con subtensiones**). Al considerar la sobrecarga de los elementos, el proyecto evaluado mitiga en su totalidad estas afectaciones hasta este año. Sin embargo, evaluando las **SE** con subtensiones en condiciones normales de operación, el proyecto reduce la afectación, pero no logra su completa mitigación.
- La instalación del **SVC de 80 MVar** en la subestación Ínsula no solo mejora los perfiles de tensión de la zona, también elimina la sobrecarga que se observaba en la línea **Tasajero - Tonchalá 230 kV** para condiciones de red completa en el año 2048 y disminuye las cargabilidades en otras líneas, complementando la obra **“Tonchalá 230 kV y líneas asociadas”**.
- Hay algunas líneas en las que, ante contingencias, la conexión del **SVC** aumenta las cargabilidades, pero este aumento es menor del **20%** e incluso con este aumento la cargabilidad de estas líneas sigue estando por debajo del **40%**.
- La instalación del **SVC de 80 MVar** en la SE **Ínsula 115 kV** no agrava los resultados de corrientes de cortocircuito comparado con la **A1**, por lo cual, no se afecta la viabilidad del proyecto.
- Al considerar la relación Beneficio/Costo, calculada a partir de la estimación de **DNA** en condiciones de **“red completa”** y contingencia sencilla en un horizonte de tiempo de 25 años, se obtiene un índice mayor a 1, concluyendo la viabilidad técnico-económica de la obra evaluada (**Tonchalá 230 kV**). Adicionalmente, debe ser considerado que dentro del subárea Norte de Santander, después del año **2026**, no se cuenta con ninguna obra de expansión significativa.

Recomendaciones

Se recomienda la ejecución de las siguientes obras, para lo cual se deben seguir los procedimientos normativos y regulatorios a efectos de su ejecución:

- **Obra asociada al Sistema de transmisión Nacional - STN**

Subestación Tonchalá en configuración de interruptor y medio, conectada al STN mediante la apertura de la línea Tasajero – Cúcuta 230 kV, con dos bahías de transformador y dos bahías de línea.

- **Obra asociada al Sistema de transmisión Regional - STR**

Ampliación de la SE Tonchalá 115 kV para la instalación de 6 autotransformadores monofásicos de 50 MVA cada uno, relación 115/230 kV, con una bahía de transformación adicional a las incluidas como parte de las unidades constructivas ya aprobadas para el proyecto Tonchalá 115 kV.

Instalación de un SVC de 80 MVAR en la subestación Ínsula 115 kV complementario a la obra de la subestación Tonchalá 230/115 kV y obras asociadas.

Región Chocó

Subestación Nueva Quibdó 230/110 kV + SVC en la subestación Certeguí 110 kV



Antecedentes

El departamento del Choco cuenta con una red de energía eléctrica, operada por la empresa **DISPAC S.A. E.S.P.**, que presenta los siguientes antecedentes:

- La red eléctrica del departamento del Choco se encuentra conectada al Sistema Interconectado Nacional – SIN a través de las subestaciones Virginia 115 kV (Central Hidroeléctrica de Caldas - CHEC) y Bolombolo 110 kV (operado por Empresas Públicas de Medellín - EPM), mediante el corredor Virginia – Cértégui – Quibdó – El Siete – Barroso – Bolombolo 110, aproximadamente 291.69 km de líneas a nivel de Sistema de Transmisión Regional – STR. La Figura 99 presenta el diagrama unifilar del sistema de potencia operado por la Empresa Distribuidora del Pacífico – DISPAC S.A. E.S.P.

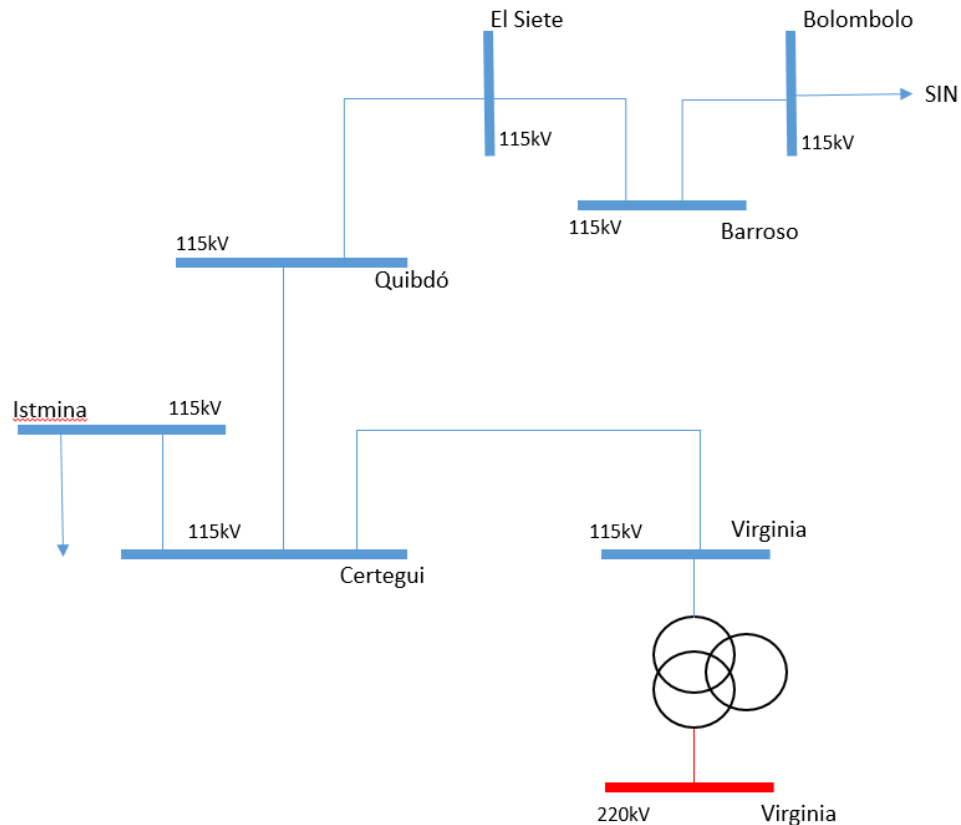


Figura 90. Red actual operada por DISPAC S.A. E.S.P.

- En el **Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2013-2027**, la **UPME** advirtió sobre la demanda no atendida ante la condición de radialidad que presentaba el STR operado

por DISPAC S.A. E.S.P., para solucionar esta situación la Unidad aprobó la normalización de la subestación “El siete 115kV” que permitía cerrar el anillo “Bolombolo-Barroso-El Siete-Quibdó-Certegui-Virginia 115kV” y sugirió al OR presentar obras para mitigar los efectos de baja tensión ante condiciones de indisponibilidad de elementos.

- En el **Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2014-2028**, atendiendo lo advertido en el plan inmediatamente anterior, aprobó el nuevo enlace “Hispania-Quibdó 115kV (Huapango)” y compensación reactiva instalada en la barra “Quibdó 115kV”.
- En el **Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2015-2029**, se presentaron solicitudes de conexión de proyectos de generación que habilitaron un punto de conexión del STR operado por DISPAC S.A. E.S.P. al Sistema de Transmisión Nacional, el nuevo punto de conexión era la subestación “El Siete 2-220/115kV” con conexión en “Hispania 220kV”, esta barra apertura la línea “Ancón ISA-Esmeralda 220kV” para generar el enlace “Ancón ISA-Hispania-Esmeralda 220kV”. A su vez, se modifica el enlace “Hispania-Quibdó 115kV (Huapango/Maniobra)” aprobado en el plan 2014 y lo convertía en la línea “Quibdó (Huapango/Maniobra)- El Siete- El Siete 2 115kV”.
- En el **Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2016-2030**, se modificó la propuesta para el STR propuesto en el plan 2015; en ese sentido, en el plan 2016 se aprobó el seccionamiento de la línea “Quibdó-El Siete 115kV” para conformar el enlace “Quibdó-Siete 2-El Siete 115kV” y se incluye el nuevo enlace “Quibdó-El Siete 2-115kV”.
- El **Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2017-2031** renombra la subestación “El Siete 2-220/115kV” y la identifica como “El Nuevo Siete 220/115kV” y confirma la nueva topología propuesta en el plan 2016.
- El **Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2020-2034** renombra la subestación “El Nuevo Siete 220/115kV” y la identifica como “Atrato 220/115kV (Siete 2)” y cambia la topología propuesta en el plan 2016. Así mismo, se propone la subestación “Carrieles 220/115kV” motivada por la conexión de carga en sustitución de la subestación “Hispania 220kV”. La nueva topología aprobada es el enlace “Ancón ISA-Atrato-Carrieles-Esmeralda 220kV”
- En el **Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo (IPOEMP)**, Trimestre 1 de 2023, XM exhibe la situación de baja tensión del STR operado por DISPAC S.A. E.S.P. ante condiciones de indisponibilidad de algún elemento y declara el 3 de febrero de 2023 estado de alerta a la red de DISPAC S.A. E.S.P

Proyecto propuesto

EL proyecto propuesto consiste en una modificación de una de las diferentes alternativas propuesta por DISPAC S.A. E.S.P como solución a las problemáticas que se están presentando en la red, mediante la construcción de la subestación Nueva Quibdó 220/110 kV la cual va a permitir eliminar las radialidades que se generan en la zona ante la contingencia N-1, así como también fortalecer el sistema de Chocó. Adicionalmente, dada la necesidad que actualmente presenta la zona, se propone un SVC de 30 MVar como medida de mitigación hasta el momento en el que entre en operación la obra anteriormente mencionada. En la siguiente figura se muestra el diagrama de la obra propuesta.

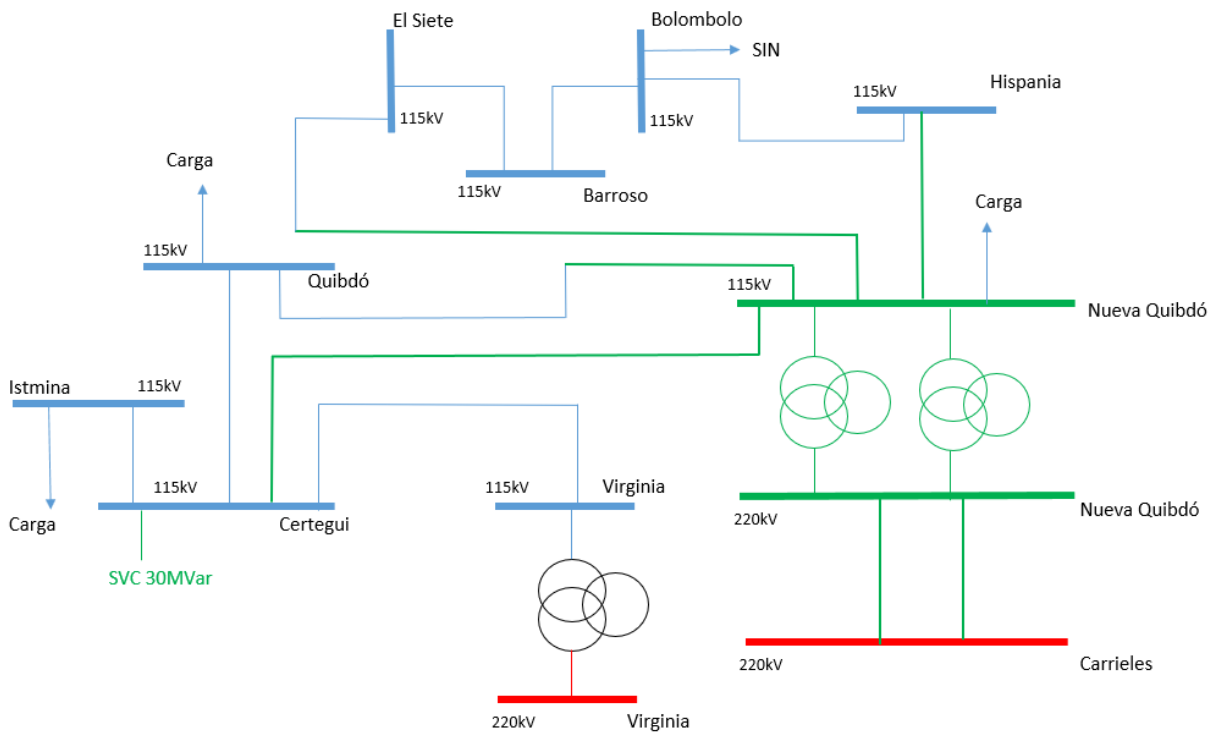


Figura 91. Proyecto Nueva Quibdó 220/115 kV y líneas asociadas + SVC 30 MVar en Certeguí 115 kV.

La expansión consiste en la construcción de las siguientes obras en el **Sistema Interconectado Nacional – SIN**.

Tabla 64. Obra propuesta - Nueva Quibdó 220/115 kV y obras asociadas.

No.	Descripción de la obra a realizar	FPO Propuesta
1	30 MVar de compensación capacitiva dinámica (SVC) en la subestación Cértegui 115	2027
2	Nueva subestación denominada “Nueva Quibdó 220/115kV” (En sustitución de Atrato o El Siete 2”) mediante el seccionamiento del enlace “El Siete - Quibdó (huapango)115kV”	2030
3	Barraje a nivel de tensión 220 kV en la subestación Nueva Quibdó.	2030
4	Enlace Cértegui - Nueva Quibdó 115kV	2030
5	Enlace Hispania - Nueva Quibdó 115kV	2030
6	Doble Circuito Nueva Quibdó - Carreiles 220kV	2030
7	Dos transformadores 220/115 kV con capacidad de 45 MVar en la subestación Nueva Quibdó 220/115 kV	2030

La obra de expansión propuesta contempla el traslado del **50 %** de la demanda alimentada por la subestación Quibdó a la nueva subestación (**Nueva Quibdó 220/115 kV**). En la **Figura 95** se muestra la posible ubicación de la nueva subestación.

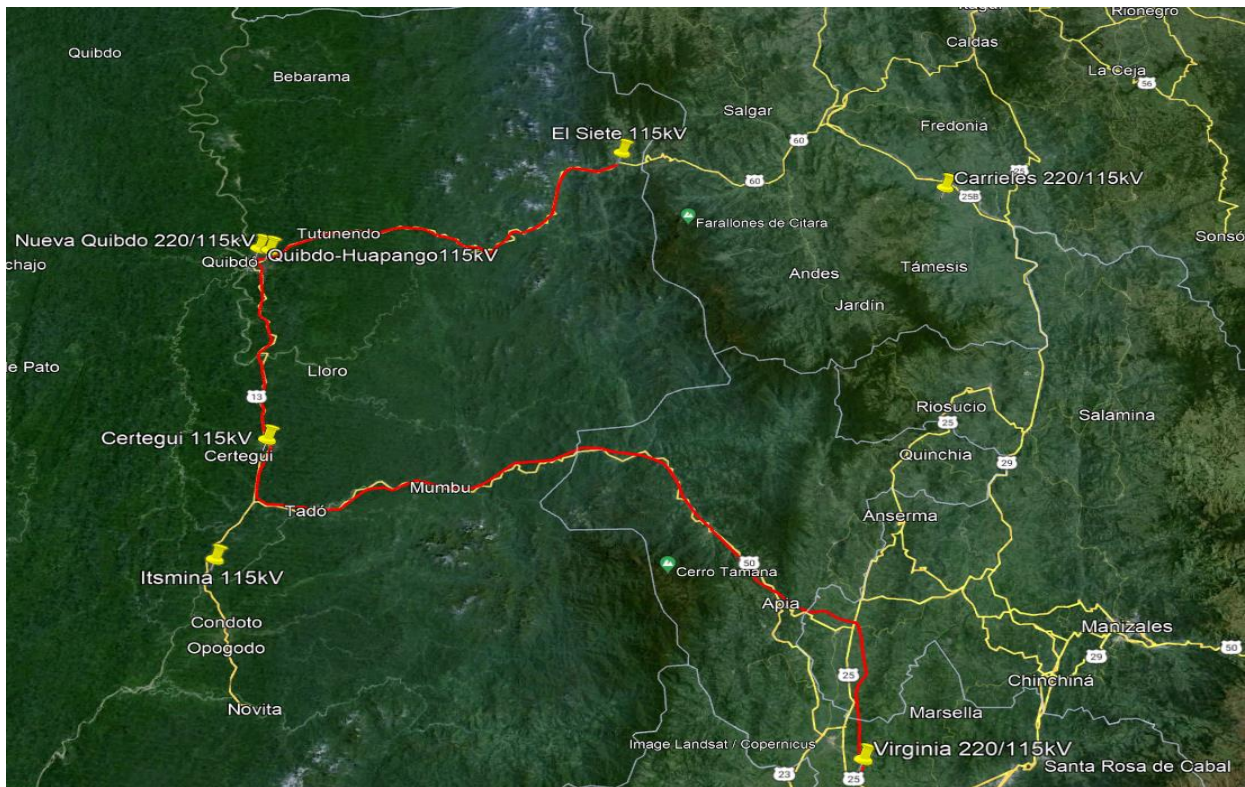


Figura 92. Posible ubicación de la obra “Nueva Quibdó 220/115 kV”. Fuente: UPME

Análisis técnicos

A continuación, es presentado el análisis técnico de la obra propuesta. Inicialmente, son presentados los supuestos y consideraciones de análisis. Posteriormente, son presentados escenarios críticos que presentan violaciones sobre las restricciones operativas del SIN.

1. Consideraciones y supuestos:

a. Proyectos de generación y transmisión considerados:

A continuación, se presentan los proyectos de generación y transmisión considerados para el desarrollo de las validaciones eléctricas.

Tabla 65. Proyectos de generación considerados para la evaluación de la obra Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas.

Proyectos Clase 1	FPO
Ampliación Autogeneración Papelsa de 6,4 a 7 MW	2023
Ampliación capacidad PCH Caracolí de 2,6 MW a 3.75 MW (Ampliación de 1,15 MW)	2023
Ampliación Proyecto PCH Hidronare 14 a 19.9 MW	2023
Autogenerador CELSIA Solar Cenit Vasconia 0 MW	2023
Central Hidroeléctrica Aurrá La Sucia 14 MW	2024
Central Hidroeléctrica El Remanso de 17 MW	2026
Central Hidroeléctrica La Noque 9,9 MW	2024
Central Hidroeléctrica Ovejas 16,5 MW.	2024
Central Hidroeléctrica Penderisco I de 20 MW	2025
CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAN BARTOLOMÉ	2028
Central Hidroeléctrica Santo Domingo de 56 MW	2025
CIMITARRA - 200 MW	2027
Conexión Central Hidroeléctrica Rio Verde de 9,9 MW	2025
Conexión proyecto PCH CONDE 3,52 MW	2024

Proyectos Clase 1	FPO
DSE PUERTO BOYACÁ	2027
Generación solar Fotovoltaica Urabá 1 de 9,9 MW	2024
Generación solar Fotovoltaica Urabá 2 de 19,9 MW	2024
HIDROLIMON	2026
HIDROMONOS	2027
Hidrotigre	2027
Minavieja	2027
Parque Solar Fotovoltaico Amber 99,9 MW	2025
Parque Solar Fotovoltaico Floreo 200 MW	2026
PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO MANGLARES 99.9 MW	2024
Parque Solar Fotovoltaico Melgar de 180 MW	2025
Parque Solar INTI de 9,9 MW	2024
Parque Solar Inti II 9,9 MW	2025
PCH Alejandria II	2027
PCH Aures Alto 19,9 MW.	2025
PCH Chilsa	2024
PCH Chorreritas 19,9 MW	2025
PCH CHURIMO_6MW	2027
PCH Guaico de 1,2 MW	2026
PCH LA JOYA	2025
PCH Mulatos 1 (9,23MW)	2024
PCH SANTA INÉS 9 MW EN ANTIOQUIA	2024
PCH TZ II	2023
PCH Vequedo de 2,6 MW	2026

Proyectos Clase 1	FPO
Pequeña Central Hidroeléctrica Colibrí	2026
Proyecto Carga Minera de Cobre Quebradona 58 MW	2028
Proyecto Hidroeléctrico Nare 19.8 MW	2025
Proyecto Hidroeléctrico Sirgua 10 MW.	2024
Proyecto Ituango Fase II de 1200 MW	2027
Proyecto PCH Hidronare 14 MW	2023
PCH La Cascada de Granada 2,09 MW.	En operación
Tamarino_200MW	2026

b. Escenarios de generación y demanda evaluados:

A continuación, se presentan los escenarios de generación, demanda definidos para el desarrollo de las validaciones eléctricas.

Tabla 66. Escenarios de generación considerados para la evaluación de la obra Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas.

Escenario de generación	Descripción
G1	Despacho con mínima generación dentro de la zona de impacto del proyecto
G2	Despacho con máxima generación dentro de la zona de impacto del proyecto

Tabla 67. Escenarios de demanda considerados para la evaluación de la obra Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas.

Escenario de demanda	Descripción
Dmax	Demanda máxima en la zona de impacto del proyecto
Dmed	Demanda media en la zona de impacto del proyecto
Dmin	Demanda mínima en la zona de impacto del proyecto

c. Condiciones operativas consideradas:

Las condiciones operativas tenidas en cuenta para la validación eléctrica son:

- Los taps de los transformadores en la zona de influencia del proyecto se consideran en su posición neutral.
- Son modelados los activos del Sistema de Distribución Local (SDL) del OR – DISPAC de acuerdo con las demandas reportadas por OR en la Ventanilla única – VU (Circular CREG 014 de 2022).

d. Horizontes de simulación:

El horizonte de evaluación está definido entre los años 2027 – 2033 utilizando las proyecciones de demanda de la UPME reportados en “Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023 - 2037”.

2. Comportamiento del sistema en condición normal de operación:

En esta sección se presentan los análisis técnicos del comportamiento y el impacto de la obra en evaluación en la tensión y cargabilidades de los diferentes elementos en el área de influencia bajo la condición de red completa. Para esto se siguen los lineamientos establecidos por la **Resolución CREG 025 de 1995** con el objetivo de garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía. Estos lineamientos son:

- Las tensiones para las subestaciones con tensiones menores a 500 kV deben estar dentro 0.9 p.u. y 1.1 p.u.
- Las tensiones para las subestaciones con tensiones mayores a 500 kV deben estar dentro 0.9 p.u. y 1.05 p.u.
- Las cargabilidades de las líneas y transformadores no deben sobrepasar el 100% en condición de red completa.

a. Perfil de tensiones – Red completa:

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2), escenarios de demanda (3) y años de estudio (7), se realiza la simulación de 42 casos de estudio para cada una de las 32 subestaciones evaluadas y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de la tensión de dichas subestaciones sin el proyecto en evaluación (lado izquierdo de la figura) y el comportamiento de la tensión ya con el proyecto implementado (lado derecho de la figura).

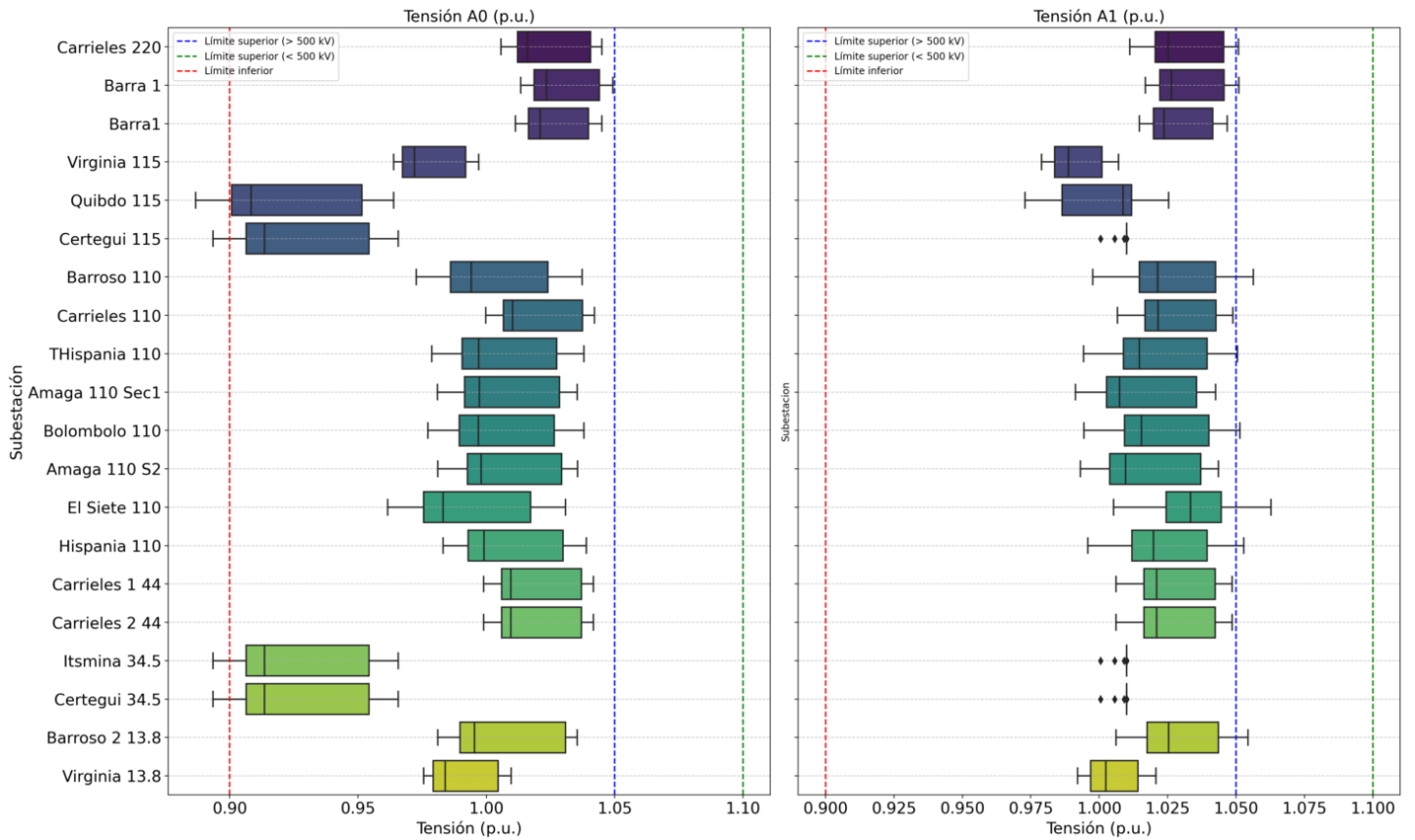


Figura 93. Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Nueva Quidbó 220/110 kV y obras asociadas – Red Completa - Parte 1.

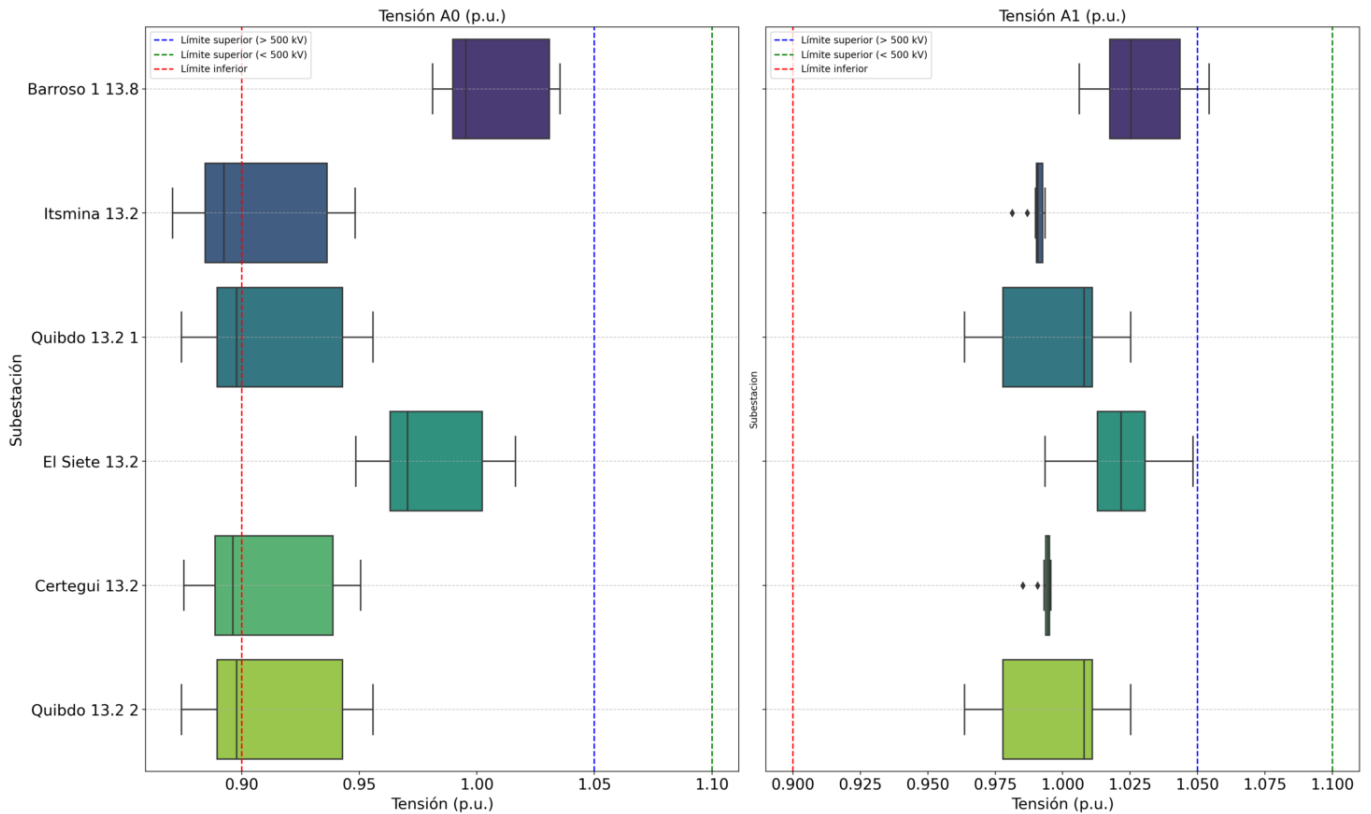


Figura 94. Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas – Red Completa – Parte 2.

Tal y como se presenta en las figuras anteriores, se identifican **120 restricciones** para el caso base y **0** para el caso con el proyecto, teniendo una reducción de 120 de estas restricciones dada la entrada en operación del proyecto en evaluación. A continuación, se muestra la distribución de dichas restricciones durante el horizonte de planeación.

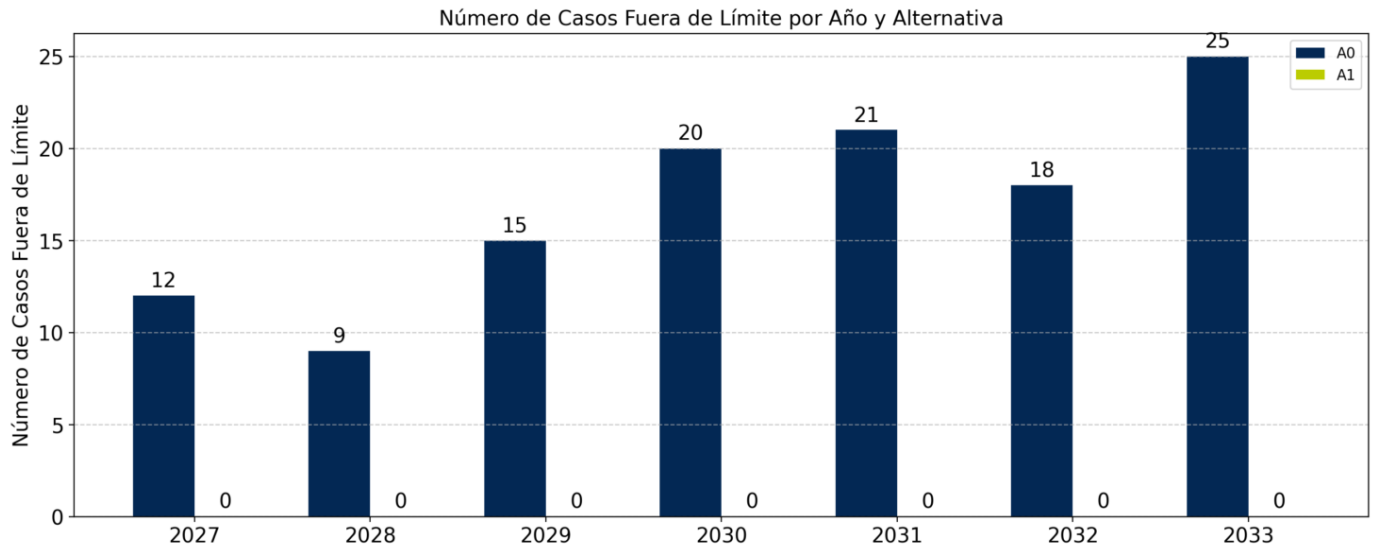


Figura 95. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto – Red Completa

Por otra parte, se identifica que con en el caso base se presentan **4 escenarios de generación-demanda** en los cuales se presentan restricciones, a diferencia del caso con proyecto en donde se presentan 0 escenarios de generación-demanda con restricciones, tal y como se muestra en la siguiente figura.

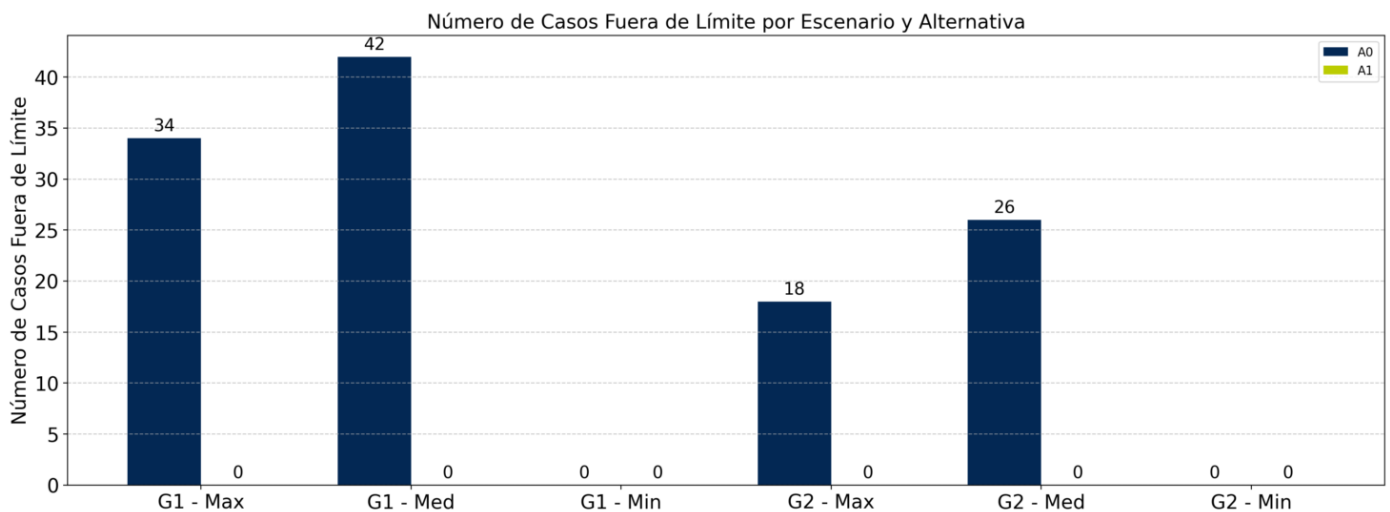


Figura 96. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por escenarios – Red Completa.

Adicionalmente, en la siguiente figura se presenta la distribución de las restricciones identificadas entre subtensiones y sobretensiones para el caso base y para el caso con el proyecto en evaluación.

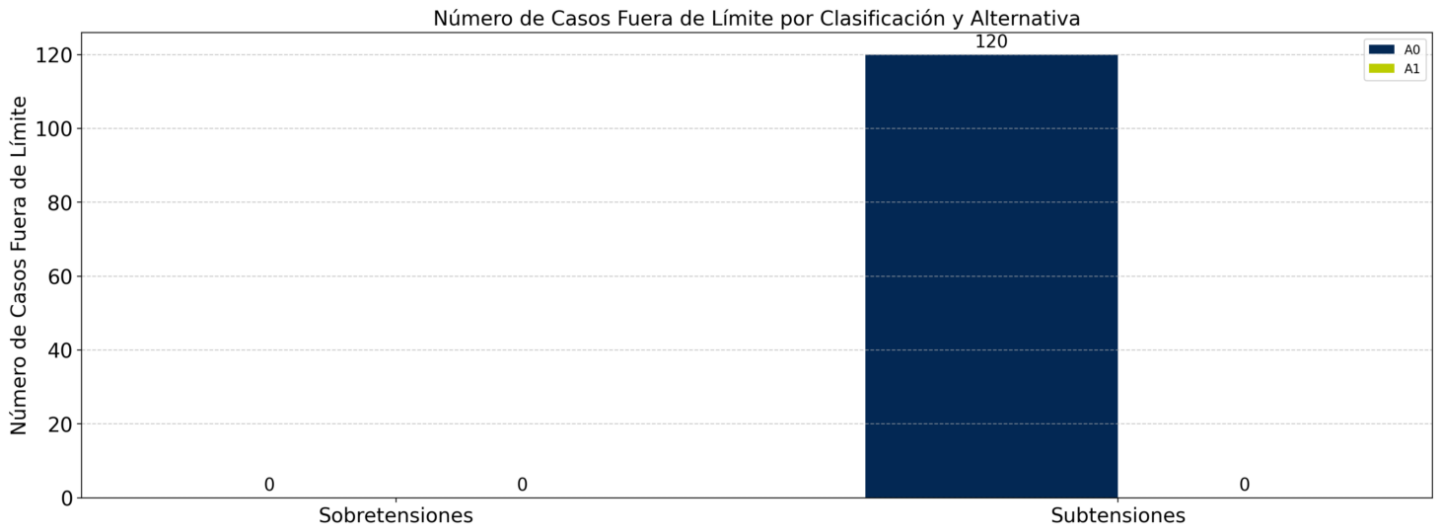


Figura 97. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por subtensiones y sobretensiones – Red Completa.

Ahora bien, de los análisis efectuados se identificaron **8 subestaciones críticas** en las cuales se identifican escenarios en los cuales se incumplen los lineamientos establecidos por la **Resolución CREG 025 de 1995** para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema. En la siguiente figura se muestra el impacto del proyecto en evaluación sobre estas **8 subestaciones y sus restricciones**.

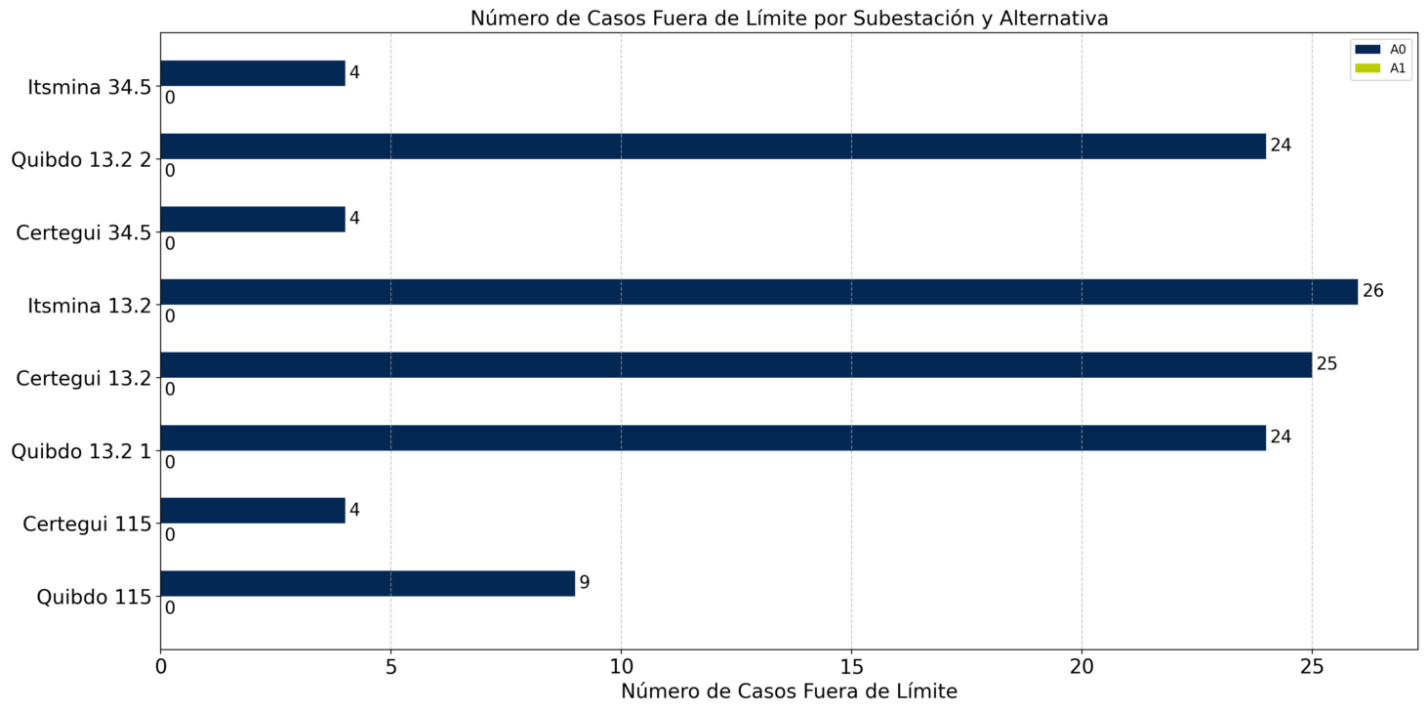


Figura 98. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Red Completa.

Como se observa en la figura anterior, con la implementación del proyecto de **Nueva Quibdó 220/110 kV** y obras asociadas se eliminan completamente las restricciones asociadas a las subtensiones **Quibdó, Certegui y Istmina**, las cuales están declaradas en una condición crítica a la fecha de este análisis.

b. Perfil de cargabilidades – Red completa:

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2), escenarios de demanda (3) y años de estudio (7), se realiza la simulación de 42 casos de estudio para cada uno de los 42 elementos (líneas y transformadores) evaluados y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de las cargabilidades de dichos elementos en el caso base (lado izquierdo de la figura) y el comportamiento de las cargabilidades ya con el proyecto implementado (lado derecho de la figura).

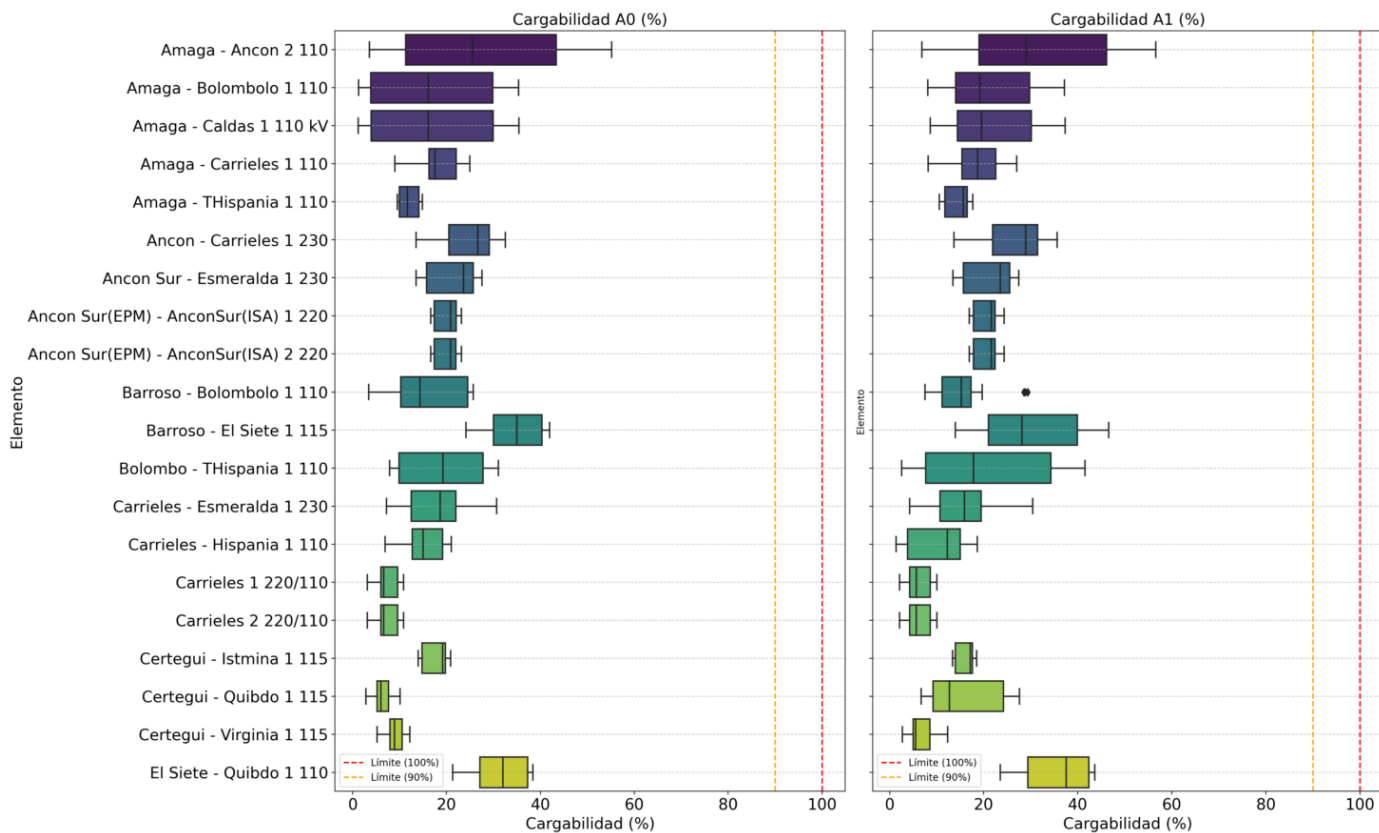


Figura 99. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas – Red Completa – Parte 1.

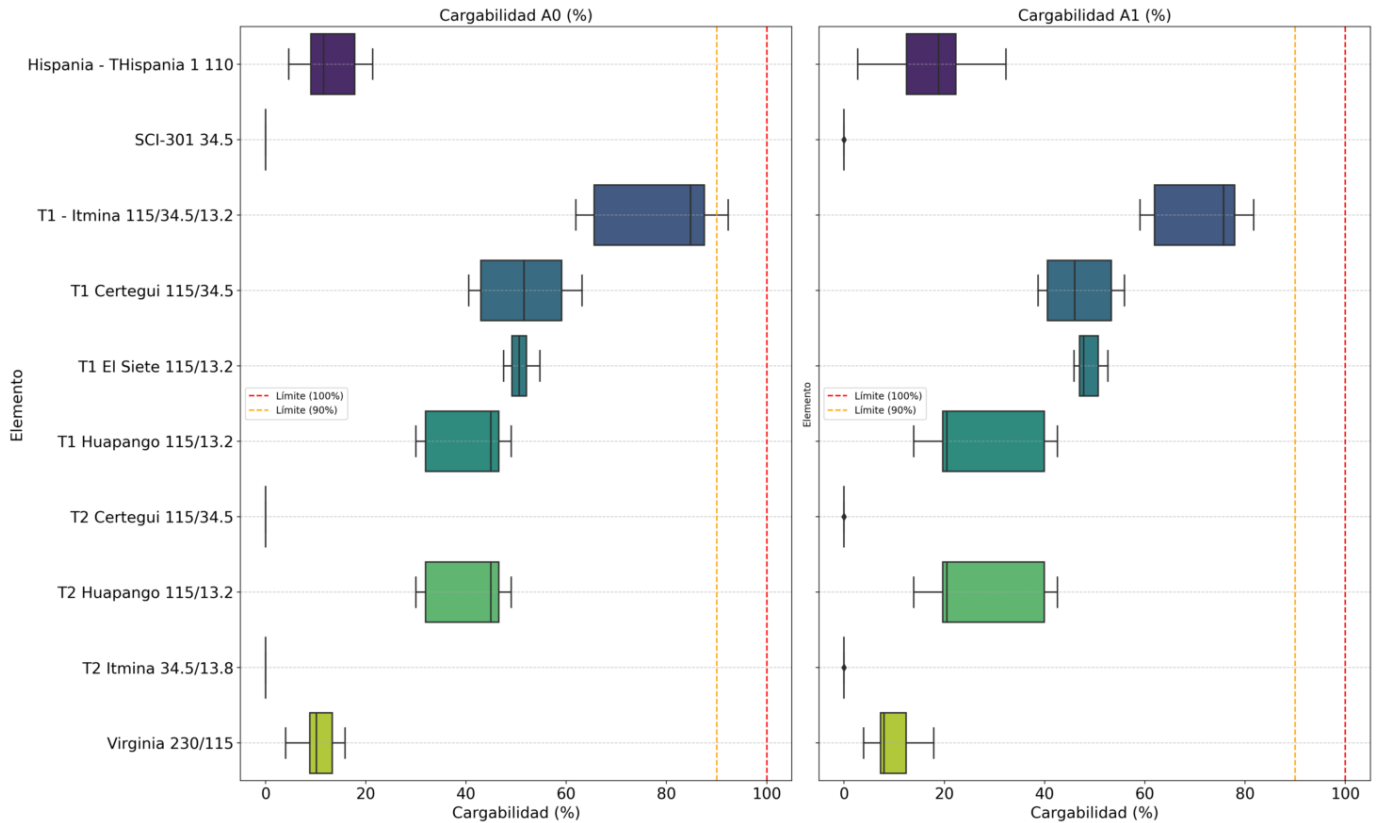


Figura 100. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas – Red Completa – Parte 2.

Producto de las figuras 102 y 103, que reflejan el resultado del análisis de cargabilidades, se identifican la ausencia de restricciones por sobrecarga para el caso base, como tampoco para el caso con proyecto.

3. Comportamiento del sistema ante contingencias N-1:

En esta sección se presentan los análisis técnicos del comportamiento y el impacto de la obra en evaluación en la tensión y cargabilidades de los diferentes elementos en el área de influencia bajo la condición de contingencia N-1. Para esto se siguen los lineamientos establecidos por la **Resolución CREG 025 de 1995** con el objetivo de garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía. Estos lineamientos son:

- Las tensiones para las subestaciones con tensiones menores a 500 kV deben estar dentro 0.9 p.u. y 1.1 p.u.

- Las tensiones para las subestaciones con tensiones mayores a 500 kV deben estar dentro 0.9 p.u. y 1.05 p.u.
- Las cargabilidades de las líneas y transformadores no deben sobrepasar el máximo valor de emergencia declarado en PARATEC en condición de contingencia N-1.

a. Perfil de tensiones – Contingencias N-1:

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2), escenarios de demanda (3), contingencias (44) y años de estudio (7), se realiza la simulación de **1848 casos de estudio** para cada una de las **32 subestaciones evaluadas** y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de la tensión de dichas subestaciones en el caso base (lado izquierdo de la figura) y el comportamiento de la tensión ya con el proyecto implementado (lado derecho de la figura).

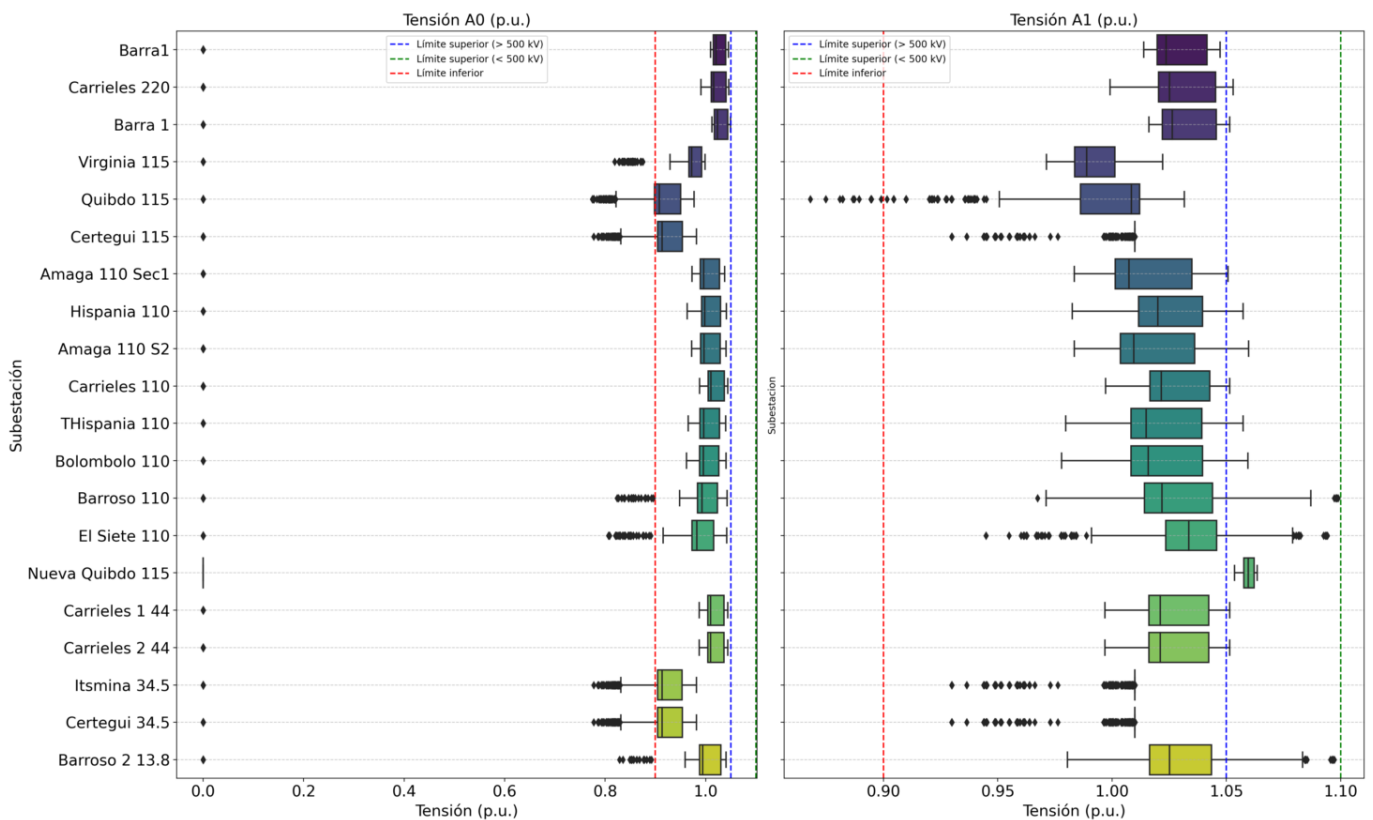


Figura 101. Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas – Contingencias N-1 – Parte 1.

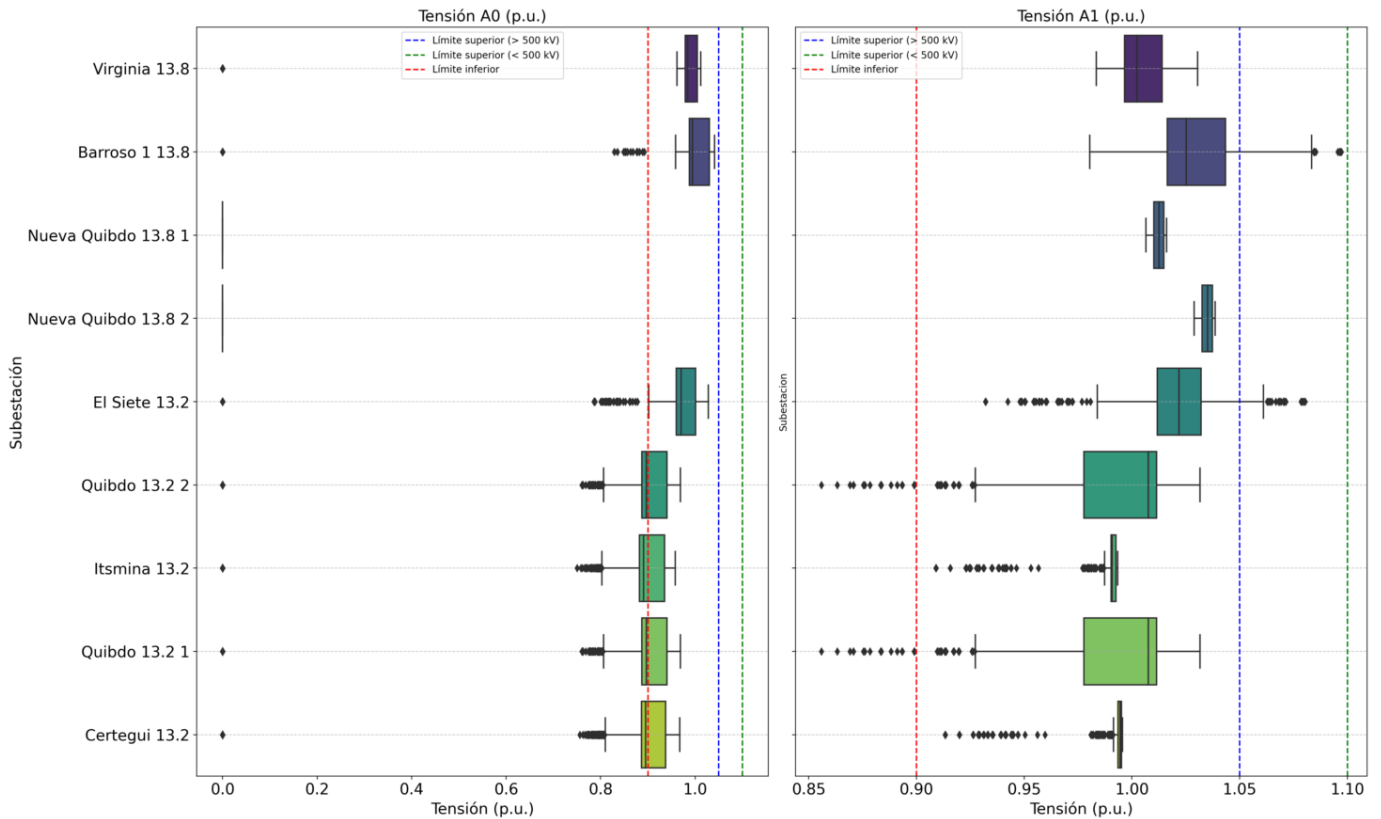


Figura 102. Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas – Contingencias N-1 – Parte 2.

A partir de las **figuras 104 y 105**, se identifican **13283 restricciones** para el caso base y **43** para el caso con el proyecto, teniendo una reducción de 13240 de estas restricciones con la incorporación del proyecto. A continuación, se muestra la distribución de dichas restricciones durante el horizonte de planeación.

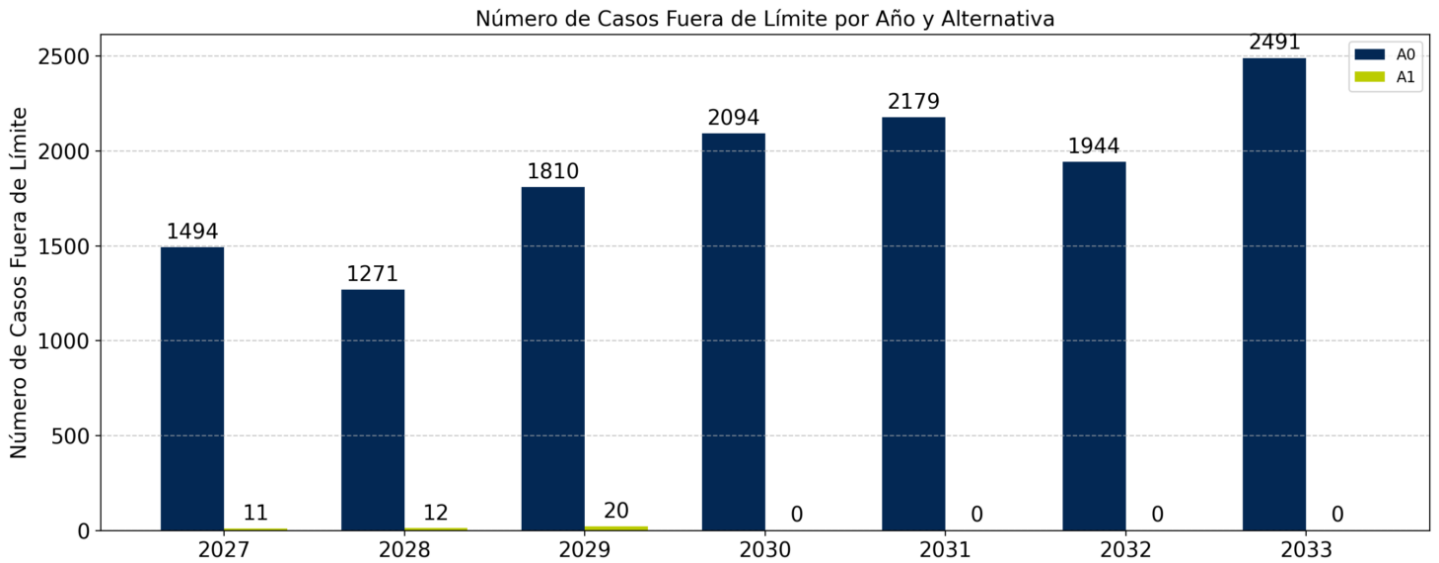


Figura 103. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto – Contingencias N-1.

Es importante resaltar de la figura anterior que, si bien no se eliminan la totalidad de los casos de estudios con restricciones durante los años **2027, 2028 y 2029**, una vez entra en operación la segunda fase de las obras en 2030 (obra estructural) se logran eliminar la totalidad de los casos con subtensiones.

Adicionalmente, en la siguiente figura se presenta la distribución de las restricciones identificadas entre subtensiones y sobretensiones para el caso base y para el caso con el proyecto en evaluación.

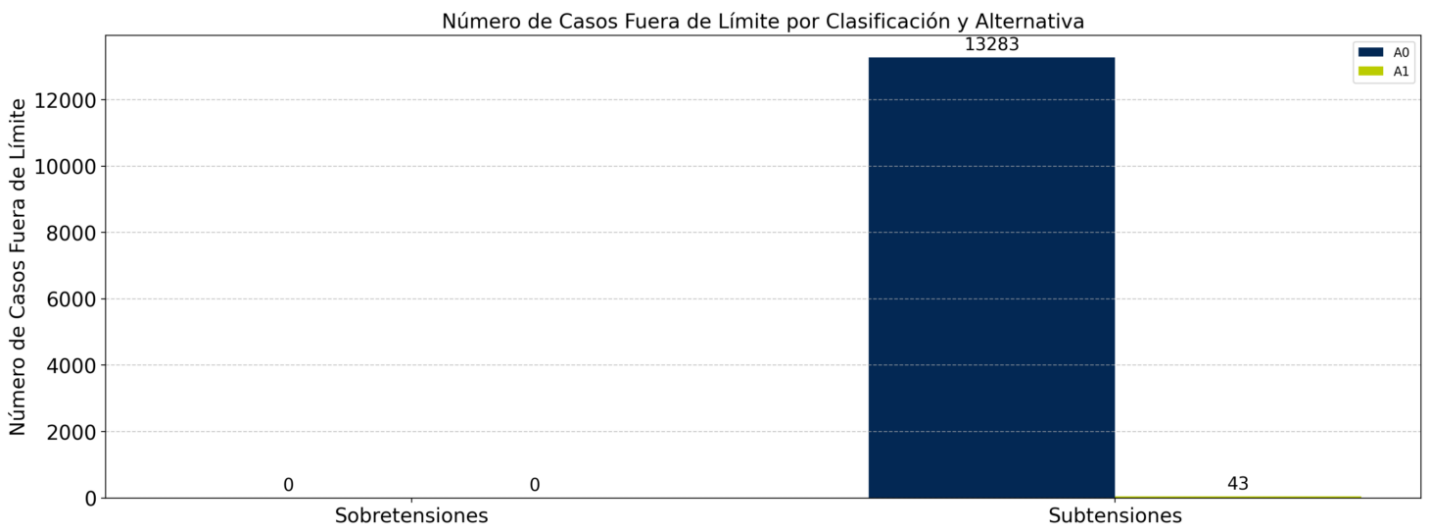


Figura 104. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por subtensiones y sobretensiones – Contingencias N-1.

Ahora bien, de los análisis efectuados se identificaron **29 subestaciones** críticas en las cuales se identifican escenarios en los cuales se incumplen los lineamientos establecidos por la **Resolución CREG 025 de 1995** para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema. En la siguiente figura se muestra el impacto del proyecto en evaluación sobre estas **29 subestaciones y sus restricciones**.

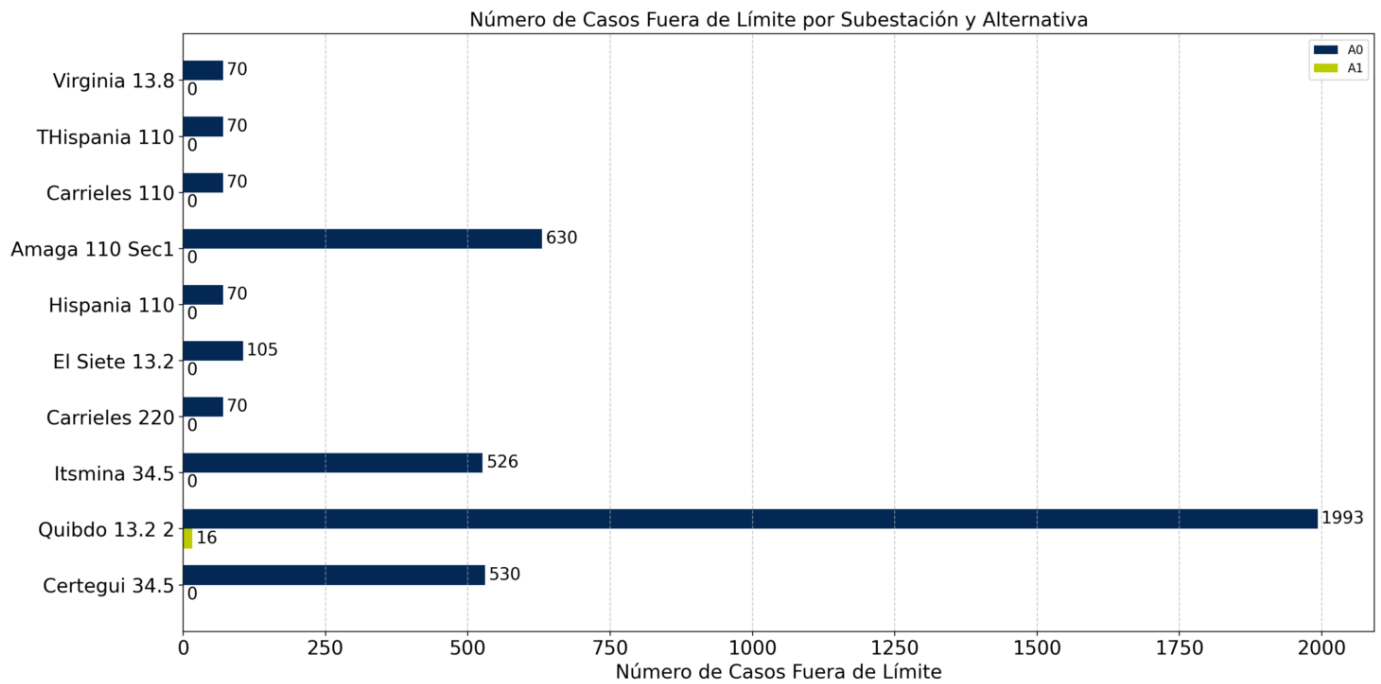


Figura 105. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 1.

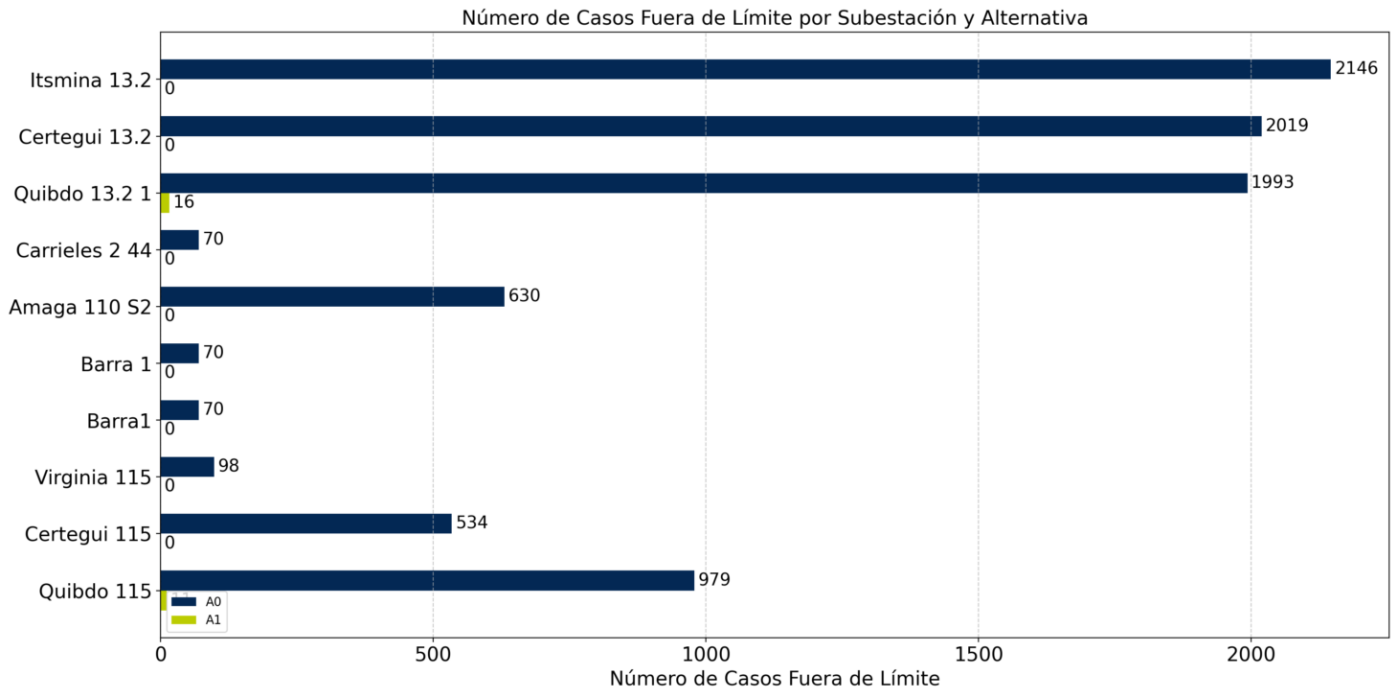


Figura 106. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 2.

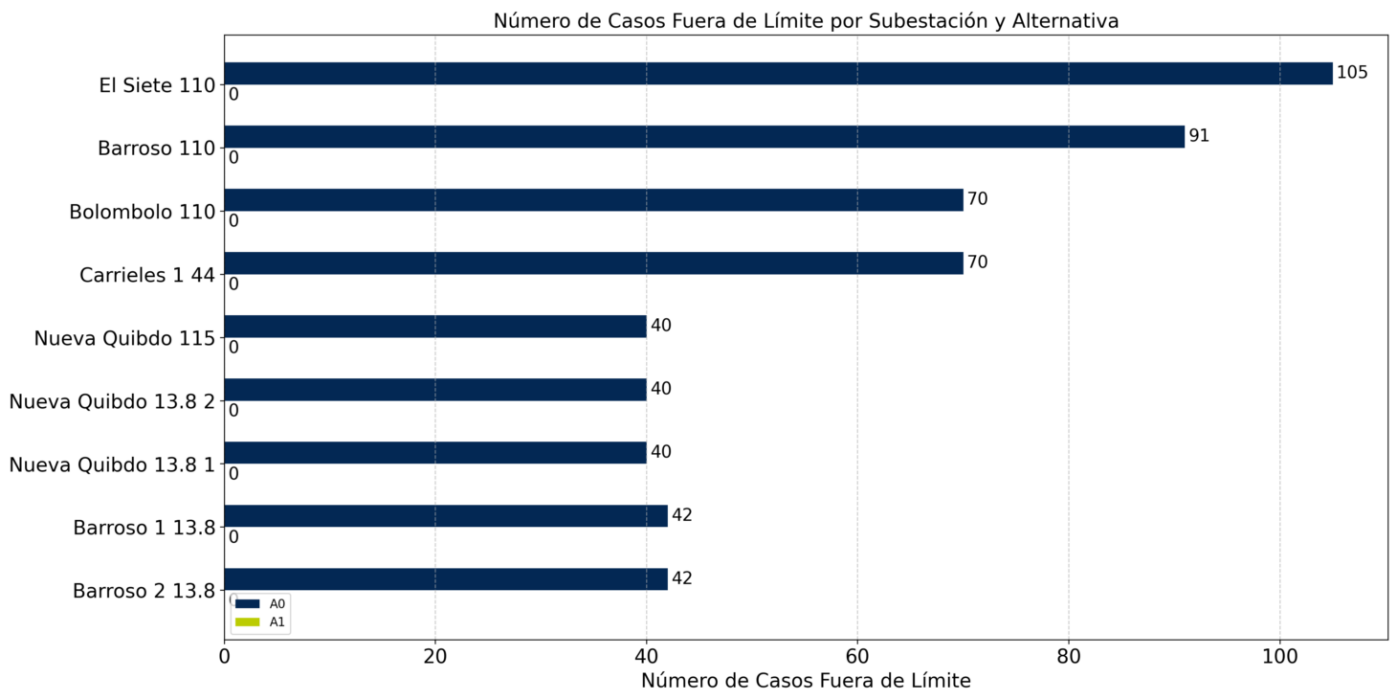


Figura 107. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 3.

De las figuras anteriores se observa que, con la implementación del proyecto de **Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas**, se eliminan en un **99%** los casos de estudios en los cuales se evidenciaban restricciones asociadas a las subtensiones de las subestaciones **Quibdó, Certegui y Istmina**, las cuales están declaradas en una condición crítica a la fecha de este análisis.

b. Perfil de cargabilidades – Contingencias N-1:

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2), escenarios de demanda (3), contingencias (44) y años de estudio (7), se realiza la simulación de **1848 casos de estudio** para cada uno de los **42 elementos (líneas y transformadores)** evaluados y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de la cargabilidad de dichos elementos en el caso base (lado izquierdo de la figura) y el comportamiento de la cargabilidad ya con el proyecto implementado (lado derecho de la figura).

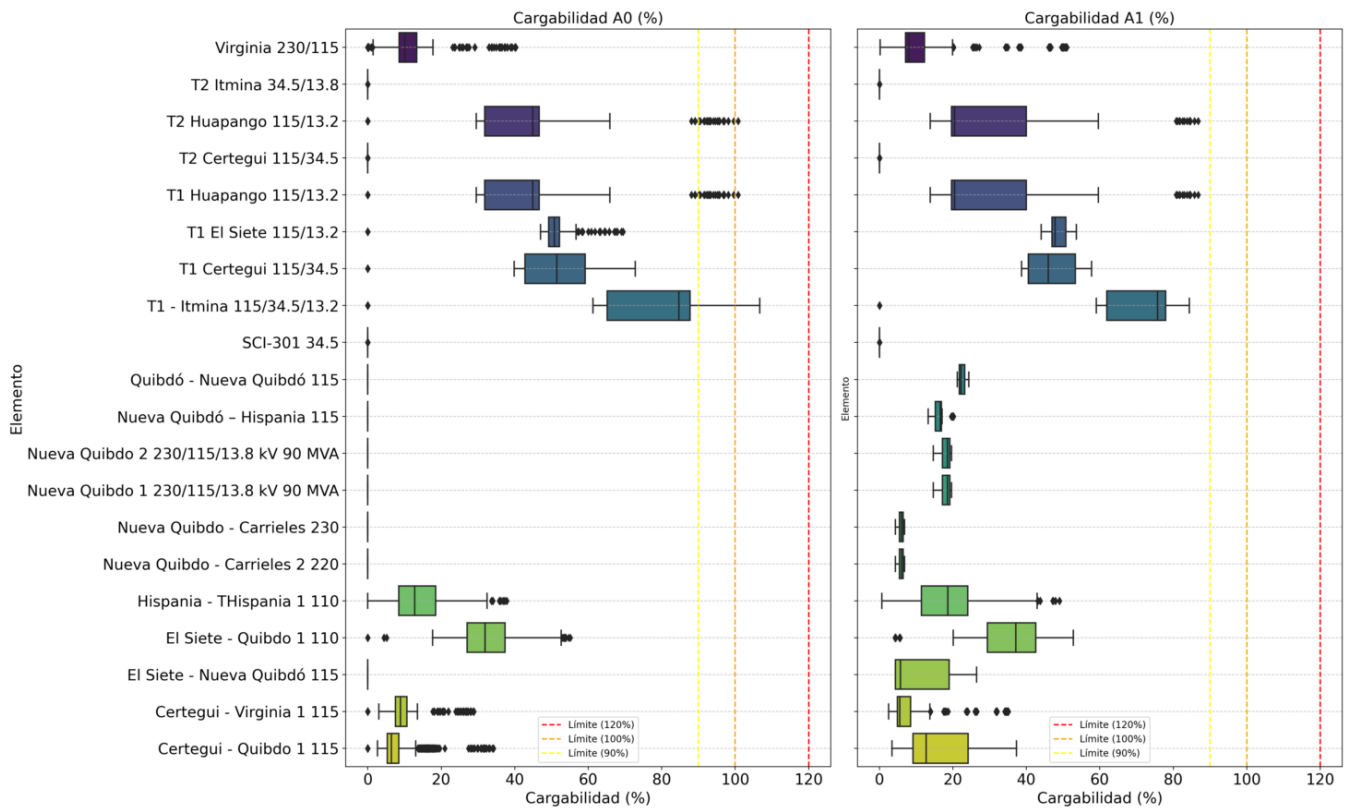


Figura 108. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas – Contingencias N-1 - Parte 1.

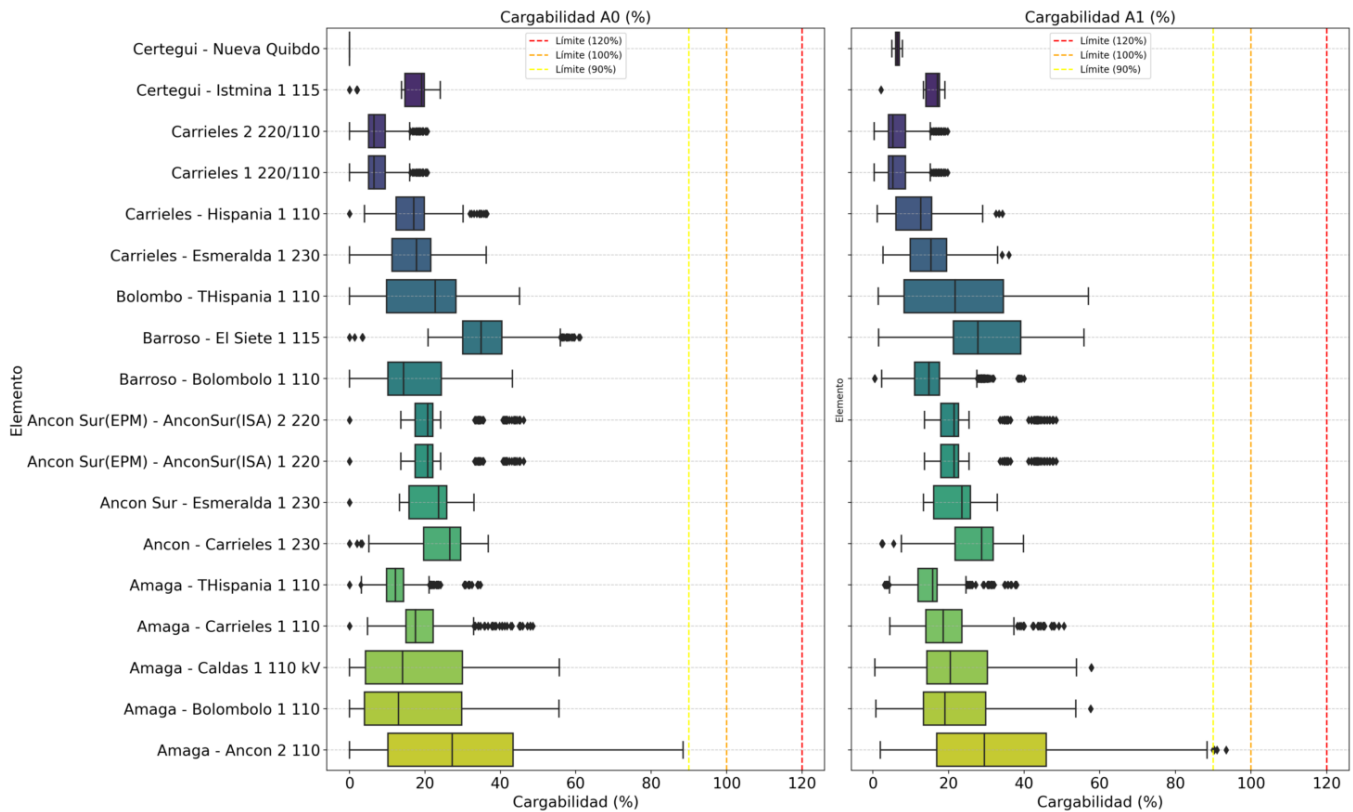


Figura 109. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Nueva Quidó 220/110 kV y obras asociadas – Contingencias N-1 - Parte 2.

De las figuras 111 y 112, se logra identificar **15 restricciones** para el caso base y **0** para el caso con el proyecto, teniendo una reducción de 15 de estas restricciones con la incorporación del proyecto. A continuación, se muestra la distribución de dichas restricciones durante el horizonte de planeación.

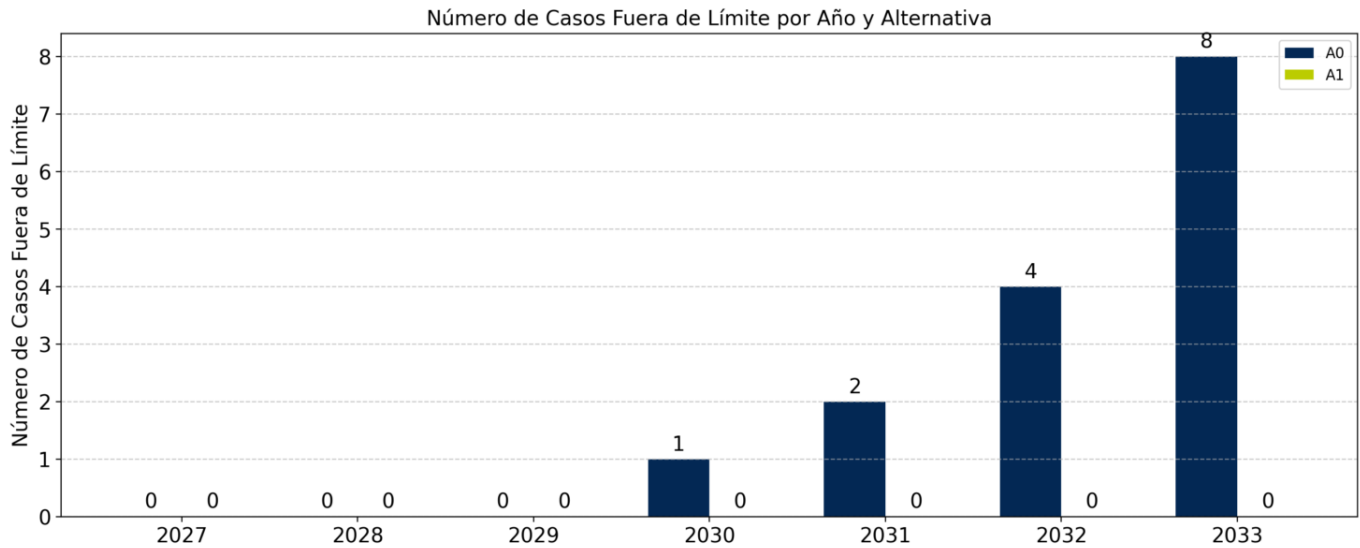


Figura 110. Comparación del número de casos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y el caso con proyecto – Contingencias N-1.

Ahora bien, de los análisis efectuados se identificaron **3 elementos críticos** en las cuales se identifican escenarios en los cuales se incumplen los lineamientos establecidos por la **Resolución CREG 025 de 1995** para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema. En la siguiente figura se muestra el impacto del proyecto en evaluación sobre estos 3 elementos y sus restricciones.

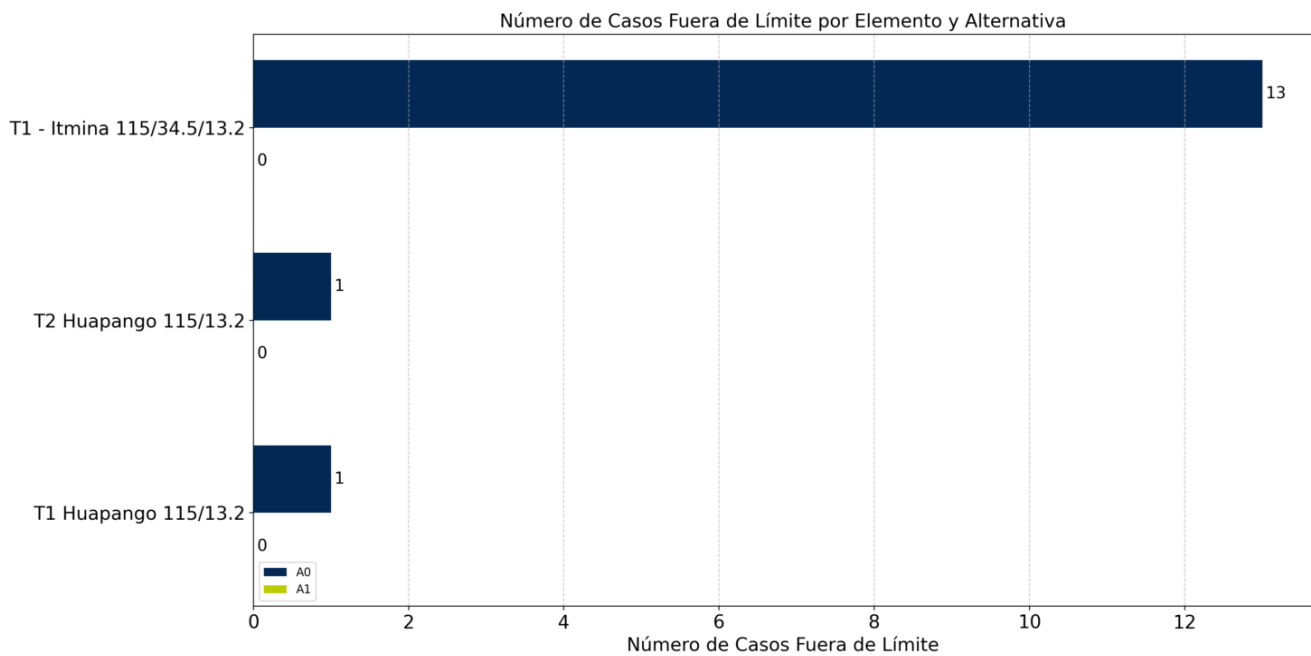


Figura 111. Comparación los elementos críticos para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencia N-1.

Como se observa en la figura anterior, con la implementación del proyecto de **Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas** se eliminan completamente las restricciones asociadas a las sobrecargas en los transformadores **T1 – Itmina 115/34.5/12.2**, **T2 Huapando 115/13.2** y **T1 Huapando 115/13.2**.

4. Comportamiento de las corrientes de cortocircuito en la zona de influencia:

Para el cálculo del nivel máximo de corriente de cortocircuito se emplea la norma **IEC 60909 – 2016** bajo un escenario en el cual se ponen en línea la mayor cantidad de unidades de generación de manera que se pueda encontrar el máximo nivel de cortocircuito en cada una de las subestaciones que pertenecen a la subárea de interés.

Es importante aclarar que todos los parámetros eléctricos de la red, como las características de los transformadores, líneas y demandas, así como también la topología y condiciones operativas, fueron modeladas con base a la información presentada por el transportador en el PARATEC y la ventanilla única (**Circular CREG 014 de 2022**).

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, a continuación, se presenta de manera grafica el impacto del proyecto en evaluación sobre el nivel de corriente de cortocircuito de las **50 subestaciones** que se encuentra dentro del área de influencia de este.

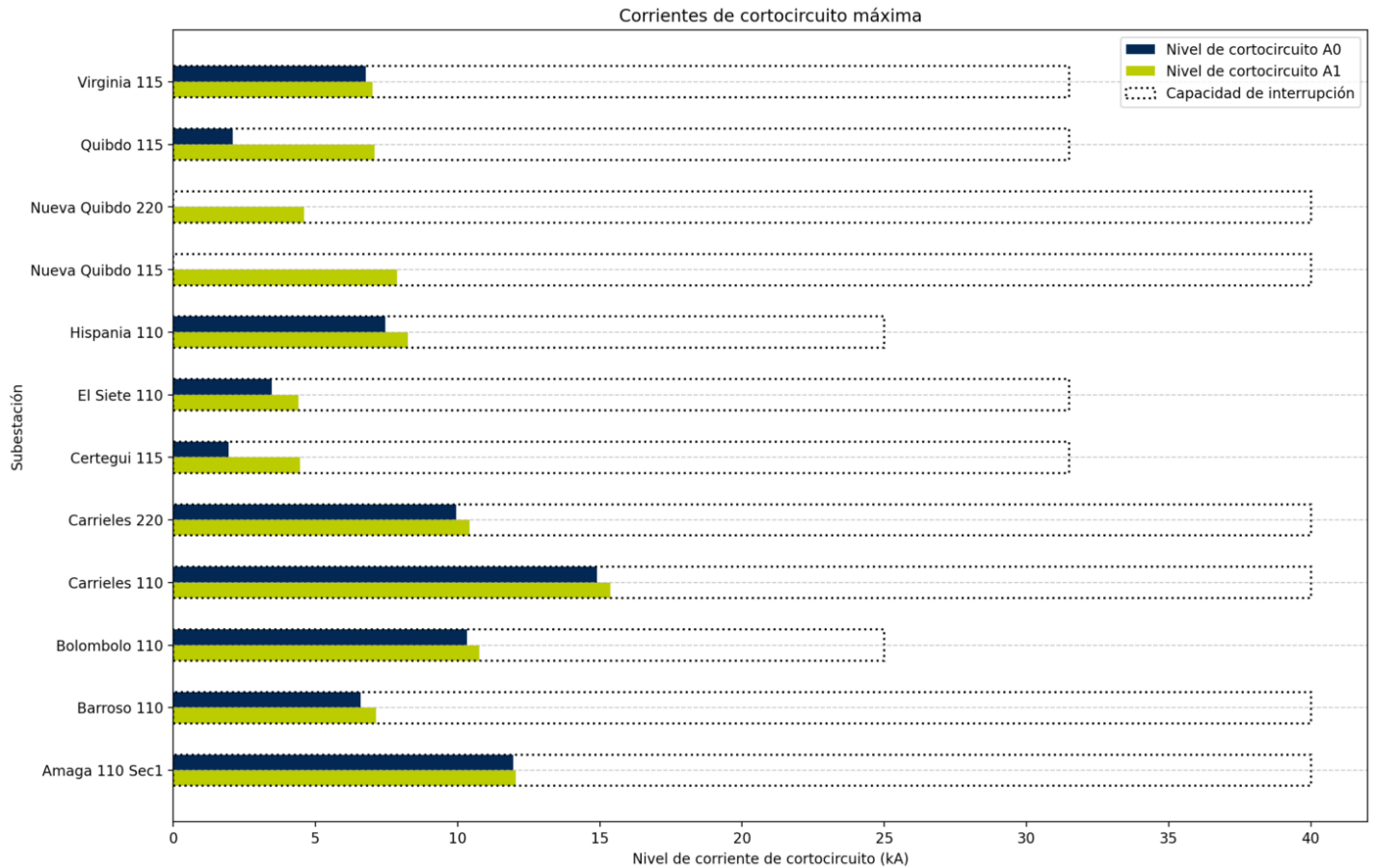


Figura 112. Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 1.

Como se observa en las figuras anteriores, los impactos más significativos del proyecto se ven en las subestaciones **Quibdó 115 kV**, **El Siete 110 kV** y **Certeguí 110 kV**, las cuales, aun con este aumento, se mantienen los límites de capacidad de interrupción de dichas subestaciones.

Análisis económicos

Dados los resultados técnicos y el impacto de la obra en la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía, en esta sección se realiza un análisis económico para cuantificar la viabilidad de la obra bajo el criterio de relación Beneficio/Costo mayor a 1. A continuación se presentan los costos asociados de la obra en evaluación, así como también, los beneficios cuantificados dados los impactos de la obra en la reducción de restricciones en el sistema.

5. Costos:

Teniendo en cuenta el alcance de la obra en evaluación se realiza la valoración de los costos de esta en unidades constructivas según resoluciones **CREG 015 de 2017 (remuneración STR)** y **CREG 011 de 2009 (remuneración STN)**. Con esa información es posible determinar los costos de capital (CAPEX) y operación (OPEX) asociados a la obra en evaluación utilizando una proyección de anualidades.

Para determinar las anualidades es importante establecer cierta información inicial correspondiente con el proyecto. Lo primero es el año de fecha de puesta en operación, siendo este el primer año para el cálculo de las anualidades. También se debe determinar la tasa de descuento³ utilizada para proyectar los costos de las unidades constructivas, esta tasa es diferente para unidades constructivas del **STR** y del **STN**. De igual manera, se debe establecer el valor porcentual de cada anualidad que va a corresponder a los costos de administración, operación y mantenimiento, es decir, la tasa de AOM. Y, por último, se debe resaltar que no todas las unidades constructivas cuentan con el mismo horizonte de tiempo en su vida útil (10 años, 30 años, 35 años, 45 años, etc.), por lo que se debe separar el costo de las unidades constructivas en grupos de acuerdo con este, es decir, se debe tener un total de costos para los activos con vida útil de 10 años, otro para los activos con vida útil de 30 años y así sucesivamente. Para cada uno de estos grupos se obtendrá un valor de anualidades.

Las anualidades de los grupos diferenciados por años de vida útil se determinan a través del factor de recuperación de capital, tal y como se muestra a continuación:

$$A = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

Donde **A** representa el valor calculado de las anualidades, **P** es el valor presente de la inversión de las unidades constructivas de cada grupo (grupo 10 años, grupo 30 años, etc.), **i** es la tasa de descuento obtenida de las resoluciones correspondientes (**STR** o **STN**) y **n** es el número de años de vida útil de cada grupo. Es importante mencionar que el valor **A** no contiene el valor correspondiente de **AOM (2.5 %)**, por lo cual al incluirlo la fórmula queda de la siguiente manera:

$$A = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] * 1.025$$

Después de obtener las anualidades de los activos separadas por grupos de vida útil, es posible sumar las series año a año, obteniendo una serie de anualidades del proyecto completo. De esta manera es posible calcular el valor presente neto (**VPN**) de esta serie de anualidades, obteniendo el costo total de la obra en el año de puesta en operación. Finalmente, es importante mencionar que el proceso

³ Los valores de las tasas de descuento pueden ser encontrados en las resoluciones CREG 083 y 093 de 2009.

anterior se realiza por separado para el STR y el STN, considerando que la tasa de descuento es diferente para ambos sistemas. Por lo cual, el valor de la obra viene dado por la suma del VPN calculado para el STR y el VPN calculado para el STN.

En la siguiente tabla se presenta los valores presentes netos para el STR y STN y que incluyen el CAPEX y OPEX de la obra propuesta.

Tabla 68. Costo del proyecto Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas en UC al 2024

Sistema	VPN - Costo en USD - UC
STR	\$ 35.104.428,00
STN	\$ 20.603.746,00
Total	\$ 55.708.175,00

6. Beneficios:

a. Beneficios por reducción de DNA:

Para el cálculo de los beneficios se realizó la valoración de los impactos del proyecto en la disminución de la **demanda no atendida (DNA)**, por efectos del agotamiento de la red, así como de la **energía no suministrada (ENS)** con ocasión de la realización de eventos contingentes en activos del **sistema de transmisión regional (STR)**. Al efecto, se tuvo en cuenta el racionamiento total proyectado por el OR y las proyecciones de la UPME para la zona de influencia del proyecto. Igualmente se consideró la información más representativa de indisponibilidad de los activos de transmisión del STR de influencia del proyecto. Para cada año en el horizonte de evaluación se determinaron los beneficios como sigue:

$$B_DNAM_t = \sum_d^D CRO_{d,t} \cdot (DNA_SP_{d,t} - DNA_CP_{d,t}) \cdot h_d \cdot 365$$

$$\forall d \in \{D_{max}, D_{med}, D_{min}\}$$

Donde:

- B_DNAM_t : beneficios en año t por mitigación de DNA
- $CRO_{d,t}$: Escalón de racionamiento asociado a nivel de DNA
- $DNA_SP_{d,t}$: Demanda no atendida sin proyecto
- $DNA_CP_{d,t}$: Demanda no atendida con proyecto
- h_d : horas del periodo de demanda

Con la ecuación anterior se representan los impactos proyectados por las condiciones descritas, sin embargo, es de precisar que se hace un tratamiento conservador al considerar la información base del OR, con tasas medias de crecimiento en su proyección, para determinar los beneficios e implícitamente la reducción de la incertidumbre asociada a:

- El crecimiento real de la demanda en la zona en el horizonte de análisis dadas las condiciones geográficas y socioeconómicas de la zona de influencia.
- Las horas de indisponibilidad de los activos del STR.

Siguiente lo anterior, se cuantifica el impacto de la obra en evaluación en la reducción de la demanda no atendida en el área de influencia, tal y como se observa en la siguiente tabla:

Tabla 69. Beneficios de la obra Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas por reducción de la DNA.

Tipo de beneficio	VPN - Beneficio en USD
Reducción de Demanda No Atendida (DNA)	\$ 811.016.367,00

7. Relación Beneficio/Costo:

A continuación, se presenta la relación beneficio/Costo para un horizonte de 25 años asociados a la construcción de la **Subestación Nueva Quibdó 220/110 kV y obras asociadas**. Al efecto se calculó el valor presente de los beneficios y de los costos del proyecto de expansión, con lo cual se determinó que la relación Beneficio/ Costo resulta ser superior a 1 (14.56).

Tabla 70. Relación Beneficio/Costo de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas

Elemento	VPN - USD
Total beneficios	\$ 55.708.175,00
Total Costos	\$ 811.016.367,00
Relación B/C	14.56

Fecha de puesta en operación

La obra en cuestión se divide en dos (2) fases las cuales tienen las siguientes **Fechas de Puesta en Operación (FPO)**

- La FPO del proyecto SVC de 30 MVAR en la subestación Certeguí 115 kV se propone para el 2027.
- La FPO del proyecto Nueva Quibdó 220/115 kV y líneas asociadas se propone para el 2030.

Conclusiones

- Sin las obras propuestas, los resultados obtenidos muestran que las contingencias más severas para el departamento del choco corresponden a las salidas de los circuitos **El Siete - Quibdó 1 110, Barroso - Bolombolo 1 110 y Barroso - El Siete 1 115**, toda vez que, ante la salida de alguno de estos circuitos se presenta un colapso de las tensiones en esta parte del sistema eléctrico colombiano, por lo que el método de simulación no puede encontrar una solución por lo que informa de una no convergencia. Adicionalmente, se identifica que a partir del año 2029 se presentan bajas tensiones en algunos de los nodos del sistema, bajo condiciones de red completa.
- Como se muestra en los resultados obtenidos, la entrada en operación de los **30 MVAR** de compensación capacitiva tienen un impacto positivo en el sistema, toda vez que, los perfiles de tensiones en el sistema mejoran tanto en red completa como ante contingencia, sin embargo, esta parte de la obra de expansión propuesta no es suficiente, pues aún se siguen presentando violaciones de tensión ante la salida del circuito **Cértegui - Quibdó 1 115**, lo cual empeora con cada año que pasa debido al aumento de la demanda.

Dado lo anterior, es clara la necesidad de las obras planteadas para el año 2030, ya que como se muestra en los resultados, con la entrada de estas los perfiles de tensiones en la red de DISPAC mejoran en red completa y ante contingencia sencilla N-1, con tensiones por encima de 0.98 p.u.

- Evaluado el proyecto propuesto se obtuvo una relación B/C superior a uno.

Recomendaciones

La obra “Nueva Quibdó 220/115kV y obras asociadas” es viable tanto técnica y económicamente; por tal razón, se recomienda implementarla con el objeto de eliminar las bajas tensiones presentes en el STR operado por DISPAC S.A. E.S.P.

Anexo

Proyectos aprobados a operadores de red

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
AFINIA	SUBESTACIÓN CAMPESTRE	NUEVA SUBESTACIÓN CAMPESTRE 66/13,8 kV -2X30 MVA MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA TERNERA - BOSQUE 66 kV EN TERNERA - CAMPESTRE - BOSQUE 66 kV.	2024
AFINIA	CARRETO	SUBESTACIÓN CARRETO 66 kV MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA EL CARMEN - GAMBOTE 66 kV EN CARRETO - GAMBOTE 66 kV, CARRETO - CALAMAR 66 kV Y CARRETO - SAN JACINTO 66 kV CON AUMENTO DE CAPACIDAD A 469 A Y CON CONEXIÓN AL STN A TRAVÉS DE DOS TRANSFORMADORES 500/66 kV DE 150 MVA.	2027
		SEGUNDO CIRCUITO CARRETO - CALAMAR 66 kV	2027
		NUEVO CIRCUITO SAN JACINTO - ZAMBRANO 66 kV	2027
AFINIA	TURBACO	ACTUALIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN TURBACO, QUEDANDO UN SOLO TRANSFORMADOR 110/13,8 kV.	2024
AFINIA	PASACABALLOS	DOS BANCOS DE TRANSFORMACIÓN 220/110 kV - 2 X 150 MVA EN SUBESTACIÓN PASACABALLOS, RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA TERNERA - TOLUVIEJO 110 kV EN TERNERA - PASACABALLOS - TOLUVIEJO 110 kV. NUEVA LÍNEA PASACABALLOS - NUEVA COSPIQUE 110 kV	2027

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
AFINIA	REPOTENCIACIÓN LÍNEA BAYUNCA - BOLÍVAR 66 kV	REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA BAYUNCA - BOLÍVAR 66 kV	2024
AFINIA	REPOTENCIACIÓN LÍNEA VILLA ESTRELLA - BOLÍVAR 66 kV	REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA VILLA ESTRELLA - BOLÍVAR 66 kV	2024
AFINIA	SUBESTACIÓN NUEVA TOLUVIEJO 220/110 kV	<p>SUBESTACIÓN NUEVA TOLUVIEJO 110 kV MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE PASACABALLOS – TOLUVIEJO 110 kV EN PASACABALLOS – NUEVA TOLUVIEJO – TOLUVIEJO 110 kV</p> <p>DOS TRANSFORMADORES DE 220/115 kV DE 150 MVA CADA UNO</p> <p>RECONFIGURACIÓN DE SIERRA FLOR – TOLUVIEJO 110 kV EN SIERRA FLOR – NUEVA TOLUVIEJO – TOLUVIEJO 110 kV.</p> <p>RECONFIGURACIÓN DE EL CARMEN – TOLUVIEJO 110 kV EN EL CARMEN – NUEVA TOLUVIEJO – TOLUVIEJO 110 kV.</p> <p>RECONFIGURACIÓN DE COVEÑAS – TOLUVIEJO 110 kV EN COVEÑAS – NUEVA TOLUVIEJO – TOLUVIEJO 110 kV</p>	2025
AFINIA	NUEVA SAHAGÚN	SUBESTACIÓN NUEVA SAHAGÚN 110 kV, DOS BANCOS DE TRANSFORMACIÓN 500/110 kV - 150 MVA EN SUBESTACIÓN SAHAGÚN, NUEVO CIRCUITO SAHAGÚN - LA MOJANA 110 kV, NUEVO CIRCUITO SAHAGÚN - PLANETA 110 kV Y NUEVO CIRCUITO SAHAGÚN - NUEVA MONTERÍA 110 kV	2027*
AFINIA	NUEVA LORICA	SUBESTACIÓN NUEVA LORICA 110 kV, NUEVO CIRCUITO NUEVA LORICA - CHINU PLANTA 110 kV Y NUEVO CIRCUITO NUEVA LORICA - COVEÑAS 110 kV	2027*
AIR-E	REPOTENCIACIÓN LÍNEAS SALIDA TEBSA	REPOTENCIACIÓN DE TRAMOS A LA SALIDA DE TEBSA CORRESPONDIENTES A LAS SIGUIENTES LÍNEAS: TEBSA - UNIÓN 110 kV, TEBSA - CORDIALIDAD 110 kV, TEBSA - VEINTE DE JULIO 110 kV, TEBSA - TVEINTE DE JULIO 110 kV Y TEBSA - EL RÍO 110 kV.	2019**
AFINIA	NORMALIZACIÓN TRANSFORMADOR COPEY 220/110/34,5 kV	NORMALIZACIÓN TRANSFORMADOR COPEY 220/110/34,5 kV	2023*

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
AIR-E	NUEVA GALAPA	NUEVA SUBESTACIÓN NUEVA GALAPA 110/13,8 kV 30 MVA. NUEVO CIRCUITO CARACOLÍ - NUEVA GALAPA 110 kV NUEVO CIRCUITO NUEVA GALAPA - JUAN MINA 110 kV INSTALACIÓN DE UN TRANSFORMADOR 110/13,8 DE 30 MVA PARA ATENDER CARGA DEL SDL EN LA SUBESTACIÓN NUEVA GALAPA	2024
AIR-E	PALERMO	NUEVA SUBESTACIÓN PALERMO 110 kV MEDIANTE LA APERTURA DE LA LÍNEA EL RÍO - TEBSA 110 kV	2024
AIR-E	URIBIA	INSTALACIÓN DE 2 TRANSFORMADORES 110/34,5KV DE 30MVA PARA CONECTAR CON LA RED EXISTENTE DE URIBIA 34,5 KV. INTERSECCIÓN DE LA LÍNEA CUESTECITAS – JOUKTAI 110 KV, Y CONSTRUCCIÓN DE UN DOBLE CIRCUITO PARA RECONFIGURAR LAS LÍNEAS EN CUESTECITAS – URIBIA 110 KV Y URIBIA – JOUKTAI 110 KV.	2025
CELSIA COLOMBIA	SUBESTACIÓN PACÍFICO	NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 115 kV	2025
		DOS TRANSFORMADORES 230/115 kV - 150 MVA	2025
		RECONFIGURACIÓN DEL CIRCUITO TADOR - PAILÓN EN TADOR - PACÍFICO - PAILÓN 115 kV	2025
		AUMENTO DE CAPACIDAD DE LOS CIRCUITOS BAJO ANCHICAYÁ - PAILÓN 1 115 kV, PAILÓN - BAHÍA MÁLAGA 1 115 kV Y TADOR - PAILÓN 1 115 kV A 540 A, 400 A Y 540 A, RESPECTIVAMENTE.	2025
CELSIA COLOMBIA	PROYECTO SUBESTACIÓN ESCOBAL 115kV (PICALÉÑA 115 kV)	NUEVA SUBESTACIÓN ESCOBAL 115 kV (PICALÉÑA 115 kV) MEDIANTE LA APERTURA DEL CIRCUITO MIROLINDO - DIAMANTE 115 kV Y CONFIGURANDO LOS CIRCUITOS MIROLINDO - PICALÉÑA 115 kV Y PICALÉÑA - DIAMANTE 115 kV.	2024*
CELSIA COLOMBIA	NUEVA SUBESTACIÓN ARREBOLES 115 kV (SALADO 115 kV)	NUEVA SUBESTACIÓN ARREBOLES (SALADO) 115 kV CON CONEXIÓN MEDIANTE DOBLE CIRCUITO A LA SUBESTACIÓN PERALES 115 kV.	2024*
CENS	DON JUANA 115 kV	NUEVA SUBESTACIÓN DON JUANA 115 kV CON CONEXIÓN MEDIANTE DOBLE CIRCUITO A LA SUBESTACIÓN EL CARMEN 115 kV.	2026

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
CENS	TONCHALÁ 115 kV	NUEVA SUBESTACIÓN TONCHALÁ 115 kV MEDIANTE LA APERTURA DE LA LÍNEA BELÉN - LA ÍNSULA 115 kV	2026
CENS	RECONFIGURACIÓN S/E SEVILLA	RECONFIGURACIÓN DE LAS LÍNEAS QUE ALIMENTAN LA S/E SEVILLA QUEDANDO ALIMENTADA POR LOS CIRCUITOS SAN MATEO - SEVILLA 115 kV Y SEVILLA - ÍNSULA 115 kV.	2025
CHEC	MOLINOS 115 kV	SUBESTACIÓN MOLINOS 115 kV EN CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA, MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA HERMOSA - REGIVIT 115 kV EN HERMOSA - MOLINOS 115 kV Y MOLINOS - REGIVIT 115 kV.	2025
CHEC	SEGUNDO TRANSFORMADOR PURNIO 230/115 kV	UN BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES DE 3X50 MVA. UNA BAHÍA DE TRANSFORMADOR – CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE CON SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA TIPO CONVENCIONAL PARA 230 kV. UNA BAHÍA DE TRANSFORMADOR – CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA TIPO CONVENCIONAL PARA 115 kV.	2024
CHEC	NUEVA SUBESTACIÓN DORADA-NORTE 115 kV	NUEVA SUBESTACIÓN DORADA NORTE 115 kV TIPO BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA. NUEVO CIRCUITO DORADA NORTE-PURNIO 115 kV DE 9.9 km CON SUS BAHÍAS DE CONEXIÓN EN LAS SUBESTACIONES PURNIO Y DORADA-NORTE 115 kV.	2025
EBSA	NORMALIZACIÓN DE USUARIOS INDUSTRIALES	NORMALIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES BAVARIA 115 kV, HOLCIM 115 kV Y SIDENAL 115 kV.	2024
		NORMALIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES BAVARIA 115 kV, HOLCIM 115 kV Y SIDENAL 115 kV.	EN OPERACIÓN
		NORMALIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES BAVARIA 115 kV, HOLCIM 115 kV Y SIDENAL 115 kV.	EN OPERACIÓN
EMCALI	MULALÓ 115 kV	NUEVA SUBESTACIÓN MULALÓ 115 kV. MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DEL CIRCUITO SAN MARCOS - CODAZZI 115 kV EN SAN MARCOS - MULALÓ - CODAZZI 115 kV.	2023**
ELECTROHUILA	HUILA 115 kV Y OBRAS ASOCIADAS	SUBESTACIÓN HUILA 115 kV	2026

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
		DOS TRANSFORMADORES 230/115 kV DE 150 MVA LÍNEA HUILA – BOTE 115 kV LÍNEA HUILA – ORIENTE 115 kV	
EPM	EXPANSIÓN DEL VALLE DE ABURRÁ	FACTS SOBRE LÍNEA ANCÓN SUR - ENVIGADO 110 kV	EN OPERACIÓN
		FACTS SOBRE LÍNEA ENVIGADO - GUAYABAL 110 kV	EN OPERACIÓN
		FACTS SOBRE LÍNEA GUAYABAL - RODEO 110 kV	EN OPERACIÓN
		RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA GUAYABAL - ANCÓN SUR 110 kV EN GUAYABAL - RODEO 110 kV Y RODEO - ANCÓN SUR 110 kV.	EN OPERACIÓN
		NUEVA SUBESTACIÓN CALDAS 110 kV MEDIANTE APERTURA DE LA LÍNEA AMAGÁ - ANCÓN SUR 1 110 kV.	2024
		NUEVA SUBESTACIÓN AYURÁ 110 kV	2027
		NUEVA LÍNEA MIRAFLORES - AYURÁ 110 kV	2027
		NUEVA LÍNEA AYURÁ - ANCÓN SUR 110 kV	2027
EPM	LAGUNAS 110 kV	NUEVA SUBESTACIÓN INDUSTRIALES 110 kV MEDIANTE APERTURA DE LA LÍNEA SAN DIEGO - GUAYABAL 110 kV	2026
		NUEVA SUBESTACIÓN LAGUNAS 110 kV MEDIANTE APERTURA DE LA LÍNEA CHORODÓ - CAUCHERAS 110 kV Y TRANSFORMACIÓN 110/44 kV DE 60 MVA.	2025
EPM	CARRIELES 110 kV	NUEVA SUBESTACIÓN CARRIELES 110 kV	2026
		TRANSFORMADORES DE CONEXIÓN 220/110 - 2 X 180 MVA	2026
		NUEVO CIRCUITO CARRIELES - HISPANIA 115 kV	2029
		NORMALIZACION DE LA SUBESTACIÓN AMAGA 110 kV	2027
		NORMALIZACIÓN DE LA T LA CLARA 110 kV (LÍNEA HISPANIA -BOLOMBOLO - AMAGÁ 110 kV) CONFIGURÁNDOSE EN: ENLACE BOLOMBOLO - HISPANIA 110 kV DE 23,25 KM. ENLACE CARRIELES - AMAGÁ 110 kV DE 53,2 KM. ESTA ÚLTIMA LÍNEA ESTARÁ CONFORMADA POR 2 TRAMOS: DESDE CARRIELES HASTA LA T LA CLARA (32	2030

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
		KM) QUE CORRESPONDE AL TRAMO NUEVO A CONSTRUIR Y DESDE LA T LA CLARA	
EPM	GUÁRCAMA 110 kV	SUBESTACIÓN GUÁRCAMA 110 kV Y APERTURA DE LA LÍNEA YARUMAL II - NUEVA SANTA ROSA 110 kV PARA CONFORMAR EL CORREDOR DE LÍNEA YARUMAL II - GUÁRCAMA - NUEVA SANTA ROSA 110 kV	2024
		TRANSFORMADORES GUÁRCAMA 110/44 kV Y 44/13,2 kV.	2026
		LÍNEA GUÁRCAMA - ANTIOQUIA 110 kV	2026
CENS	REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA CONVENCION - TIBÚ 115 kV	REPOTENCIACIÓN A 670 A DE LA LÍNEA CONVENCION - TIBÚ 115 kV	2026
CENS	REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA TIBÚ - ZULIA 115 kV	REPOTENCIACIÓN A 670 A DE LA LÍNEA TIBÚ - ZULIA 115 kV	2025
ENEL-COLOMBIA	RÍO	NUEVA SUBESTACIÓN RÍO MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA NUEVA ESPERANZA - TECHO 115 kV EN NUEVA ESPERANZA - EL RÍO - TECHO 115 kV	EN OPERACIÓN
		NUEVO CIRCUITO TECHO - VERAGUAS 115 kV.	2024
ENEL-COLOMBIA	SEGUNDO TRANSFORMADOR NUEVA ESPERANZA 500/115/11,4 kV 450 MVA	SEGUNDO TRANSFORMADOR NUEVA ESPERANZA 500/115/11,4 kV 450 MVA (3 BANCOS MONOFÁSICOS DE 150 MVA C/U)	2026
ENEL-COLOMBIA	SUBESTACIÓN NORTE 115 kV	SUBESTACIÓN NORTE MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LÍNEA ZIPAQUIRÁ-UBATÉ-T_PELDAR EN NORTE-PELDAR Y NORTE-UBATÉ, DOS BANCOS DE TRANSFORMADORES 230/115 kV C/U DE 300 MVA, UNA FASE DE RESERVA 230/115 kV DE 100 MVA Y LAS NUEVAS LÍNEAS NORTE-SESQUILÉ Y NORTE-GRAN SABANA	2024

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
ENEL-COLOMBIA	SUBESTACIÓN PORVENIR 115 kV Y LÍNEAS ASOCIADAS	SUBESTACIÓN PORVENIR 115 kV MEDIANTE LA INTERSECCIÓN DE LA LÍNEA EXISTENTE COLEGIO - CHICALÁ 115 kV PARA LA CREACIÓN DE LAS LÍNEAS CHICALÁ - PORVENIR Y PORVENIR - COLEGIO	2025
ENEL-COLOMBIA	SUBESTACIÓN MONTEVIDEO 115 kV Y LÍNEAS ASOCIADAS	NUEVA SUBESTACIÓN MONTEVIDEO MEDIANTE LA INTERSECCIÓN DE LA LÍNEA EXISTENTE SALITRE - LA PAZ 115 kV PARA LA CREACIÓN DE LAS LÍNEAS SALITRE - MONTEVIDEO Y MONTEVIDEO - LA PAZ	2025
ENEL-COLOMBIA	SUBESTACIÓN TREN OCCIDENTE 115 kV Y LÍNEAS ASOCIADAS	NUEVA SUBESTACIÓN TREN OCCIDENTE MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA BALSILLAS - FACA 115 kV EN LAS LÍNEAS TREN OCCIDENTE - BALSILLAS Y TREN OCCIDENTE - FACA 115 kV, RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA NOROESTE - MOSQUERA 115 kV EN LAS LÍNEAS TREN OCCIDENTE - MOSQUERA Y TREN OCCIDENTE - NOROESTE 115 kV Y CAMBIANDO LOS CTS EN LAS SUBESTACIONES BALSILLAS Y FACATATIVÁ A 800 A	2025
ENEL-COLOMBIA	REPOTENCIACIÓN LÍNEAS SABANA NORTE BOGOTÁ 115 kV	PRIMERA ETAPA: REPOTENCIACIÓN A 1.200 A LAS LÍNEAS NOROESTE - TENJO Y TENJO - EL SOL 115 kV	EN OPERACIÓN
		SEGUNDA ETAPA: REPOTENCIACIÓN A 1.200 A BACATÁ - EL SOL 115 kV	2024
		TERCERA ETAPA: REPOTENCIACIÓN A 1.200 A BACATÁ - CHÍA 115 kV	2024
ENEL-COLOMBIA	SUBESTACIÓN LA AURORA 115 kV Y LÍNEAS 115 kV ASOCIADAS.	NUEVA SUBESTACIÓN LA AURORA 115 kV, BARRA SENCILLA, DOS BAHÍAS DE LÍNEA, EQUIPOS DE PROTECCIÓN, CONTROL Y COMUNICACIONES. ADICIONALMENTE, SE INTERCEPTA LA LÍNEA TERMOZIPIA - SESQUILÉ. PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS NUEVAS LÍNEAS: TERMOZIPIA - AURORA 115 kV (14,12 KM) Y AURORA - SESQUILÉ 115 kV (7,6 KM).	2024

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
ENEL-COLOMBIA	SUBESTACIÓN OCCIDENTE 115 kV Y LÍNEAS 115 kV ASOCIADAS.	NUEVA SUBESTACIÓN OCCIDENTE 115 kV, BARRA SENCILLA SECCIONADA, CUATRO BAHÍAS DE LÍNEA, EQUIPOS DE PROTECCIÓN, CONTROL Y COMUNICACIONES. ADICIONALMENTE, SE INTERCEPTAN LAS LÍNEAS MOSQUERA – NOROESTE Y TERMINAL – NOROESTE. PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS NUEVAS LÍNEAS: MOSQUERA – OCCIDENTE 115 kV (3,1 KM), NOROESTE – OCCIDENTE 115 kV (9,7 KM), OCCIDENTE – TERMINAL 115 kV (15,3 KM) Y NOROESTE – OCCIDENTE II 115 kV (9,3 KM).	2024
ENEL-COLOMBIA	LT GUACA - COLEGIO 115 kV 1 Y 2	REPOTENCIACIÓN LT LA GUACA - COLEGIO 115 kV Y CONSTRUCCIÓN LT SEGUNDO CIRCUITO GUACA - COLEGIO 115 kV.	2025
ENEL-COLOMBIA	SUBESTACIÓN INTEXZONA 115 kV Y LÍNEAS ASOCIADAS	ETAPA 1: NUEVA SUBESTACIÓN INTEXZONA 115 kV MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA NOROESTE – BOLIVIA 115 kV EN LAS LÍNEAS NOROESTE – INTEXZONA 115 kV E INTEXZONA - BOLIVIA 115 kV, PARA DICIEMBRE DE 2026.	2026
		ETAPA 2: NUEVA LÍNEA NOROESTE – BOLIVIA 115 kV Y LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA NOROESTE – TENJO 115 kV EN BACATÁ – TENJO 115 kV PARA DICIEMBRE DE 2027	2027
ENEL-COLOMBIA	SUBESTACIÓN SOPÓ 115 kV Y LÍNEAS ASOCIADAS	SUBESTACIÓN SOPÓ 115 kV BARRA SENCILLA SECCIONADA; CONTEMPLA LA INSTALACIÓN DE DOS BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES TRIFÁSICOS 230/115 kV DE 300 MVA Y DOS BAHÍAS DE LÍNEA CON CAPACIDAD DE 1200 A PARA SOPÓ – GRAN SABANA 115 kV Y SOPÓ – BOCHICA (LA AURORA) 115 kV, ADICIONAL SE CONSIDERAN LAS BAHÍAS DE RESERVA PARA 4 FUTURAS LÍNEAS A 115 kV.	2027
EMSA	SUBESTACIÓN CATAMA 115 kV Y LÍNEAS ASOCIADAS	SUBESTACIÓN CATAMA 115 kV Y LÍNEAS OCOA-CATAMA 115 kV Y CATAMA-SANTA HELENA 115	2024
EMSA	SUBESTACIÓN GUAMAL Y LÍNEAS ASOCIADAS	SUBESTACIÓN GUAMAL (VIOLETAS) 30 MVA 115/34,5 KV Y LÍNEAS 115 kV ASOCIADAS OCOA-VIOLETAS - GRANADA	2024

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
EMSA	CONEXIÓN SANTA HELENA 115 kV A SURIA 230 kV	CONEXIÓN DE LA SUBESTACIÓN SANTA HELENA 115 kV A LA SUBESTACIÓN SURIA 230 kV, MEDIANTE 2 TRANSFORMADORES 230/115kV	2024
AIR-E	NUEVA SUBESTACIÓN SAN JUAN 220/110 kV ⁴	SUBESTACIÓN NUEVA SAN JUAN 110 kV MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LAS LÍNEAS VALLEDUPAR - GUATAPURÍ - SAN JUAN EN VALLEDUPAR - GUATAPURÍ - NUEVA SAN JUAN - SAN JUAN 110 kV. UN TRANSFORMADOR DE 220/115 kV DE 100 MVA. LÍNEA SAN JUAN - NUEVA SAN JUAN 110 kV.	2025
AIR-E	SUBESTACIÓN NUEVA RÍO 220/110 kV	SUBESTACIÓN NUEVA RÍO INTERCONECTANDO MEDIANTE UN NUEVO CORREDOR TEBSA - EL RÍO - TERMO FLORES A 220 kV, DOBLE TRANSFORMACIÓN 220/115 kV - 150 MVA EN EL RÍO Y ADECUACIONES EN LAS REDES A 110 kV.	2024
CELSIA COLOMBIA	NUEVA SUBESTACIÓN ESTAMBUL 115 kV Y OBRAS COMPLEMENTARIAS	RECONFIGURACIÓN DEL DOBLE CIRCUITO SAN LUIS - JUANCHITO 115 kV EN SAN LUIS - ESTAMBUL - JUANCHITO 115 kV. NUEVO DOBLE CIRCUITO ESTAMBUL - PALMASECA 115 kV. DOS BANCOS DE UNIDADES MONOFÁSICAS 230/115 kV - 150 MVA. OBRAS COMPLEMENTARIAS: SECCIONAMIENTO FÍSICO DE LA SUBESTACIÓN TERMOYUMBO 115 kV (SE TENDRÁN LAS SUBESTACIONES TERMOYUMBO 1 Y 2 115 kV) SECCIONAMIENTO FÍSICO DE LA SUBESTACIÓN GUACHAL 115 kV (SE TENDRÁN LAS SUBESTACIONES GUACHAL 1 Y 2 115 kV) . NORMALIZACIÓN BAHÍAS DE CIRCUITOS SAN MARCOS - CODAZZI 2 115 kV Y SANTA BARBARÁ - CODAZZI 2 115 kV.	2024

⁴ Actualmente la Unidad se encuentra analizando la viabilidad de ampliación de la capacidad del transformador a 150 MVA

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
ENERPUTUMAYO	SUBESTACIÓN RENACER 230/115/34,5 kV	SE DIVIDE EN DOS ETAPAS: ETAPA 1: ENTRADA EN OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN RENACER 115 kV Y DEL ATR0 230/118/34,5 kV - 50 MVA EN EL PATIO DE LA SUBESTACIÓN RENACER 115 kV. ETAPA 2: SE INICIA DESCONEXIÓN DEL ATR1 DE LA SUBESTACIÓN JUNÍN 115 kV Y TRASLADO A NUEVA SUBESTACIÓN RENACER 115 kV.	2026
AIR-E	SUBESTACIÓN BURECHE 110 kV Y OBRAS ASOCIADAS	NUEVA SUBESTACIÓN BURECHE, ALIMENTADA A NIVEL DE 110 kV POR MEDIO DEL SECCIONAMIENTO DE LA LÍNEA SANTA MARTA – GAIRA SEGUNDA LÍNEA SUBTERRÁNEA DESDE LA SUBESTACIÓN SANTA MARTA HASTA LA NUEVA SUBESTACIÓN BURECHE, LÍNEA SUBTERRÁNEA MANZANARES - LIBERTADOR 110 kV, TRES TRANSFORMADORES DE 30 MVA 110/13.8 kV	2024
AIR-E	SUBESTACIÓN GUACAMAYAL 110 kV Y OBRAS ASOCIADAS	INTERSECCIÓN DE LA LÍNEA FUNDACIÓN – RÍO CÓRDOBA 110 kV, PARA RECONFIGURAR LAS LÍNEAS EN FUNDACIÓN – GUACAMAYAL 110 kV Y GUACAMAYAL – RÍO CÓRDOBA 110 kV. INTERSECCIÓN DE LA LÍNEA GUACAMAYAL – RÍO CÓRDOBA 110 kV, Y CONSTRUCCIÓN DE UN DOBLE CIRCUITO PARA RECONFIGURAR LAS LÍNEAS EN GUACAMAYAL – CIÉNAGA 110 kV Y CIÉNAGA – RIO CÓRDOBA 110 kV LÍNEA GUACAMAYAL 34,5 kV Y ZAWADY 34,5 kV INSTALACIÓN DE DOS (2) TRANSFORMADORES 110/34,5 kV DE 30 MVA OBRAS COMPLEMENTARIAS: CONSTRUCCIÓN DE UN CIRCUITO EN PARALELO FUNDACIÓN – ARACATACA – GUACAMAYAL 34,5 kV INSTALACIÓN DE UN SEGUNDO TRANSFORMADOR DE POTENCIA 110/34,5/13,8 kV EN LA SUBESTACIÓN FUNDACIÓN SEGUNDO TRANSFORMADOR 34,5/13,8 kV EN LA SUBESTACIÓN GUACAMAYAL. CONSTRUCCIÓN DE UN CIRCUITO EN PARALELO RÍO CÓRDOBA - ZAWADY 34,5 kV, INSTALACIÓN DE UN SEGUNDO TRANSFORMADOR	2024

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
		DE POTENCIA 110/34,5/13,8 kV EN LA SUBESTACIÓN RÍO CÓRDOBA.	
ESSA	SUBESTACIÓN CABRERA 115 kV	SUBESTACIÓN CABRERA 115 kV, RECONFIGURANDO EL CIRCUITO SAN GIL - OIBA 115 kV EN SAN GIL - CABRERA 115 kV Y CABRERA - OIBA 115 kV. DOS (2) TRANSFORMADORES 230/115 kV DE 150 MVA CADA UNO.	2027
ENERCA	PROYECTO DE CONEXIÓN DE CARGA ESTACIONES MONTERREY Y PORVENIR DE 26 MW	NUEVA SUBESTACIÓN NUEVA MONTERREY 115 kV, MEDIANTE APERTURA DEL CIRCUITO AGUACLARA - AGUAZUL 115 kV EN AGUACLARA - NUEVA MONTERREY 115 kV Y NUEVA MONTERREY - AGUAZUL 115 kV.	2026

*Proyectos con solicitudes de cambio de FPO

**En validación del estado de ejecución de la obra