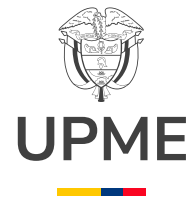


Plan Indicativo de **Expansión de la Generación**

2025-2039





EDWIN PALMA EGEA
Ministro de Minas y Energía

INDIRA PORTOCARRERO OSPINA
Directora General UPME

GUILLERMO HOLGUÍN GARCÍA
Subdirector de Energía Eléctrica

DIANA MARCELA MONTAÑA SILVA
Coordinadora GIT Generación y Cobertura

Grupo interno de trabajo Generación:

LUIS ALFREDO HERNÁNDEZ BELEÑO
MOISÉS RAFAEL LARRARTE ARANGO
JUAN CARLOS APONTE GUTIÉRREZ
HENRY JOSUÉ ZAPATA LESMES
LUIS MIGUEL CHAVARRO BARRERA
MARÍA CAMILA PINILLA GRANADOS
MAURICIO HERNANDO MAÑOSCA RUIZ
LUISA FERNANDA CORREA OSORIO
ANDRÉS FELIPE CANTOR MOLINA
JOAQUIN EDUARDO CAICEDO NAVARRO
SANTIAGO MATTA AMADOR

© UPME

Av. Calle 26 # 69 D-91 Torre 1 - Piso 9
Bogotá - Colombia
Tel.: +57 6012220601
upme.gov.co

Comunicaciones:

JEIMMY POSOS RAMÍREZ
Profesional Especializado

DIEGO PEÑARANDA JUYÓ
Diseño y Diagramación



TABLA DE CONTENIDO

1. Lineamientos metodológicos para la planificación de la generación	15
1.1. Recopilación y análisis de información base, parámetros y supuestos de simulación:	15
1.2. Análisis preliminar de confiabilidad:	15
1.3. Definición de escenarios:	16
1.4. Construcción de escenarios de expansión:	16
1.5. Evaluación de indicadores de confiabilidad:.....	16
1.6. Análisis de resultados:	17
1.7. Publicación:	17
2 Obtención y análisis de la información base.....	18
2.1. Configuración y modelamiento del sistema colombiano (estado de referencia):	18
2.2. Demanda:	19
2.3. Mapeo hora-bloque:.....	20
2.4. Precios de combustibles:	22
2.5. Costos de inversión (CAPEX):.....	24
2.6. Expansión Fija:.....	24
2.7. Generación distribuida (GD):.....	25
2.8. Cronograma salida de operación de plantas térmicas	26
3. Parámetros configurados para simulación de escenarios.....	27
4. Indicadores de confiabilidad	31
5. Revisión de la ENFICC	32
6 Escenario de referencia	34
6.1. Capacidad instalada	34
6.2. Indicadores de confiabilidad.....	36
6.3. Generación, costo marginal	37
6.3.1. Escenario de referencia Demanda Media- DM	38
6.3.2. Escenario de referencia Demanda IC 68% Superior.....	40
6.4. Emisiones	41
6.5. Revisión de balance energía firme	42
7. Escenarios de expansión	44
7.1. Escenario 1: Proyectos con conexión aprobada	45
7.1.1. Casos de simulación.....	45
7.1.2. Capacidad instalada	46
7.1.2.1. Capacidad por tipo de recurso	46
7.1.2.2. Comparación de capacidad para los casos 1 DMC1 y 2 DMC3	47
7.1.2.3. Comparación de capacidad para los casos 3 DSC1 y 4 DSC3	48
7.1.3. Resultados simulación	48
7.1.3.1. Caso 1 DMC1	48
7.1.3.2. Caso 2 DMC3	50
7.1.3.3. Caso 3 DSC1	51
7.1.3.4. Caso 4 DSC3	52
7.1.3.5. Capacidad instalada 2039	53

7.1.4. Indicadores de confiabilidad	54
7.1.4.1. Indicadores para los casos 1 DMC1 y 2 DMC3	54
7.1.4.2. Indicadores para los casos 3 DSC1 y 4 DSC3	54
7.1.5. Generación, costo marginal	57
7.1.5.1. Caso 1 DMC1	58
7.1.5.2. Caso 2 DMC3	59
7.1.6. Emisiones	60
7.1.7. Revisión de Energía Firme.....	61
7.1.7.1. Revisión Caso 1 DMC1.....	61
7.1.7.2. Revisión Caso 2 DMC3.....	62
7.1.7.3. Revisión Caso 3 DSC1.....	63
7.1.7.4. Revisión Caso 4 DSC3.....	64
7.2. Escenario 2: Prospectiva tecnológica	64
7.2.1. Casos de simulación.....	65
7.2.2. Capacidad instalada	65
7.2.2.1. Capacidad por tipo de recurso	65
7.2.2.2. Comparación de capacidad para los casos 1 DMC1_PT y 2 DMC3_PT	66
7.2.2.3. Comparación de capacidad para los casos 3 DSC1_PT y 4 DSC3_PT	68
7.2.3. Resultados simulación	70
7.2.3.1. Caso 1 DMC1_PT.....	70
7.2.3.2. Caso 2 DMC3_PT.....	72
7.2.3.3. Caso 3 DSC1_PT.....	73
7.2.3.4. Caso 4 DSC3_PT.....	74
7.2.3.5. Capacidad instalada 2039	76
7.2.4. Indicadores de confiabilidad	76
7.2.5. Generación, costo marginal	76
7.2.5.1. Comparativos de los casos 1 DMC1_PT y 2 DMC3_PT.....	77
7.2.5.2. Caso 1 DMC1_PT.....	79
7.2.5.3. Caso 2 DMC3_PT.....	80
7.2.5.4. Comparativos de los casos 3 DSC1_PT y 4 DSC3_PT.....	81
7.2.5.5. Caso 3 DSC1_PT.....	83
7.2.5.6. Caso 4 DSC3_PT.....	84
7.2.6. Emisiones	85
7.2.7. Revisión de Energía Firme.....	86
7.2.7.1. Revisión caso 1 DMC1_PT	86
7.2.7.2. Revisión caso 2 DMC3_PT	87
7.2.7.3. Revisión caso 3 DSC1_PT	88
7.2.7.4. Revisión caso 4 DSC3_PT	89
7.3. Escenario 3: Descarbonización.....	90
7.3.1. Casos de simulación.....	91
7.3.2. Capacidad instalada	91
7.3.2.1. Capacidad por tipo de recurso	91
7.3.2.2. Comparación capacidad para los casos 1 DMC1_PT_NC y 2 DMC3_PT_NC	93
7.3.2.3. Comparativa capacidad para los casos 3 DSC1_PT_NC y 4 DSC3_PT_NC	95
7.3.3. Resultados simulación	96
7.3.3.1. Caso 1 DMC1_PT_NC.....	96
7.3.3.2. Caso 2 DMC3_PT_NC.....	98
7.3.3.3. Caso 3 DSC1_PT_NC.....	99
7.3.3.4. Caso 4 DSC3_PT_NC.....	100
7.3.3.5. Capacidad instalada 2039	101
7.3.4. Indicadores de confiabilidad	102
7.3.5. Generación, costo marginal	102
7.3.5.1. Comparativos de los casos 1 DMC1_PT_NC y 2 DMC3_PT_NC	102

7.3.5.2. Caso 1 DMC1_PT_NC.....	105
7.3.5.3. Caso 2 DMC3_PT_NC.....	106
7.3.5.4. Comparativos de los casos 3 DSC1_PT_NC y 4 DSC3_PT_NC	107
7.3.5.5. Caso 3 DSC1_PT_NC.....	110
7.3.5.6. Caso 4 DSC3_PT_NC.....	111
7.3.6. Emisiones	112
7.3.7. Revisión de Energía Firme.....	113
7.3.7.1. Revisión caso 1 DMC1_PT_NC.....	113
7.3.7.2. Revisión caso 2 DMC3_PT_NC.....	114
7.3.7.3. Revisión caso 3 DSC1_PT_NC.....	115
7.3.7.4. Revisión caso 4 DSC3_PT_NC.....	116
8. Análisis comparativo de escenarios de expansión	118
8.1. Resultados consolidados al 2039 de la Energía en firme por escenario.....	121
9. Conclusiones	125
10. Perspectivas	128
Anexo 1.	129
Función Objetivo y Restricciones de Modelación en SDDP y OptGen.....	129

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Supuestos de escenarios de simulación	14
Tabla 2. Capacidad instalada existente	18
Tabla 3. Número de horas por bloque y por mes.	21
Tabla 4. Cronograma expansión fija por recurso	25
Tabla 5. Cronograma incorporación Generación Solar Distribuida.....	25
Tabla 6. Cronograma salida de operación	26
Tabla 7. Parámetros política operativa	28
Tabla 8. Estaciones de referencia radiación solar por área.....	28
Tabla 9. Descripción de los indicadores VERE, VEREC y Número de casos con déficit.....	31
Tabla 10. Indicadores de Confiabilidad: expresión matemática y límites	31
Tabla 11. Factor de ENFICC	33
Tabla 12. Cronograma de expansión - Escenario de referencia	35
Tabla 13. Resultados - Esc Referencia - DM	39
Tabla 14. Capacidad disponible - Escenario 1	46
Tabla 15. Capacidad Disponible vs Capacidad Instalada - Escenario 1 Demanda Media.....	47
Tabla 16. Capacidad Disponible vs Capacidad Instalada - Escenario 1 Demanda IC 68 superior	48
Tabla 17. Cronograma de expansión - Escenario 1: Caso 1 DMC1.....	49
Tabla 18. Cronograma de expansión - Escenario 1: Caso 2 DMC3.....	50
Tabla 19. Cronograma de expansión - Escenario 1: Caso 3 DSC1	51
Tabla 20. Cronograma de expansión - Escenario 1: Caso 4 DSC3	53
Tabla 21. Resultados - Esc 1: Caso 1 DMC1	58
Tabla 22. Resultados - Esc 1: Caso 2 DMC3	60
Tabla 23. Capacidad disponible - Escenario 2	66
Tabla 24. Capacidad Disponible vs Capacidad Instalada Escenario 2 Dda Media	68
Tabla 25. Capacidad Disponible vs Capacidad Instalada - Escenario 2 Dda IC 68 superior...	70

Tabla 26. Cronograma Expansión - Escenario 2: Caso 1 DMC1_PT.....	71
Tabla 27. Cronograma Expansión - Escenario 2: Caso 2 DMC3_PT.....	72
Tabla 28. Cronograma Expansión - Escenario 2: Caso 3 DSC1_PT.....	74
Tabla 29. Cronograma Expansión - Escenario 2: Caso 4 DSC3_PT.....	75
Tabla 30. Datos informativos – Escenario 2: Caso 1 DMC1_PT	79
Tabla 31. Resultados - Escenario 2: Caso 2 DMC3_PT	81
Tabla 32. Resultados – Escenario 2: Caso 3 DSC1_PT	84
Tabla 33. Resultados - Escenario 2: Caso 4 DSC3_PT	85
Tabla 34. Capacidad disponible Escenario 3	92
Tabla 35. Cronograma salida plantas térmicas - Escenario 3.....	92
Tabla 36. Plantas térmicas de líquidos a gas.....	93
Tabla 37. Capacidad Disponible vs Capacidad Instalada - Escenario 3 Demanda Media.....	94
Tabla 38. Capacidad Disponible vs Capacidad Instalada - Escenario 3 Demanda IC 68 superior	96
Tabla 39. Cronograma Expansión - Escenario 3: Caso 1 DMC1_PT_NC.....	97
Tabla 40. Cronograma Expansión - Escenario 3: Caso 2 DMC3_PT_NC.....	98
Tabla 41. Cronograma Expansión - Escenario 3: Caso 3 DMC3_PT_NC.....	99
Tabla 42. Cronograma Expansión - Escenario 3: Caso 4 DSC3_PT_NC.....	101
Tabla 43. Resultados - Escenarios 3: Caso 1 DMC1_PT_NC	106
Tabla 44. Resultados – Escenario 3: Caso 2 DMC3_PT_NC	107
Tabla 45. Resultados - Escenario 3: Caso 3 DSC1_PT_NC	110
Tabla 46. Resultados – Escenario 3: Caso 4 DSC3_PT_NC	112
Tabla 47. Datos comparativos Escenarios Demanda Media.....	119
Tabla 48. Datos comparativos escenarios Demanda IC 68 superior	121
Tabla 49. Capacidad y ENFICC comprometido.....	121

INDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Flujo metodología Plan Expansión	17
Gráfica 2. Demanda Energía Eléctrica TWh Año – Escenario Medio y IC 68 Superior	19
Gráfica 3. Demanda Potencia Máxima GW – Escenario Medio y IC 68 Superior.....	20
Gráfica 4. Perfil curva de demanda por bloques	21
Gráfica 5. Proyección de precios de Gas Natural y GLP.....	22
Gráfica 6. Proyección de precios de combustibles líquidos	23
Gráfica 7. Proyección de precios de Carbón	23
Gráfica 8. Costo de inversión por Tecnología (CAPEX)	24
Gráfica 9. Agrupación del recurso solar por áreas.....	29
Gráfica 10. Velocidad del viento a 100m de altura.....	30
Gráfica 11. Expansión - Escenario de referencia.....	35
Gráfica 12. Indicadores VERE - VEREC - Num Casos - Esc Ref Dda Media	36
Gráfica 13. Indicadores VERE - VEREC - Num Casos - Esc Ref Dda IC 68 superior	37
Gráfica 14. Generación por recurso vs Costo marginal Esc Referencia Dda Media	39
Gráfica 15. Generación por recurso vs Costo marginal Esc Referencia Dda IC 68 superior....	41
Gráfica 16. Emisiones CO2 - Escenario de Referencia.....	42
Gráfica 17. Balance Energía Firme vs. Demanda	43
Gráfica 18. Escenarios de expansión desarrollados	44
Gráfica 19. Configuración simulaciones - Escenario 1	45
Gráfica 20. Expansión - Escenario 1: Caso 1 DMC1	49
Gráfica 21. Expansión - Escenario 1: Caso 2 DMC3	50
Gráfica 22. Expansión - Escenario 1: Caso 3 DSC1	51
Gráfica 23. Expansión - Escenario 1: Caso 4 DSC3	52
Gráfica 24. Matriz de generación eléctrica - Escenario 1	53
Gráfica 25. Indicadores VERE - VEREC – Escenario 1: Caso 3 DSC1	55
Gráfica 26. Indicadores VERE - VEREC - Escenario 1: Caso 4 DSC3.....	56
Gráfica 27. Generación por recurso vs Costo marginal - Esc 1: Caso 1 DMC1	58
Gráfica 28. Generación por recurso vs Costo marginal – Esc 1: Caso 2 DMC3	59
Gráfica 29. Emisiones CO2 - Escenario 1.....	61
Gráfica 30. Balance Energía Firme vs. Demanda Media - Esc 1: Caso 1 DMC1	61
Gráfica 31. Balance Energía Firme vs. Demanda Media - Esc 1: Caso 2 DMC3.....	62

Gráfica 32. Balance Energía Firme vs. Demanda Superior - Esc 1: Caso 3 DSC1	63
Gráfica 33. Balance Energía Firme vs. Demanda Superior - Esc 1: Caso 4 DSC3.....	64
Gráfica 34. Configuración simulaciones - Escenario 2	65
Gráfica 35. Expansión - Escenario 2: Caso 1 DMC1_PT.....	71
Gráfica 36. Expansión - Escenario 2: Caso 2 DMC3_PT.....	72
Gráfica 37. Expansión - Escenario 2: Caso 3 DSC1_PT.....	73
Gráfica 38. Expansión - Escenario 2: Caso 4 DSC3_PT.....	75
Gráfica 39. Matriz de generación eléctrica Escenario 2	76
Gráfica 40. Generación por recurso vs Costo marginal Esce 2 caso 1 DMC1_PT	79
Gráfica 41. Generación por recurso vs Costo marginal Escenario 2 caso 2 DMC3_PT	80
Gráfica 42. Generación por recurso vs Costo marginal Escenario 2 caso 3 DSC1_PT	83
Gráfica 43. Generación por recurso vs Costo marginal Escenario 2 caso 4 DSC3_PT	84
Gráfica 44. Emisiones CO2 - Escenario 2.....	86
Gráfica 45. Balance Energía Firme vs. Demanda Media - Escenario 2: Caso 1 DMC1_PT	87
Gráfica 46. Balance Energía Firme vs. Demanda Media - Escenario 2: Caso 2 DMC3_PT.....	88
Gráfica 47. Balance Energía Firme vs. Demanda Superior - Escenario 2: Caso 3 DSC1_PT.	89
Gráfica 48. Balance Energía Firme vs. Demanda Superior Esc 2 - caso 4 DSC3_PT.	90
Gráfica 49. Configuración simulaciones - Escenario 3.....	91
Gráfica 50. Expansión - Escenario 3: Caso 1 DMC1_PT_NC.....	97
Gráfica 51. Expansión Escenario 3 - Caso 2: DMC3_PT_NC	98
Gráfica 52. Expansión - Escenario 3: Caso 3 DSC1_PT_NC.....	99
Gráfica 53 . Expansión - Escenario 3: Caso 4 DSC3_PT_NC	100
Gráfica 54. Matriz de generación eléctrica - Escenario 3	101
Gráfica 55. Generación por recurso vs Costo marginal – Escenario 3: Caso 1 DMC1_PT_NC	105
Gráfica 56. Generación por recurso vs Costo marginal Escenario 3: Caso 2 DMC3_PT_NC	106
Gráfica 57. Generación por recurso vs Costo marginal - Escenario 3: Caso 3 DSC1_PT_NC	110
Gráfica 58. Generación por recurso vs Costo marginal - Escenario 3: Caso 4 DSC3_PT_NC	111
Gráfica 59. Emisiones CO2 - Escenario 3.....	113
Gráfica 60. Balance Energía Firme vs. Demanda Media Esc 3 – caso 1 DMC1_PT_NC.	114
Gráfica 61. Balance Energía Firme vs. Demanda Media Esc 3 – caso 2 DMC3_PT_NC.	115
Gráfica 62. Balance Energía Firme vs. Demanda Superior Esc 3 – caso 3 DSC1_PT_NC.....	116
Gráfica 63. ENFICC - Escenario 3: Caso 4 DSC3_PT_NC	117
Gráfica 64. Comparación escenarios Dda Media	118
Gráfica 65. Comparación escenarios Demanda IC 68 superior	120
Gráfica 66. Resumen de capacidad y Energía en firme asociada a cada escenario al 2039	122

SIGLAS

CAPEX:	Capital Expenditures (Inversiones de Capital)
CLPE:	Contratación de Largo Plazo de Energía
CO2:	Dióxido de Carbono
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CxC:	Cargo por Confiabilidad
CAR:	Curvas de Aversión al Riesgo
ECMWF:	European Centre for Medium-Range Weather Forecasts
ENFICC:	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad
ENS:	Energía No Suministrada
ERA5®:	ECMWF Reanalysis v5
FPO:	Fecha de Puesta en Operación
GD:	Generación Distribuida
GW:	Gigavatio (Mil millones de vatios)
GWh:	Gigavatio-hora (Mil millones de vatios-hora)
IC:	Intervalo de Confianza
IDEAM:	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
kW:	Kilovatio (Mil vatios)
kWh:	Kilovatio-hora (Mil vatios-hora)
MERRA®:	Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications (Análisis Retrospectivo de la Era Moderna para Investigación y Aplicaciones)
MERRA2®:	Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, v2 (Análisis Retrospectivo de la Era Moderna para Investigación y Aplicaciones, versión 2)
MINENERGIA:	Ministerio de Minas y Energía
MBTU:	Mega British Thermal Unit (Millón de BTU – Unidad Térmica Británica)
MPCD:	Mega Pies Cúbicos Diarios (Millones de pies cúbicos al día)
Mt:	Megatonelada (Millón de toneladas)
MW:	Megavatio (Millón de vatios)
MWh:	Megavatio-hora (Millón de vatios-hora)

MUSD:	Mega dólar estadounidense (Millón de dólares estadounidenses)
OEF:	Obligación de Energía Firme
OPEX:	Operating Expenses (Gastos Operativos)
OPTGEN®:	Optimizador de inversión y operación (en la expansión en generación, integrado con SDDP)
PSR:	Planning Systems Research Energy
SDDP®:	Stochastic Dual Dynamic Programming (Programación Dinámica Dual Estocástica)
SIN:	Sistema Interconectado Nacional
TEJ:	Transición Energética Justa
TSL®:	Time Series Lab (Software avanzado de series de tiempo para inferencia y pronóstico)
TW:	Teravatio (Billón de vatios)
TWh:	Teravatio-hora (Billón de vatios-hora)
UPME:	Unidad de Planeación Minero Energética
USD:	Dólar estadounidense
VERE:	Valor Esperado de Racionamiento de Energía
VEREC:	Valor Esperado de Racionamiento de Energía Esperado Condicionado.
XM:	Operador del Sistema Interconectado y Administrador del Mercado de Energía Mayorista de Colombia

Siglas casos de simulación

DMC1	Demanda Media más Colectora 2 con capacidad de 1GW
DMC3	Demanda Media más Colectora 2 con capacidad de 3GW
DSC1	Demanda IC 68 superior más Colectora 2 con capacidad de 1GW
DSC3	Demanda IC 68 superior más Colectora 2 con capacidad de 3GW
DMC1_PT	Demanda Media más Colectora 2 con capacidad de 1GW más prospectiva tecnológica
DMC3_PT	Demanda Media más Colectora 2 con capacidad de 3GW más prospectiva tecnológica
DSC1_PT	Demanda IC 68 superior más Colectora 2 con capacidad de 1GW más prospectiva tecnológica
DSC3_PT	Demanda IC 68 superior más Colectora 2 con capacidad de 1GW más prospectiva tecnológica

DMC1_PT_CN	Demanda Media más Colectora 2 con capacidad de 1GW más prospectiva tecnológica más descarbonización
DMC3_PT_CN	Demanda Media más Colectora 2 con capacidad de 3GW más prospectiva tecnológica más descarbonización
DSC1_PT_CN	Demanda IC 68 superior más Colectora 2 con capacidad de 1GW más prospective tecnológica más descarbonización
DSC3_PT_CN	Demanda IC 68 superior más Colectora 2 con capacidad de 3GW más prospective tecnológica más descarbonización
IC 68 superior	Demanda superior con índice de confianza de 68%, de acuerdo con las proyecciones realizadas por la Upme.

DEFINICIONES

Cargo por Confiabilidad (CxC): “Remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que le fue asignada en una subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces. Esta energía está asociada a la capacidad de generación de respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas.” (CREG, 2025)

Energía Firme para Cargo por Confiabilidad (ENFICC): “Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año.” (CREG, 2025)

Obligación de Energía Firme (OEF): “Vínculo resultante de la subasta o del mecanismo que haga sus veces, que impone a un generador el deber de generar, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad diaria de energía durante el Período de Vigencia de la Obligación, cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez de Activación. Esta cantidad de energía corresponde a la programación de generación horaria resultante del despacho Ideal hasta una cantidad igual a la asignación hecha en la subasta, considerando solamente la demanda doméstica, calculada de acuerdo con lo definido en la resolución CREG 071 de 2006.” (CREG, 2025)

Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o Subasta: “Proceso de negociación de Obligaciones de Energía Firme, con reglas definidas para la formación del precio y asignación de cantidades basada en las ofertas realizadas por los participantes.” (CREG, 2025)

Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE): “Es el racionamiento promedio esperado de energía en un mes determinado y se expresa en (GWh) o en porcentaje de la demanda mensual de energía.” (CREG, 1995)

Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC): “Es el racionamiento promedio de energía de los casos con déficit en un mes determinado y se expresa en (GWh) o en porcentaje de la demanda mensual de energía.” (CREG, 1995)

Introducción

El presente documento expone los lineamientos y resultados del Plan Indicativo de Expansión de la Generación para el periodo 2025-2039, elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Este plan tiene como objetivo principal trazar la ruta para abastecer la demanda de electricidad del país bajo criterios de confiabilidad, viabilidad económica y sostenibilidad ambiental¹.

Enmarcado en la política de Transición Energética Justa (TEJ), el plan busca la sustitución progresiva de la matriz actual por una más limpia y soberana. Para ello, se analizan diversos escenarios de expansión a largo plazo (15 años) mediante procesos de optimización estocástica (herramientas SDDP y OptGen), considerando variables críticas como la hidrología, los precios de combustibles, la entrada de proyectos con compromisos (subastas y expansión fija) y la integración de nuevas tecnologías como la eólica offshore, la geotermia y la energía nuclear.

El análisis evalúa el desempeño del Sistema Interconectado Nacional (SIN) bajo dos proyecciones de demanda (Media e Intervalo de Confianza Superior al 68%) y diferentes configuraciones (Ver Tabla 1), específicamente el ingreso de energía proveniente de recurso eólico en un punto denominado “Colectora 2” (1 GW o 3 GW), para determinar una posible participación óptima de recursos que garantice la seguridad energética del país¹

Los resultados obtenidos reflejan la nueva capacidad por recurso incorporada a la matriz de generación. Además, se presentan los indicadores de confiabilidad, la participación de cada recurso en el abastecimiento de la demanda, el costo marginal y el nivel de emisiones asociadas a la generación con fuentes térmicas.

¹ Ley 143 de 1994, “Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad”, art. 4. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley_0143_1994.htm

Tabla 1. Supuestos de escenarios de simulación

Escenario	Proyección Demanda	Expansión Fija	Portafolio de Proyectos	Prospectiva Tecnológica	Descarbonización	Entrada	
						Colectora 1 (1050 MW)	Colectora 2 (1G o 3G)
Escenario de Referencia	Esc. Med	Si	No	No	No	sep-27	No
	IC Superior 68%						
No. 1. SO + Conex + Colect 2	Esc. Med	Si	Si	No	No	sep-27	1GW Ene - 2036
	IC Superior 68%						3GW Ene - 2036
No. 2. SO + Conex + Colect 2 + Pros. Tec.	Esc. Med	Si	Si	Si	No	sep-27	1GW Ene - 2036
	IC Superior 68%						3GW Ene - 2036
No. 3. SO + Conex + Colect 2 + Descarbonización	Esc. Med	Si	Si	Sí	Si	sep-27	1GW Ene - 2036
	IC Superior 68%						3GW Ene - 2036

Fuente. Elaboración Propia.

En la configuración del modelo de optimización se incorpora la información de los recursos energéticos disponibles, tanto renovables (hídrico, eólico, solar y geotermia) como no renovables (gas, carbón y combustibles líquidos), así como tecnologías de baja emisión como la nuclear. Se consideran los costos de referencia de las tecnologías de generación (CAPEX y OPEX), la proyección de precios de combustibles, la evolución de la demanda de energía y potencia, el desarrollo de proyectos con compromisos (Subastas CxC y CLPE) e iniciativas de nuevos proyectos (Portafolio de Proyectos), además de las políticas y regulaciones vigentes.

El presente documento se estructura en diez capítulos. El Capítulo 1 describe en detalle la metodología aplicada para el planeamiento de la expansión de la generación. El Capítulo 2 presenta la información de entrada, las bases de datos utilizadas y las herramientas computacionales empleadas en el desarrollo de los análisis energéticos. El Capítulo 3 expone los supuestos fundamentales del plan y define las variables operativas y estructurales del sistema consideradas en la modelación. El Capítulo 4 aborda los indicadores de desempeño analizados (confiabilidad, costos marginales de operación, emisiones y energía firme del sistema) como insumo previo a la formulación de escenarios. El Capítulo 5 realiza la revisión de ENFICC. El Capítulo 6 desarrolla el escenario de referencia, mientras que el Capítulo 7 detalla los escenarios de expansión evaluados junto con sus supuestos específicos. En el Capítulo 8 se presenta el análisis comparativo entre escenarios y la interpretación de los resultados. El Capítulo 9 consolida las conclusiones del plan y destaca los hallazgos más relevantes. Finalmente, el Capítulo 10 define las líneas de trabajo previstas para el siguiente ciclo de planificación.

1. LINEAMIENTOS METODOLÓGICOS PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN

Este Plan tiene como principal objetivo proveer información y dar señales sobre la evolución de la matriz de generación de energía eléctrica, de manera que permita abastecer la demanda garantizando un suministro confiable, económico, sostenible y eficiente de electricidad en el país. Para ello, se construyen de forma indicativa, diferentes escenarios de expansión.

A continuación, se describe el proceso metodológico para la elaboración del Plan de Expansión. Al final de esta sección se presenta una gráfica síntesis que resume de manera esquemática las principales etapas del proceso descrito (ver Gráfica 1).

1.1. Recopilación y análisis de información base, parámetros y supuestos de simulación:

Se consolida la información fundamental que servirá como insumo de los análisis, incluyendo:

- I. Infraestructura existente de generación
- II. Proyecciones de demanda de energía y potencia.
- III. Disponibilidad de recursos energéticos y proyección de precios de combustibles.
- IV. Marco regulatorio del sector eléctrico.
- V. Entorno económico y social, entre otros.

1.2. Análisis preliminar de confiabilidad:

Con horizonte de corto plazo (5 años), mediano plazo (10 años) y largo plazo (15 años), este paso incluye:

- I. **Revisión de Energía Firme:** Comparación del balance entre la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) vs la proyección de demanda de energía, a fin de establecer el momento en el cual la demanda de energía supera la ENFICC del sistema.
- II. **Simulación Operativa (Escenario de Referencia):** Simulación estocástica de la operación del sistema de largo plazo (15 años), considerando únicamente el parque de generación existente y los proyectos con compromisos, con el fin de determinar en qué momento se incumplen los indicadores de confiabilidad establecidos en la Resolución CREG 025 de 1995.

1.3. Definición de escenarios:

Se estructuran los escenarios de expansión a partir de:

- I. Proyecciones de demanda eléctrica.
- II. Disponibilidad de recursos energéticos.
- III. Desarrollo y seguimiento de proyectos con compromisos (Cargo por Confiabilidad – CxC, Subastas CLPE).
- IV. Proyectos con concepto de conexión aprobado.
- V. Inclusión de nuevas tecnologías con potencial de desarrollo.

Además, se consideran factores externos como el entorno económico, político, social, ambiental, cambios regulatorios y avances tecnológicos.

1.4. Construcción de escenarios de expansión:

En esta etapa se establece, de manera cronológica, la incorporación de la nueva capacidad de generación que requiere el sistema. El proceso comienza con la identificación de las necesidades en los primeros años del horizonte de planificación y avanza hacia los años posteriores, garantizando en todo momento el cumplimiento de los criterios de confiabilidad en cada fase del desarrollo.

La construcción de escenarios responde a un proceso de optimización que busca minimizar, de manera conjunta, los costos de inversión y operación del sistema. Para ello, se consideran aspectos como:

- I. Portafolio de proyectos disponibles y su factibilidad de entrada en operación.
- II. Disponibilidad de recursos energéticos.
- III. Diversidad tecnológica y complementariedad de recursos.
- IV. Precios proyectados de combustibles.
- V. Costos de inversión (CAPEX) y operación (OPEX) de cada tecnología.

De esta forma, se obtiene una secuencia de expansión que equilibra confiabilidad, costos y sostenibilidad, a lo largo del horizonte de planeación.

1.5. Evaluación de indicadores de confiabilidad:

Cada escenario se somete a la verificación de los indicadores establecidos en la Resolución CREG 025 de 1995

- I. Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE).
- II. Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicional (VEREC).
- III. Número de casos con déficit.

Un escenario de expansión se considera en firme únicamente cuando cumple, de manera simultánea, con los límites definidos para los tres indicadores de confiabilidad. Si alguno de ellos se ubica por fuera de los valores permitidos, el escenario debe ser ajustado, regresando a la etapa “3. Definición de escenarios”.

De esta forma, la matriz de expansión obtenida en la simulación refleja un desarrollo indicativo que permite atender la demanda proyectada, minimizando de manera conjunta los costos de inversión y operación, bajo los criterios de confiabilidad establecidos.

1.6. Análisis de resultados:

Una vez validado el escenario, se realiza el análisis de resultados, que incluye:

- I. Evolución de la matriz de generación.
- II. Cronograma de expansión.
- III. Participación de los diferentes recursos de generación en la atención de la demanda.
- IV. Costo marginal de demanda.
- V. Emisiones de gases de efecto invernadero.

Adicionalmente en los resultados se incluye el balance de Energía Firme vs. proyección de demanda de energía, para cada escenario de expansión. En este ejercicio se integra la Energía Firme de los nuevos proyectos que ingresan al sistema como resultado del proceso de optimización estocástica, y se establece el momento en el que la demanda de energía supera la Energía Firme del sistema.

En la Gráfica 1 se presenta el flujo metodológico del Plan de Expansión de Generación.

Gráfica 1. Flujo metodológico Plan Expansión



Fuente: Elaboración propia.

1.7. Publicación:

Una vez finalizado y documentado el análisis de resultados, se publica la versión oficial del Plan Indicativo de Expansión de la Generación. La publicación constituye el producto final del proceso metodológico y servirá como referencia para el sector eléctrico, reconociendo su carácter indicativo y sujeto a cambios derivados de las condiciones tecnológicas, regulatorias, ambientales y sociales.

Los comentarios y observaciones de los agentes y del público en general son de gran importancia y se tendrán en cuenta dentro del proceso de planeación del Plan.

2 OBTENCIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN BASE

La formulación del Plan Indicativo de Expansión de Generación 2025–2039 parte de la recopilación y análisis de la información necesaria para simular y evaluar escenarios. Estos insumos permiten representar adecuadamente las condiciones de demanda, oferta y costos del sistema eléctrico colombiano y constituyen la base sobre la cual se construyen y evalúan las proyecciones de expansión.

Producto de esta revisión, se consolidan los siguientes supuestos y variables de referencia:

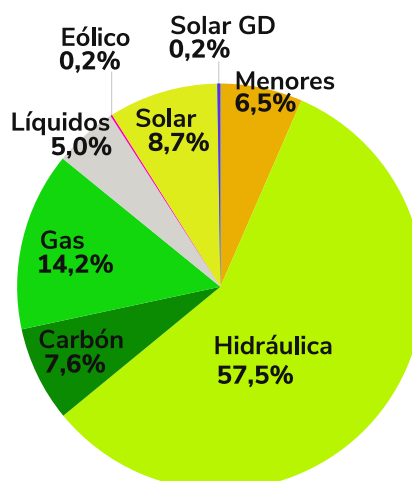
2.1. Configuración y modelamiento del sistema colombiano (estado de referencia):

El modelamiento busca representar el funcionamiento del sistema eléctrico colombiano, integrando tanto las características técnicas de las plantas como la variabilidad de los recursos que las abastecen. Esta representación garantiza que las simulaciones partan de un estado físico y operativo consistente, capturando la estacionalidad hidrológica y la variabilidad de los recursos, de forma que el comportamiento del sistema se asemeje a la realidad. Los insumos, características y configuraciones considerados en este plan incluyen:

I. Sistema de generación colombiano existente. En la Tabla 2 se presenta la capacidad instalada de generación por recurso con corte a 31 de diciembre de 2024.

Tabla 2. Capacidad instalada existente

Recurso/Tipo	Capacidad MW
Menores	1,389
Hidráulica	12,237
Carbón	1,613
Gas	3,027
Líquidos	1,072
Eólico	32
Solar	1,850
Solar GD	52
	21,271



Fuente: Elaboración propia.

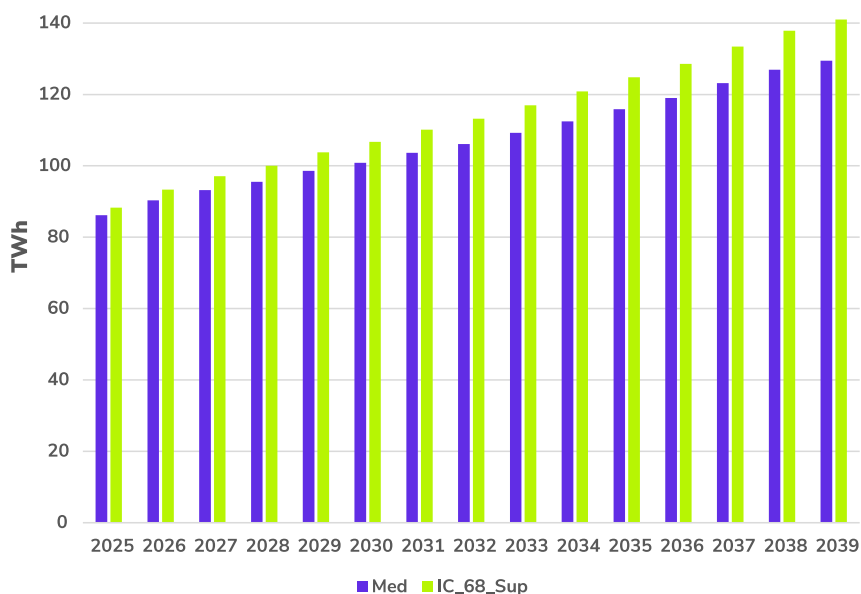
- II. Capacidad instalada en pruebas de acuerdo con el reporte de PARATEC
 - Eólico Onshore: 32 MW
 - Solar fotovoltaica: 616 MW
- III. Características de plantas hidráulicas y térmicas a diciembre de 2024, incluyendo índices de indisponibilidad históricos.
- IV. Características y condiciones de los embalses asociados a las plantas hidroeléctricas y su correspondiente topología.
- V. Mínimos operativos vigentes a diciembre de 2024.
- VI. Series sintéticas de caudales generadas a partir de datos históricos de aportes del período 1960-2024.
- VII. Perfil de recurso eólico estimado desde la base de reanálisis ERA5 para altura de 100 m sobre el suelo, utilizando módulo TSL.
- VIII. Series históricas de radiación y perfil solar proveniente de ERA5 utilizando módulo TSL; y ubicación de estaciones de medición del IDEAM para todas las regiones del país.

2.2. Demanda:

La proyección de demanda de energía y potencia, que incluye un escenario medio y otro con un Intervalo de Confianza (IC) superior al 68%, define el crecimiento esperado del consumo y determina el requerimiento de nueva capacidad, así como su trayectoria temporal.

En la Gráfica 2 se muestra la proyección de la demanda en energía, mientras que en la Gráfica 3 se presenta la proyección de la demanda en potencia. En ambos casos se ilustran los dos escenarios considerados: el escenario medio y el escenario superior con un Intervalo de Confianza (IC) de 68%.

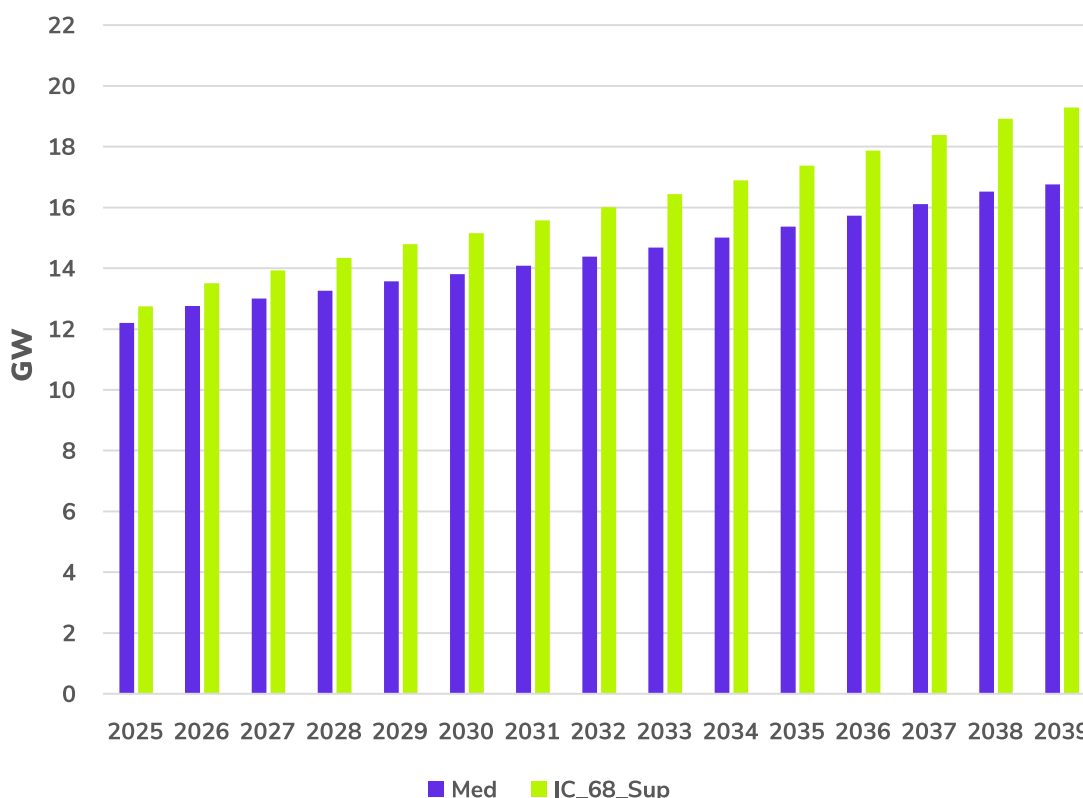
Gráfica 2. Demanda Energía Eléctrica TWh Año – Escenario Medio y IC 68 Superior



Fuente: Elaboración propia a partir de Informe de proyección de demanda ².

² Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima Rev. Dic. 2024 https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_de_proyeccion_de_demanda_de_energia_elctrica_y_potencia_maxima_Rev_dic2024.pdf

Gráfica 3. Demanda Potencia Máxima GW – Escenario Medio y IC 68 Superior



Fuente: Elaboración propia a partir de Informe de proyección de demanda ³.

2.3. Mapeo hora-bloque:

La representación de la curva diaria de demanda se realiza mediante una segmentación en seis bloques horarios. Este esquema reduce la dimensionalidad del problema al tiempo que conserva los momentos críticos de consumo y su alineación temporal con los periodos de generación renovable variable. Esta aproximación es fundamental para que el modelo capture de forma simplificada, pero precisa, la forma intra-diaria de la demanda. De esta manera, se valora adecuadamente el aporte de tecnologías con perfiles de generación distintos, como la solar (cuya generación coincide con los bloques 3 y 4) o las térmicas de punta, que son esenciales para suplir los bloques de máxima demanda (bloques 1 y 2).

La asignación de cada bloque se realiza en función de patrones de consumo y momentos clave del día:

- **Bloque 1:** corresponde a la hora de mayor demanda mensual (pico de potencia). Tiene una duración de una hora.
- **Bloque 3:** representa la hora de mayor demanda dentro del periodo solar. También dura una hora.

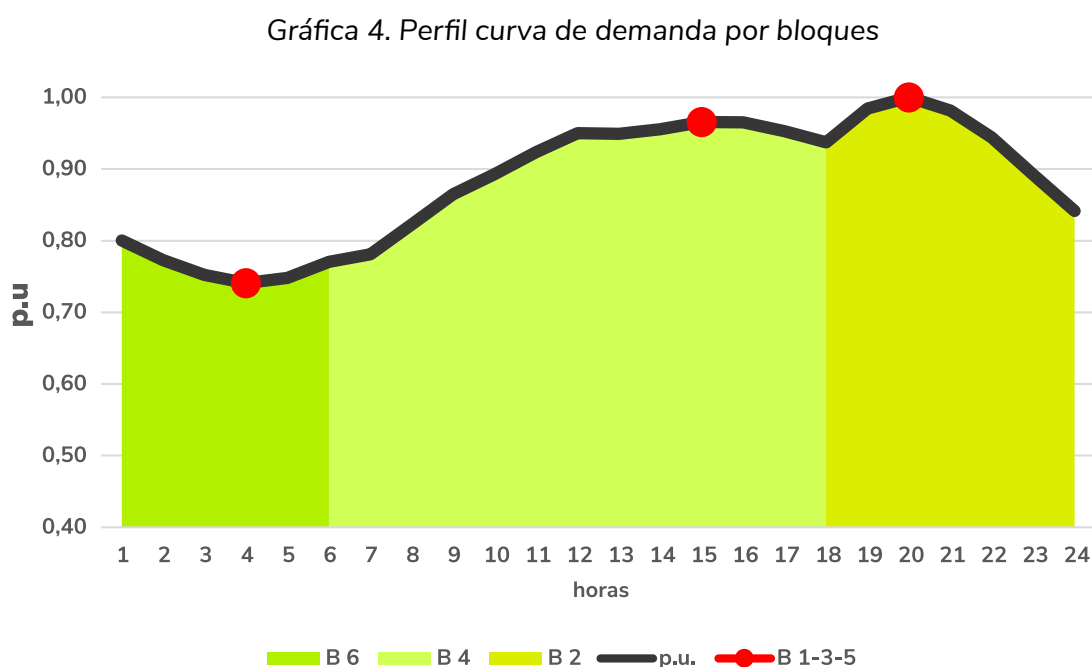
³ Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima Rev. Dic. 2024 https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_de_proyeccion_de_demanda_de_energia_electrica_y_potencia_maxima_Rev_dic2024.pdf

- **Bloque 5:** identifica la hora de menor demanda mensual. Su duración es de una hora. Normalmente esta hora se encuentra en las horas de la madrugada.

Los bloques restantes agrupan periodos horarios continuos:

- **Bloque 2:** Agrupa las horas nocturnas, desde la hora 18 hasta la 24, con una duración de 7 horas.
- **Bloque 4:** Corresponde al periodo solar y es el de mayor duración, con 12 horas continuas (de la hora 6 a la 18).
- **Bloque 6:** Cubre las primeras 5 horas del día, desde la hora 1 hasta la 6.

Esta segmentación permite capturar tanto los momentos críticos de demanda como los periodos típicos de generación renovable o comportamiento del consumo. La distribución horaria por bloque se presenta en la Gráfica 4 y en la Tabla 3 se presentan el número de horas por bloque por mes.



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3. Número de horas por bloque y por mes.

	Número de horas x bloque						
Días x mes	1	2	3	4	5	6	Total
28	1	167	1	335	1	167	672
30	1	179	1	359	1	179	720
31	1	185	1	371	1	185	744

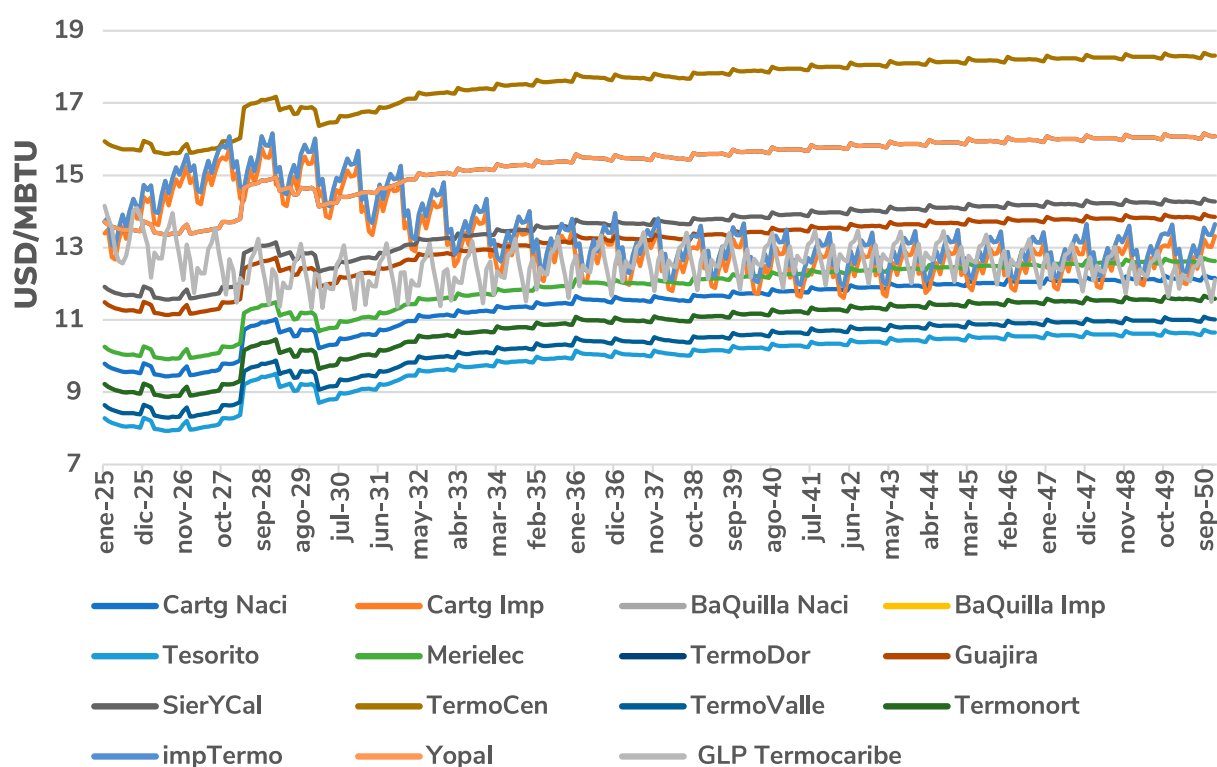
Fuente: Elaboración propia.

2.4. Precios de combustibles:

La proyección de precios de gas natural, GLP, carbón y combustibles líquidos (en USD/MBTU) constituye un insumo clave para estimar los costos variables de la generación térmica, sin considerar limitaciones de suministro. Estas proyecciones forman la base del costo variable de operación y condicionan el despacho esperado de las plantas térmicas, lo que permite valorar el efecto de la volatilidad de los precios internacionales en la operación futura del sistema. La incorporación de estas series es fundamental para estimar los costos de operación en los distintos escenarios y evaluar su impacto en la secuencia óptima de expansión del sistema.

Las proyecciones utilizadas corresponden al documento “Proyección de Precios de los Energéticos 2024 – 2050”⁴, presentado por la UPME en el año 2025, y constituyen la actualización más reciente disponible al inicio de la construcción del Plan de Expansión de Generación. En la Gráfica 5, Gráfica 6, Gráfica 7 se presentan las trayectorias proyectadas de precios en USD/MBTU para gas natural y GLP, combustibles líquidos y carbón, respectivamente.

Gráfica 5. Proyección de precios de Gas Natural y GLP

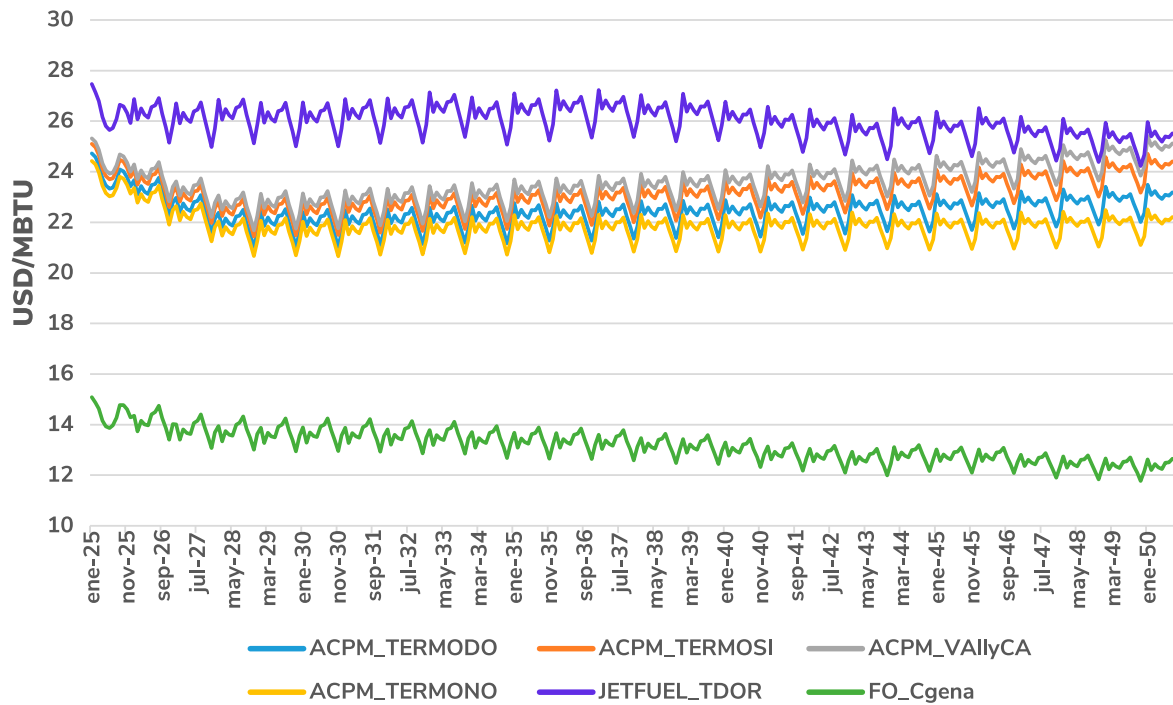


Fuente: Elaboración Propia ⁵.

⁴ Proyección de Precios de los Energéticos 2024 – 2050 https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Planeacion-energetica/Documentos/Proyeccion_de_precios_03042025_VF.pdf

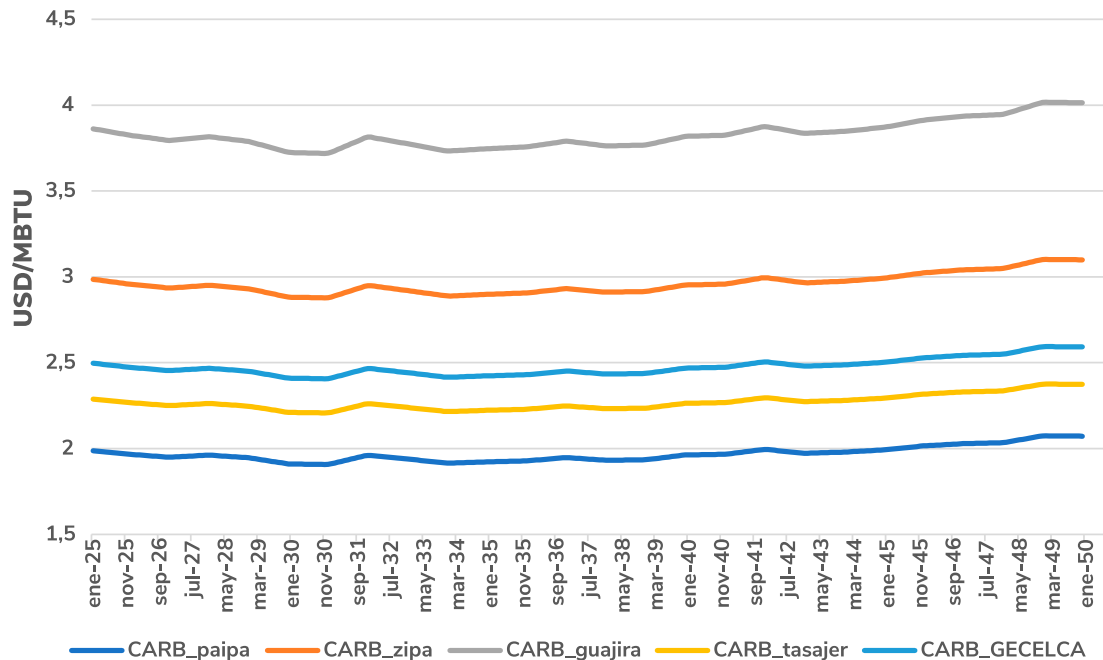
⁵ Proyección de Precios de los Energéticos 2024 – 2050 https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Planeacion-energetica/Documentos/Proyeccion_de_precios_03042025_VF.pdf

Gráfica 6. Proyección de precios de combustibles líquidos



Fuente: Elaboración Propia⁶.

Gráfica 7. Proyección de precios de Carbón



Fuente: Elaboración Propia⁷.

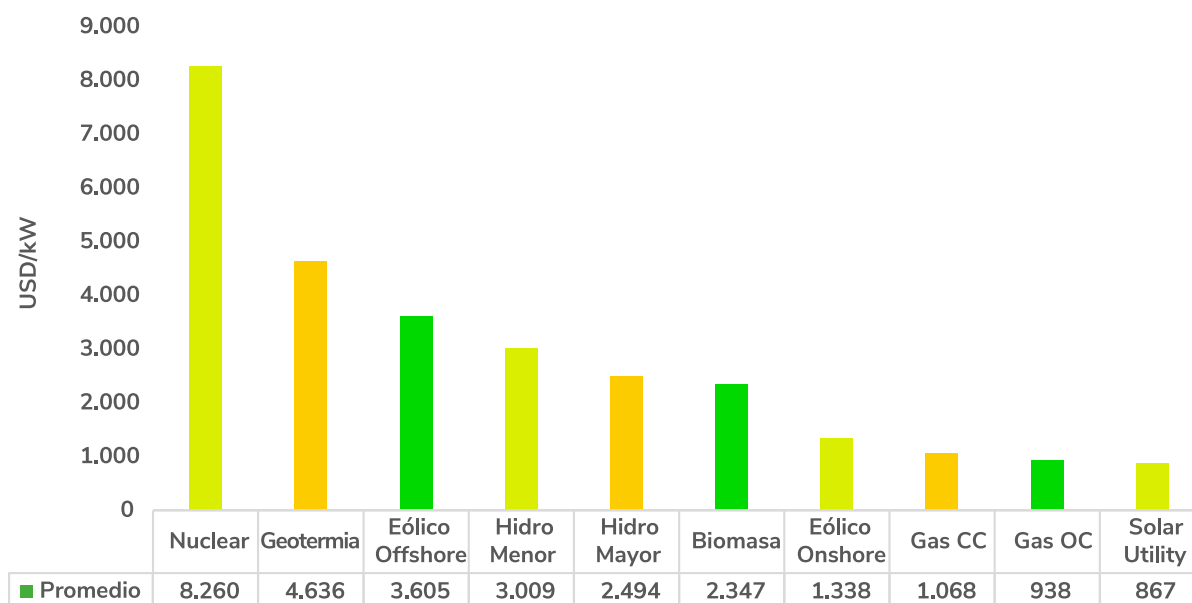
⁶ Proyección de Precios de los Energéticos 2024 – 2050 https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Planeacion-energetica/Documentos/Proyeccion_de_precios_03042025_VF.pdf

⁷ Proyección de Precios de los Energéticos 2024 – 2050 https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Planeacion-energetica/Documentos/Proyeccion_de_precios_03042025_VF.pdf

2.5. Costos de inversión (CAPEX):

Los costos de inversión por tecnología, contruidos a partir de reportes de costos realizados por Wood Mackenzie y el Catálogo Tecnológico Colombiano Tecnologías de generación y almacenamiento de energía ⁸ permiten estimar la viabilidad económica de nuevas adiciones de capacidad. Este insumo es fundamental para la simulación, ya que el costo de entrada condiciona la competitividad relativa entre las distintas alternativas tecnológicas. De esta forma, el modelo de expansión puede comparar las opciones disponibles en términos de costo-eficiencia y determinar el momento óptimo de incorporación de cada tecnología, en función de los supuestos de precios, demanda y fecha de disponibilidad. La Gráfica 8 muestra los CAPEX por tecnología utilizados en el modelado.

Gráfica 8. Costo de inversión por Tecnología (CAPEX)



Fuente: Elaboración propia a partir de catálogos.

2.6. Expansión Fija:

En la Tabla 4, se relaciona la capacidad por tipo de fuente de generación definida como expansión fija y que será incorporada en todos los escenarios desarrollados en el presente Plan en las fechas indicadas.

Los 1,200 MW de capacidad hidroeléctrica corresponden a la segunda etapa del proyecto Hidroituango. Por otro lado, también se considera dentro de la expansión fija 1,050 MW eólicos onshore asociados al proyecto Colectora 1. Por último, los 4,547 MW solares corresponden a proyectos con obligaciones derivadas de las subastas del Cargo por Confiabilidad (CxC).

⁸ Catálogo Tecnológico Colombiano Tecnologías de generación y almacenamiento de energía <https://minenergia.gov.co/documents/13276/Catalogo-Tecnologico-Colombiano-tecnologias-generacion-almacenamiento-energia-ES.pdf>

Tabla 4. Cronograma expansión fija por recurso

Recurso / Tipo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total MW
Hidráulica			1,200				1,200
Eólico On			549	201	300		1,050
Solar	213	1,769	2,315			250	4,547
							6,797

Fuente: Elaboración propia.⁹

2.7. Generación distribuida (GD):

Asimismo, se contempla la incorporación de generación solar distribuida (GD), conforme a la Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima 2024-2038 – revisión diciembre de 2024¹⁰. Esta adición asciende a un total de 6,088 MW, los cuales se integran de manera progresiva, tal como se ilustra en la Tabla 5.

Tabla 5. Cronograma incorporación Generación Solar Distribuida

Año	Capacidad MW
2025	301
2026	382
2027	468
2028	515
2029	562
2030	571
2031	556
2032	498
2033	502
2034	421
2035	372
2036	378
2037	320
2038	243
	6,088

Fuente: Elaboración propia a partir de Informe de proyección de demanda.

⁹ Para los proyectos eólicos Windpeshi (200 MW), Alpha (212 MW) y Beta (280 MW), dada su incertidumbre actual no se consideran en la Tabla 4, sin embargo, dentro del portafolio de proyectos se define el supuesto de establecer un intervalo de su desarrollo de cinco años a partir del año 2028.

¹⁰ Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima Rev. Dic. 2024 https://docs.upme.gov.co/Demanda-yEficiencia/Documents/Informe_de_proyeccion_de_demanda_de_energia_electrica_y_potencia_maxima_Rev_dic2024.pdf

Por lo tanto, la expansión fija representa un total de 12,885 MW, considerando los proyectos con compromisos, los proyectos definidos como fijos y la incorporación de generación distribuida.

2.8. Cronograma salida de operación de plantas térmicas

La Tabla 6 presenta el cronograma de retiro de las plantas térmicas consideradas en esta versión del Plan. La adopción de este supuesto, que aplica para todos los escenarios desarrollados, se fundamenta en lineamientos de política pública sobre la salida gradual de las plantas térmicas a carbón de la matriz de generación y en información sobre el estado de las obligaciones de energía firme asignadas con corte a diciembre de 2024. Por lo tanto, este supuesto se formula exclusivamente con el fin de analizar el impacto que causaría en el sistema la salida de estas plantas térmicas, sin que esto implique una decisión real o confirmada por parte de los agentes.

Tabla 6. Cronograma salida de operación

Recurso	Nombre	Fecha Salida	Capacidad MW
Gas	Termoyopal 2	1/12/2027	28
Líquidos	Cartagena 1	1/12/2027	52
Líquidos	Cartagena 2	1/12/2027	60
Carbón	Guajira 1	1/12/2028	145
Carbón	Guajira 2	1/12/2028	130
TOTAL			415

Fuente: Elaboración propia.

3. PARÁMETROS CONFIGURADOS PARA SIMULACIÓN DE ESCENARIOS

En la presente versión del Plan, se mantiene el supuesto de que el Sistema Interconectado Nacional, SIN, opera como un solo nodo. Esto implica que tanto la inyección de energía como su consumo se consideran independientes del punto físico o geográfico en el que se realicen. Bajo este planteamiento, la red eléctrica y los efectos derivados de su configuración y operación no son contemplados en estos análisis.

Para el desarrollo de las simulaciones energéticas de la operación y expansión del sistema de generación se emplearon las herramientas especializadas SDDP versión 17.3.12 y Optgen versión 8.2.0. Ambas herramientas actúan de forma complementaria: su integración permite determinar la expansión óptima del parque de generación que minimiza los costos de inversión y operación en cada uno de los escenarios analizados. Este proceso de optimización se realiza conforme a las variables, restricciones y supuestos definidos para cada caso. Para mayor detalle, consultar el Anexo 1.

Los principales parámetros establecidos son:

- Horizonte de estudio: 15 años (2025 – 2039), 180 etapas mensuales.
- Se considera la Proyección de demanda Eléctrica publicada por la UPME en diciembre de 2024, específicamente el escenario de demanda media y el escenario superior con Intervalo de Confianza (IC) de 68%.
- Simulación de 100 series sintéticas de caudales generadas mediante un modelo de estimación Periódico Auto Regresivo (PAR), a partir de los datos históricos de aportes hídricos durante el período 1960-2024.
- Series históricas de velocidad del viento estimadas de la base de reanálisis ERA5 para el periodo 1980 – 2021, procesadas con el módulo TSL.
- Series históricas de radiación solar en estaciones de medición del IDEAM y las series inferidas proveniente de la base de reanálisis ERA5 para el periodo 1980 -2021, procesadas con el módulo TSL.
- Decisión de inversión de nuevos proyectos (OptGen): anual
- Energía No Suministrada (ENS): segmento 100%, costo 3,514.43 USD/MWh.
- Penalización Curva CAR y Volumen de Alerta automática en SDDP (1.1 x Costo de Operación de la Térmica más costosa).
- Penalización de Volumen Mínimo automática en SDDP (1.1 x Costo de la ENS).
- **Política Operativa:** Es la estrategia de despacho de la generación (especialmente para sistemas hidroeléctricos) que minimiza el costo operativo esperado a lo largo del tiempo, considerando la variabilidad e incertidumbre de los flujos de agua y la demanda futura. Se trata de la decisión óptima de qué centrales deben generar y a qué nivel, para cumplir con la demanda, minimizando los costos y la probabilidad de no cumplir el servicio. Para esto, se establecen los siguientes parámetros (ver Tabla 7):

Tabla 7. Parámetros política operativa

Parámetro	Valor
Escenarios Forward	100
Escenarios Backward	30
Mínimo de Iteraciones	1
Máximo de Iteraciones	30

Fuente: Elaboración propia.

- **Simulación Operativa:** Se refiere a la representación de cómo operarán las centrales eléctricas en el sistema (incluyendo las fuentes de combustible y la generación de las plantas) a lo largo del horizonte de estudio en los 100 escenarios forward definidos.

Adicionalmente, la creciente diversificación de la matriz de generación hace necesario analizar las interacciones entre los distintos tipos de recursos energéticos. Este análisis busca identificar patrones de comportamiento, así como su variabilidad tanto en el espacio (distribución geográfica) como en el tiempo.

Dado el aumento de proyectos solares y eólicos, es crucial analizar su interacción espacio-temporal con el componente hídrico, que sigue siendo mayoritario en la matriz. Para este fin, se utiliza el módulo Time Series Lab (TSL) de PSR, el cual funciona de manera complementaria al SDDP y permite el procesamiento de información de bases de reanálisis como MERRA2 o ERA5.

Para el modelado del recurso solar, se toma como referencia la información histórica de mediciones realizadas por el IDEAM, seleccionando una estación representativa por área. Esta selección se basó en los parámetros de temperatura promedio y de altura sobre el nivel del mar. Asimismo, la información histórica de mediciones se emplea para verificar la coherencia de la información inferida reportada en las bases de análisis (ver Tabla 8).

Tabla 8. Estaciones de referencia radiación solar por área

Área	Estación IDEAM	Latitud	Longitud	Altura (msnm)
GCM	Fedearroz Valledupar	10.46	-73.25	184
Atlántico	Aeropuerto Ernesto Cortissoz	10.88	-74.77	14
Bolívar	Carmen de Bolívar	9.63	-75.1	190
Cordoba_Sucre	Unisucre	9.2	-75.39	221
NorteSantander	Universidad Fco de Paula Santander	7.9	-72.49	311
Antioquia_Chocó	Metro	6.33	-75.55	1456
Santander_Arauca	Vizcaina - La Lizama	6.98	-73.705	129
Boyacá_Casanare	La Capilla	5.08	-73.43	1917
CQR	Armenia	4.53	-75.69	1458
Bogotá_Cundinamarca	Tibaitata	4.69	-74.21	2593
Meta_Guaviare	ICA Villavicencio	4.14	-73.63	444
Valle	Univalle	3.38	-76.53	992
THC	La Plata	2.33	-75.83	2114
Cauca	Inza	2.55	-76.06	1896
Nariño_Putumayo	Viento libre	1.62	-77.34	1005

Fuente: IDEAM.

Posteriormente, con la información de ubicación por área de los proyectos solares fotovoltaicos se asoció el recurso solar estimado en TSL consultando la base de reanálisis ERA5. Este agrupamiento indicado en la Gráfica 9, se realizó principalmente para disminuir los requerimientos de procesamiento y los tiempos de simulación debido al gran número de proyectos solares considerados.

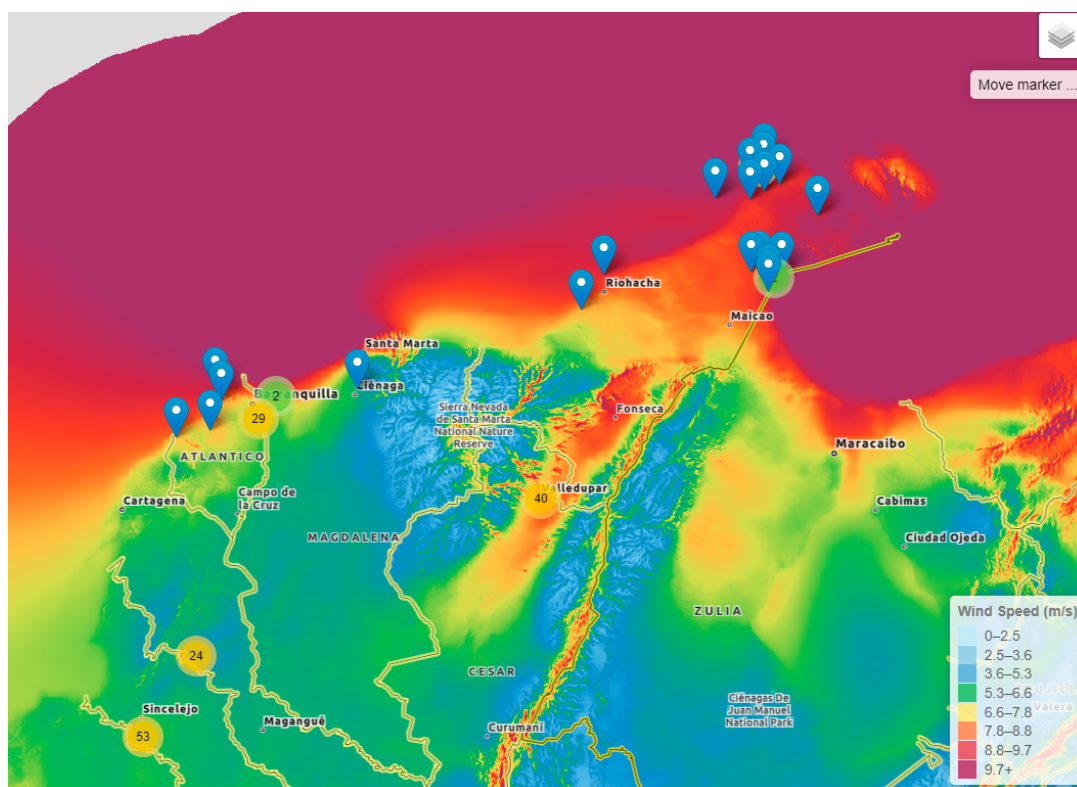
Gráfica 9. Agrupación del recurso solar por áreas



Fuente: TSL y ERA5

Por otro lado, para análisis de recurso eólico dado que la información de mediciones históricas tiene menor cobertura por el número de estaciones disponibles y que la velocidad del viento tiene mayor variación espacial, se tomaron las series de reanálisis disponibles en la base ERA5 y se ubicó cada proyecto de generación en un área aproximada teniendo en cuenta información secundaria. En la Gráfica 10 se muestra la velocidad promedio del viento para una altura de 100m y la ubicación general de los proyectos eólicos considerados en el Plan.

Gráfica 10. Velocidad del viento a 100m de altura



Fuente: TSL y ERA5

Una vez modelados los proyectos fotovoltaicos y eólicos junto con la respectiva información de recurso, se establecen las correlaciones con las series hídricas, de manera que, estas correlaciones, se mantengan en los escenarios proyectados y permitan identificar la complementariedad entre los recursos renovables (agua, sol, viento). Por ejemplo, en los meses de octubre que hay mayor aporte hídrico, se evidencia menor aporte eólico y solar, mientras que en otros meses como enero y febrero que corresponden a periodo de menores lluvias, la radiación solar y la velocidad del viento presentan mejor comportamiento energético.

4. INDICADORES DE CONFIABILIDAD

De acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 025 de 1995¹¹, el planeamiento energético del largo plazo incorpora unos indicadores para evaluar la confiabilidad del sistema. Estos indicadores son el VERE, el VEREC y el Número de casos con déficit. En la Tabla 9 se describe cada uno de estos indicadores, proporcionando información sobre su objetivo y aplicación en el contexto del planeamiento.

Tabla 9. Descripción de los indicadores VERE, VEREC y Número de casos con déficit

Indicador	Qué mide / Definición básica
VERE -Valor Esperado de Racionamiento de Energía-	Es el racionamiento promedio de energía esperado en un mes determinado, es decir, la cantidad de energía que se podría dejar de suministrar bajo condiciones normales de operación probabilísticas. Se expresa en unidades de energía (por ejemplo, GWh) o como porcentaje de la demanda mensual.
VEREC -Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado-	Es el valor esperado de racionamiento en aquellos casos en los que ya existe un déficit, es decir condicionado a que haya déficit. Es decir, se estima el racionamiento promedio dado que se presenta un déficit es decir sólo considera el número de casos con déficit y como porcentaje de la demanda mensual de ese mes.
n -Número de casos con déficit-	Se refiere al número de situaciones (por ejemplo, meses) durante el horizonte de estudio en los que hay déficit de oferta respecto a la demanda, es decir, en los que efectivamente se requiere racionamiento.

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 025 de 1995.

Por otro lado, la Tabla 10 presenta la formulación matemática correspondiente a cada indicador, así como los límites establecidos que determinan el cumplimiento o incumplimiento de estos.

Tabla 10. Indicadores de Confiabilidad: expresión matemática y límites

INDICADOR	EXPRESIÓN MATEMÁTICA	LÍMITE
VERE	$VERE = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{Energía\ mensual\ racionada_i}{n}}{Demanda\ Nacional\ de\ Energía_{mes}}$ n= número de casos	<1.5% Demanda Nacional de Energía _{mes}
VEREC	$VEREC = \frac{\sum_{i=1}^m \frac{Energía\ mensual\ racionada_i}{m}}{Demanda\ Nacional\ de\ Energía_{mes}}$ m = número de casos con déficit	<3% Demanda Nacional de Energía _{mes}
% máximo del número de casos con déficit	m	$\frac{m}{n} < 5 \%$

Fuente: UPME.

¹¹ Establece el “Código de Redes” como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia. Incluye varios subcódigos (Planeamiento del Sistema de Transmisión, Conexión, Operación, Medida) que definen criterios técnicos para confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico.

5. REVISIÓN DE LA ENFICC

En este apartado se presenta una descripción general de la comparación entre la estimación de la ENFICC del sistema y la proyección de demanda. Debe aclararse que la expansión resultante de los escenarios del Plan de Expansión de Generación no tiene como propósito principal aportar la Energía Firme necesaria para cubrir completamente la demanda en todo momento, por lo tanto, no necesariamente la energía firme debe igualar o superar la demanda en cada periodo.

- Para la simulación de todos los escenarios se utiliza una base de información unificada, esto garantiza la coherencia de los supuestos y parámetros de entrada, mostrados en la sección *Obtención y análisis de información base* y en la sección *Parámetros configurados para simulación de escenarios*.
- Para la energía en firme, se utiliza la información disponible oficialmente más reciente publicada por XM en septiembre de 2025¹².

La Energía Firme empleada, incluye tanto los proyectos actualmente en operación, como los futuros definidos, además de los recursos No Despachados Centralmente (NDC) que poseen contratos vigentes, para los proyectos de la expansión de cada escenario, es calculada según la Ecuación (1) y utilizando los coeficientes de la Tabla 11.

Es importante resaltar que la entrada en operación de la segunda etapa de Hidroituango (1,200 MW) no representa un aumento en la Energía Firme, ya que la ENFICC total de la planta está asociada a la primera etapa (también de 1,200 MW), la cual ya se encuentra contabilizada como existente.

A continuación, se describe la metodología de estimación empleada para la ENFICC de los escenarios de expansión. Esta consiste en aplicar los coeficientes definidos en la siguiente ecuación:

$$ENFICC = CEN \times \mu_i \times 24h \times 365d \quad (1)$$

Donde:

ENFICC:	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad [GWh día]
CEN:	Capacidad Efectiva Neta de la Tecnología [GW]
μ:	Factor de ENFICC
i:	Tecnología considerada
h:	Hora
d:	Días

¹² <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/informacion-verificacion-enficc>

Los factores de ENFICC utilizados se presentan en la Tabla 11.

Tabla 11. Factor de ENFICC

Tecnología	Factor μ
Hidráulica Filo de Agua	0.15
Térmica a gas	0.90
Eólica OnShore	0.14
Eólica OffShore	0.35
Solar	0.13
Geotermia	0.9

Fuente: Elaboración propia.

Los valores mostrados corresponden a promedios estimados con base en la información del reporte de la ENFICC verificada y el análisis de datos históricos de las series de recursos (eólico, solar, hidráulico, entre otros) disponibles en la Unidad y se aplican para los proyectos resultantes en los escenarios de expansión.

6 ESCENARIO DE REFERENCIA

Como parte del análisis de confiabilidad del sistema, se construye el Escenario de referencia. Este escenario evalúa el desempeño del sistema bajo el supuesto de no incorporar nueva capacidad de generación más allá de la definida como expansión fija (Tabla 4) y la generación solar distribuida (Tabla 5), constituyéndose en la línea base frente a la cual se contrastan los escenarios de expansión.

El objetivo de este ejercicio es, por un lado, analizar la confiabilidad del sistema y determinar, si es el caso, el momento en el tiempo en que se incumplen los indicadores de confiabilidad, a medida que evoluciona la demanda y se mantiene constante la generación del sistema.

Por otro lado, ofrecer un punto de referencia para otras variables como el costo marginal de demanda, la participación de los diferentes recursos de generación en el abastecimiento de la demanda y el nivel de emisiones de CO₂, en comparación con los escenarios de expansión, permitiendo dimensionar los beneficios y costos asociados a las decisiones de incorporar nueva capacidad de generación.

En este sentido, el Escenario de referencia resulta esencial para evaluar el comportamiento del sistema bajo el supuesto de no añadir nueva capacidad, ni proyectar la necesidad de futuras adiciones.

6.1. Capacidad instalada

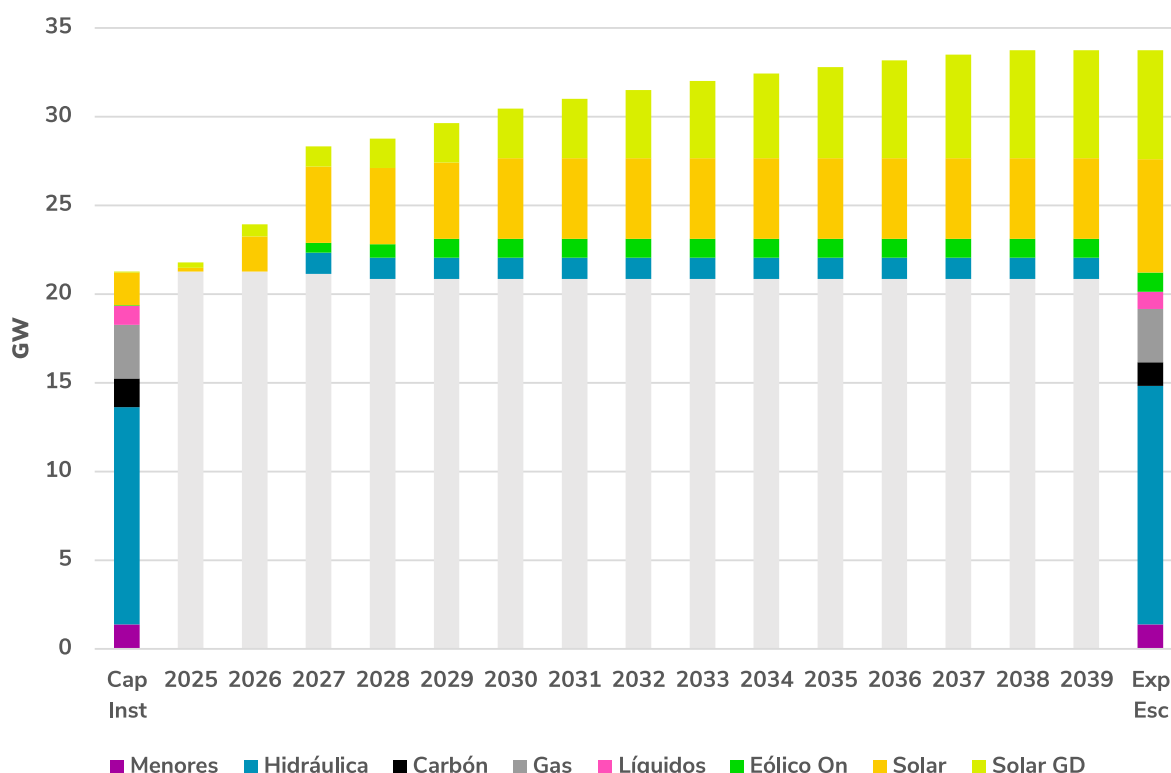
La Gráfica 11 presenta la evolución anual de la matriz de generación para el periodo del plan de expansión 2025–2039. El análisis parte de la capacidad instalada existente en 2025, equivalente a 21,271 MW (ver Tabla 2), la cual se mantiene a lo largo del horizonte, salvo por los retiros programados de las plantas térmicas en los años señalados en la Tabla 6, reducciones que se reflejan en la gráfica.

A esta base se suma la expansión fija, que incorpora de manera progresiva 6,797 MW de nueva capacidad conforme al cronograma y a los proyectos listados en la Tabla 4. Asimismo, se consideran 6,088 MW de generación solar distribuida, los cuales se adicionan según las fechas de entrada previstas en la Tabla 5.

En total, la nueva capacidad de generación suma 12,885 MW, lo que representa un incremento del 61% en comparación con la capacidad existente.

Al final de período de estudio, la matriz de generación alcanza una capacidad instalada de 33,741 MW. La distribución porcentual de los diferentes recursos que componen la matriz de generación muestra que, para este escenario, el recurso solar (solar con compromisos y generación distribuida) alcanza una participación del 37.2%, siendo el segundo recurso en participación por detrás del recurso hidroeléctrico que, con la entrada de la segunda fase de Hidroituango (1,200 MW), presenta una participación del 39.8%. Con una participación del 3.2% el recurso eólico se ubica por debajo de las plantas menores (PCH y menores térmicas) que tienen una participación del 4.1%. Finalmente, los recursos térmicos (gas, carbón, líquidos) tienen una participación del 15.7%.

Gráfica 11. Expansión - Escenario de referencia



Fuente: Elaboración propia

De manera complementaria, la Tabla 12 presenta el cronograma detallado de incorporación de capacidad por tipo de recurso y las salidas de operación de las plantas térmicas, conforme a lo expuesto previamente.

Tabla 12. Cronograma de expansión - Escenario de referencia

Recurso/ Tipo	Exist MW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	Tot Esc MW
Menores	1,389															1,389
Hidráulica	12,237			1,200												13,437
Carbón	1,613				-275*											1,338
Gas	3,027			-28*												2,999
Líquidos	1,072			-112*												960
Eólico	32			549	201	300										1,082
Solar	1,850	213	1,769	2,315			250									6,397
Solar GD	52	301	382	468	515	562	571	556	498	502	421	372	378	320	243	6,139
	21,271															33,741

*Retiro de las plantas térmicas (ver Tabla 6).

Fuente: Elaboración propia.

Considerando esta evolución de la capacidad instalada de la matriz de generación, se realizarán las simulaciones estocásticas del escenario de referencia para los casos con demanda media y de demanda correspondiente al límite superior del intervalo de confianza (IC) del 68 %, y se evaluarán los resultados de confiabilidad y desempeño del escenario.

6.2. Indicadores de confiabilidad

A continuación, se presentan los resultados obtenidos del cálculo de los indicadores de confiabilidad VERE, VEREC y Número de Casos, aplicados a las simulaciones realizadas para el escenario de referencia para los dos casos de demanda considerados: la demanda media y la demanda con un Intervalo de Confianza (IC) superior del 68%.

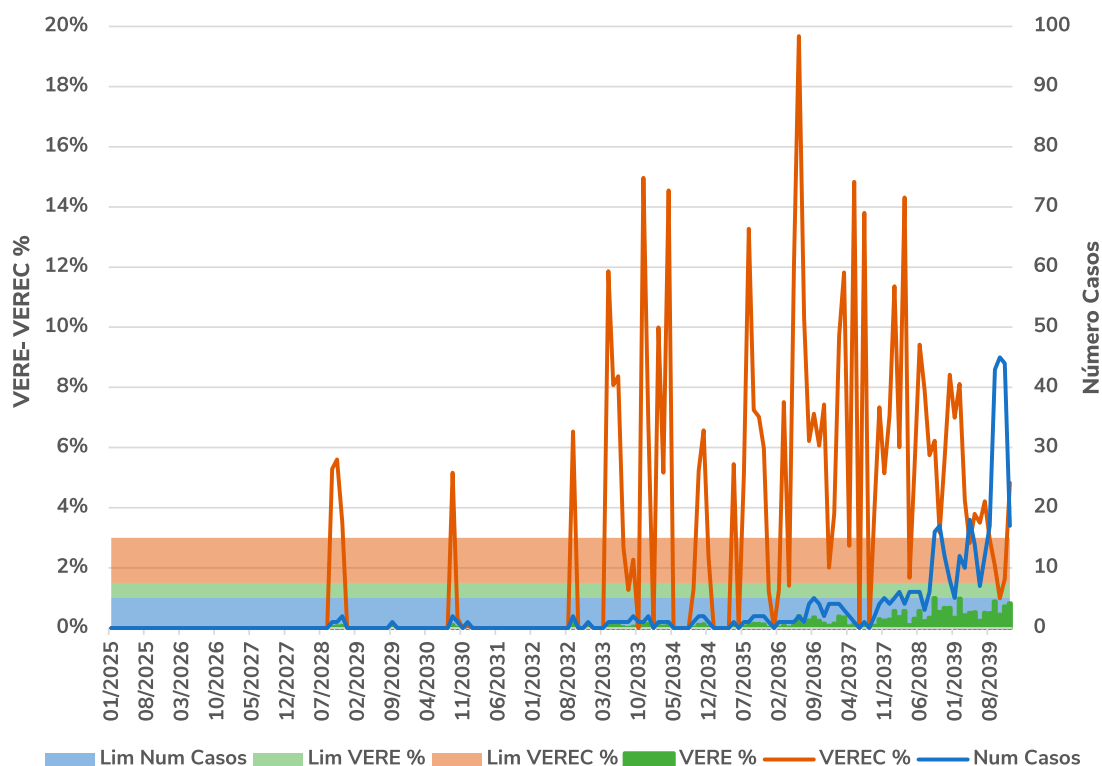
En la Gráfica 12, se agrupan los resultados del cálculo de los indicadores para la simulación del escenario de referencia con demanda media. El indicador VEREC presenta su primer incumplimiento en el año 2028, extendiéndose durante tres meses consecutivos: septiembre, octubre y noviembre. En septiembre, la demanda no atendida es de 423 GWh-mes, 458.4 GWh-mes en octubre y 143.1 GWh-mes en noviembre, lo que representa un 5.3%, 5.6% y 3.5% del total de la demanda del mes respectivamente.

Los incumplimientos detectados en los meses de septiembre y octubre se producen en la serie 52, mientras que el de noviembre tiene lugar en la serie 42, recordando que en este plan se han llevado a cabo simulaciones estocásticas mediante el modelo SDDP, con una configuración de cien (100) series forward para todos los escenarios desarrollados.

En cuanto al indicador Número de Casos, el primer incumplimiento se produce en el mes de febrero de 2038, en seis (11, 27, 46, 56, 57 y 75) de las 100 series forward simuladas.

Por último, es importante señalar que el indicador VERE no se incumple en ningún mes a lo largo del horizonte de análisis considerado.

Gráfica 12. Indicadores VERE - VEREC - Num Casos - Esc Ref Dda Media



Fuente: Elaboración propia

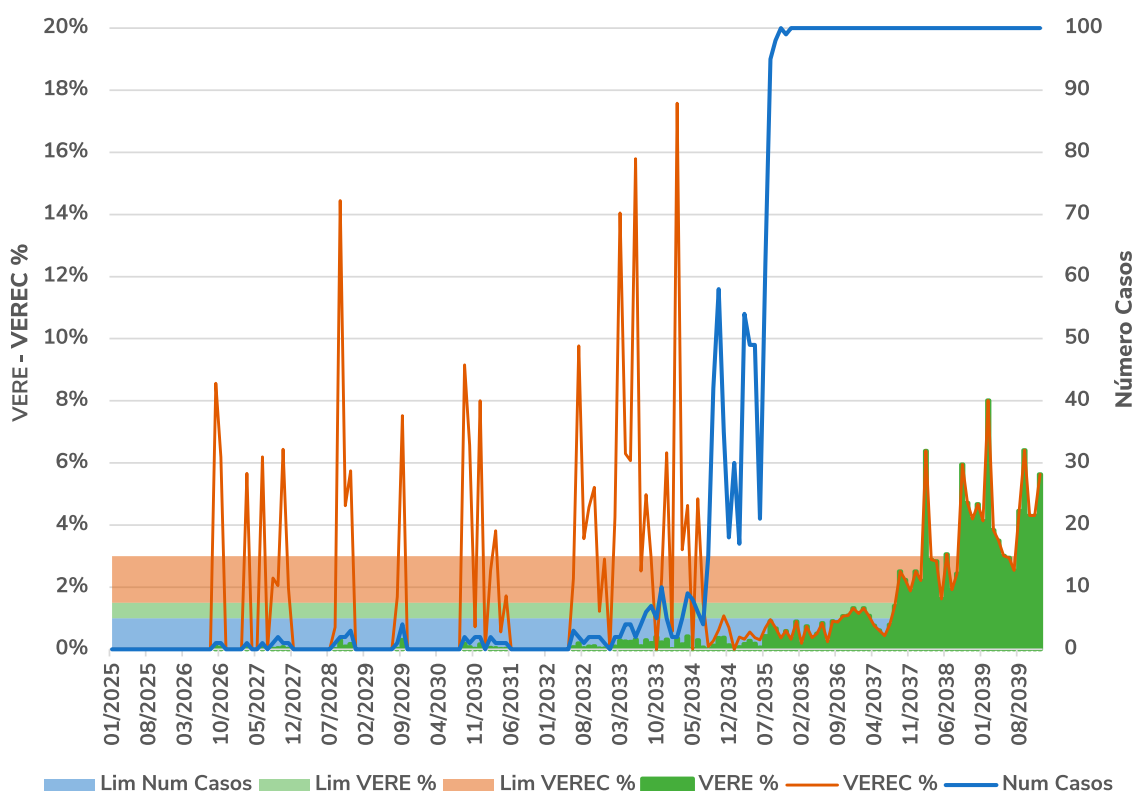
En la Gráfica 13, se presentan los resultados del cálculo de los indicadores para la simulación del escenario de referencia con la demanda Intervalo de Confianza (IC) superior del 68%. Para esta demanda, que es superior a la demanda media, el primer incumplimiento se presenta en el año 2026, durante los meses de septiembre y octubre, con valores de demanda no atendida de 668 GWh mes (8.6%) y 499 GWh mes (6.2%), respectivamente. Ambos incumplimientos se presentan en la serie 49 (1 de 100 series forward simuladas).

El indicador Número de Casos presenta el primer incumplimiento con siete casos en el mes de septiembre de 2033, correspondientes a las series 22, 34, 56, 63, 64, 70, 75.

A partir del mes de diciembre de 2035 y hasta diciembre de 2039 (final del horizonte de estudio) este indicador se incumple en las cien (100) series estocásticas de cada etapa (mes) que presenta déficit.

También es de resaltar que cuando el indicador Número de casos es igual al número de series estocásticas simuladas (100 para este plan), los indicadores VERE y VEREC se igualan de acuerdo con la expresión definida para cada uno de los indicadores.

Gráfica 13. Indicadores VERE - VEREC - Num Casos - Esc Ref Dda IC 68 superior



Fuente: Elaboración propia

6.3. Generación, costo marginal

Acorde con los resultados obtenidos del cálculo de los indicadores de confiabilidad, se observa que la expansión definida para el escenario de referencia (Tabla 12), resulta insuficiente para asegurar la confiabilidad del sistema eléctrico a lo largo del horizonte de estudio.

6.3.1. Escenario de referencia Demanda Media- DM

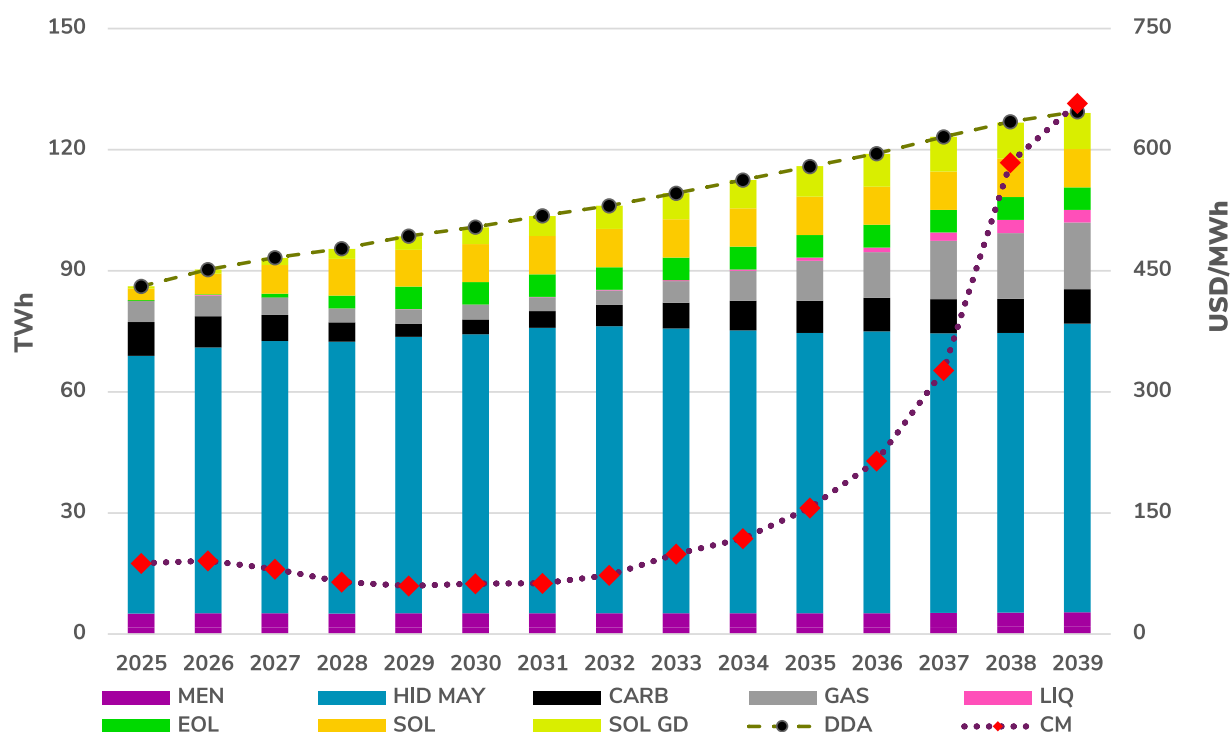
En este apartado se presentan los resultados obtenidos sobre el desempeño del escenario para los dos casos de demanda considerados: demanda media en la Gráfica 14. y Tabla 13. y la demanda Intervalo de Confianza (IC) superior del 68% en la Gráfica 15 y Tabla 14.

Los datos presentados en ambas gráficas incluyen la generación por recurso (TWh) y el costo marginal (USD/MWh), calculados como valores promedio anual a partir de las simulaciones estocásticas realizadas con los casos de demanda mencionados.

A continuación, se detallan los siguientes resultados sobre el desempeño del escenario para el caso de la proyección de demanda media:

- En el período comprendido entre 2025 y 2030, la incorporación de la capacidad de generación eólica y solar definidas en la Tabla 4 y Tabla 5, respectivamente causa un aumento en la contribución de estas fuentes en la atención de la demanda. Específicamente, la participación conjunta de la generación eólica y solar pasa del 4.2% al inicio del período hasta alcanzar un 19% en el año 2030. Posteriormente, a partir del año 2031 y hasta el final del horizonte de estudio, la participación de estas fuentes se sitúa en un valor promedio del 19.4%.
- El desempeño de la generación térmica muestra dos tendencias diferenciadas. Entre 2025 y 2030, el crecimiento de la capacidad eólica y solar causa una tendencia decreciente en la participación de las fuentes térmicas (gas, carbón, líquidos) en la atención de la demanda, reduciéndose del 15.8% en 2025 al 7.3% en 2030.
- Sin embargo, a partir de 2031 y hasta 2039, se produce un cambio de tendencia con un crecimiento sostenido de la generación térmica. En este período, la participación térmica aumenta progresivamente, pasando del 7.4% en 2031 al 21.8% en 2039.
- A lo largo del horizonte de estudio, la generación hidroeléctrica mayor se mantiene como la principal fuente en la cobertura de la demanda eléctrica, fluctuando entre el 74% y 55%, con una participación promedio anual del 65%.
- Por otro lado, la generación menor hidroeléctrica y térmica, muestra una tendencia decreciente en su participación en la cobertura de la demanda. Este comportamiento se debe, fundamentalmente, a que estas fuentes no registran incrementos en su capacidad instalada y, por lo tanto, ante el crecimiento proyectado de la demanda, su participación disminuye del 5.9% al inicio del horizonte hasta el 4.1% en el año 2039.
- En el período 2025-2030, el costo marginal de demanda presenta una tendencia decreciente, con una reducción del 28.6%. Este comportamiento es consecuente con el desempeño observado de las fuentes renovables y térmicas durante este período.
- Sin embargo, en el período 2031 – 2039, la tendencia del costo marginal cambia y se vuelve creciente. Este aumento se explica principalmente por el incremento de la generación térmica, las penalizaciones asociadas al incumplimiento de las restricciones definidas en las plantas hidroeléctricas y el costo de la demanda no atendida. Todo esto causa un incremento del 680% en el costo marginal durante este período.

Gráfica 14. Generación por recurso vs Costo marginal Esc Referencia Dda Media



Fuente: Elaboración propia

Tabla 13. Resultados - Esc Referencia - DM

AÑO	HID MAY	CARB	GAS	LIQ	MEN	EOL	SOL	SOL GD	DDA	CM
2025	63.80	8.42	5.16	0.04	5.09	0.21	2.91	0.51	86.14	87.45
2026	65.83	7.76	5.13	0.11	5.14	0.21	5.09	1.07	90.34	90.79
2027	67.49	6.44	4.31	0.06	5.12	0.91	7.15	1.75	93.23	80.23
2028	67.37	4.76	3.38	0.04	5.07	3.18	9.13	2.56	95.49	64.62
2029	68.48	3.33	3.49	0.04	5.16	5.61	9.14	3.32	98.57	59.56
2030	69.13	3.71	3.53	0.09	5.18	5.61	9.46	4.14	100.85	62.41
2031	70.68	4.18	3.45	0.04	5.18	5.68	9.47	4.95	103.63	62.70
2032	71.06	5.26	3.68	0.11	5.19	5.64	9.49	5.69	106.12	72.81
2033	70.53	6.44	5.28	0.23	5.17	5.66	9.50	6.43	109.24	99.25
2034	70.09	7.29	7.44	0.36	5.17	5.62	9.48	7.03	112.48	118.16
2035	69.43	7.98	9.87	0.78	5.14	5.63	9.48	7.56	115.87	156.28
2036	69.85	8.24	11.36	1.16	5.18	5.62	9.47	8.12	119.00	214.63
2037	69.22	8.46	14.46	2.06	5.26	5.62	9.50	8.60	123.18	326.68
2038	69.29	8.56	16.28	3.26	5.38	5.63	9.58	8.96	126.94	584.11
2039	71.59	8.53	16.58	3.11	5.49	5.68	9.49	8.98	129.45	657.50

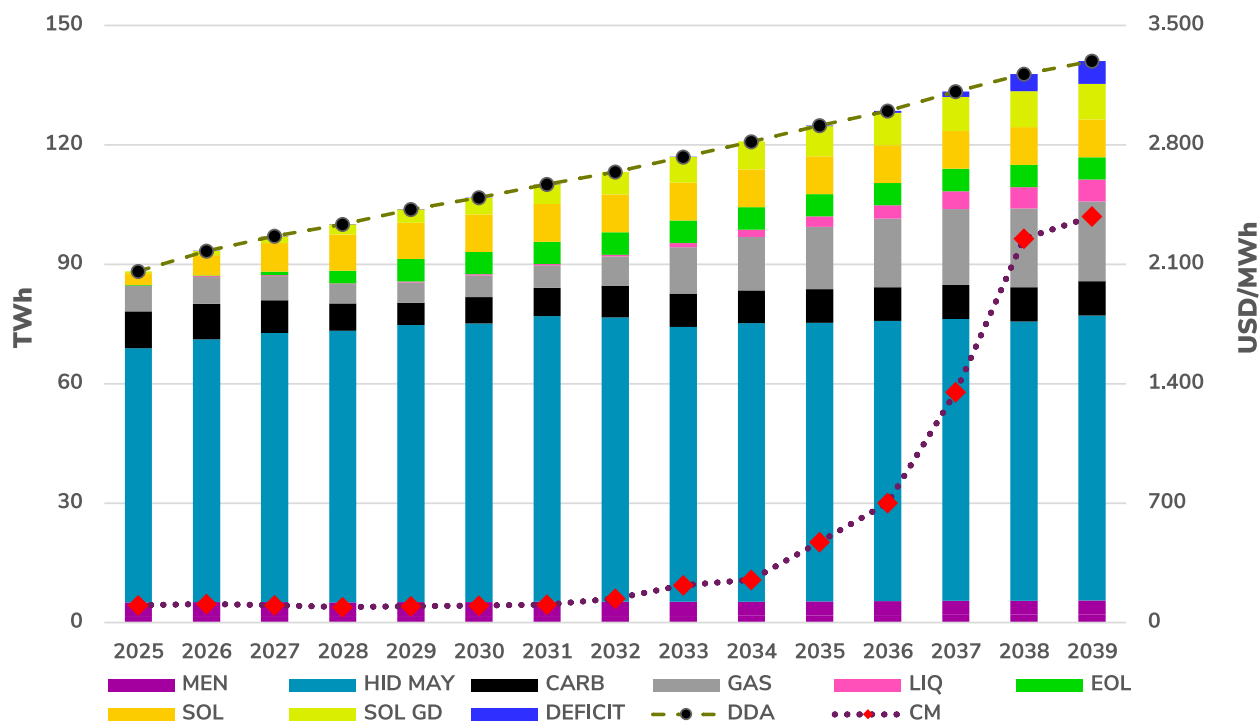
Fuente: Elaboración propia.

6.3.2. Escenario de referencia Demanda IC 68% Superior

En la Gráfica 15, se presentan los resultados de la simulación de la operación del sistema utilizando la proyección de demanda IC Superior 68%, considerando la incorporación de la capacidad instalada indicada en la Tabla 4 y Tabla 5.

- En este caso se evidencia un incremento significativo en la generación con fuentes térmicas respecto al escenario de demanda media. Concretamente, la generación térmica aumenta en un 38.6%, lo que impacta en su participación en la cobertura de la demanda eléctrica.
- Durante el período comprendido entre 2025 y 2029, la participación de las fuentes térmicas en la atención de la demanda presenta una tendencia descendente, partiendo de un 17.8% al inicio del período y disminuyendo hasta el 10.6% en 2029. A partir de 2030 y hasta 2039 la participación térmica crece del 11.6% en 2030 hasta el 25.3% en 2039.
- En contraste con la evolución observada de la generación térmica, la participación conjunta de la generación eólica y solar presenta una disminución en comparación con el escenario de demanda media.
- En particular, la participación de estas fuentes en la atención de la demanda se sitúa en el 4.1% al inicio del horizonte de análisis, alcanzando un máximo del 18.5% en 2033. A partir de este punto, la participación de la generación eólica y solar disminuye hasta un 17.1% en el año 2039.
- Este comportamiento se explica por el hecho de que tanto la generación eólica como la solar registran el mismo crecimiento en su capacidad instalada en los dos escenarios de demanda considerados. Como resultado, la producción de energía proveniente de estas fuentes se mantiene similar en los dos escenarios. Por lo tanto, en el escenario de mayor demanda, el peso relativo de la generación eólica solar disminuye, ya que su aporte representa una proporción menor respecto al total de la demanda a cubrir.
- De forma paralela a lo observado con la generación eólica y solar, tanto la generación hidroeléctrica mayor, como la generación menor (hidroeléctrica y térmica) también presentan una disminución en su participación en la cobertura de la demanda eléctrica. Este comportamiento responde a las mismas razones expuestas para la generación eólica y solar.
- Así, la participación de la generación hidroeléctrica mayor comienza en un 72.3% en el año 2025 y disminuye hasta el 50.7% en 2039, con un valor promedio anual del 61.6%. Por otro lado, la participación de la generación menor disminuye desde el 5.8% al inicio del horizonte de estudio hasta alcanzar el 3.9% en 2039.
- A lo largo del horizonte de estudio, se observa que el costo marginal de demanda de este escenario se mantiene por encima del costo marginal registrado en el escenario de demanda media. Esta diferencia se debe, principalmente, al aumento en la participación de las fuentes térmicas, así como al incremento de los casos de demanda no atendida y a las penalizaciones asociadas al uso intensivo del recurso hídrico.
- En el año 2025, el costo marginal en este escenario supera en un 16.8% al observado en el escenario de demanda media. Esta diferencia se amplía de forma progresiva a lo largo del período analizado, hasta alcanzar un máximo del 262% en el año 2039.

Gráfica 15. Generación por recurso vs Costo marginal Esc Referencia Dda IC 68 superior



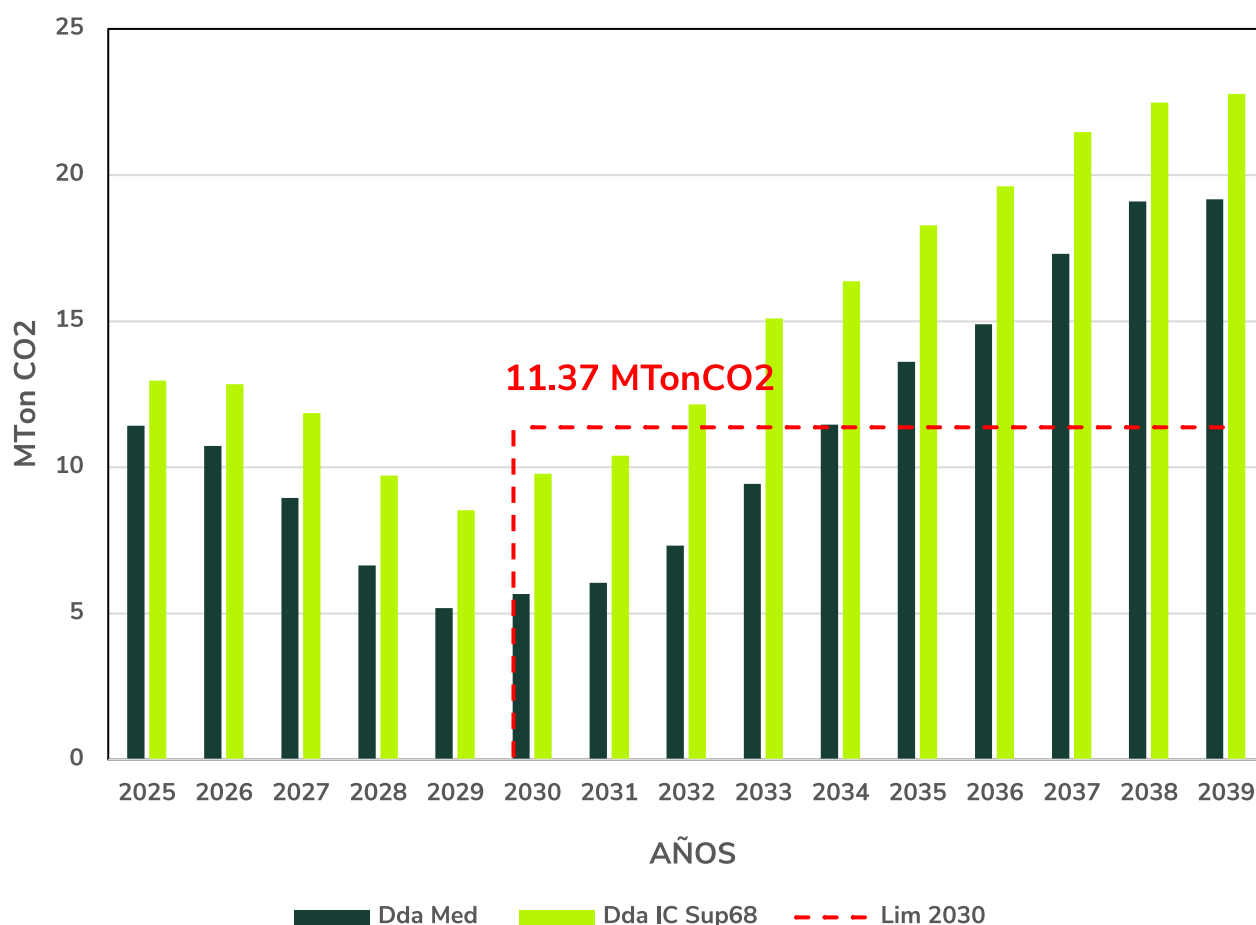
Fuente: UPME

6.4. Emisiones

En la Gráfica 16, se presenta el resultado del cálculo de las emisiones de CO₂ para los dos casos de demanda considerados: demanda media - DM y demanda superior 68 - DS. Estos resultados están directamente relacionados con el tiempo de operación de las plantas térmicas de acuerdo con el tipo de combustible utilizado. La línea punteada roja indica el compromiso de Colombia frente a la meta de emisiones de CO₂ para el año 2030, que para el sector de energía eléctrica del país se definió en 11.37 Mt CO₂.

De acuerdo con los resultados obtenidos, se observa que, para los dos casos de demanda, las emisiones promedio anual del año 2030 están por debajo de la meta propuesta. Con el crecimiento de la generación a partir de los recursos térmicos también crecen las emisiones producidas por estos recursos, de forma tal que para el caso de demanda media y demanda superior 68 se sobrepasa el límite de emisiones en los años 2035 y 2032 respectivamente.

Gráfica 16. Emisiones CO2 - Escenario de Referencia

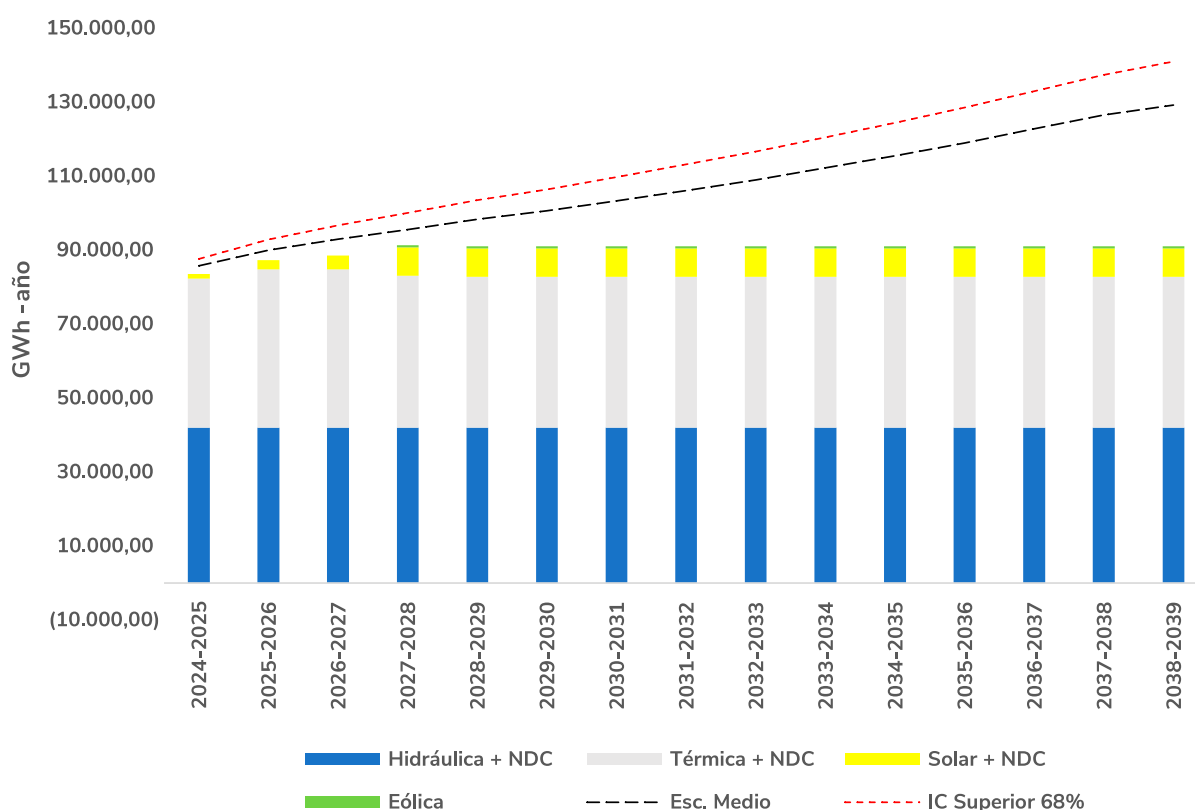


Fuente: UPME

6.5. Revisión de balance energía firme

En la Gráfica 17, se presenta el resultado del balance entre la proyección de demanda y la ENFICC para el Escenario de referencia “Simulación Operativa”.

Gráfica 17. Balance Energía Firme vs. Demanda



Fuente: UPME, Base de Datos XM (septiembre 2025).

Como se indicó anteriormente, se busca establecer si la ENFICC logra cubrir completamente la demanda, en este caso no se logra en ningún periodo en ninguno de los dos escenarios de demanda analizados. En el escenario de demanda media, la cobertura de ENFICC alcanza aproximadamente el 97% de la demanda durante el primer periodo (2024–2025), mientras que en el escenario IC Superior 68 en el escenario de demanda superior llega al 95%. Para el periodo 2028–2029, la cobertura disminuye hasta 92.6% en el escenario de demanda media y hasta 88% en el escenario IC Superior 68.

El crecimiento de la ENFICC en los años posteriores se explica principalmente por la incorporación de tecnologías solares y eólicas. La participación de la energía solar aumenta de 1.5% en 2024–2025 a 8.38% a partir de 2028–2029 y en adelante, mientras que la energía eólica, inexistente en 2024–2025, alcanza una participación de 0.68% desde 2028–2029.

En el periodo 2024–2025, la ENFICC estimada asciende a 83,598.53 GWh/año, compuesta principalmente por recursos hidráulicos (50.25%), térmicos (48.20%) y solares (1.55%). Se observa que en el periodo de planeamiento de no existir nuevos proyectos no se logrará un cruce donde la ENFICC iguale o supere la demanda.

7. ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

La construcción de escenarios de expansión constituye una herramienta fundamental para la planeación energética, pues permite explorar diferentes rutas de desarrollo frente a la incertidumbre asociada a la evolución de la demanda, la incorporación de nuevos proyectos y los cambios tecnológicos y regulatorios.

Este análisis facilita la identificación temprana de riesgos, revela oportunidades para optimizar la expansión de la generación y brinda insumos relevantes para la toma de decisiones de política energética, dar señales hacia la regulación y a las decisiones de inversión en el sector, asegurando que el crecimiento de la matriz energética sea consistente con los objetivos de eficiencia, diversificación y descarbonización del país.

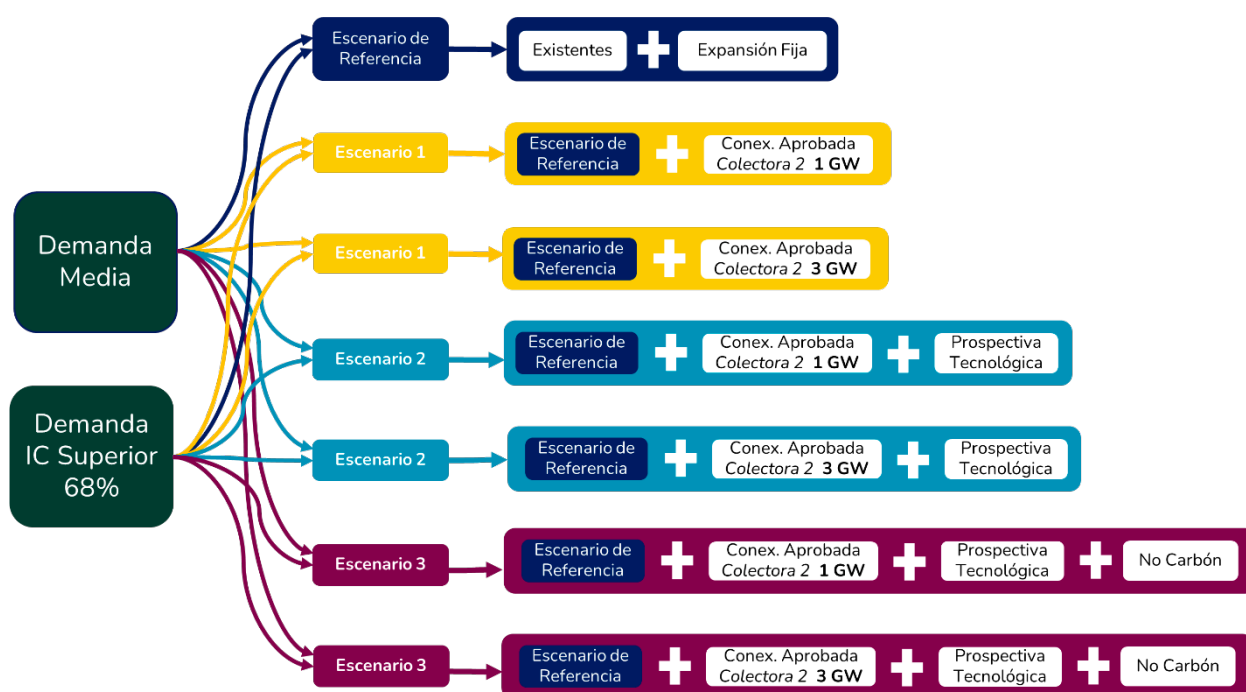
En este sentido, los escenarios no solo permiten evaluar la suficiencia del sistema bajo supuestos de referencia, sino también analizar su desempeño ante cambios en variables críticas como la demanda de energía eléctrica, los precios de combustibles, la disponibilidad de recursos renovables. Con ello, se fortalecen las capacidades de anticipación y resiliencia del sistema eléctrico nacional, garantizando una transición energética ordenada y confiable.

La Gráfica 18 resume la estructura general de los escenarios considerados en el Plan de Expansión presente, contruidos a partir de distintos supuestos de demanda y combinaciones de elementos del sistema.

A partir de un escenario de referencia, que contempla la capacidad existente (Tabla 2) y la expansión fija (Tabla 4), se definen tres escenarios alternativos que incorporan progresivamente conexiones aprobadas de la Colectora 2, supuestos de prospectiva tecnológica y restricciones asociadas al retiro del carbón.

Cada escenario se evalúa bajo dos condiciones de demanda (demanda media y una demanda con condición de Intervalo de Confianza (IC) superior al 68%), con el fin de analizar el comportamiento del sistema frente a distintos niveles de crecimiento y transformación.

Gráfica 18. Escenarios de expansión desarrollados



Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente, en todos los escenarios se consideran los siguientes elementos:

- I. La proyección de precios de combustibles (Gráfica 5, Gráfica 6 y Gráfica 7).
- II. Series históricas de disponibilidad de recursos hidroeléctrico, eólico y solar.
- III. Cronograma de salida de operación de plantas térmicas (Tabla 6).
- IV. Capacidad disponible por tipo de recurso, para selección e instalación de conformidad con el proceso de optimización del modelo OptGen y dependiendo de cada escenario.

El detalle de los supuestos, alcances y resultados de cada escenario se presentará a continuación en las siguientes secciones.

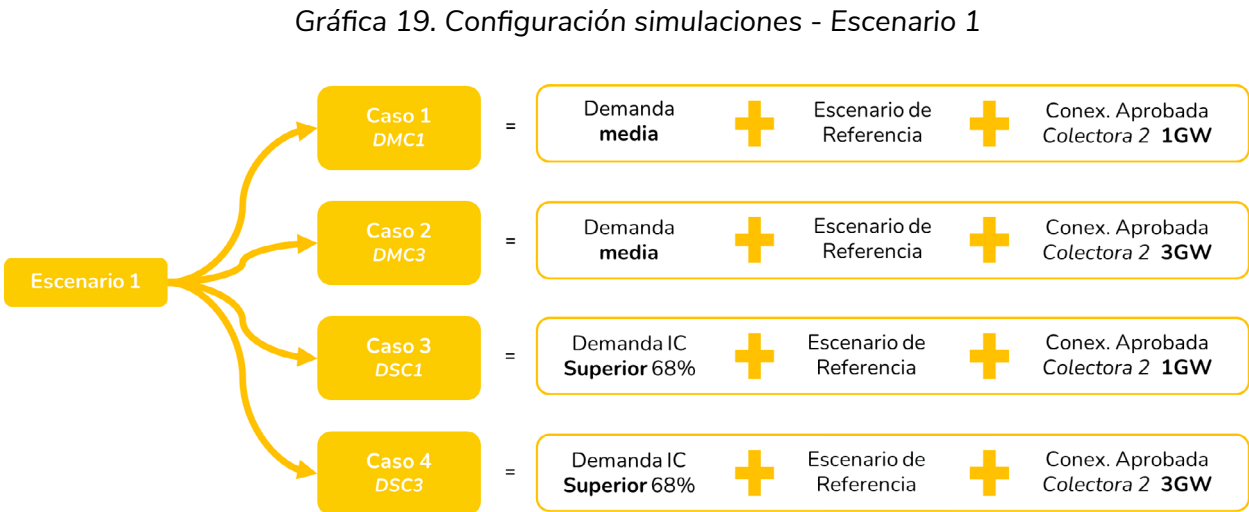
7.1. Escenario 1: Proyectos con conexión aprobada

El Escenario 1 analiza la evolución del sistema de generación considerando exclusivamente la capacidad de los proyectos de generación que, a la fecha de corte de diciembre de 2024, contaban con concepto de conexión aprobado por la UPME.

El análisis tiene como objetivo determinar si dicha capacidad es suficiente para garantizar el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad, así como evaluar la entrada parcial o total del proyecto Colectora 2 sobre la suficiencia de generación frente a la demanda proyectada y su impacto en los costos de inversión y operación del sistema.

7.1.1. Casos de simulación

Para el Escenario 1, se definen en la Gráfica 19 cuatro casos de simulación estocástica con sus respectivos detalles relevantes:



Fuente: Elaboración propia.

Así, los principales supuestos y elementos para cada caso se describen a continuación:

- I. Proyección de la demanda media para los casos 1 y 2, y demanda superior con un intervalo de confianza (IC) mayor al 68% para los casos 3 y 4. (Gráfica 2 y Gráfica 3).
- II. Escenario de referencia, compuesto por la capacidad instalada existente (Tabla 2), la expansión fija (Tabla 4) y la generación solar distribuida (Tabla 5).
- III. Se consideran dos niveles de capacidad disponible asociados al proyecto de transmisión Colectora 2: 1 GW para los casos 1 y 3, y 3 GW para los casos 2 y 4.

7.1.2. Capacidad instalada

A continuación, se presenta un análisis de la expansión fija, la capacidad disponible y la capacidad instalada por recurso para el Escenario 1.

7.1.2.1. Capacidad por tipo de recurso

En la Tabla 14 se agrupa la expansión fija y la capacidad por tipo de recurso considerada para este escenario.

En la cual se presenta en la columna “Expansión Fija” la nueva capacidad a incorporar a la matriz de generación acorde a los plazos indicados en la Tabla 4 y la Tabla 5. Cabe resaltar que la entrada de estos 12,885 MW ya está considerada en la matriz de generación, por tal motivo esta capacidad no hace parte del proceso de optimización de la inversión que se realiza con el modelo OPTGEN.

Por otro lado, en la columna “Capacidad Disponible Escenario 1” de la Tabla 14, se relaciona la capacidad de los recursos con conexión aprobada a diciembre de 2024. Para el recurso eólico presentado, se considera el proyecto “Colectora 2” que se divide en dos niveles de avance del proyecto: como primera parte, una capacidad de 1GW y en segunda parte, una capacidad de 3 GW disponibles a partir del año 2036.

Tabla 14. Capacidad disponible - Escenario 1

Recurso/Tipo	Expansión Fija	Capacidad Disponible Escenario 1		
		Colectora 2 1GW	Colectora 2 3GW	Año Inicio Disponibilidad
Menores	0	335	335	2025
Hidráulica	1,200	0	0	2032
Gas	0	530	530	2027
Eólico Onshore	1,050	2,245	4,245	2026
Solar	4,547	7,918	7,918	2025
Solar GD	6,088	0	0	2025
Total [MW]	12,885	11,028	13,028	

Fuente: Elaboración propia.

De igual forma, en este escenario también se considera la salida de plantas térmicas de acuerdo con las fechas reportadas en la Tabla 6.

7.1.2.2. Comparación de capacidad para los casos 1 DMC1 y 2 DMC3

A continuación, se presenta un análisis comparativo entre la capacidad disponible y la capacidad instalada por recurso resultante de las simulaciones de los casos 1 DMC1 y caso 2 DMC3 correspondientes con la demanda media y la disponibilidad eólicas asociados al proyecto Colectora 2 con capacidad de 1GW y 3GW respectivamente.

De los resultados presentados en la Tabla 15, se destacan los siguientes aspectos:

- Para el caso 1 DMC1 de una disponibilidad de 1GW en Colectora 2, se incorporaron 10,028 MW que representan el 91% de la capacidad disponible. En el caso 2 DMC3 donde la disponibilidad en Colectora 2 es de 3GW, la capacidad instalada fue de 11,445 MW que equivalen al 88% de la capacidad disponible. Estos resultados muestran que se logra aprovechar un porcentaje elevado de la capacidad disponible.
- Como principal recurso disponible, los resultados muestran un alto porcentaje de capacidad instalada del recurso solar, con el 91.4% y 84% para el caso 1 DMC1 y el caso 2 DMC3, respectivamente. Esto también evidencia que, con los supuestos definidos y en el escenario de demanda media, la capacidad solar que requiere el sistema durante el horizonte de análisis estaría cubierta con la capacidad solar definida en la expansión fija (compromisos) y la capacidad solar disponible (conexión aprobada).
- Por su parte, tanto el gas como la energía eólica se instalaron en su totalidad, alcanzando el 100% de la capacidad disponible de cada uno de estos recursos.
- Las plantas menores presentan el menor crecimiento entre los recursos disponibles con el porcentaje de capacidad instalada con el 5%.

Tabla 15. Capacidad Disponible vs Capacidad Instalada - Escenario 1 Demanda Media

Recurso/Tipo	Capacidad disponible		Capacidad instalada	
	Colectora 2 1GW	Colectora 2 3GW	Colectora 2 1GW	Colectora 2 3GW
Menores	335	335	17	21
Gas	530	530	530	530
Eólico Onshore	2,245	4,245	2,245	4,245
Solar	7,918	7,918	7,236	6,649
Total [MW]	11,028	13,028	10,028	11,445

Fuente: Elaboración propia.

7.1.2.3. Comparación de capacidad para los casos 3 DSC1 y 4 DSC3

De forma análoga al desarrollo realizado para el Caso 1 DMC1 y el Caso 2 DMC3. En la Tabla 16, se presentan los resultados del análisis comparativo entre la capacidad disponible y la capacidad instalada por recurso, obtenidos a partir en las simulaciones de los casos 3 DSC1 y 4 DSC3 con la demanda IC superior del 68% y las dos variaciones de capacidad consideradas en Colectora 2.

En ambos casos analizados, se observó la instalación del 100% de la capacidad disponible. Esto permite concluir que, al incorporar en los análisis una demanda superior a la demanda media, la capacidad disponible definida en este escenario puede no ser suficiente para asegurar la confiabilidad y operación adecuada del sistema.

Tabla 16. Capacidad Disponible vs Capacidad Instalada - Escenario 1 Demanda IC 68 superior

Recurso/Tipo	Capacidad disponible		Capacidad instalada	
	Colectora 2 1GW	Colectora 2 3 GW	Colectora 2 1 GW	Colectora 2 3 GW
Menores	335	335	335	335
Gas	530	530	530	530
Eólico Onshore	2,245	4,245	2,245	4,245
Solar	7,918	7,918	7,918	7,918
Total [MW]	11,028	13,028	11,028	13,028

Fuente: Elaboración propia.

7.1.3. Resultados simulación

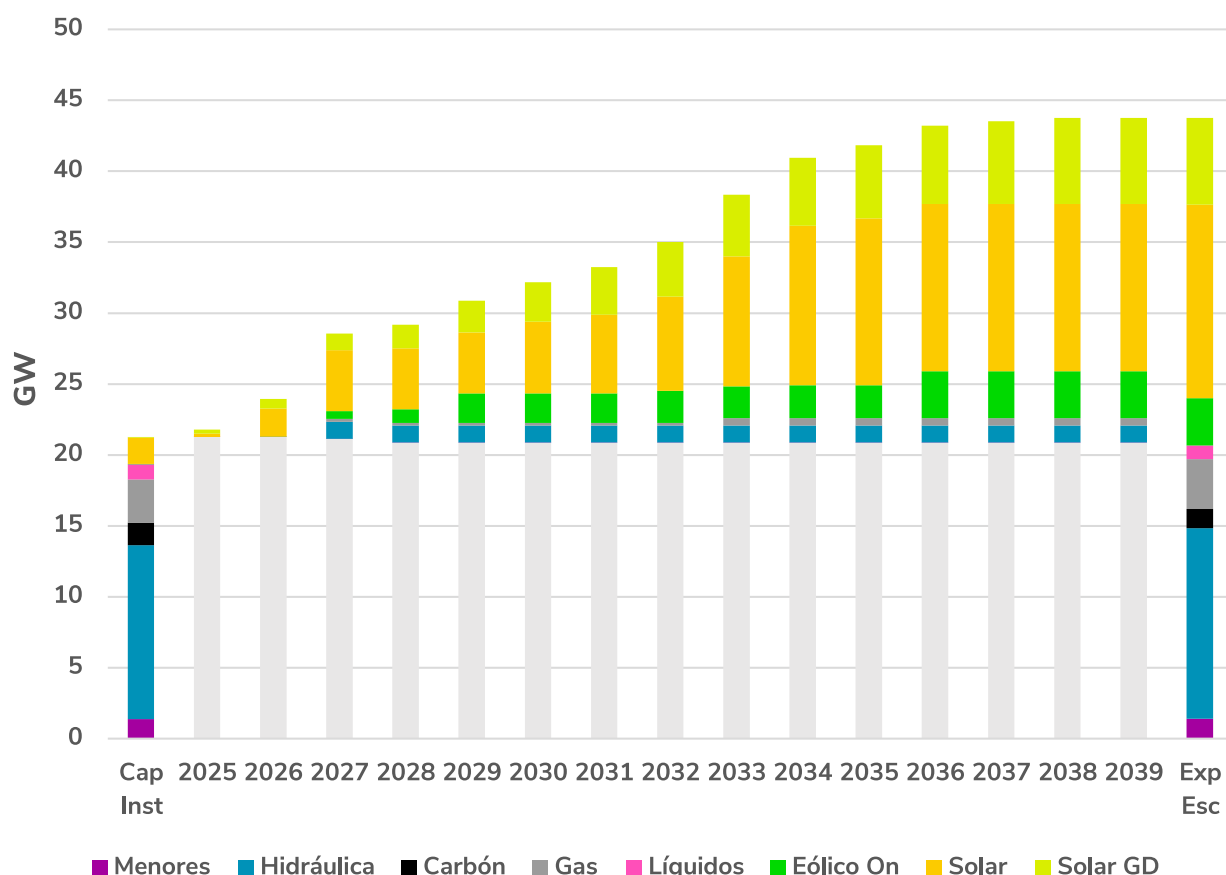
A continuación, se presentan los resultados más relevantes obtenidos de las simulaciones de los 4 casos expuestos en el capítulo 7.1.1 para el Escenario 1

7.1.3.1. Caso 1 DMC1

En la Gráfica 21, Gráfica 20 y Tabla 17 se presentan los resultados de la evolución de la capacidad instalada para el Caso 1 DMC1 correspondiente a la demanda media con una capacidad disponibilidad de 1 GW en Colectora 2.

Durante este periodo de análisis se observa que para el año 2039, la capacidad instalada para Caso 1 DMC1 es de 44,768 MW,

Gráfica 20. Expansión - Escenario 1: Caso 1 DMC1



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 17. Cronograma de expansión - Escenario 1: Caso 1 DMC1

Recurso/ Tipo	Cap Inst MW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	Exp Esc MW
Menores	1,389	7									10					1,406
Hidráulica	12,237			1,200												13,437
Carbón	1,613				-275*											1,338
Gas	3,027			172**						330						3,529
Líquidos	1,072			-112*												960
Eólico	32		10	549	401	1,117			168		50		1,000			3,327
Solar	1,850	213	1,769	2,315			751	506	1,085	2,513	2,116	515				13,633
Solar GD	52	301	382	468	515	562	571	556	498	502	421	372	378	320	243	6,139
	21,271															43,769

*Retiro de las plantas térmicas (ver Tabla 6).

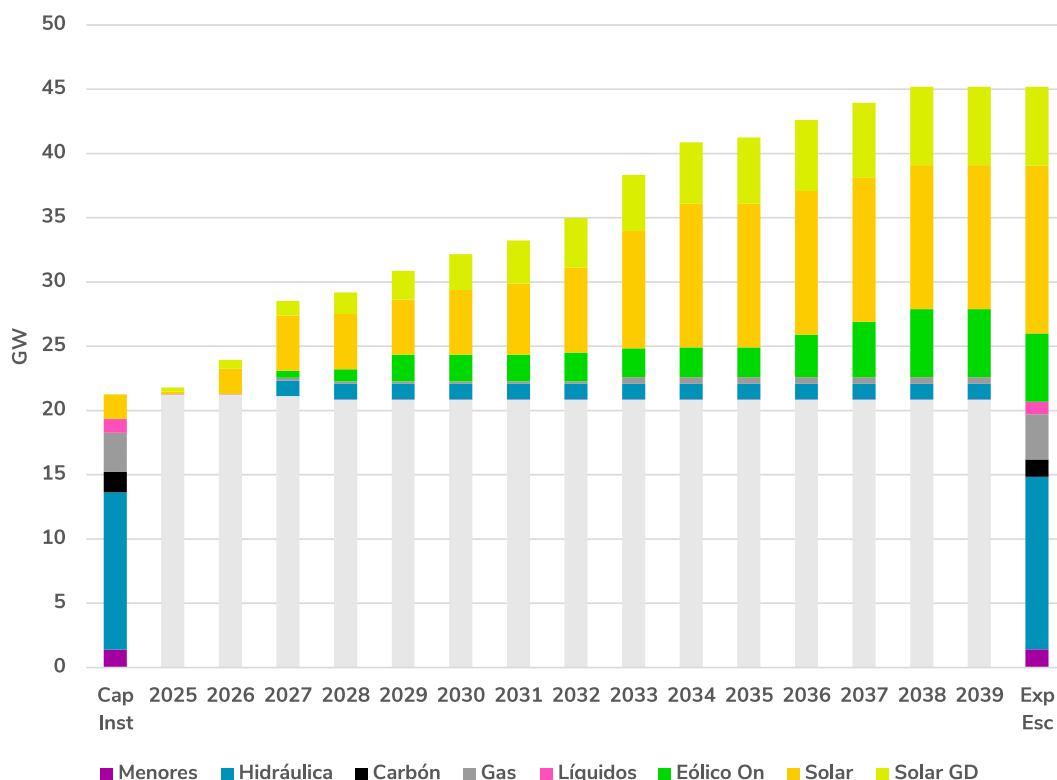
**Integración de una planta de 200MW y el retiro de Termoyopal2 28MW (ver Tabla 6).

Fuente: Elaboración propia.

7.1.3.2. Caso 2 DMC3

En la Gráfica 21 y Tabla 18 se presentan los resultados de la evolución de la capacidad instalada para el Caso 2 DMC3 correspondiente a la demanda media con una capacidad de 3 GW en Colectora 2. Durante este periodo de análisis se observa que para el año 2039, la capacidad instalada del Caso 2 DMC3 es de 45,186 MW, representando un incremento del 212.4% en comparación con la capacidad existente al inicio del horizonte de estudio.

Gráfica 21. Expansión - Escenario 1: Caso 2 DMC3



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 18. Cronograma de expansión - Escenario 1: Caso 2 DMC3

Recurso/ Tipo	Cap Inst MW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	Exp Esc MW
Menores	1,389	11									10					1,410
Hidráulica	12,237			1200												13,437
Carbón	1,613				-275*											1,338
Gas	3,027			172**						330						3,529
Líquidos	1,072			-112*												960
Eólico	32		10	549	401	1,117			168		50		1,000	1,000	1,000	5,327
Solar	1,850	213	1,769	2,315			751	506	1,085	2,503	2,054					13,046
Solar GD	52	301	382	468	515	562	571	556	498	502	421	372	378	320	243	6,139
	21,271															45,186

*Retiro de las plantas térmicas (ver Tabla 6).

**Integración de una planta de 200MW y el retiro de Termoyopal2 28MW (ver Tabla 6).

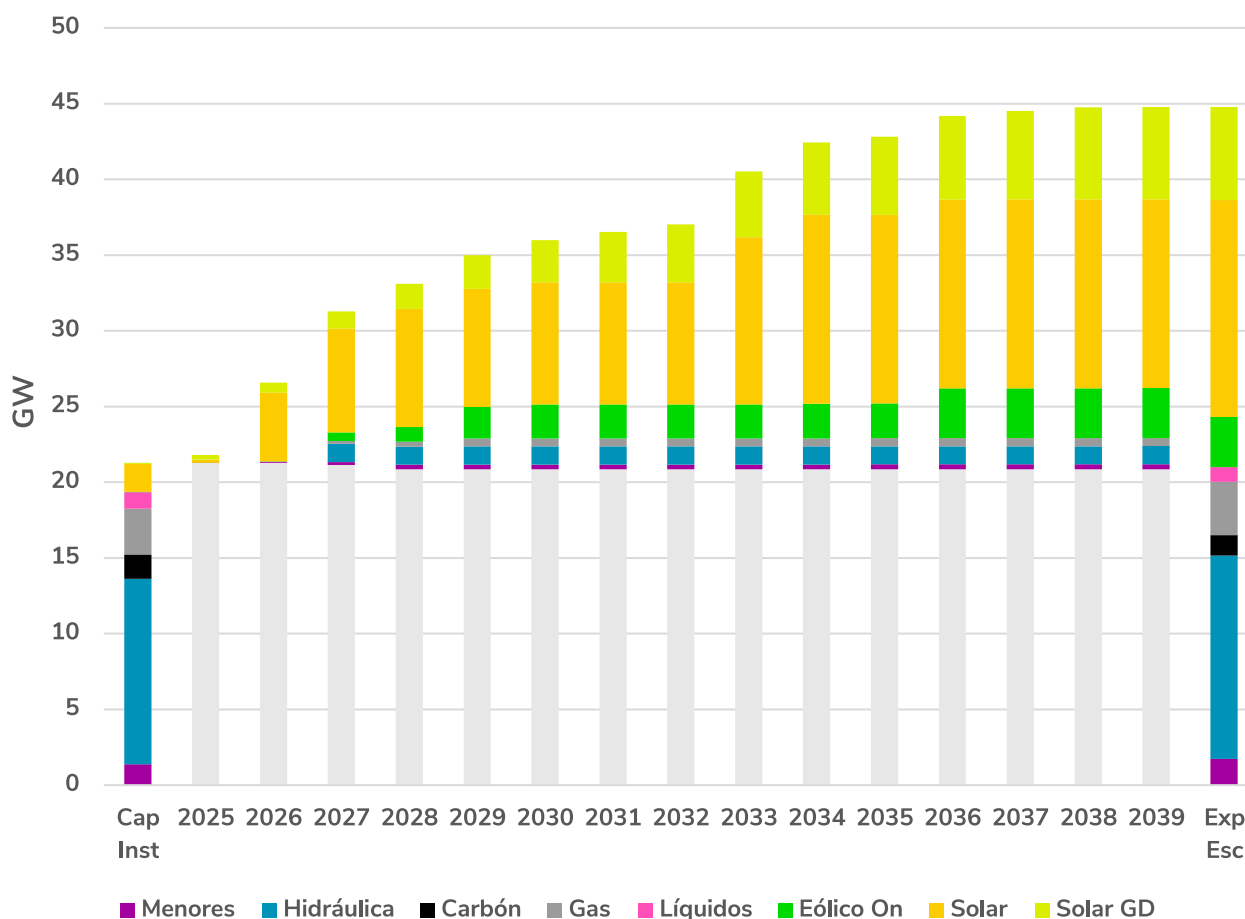
Fuente: Elaboración propia.

7.1.3.3. Caso 3 DSC1

En la Gráfica 22 y la Tabla 19 detallan los resultados de la expansión de la generación para el Caso 3 DSC1 correspondiente a la demanda IC 68 superior.

Durante este periodo de análisis se observa que, para el al final del horizonte de estudio, la matriz de generación eléctrica alcanza una capacidad instalada total de 44,768 MW, distribuida de la siguiente manera:

Gráfica 22. Expansión - Escenario 1: Caso 3 DSC1



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 19. Cronograma de expansión - Escenario 1: Caso 3 DSC1

Recurso/ Tipo	Cap Inst MW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	Exp Esc MW
Menores	1,389	11	74	107	106	14						10		2		11	1,724
Hidráulica	12,237			1200													13,437
Carbón	1,613				-275*												1,338
Gas	3,027			172**	130	200											3,529

Recurso/ Tipo	Cap Inst MW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	Exp Esc MW
Líquidos	1,072			-112*													960
Eólico	32		10	549	401	1,117	168				50		1000				3,327
Solar	1,850	213	4,325	2,315	939		250			2,983	1,440						14,314
Solar GD	52	301	382	468	515	562	571	556	498	502	421	372	378	320	243		6,139
	21,271																44,768

*Retiro de las plantas térmicas (ver Tabla 6).

**Integración de una planta de 200MW y el retiro de Termoyopal2 28MW (ver Tabla 6).

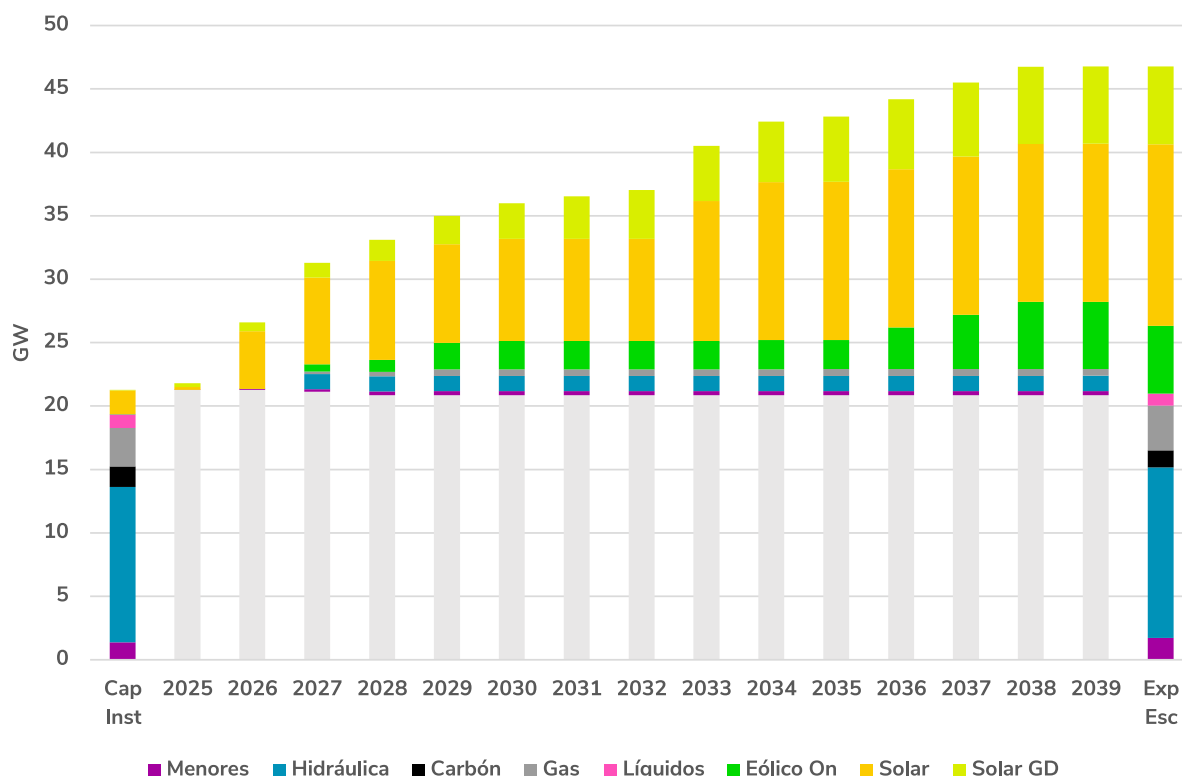
Fuente: Elaboración propia.

7.1.3.4. Caso 4 DSC3

En la Gráfica 23 y la Tabla 20, se exponen los resultados de la evolución de la capacidad instalada de generación eléctrica para el caso 4 DSC3 correspondiente a la demanda IC 68 superior con capacidad disponible de 3GW en Colectora 2.

Durante este periodo de análisis se observa que para el año 2039, la capacidad instalada asciende a 46,768 MW, con la siguiente distribución de los recursos energéticos.

Gráfica 23. Expansión - Escenario 1: Caso 4 DSC3



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 20. Cronograma de expansión - Escenario 1: Caso 4 DSC3

Recurso/ Tipo	Cap Inst MW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	Exp Esc MW
Menores	1,389	11	74	107	106	14						10		2		11	1,724
Hidráulica	12,237			1200													13,437
Carbón	1,613				-275*												1,338
Gas	3,027			172**	130	200											3,529
Líquidos	1,072			-112*													960
Eólico	32		10	549	401	1,117	168				50		1,000	1,000	1,000		5,327
Solar	1,850	213	4,325	2,315	939		250			2,983	1,440						14,314
Solar GD	52	301	382	468	515	562	571	556	498	502	421	372	378	320	243		6,139
	21,271																46,768

*Retiro de las plantas térmicas (ver Tabla 6).

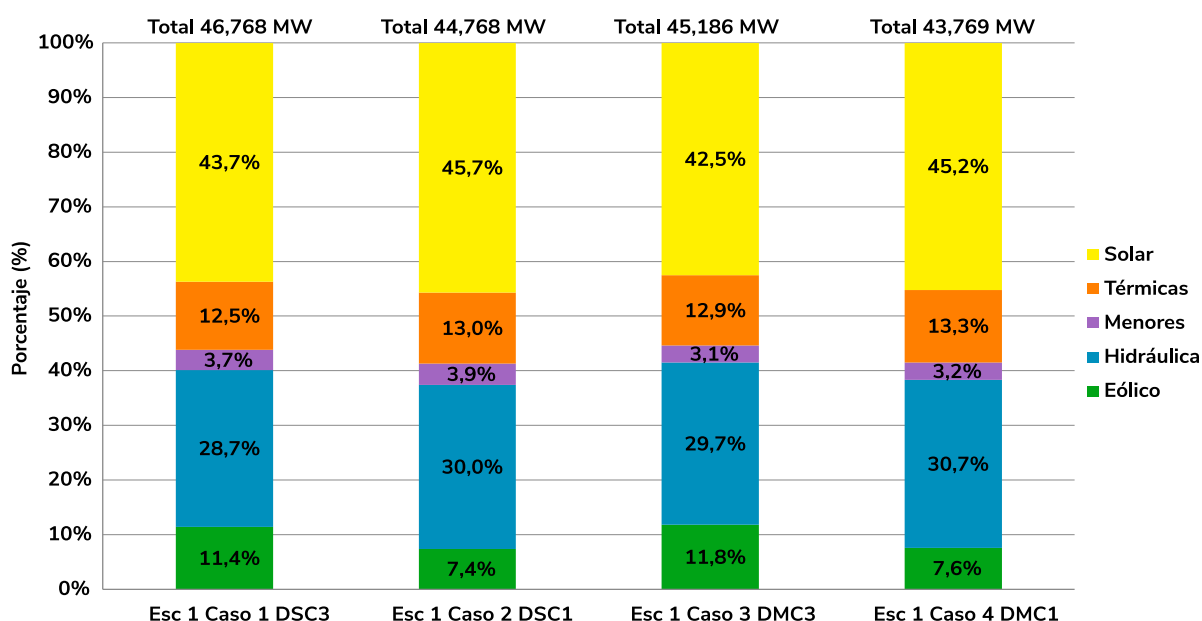
**Integración de una planta de 200MW y el retiro de Termoyopal2 28MW (ver Tabla 6).

Fuente: Elaboración propia.

7.1.3.5. Capacidad instalada 2039

Como resultado final de las simulaciones de cada caso propuesto para el escenario 1, correspondiente al horizonte al año 2039, en la Gráfica 24 se presentan los resultados alcanzados de la capacidad instalada de la matriz de generación eléctrica, con la siguiente distribución porcentual de los diferentes recursos energéticos considerados:

Gráfica 24. Matriz de generación eléctrica - Escenario 1



Fuente: Elaboración propia.

7.1.4. Indicadores de confiabilidad

En esta sección se presentan los análisis y resultados obtenidos de los indicadores de confiabilidad para cada caso de estudio del escenario 1.

7.1.4.1. Indicadores para los casos 1 DMC1 y 2 DMC3

Con respecto al análisis de los resultados para el caso 1 DMC1 y el caso 2 DMC3, los resultados obtenidos muestran que los indicadores VERE, VEREC y Número de Casos con Déficit se mantuvieron dentro de los límites establecidos en la Tabla 9.

7.1.4.2. Indicadores para los casos 3 DSC1 y 4 DSC3

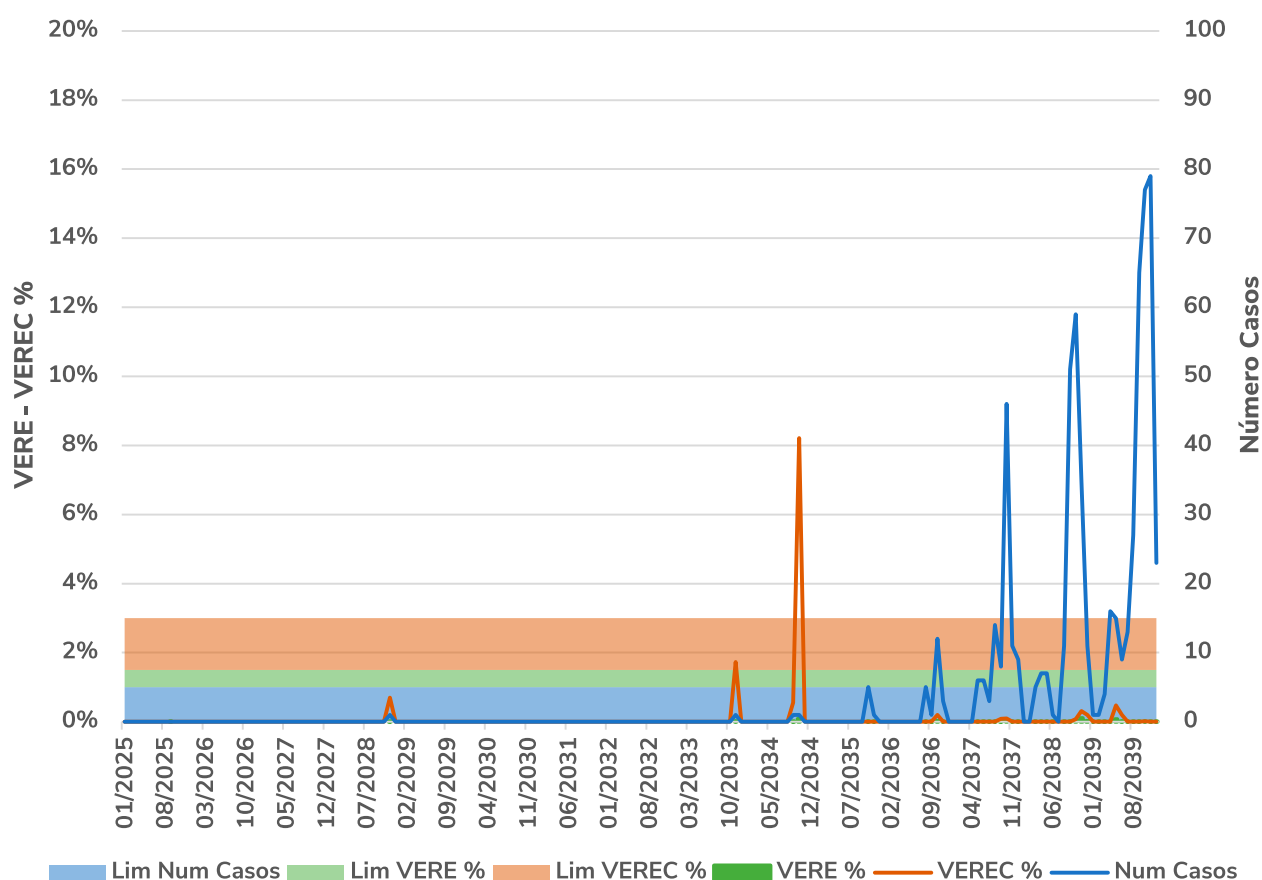
Por otro lado, al evaluar estos mismos indicadores para el caso 3 DSC1 y caso 4 DSC3 con la demanda IC superior 68%, los resultados evidencian incumplimientos en los indicadores VEREC y Número de Casos con Déficit para ambas variaciones de la capacidad instalada de Colectora 2.

En la Gráfica 25 se ilustran los resultados obtenidos del cálculo de los indicadores de confiabilidad para el caso 3 DSC1. En este caso se presenta déficit en 39 de las 180 etapas (meses) que conforman el horizonte de estudio del cual podemos destacar:

- El indicador VEREC se incumple en un caso, correspondiente a la etapa 118 (octubre de 2034), con una demanda no atendida de 847 GWh-mes, lo que representa un 8.2% del total de la demanda de ese mes. Este indicador presenta un valor promedio de 0.33% en las 39 etapas con déficit, muy por debajo del valor límite que es del 3%.
- El indicador Número de Casos con Déficit se incumple en 24 de las 39 etapas con déficit, presentando el primer incumplimiento en la etapa 142 (octubre de 2036) con doce casos, alcanzando un máximo de 79 casos en la etapa 179 (noviembre de 2039).

Los resultados de estos indicadores evidencian la recurrencia de situaciones donde se presentan porcentajes menores de demanda no atendida en los diferentes escenarios estocásticos simulados.

Gráfica 25. Indicadores VERE - VEREC – Escenario 1: Caso 3 DSC1



Fuente: Elaboración propia.

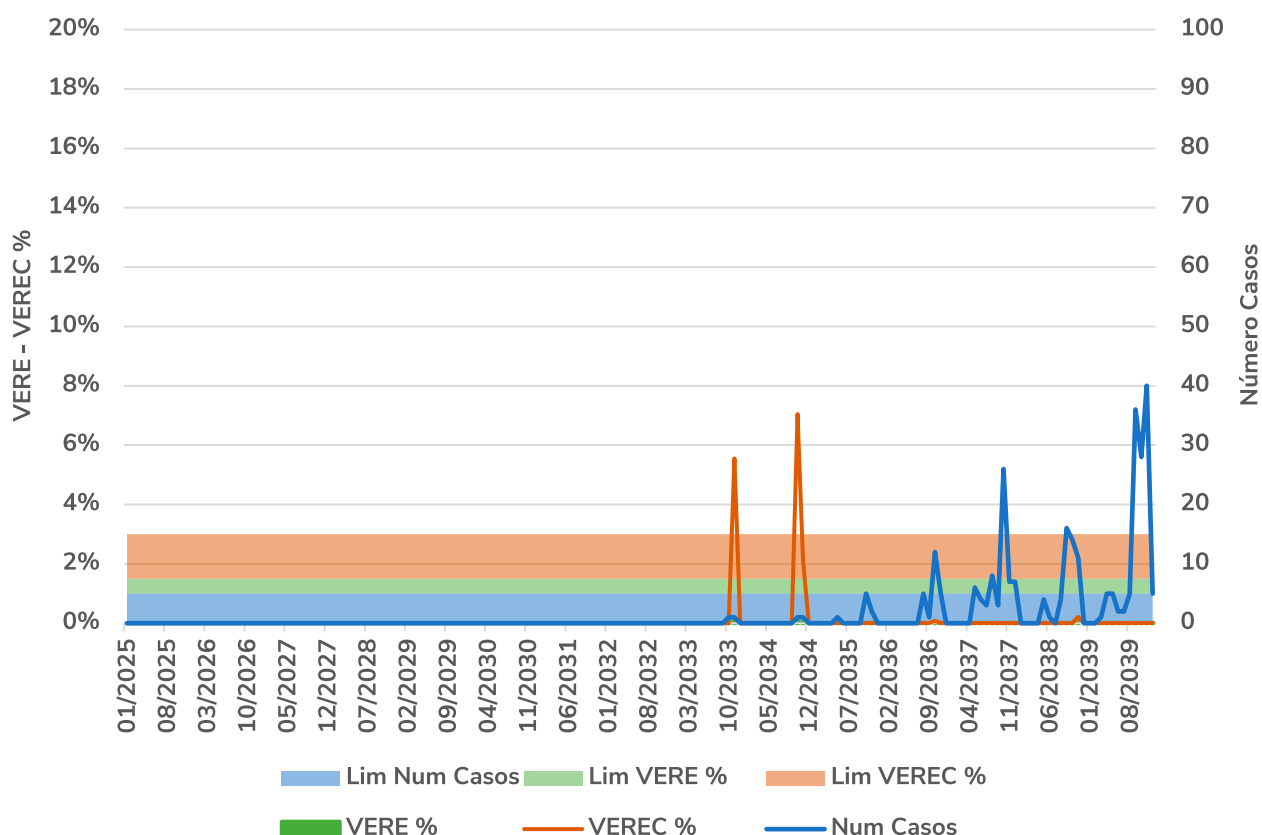
En el mismo sentido, en la Gráfica 26 se detallan los resultados de los indicadores de confiabilidad calculados para el caso 4 DSC3. Estos resultados muestran déficit en 35 de las 180 etapas (meses) del horizonte de estudio, de cual podemos destacar:

- El indicador VEREC se incumple dos ocasiones;
 - El primer incumplimiento se presenta en la etapa 107 (noviembre de 2033), con una demanda no atendida de 545.8 GWh-mes, lo que representa un 5.6% del total de la demanda de esa etapa.
 - El segundo incumplimiento se presenta en la etapa 118 (octubre de 2034) donde la demanda no atendida alcanza los 726,6 GWh-mes, equivalentes al 7,04% de la demanda total para dicha etapa.
- En ambos casos, el déficit se presenta en uno de los cien escenarios estocásticos simulados para cada etapa. Este indicador presenta un valor promedio de 0.28% en las 35 etapas con déficit, valor menor que el promedio de este indicador calculado en el caso anterior.
- El indicador Número de Casos con Déficit se incumple en 12 de las 35 etapas con déficit, presentando el primer incumplimiento en la etapa 142 (octubre de 2036) con doce casos, dato que coincide con los resultados obtenidos para este indicador con la demanda IC superior al 68% y una capacidad eólica instalada de 1GW en Colectora 2. El número máximo de casos es de 40 y se alcanza en la etapa 179 (noviembre de 2039).

- El indicador VERE no presenta incumplimientos en ninguna de las etapas (meses) a lo largo del horizonte de estudio considerado.

Estos resultados muestran que, para este caso, la mayor capacidad eólica instalada en Colectora 2 logra disminuir, pero no evitar los casos de demanda no atendida al final del horizonte de estudio.

Gráfica 26. Indicadores VERE - VEREC - Escenario 1: Caso 4 DSC3



Fuente: Elaboración propia.

En el caso 3 DSC1 y caso 4 DSC3 analizados se observa que la gran mayoría de los casos con déficit (98%) se concentran en los bloques 1 y 2, definidos para representar el comportamiento de la curva de demanda de energía eléctrica, tal como se muestra en la Gráfica 4. Estos bloques corresponden al intervalo comprendido entre las 18:00 y las 00:00 horas, período en el que se alcanza la demanda máxima mensual.

Durante este intervalo, la generación proveniente del recurso solar no contribuye a la atención de la demanda, lo que implica que la totalidad de la demanda eléctrica debe ser cubierta por el resto de los recursos presentes en la matriz de generación eléctrica.

Por último, debido a que los escenarios desarrollados con la demanda IC superior 68% incumplieron los indicadores de confiabilidad, en adelante estos escenarios no serán considerados en los análisis posteriores realizados en este plan.

7.1.5. Generación, costo marginal

En este apartado se presentan los resultados del desempeño del sistema para el Caso 1 DMC1 y el Caso 2 DMC3, correspondientes a simulaciones con demanda media. Para el primero, los resultados se ilustran en la Gráfica 27 y la Tabla 21, mientras que para el segundo se presentan en la Gráfica 28. y la Tabla 22.

En estas se reportan la generación por tipo de recurso y el costo marginal de la demanda para cada año del horizonte de estudio. La generación por recurso se expresa en TWh, mientras que el costo marginal de la demanda se presenta en USD/MWh. Ambos indicadores corresponden a promedios anuales calculados a partir de los resultados de las simulaciones estocásticas.

A continuación, se detallan los siguientes hallazgos:

- La evolución de la capacidad instalada evidencia un mayor crecimiento del recurso solar, lo que se refleja en una mayor participación de la generación solar en la atención de la demanda.
 - Caso 1 DMC1: la participación solar inicia en 4% al comienzo del periodo de análisis, y alcanza un máximo del 24.4% en 2035.
 - Caso 2 DMC3: presenta un comportamiento similar al caso anterior, con una participación inicial de 4% y un máximo del 23.8% en 2034.
- La suma de la generación eólica y solar constituye la segunda mayor participación en la atención de la demanda, siendo superada únicamente por el recurso hidroeléctrico.
 - Caso 1 DMC1: participación máxima del 39,2% en 2036 y participación promedio del 26.3% durante el horizonte de estudio.
 - Caso 2 DMC3: participación máxima del 46.2% en 2038 y participación promedio del 27.6%. Los 2GW adicionales se reflejan en un incremento del 1.3% en la participación promedio y del 7% en la participación máxima.
- La participación de la generación hidroeléctrica en la atención de la demanda presenta un comportamiento similar en los dos casos analizados, con un promedio del 63% y 62% para los casos de Colectora 2 con 1 y 3 GW respectivamente.
- A medida que se incorporan los recursos renovables eólico y solar a la matriz de generación, se observa una tendencia decreciente en la participación de la generación térmica (gas, carbón, líquidos) en la atención de la demanda.

Los resultados para el caso 1 DMC1 muestran que la participación de los recursos térmicos durante el horizonte de estudio, baja del 15.8% al 6.2%, con un promedio del 6.1% y un mínimo del 2.9% en el año 2036, que coincide con el periodo de máxima participación de los recursos eólico y solar.

Cuando la capacidad instalada en Colectora 2 asciende a 3GW, la participación baja del 15.8% hasta el 2.1%, con una media del 5.5%.

- Los resultados de la evolución de la generación menor hidroeléctrica y térmica muestran un comportamiento similar en los dos casos analizados, con una tendencia decreciente, pero con una variación menor a la registrada con los recursos térmicos. Para casos de estudio consideradas (DMC1 y DMC3), la participación de los recursos menores en la atención de la demanda, baja del 5.9% al 4.0% con un promedio del 4.9%.

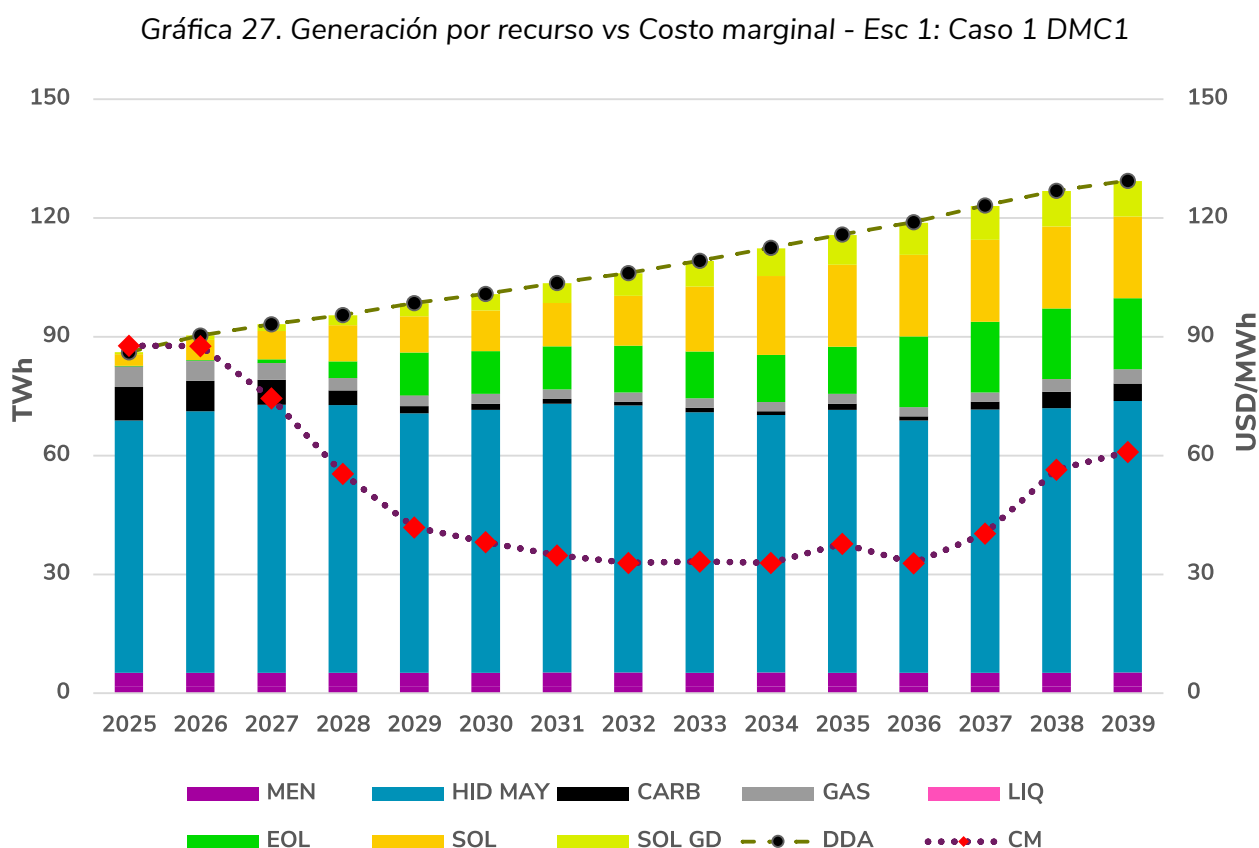
- Durante el período comprendido entre 2025 y 2036, ambos casos presentan un desempeño operativo similar, que se refleja en el costo marginal de demanda. En este intervalo se observa una reducción porcentual del 62.5% y 62.4% para las variaciones de capacidad de 1GW y 3GW en Colectora 2 respectivamente. En el periodo que va del 2037 al 2039, la diferencia de capacidad eólica instalada se traduce en distintos desempeños.

- Caso 1 DMC1: el costo marginal muestra una tendencia creciente, pasando de 40.3 USD/MWh a 60.9 USD/MWh, lo que representa un incremento del 51.1%.

- Caso 2 DMC3: el costo marginal se estabiliza en torno a los 28 USD/MWh.

7.1.5.1. Caso 1 DMC1

A continuación, se presenta los resultados obtenidos del caso de estudio 1 DMC1



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 21. Resultados - Esc 1: Caso 1 DMC1

AÑO	HID MAY TWh	CARB TWh	GAS TWh	LIQ TWh	PCH TWh	MEN TWh	EOL TWh	SOL TWh	SOL GD TWh	DDA USD/MWh
2025	63.79	8.48	5.12	0.02	3.48	1.63	0.2	2.91	0.51	86.1
2026	66.08	7.62	5.02	0.07	3.54	1.63	0.22	5.09	1.07	90.3
2027	67.71	6.33	4.18	0.03	3.52	1.63	0.93	7.15	1.75	93.2
2028	67.67	3.74	3.09	0.01	3.48	1.62	4.25	9.13	2.5	95.5

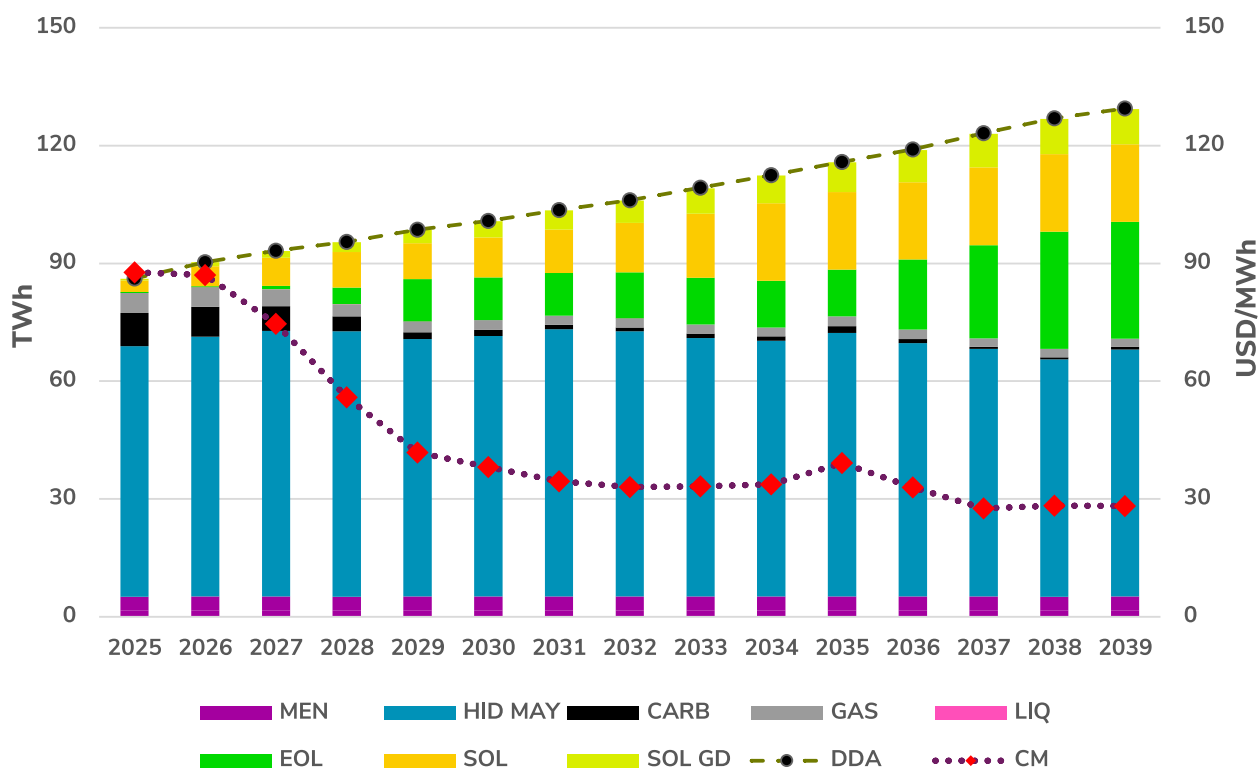
AÑO	HID MAY TWh	CARB TWh	G A S TWh	L I Q TWh	P C H TWh	M E N TWh	E O L TWh	S O L TWh	SOL GD TWh	DDA USD/MWh
2029	65.62	1.8	2.71	0.01	3.51	1.62	10.84	9.14	3.32	98.6
2030	66.46	1.56	2.49	0.00	3.52	1.62	10.86	10.20	4.14	100.9
2031	67.96	1.22	2.42	0.00	3.58	1.62	10.9	10.98	4.95	103.6
2032	67.3	0.95	2.37	0.00	3.57	1.62	11.83	12.56	5.69	106.1
2033	65.87	1.09	2.45	0.00	3.54	1.62	11.86	16.38	6.43	109.2
2034	65.04	1.06	2.28	0.00	3.54	1.67	11.93	19.88	7.08	112.5
2035	66.48	1.58	2.48	0.00	3.51	1.67	11.94	20.64	7.57	115.9
2036	63.78	1.07	2.38	0.00	3.51	1.67	17.84	20.63	8.12	119.0
2037	66.48	1.98	2.39	0.00	3.51	1.67	17.85	20.69	8.61	123.2
2038	66.89	4.17	3,8	0.00	3.44	1.67	17.89	20.74	8.96	126.9
2039	68.65	4.34	3.77	0.00	3.53	1.67	17.88	20.67	8.94	129.5

Fuente: Elaboración propia.

7.1.5.2. Caso 2 DMC3

A continuación, se presenta los resultados obtenidos del caso de estudio 2 DMC3

Gráfica 28. Generación por recurso vs Costo marginal – Esc 1: Caso 2 DMC3



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 22. Resultados - Esc 1: Caso 2 DMC3

AÑO	HID MAY TWh	CARB TWh	G A S TWh	L I Q TWh	P C H TWh	M E N TWh	E O L TWh	S O L TWh	SOL GD TWh	DDA USD/MWh
2025	63.79	8.48	5.12	0.02	3.48	1.63	0.20	2.91	0.51	86.1
2026	66.08	7.62	5.02	0.07	3.54	1.63	0.22	5.09	1.07	90.3
2027	67.71	6.33	4.18	0.03	3.52	1.63	0.93	7.15	1.75	93.2
2028	67.67	3.74	3.09	0.01	3.48	1.62	4.25	9.13	2.50	95.5
2029	65.62	1.8	2.71	0.01	3.51	1.62	10.84	9.14	3.32	98.6
2030	66.46	1.56	2.49	0.00	3.52	1.62	10.86	10.20	4.14	100.9
2031	67.96	1.22	2.42	0.00	3.58	1.62	10.90	10.98	4.95	103.6
2032	67.53	0.95	2.37	0.00	3.57	1.62	11.83	12.56	5.69	106.1
2033	65.87	1.09	2.45	0.00	3.54	1.62	11.86	16.38	6.43	109.2
2034	65.04	1.06	2.28	0.00	3.54	1.67	11.93	19.88	7.08	112.5
2035	66.48	1.58	2.48	0.00	3.51	1.67	11.94	20.64	7.57	115.9
2036	63.78	1.07	2.38	0.00	3.51	1.67	17.84	20.63	8.12	119.0
2037	66.48	1.98	2.39	0.00	3.51	1.67	17.85	20.69	8.61	123.2
2038	66.89	4.17	3.18	0.00	3.44	1.67	17.89	20.74	8.96	126.9
2039	68.65	4.34	3.77	0.00	3.53	1.67	17.88	20.67	8.94	129.5

Fuente: Elaboración propia.

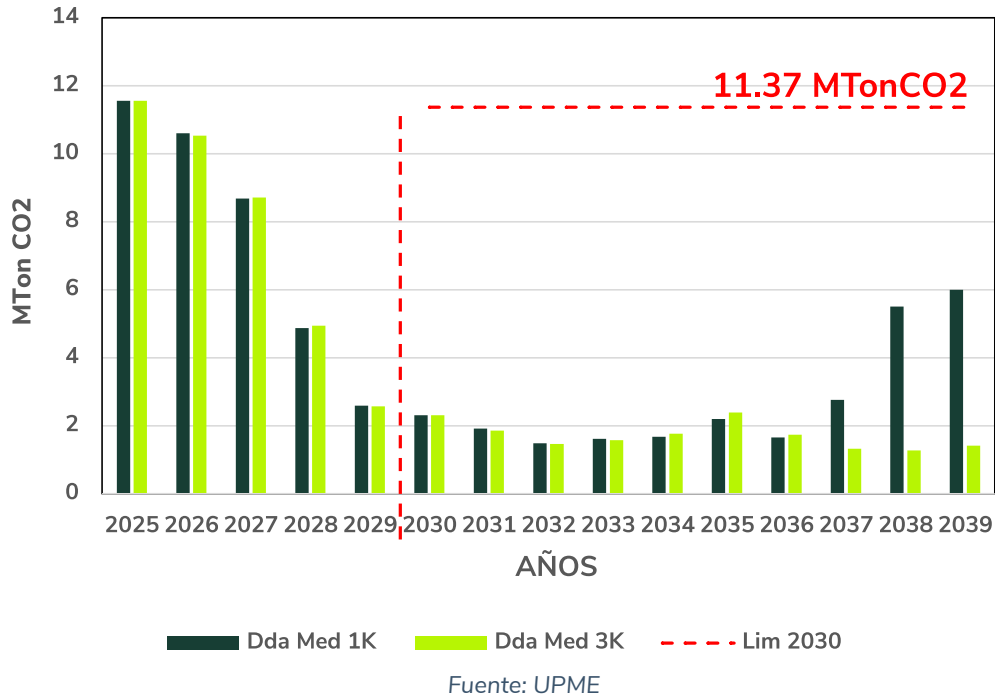
7.1.6. Emisiones

Para este escenario, en la Gráfica 29 se describe el cálculo de las emisiones en toneladas equivalentes de CO₂.

Para el caso 1 DMC1, representado en la barra color azul, se muestra un decrecimiento de las emisiones hasta el año 2033, llegando a valores menores de 2 Mt CO₂, asociado a la mayor participación de generación eólica, solar, además a la salida y reconversión de plantas térmicas; no obstante hacia el final del horizonte de análisis se revierte la tendencia y finaliza con emisiones cercanas a 6 Mt CO₂ en el 2039, esto se explica con la participación de centrales térmicas a gas y a carbón descritas en la Gráfica 27.

Por otra parte, para el caso 2 DMC3, la tendencia decreciente de las emisiones se mantiene hasta el final del horizonte hasta valores cercanos a 1.7 Mt CO₂. Finalmente, se resalta que, en ambos supuestos, las emisiones se mantienen notoriamente por debajo del límite fijado para el 2030.

Gráfica 29. Emisiones CO2 - Escenario 1

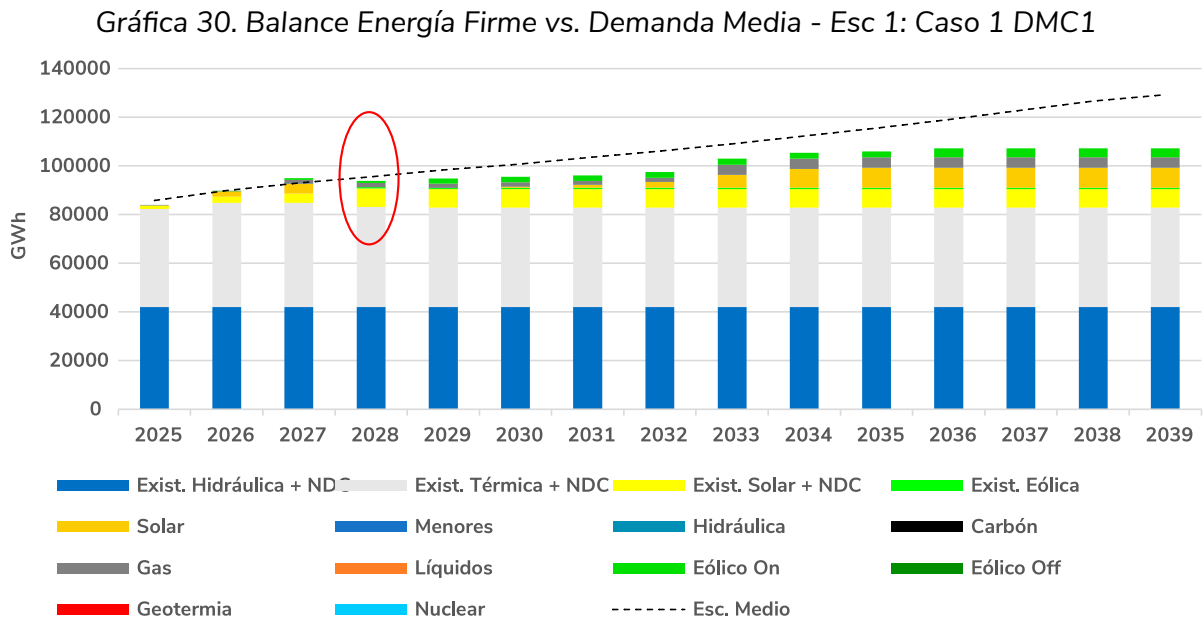


7.1.7. Revisión de Energía Firme

En este apartado se analizan los resultados obtenidos la energía en firme para los cuatro casos analizados.

7.1.7.1. Revisión Caso 1 DMC1

En la Gráfica 30 se presenta el resultado del balance entre la proyección de demanda y la Energía Firme para caso 1 DMC1.



Fuente: Elaboración propia.

Como se ha mencionado anteriormente, la Energía Firme no logra cubrir la demanda en los primeros años del periodo analizado. No obstante, con la expansión del escenario, se observa que hacia 2027 la Energía Firme supera temporalmente la proyección de demanda media.

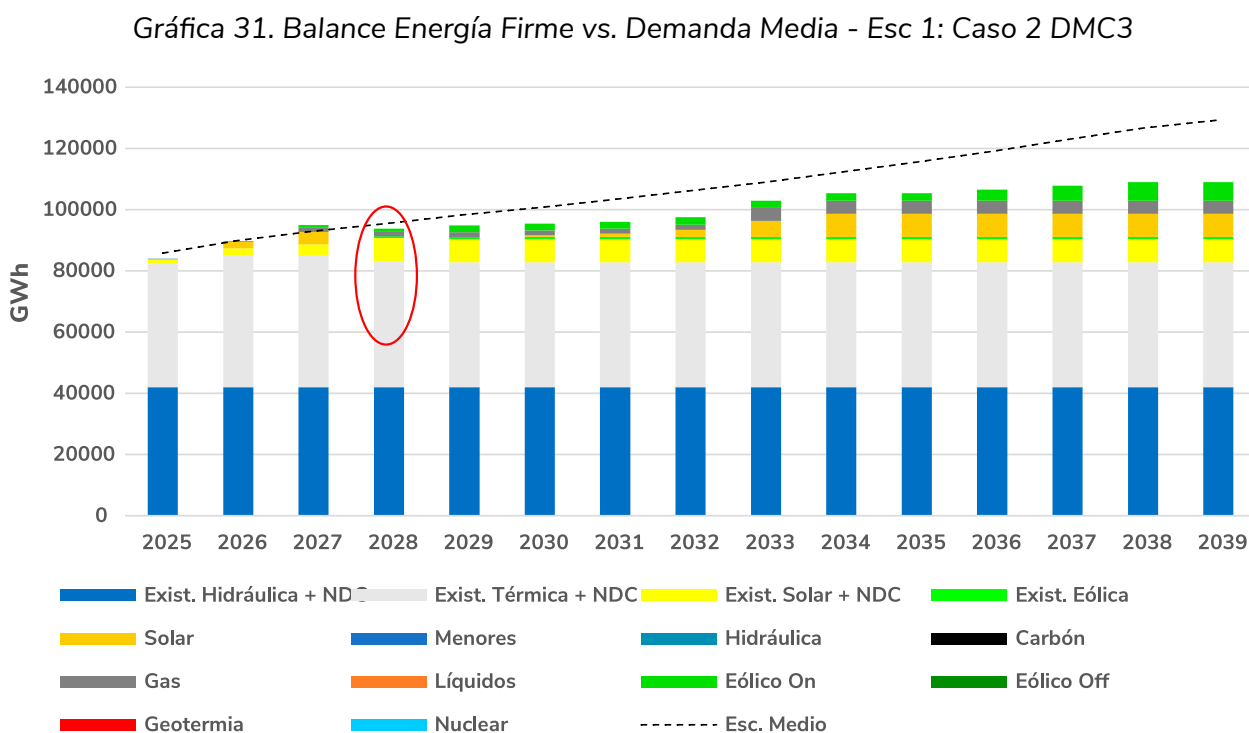
Cabe resaltar que, a partir de 2028, la Energía Firme vuelve a situarse por debajo de la demanda, como se muestra en el círculo (ver Gráfica 30). En este año, la Energía Firme alcanza una cobertura del 98.14% de la demanda, lo que implica que aproximadamente un 1.86% de la demanda no se encuentra respaldado por Energía Firme.

El crecimiento de la Energía Firme en este escenario se debe principalmente a la incorporación de tecnología solar durante los primeros años, seguida de un crecimiento moderado del recurso eólico y una contribución adicional del gas natural a partir de 2027.

Para 2039, la ENFICC estimada alcanza 107.252,05 GWh/año. La composición de esta energía firme proviene principalmente de recursos hidráulicos (39.2%) y térmicos (38.1%), tal como ocurre en la actualidad. Entre los recursos de expansión, los mayores aportes corresponden a la tecnología solar (14.8%), eólica (4.1%) y gas (3.9%).

7.1.7.2. Revisión Caso 2 DMC3

En la Gráfica 31 se muestra el balance entre Energía Firme y demanda para el caso 2 DMC3



Fuente: Elaboración propia.

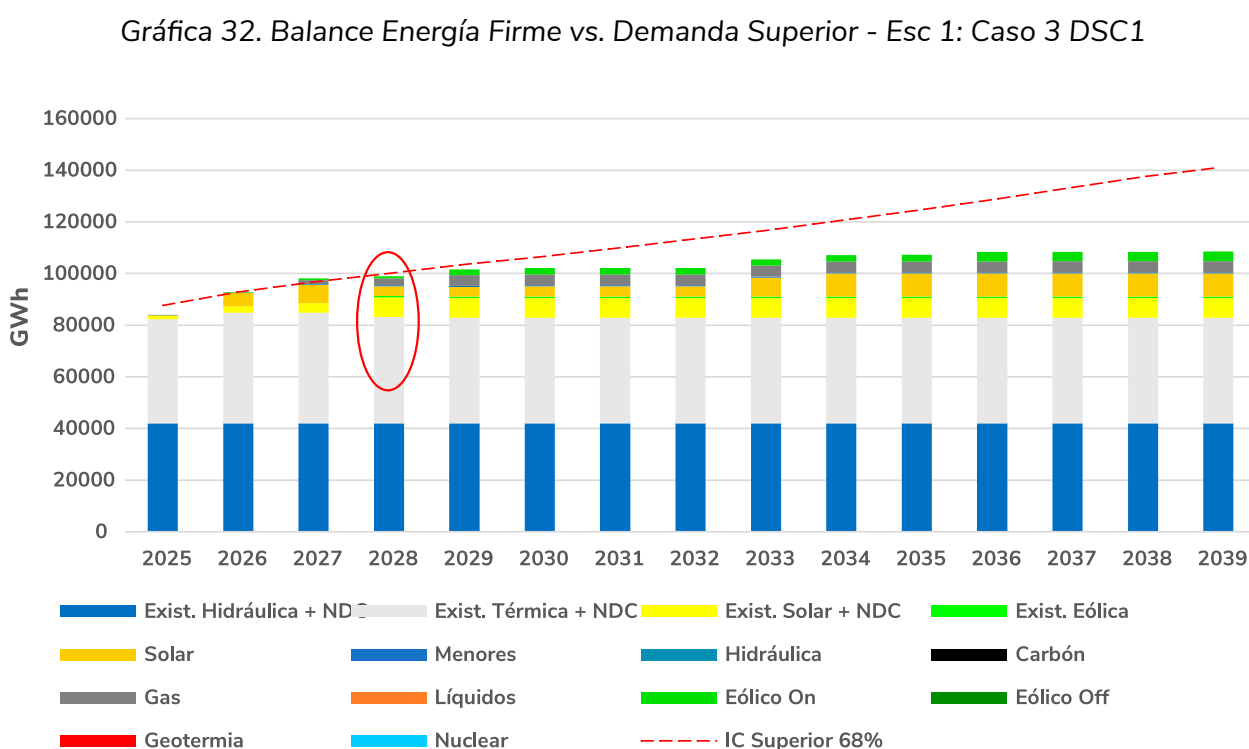
De manera similar al caso anterior, la Energía Firme no logra cubrir la demanda en los primeros años, aunque en 2027 consigue superarla temporalmente antes de volver a ubicarse por debajo a partir de 2028, como se muestra en el círculo (ver Gráfica 31).

El comportamiento de crecimiento mantiene un patrón similar, caracterizado por una expansión inicial impulsada por la tecnología solar, seguida por la incorporación de recursos eólicos y de gas. En el año 2028, la ENFICC alcanza una cobertura del 98.14% de la demanda, lo que indica que aproximadamente un 1.86% de la demanda no es cubierta por la energía firme.

Para 2039, la Energía Firme estimada asciende a 109.041,54 GWh/año. La Energía Firme proviene principalmente de recursos hidráulicos (38.5%) y térmicos (37.4%). Los aportes adicionales corresponden a solar (14%), eólica (6.2%) y gas (3.8%). En comparación con el caso 1 DMC1, este escenario presenta un aumento en la participación total de Energía Firme, reflejando una mayor robustez del sistema.

7.1.7.3. Revisión Caso 3 DSC1

En la Gráfica 32 se muestra el balance entre Energía Firme y demanda media para el caso 3 DSC1



Fuente: Elaboración propia.

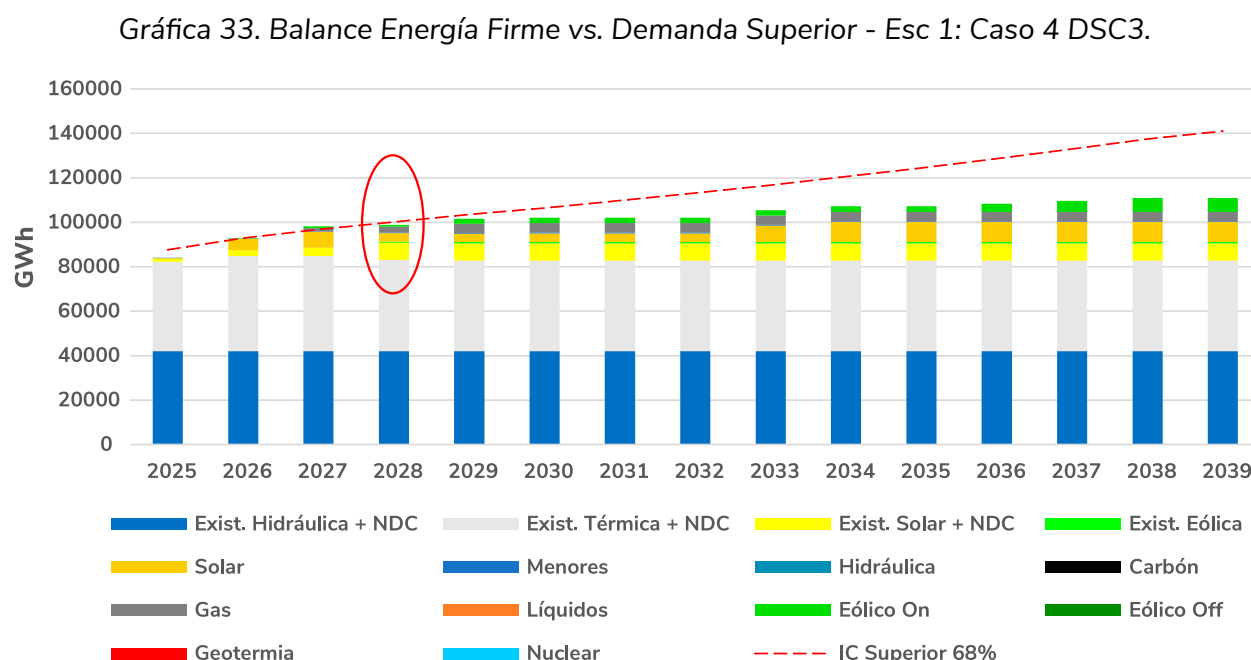
Para este caso la Energía Firme no alcanza a cubrir la demanda IC 68 superior en los primeros años del periodo analizado. Sin embargo, en 2027 logra superarla temporalmente.

A partir de 2028, como se muestra en el círculo (ver Gráfica 32), la Energía en Firme vuelve a ubicarse por debajo de la demanda, alcanzando una cobertura del 98.85% y dejando sin cubrir un 1.15% en ese año. El crecimiento observado en este escenario está impulsado principalmente por la expansión de la generación solar en los primeros años, seguida por el aumento de la participación eólica y del gas natural.

Para 2039, la Energía Firme alcanza 108,445.8 GWh/año, con una participación de recursos hidráulicos (38.7%) y térmicos (37.6%). Los recursos de expansión aportan principalmente solar (15.4%), eólica (4.1%) y gas (3.9%).

7.1.7.4. Revisión Caso 4 DSC3

En la Gráfica 33 se presenta el balance entre Energía Firme y demanda para caso 4 DSC3



Fuente: Elaboración propia.

En este escenario, la Energía Firme al igual que el anterior también inicia por debajo de la demanda IC 68 superior, aunque hacia 2027 logra cubrirla temporalmente antes de descender nuevamente en 2028, como se muestra en el círculo (ver Gráfica 33). En ese año, la cobertura alcanza el 98.85%, dejando un 1.15% de la demanda sin cubrir.

El crecimiento está liderado por la generación solar, seguida por la eólica y el gas natural, en un comportamiento similar al observado en los escenarios anteriores. Para 2039, la ENFICC estimada alcanza 110,898.6 GWh/año. Los principales aportes provienen de los recursos hidráulicos (37.9%) y térmicos (36.8%), mientras que los nuevos recursos de expansión contribuyen con solar (15%), eólica (6.1%) y gas (3.8%).

7.2. Escenario 2: Prospectiva tecnológica

El Escenario 2 conserva la configuración del Escenario 1 descrita en la Gráfica 19 y, adicionalmente, incorpora el análisis de prospectiva tecnológica.

La prospectiva tecnológica, aplicada a la generación eléctrica, es una herramienta fundamental para la planificación de un sistema más eficiente, sostenible y confiable.

Desde este enfoque se evalúa la posible incorporación de nuevas fuentes de generación en la matriz eléctrica nacional, como la energía nuclear, la geotermia y la eólica offshore, además de los sistemas de almacenamiento de energía con baterías.

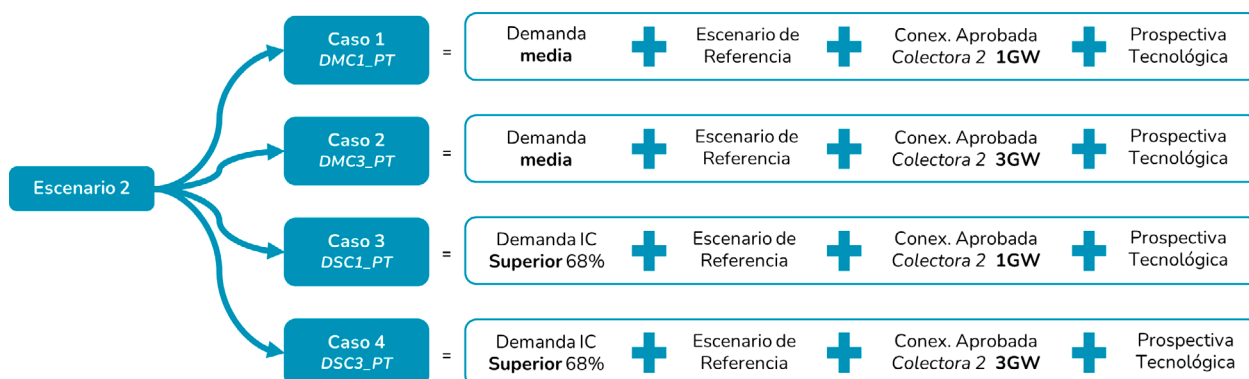
El objetivo es determinar su viabilidad e impacto en el desempeño del sistema en términos de costos, confiabilidad y eficiencia. Además, se consideran fuentes de generación convencionales, como la energía hidroeléctrica y la térmica a gas que aportan firmeza, estabilidad y confiabilidad al sistema.

De igual forma que se hizo para el Escenario 1, en este escenario también se considera la salida de plantas térmicas de acuerdo con las fechas reportadas en la Tabla 6.

7.2.1. Casos de simulación

Así mismo como para el Escenario 1, para el Escenario 2 se realizan cuatro casos de simulación estocásticas representados en la Gráfica 34:

Gráfica 34. Configuración simulaciones - Escenario 2



Fuente: Elaboración propia

Así, se tiene en cuenta los principales supuestos descritos en la Gráfica 19 del Escenario 1 y adicional a ellos la **Prospectiva Tecnológica** para todos los casos.

7.2.2. Capacidad instalada

En esta sección se presenta un análisis comparativo entre la capacidad disponible y la capacidad instalada por recurso, resultante de las simulaciones realizadas para los casos de estudio.

7.2.2.1. Capacidad por tipo de recurso

En la Tabla 23 se agrupa la expansión fija y la capacidad por tipo de recurso considerada para este escenario. De acuerdo con lo anterior, se detalla la capacidad disponible por cada tipo de recurso y el año a partir del cual el modelo de expansión la considera para su incorporación en la matriz de generación.

En la columna “Capacidad Disponible Escenario 2”, se relaciona la capacidad de los recursos con conexión aprobada a diciembre de 2024, Para el recurso eólico presentado, se considera el proyecto “Colectora 2” que se dividen en dos niveles de avance del proyecto: como primera parte con una capacidad de 1 GW y en segundo con una capacidad de 3 GW disponibles a partir del año 2036.

Por otro lado en la columna denominada “Expansión Fija” se relaciona la nueva capacidad que se añadirá a la matriz de generación en los plazos indicadas en Tabla 4 y la Tabla 5. Es importante resaltar, que los 12,885 MW de expansión fija no forman parte del proceso de optimización de la inversión que se realiza con el modelo OPTGEN.

Adicionalmente, para el recurso eólico onshore, se considera el proyecto Colectora 2 evaluado en dos niveles de avance: 1GW y 3GW de capacidad disponible a partir del año 2036.

Tabla 23. Capacidad disponible - Escenario 2

Recurso/Tipo	Expansión Fija	Capacidad Disponible Escenario 2		
		Colectora 2 1GW	Colectora 2 3GW	Año Inicio Disponibilidad
Menores	0	335	335	2025
Hidráulica	1,200	630	630	2032
Gas	0	1,400	1,400	2027
Eólico Onshore	1,050	2,245	4,245	2026
Eólico Offshore	0	1,000	1,000	2037
Solar	4,547	7,918	7,918	2025
Solar Distribuido	6,088	0	0	2025
Geotermia	0	200	200	2033
Nuclear	0	200	200	2037
Baterías	0	1,000	1,000	2026
Total [MW]	12,885	14,928	16,928	

Fuente: Elaboración propia.

7.2.2.2. Comparación de capacidad para los casos 1 DMC1_PT y 2 DMC3_PT

A continuación, se presenta un análisis comparativo entre la capacidad disponible y la capacidad instalada por recurso, resultante de las simulaciones realizadas para los casos 1 DMC1_PT y caso 2 DMC3_PT correspondiente a la demanda media y disponibilidad eólica asociados al proyecto Colectora 2 con capacidad de 1GW y 3GW respectivamente (ver Tabla 24).

A continuación, se listan los principales hallazgos:

- **Relación entre capacidad instalada y capacidad disponible**

En ambos casos, la capacidad instalada representa menos del 40% de la capacidad disponible, en la cual se alcanza el 39% y el 36%, para el caso 1 DMC1_PT y 2 DMC3_PT respectivamente.

- **Tecnologías prospectivas**

No se incorpora capacidad proveniente de los recursos contemplados en la prospectiva tecnológica, como la eólica offshore, geotermia o nuclear.

En el caso de la eólica offshore, su fecha de disponibilidad definida a partir del año 2037 se superpone con el año de inicio de la disponibilidad eólica onshore asociada a Colectora 2 (2036), y su mayor costo frente a la tecnología eólica onshore limita su incorporación.

En cuanto a la geotermia y la energía nuclear, a pesar de que son fuentes que aportan firmeza al sistema, sus altos costos de inversión las hacen menos competitivas que tecnologías convencionales como la generación térmica a gas.

Además de lo anterior, también hay que mencionar que las fechas de disponibilidad definidas para la geotermia y la energía nuclear son posteriores a las fechas definidas para las fuentes hidroeléctrica y térmica a gas, lo que hace que estos recursos convencionales sean la primera opción para el modelo de expansión.

- **Capacidad hidroeléctrica y térmica a gas**

A diferencia de lo sucedido con las tecnologías prospectivas, en este caso se instala capacidad de recursos convencionales. En la cual se destaca la incorporación del 71% de la capacidad disponible hidroeléctrica y térmica a gas en los dos casos analizados, lo que evidencia la necesidad de incorporar recursos que aporten confiabilidad y firmeza a la matriz de generación eléctrica.

- **Capacidad eólica onshore y solar fotovoltaica**

En el caso en que se instalan 2,245 MW eólicos (100% del total disponible), se instalan 2,080 MW de capacidad solar, lo que representa el 26.3% de la capacidad disponible. En contraste, cuando la capacidad eólica instalada asciende a 4,245 MW, la capacidad solar instalada se reduce a 500 MW (6.3% de la capacidad disponible), lo que supone una disminución del 76% respecto al caso con 2,245 MW eólicos instalados.

Este comportamiento responde a las decisiones del modelo que, además de los costos, prioriza la incorporación de tecnologías que pueden generar energía en todos los bloques de demanda definidos, lo que limita la incorporación de capacidad solar fotovoltaica.

Con respecto a lo anterior, vale la pena aclarar que, en los escenarios desarrollados para este plan, no se consideran sistemas de almacenamiento para la generación fotovoltaica.

Tabla 24. Capacidad Disponible vs Capacidad Instalada Escenario 2 Dda Media

Recurso/Tipo	Capacidad disponible		Capacidad instalada	
	Colectora 2 1GW	Colectora 2 3GW	Colectora 2 1GW	Colectora 2 3GW
Menores	335	335	14	24
Hidráulica	630	630	450	450
Gas	1,400	1,400	1,000	1,000
Eólico Onshore	2,245	4,245	2,245	4,245
Eólico Offshore	1,000	1,000	0	0
Solar	7,918	7,918	2,080	500
Geotermia	200	200	0	0
Nuclear	200	200	0	0
Baterías	1,000	1,000	0	0
Total [MW]	14,928	16,928	5,789	6,219

Fuente: Elaboración propia.

7.2.2.3. Comparación de capacidad para los casos 3 DSC1_PT y 4 DSC3_PT

En este caso se realiza un análisis comparativo entre la capacidad disponible y la capacidad instalada por tipo de recurso, para los casos 3 DSC1_PT y 4 DSC3_PT de demanda IC 68 superior, considerando los casos con 1GW y 3GW eólicos asociados al proyecto Colectora 2. (ver Tabla 25).

A continuación, se listan los principales hallazgos:

- **Relación entre capacidad instalada y capacidad disponible:**

El uso de una demanda de energía eléctrica que es superior a la demanda media ocasiona que el sistema requiera de una mayor incorporación de las fuentes de generación disponibles. En concreto, para el caso de 1GW, la capacidad instalada representa el 69% de la capacidad disponible. Por otro lado, para el caso de 3GW, la capacidad instalada equivale al 60% de la capacidad disponible.

- **Capacidad hidroeléctrica y térmica a gas:**

En ambos casos evaluados, se observa que se instala el 100% de la capacidad disponible tanto de los recursos hidráulicos como de los recursos térmicos a gas.

Por otro lado, los recursos menores, tanto hidráulicos como térmicos, presentan también una elevada tasa de incorporación en el sistema. En concreto, se alcanza un 84% en el caso de 1GW y un 87% para el caso de 3GW. Estos altos porcentajes reflejan la necesidad de aprovechar al máximo los recursos convencionales, especialmente en escenarios donde la

integración de recursos renovables requiere el respaldo de tecnologías firmes y flexibles que aporten confiabilidad a la matriz de generación eléctrica.

- **Tecnologías prospectivas:**

A continuación, se muestran los aspectos más importantes relacionados con la incorporación a la matriz de generación de las tecnologías prospectivas consideradas.

- La incorporación de la geotermia, con un 50% de su capacidad disponible, en los dos casos considerados de capacidad instalada en Colectora 2, se debe principalmente a los requerimientos de capacidad firme del sistema ante una demanda mayor a la considerada en el caso de demanda media. Esta mayor demanda causa que la instalación del 100% de la capacidad disponible térmica a gas no sea suficiente para garantizar la confiabilidad del sistema. Por lo tanto, se hace necesario incorporar el siguiente recurso firme disponible después del gas que, de acuerdo con los costos de inversión (CAPEX) y operación (OPEX) corresponde a la tecnología geotérmica.
- En cuanto a la energía eólica offshore, la mayor demanda de energía considerada para este escenario y la limitación de la capacidad eólica de Colectora 2 a 1GW causan que se requiera de la incorporación del 100% de la capacidad disponible offshore. Por otro lado, cuando la capacidad instalada de Colectora 2 asciende a 3GW, no se instala capacidad eólica offshore. Este comportamiento indica que, para los escenarios configurados con la proyección de demanda IC Superior 68 y los demás supuestos considerados, la capacidad instalada de 3GW eólicos onshore en Colectora 2 es suficiente para atender los requerimientos del sistema en cuanto participación del recurso eólico.
- La energía nuclear no es incorporada en ninguno de los dos casos, lo que responde a sus altos costos de inversión y operación, así como a su fecha de inicio de disponibilidad (2037) lo que hace que compita contra tecnologías de menor costo como la geotermia y la eólica offshore.

- **Capacidad eólica onshore y solar fotovoltaica:**

En los dos casos analizados se instala el 100% de la capacidad disponible eólica. Esto se explica en que es una tecnología con costos de inversión y operación competitivos y, a diferencia del recurso solar, el recurso eólico puede generar energía en todos los bloques de demanda definidos.

Con relación al recurso solar, la capacidad instalada está por encima del 40% de la capacidad disponible en los dos casos analizados. En el caso de 1GW, la capacidad instalada llega a 4,633 MW, cifra que representa el 58.5% de la capacidad total disponible para este recurso.

Sin embargo, cuando la capacidad en Colectora 2 se incrementa a 3GW, la capacidad instalada del recurso solar experimenta una reducción, situándose en 3,440 MW. Esta cantidad equivale al 43.4% de la capacidad disponible, lo que supone una disminución del 15.1% respecto al caso anterior.

Esta variación en la incorporación del recurso solar refleja el ajuste en la combinación de tecnologías de generación de acuerdo con los requerimientos del sistema, mostrando cómo la planificación responde a la necesidad de equilibrar la incorporación de fuentes renovables variables con otras fuentes de generación que aporten firmeza, complementariedad y confiabilidad ante escenarios de mayor demanda eléctrica.

Tabla 25. Capacidad Disponible vs Capacidad Instalada - Escenario 2 Dda IC 68 superior

Recurso/Tipo	Capacidad disponible		Capacidad instalada	
	Colectora 2 1GW	Colectora 2 3GW	Colectora 2 1GW	Colectora 2 3GW
Menores	335	335	281	291
Hidráulica	630	630	630	630
Gas	1,400	1,400	1,400	1,400
Eólico Onshore	2,245	4,245	2,245	4,245
Eólico Offshore	1,000	1,000	1,000	0
Solar	7,918	7,918	4,633	3,440
Geotermia	200	200	100	100
Nuclear	200	200	0	0
Baterías	1,000	1,000	0	0
Total [MW]	14,928	16,928	10,289	10,106

Fuente: Elaboración propia.

7.2.3. Resultados simulación

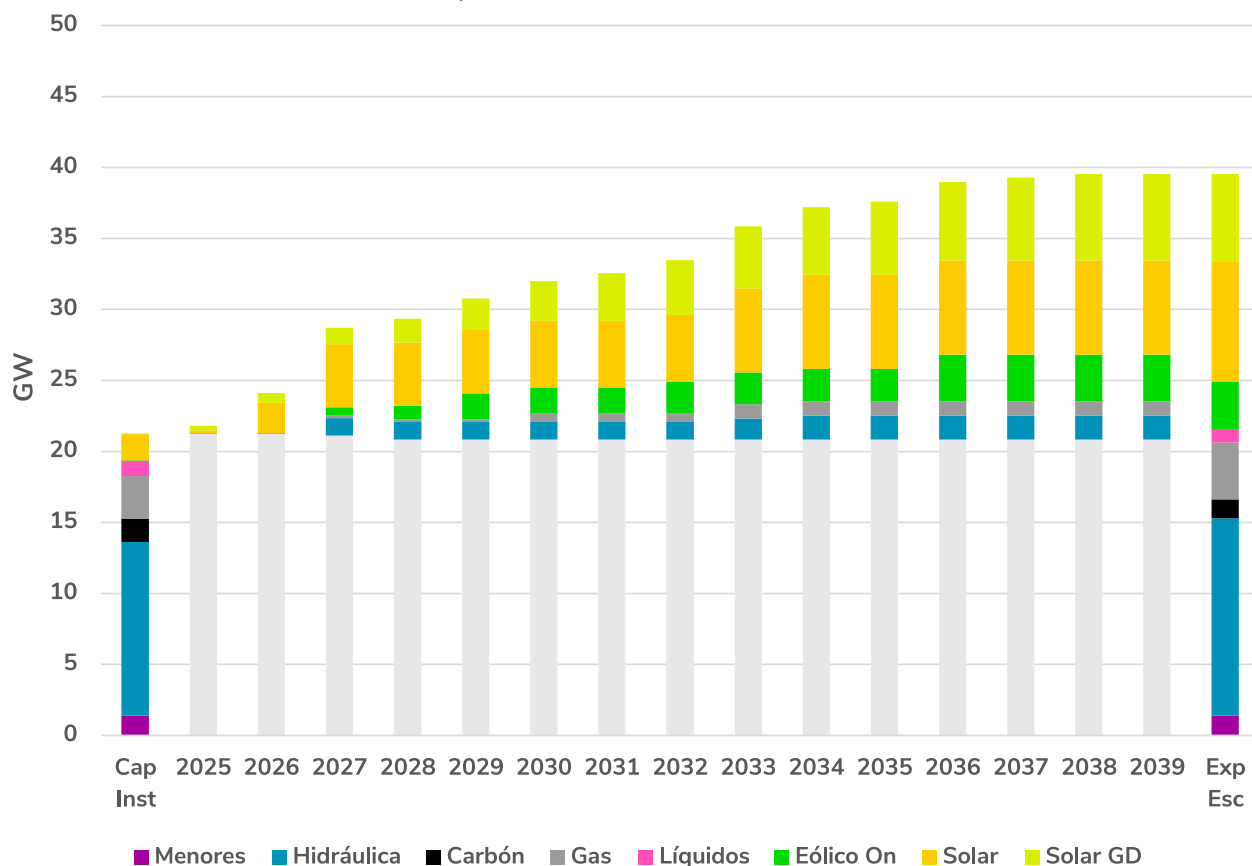
A continuación, se presentan los resultados más relevantes obtenidos de las simulaciones de los 4 casos expuestos en el capítulo 7.2.1

7.2.3.1. Caso 1 DMC1_PT

En la Gráfica 35 y Tabla 26 se detallan los resultados de la evolución de la capacidad instalada para el caso 1 DMC1_PT correspondiente a la demanda media con una disponibilidad de 1GW en Colectora 2.

Durante este periodo de análisis se observa que para el año 2039, la capacidad instalada de la matriz de generación eléctrica alcanza un total de 39,530 MW, con la siguiente distribución de las diferentes fuentes de generación de energía eléctrica consideradas:

Gráfica 35. Expansión - Escenario 2: Caso 1 DMC1_PT



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 26. Cronograma Expansión - Escenario 2: Caso 1 DMC1_PT

Recurso/ Tipo	Cap Inst MW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	Exp Esc MW
Menores	1,389	11	3													1,403
Hidráulica	12,237			1,200						250	200					13,887
Carbón	1,613				-275*											1,338
Gas	3,027			172**			400			400						3,999
Líquidos	1,072			-112*												960
Eólico	32		10	549	401	867			418		50		1,000			3,327
Solar	1,850	213	1,929	2,315			250			1,220	700					8,477
Solar GD	52	301	382	468	515	562	571	556	498	502	421	372	378	320	243	6,139
	21,271															39,530

*Retiro de las plantas térmicas (ver Tabla 6).

**Integración de una planta de 200MW y el retiro de Termoyopal2 28MW (ver Tabla 6).

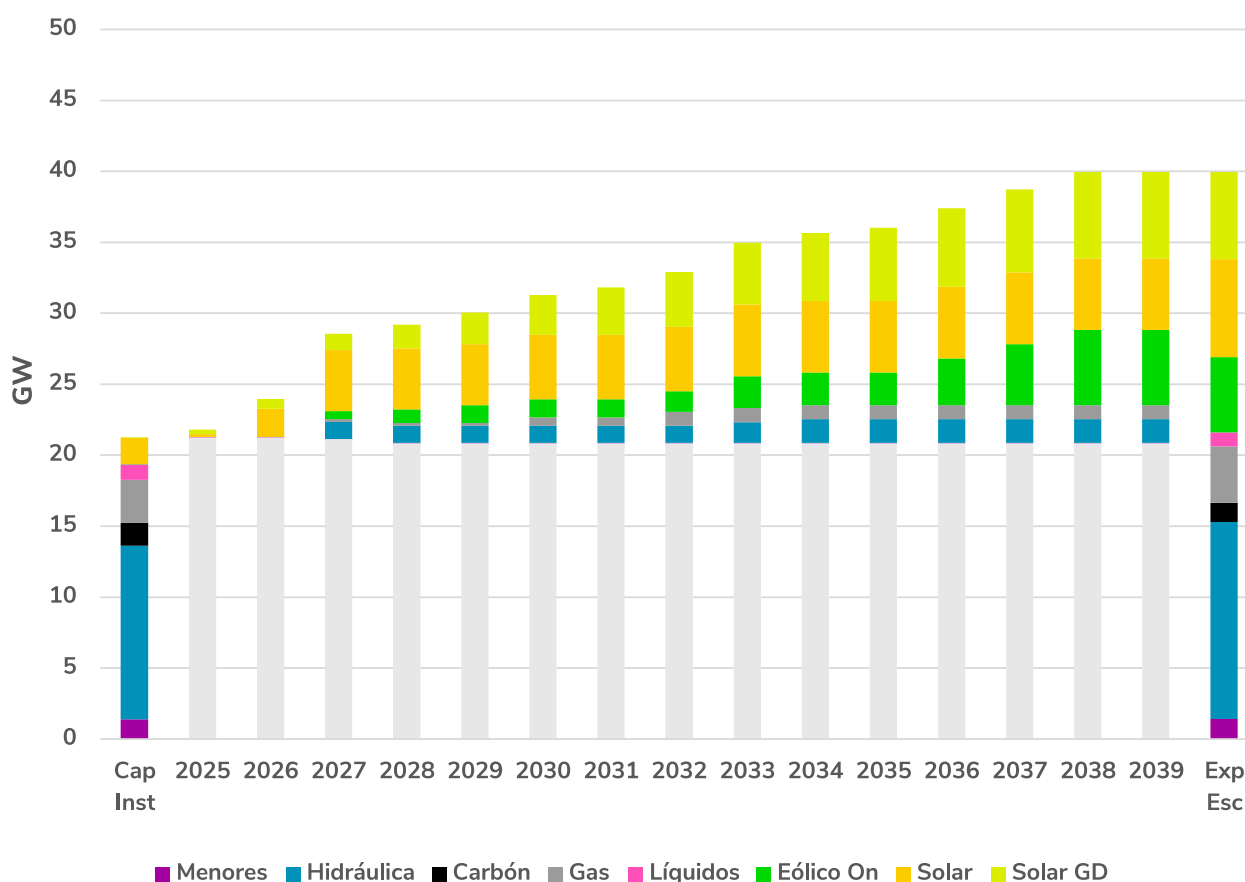
Fuente: Elaboración propia.

7.2.3.2. Caso 2 DMC3_PT

En la Gráfica 36 y la Tabla 27 se detallan los resultados de la evolución de la capacidad instalada para el caso 2 DMC3_PT correspondiente a la demanda media con una disponibilidad de 1GW en Colectora 2.

Durante este periodo de análisis se observa que para el año 2039, la capacidad instalada de la matriz de generación eléctrica alcanza un total de 39,960 MW, con la siguiente distribución de las diferentes fuentes de generación de energía eléctrica consideradas:

Gráfica 36. Expansión - Escenario 2: Caso 2 DMC3_PT



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 27. Cronograma Expansión - Escenario 2: Caso 2 DMC3_PT

Recurso/ Tipo	Cap Inst MW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	Exp Esc MW
Menores	1,389	11	3								10					1,413
Hidráulica	12,237			1,200						250	200					13,887
Carbón	1,613				-275*											1,338
Gas	3,027			172**			400		400							3,999
Líquidos	1,072			-112*												960
Eólico	32		10	549	401	300			168	817	50		1,000	1,000	1,000	5,327

Recurso/ Tipo	Cap Inst MW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	Exp Esc MW
Solar	1,850	213	1,769	2,315			250			500						6,897
Solar GD	52	301	382	468	515	562	571	556	498	502	421	372	378	320	243	6,139
	21,271															39,960

*Retiro de las plantas térmicas (ver Tabla 6).

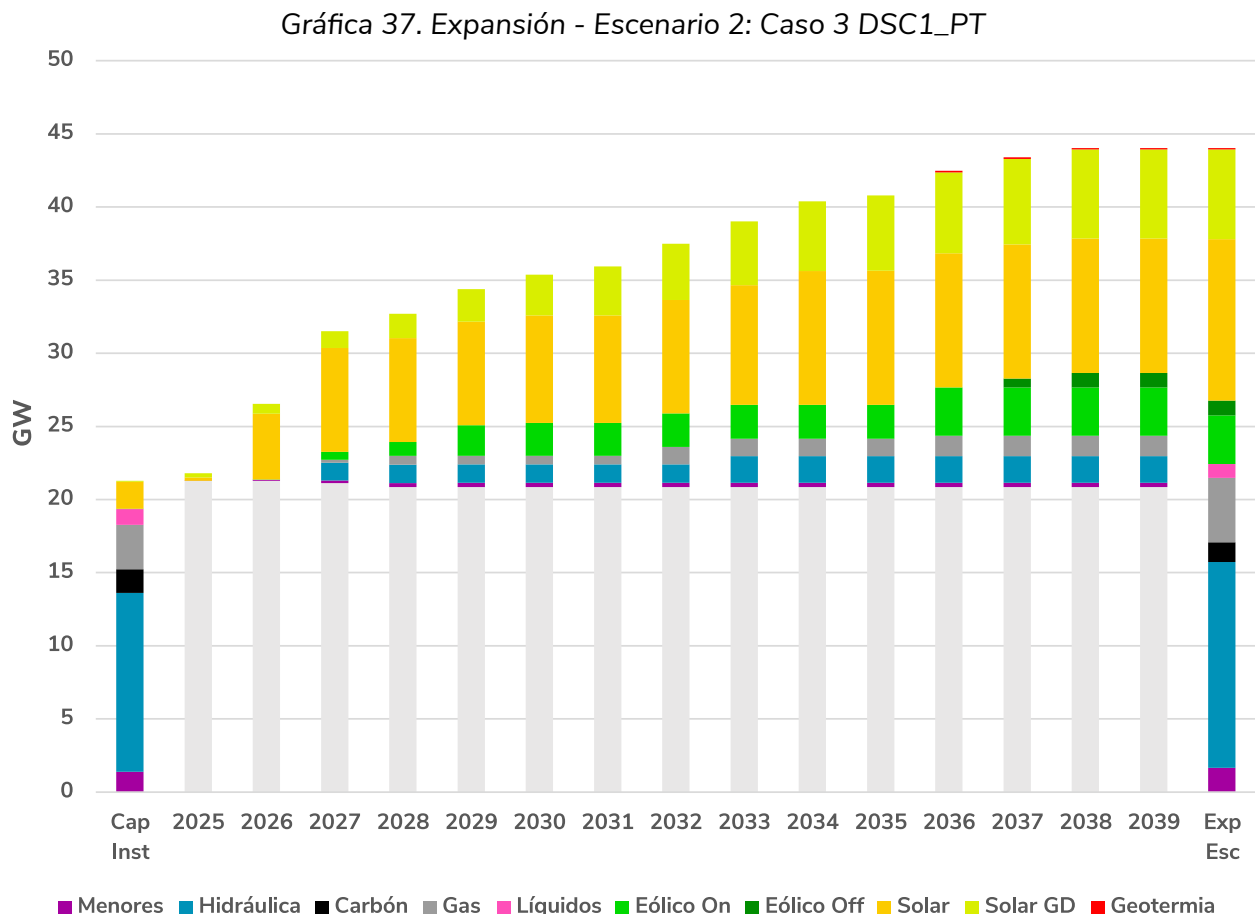
**Integración de una planta de 200MW y el retiro de Termoyopal2 28MW (ver Tabla 6).

Fuente: Elaboración propia.

7.2.3.3. Caso 3 DSC1_PT

En la Gráfica 37 y Tabla 28 se detallan los resultados de la evolución de la capacidad instalada para el caso 3 DSC1_PT correspondiente a la demanda IC Superior 68%, con una disponibilidad de 1GW en Colectora 2.

Durante este periodo de análisis se observa que para el año 2039, al final del horizonte de estudio, la capacidad instalada de la matriz de generación eléctrica alcanza un total de 44,031 MW, con la siguiente distribución de las diferentes fuentes de generación de energía eléctrica consideradas:



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 28. Cronograma Expansión - Escenario 2: Caso 3 DSC1_PT

Recurso/ Tipo	Cap Inst MW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	Exp Esc MW
Menores	1,389	11	74	95	88	14										1,670
Hidráulica	12,237			1200	60					570						14,067
Carbón	1,613				-275*											1,338
Gas	3,027			172**	400				600				200			4,399
Líquidos	1,072			-112*												960
Eólico On	32		10	549	401	1,117	168		50				1,000			3,327
Eólico Off	0													600	400	1,000
Solar	1,850	213	4,287	2,585			250		405	454	957	30				11,030
Solar GD	52	301	382	468	515	562	571	556	498	502	421	372	378	320	243	6,139
Geotermia	0												100			100
	21,271															44,031

*Retiro de las plantas térmicas (ver Tabla 6).

**Integración de una planta de 200MW y el retiro de Termoyopal2 28MW (ver Tabla 6).

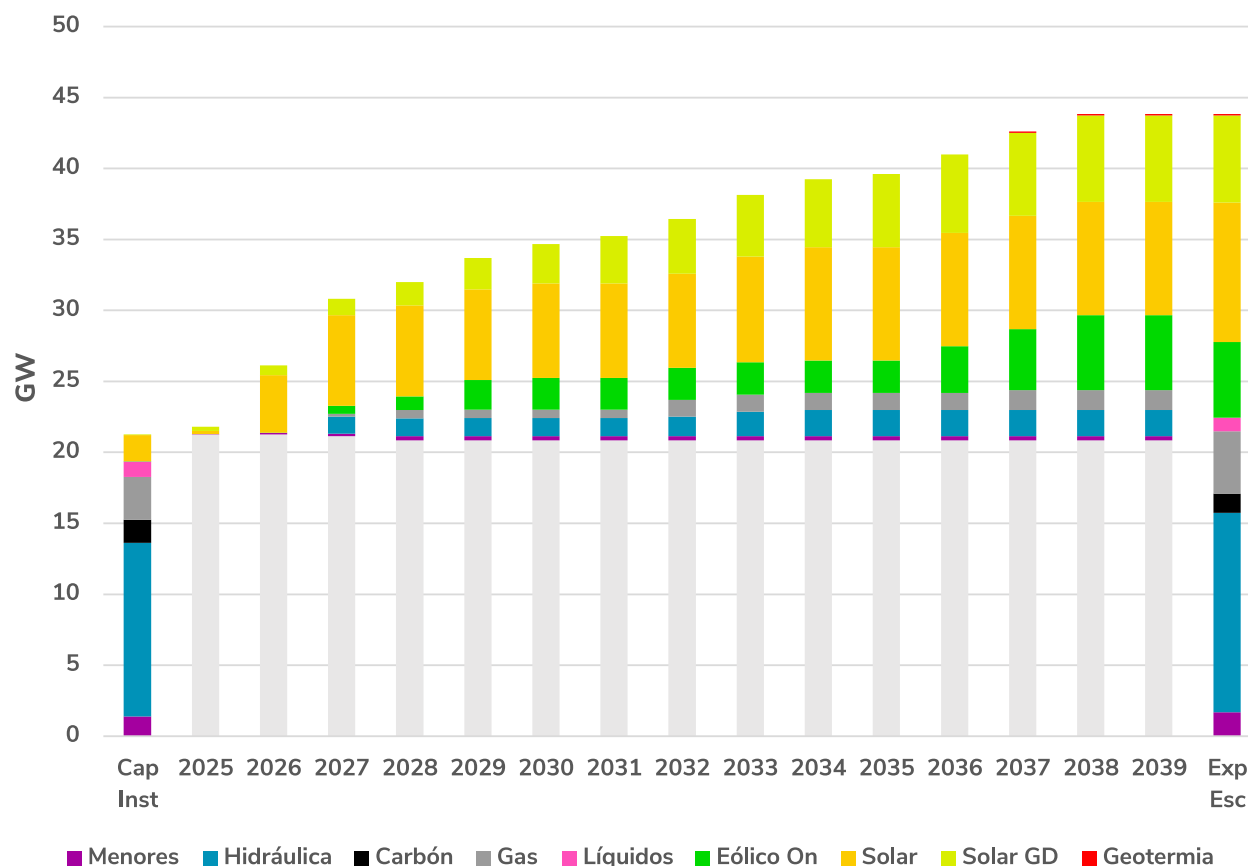
Fuente: Elaboración propia.

7.2.3.4. Caso 4 DSC3_PT

En la Gráfica 38 y la Tabla 29 se detallan los resultados de la evolución de la capacidad instalada para el caso 4 DSC3_PT correspondiente a la demanda IC Superior 68%, con una disponibilidad de 3GW en Colectora 2.

Durante este periodo de análisis se observa que para el año 2039, la capacidad instalada de la matriz de generación eléctrica alcanza un total de 43,847 MW, con la siguiente distribución de las diferentes fuentes generación de energía eléctrica consideradas:

Gráfica 38. Expansión - Escenario 2: Caso 4 DSC3_PT



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 29. Cronograma Expansión - Escenario 2: Caso 4 DSC3_PT

Recurso/ Tipo	Cap Inst MW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	Exp Esc MW
Menores	1,389	21	74	95	88	14										1,680
Hidráulica	12,237			1,200	60				100	350	120					14,067
Carbón	1,613				-275*											1,338
Gas	3,027			172**	400				600					200		4,399
Líquidos	1,072			-112*												960
Eólico On	32		10	549	401	1117	168			50			1,000	1,000	1,000	5,327
Solar	1,850	213	3,859	2,315			250			800	550					9,837
Solar GD	52	301	382	468	515	562	571	556	498	502	421	372	378	320	243	6,139
Geotermia	0													100		100
	21,271															43,847

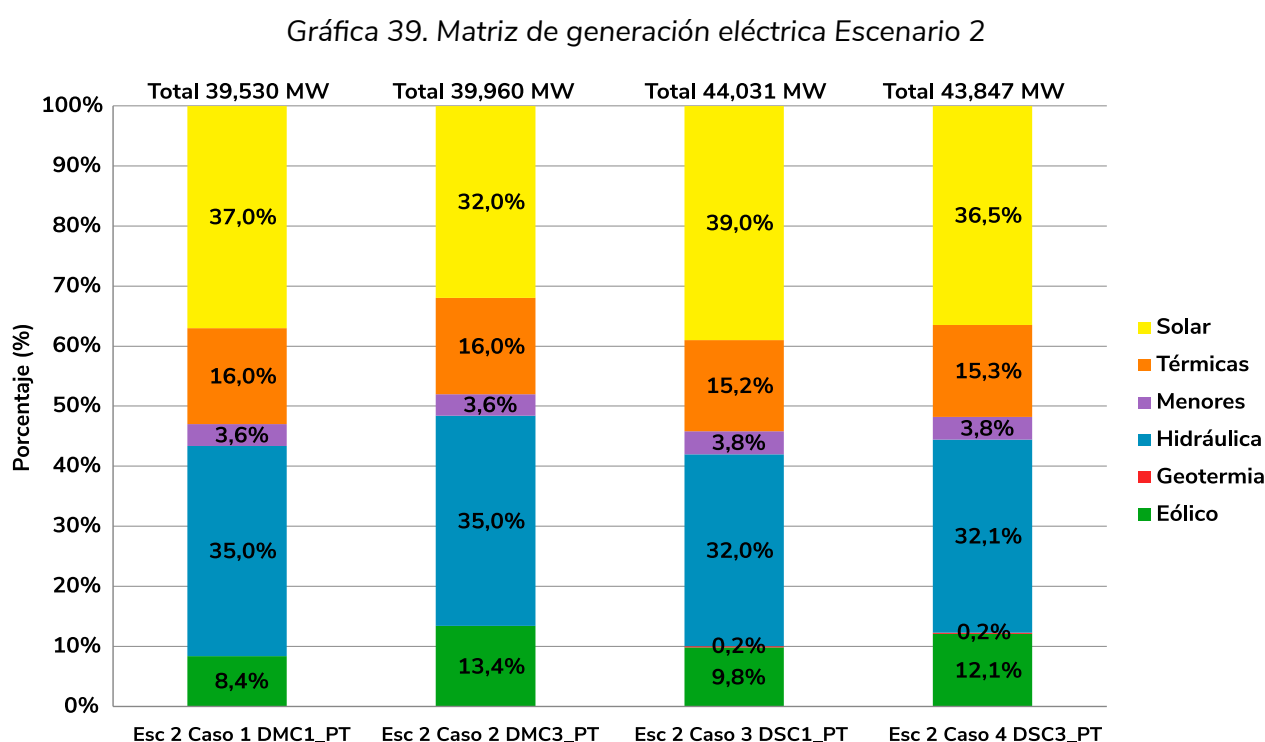
*Retiro de las plantas térmicas (ver Tabla 6).

**Integración de una planta de 200 MW y el retiro de Termoyopal2 28MW (ver Tabla 6).

Fuente: Elaboración propia.

7.2.3.5. Capacidad instalada 2039

Como resultado final de las simulaciones de cada caso propuesto para el Escenario 2, correspondiente al horizonte al año 2039, en la Gráfica 39 se presentan los resultados alcanzados de la capacidad instalada de la matriz de generación eléctrica, con la siguiente distribución porcentual de los diferentes recursos energéticos considerados:



Fuente: Elaboración propia.

7.2.4. Indicadores de confiabilidad

De la evaluación de los indicadores de confiabilidad para el Escenario 2, se encuentra que los índices VERE, VEREC y Número de Casos con Déficit, permanecen, en todo momento, dentro de los límites máximos establecidos. Este cumplimiento se mantiene a lo largo de todo el período de estudio.

7.2.5. Generación, costo marginal

A continuación, se presentan los resultados más relevantes obtenidos de las simulaciones de los 4 casos expuestos en el capítulo 7.2.1

7.2.5.1. Comparativos de los casos 1 DMC1_PT y 2 DMC3_PT

En este apartado se presentan los resultados del desempeño del sistema para el Caso 1 DMC1_PT y el Caso 2 DMC3_PT, correspondientes a simulaciones con demanda media. Para el primero, los resultados se ilustran en la Gráfica 40 y Tabla 30, mientras que para el segundo se presentan en la Gráfica 41 y la Tabla 31.

En estas se reportan la generación por tipo de recurso y el costo marginal de la demanda para cada año del horizonte de estudio. La generación por recurso se expresa en TWh, mientras que el costo marginal de la demanda se presenta en USD/MWh.

A continuación, se detallan los siguientes resultados relativos al desempeño del escenario:

- La generación hidroeléctrica mantiene una posición dominante en la operación del sistema de generación eléctrico a lo largo del período de análisis. En ambos casos analizados, este recurso presenta un desempeño estable, con un aporte medio anual cercano a 69 TWh, lo que lo convierte en el de mayor peso relativo en la atención de la demanda, con una participación media anual del 65 % durante el horizonte de estudio.
- La producción de energía a partir de fuentes eólicas y solares se destaca como la de mayor crecimiento en la matriz de generación eléctrica.
- Con una tendencia al alza a lo largo del período de estudio para los dos casos analizados.

- Caso 1 DMC1_PT :

En el período 2025-2036 se incorpora la totalidad de la capacidad eólica (3,295 MW) y 12,152 MW solares que equivalen al 96% de la capacidad solar total instalada. La integración de estos recursos renovables se refleja en un aumento de su participación en la atención de la demanda, pasando del 4.2% al inicio del período hasta alcanzar un 32.7% en el año 2036.

Entre 2037 y 2039 se incorpora el 4% restante de la capacidad solar, aporte que no resulta suficiente para mantener la tendencia creciente observada en el período anterior referente a la participación de la generación eólica y solar en la atención de la demanda. En este período la participación es del 32% en 2037 y cae al 30.7% en 2039.

- Caso 2 DMC3_PT

Entre 2025 y 2036 se suman a la matriz de generación eléctrica 3,295 MW de capacidad eólica y 10,572 MW de capacidad solar, representando el 62% y el 95% de la capacidad total instalada de cada recurso, respectivamente.

La incorporación de esta capacidad se refleja en un aumento de la participación de estos recursos renovables en la atención de la demanda que, durante este período, crece desde el 4.2% hasta el 30.5%.

Entre 2037 y 2039 se incorporan 2,000 MW eólicos adicionales en Colectora 2, lo que corresponde al 38% restante del total eólico instalado, junto con 563 MW de capacidad solar distribuida (5% restante). Como resultado, la contribución conjunta de estos recursos en la atención de la demanda aumenta del 34.7% en 2037 hasta el 37.9% en 2039.

- La generación térmica (gas, carbón y líquidos) presenta un comportamiento opuesto al de las fuentes renovables.

En el período 2025-2036 la generación térmica presenta una tendencia predominantemente decreciente. En el Caso 1 DMC1_PT, su participación se reduce del 15.8 % al 4.4 %. En el Caso 2 DMC3_PT, la participación térmica disminuye del 15.8 % al 5.2 %, reflejando una caída menos pronunciada. Este comportamiento contrasta con el aumento de la participación de las fuentes solar y eólica, durante el mismo período.

En el periodo 2037-2039, el desempeño de la generación térmica varía para cada caso considerado:

- En el Caso 1 DMC1_PT, la participación de la generación térmica en la atención de la demanda crece del 5.7% en 2037 hasta el 8.5% en 2039. Este aumento coincide con una disminución en la participación de la generación eólica y solar durante este intervalo.
- Por otro lado, para el Caso 2 DMC3_PT, la participación de la generación térmica se estabiliza en un valor medio del 3.8%.

Los resultados obtenidos evidencian que, a medida que se incrementa la integración de recursos renovables como la energía solar y eólica, la generación proveniente de fuentes térmicas tiende a disminuir.

No obstante, los recursos térmicos siguen desempeñando un papel esencial en la confiabilidad del sistema. Especialmente en los períodos de bajos aportes de las fuentes renovables, la generación térmica actúa como respaldo para garantizar la atención adecuada de la demanda de energía eléctrica.

- Los resultados del desempeño de la generación menor hidroeléctrica y térmica muestran un comportamiento similar en los dos casos analizados, con una tendencia ligeramente decreciente.
 - Para el Caso 1 DMC1_PT, la participación de la generación menor en la atención de la demanda inicia en el 5.9% en 2025 y disminuye al 4.0% en 2039.
 - En el Caso 2 DMC3_PT la participación va del 5.9% hasta el 4.1% al final del horizonte de estudio.
- El desempeño del costo marginal de demanda está relacionado con la evolución en la integración de recursos renovables en el sistema eléctrico y el impacto que esta incorporación causa en la producción de energía con fuentes térmicas.

En el período 2025-2036, se observa una tendencia principalmente decreciente, resultado de integración de fuentes renovables y la reducción en la generación térmica.

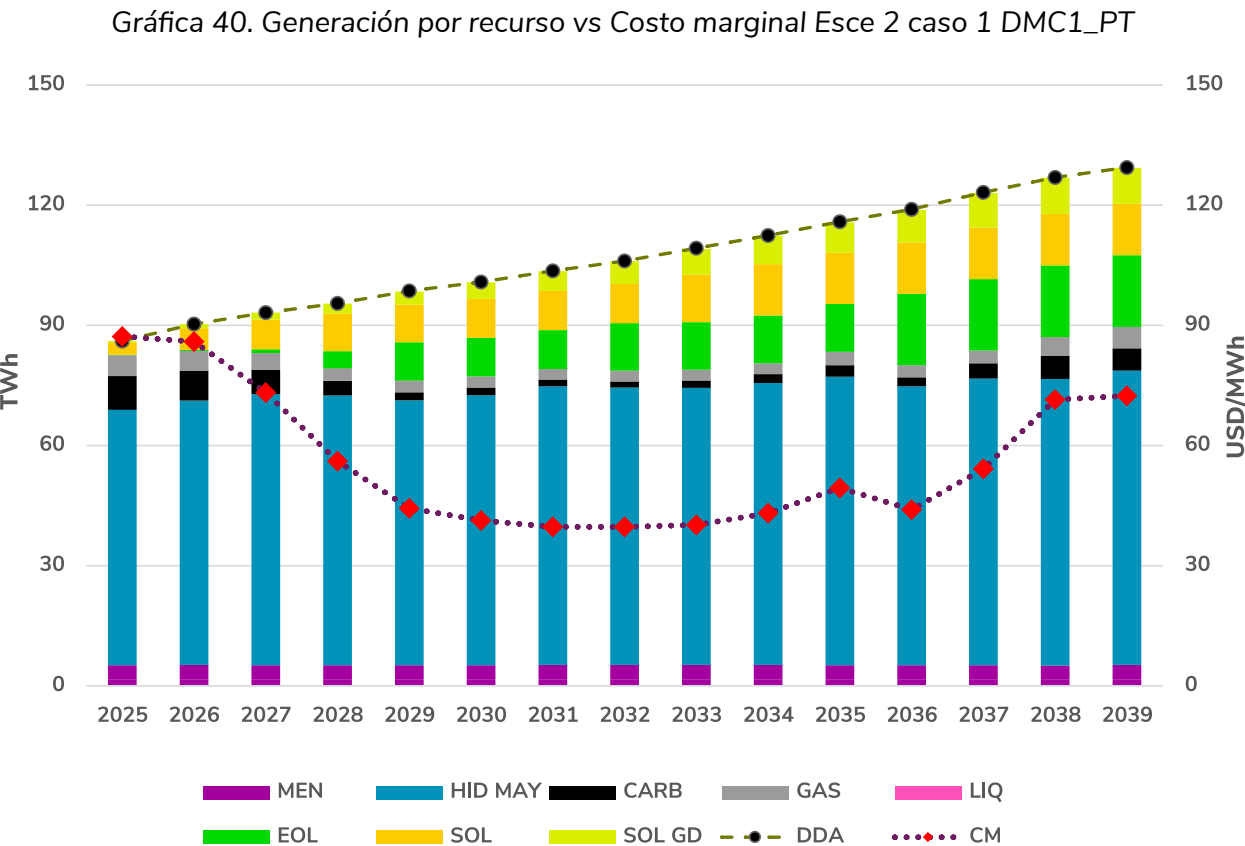
- Para el Caso 1 DMC1_PT el costo marginal presenta una reducción del 49.6%.
- Por su parte, en el Caso 2 DMC3_PT la reducción alcanza el 44.4%.

En el período 2037 – 2039, cambia el comportamiento: el costo marginal del Caso 1 DMC1_PT presenta una tendencia creciente, iniciando con un valor medio de 54.2 USD/MWh en 2037 hasta alcanzar los 72.4 USD/MWh en el año 2039, lo que representa un crecimiento del 32.6%.

Por otro lado, durante este mismo período, el costo marginal del caso Caso 2 DMC3_PT se estabiliza en un valor promedio de 42.2 USD/MWh, lo que supone una reducción del 51.6%, respecto al valor inicial en 2025.

7.2.5.2. Caso 1 DMC1_PT

A continuación, se presenta los resultados obtenidos del caso de estudio 1 DMC1_PT



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 30. Datos informativos – Escenario 2: Caso 1 DMC1_PT

AÑO	HID MAY TWh	CARB TWh	GAS TWh	LIQ TWh	MEN TWh	EOL TWh	SOL TWh	SOL GD TWh	DDA TWh	CM USD/MWh
2025	63.76	8.44	5.15	0.03	5.12	0.22	2.91	0.51	86.14	87.3
2026	66.02	7.46	4.93	0.06	5.21	0.22	5.37	1.07	90.34	85.9
2027	67.68	6.12	4.12	0.02	5.18	0.93	7.43	1.75	93.23	73.2
2028	67.33	3.66	3.13	0.01	5.14	4.28	9.41	2.53	95.49	56.1
2029	66.16	1.95	2.82	0.01	5.18	9.66	9.42	3.37	98.57	44.3

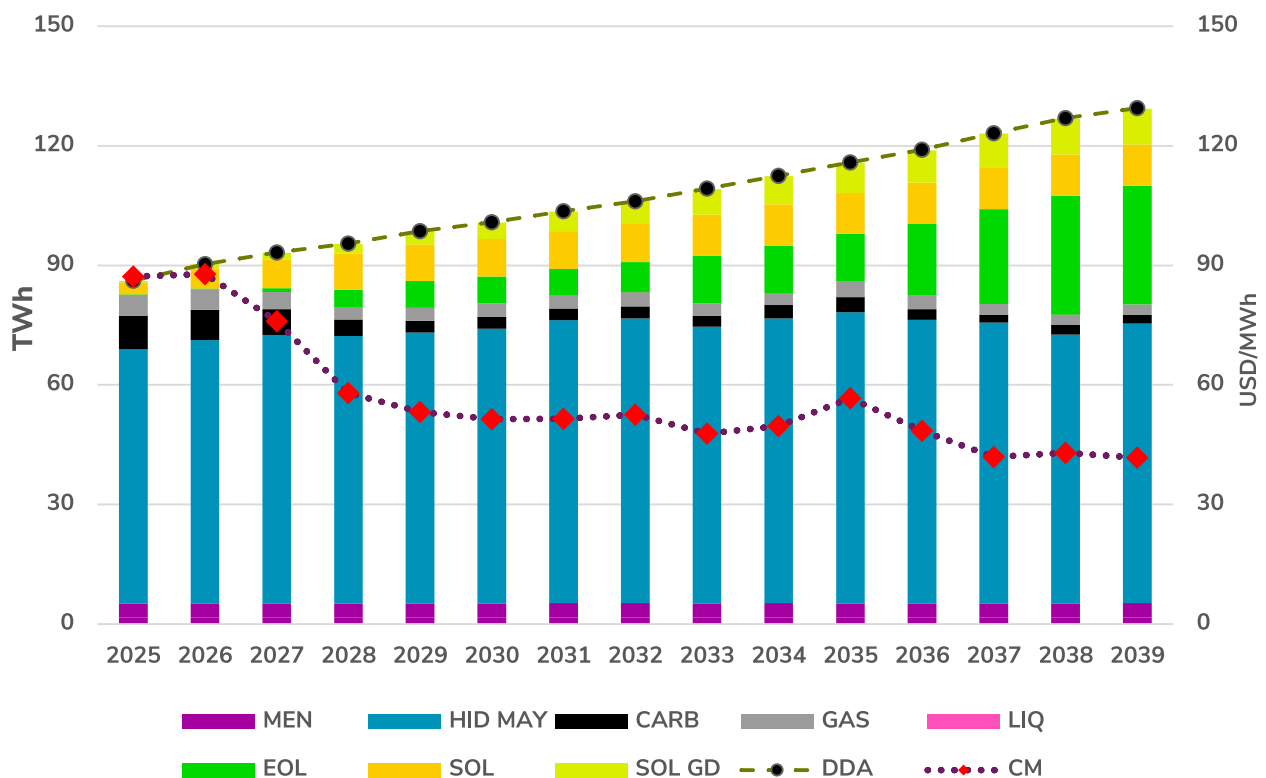
AÑO	HID MAY TWh	CARB TWh	GAS TWh	LIQ TWh	MEN TWh	EOL TWh	SOL TWh	SOL GD TWh	DDA TWh	CM USD/ MWh
2030	67.48	1.91	2.74	0.00	5.18	9.64	9.74	4.16	100.85	41.3
2031	69.58	1.74	2.66	0.00	5.27	9.68	9.75	4.95	103.63	39.7
2032	69.29	1.52	2.77	0.00	5.24	11.83	9.78	5.69	106.12	39.7
2033	69.26	1.76	2.75	0.00	5.29	11.86	11.89	6.43	109.24	40.2
2034	70.39	2.23	2.75	0.00	5.28	11.93	12.87	7.03	112.48	43.2
2035	72.09	2.82	3.38	0.00	5.19	11.94	12.87	7.58	115.87	49.4
2036	69.66	2.24	3.02	0.00	5.18	17.86	12.86	8.18	119	44
2037	71.59	3.86	3.14	0.00	5.19	17.85	12.95	8.6	123.18	54.2
2038	71.49	5.75	4.76	0.01	5.17	17.89	12.91	8.96	126.94	71.4
2039	73.49	5.59	5.38	0.00	5.28	17.88	12.89	8.94	129.45	72.43

Fuente: Elaboración propia.

7.2.5.3. Caso 2 DMC3_PT

A continuación, se presenta los resultados obtenidos del caso de estudio 2 DMC3_PT

Gráfica 41. Generación por recurso vs Costo marginal Escenario 2 caso 2 DMC3_PT



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 31. Resultados - Escenario 2: Caso 2 DMC3_PT

AÑO	HID MAY TWh	CARB TWh	GAS TWh	L I Q TWh	MEN TWh	E O L TWh	S O L TWh	S O L G D TWh	D D A TWh	CM USD/ MWh
2025	63.77	8.45	5.13	0.03	5.13	0.21	2.91	0.51	86.14	87.2
2026	66.05	7.54	5.07	0.08	5.22	0.22	5.09	1.07	90.34	87.8
2027	67.38	6.45	4.36	0.03	5.18	0.93	7.15	1.75	93.23	76.0
2028	67.13	4.14	3.15	0.00	5.14	4.25	9.13	2.55	95.49	58.0
2029	68.05	2.93	3.26	0.02	5.18	6.67	9.14	3.32	98.57	53.3
2030	68.89	3.06	3.38	0.00	5.19	6.68	9.47	4.18	100.85	51.4
2031	70.99	2.91	3.29	0.00	5.25	6.77	9.47	4.95	103.63	51.6
2032	71.47	2.97	3.55	0.00	5.29	7.66	9.49	5.69	106.12	52.5
2033	69.48	2.77	3.12	0.00	5.21	11.86	10.37	6.43	109.24	47.8
2034	71.47	3.33	3.06	0.00	5.27	11.93	10.34	7.08	112.48	49.7
2035	73.07	3.81	3.87	0.00	5.28	11.94	10.34	7.56	115.87	56.6
2036	71.18	2.66	3.53	0.00	5.28	17.85	10.33	8.17	119	48.5
2037	70.44	1.96	2.69	0.00	5.26	23.79	10.37	8.67	123.18	41.93
2038	67.58	2.34	2.69	0.00	5.19	29.79	10.39	8.96	126.94	42.97
2039	70.19	2.17	2.67	0.00	5.29	29.78	10.38	8.97	129.45	41.76

Fuente: Elaboración propia.

7.2.5.4. Comparativos de los casos 3 DSC1_PT y 4 DSC3_PT

En este apartado se presentan los resultados del desempeño del sistema para el Caso 3 DSC1_PT y el Caso 4 DSC3_PT, correspondientes a simulaciones con demanda IC superior 68%. Para el primero, los resultados se ilustran en la Gráfica 42 y Tabla 32, mientras que para el segundo se presentan en la Gráfica 43 y Tabla 33.

En estas se reportan la generación por tipo de recurso y el costo marginal de la demanda para cada año del horizonte de estudio. La generación por recurso se expresa en TWh, mientras que el costo marginal de la demanda se presenta en USD/MWh. Ambos indicadores corresponden a promedios anuales calculados a partir de los resultados de las simulaciones estocásticas.

A continuación, se detallan los siguientes resultados relativos al desempeño de los casos:

- La generación hidroeléctrica mantiene su posición como principal fuente dentro de la matriz eléctrica. En los dos casos analizados muestra un desempeño estable, con un aporte promedio anual de 69.5 TWh. Este valor representa una participación media anual del 61.5% en la atención de la demanda a lo largo del horizonte de estudio.
- Adicional a las fuentes de generación solar y eólica onshore, que se mantienen como las de mayor crecimiento en la matriz de generación eléctrica, en los dos casos analizados se observa la incorporación de fuentes de generación consideradas en la prospectiva tecnológica como la eólica offshore y la geotermia.

- En el caso 3 DSC1_PT, se suman a la matriz de generación 100 MW de capacidad geotérmica en 2036 y 1,000 MW de eólica offshore en 2037. Desde su integración y hasta el final del horizonte de estudio, la geotermia y la eólica offshore aportan, en promedio, 0.7 TWh y 5.4 TWh anuales, respectivamente.

La suma de estos aportes, junto con la generación solar y eólica onshore, representan un crecimiento en la participación de estas fuentes renovables en la atención de la demanda, pasando de un 4.1% al inicio del período hasta alcanzar el 35.9% en 2039.

- Para el caso 4 DSC3_PT, solo se incorpora la geotermia con 100 MW en el año 2037 y un aporte medio anual de 0.5 TWh. Este valor, sumado a la contribución de la generación solar y eólica onshore representan un crecimiento en la participación de estas fuentes renovables en la atención de la demanda, desde un 4.1% inicial hasta el 41.5% al final del horizonte de estudio.
- La evolución de la generación térmica evidencia un comportamiento que varía en función del desempeño de las fuentes renovables y del crecimiento proyectado de la demanda.

Caso 3 DSC1_PT:

Durante el período 2025-2031, la generación con fuentes térmicas muestra una tendencia decreciente. Su participación en la atención de la demanda disminuye del 18.2% al inicio del período hasta el 3.5% en 2031. Esta reducción está directamente relacionada con el crecimiento de la generación eólica y solar, que progresivamente desplazan a las fuentes térmicas.

Entre 2032 y 2035, se observa un cambio de tendencia; la participación de la generación térmica crece, pasando del 4.0% al 6.7% en este período.

En el año 2036, la participación de la generación térmica disminuye al 5.3%, principalmente debido a la incorporación de 1GW de capacidad eólica en Colectora 2. Sin embargo, a partir de este año y hasta 2039 la tendencia vuelve a ser creciente, reflejándose en la participación de los recursos térmicos en la cobertura de la demanda que llega al 7.3% en 2039.

A pesar de la integración progresiva de fuentes de generación con unos menores costos (OPEX, CAPEX) entre 2032 y 2039, el crecimiento proyectado de la demanda eléctrica causa que el sistema requiera del uso de los recursos térmicos para asegurar el abastecimiento y garantizar la confiabilidad.

Caso 4 DSC3_PT:

La generación térmica muestra un comportamiento inicial similar al caso anterior. Durante el período 2025-2031, su participación en la atención de la demanda disminuye del 17% al inicio del período hasta el 3.9% en 2031. Reflejando el impacto del crecimiento renovable.

Durante 2032-2035, al igual que en el caso 3 DSC1_PT, se observa un cambio de tendencia, con un incremento en la participación de las fuentes térmicas desde el 4.5% hasta el 7.9%, en línea con la evolución de la demanda y la necesidad de respaldo.

Entre 2036 y 2039, la tendencia creciente cambia debido a la incorporación progresiva de los 3GW eólicos en Colectora 2, lo que provoca una caída en la participación de la generación térmica, que pasa del 5.8% en 2036 al 3.6% en 2039.

- En los dos casos considerados, el comportamiento de la generación menor hidroeléctrica y térmica evidencia un comportamiento similar a lo largo del periodo de análisis. Se observa una tendencia ligeramente decreciente en la participación de estas fuentes en la atención de la demanda. Al inicio del periodo, la participación de la generación menor es del 5.9%, porcentaje que disminuye hasta el 4.4% en 2039.

● La evolución del costo marginal de demanda a lo largo del horizonte de estudio refleja de manera directa los cambios en la matriz de generación, principalmente en lo referente al desempeño de las fuentes térmicas y renovables.

En el período 2025-2031, el costo marginal del caso 3 DSC1_PT, en promedio, un 5.1% inferior al observado en el caso 4 DSC3_PT. Este resultado es consecuente con la menor generación térmica en el caso de 1GW en este período.

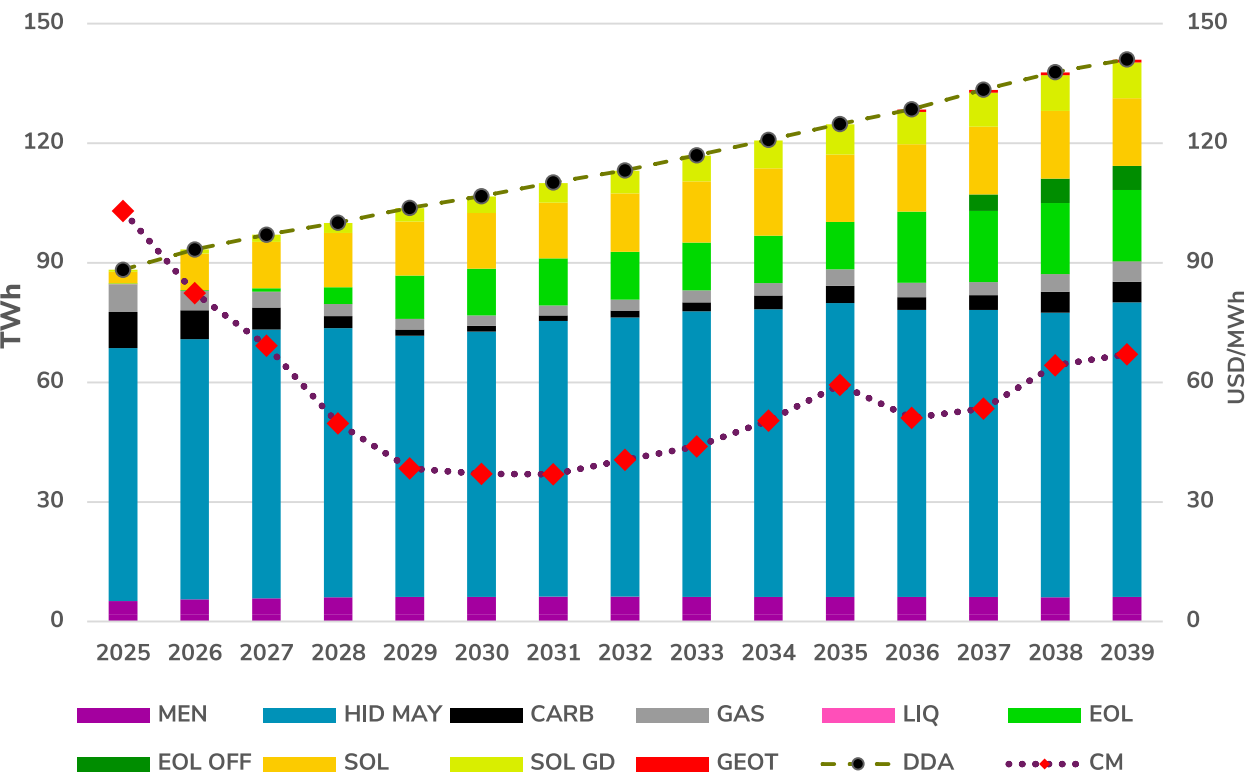
Entre 2032 y 2035 la tendencia se mantiene incluso se acentúa. El costo marginal del caso 3 DSC1_PT continúa situándose por debajo del correspondiente al caso 4 DSC3_PT, con una diferencia media que aumenta hasta el 9.4%. Este comportamiento está asociado al desempeño de la generación térmica en ambos casos, donde la menor dependencia de los recursos térmicos en el caso de 1GW favorece una mayor competitividad en el costo de generación.

Finalmente, entre 2036 y 2039, la situación se revierte. El costo marginal en el caso 3 DSC1_PT supera al del caso con 3,000 MW en un 31.7%. Este incremento está en línea con el comportamiento de los recursos térmicos, ya que la menor incorporación de capacidad renovable respecto al caso 4 DSC3_PT, causa una mayor utilización de las fuentes térmicas, lo que repercute en aumento del costo marginal de demanda.

7.2.5.5. Caso 3 DSC1_PT

A continuación, en la Gráfica 42 y Tabla 32 presentan los resultados obtenidos del caso de estudio 3 DSC1_PT

Gráfica 42. Generación por recurso vs Costo marginal Escenario 2 caso 3 DSC1_PT



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 32. Resultados – Escenario 2: Caso 3 DSC1_PT

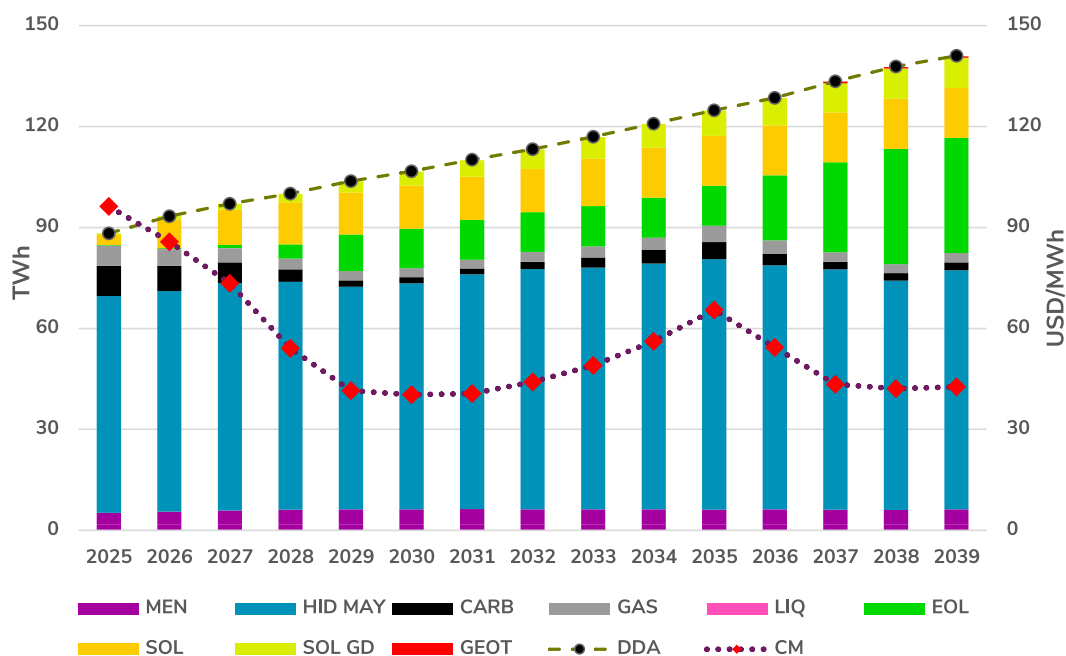
AÑO	HID MAY TWh	CARB TWh	GAS TWh	LIQ TWh	MEN TWh	EOL TWh	SOL TWh	EOL OFF TWh	SOL GD TWh	GEOT TWh	DDA TWh	CM USD/ MWh
2025	63.45	9.07	6.89	0.1	5.14	0.2	2.91	0.00	0.51	0.00	88.27	103.
2026	65.32	7.22	4.79	0.07	5.58	0.22	9.1	0.00	1.07	0.00	93.37	82.4
2027	67.44	5.54	3.89	0.02	5.87	0.93	11.63	0.00	1.75	0.00	97.07	69.2
2028	67.47	3.06	2.99	0.00	6.09	4.25	13.62	0.00	2.57	0.00	100.05	49.7
2029	65.56	1.58	2.65	0.00	6.17	10.84	13.67	0.00	3.33	0.00	103.8	38.4
2030	66.58	1.47	2.56	0.00	6.18	11.78	13.97	0.00	4.17	0.00	106.71	37.1
2031	69.17	1.36	2.58	0.00	6.27	11.84	13.96	0.00	4.95	0.00	110.13	37
2032	70.07	1.72	2.78	0.00	6.24	11.97	14.75	0.00	5.69	0.00	113.22	40.6
2033	71.62	2.26	3.04	0.00	6.19	12.08	15.34	0.00	6.43	0.00	116.96	43.9
2034	72.17	3.43	3.12	0.00	6.19	11.95	16.89	0.00	7.08	0.00	120.83	50.4
2035	73.77	4.28	4.14	0.00	6.18	11.94	16.94	0.00	7.59	0.00	124.84	59.4
2036	72.09	3.16	3.64	0.00	6.16	17.84	16.93	0.00	8.15	0.59	128.56	51.1
2037	71.97	3.76	3.27	0.00	6.15	17.85	16.98	4.1	8.68	0.66	133.42	53.42
2038	71.44	5.26	4.38	0.00	6.07	17.89	16.99	6.11	8.96	0.73	137.83	64.3
2039	73.91	5.13	5.11	0.00	6.18	17.88	16.96	6.17	8.94	0.74	141.02	67.04

Fuente: Elaboración propia.

7.2.5.6. Caso 4 DSC3_PT

A continuación, en la Gráfica 43 y Tabla 33 se presenta los resultados obtenidos del caso de estudio 4 DSC3_PT.

Gráfica 43. Generación por recurso vs Costo marginal Escenario 2 caso 4 DSC3_PT



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 33. Resultados - Escenario 2: Caso 4 DSC3_PT

AÑO	HID MAY TWh	CARB TWh	GAS TWh	LIQ TWh	MEN TWh	EOL TWh	SOL TWh	SOL GD TWh	GEOT TWh	DDA TWh	CM USD/ MWh
2025	64.44	8.96	6.01	0.06	5.16	0.22	2.91	0.51	0.00	88.27	96.2
2026	65.51	7.49	4.95	0.08	5.59	0.22	8.46	1.07	0.00	93.37	85.7
2027	67.67	6.11	4.17	0.03	5.89	0.93	10.52	1.75	0.00	97.07	73.4
2028	67.69	3.72	3.19	0.00	6.12	4.25	12.54	2.54	0.00	100.05	54.1
2029	66.29	1.84	2.77	0.00	6.19	10.84	12.55	3.32	0.00	103.8	41.5
2030	67.18	1.82	2.66	0.00	6.28	11.77	12.86	4.14	0.00	106.71	40.3
2031	69.77	1.73	2.67	0.00	6.29	11.87	12.85	4.95	0.00	110.13	40.7
2032	71.48	2.13	2.94	0.00	6.27	11.83	12.88	5.69	0.00	113.22	44.1
2033	71.88	2.99	3.26	0.00	6.23	12.08	14.06	6.46	0.00	116.96	49
2034	73.08	4.18	3.53	0.00	6.27	11.93	14.81	7.03	0.00	120.83	56.2
2035	74.48	5.07	4.76	0.00	6.19	11.94	14.84	7.56	0.00	124.84	65.5
2036	72.58	3.43	4.04	0.00	6.19	19.32	14.88	8.12	0.00	128.56	54.37
2037	71.39	2.25	2.88	0.00	6.19	26.75	14.84	8.62	0.50	133.42	43.42
2038	68.08	2.24	2.76	0.00	6.19	34.24	14.86	8.96	0.50	137.83	42.13
2039	71.18	2.3	2.77	0.00	6.28	34.25	14.83	8.94	0.47	141.02	42.61

Fuente: Elaboración propia.

7.2.6. Emisiones

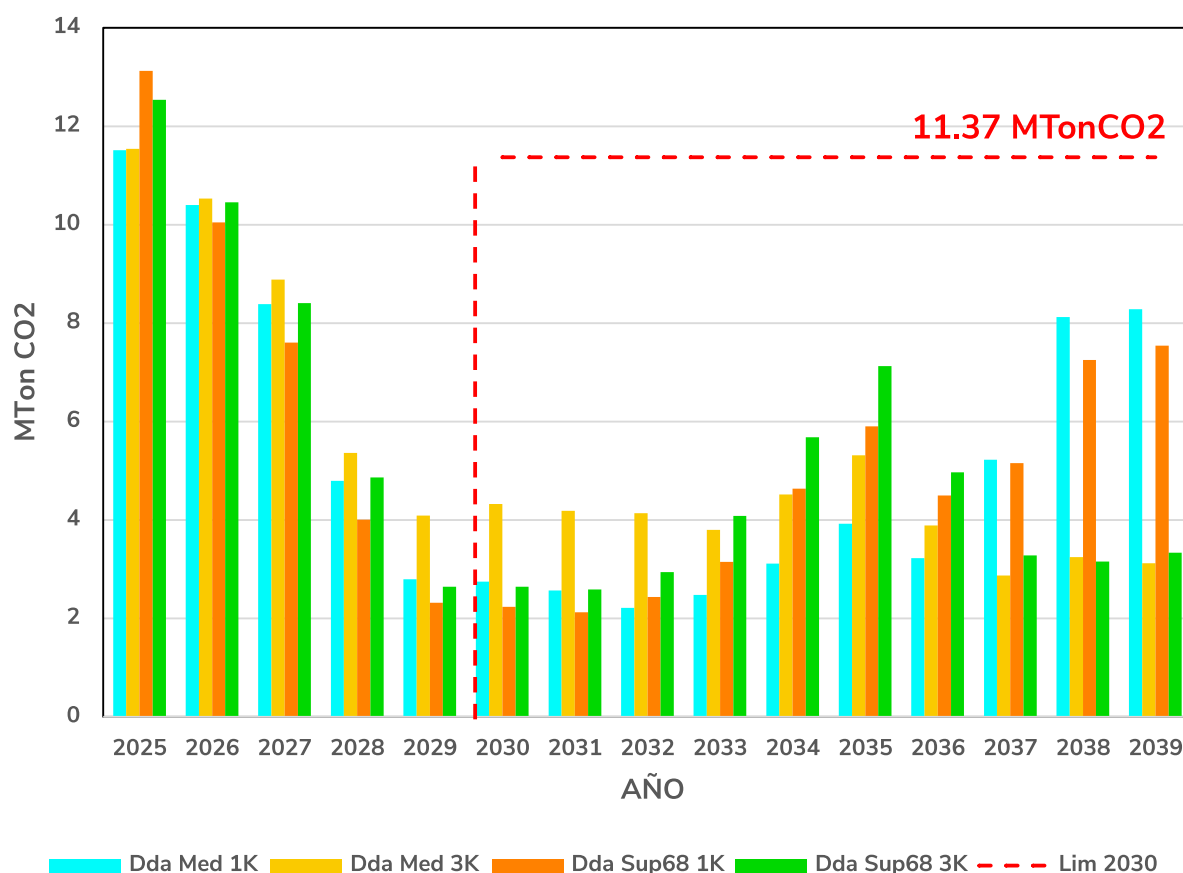
Para el Escenario 2, en la Gráfica 44, se describe el cálculo de las emisiones en toneladas equivalentes de CO₂, considerando la proyección de demanda media y la demanda IC superior 68%; asimismo, las capacidades de Colectora 2 de 1GW y de 3GW.

Para el caso 1 DMC1_PT, representado en la barra azul, se muestra un decrecimiento de las emisiones hasta el año 2032, llegando a valores cercanos a 2.2 Mt CO₂, asociado a la mayor participación de generación eólica y solar y a la salida y reconversión de plantas térmicas; no obstante hacia el final del horizonte de análisis se revierte la tendencia y finaliza con emisiones cercanas a 8.2 Mt CO₂ en el 2039, esto se explica con la participación de centrales térmicas a gas y a carbón; para el caso 2 DMC3_PT, se encuentra que las emisiones presentan un comportamiento decreciente y finalizan el horizonte con valores cercanos a 3 Mt CO₂ en 2039.

Por otra parte, para el caso que considera el escenario de demanda IC superior 68%, para el caso 3 DSC1_PT la tendencia decreciente de las emisiones se mantiene hasta 2031 pero luego cambia y finaliza con valores cercanos a 7.7 Mt CO₂ en 2039. Finalmente, al considerar el caso 4 DSC3_PT, las emisiones tienen un comportamiento tendencial mixto, pero luego de la entrada de Colectora 2 en 2036 decrecen hasta el 2039, finalizando cerca de 3 Mt CO₂.

En cuanto a emisiones, en el Escenario 2 se destaca el impacto de la entrada de Colectora 2 con potencia de 3GW, ya que, para ambos casos de demanda analizados, se obtiene una reducción importante; sin embargo, en el caso de Colectora 2 con 1GW, aunque las emisiones casi se triplican, siguen estando por debajo del límite establecido.

Gráfica 44. Emisiones CO2 - Escenario 2



Fuente: UPME

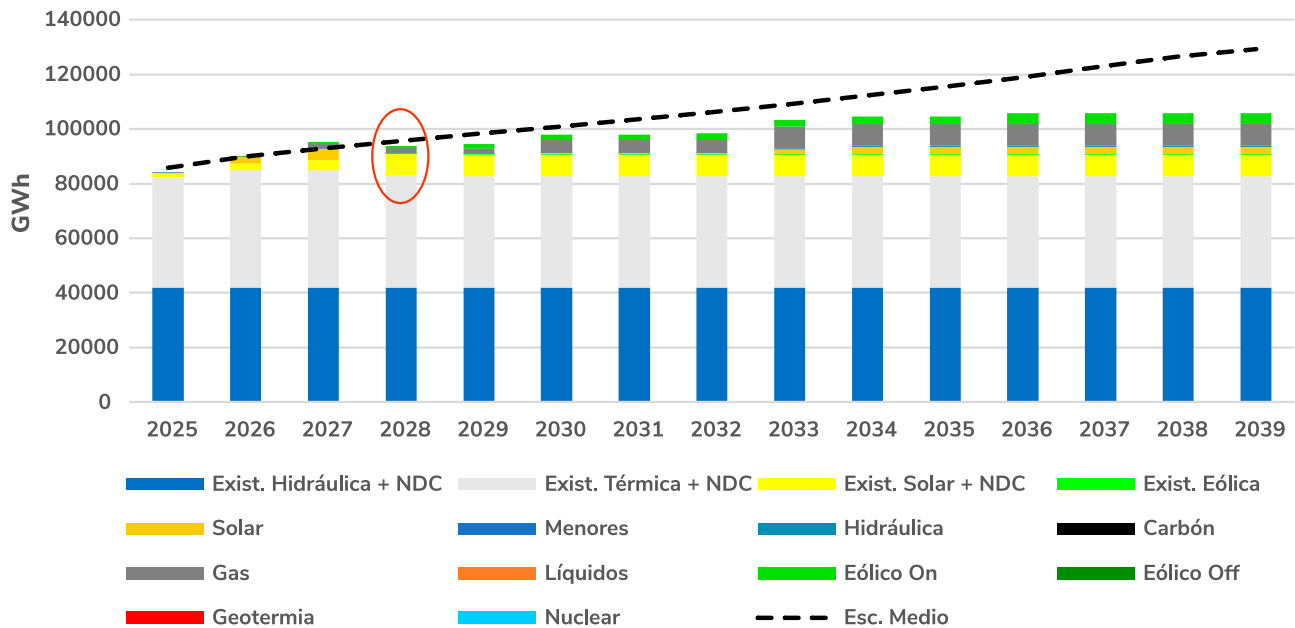
7.2.7. Revisión de Energía Firme

En este apartado se analizan los resultados obtenidos la energía en firme para los cuatro casos analizados.

7.2.7.1. Revisión caso 1 DMC1_PT

En la Gráfica 45 se presenta el resultado del balance entre la proyección de demanda y la ENFICC para el CASO 1 DMC1_PT.

Gráfica 45. Balance Energía Firme vs. Demanda Media - Escenario 2: Caso 1 DMC1_PT



Fuente: Elaboración propia.

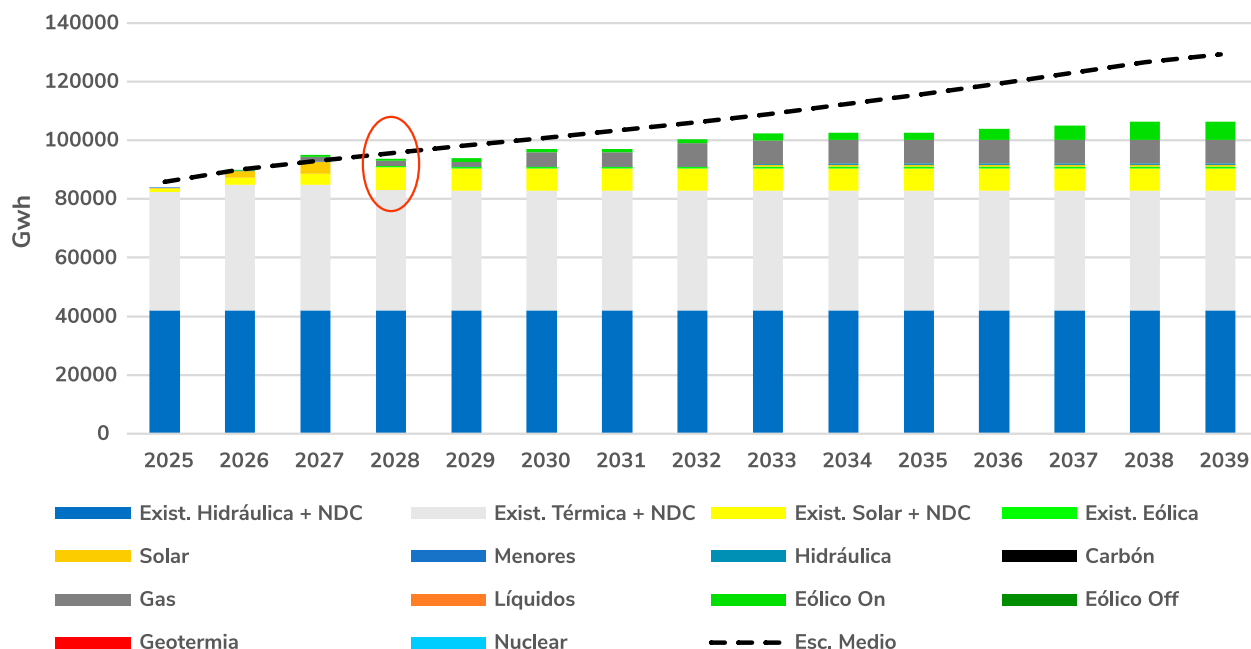
Como se indicó anteriormente, la Energía Firme no cubre la demanda media en los primeros años. No obstante, tras la expansión del escenario, hacia 2027 la Energía en firme logra superar temporalmente la demanda, aunque a partir de 2028 vuelve a ubicarse por debajo de ella, como se muestra en el círculo (ver Gráfica 45), donde la cobertura alcanza el 98.85%, dejando un 1.15% de la demanda sin cubrir.

El crecimiento de la Energía Firme en este escenario se debe principalmente a la tecnología solar en los primeros años, acompañada de un incremento moderado pero constante del recurso eólico y del gas natural a partir de 2027.

7.2.7.2. Revisión caso 2 DMC3_PT

La Gráfica 46 muestra el balance entre Energía Firme y demanda eléctrica para el caso 2 DMC3_PT.

Gráfica 46. Balance Energía Firme vs. Demanda Media - Escenario 2: Caso 2 DMC3_PT.



Fuente: Elaboración propia.

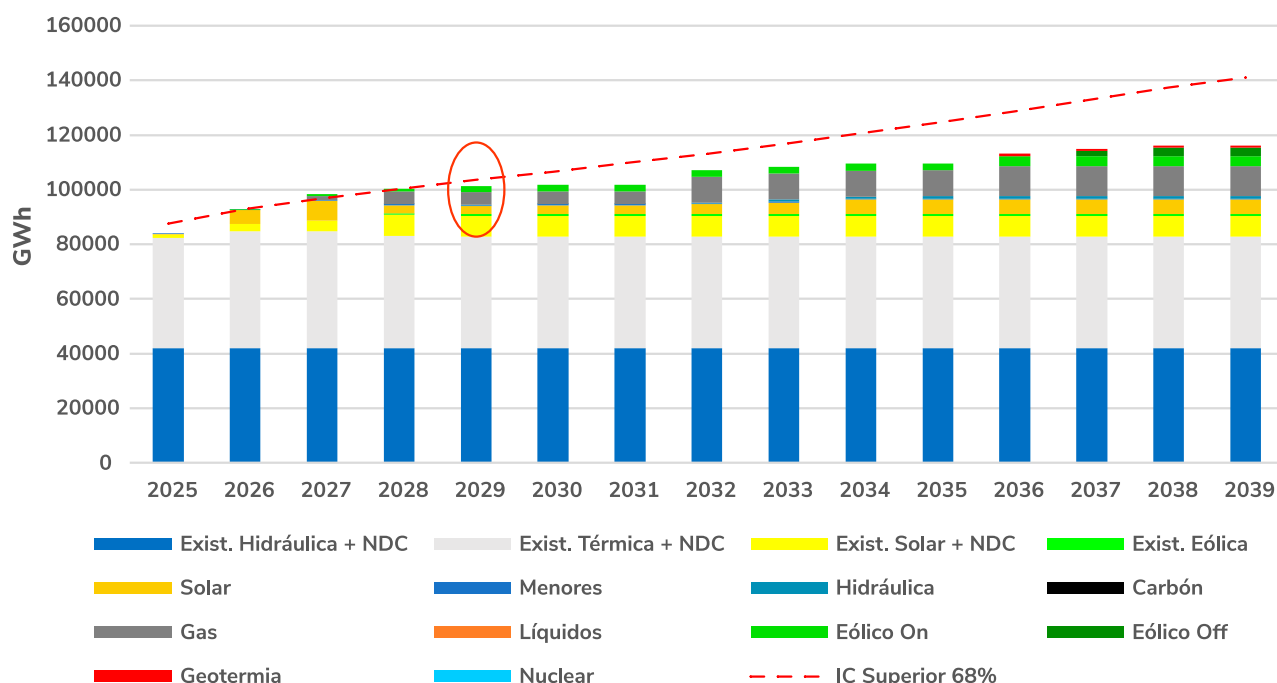
Al igual que en el caso anterior, la Energía Firme no logra cubrir la demanda en los primeros años, aunque la supera en 2027 gracias a la expansión del sistema. No obstante, a partir de 2028 vuelve a situarse por debajo de la demanda, alcanzando una cobertura del 98.85% y dejando sin cubrir un 1.15% de la demanda. El incremento en la Energía Firme se explica principalmente por la incorporación de capacidad solar, complementada por aportes del recurso eólico y del gas natural en los años siguientes.

Para 2039, la Energía Firme estimada es de 106.340,1 GWh/año. La composición energética está dominada por recursos hidráulicos (39.5%) y térmicos (38.4%). Entre los recursos de expansión, los principales aportes corresponden a la solar (7.7%), el gas (7.4%) y la eólica (6.4%). En este escenario se observa que la solar y el gas aportan niveles de firmeza similares, reflejando una diversificación tecnológica más equilibrada.

7.2.7.3. Revisión caso 3 DSC1_PT

La Gráfica 47 presenta el balance entre Energía Firme y demanda para el caso 3 DSC1_PT.

Gráfica 47. Balance Energía Firme vs. Demanda Superior - Escenario 2: Caso 3 DSC1_PT.



Fuente: Elaboración propia.

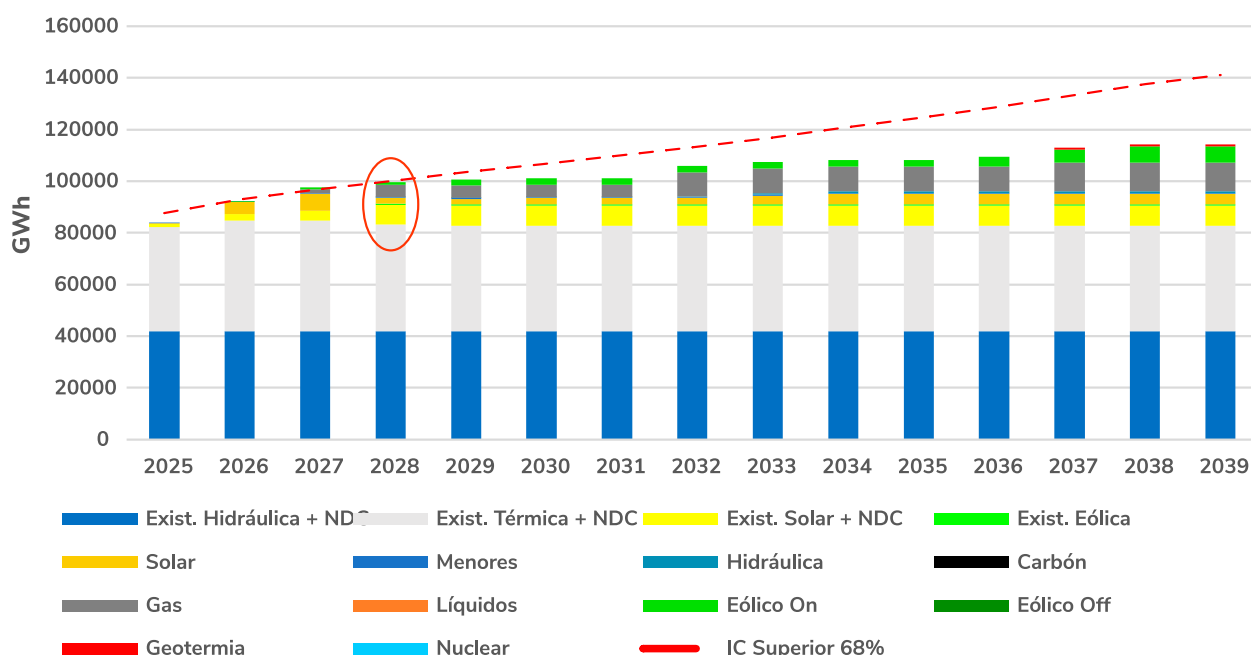
Como se indicó anteriormente, durante los primeros años la Energía Firme no alcanza a cubrir la demanda. Sin embargo, en 2028 logra superarla temporalmente antes de volver a ubicarse por debajo en 2029, como se muestra en el círculo (ver Gráfica 47). En este último año, la cobertura de la Energía Firme alcanza el 97.96%, dejando sin cubrir un 2.04% respecto a la demanda. El crecimiento de la Energía Firme está impulsado principalmente por la generación solar, seguida por la eólica y el gas natural a partir de 2027.

Para 2039, la Energía Firme alcanza 114.217,6 GWh/año. Los principales aportes provienen de los recursos hidráulico (36.8%) y térmico (35.7%). Los recursos de expansión aportan solar (10.1%), gas (9.7%) y eólica (6%). En comparación con el Escenario 1, se mantiene la tendencia de mayor contribución del gas respecto a la eólica, y una firmeza similar entre la solar y el gas.

7.2.7.4. Revisión caso 4 DSC3_PT

En la Gráfica 48 se observa el balance entre Energía Firme y demanda para el Caso 4 DSC3_PT

Gráfica 48. Balance Energía Firme vs. Demanda Superior Esc 2: Caso 4 DSC3_PT.



Fuente: Elaboración propia.

Como en los casos anteriores, la Energía Firme no logra cubrir la demanda al inicio del horizonte, aunque la supera temporalmente en 2027 antes de volver a ubicarse por debajo a partir de 2028, como se muestra en el círculo (ver Gráfica 48).

En este último año, la cobertura alcanza el 97.2%, dejando sin cubrir alrededor del 2.8% de la demanda. El crecimiento de la Energía Firme se explica por la expansión de proyectos solares, junto con el desarrollo del recurso eólico y la entrada de nuevas plantas a gas.

Para 2039, la ENFICC estimada alcanza nuevamente 114,217.6 GWh/año. La composición está liderada por los recursos hidráulico (36.8%) y térmico (35.7%), mientras que las tecnologías de expansión aportan solar (10.1%), gas (9.7%) y eólica (6%). Al igual que en el escenario anterior, el gas y la solar mantienen una contribución comparable a la energía firme total.

7.3. Escenario 3: Descarbonización

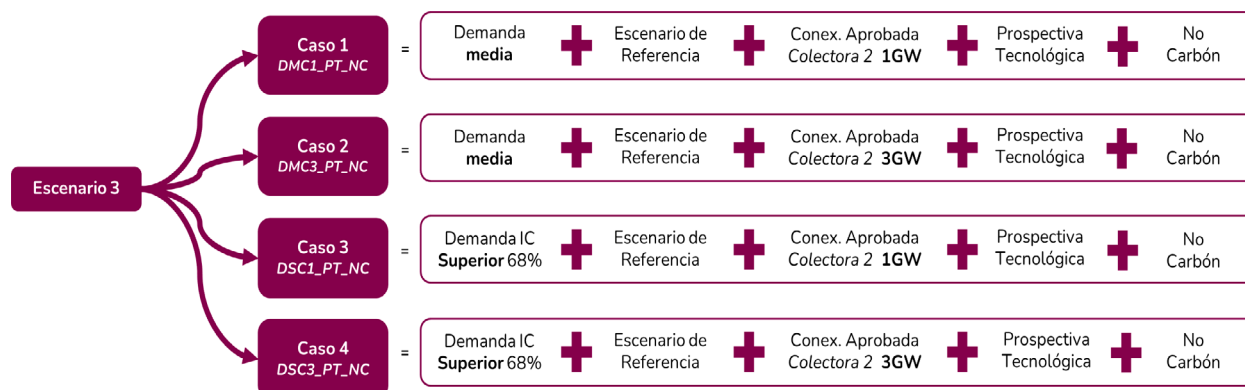
En este escenario se mantienen los mismos supuestos considerados de prospectiva tecnológica definidos en el Escenario 2. Sobre esta base se avanza en un enfoque de descarbonización de la matriz de generación eléctrica. Para ello, se propone la retirada progresiva de las plantas térmicas que operan con carbón, así como la conversión de plantas térmicas que utilizan combustibles líquidos hacia gas natural, complementado esto con nueva capacidad de generación en tecnologías renovables y térmica a gas.

El objetivo central de este escenario es evaluar la viabilidad técnica del sistema bajo la premisa de una sustitución acelerada de carbón, determinando los ajustes requeridos para mantener la confiabilidad y asegurar un equilibrio sostenible entre oferta y demanda. Este cambio representa una transformación estructural de la matriz, desplazando fuentes de alta intensidad de emisiones por opciones con menor huella de carbono, en línea con la transición energética.

7.3.1. Casos de simulación

Para el Escenario 3 se realizan los siguientes casos de simulación estocásticas desarrolladas, los cuales se dividen en 4 casos con sus respectivos detalles relevantes que se presentan en la Gráfica 49:

Gráfica 49. Configuración simulaciones - Escenario 3



Fuente: Elaboración propia.

Así, se tiene en cuenta los principales supuestos descritos en la Gráfica 34 del Escenario 2 y adicional a ellos la **Descarbonización** para todos los casos.

7.3.2. Capacidad instalada

En esta sección se presenta un análisis comparativo entre la capacidad disponible y la capacidad instalada por recurso, resultante de las simulaciones realizadas para los casos de estudio.

7.3.2.1. Capacidad por tipo de recurso

En la Tabla 34 se detalla la capacidad disponible por tipo de recurso y el año a partir del cual el modelo de expansión la considera para su incorporación en la matriz de generación, si es del caso. En la columna “Expansión Fija” se relaciona la nueva capacidad que se añadirá a la matriz de generación en las fechas indicadas en la Tabla 4 y la Tabla 5. De igual forma como se indicó en los escenarios 1 y 2, los 12,885 MW de expansión fija no hacen parte del proceso de optimización de la inversión que se realiza con el modelo OPTGEN.

Adicionalmente, para el recurso eólico onshore, se considera el proyecto Colectora 2 evaluado en dos niveles de avance: 1GW y 3GW de capacidad disponible a partir del año 2036.

Tabla 34. Capacidad disponible Escenario 3

Recurso/Tipo	Expansión Fija	Capacidad Disponible Escenario 3		
		Colectora 2 1GW	Colectora 2 3GW	Año Inicio Disponibilidad
Menores	0	335	335	2025
Hidráulica	1,200	960	960	2032
Gas	0	2,000	2,000	2027
Eólico Onshore	1,050	2,245	4,245	2026
Eólico Offshore	0	2,000	2,000	2035
Solar	4,547	7,918	7,918	2025
Solar Distribuido	6,088	0	0	2025
Geotermia	0	200	200	2033
Nuclear	0	200	200	2037
Baterías	0	1,000	1,000	2026
Total [MW]	12,885	16,858	18,858	

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 35 se presenta el cronograma de salida de plantas térmicas considerado para este escenario. Para las plantas térmicas a carbón se definió el supuesto de salida de operación en la fecha de finalización de los compromisos de obligaciones de energía firme adquiridos con corte a diciembre de 2024.

Tabla 35. Cronograma salida plantas térmicas - Escenario 3

Recurso	Nombre	Capacidad MW	Fecha Salida Operación
Gas	Termoyopal 2	28	1/12/2027
Líquidos	Cartagena 1	52	1/12/2027
	Cartagena 2	60	1/12/2027
Carbón	Guajira 1	145	1/12/2028
	Guajira 2	130	
	Paipa 1	36	
	Paipa 2	72	
	Paipa 3	70	
	Paipa 4	165	
	Zipa 2	36	
	Zipa 3	63	
	Zipa 4	64	
	Zipa 5	63	
	Tasajero 1	165	
	Gecelca 3	164	1/12/2032
	Gecelca 3.2	270	1/12/2035
	Tasajero 2	170	

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 36 se referencian las plantas térmicas que en las que se sustituyen los combustibles líquidos por gas a partir de enero de 2031. Esto en línea con los supuestos definidos para este escenario.

Tabla 36. Plantas térmicas de líquidos a gas

Nombre	Capacidad MW
Termonorte	88
Termosierra	352
Termodorada	59
Termovalle	241
Termoemcali	229

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023–2038, la materialización de este escenario exige el desarrollo simultáneo de nuevos yacimientos nacionales (onshore y costa afuera), así como la ampliación de la infraestructura de transporte e importación de GNL. En particular, el plan recomienda proyectos estratégicos como la regasificadora de La Guajira, con capacidad de 250–300 MPCD y entrada prevista para el primer trimestre de 2026; la regasificadora del Pacífico (Buenaventura), con 400 MPCD y gasoducto hacia Yumbo, cuya entrada no debe superar el primer trimestre de 2030, aunque se promueve su entrada parcial anticipada (80–100 MPCD) en 2026; y la expansión de la infraestructura existente en Cartagena, que asegura 450 GBTUD hasta 2031. Asimismo, se destacan las conexiones internas Jobo–Vasconia (400 MPCD, FPO 2027–2030) y Mariquita–Bogotá/ Magdalena Medio (215 MPCD, FPO 2030), necesarias para garantizar el transporte hacia el interior del país. Dicho plan identifica al gas natural como el energético más adecuado para respaldar la confiabilidad del sistema eléctrico y acompañar la transición, tanto por su menor impacto ambiental frente al carbón y los líquidos como por su capacidad para complementar la incorporación de renovables. En este sentido, la exclusión progresiva de estas tecnologías se justifica no solo por criterios ambientales, sino también porque la sostenibilidad de un escenario de descarbonización depende de contar con suficiente oferta de gas y con la infraestructura necesaria para transportarlo de manera oportuna y segura hacia los centros de consumo.¹³

7.3.2.2. Comparación capacidad para los casos 1 DMC1_PT_NC y 2 DMC3_PT_NC

A continuación, se presentan un análisis comparativo En la Tabla 37 de la relación entre la capacidad disponible y la capacidad instalada por recurso, resultante de las simulaciones realizadas para los casos 1 DMC1_PT_NC y el caso 2 DMC3_PT_NC correspondiente a la demanda media y disponibilidad eólica asociados al proyecto Colectora 2 con capacidad de 1GW y 3GW respectivamente.

- Relación entre capacidad instalada y capacidad disponible:

En los dos casos analizados, la capacidad instalada está por debajo del 44% de la capacidad disponible. En particular, se alcanza el **43.9%** para el caso 1 DMC1_PT_NC y el **43.3%** para el caso 2 DMC3_PT_NC.

¹³ Estudio Técnico Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 - 2038

- Tecnologías prospectivas:

No se incorpora a la matriz de generación capacidad geotermia y nuclear. Como se mencionó en el escenario anterior, entre las razones que causan la no incorporación de estas tecnologías se encuentran sus altos costos de inversión y sus fechas de disponibilidad que son posteriores a la de fuentes convencionales como la hidroeléctrica y térmica a gas. Por otro lado, tampoco se incorpora al sistema capacidad de almacenamiento con baterías.

En el caso de la eólica offshore, aunque se dispone de 2,000 MW, solo se incorporan 800 MW en el caso 1 DMC1_PT_NC, mientras que en el caso 2 DMC3_PT_NC no se instala capacidad offshore. Esto se explica por su mayor costo de inversión y operación respecto a la eólica onshore, cuya disponibilidad coincide temporalmente (a partir de 2036), desplazando así su incorporación.

- Capacidad hidroeléctrica y térmica a gas:

Ante la salida progresiva de la generación térmica a carbón de la matriz de generación, el gas se posiciona como su principal reemplazo. En los dos casos analizados, se incorporan 1,800 MW de capacidad térmica a gas, que equivalen al 90% de la capacidad disponible de este recurso. Por otro lado, destaca la incorporación de nueva capacidad hidroeléctrica: en el caso 1 DMC1_PT_NC se instala el 90% de la capacidad disponible, mientras que en el caso 2 DMC3_PT_NC se alcanza el 100%.

- Capacidad eólica onshore y solar fotovoltaica:

En los dos casos analizados se instala el 100% de la capacidad eólica onshore disponible, sin embargo, la capacidad solar incorporada no supera el 21% de la capacidad disponible. En el caso 1 DMC1_PT_NC, se instalan 1,685 MW solares, equivalentes al 21% de la capacidad disponible; mientras que, para el caso 2 DMC3_PT_NC, la capacidad solar se reduce a 1,129 MW (14% de la capacidad disponible), representando una disminución del 33%.

Tabla 37. Capacidad Disponible vs Capacidad Instalada - Escenario 3 Demanda Media

Recurso/Tipo	Capacidad disponible		Capacidad instalada	
	Colectora 2 1GW	Colectora 2 3GW	Colectora 2 1GW	Colectora 2 3GW
Menores	335	335	11	22
Hidráulica	960	960	860	960
Gas	2,000	2,000	1,800	1,800
Eólico Onshore	2,245	4,245	2,245	4,245
Eólico Offshore	2,000	2,000	800	0
Solar	7,918	7,918	1,685	1,129
Geotermia	200	200	0	0
Nuclear	200	200	0	0
Baterías	1,000	1,000	0	0
Total [MW]	16,858	18,858	7,401	8,156

Fuente: Elaboración propia.

7.3.2.3. Comparativa capacidad para los casos 3 DSC1_PT_NC y 4 DSC3_PT_NC

A continuación, se presentan un análisis comparativo En la Tabla 38, entre la capacidad disponible y la capacidad instalada por tipo de recurso, resultante de las simulaciones para el caso 3 DSC1_PT_NC y el caso 4 DSC3_PT_NC bajo el escenario de demanda IC Superior 68 y disponibilidad eólica asociados al proyecto Colectora 2 con capacidad de 1GW y 3GW respectivamente.

- Relación entre capacidad instalada y capacidad disponible:

En este escenario, se observa un mayor aprovechamiento de los recursos disponibles frente al caso con demanda media. La capacidad instalada alcanza el 81% y el 61% de la capacidad disponible para los casos 3 DSC1_PT_NC y 4 DSC3_PT_NC respectivamente. Lo anterior debido a una mayor demanda que ocasiona que el sistema requiera de una mayor incorporación de las fuentes de generación disponibles.

- Capacidad hidroeléctrica y térmica a gas:

La generación térmica a gas se destaca al incorporar el 100% de la capacidad disponible en ambos casos, recalando su importancia en este escenario y bajo los supuestos en los que se elaboró. La incorporación del recurso hidro, aunque no se aprovecha completamente, conserva una participación relevante con 830 MW (86%) en el caso 3 DSC1_PT_NC y 730 MW (76%) en el caso 4 DSC3_PT_NC.

Por otro lado, los recursos menores, tanto hidráulicos como térmicos, presentan también una elevada tasa de incorporación en el sistema. En concreto, se alcanza un 83% en el caso 3 DSC1_PT_NC y un 84% para el caso de 4 DSC3_PT_NC.

- Capacidad eólica onshore y solar fotovoltaica:

En comparación con el escenario de demanda media, los resultados de las simulaciones con la demanda IC superior 68% muestra una mayor incorporación del recurso solar.

- Para el caso 3 DSC1_PT_NC la capacidad instalada asciende a 6,274 MW, lo que representa el 79% de la capacidad disponible.

- Por otro lado, para el caso 4 DSC3_PT_NC la capacidad instalada es de 3,970 MW que equivalen al 50% de la capacidad disponible. En cuanto a la eólica onshore, se mantiene el aprovechamiento total de la capacidad disponible (100%) en ambos escenarios, consolidándose como la fuente renovable de mayor penetración.

- Tecnologías prospectivas:

En contraste con escenarios anteriores, la capacidad disponible de geotermia se instala en su totalidad en los dos casos considerados, alcanzando los 200 MW, lo que refleja su creciente relevancia como tecnología de base firme en escenarios de mayor crecimiento de la demanda. Por otro lado, la tecnología nuclear continúa sin incorporarse, principalmente por sus altos costos de inversión.

Asimismo, la eólica offshore, a pesar de disponer de 2,000 MW, solo alcanza una instalación parcial de 1,800 MW en el caso 3 DSC1_PT_NC, mientras que no se instala capacidad en el caso 4 DSC3_PT_NC, debido a su menor competitividad frente a la eólica terrestre.

Tabla 38. Capacidad Disponible vs Capacidad Instalada - Escenario 3 Demanda IC 68 superior

Recurso/Tipo	Capacidad disponible		Capacidad instalada	
	Colectora 2 1GW	Colectora 2 3 GW	Colectora 2 1 GW	Colectora 2 3 GW
Menores	335	335	278	281
Hidráulica	960	960	830	730
Gas	2,000	2,000	2,000	2,000
Eólico Onshore	2,245	4,245	2,245	4,245
Eólico Offshore	2,000	2,000	1,800	0
Solar	7,918	7,918	6,274	3,970
Geotermia	200	200	200	200
Nuclear	200	200	0	0
Baterías	1,000	1,000	0	0
Total [MW]	16,858	18,858	13,627	11,426

Fuente: Elaboración propia.

7.3.3. Resultados simulación

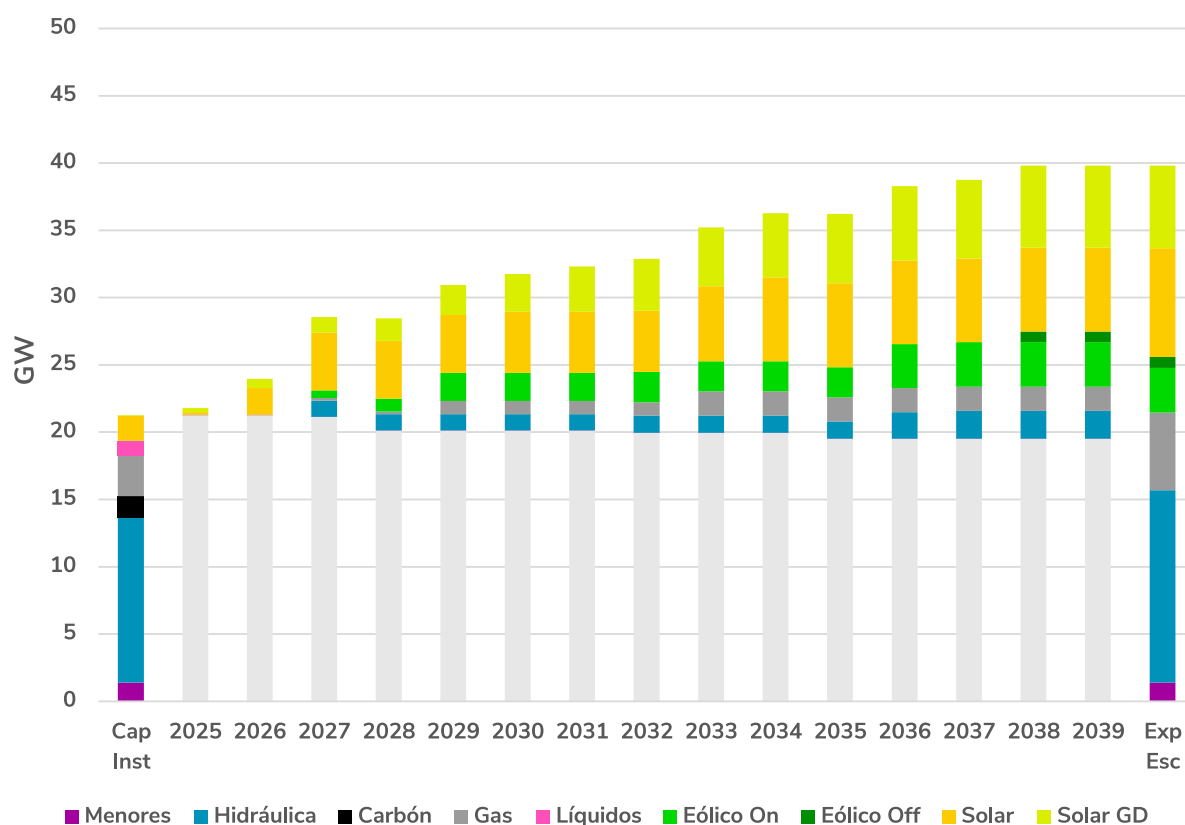
A continuación, se presentan los resultados más relevantes obtenidos de las simulaciones de los 4 casos expuestos en el capítulo 7.3.1

7.3.3.1. Caso 1 DMC1_PT_NC

En la Gráfica 50 y la Tabla 39 se detallan los resultados de la evolución de la capacidad instalada para el caso 1 DMC1_PT_NC correspondiente a la demanda media con una disponibilidad de 1GW en Colectora 2.

Durante este periodo de análisis se observa que para el año 2039, la capacidad instalada de la matriz de generación eléctrica alcanza un total de 39,804 MW, con la siguiente distribución de las diferentes fuentes de generación de energía eléctrica consideradas:

Gráfica 50. Expansión - Escenario 3: Caso 1 DMC1_PT_NC



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 39. Cronograma Expansión - Escenario 3: Caso 1 DMC1_PT_NC

Recurso/ Tipo	Cap Inst MW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	Exp Esc MW
Menores	1,389	11														1,400
Hidráulica	12,237			1,200					60				700	100		14,297
Carbón	1,613				-1009				-164			-440				0 *
Gas	3,027			172**		800	960			800						5,759
Líquidos	1,072			-112*			-960									0
Eólico On	32		10	549	401	1,117			168				1,000	50		3,327
Eólico Off	0														800	800
Solar	1,850	213	1,769	2,315			250			1,035	650					8,082
Solar GD	52	301	382	468	515	562	571	556	498	502	421	372	378	320	243	6,139
	21,271															39,804

*Retiro de las plantas térmicas (ver Tabla 6).

**Integración de una planta de 200MW y el retiro de Termoyopal2 28MW (ver Tabla 6).

* Descarbonización

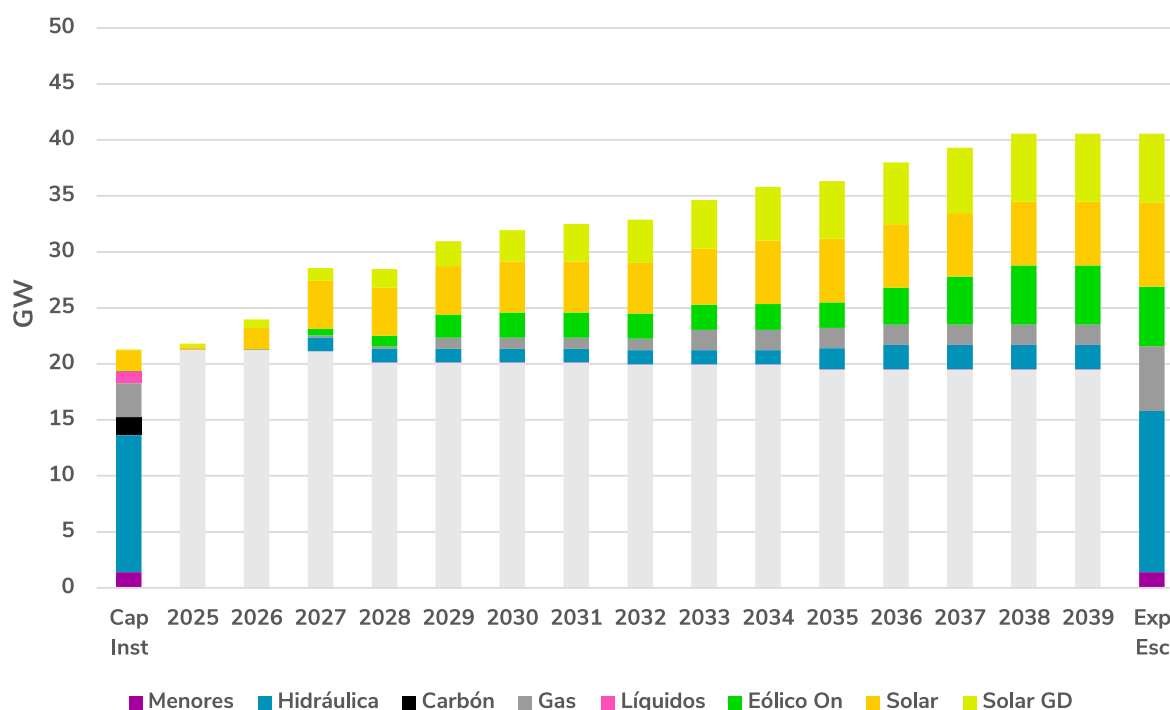
Fuente: Elaboración propia.

7.3.3.2. Caso 2 DMC3_PT_NC

En la Gráfica 51 y la Tabla 40 se detallan los resultados de la evolución de la capacidad instalada para el caso 2 DMC3_PT_NC correspondiente a la de demanda media con una disponibilidad de 3GW en Colectora 2.

Durante este periodo de análisis se observa que para el año 2039, la capacidad instalada de la matriz de generación eléctrica alcanza un total de 40,558 MW, con la siguiente distribución de las diferentes fuentes de generación de energía eléctrica consideradas:

Gráfica 51. Expansión Escenario 3 - Caso 2: DMC3_PT_NC



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 40. Cronograma Expansión - Escenario 3: Caso 2 DMC3_PT_NC

Recurso/ Tipo	Cap Inst MW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	Exp Esc MW
Menores	1,389	19	3													1,411
Hidráulica	12,237			1,200					60			600	300			14,397
Carbón	1,613				-1009				-164			-440				0 *
Gas	3,027			172**		800	960			800						5,759
Líquidos	1,072			-112*			-960									0
Eólico On	32		10	549	401	1,117	168				50		1,000	1,000	1,000	5,327
Solar	1,850	213	1,769	2,315			250			450	679					7,526
Solar GD	52	301	382	468	515	562	571	556	498	502	421	372	378	320	243	6,139
	21,271															40,558

*Retiro de las plantas térmicas (ver Tabla 6).

**Integración de una planta de 200MW y el retiro de Termoyopal2 28MW (ver Tabla 6).

* Descarbonización

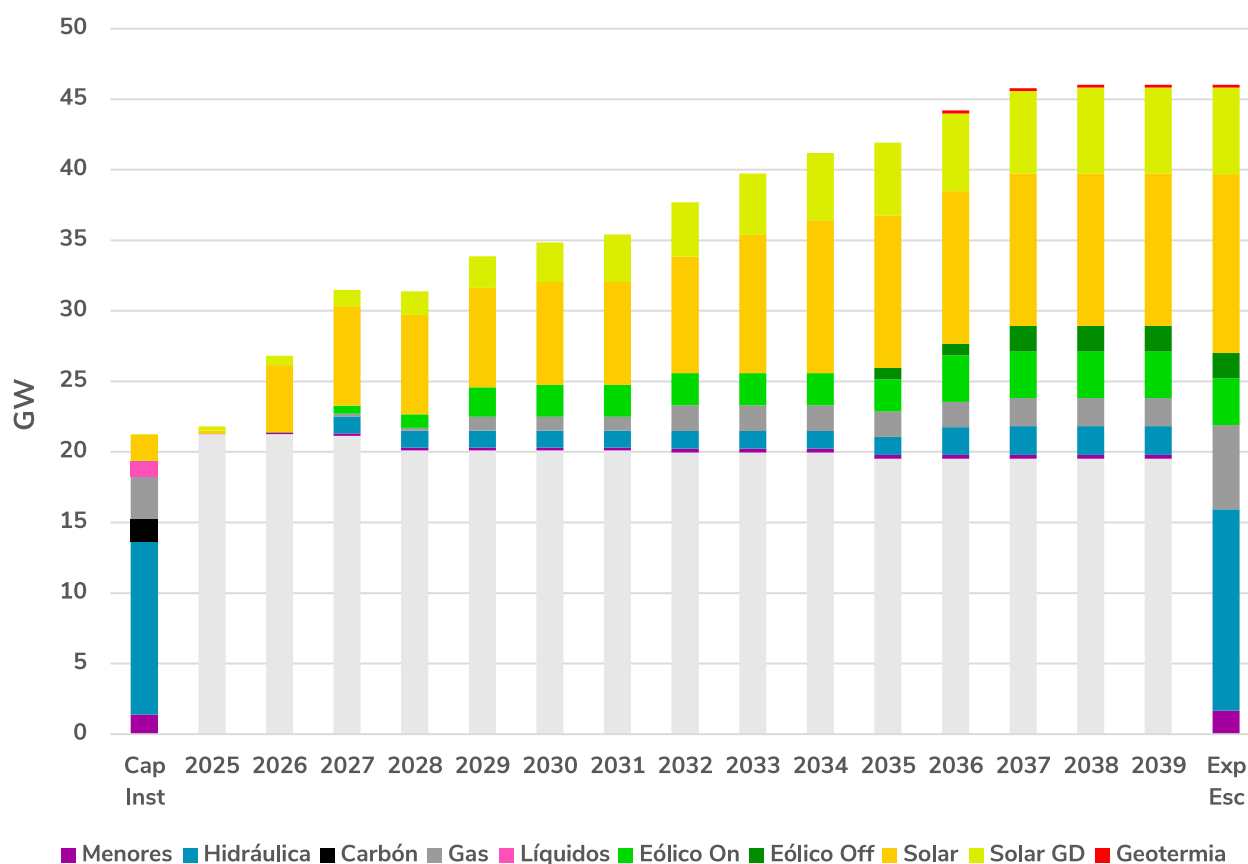
Fuente: Elaboración propia.

7.3.3.3. Caso 3 DSC1_PT_NC

En la Gráfica 52 y la Tabla 41 se detallan los resultados de la evolución de la capacidad instalada para el caso 3 DSC1_PT_NC correspondiente a la de demanda IC Superior 68%, con una disponibilidad de 1GW en Colectora 2.

Durante este periodo de análisis se observa que para el año 2039, al final del horizonte de estudio, la capacidad instalada de la matriz de generación eléctrica alcanza un total de 46,030 MW, con la siguiente distribución de las diferentes fuentes de generación de energía eléctrica consideradas:

Gráfica 52. Expansión - Escenario 3: Caso 3 DSC1_PT_NC



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 41. Cronograma Expansión - Escenario 3: Caso 3 DMC3_PT_NC

Recurso/ Tipo	Cap Inst MW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	Exp Esc MW
Menores	1,389	21	95	60					102							1,667
Hidráulica	12,237			1,200					60				700	70		14,267
Carbón	1,613				-1009				-164			-440				0 *
Gas	3,027			172**		800	960		800					200		5,959
Líquidos	1,072			-112*			-960									0
Eólico On	32		10	549	401	1,117	168		50				1,000			3,327

Recurso/ Tipo	Cap Inst MW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	Exp Esc MW
Eólico Off	0											800		1000		1,800
Solar	1,850	213	4,532	2,315			250		935	1,550	1,027					12,671
Solar GD	52	301	382	468	515	562	571	556	498	502	421	372	378	320	243	6,139
Geotermia	0												200			200
	21,271															46,030

*Retiro de las plantas térmicas (ver Tabla 6).

**Integración de una planta de 200MW y el retiro de Termoyopal2 28MW (ver Tabla 6).

* Descarbonización

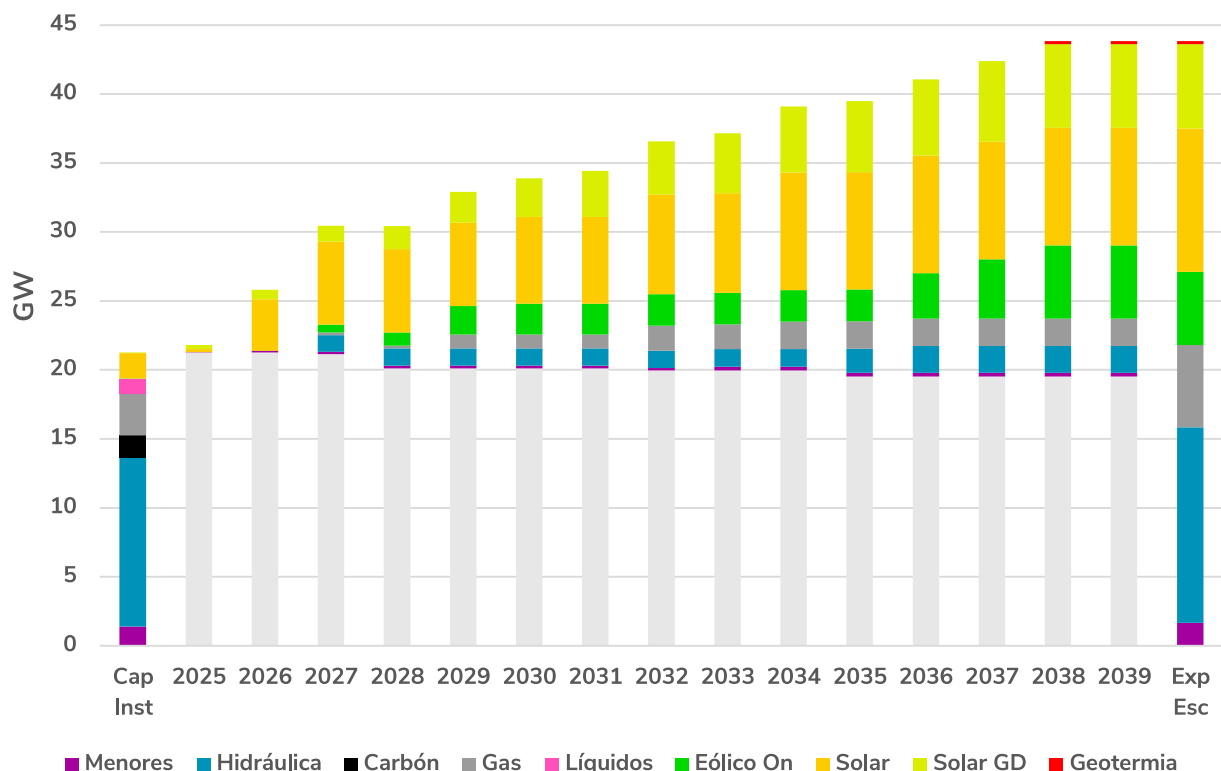
Fuente: Elaboración propia.

7.3.3.4. Caso 4 DSC3_PT_NC

En la Gráfica 53 y la Tabla 42 se detallan los resultados de la evolución de la capacidad instalada para el caso 4 DSC3_PT_NC correspondiente a la de demanda IC Superior 68%, con una disponibilidad de 3GW en Colectora 2.

Durante este periodo de análisis se observa que para el año 2039, al final del horizonte de estudio, la capacidad instalada de la matriz de generación eléctrica alcanza un total de 43,829 MW, con la siguiente distribución de las diferentes fuentes de generación de energía eléctrica consideradas:

Gráfica 53 . Expansión - Escenario 3: Caso 4 DSC3_PT_NC



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 42. Cronograma Expansión - Escenario 3: Caso 4 DSC3_PT_NC

Recurso/ Tipo	Cap Inst MW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	Exp Esc MW
Menores	1,389	21	95	60						105						1,670
Hidráulica	12,237			1,200	60							470	200			14,167
Carbón	1,613				-1009				-164			-440				0 *
Gas	3,027			172**		800	960		800		200					5,959
Líquidos	1,072			-112*			-960									0
Eólico On	32		10	549	401	1,117	168		50				1,000	1,000	1,000	5,327
Solar	1,850	213	3,505	2,315			250		935		1,300					10,367
Solar GD	52	301	382	468	515	562	571	556	498	502	421	372	378	320	243	6,139
Geotermia	0														200	200
	21,271															43,829

*Retiro de las plantas térmicas (ver Tabla 6).

**Integración de una planta de 200MW y el retiro de Termoyopal2 28MW (ver Tabla 6).

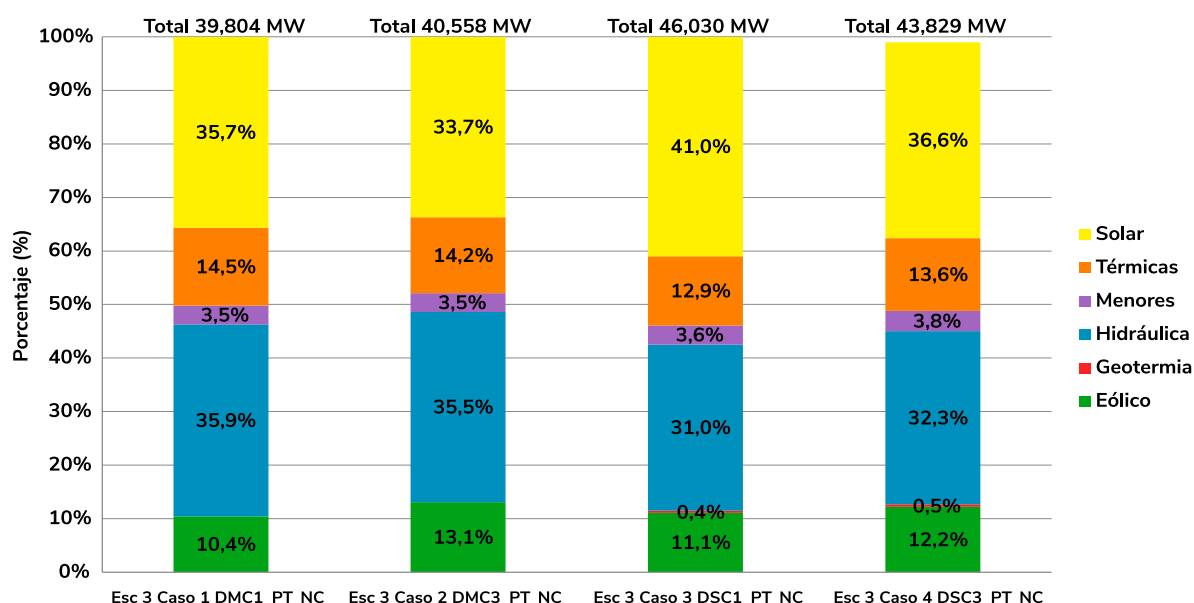
* Descarbonización

Fuente: Elaboración propia.

7.3.3.5. Capacidad instalada 2039

Como resultado final de las simulaciones de cada caso propuesto para el Escenario 2, correspondiente al horizonte al año 2039, en la Gráfica 54 se presentan los resultados alcanzados de la capacidad instalada de la matriz de generación eléctrica, con la siguiente distribución porcentual de los diferentes recursos energéticos considerados:

Gráfica 54. Matriz de generación eléctrica - Escenario 3



Fuente: Elaboración propia.

7.3.4. Indicadores de confiabilidad

De la evaluación de los indicadores de confiabilidad para el Escenario 3, se encuentra que los índices VERE, VEREC y Número de Casos con Déficit, permanecen, en todo momento, dentro de los límites máximos establecidos. Este cumplimiento se mantiene a lo largo de todo el período de estudio.

7.3.5. Generación, costo marginal

A continuación, se presentan los resultados más relevantes obtenidos de las simulaciones de los 4 casos expuestos en el capítulo 7.3.1

7.3.5.1. Comparativos de los casos 1 DMC1_PT_NC y 2 DMC3_PT_NC

En este apartado se presentan los resultados del desempeño del sistema para el Caso 1 DMC1_PT_NC y el Caso 2 DMC3_PT_NC, correspondientes a simulaciones con demanda media. Para el primero, los resultados se ilustran en la Gráfica 55 y la Tabla 43, mientras que para el segundo se presentan en la Gráfica 56 y la Tabla 44.

En estas se reportan la generación por tipo de recurso y el costo marginal de la demanda para cada año del horizonte de estudio. La generación por recurso se expresa en TWh, mientras que el costo marginal de la demanda se presenta en USD/MWh.

A continuación, se detallan los siguientes hallazgos:

- La generación hidroeléctrica se mantiene como la de mayor relevancia en la matriz de generación eléctrica a lo largo de todo el período de análisis, siguiendo el mismo comportamiento observado en los escenarios previos. Tanto en el caso 1 DMC1_PT_NC como en el caso 2 DMC3_PT_NC, la hidroeléctrica muestra un desempeño consistente, consolidando su posición dominante frente a las demás fuentes de generación.

En los dos casos analizados, el aporte medio anual del recurso hidroeléctrico asciende a 68.5 TWh. Este volumen de generación representa el mayor peso relativo entre los recursos disponibles, con una participación media anual del 65% en la atención de la demanda.

- La evolución de la capacidad instalada eólica y solar en la matriz de generación presenta una tendencia creciente a lo largo del periodo de análisis. Este crecimiento se refleja en el aumento de la participación de estos recursos en la atención de la demanda, consolidándose como los de mayor expansión.

En conjunto, la suma de los aportes de la generación eólica y solar crecen desde el 4.2% al inicio del periodo, hasta el 34.8% para el caso 1 DMC1_PT_NC y 38.6% en el caso 2 DMC3_PT_NC, con una participación media anual del 23.5% y 24.2% respectivamente. Estos porcentajes sitúan a estos recursos en como la segunda mayor fuente de cobertura, solo superada por la generación hidroeléctrica.

- Caso 1 DMC1_PT_NC:

Durante el período comprendido entre 2025 y 2031, se incorporan al sistema 2,077 MW eólicos y 7,901 MW solares. Estas cifras representan el 64% y el 51% de la capacidad total instalada de cada recurso respectivamente. La entrada de esta capacidad renovable se refleja en un aumento significativo de su participación en la atención de la demanda, pasando del 4.2% al inicio del período hasta alcanzar el 24.5% en el año 2031.

En el período entre 2032 y 2035 se presenta una mayor incorporación del recurso solar con 3,477 MW, mientras que del recurso eólico solo se instalan 170 MW. Esto representa el 28% de la capacidad total solar instalada y el 4% de la eólica. Aunque la tendencia de la participación de estos recursos en la atención de la demanda sigue siendo creciente, lo hace a un ritmo menor que en el período anterior. Así, en 2032 la participación se sitúa en el 25.5% y en 2035 alcanza el 27.3%.

Finalmente, entre 2036 y 2039, destaca la incorporación de 1,850 MW eólicos de los cuales 1,050 MW corresponden a tecnología onshore y 800 MW a offshore. Este crecimiento supone el 45% de la capacidad eólica total instalada.

Por otro lado, en este período solo se instala capacidad solar distribuida que asciende a 941 MW, equivalentes al 8% de la capacidad solar instalada. En conjunto, la capacidad instalada alcanza los 2,791 MW, lo que se traduce en una mayor participación de estos recursos en la cobertura de la demanda: del 32.1% en 2036 hasta el 34.8% en 2039.

- Caso 2 DMC3_PT_NC

Entre 2025 y 2031, la capacidad eólica instalada asciende a 2,245 MW, mientras que la capacidad solar es igual a la del caso anterior con 7,901 MW. Esto representa el 42% y 67% de la capacidad total instalada de cada recurso respectivamente. La participación conjunta de estos recursos en la atención de la demanda presenta un crecimiento ligeramente superior al del caso anterior, pasando del 4.2% al inicio del período hasta alcanzar el 25.4% en el año 2031, esto debido a la mayor capacidad eólica instalada.

Entre 2032 y 2035, se instalan 2,921 MW solares y 50 MW eólicos, equivalentes al 25% de la capacidad solar instalada y al 1% de la capacidad eólica. La participación conjunta de estos recursos crece un 1% durante este intervalo, pasando del 25.5% en 2032 al 26.5% en 2035.

Entre 2036 y 2039, la incorporación de los 3,000 MW eólicos de Colectora 2 equivalen al 57% de la capacidad eólica instalada. Además, se instalan 941 MW de capacidad solar distribuida, equivalentes al 8% de la capacidad solar instalada. La capacidad eólica instalada hace la diferencia en lo referente a la participación de estos recursos en la atención de la demanda que crece del 31.3% en 2036 hasta el 38.6% en 2039.

- Los resultados observados del desempeño de la generación térmica evidencian que, independientemente del recurso o la tecnología utilizada, el sistema eléctrico requiere de fuentes de generación que aporten firmeza y confiabilidad que complementen el desempeño de los recursos renovables variables, permitiendo así garantizar un abastecimiento seguro y confiable de la demanda durante el horizonte de planeamiento.

- Caso 1 DMC1_PT_NC

Entre 2025 y 2031, el parque de generación térmica presenta su mayor transformación con la salida de operación del 63% de la capacidad térmica a carbón y el reemplazo de combustibles líquidos por gas (960 MW).

Además, se incorporan al sistema 1,000 MW de capacidad térmica a gas como respuesta a la salida de la capacidad térmica a carbón. En este período la generación térmica presenta una tendencia decreciente causada por el crecimiento de la generación eólica y solar.

La participación de las fuentes térmicas en la atención de la demanda cae significativamente, pasando del 16.9% al 3.6%. A pesar de la disminución, las fuentes térmicas siguen siendo necesarias para la confiabilidad del sistema en los períodos de bajos aportes de las fuentes renovables.

Entre 2032 y 2035 se completa la salida de la capacidad térmica a carbón restante (37%) y se incorporan al sistema 800 MW de capacidad térmica a gas. El comportamiento de la generación térmica se invierte respecto al período anterior y pasa a ser creciente.

Este cambio responde principalmente al crecimiento proyectado de la demanda de energía y a que el crecimiento de la generación eólica y solar se ralentiza, con un incremento en la participación de estas fuentes en la atención de la demanda inferior al 2%. Así, la participación de la generación térmica en la atención de la demanda aumenta del 3.7% al 6.8%.

Entre 2036 y 2039, la transición del parque de generación térmica hacia el uso de gas natural está completamente implementada. En lo referente al desempeño, en 2036, la participación térmica disminuye un 2.5% respecto al año anterior, situándose en el 4.3%.

Esta reducción es causada por la incorporación de los 1GW eólicos de Colectora 2. No obstante, a partir de este año y hasta el final de período la tendencia se vuelve creciente, alcanzando una participación del 4.8% en 2039.

- Caso 2 DMC3_PT_NC

En este caso, el parque de generación térmica presenta la misma evolución que en el caso anterior

Entre 2025 y 2035, el comportamiento de la generación es similar al caso anterior: en el periodo comprendido entre 2025 y 2031 la participación disminuye del 16.9% al 3.3%. Por otro lado, en el segundo período, que va de 2032 a 2035, la participación se incrementa del 3.7% al 6.4%.

Entre 2036 y 2039, la incorporación de los 3GW eólicos en Colectora 2 influye directamente en la participación de la generación térmica provocando una disminución. La participación cae del 4.4% al 3.1%.

- A lo largo del horizonte de estudio, los resultados del desempeño de la generación menor hidroeléctrica y térmica evidencian un comportamiento similar en los dos casos analizados. Se observa una tendencia ligeramente decreciente en la participación de estas fuentes en la atención de la demanda de energía eléctrica. Desde el 5.9% al inicio del periodo hasta el 4.0% en 2039.

- Costo marginal de demanda:

Durante el período comprendido entre 2025 y 2035, los dos casos considerados, tanto el del 1GW como el del 3GW, muestran un comportamiento similar del costo marginal.

En ambos casos, el costo marginal registra una tendencia decreciente hasta alcanzar su valor mínimo en el año 2031. Específicamente, este mínimo supone una reducción del 56.4 % respecto al valor inicial de 2025, para el caso 1 DMC1_PT_NC, mientras que en el caso 2 DMC3_PT_NC la disminución es del 58.6 %. A partir de este punto, se observa una tendencia creciente hasta 2035, donde se presenta un máximo local en ambos casos.

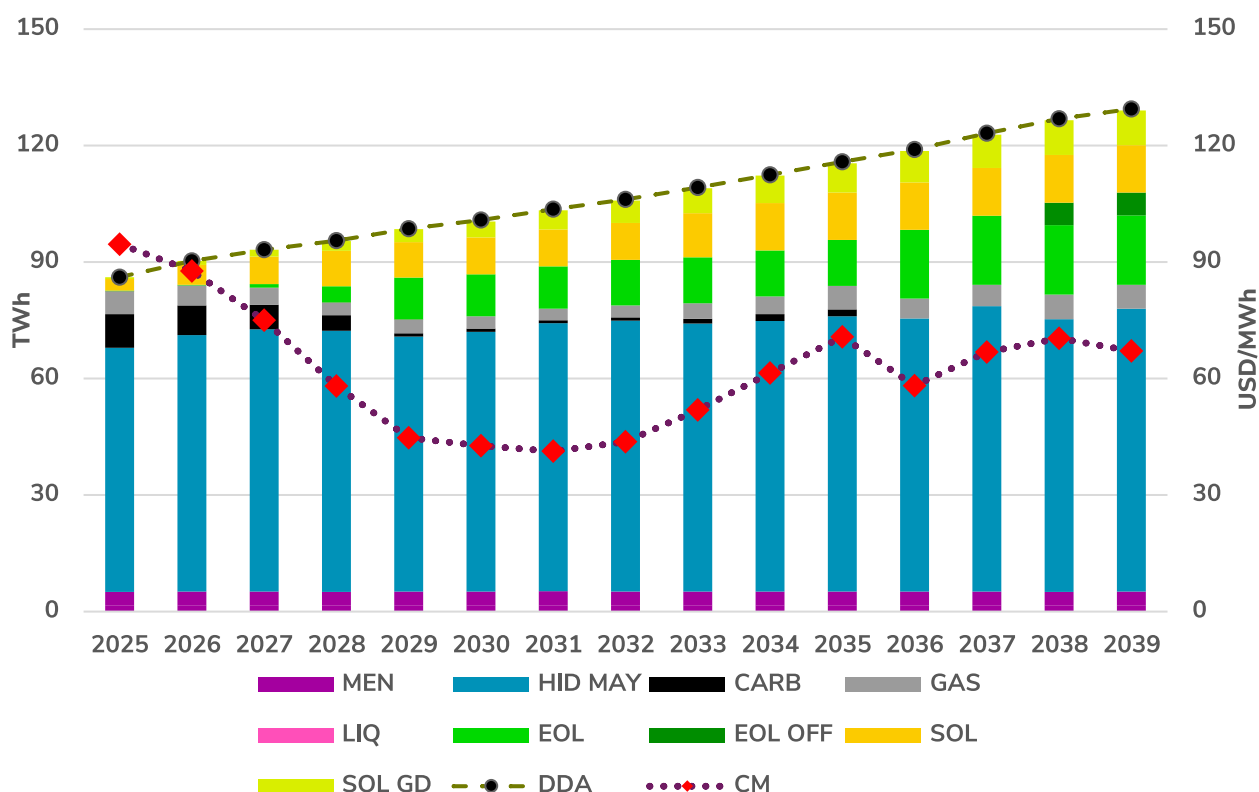
Entre 2036 y 2039, los costos marginales vuelven a descender, aunque con un comportamiento más fluctuante en el caso 1 DMC1_PT_NC.

Finalmente, en 2039, los valores alcanzan 67.1 USD/MWh para el caso 1 DMC1_PT_NC y 48.1 USD/MWh para el caso 2 DMC3_PT_NC, lo que representa una disminución acumulada de 29.1 % y 48.9 %, respectivamente, frente al valor de 2025.

7.3.5.2. Caso 1 DMC1_PT_NC

A continuación, en la Gráfica 55 y Tabla 43 se presenta los resultados obtenidos del caso de estudio 1 DMC1_PT_NC

Gráfica 55. Generación por recurso vs Costo marginal – Escenario 3: Caso 1 DMC1_PT_NC



Fuente: Elaboración propia.

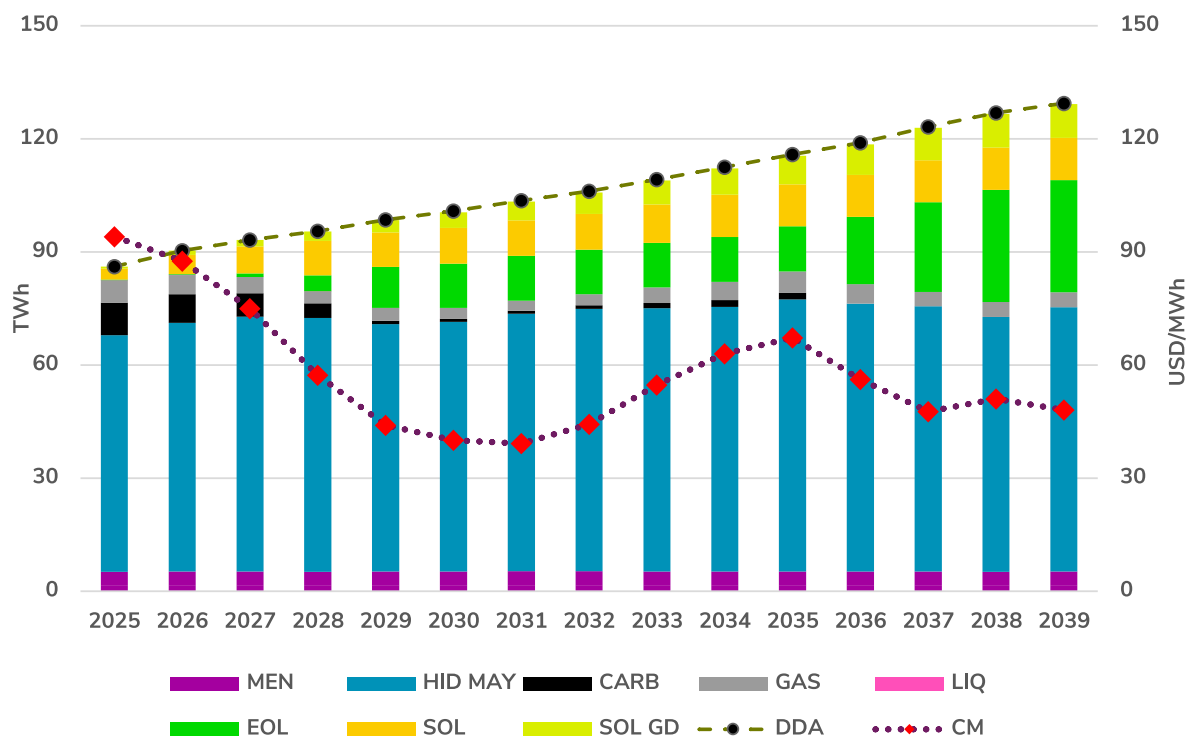
Tabla 43. Resultados - Escenarios 3: Caso 1 DMC1_PT_NC

AÑO	HID MAY TWh	C A R B TWh	G A S TWh	L I Q TWh	M E N TWh	E O L TWh	S O L TWh	EOL OFF TWh	SOL GD TWh	D D A TWh	CM USD/ MWh
2025	62.81	8.67	5.85	0.05	5.11	0.23	2.91	0.00	0.51	86.14	94.6
2026	66.03	7.61	5.05	0.09	5.18	0.22	5.09	0.00	1.07	90.34	87.7
2027	67.58	6.34	4.27	0.03	5.15	0.94	7.17	0.00	1.75	93.23	75.0
2028	67.25	3.96	3.23	0.01	5.13	4.25	9.13	0.00	2.53	95.49	58.0
2029	65.68	0.94	3.48	0.00	5.17	10.84	9.14	0.00	3.32	98.57	44.7
2030	66.89	0.98	3.18	0.00	5.19	10.89	9.49	0.00	4.23	100.85	42.7
2031	69.34	0.8	2.95	0.00	5.21	10.9	9.48	0.00	4.95	103.63	41.3
2032	69.79	0.89	3.09	0.00	5.29	11.88	9.49	0.00	5.69	106.12	43.7
2033	69.05	1.2	4.09	0.00	5.17	11.88	11.37	0.00	6.48	109.24	51.9
2034	69.79	1.76	4.59	0.00	5.18	11.79	12.28	0.00	7.09	112.48	61.4
2035	70.89	1.89	6.09	0.00	5.33	11.79	12.29	0.00	7.59	115.87	70.7
2036	70.39	0.00	5.19	0.00	5.24	17.7	12.29	0.00	8.19	119.00	58.2
2037	73.48	0.00	5.59	0.00	5.32	17.85	12.25	0.00	8.69	123.18	66.8
2038	70.28	0.00	6.33	0.00	5.41	17.89	12.26	5.81	8.96	126.94	70.4
2039	72.89	0.00	6.19	0.00	5.4	17.89	12.29	5.8	8.99	129.45	67.1

7.3.5.3. Caso 2 DMC3_PT_NC

A continuación, en la Gráfica 56 y Tabla 44 se presenta los resultados obtenidos del caso de estudio 2 DMC3_PT_NC

Gráfica 56. Generación por recurso vs Costo marginal Escenario 3: Caso 2 DMC3_PT_NC



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 44. Resultados – Escenario 3: Caso 2 DMC3_PT_NC

AÑO	HID MAY TWh	CARB TWh	GAS TWh	LIQ TWh	MEN TWh	EOL TWh	SOL TWh	SOL GD TWh	DDA TWh	CM USD/ MWh
2025	62.77	8.62	5.91	0.04	5.16	0.22	2.91	0.51	86.14	94.1
2026	65.95	7.63	5.05	0.07	5.25	0.23	5.09	1.07	90.34	87.6
2027	67.59	6.22	4.34	0.03	5.22	0.93	7.15	1.75	93.23	75.0
2028	67.38	3.80	3.24	0.01	5.18	4.25	9.13	2.5	95.49	57.3
2029	65.68	0.87	3.46	0.00	5.26	10.84	9.14	3.32	98.57	44.1
2030	66.28	0.77	2.98	0.00	5.35	11.79	9.49	4.19	100.85	40.0
2031	68.39	0.75	2.77	0.00	5.38	11.88	9.47	4.99	103.63	39.2
2032	69.69	0.98	2.98	0.00	5.41	11.88	9.49	5.69	106.12	44.3
2033	69.87	1.40	4.14	0.00	5.36	11.86	10.18	6.43	109.24	54.7
2034	70.28	1.88	4.81	0.00	5.34	11.93	11.16	7.08	112.48	63.0
2035	72.38	1.73	5.76	0.00	5.33	11.94	11.16	7.57	115.87	67.2
2036	71.25	0.00	5.19	0.00	5.34	17.84	11.19	8.19	119.00	56.2
2037	70.49	0.00	3.79	0.00	5.33	23.79	11.18	8.60	123.18	47.7
2038	67.69	0.00	3.99	0.00	5.27	29.79	11.24	8.96	126.94	51.0
2039	70.19	0.00	3.99	0.00	5.33	29.78	11.19	8.97	129.45	48.1

Fuente: Elaboración propia.

7.3.5.4. Comparativos de los casos 3 DSC1_PT_NC y 4 DSC3_PT_NC

En este apartado se presentan los resultados del desempeño del sistema para el Caso 3 DSC1_PT_NC y el Caso 4 DSC3_PT_NC, correspondientes a simulaciones con demanda superior IC superior 68%. Para el primero, los resultados se ilustran en la Gráfica 57 y Tabla 45, mientras que para el segundo se presentan en la Gráfica 58 y Tabla 46.

A continuación, se detallan los siguientes hallazgos:

- En los dos casos analizados, el aporte medio anual de la generación hidroeléctrica asciende a 68.4 TWh, valor similar al observado en los escenarios de demanda media (68.5 TWh). Este volumen de aportes representa una participación del 61% en la cobertura de la demanda eléctrica, consolidando la posición dominante del recurso hidroeléctrico frente a las demás fuentes de generación. Sin embargo, cabe destacar que el peso relativo de la generación hidroeléctrica es inferior respecto a los escenarios de demanda media, donde la participación alcanzaba el 65%.
- La participación conjunta de las fuentes de generación eólica y solar se incrementa a lo largo del horizonte de estudio desde el 4.1% al inicio del período hasta el 42% en el caso 3 DSC1_PT_NC y el 38.7% en el caso 4 DSC3_PT_NC en Colectora 2.

La participación media anual de estos recursos se sitúa en el 28.7% para el caso 3 DSC1_PT_NC y en el 25.6% para el caso 4 DSC3_PT_NC.

Por otro lado, los 200 MW de capacidad geotérmica alcanzan una generación media anual de 0.7 TWh año en el caso de 1,000 MW y de 1.3 TWh año en el caso de 3,000 MW en Colectora 2. Destacando la participación de esta tecnología como complemento de las fuentes renovables variables de en períodos de bajos aportes de estas fuentes.

- Caso 3 DSC1_PT_NC

Durante el período comprendido entre 2025 y 2031, se incorporan a la matriz de generación 2,245 MW eólicos y 10,664 MW solares. Estas cifras representan el 44% y el 63% de la capacidad total instalada de cada recurso respectivamente. Como resultado de la incorporación de esta capacidad renovable, en este período se presenta el mayor crecimiento de participación de estos recursos en la atención de la demanda, incrementándose desde el 4.1% al inicio del periodo hasta alcanzar el 27.9% en 2031.

Entre 2032 y 2035 se suman 5,304 MW solares y 850 MW eólicos, de los cuales 800 MW corresponde a tecnología offshore. Esto representa el 31% de la capacidad total solar instalada y el 17% de la eólica. Como resultado, la participación de estos recursos en la atención de la demanda continúa aumentando, pasando del 29.4% en 2032 hasta el 35.7% en 2035.

Entre 2036 y 2039, se incorporan 2,000 MW eólicos (1GW offshore), 941 MW de capacidad solar distribuida y 200 MW de geotermia. Este crecimiento equivale al 39% de la capacidad eólica total instalada, el 6% de la solar y el 100% de la geotermia. La participación conjunta de estos recursos en la atención de la demanda mantiene su tendencia al alza, pasando del 40.2% en 2036 hasta el 42.7% en 2039.

- Caso 4 DSC3_PT_NC

Entre 2025 y 2031, se suman a la matriz de generación eléctrica 2,245 MW eólicos (igual que en el caso anterior) y 9,637 MW solares. Esto representa el 42% y 66% de la capacidad total instalada de cada recurso respectivamente. La participación de estos recursos en la atención de la demanda crece del 4.1% en 2025 al 26.5% en 2031.

Entre 2032 y 2035, se incorporan 4,027 MW solares y 50 MW eólicos que equivalen al 27.6% y 1% del total instalado de cada recurso respectivamente. Durante este periodo, la participación de estos recursos presenta su menor crecimiento, con un incremento aproximado del 1.8% respecto a 2031, situándose en una media del 28.3%.

Entre 2036 y 2039, se suman 3GW eólicos, 941 MW de capacidad solar distribuida y 200 MW de geotermia. La participación de estos recursos en la atención de la demanda que crece del 32.6% en 2036 hasta el 39.6% en 2039.

- Los resultados presentados a continuación referentes al desempeño de la generación térmica siguen la misma evolución descrita en el Caso 1 DMC1_PT_NC, respecto a la salida de operación de la capacidad térmica a carbón y el reemplazo de combustibles líquidos por gas.

- Caso 3 DSC1_PT_NC

Entre 2025 y 2031, la generación térmica presenta una tendencia decreciente causada por el incremento de la generación eólica y solar. La participación de las fuentes térmicas en la atención de la demanda disminuye significativamente, pasando del 17.9% al 3.6%.

Entre 2032 y 2035 la tendencia anterior se invierte. En este período, la participación de la generación térmica vuelve a crecer, ascendiendo del 3.7% al 4.8%. De igual forma que en el caso de 1GW con demanda superior, este cambio en la tendencia se explica principalmente por dos factores: por un lado, el crecimiento proyectado de la demanda de energía y, por otro, un menor incremento en la participación de la generación eólica y solar (6.4%) respecto al periodo anterior, en el que el crecimiento de estas fuentes fue del 23.8%.

En el año 2036 se produce la incorporación de 1GW eólicos en Colectora 2, lo que causa una nueva reducción en la participación de la generación térmica, que baja hasta el 2.7%, es decir, una disminución del 2.1% respecto al año anterior. Posteriormente, en 2037, la entrada en operación de 1GW eólicos offshore provoca una disminución adicional de la participación térmica, llegando al 1.9%, siendo este el valor mínimo registrado durante todo el periodo de estudio.

Finalmente, entre 2038 y 2039 se observa una leve recuperación de la generación térmica, con un crecimiento en la participación que pasa del 2.6% al 3.2%.

- Caso 4 DSC3_PT_NC

De forma similar que el caso anterior, en el periodo comprendido entre 2025 y 2031, la participación de la generación térmica en la atención de la demanda presenta su mayor caída, pasando del 18.3% al 4.0%. Esta disminución se debe principalmente al crecimiento pronunciado de la generación eólica y solar en este periodo, que desplaza progresivamente a las fuentes térmicas.

En el período entre 2032 y 2035, la participación térmica crece del 4.5% al 8.3%, coincidiendo con el menor crecimiento de la generación eólica y solar.

Entre 2036 y 2039, la incorporación de los 3,000 MW eólicos en Colectora 2 influye directamente en la participación de la generación térmica que disminuye del 5.8% al 4.5%.

- En los dos casos analizados se incorpora aproximadamente el 83% de la capacidad disponible de plantas menores, lo que se refleja en un incremento de la participación de la generación menor en comparación con los escenarios de demanda media. A lo largo del horizonte considerado, la participación de la generación menor disminuye desde el 5.9% hasta el 4.4%, con un promedio del 5.3%.

- Durante el horizonte de estudio, se observa que el costo marginal del caso de 3,000 se sitúa por encima del registrado en el caso 3 DSC1_PT_NC. Esta diferencia se explica por el comportamiento de la generación térmica, cuya participación es mayor en el caso 4 DSC3_PT_NC.

Entre 2025 y 2031, ambos casos presentan un comportamiento similar del costo marginal, caracterizado por una tendencia principalmente decreciente causada por el incremento en la generación eólica y solar y el desplazamiento de la generación térmica. Así, en el caso 3 DSC1_PT_NC se reduce en un 57.6% respecto al valor de 2025, mientras que en el caso 4 DSC3_PT_NC la disminución alcanza el 55.1%.

Entre 2032 y 2035 se observa un cambio en la tendencia, pasando a ser principalmente creciente. En este intervalo, el costo marginal se incrementa un 13.9% en el caso 3 DSC1_PT_NC y un 32.6% en el caso 4 DSC3_PT_NC, ambos en comparación con el valor de referencia de 2025.

Finalmente, entre 2036 y 2039, la capacidad eólica instalada en cada caso influye en el comportamiento del costo marginal que, en el año 2039 alcanza un valor de 52.9 USD/MWh en el caso 3 DSC1_PT_NC y 66.0 USD/MWh en el caso 4 DSC3_PT_NC, lo que representa una disminución acumulada de 48.2 % y 37.3 %, respectivamente, en comparación con el valor inicial de 2025.

7.3.5.5. Caso 3 DSC1_PT_NC

A continuación, en la Gráfica 57 y Tabla 45 se presenta los resultados obtenidos del caso de estudio 3 DSC1_PT_NC

Gráfica 57. Generación por recurso vs Costo marginal - Escenario 3: Caso 3 DSC1_PT_NC

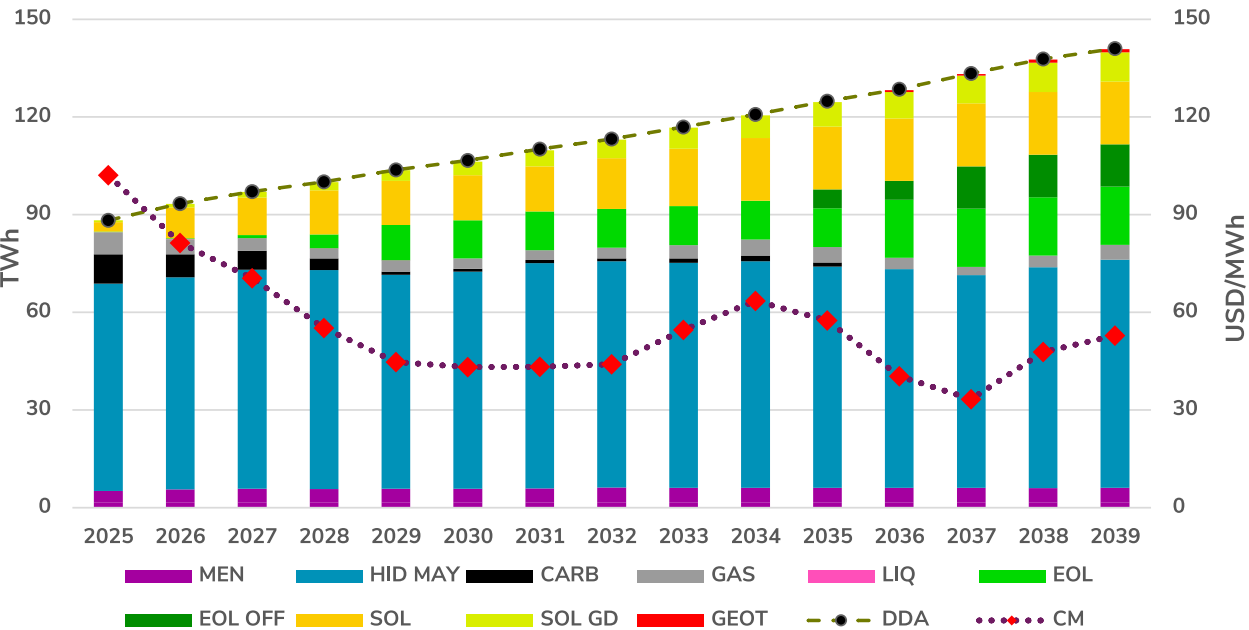


Tabla 45. Resultados - Escenario 3: Caso 3 DSC1_PT_NC

AÑO	HID MAY TWh	CARB TWh	GAS TWh	LIQ TWh	MEN TWh	EOL TWh	SOL TWh	EOL OFF TWh	SOL GD TWh	GEOT TWh	DDA TWh	CM USD/ MWh
2025	63.65	9.00	6.71	0.10	5.17	0.22	2.91	0.00	0.51	0.00	88.27	102.1
2026	65.09	7.08	4.72	0.06	5.65	0.23	9.47	0.00	1.07	0.00	93.37	81.3
2027	67.35	5.77	3.9	0.02	5.81	0.93	11.54	0.00	1.75	0.00	97.07	70.5
2028	67.29	3.58	3.09	0.01	5.79	4.25	13.52	0.00	2.52	0.00	100.05	55.2

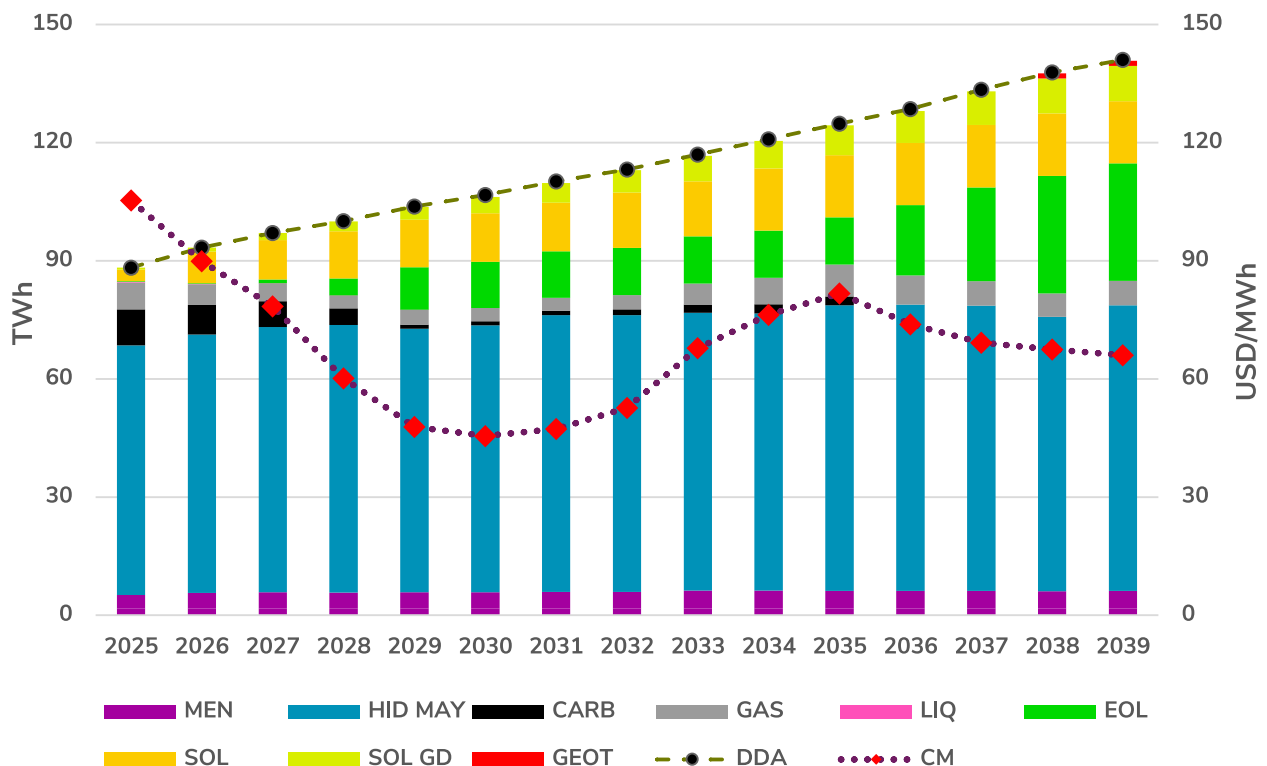
AÑO	HID MAY TWh	CARB TWh	GAS TWh	LIQ TWh	MEN TWh	EOL TWh	SOL TWh	EOL OFF TWh	SOL GD TWh	GEOT TWh	DDA TWh	CM USD/MWh
2029	65.76	0.91	3.54	0.00	5.9	10.84	13.53	0.00	3.32	0.00	103.8	44.7
2030	66.79	0.97	3.18	0.00	5.96	11.79	13.84	0.00	4.18	0.00	106.71	43.2
2031	69.39	0.96	3.08	0.00	5.98	11.88	13.86	0.00	4.98	0.00	110.13	43.3
2032	69.49	0.92	3.28	0.00	6.29	11.97	15.58	0.00	5.69	0.00	113.22	44.1
2033	69.09	1.41	3.99	0.00	6.29	12.02	17.68	0.00	6.48	0.00	116.96	54.6
2034	69.59	1.78	4.87	0.00	6.29	11.93	19.29	0.00	7.08	0.00	120.83	63.5
2035	67.99	1.29	4.75	0.00	6.29	11.94	19.23	5.79	7.56	0.00	124.84	57.6
2036	67.19	0.00	3.48	0.00	6.28	17.84	19.27	5.79	8.16	0.55	128.56	40.4
2037	65.39	0.00	2.57	0.00	6.25	17.85	19.28	13.04	8.60	0.44	133.42	33.3
2038	67.89	0.00	3.64	0.00	6.13	17.89	19.29	13.07	8.96	0.96	137.83	47.8
2039	70.19	0.00	4.49	0.00	6.24	17.88	19.26	13.05	8.94	0.97	141.02	52.9

Fuente: Elaboración propia.

7.3.5.6. Caso 4 DSC3_PT_NC

A continuación, en la Gráfica 58 y Tabla 46 se presenta los resultados obtenidos del caso de estudio 4 DSC3_PT_NC

Gráfica 58. Generación por recurso vs Costo marginal - Escenario 3: Caso 4 DSC3_PT_NC



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 46. Resultados – Escenario 3: Caso 4 DSC3_PT_NC

AÑO	HID MAY TWh	CARB TWh	GAS TWh	LIQ TWh	MEN TWh	EOL TWh	SOL TWh	SOL GD TWh	GEOT TWh	DDA TWh	CM USD/ MWh
2025	63.35	9.15	6.84	0.12	5.17	0.22	2.91	0.51	0.00	88.27	105.3
2026	65.61	7.54	5.22	0.08	5.65	0.24	7.96	1.07	0.00	93.37	89.9
2027	67.38	6.55	4.53	0.06	5.81	0.93	10.06	1.75	0.00	97.07	78.4
2028	67.94	4.2	3.31	0.03	5.76	4.25	12.06	2.5	0.00	100.05	60.2
2029	66.97	1.02	3.77	0.01	5.81	10.84	12.06	3.32	0.00	103.8	47.9
2030	67.89	1.09	3.39	0.00	5.98	11.79	12.39	4.18	0.00	106.71	45.5
2031	70.42	1.19	3.28	0.00	5.98	11.88	12.39	4.99	0.00	110.13	47.3
2032	70.39	1.49	3.62	0.00	5.99	11.97	14.07	5.69	0.00	113.22	52.6
2033	70.59	2.05	5.36	0.00	6.39	12.07	14.07	6.43	0.00	116.96	67.8
2034	70.49	2.35	6.73	0.00	6.38	11.93	15.87	7.08	0.00	120.83	76.3
2035	72.69	2.29	8.19	0.00	6.29	11.94	15.87	7.57	0.00	124.84	81.7
2036	72.93	0.00	7.49	0.00	6.28	17.88	15.79	8.19	0.00	128.56	73.8
2037	72.57	0.00	6.27	0.00	6.29	23.79	15.89	8.61	0.00	133.42	69.2
2038	69.79	0.00	5.98	0.00	6.19	29.78	15.89	8.96	1.24	137.83	67.5
2039	72.55	0.00	6.29	0.00	6.38	29.76	15.82	8.94	1.28	141.02	6.0

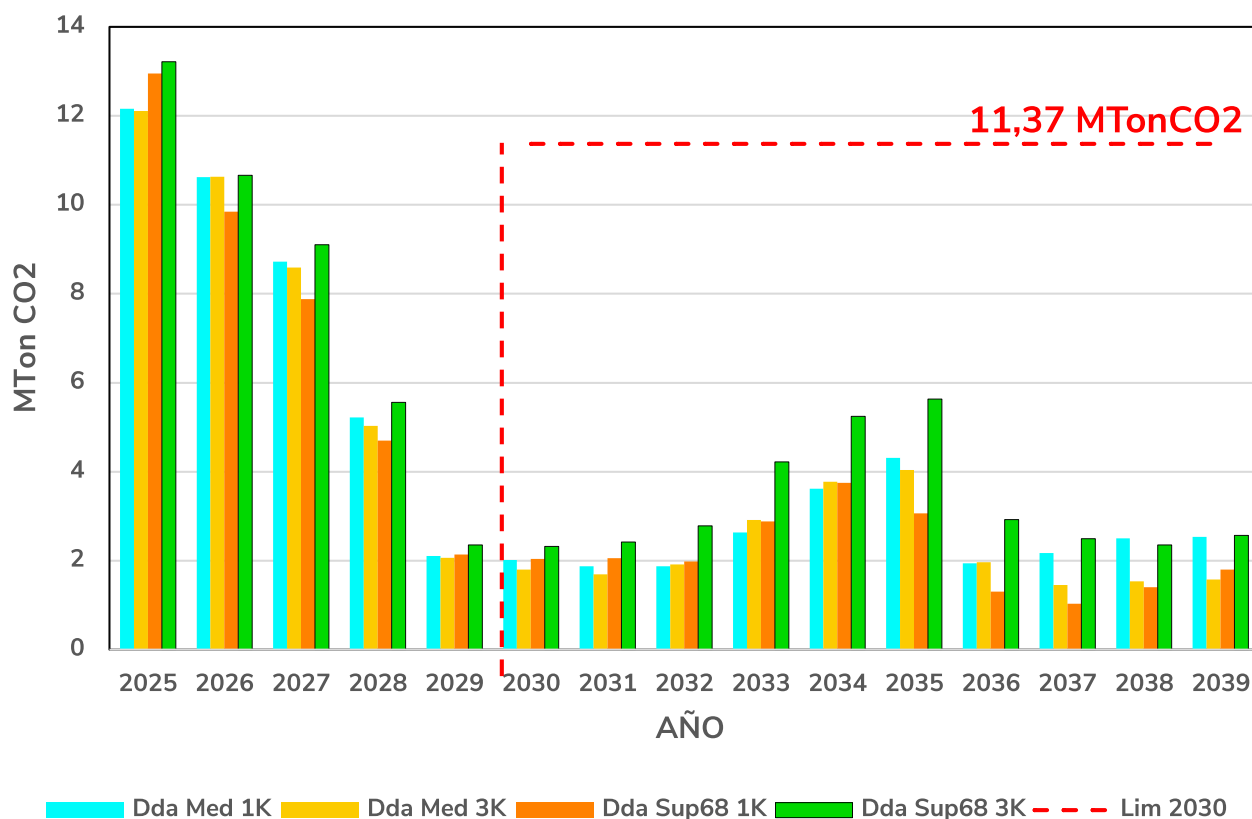
Fuente: Elaboración propia.

7.3.6. Emisiones

Para el Escenario 3, en la Gráfica 59, se describe el cálculo de las emisiones en toneladas equivalentes de CO₂, considerando la proyección de demanda media y la demanda IC superior 68%; asimismo, las capacidades de Colectora 2 de 1GW y de 3GW.

En los cuatro casos se ve un decrecimiento de las emisiones hasta 2021, siendo más notorio a partir de 2029, lo que se asocia con el retiro de las plantas térmicas de carbón y las de combustibles líquidos, detalladas en los cronogramas de la Tabla 39, Tabla 40, Tabla 41 y Tabla 42; después presentan un incremento moderado, pero luego de la entrada de Colectora 2 en 2036 decrecen hasta el 2039, finalizando con valores entre 1.8 y 2.5 Mt CO₂.

Gráfica 59. Emisiones CO2 - Escenario 3



Fuente: UPME

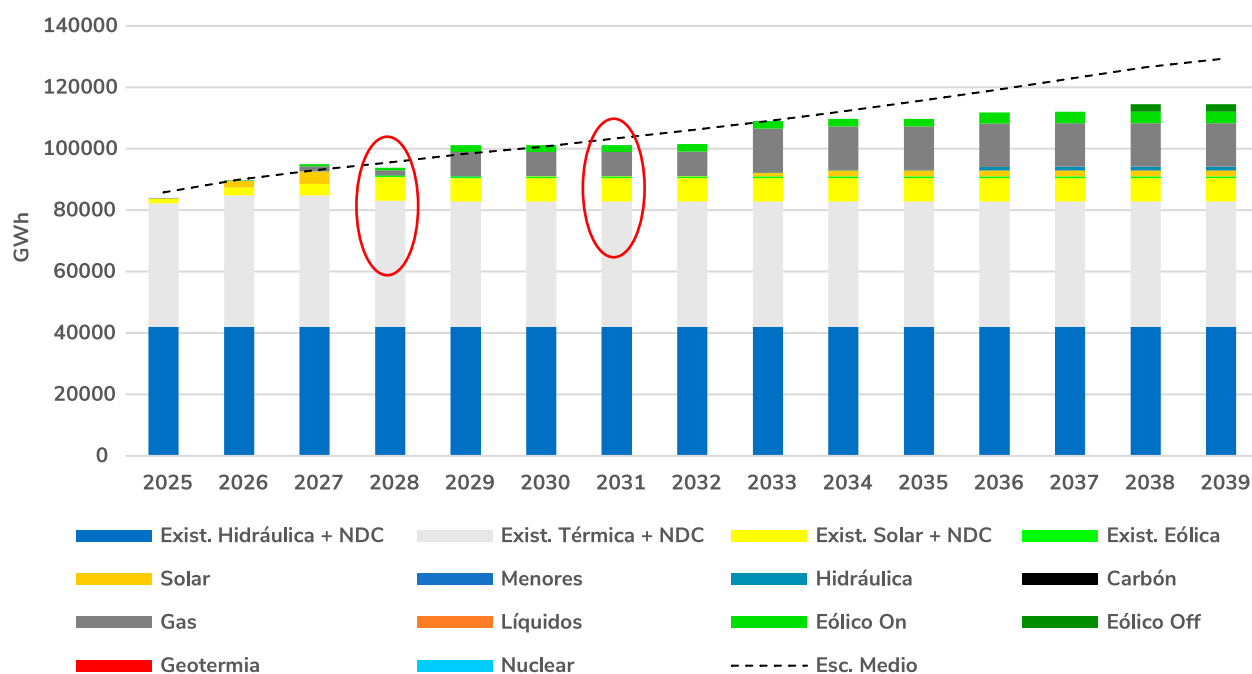
7.3.7. Revisión de Energía Firme

En este apartado se analizan los resultados obtenidos la energía en firme para los cuatro casos analizados.

7.3.7.1. Revisión caso 1 DMC1_PT_NC

En la Gráfica 60 se presenta el resultado del balance entre la proyección de demanda y la Energía Firme para el caso 1 DMC1_PT_NC.

Gráfica 60. Balance Energía Firme vs. Demanda Media Esc 3 – caso 1 DMC1_PT_NC.



Fuente: Elaboración propia.

Como se indicó en el título “0 5 Revisión de ”, la Energía Firme no logra cubrir la demanda en los primeros años. No obstante, a partir de la expansión del sistema en 2027, la Energía Firme supera temporalmente la demanda. En 2028 vuelve a quedar por debajo, como se muestra en el círculo (ver Gráfica 60), con una cobertura del 98.14%, dejando sin cubrir alrededor del 1.86% de la demanda.

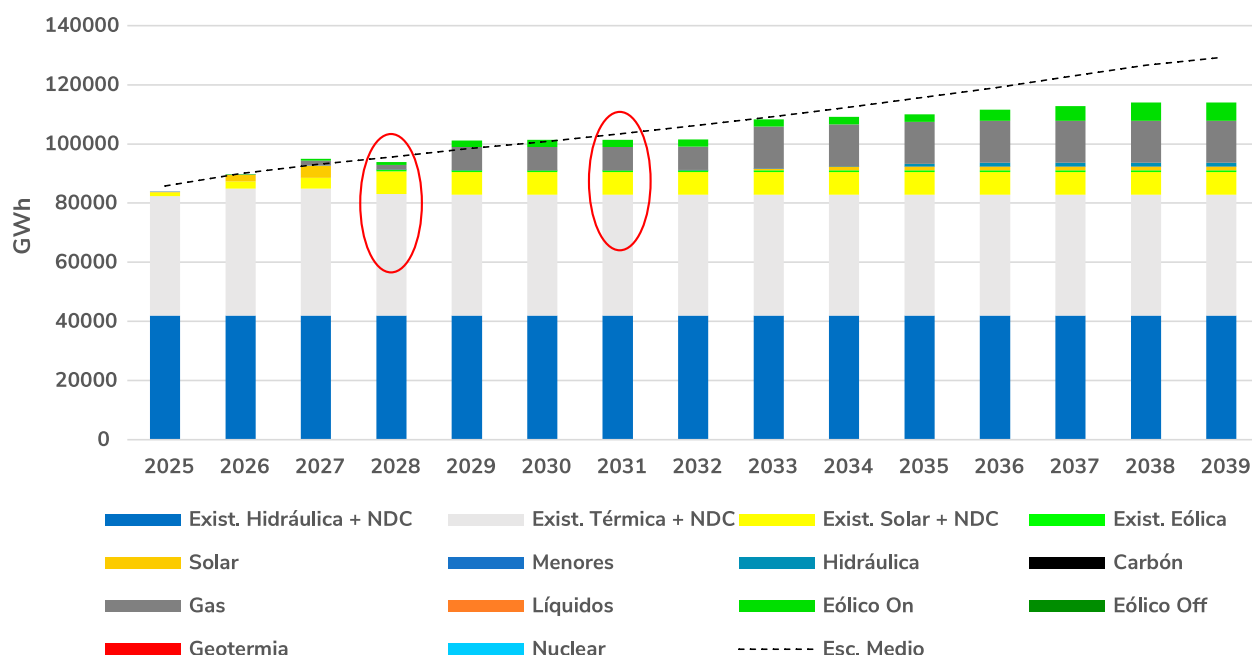
Durante 2029 y 2030 se observa nuevamente un repunte en el que logra cubrir la demanda, antes de descender en 2031, tal como se muestra en la gráfica en el segundo círculo rojo, donde la cobertura alcanza el 97.91%, dejando sin cubrir cerca del 2.09% de la demanda. El crecimiento en este escenario está impulsado principalmente por la tecnología a gas, seguida por las tecnologías solar y eólica.

Para 2039, la Energía Firme estimada alcanza 114,518.4 GWh/año. Los principales aportes provienen de los recursos hidráulico (36.7%) y térmico (35.6%). Entre las tecnologías de expansión destacan el gas (12.4%), la solar (8.4%) y la eólica (5.9%), de los cuales el 2.1% corresponde a eólica offshore.

7.3.7.2. Revisión caso 2 DMC3_PT_NC

La Gráfica 61 muestra el balance entre Energía Firme y demanda para el caso 2 DMC3_PT_NC.

Gráfica 61. Balance Energía Firme vs. Demanda Media Esc 3 – caso 2 DMC3_PT_NC.



Fuente: Elaboración propia.

En este escenario, al igual que en el anterior, la Energía Firme no logra cubrir la demanda al inicio, pero la supera en 2027 gracias a la expansión del sistema. No obstante, en 2028 vuelve a situarse por debajo, como se muestra en el círculo (ver Gráfica 61), alcanzando una cobertura del 98.16% y dejando sin cubrir alrededor del 1.84% de la demanda.

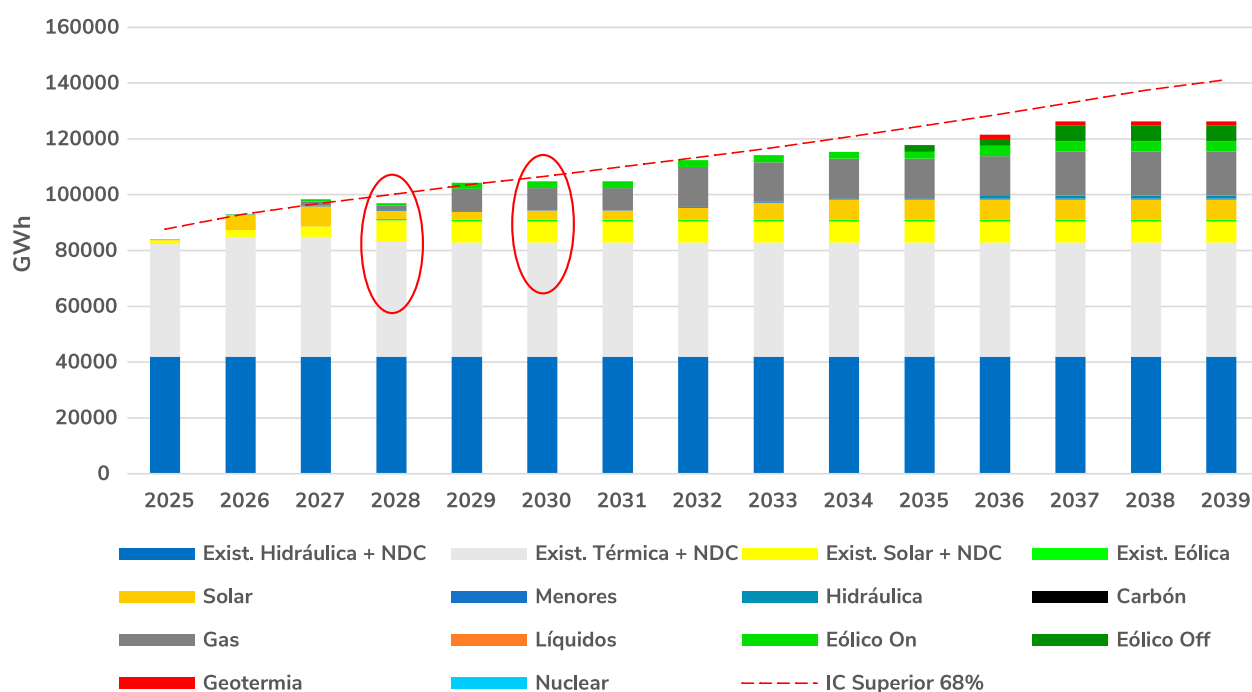
Posteriormente, durante 2029 y 2030, vuelve a superar la demanda debido al ingreso de nuevos proyectos a gas y solar. En 2031, la demanda nuevamente se ubica por encima de la Energía Firme como se ve en la gráfica en el segundo círculo. El crecimiento en este escenario está determinado principalmente por la generación a gas, complementada por los aportes de las tecnologías solar y eólica.

Para 2039, la Energía Firme asciende a 114,030.5 GWh/año, con una participación predominante de recursos hidráulicos (36.8%) y térmicos (35.8%). Entre los recursos de expansión se destacan el gas (12.4%), la solar (7.8%) y la eólica (6%).

7.3.7.3. Revisión caso 3 DSC1_PT_NC

En la Gráfica 62 se presenta el balance entre Energía Firme y demanda para el caso 3 DSC1_PT_NC.

Gráfica 62. Balance Energía Firme vs. Demanda Superior Esc 3 – caso 3 DSC1_PT_NC.



Fuente: Elaboración propia.

Como se indicó en el título 5 Revisión de la ENFICC, la Energía Firme no logra cubrir la demanda en los primeros años. Sin embargo, a partir de 2027 logra superarla temporalmente. En 2028 vuelve a ubicarse por debajo, como se muestra en el círculo (ver Gráfica 62), alcanzando una cobertura del 96.83% y dejando sin cubrir alrededor del 3.17% de la demanda.

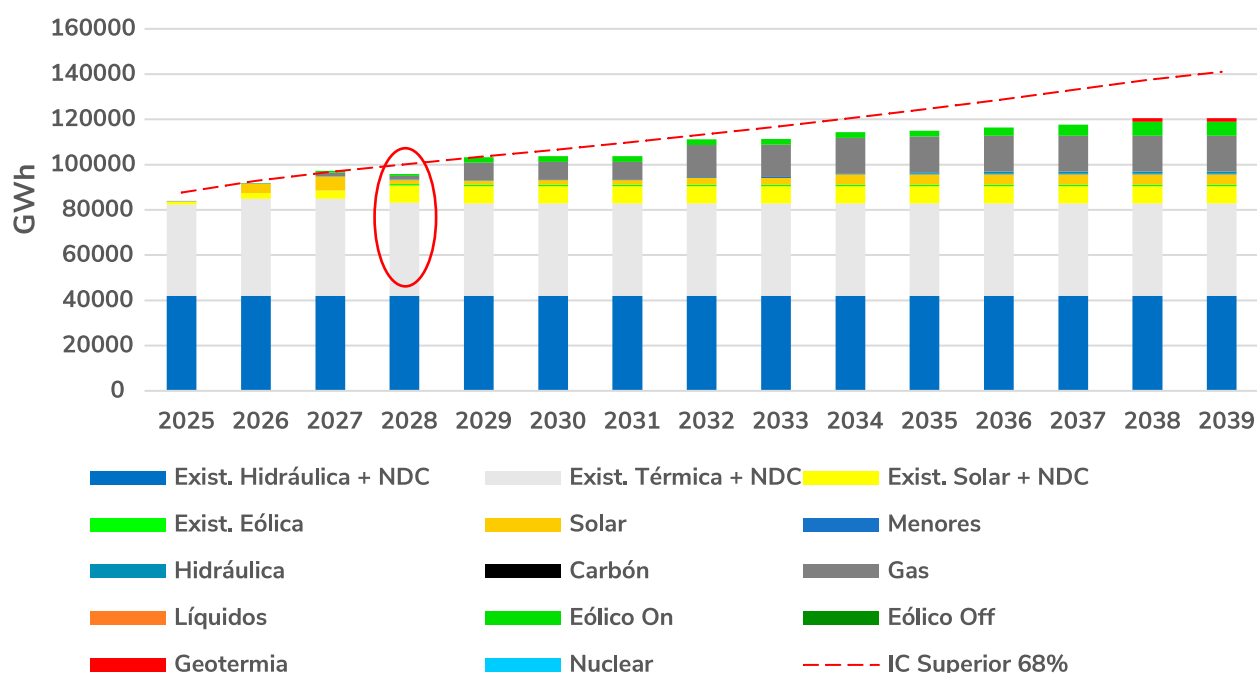
En 2029 la cobertura mejora nuevamente, impulsada por la expansión de proyectos a gas y solar, mientras que en 2030 la demanda vuelve a superar la Energía Firme. El crecimiento en este escenario está explicado principalmente por la generación a gas natural, seguida por las tecnologías solar y eólica, con una participación destacada de la geotermia y la eólica offshore en los últimos años del periodo.

Para 2039, la Energía Firme alcanza 126,275.9 GWh/año, siendo el escenario con mayor energía firme proyectada. Los aportes principales provienen de los recursos hidráulico (33.3%) y térmico (32.3%). Entre los nuevos aportes, destacan el gas (12.5%), la solar (11.7%) y la eólica (7.8%), de los cuales 4.4% corresponden a eólica offshore. Además, la geotermia aporta aproximadamente 1.2% de la energía firme total.

7.3.7.4. Revisión caso 4 DSC3_PT_NC

En la Gráfica 63 se presenta el balance entre Energía Firme y demanda para el caso 4 DSC3_PT_NC.

Gráfica 63. ENFICC - Escenario 3: Caso 4 DSC3_PT_NC



Fuente: Elaboración propia.

En este escenario, al igual que en el anterior, la Energía Firme no alcanza a cubrir la demanda al inicio, pero la supera en 2027 como resultado de la expansión del sistema. A partir de 2028 vuelve a ubicarse por debajo, como se muestra en el círculo (ver Gráfica 63), alcanzando una cobertura del 95.74% y dejando sin cubrir alrededor del 4.26% de la demanda, manteniendo un comportamiento similar al observado en los demás escenarios.

El crecimiento de la Energía Firme está impulsado principalmente por la generación a gas, acompañada por el desarrollo de proyectos solares y eólicos, y con una participación creciente de la geotermia hacia el final del horizonte.

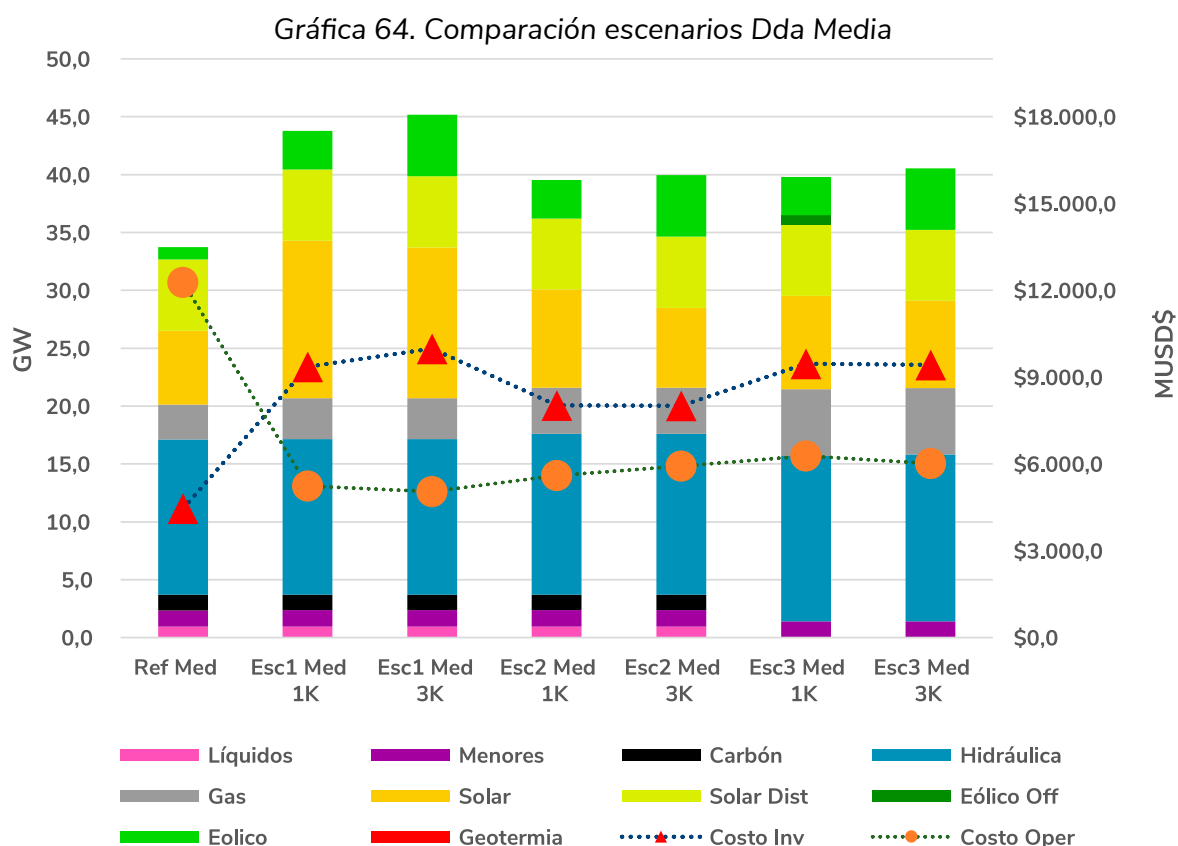
Para 2039, la Energía Firme proyectada alcanza 120,458.2 GWh/año. Los recursos hidráulicos (34.9%) y térmico (32.9%) continúan siendo las principales fuentes. Entre los aportes de expansión destacan el gas (13.1%), la solar (10.1%), la eólica (5.7%) y la geotermia (1.3%).

8. ANÁLISIS COMPARATIVO DE ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

En esta sección se realiza una comparación entre los diferentes escenarios de expansión evaluados en el presente plan. El análisis se basa en los resultados relativos a la capacidad instalada al final del horizonte de estudio como a los costos de inversión y operación resultantes del proceso de optimización de la expansión y operación realizado para cada escenario. Para garantizar una evaluación homogénea y comparable, los costos han sido llevados a valor presente utilizando una tasa de descuento anual del 10%. Cabe mencionar que en la estimación de los costos de inversión no se consideraron los costos asociados a la tecnología solar distribuida ni la segunda etapa del proyecto Hidroituango (1,200 MW).

La Gráfica 64 muestra la comparación de los escenarios desarrollados para el caso de demanda media, mostrando la composición de la matriz de generación al final del horizonte de estudio. El escenario de referencia muestra un crecimiento del 59% respecto a la capacidad existente al inicio de 2025. Por su parte, los escenarios 1 a 3, muestran un crecimiento que oscila entre el 86% y 112%, en comparación con la capacidad existente.

Este crecimiento se concentra principalmente en tecnologías renovables no convencionales y en generación térmica a gas, que se consolidan como los principales aportantes de nueva capacidad instalada. Dentro de las tecnologías renovables no convencionales, la solar y la eólica onshore destacan por ser las de mayor crecimiento en la matriz de generación. Al comparar los diferentes escenarios, se observa que la capacidad de generación eólica y solar multiplica entre 6 y 12 veces la capacidad instalada al inicio del año 2025.



Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 47 se presentan los costos de inversión y operación estimados para cada escenario. En lo que respecta a la inversión, los escenarios 1 a 3 presentan un crecimiento que varía entre el 80% y 124% frente al escenario de referencia. El Escenario 1 con Colectora 2 3GW presenta la mayor inversión, alcanzando los \$9,987 MUSD, impulsado por la fuerte expansión de capacidad solar y eólica. A continuación, el Escenario 3 con Colectora 2 1GW, cuyo valor asciende a \$9,468 MUSD; sus mayores costos se explican por la entrada de eólica offshore, una alta penetración solar, un mayor aporte de generación hídrica y, adicionalmente, por la salida del carbón y la incorporación de tecnologías como el gas. Posteriormente, el Escenario 3 con Colectora 2 3GW, registra una inversión de \$9,431 MUSD, muy similar al anterior, pero sin considerar la inclusión de eólica offshore, lo que reduce el costo total. Por su parte, el Escenario 1 con Colectora 2 1GW requiere una inversión menor que el caso con Colectora 2 3GW, principalmente por la menor instalación de capacidad eólica. Finalmente, los Escenarios 2, presentan inversiones más moderadas, situadas entre \$8,016 y \$8,027 MUSD, resultado de un crecimiento más equilibrado en el que las tecnologías renovables conviven con una mayor participación del gas.

En cuanto a los costos de operación, los escenarios 1 a 3 muestran una reducción que oscila entre el 49% y 59% en comparación con el costo de operación del escenario de referencia. El Escenario 1 es el que más disminuye los costos operativos respecto a la referencia, seguido por el Escenario 2, ambos con valores por debajo de los \$6,000 MUSD. El Escenario 3 también logra reducciones significativas, aunque sus costos son ligeramente mayores que los de los otros escenarios de expansión.

Al sumar los costos de inversión y operación, el Escenario 2 con Colectora 2 1GW destaca por presentar los menores costes agregados, alcanzando un valor de \$13,625 MUSD. Por el contrario, el Escenario 3 con Colectora 2 1GW registre el mayor costo, con un valor de \$15,737 MUSD.

En términos generales, se observa que todos los escenarios de expansión transforman su composición tecnológica hacia una matriz más limpia, diversificada y con menores costos operativos. Las diferencias entre los escenarios son principalmente el volumen de renovables incorporadas y la incorporación del gas como reemplazo del carbón y los líquidos

Tabla 47. Datos comparativos Escenarios Demanda Media

	Esc Ref Med	Esc1 Med 1GW	Esc1 Med 3GW	Esc2 Med 1GW	Esc2 Med 3GW	Esc3 Med 1GW	Esc3 Med 3GW
Capacidad Instalada [GW]	33.7	43.8	45.2	39.5	40.0	39.8	40.6
Costo Inversión [MUSD]	\$ 4,455	\$ 9,363	\$ 9,987	\$ 8,027	\$ 8,016	\$ 9,468	\$ 9,431
Costo Operación [MUSD]	\$ 12,278	\$ 5,235	\$ 5,043	\$ 5,598	\$ 5,923	\$ 6,269	\$ 6,011

Fuente: Elaboración propia.

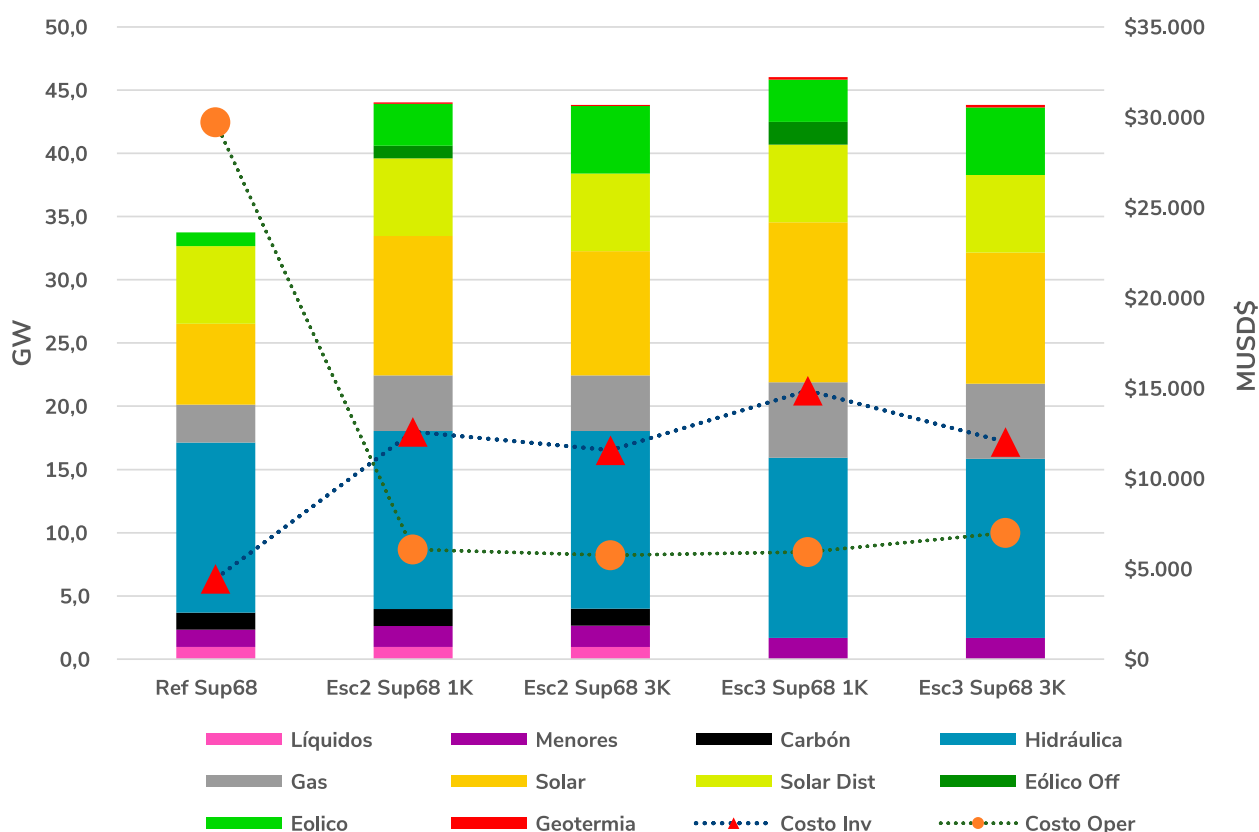
La Gráfica 65 presenta la comparación entre los diferentes escenarios desarrollados para el caso de demanda IC superior 68%. Esta gráfica permite observar la composición de la matriz de generación al final del horizonte de estudio, proporcionando una visión de cómo evolucionan las capacidades de generación en cada escenario.

En primer lugar, el escenario de referencia presenta el mismo crecimiento que en el caso de demanda media, alcanzando un incremento del 59% respecto a la capacidad existente al inicio del periodo de análisis. Por su parte, los escenarios 2 y 3, muestran aumentos más significativos: el crecimiento de la capacidad instalada oscila entre un 106% y un 116%, en comparación con la capacidad existente.

La mayor parte de la expansión se concentra en las tecnologías renovables no convencionales dentro de las cuales se destacan la solar fotovoltaica y la eólica onshore. En los escenarios 2 y 3, el crecimiento de la generación eólica y solar equivale a un incremento de entre 10 y 12 veces la capacidad instalada de estas tecnologías respecto al inicio de 2025.

Es importante recordar que, tal como se indicó en la sección 7.1.4 Indicadores de confiabilidad, los Escenarios 1 asociados a la demanda IC superior 68% no cumplieron los criterios de confiabilidad establecidos. Por esta razón, dichos escenarios no se incluyen en este análisis ni se representan en la Gráfica 65 ni en la Tabla 48.

Gráfica 65. Comparación escenarios Demanda IC 68 superior



Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 48 se presentan los costos estimados de inversión y operación para cada uno de los escenarios desarrollados con la demanda IC superior 68%. En lo relativo a los costos de inversión, los escenarios 2 y 3 presentan un incremento considerable respecto al escenario de referencia, con un crecimiento que varía entre el 160% y 234%.

El Escenario 2, los costos de inversión son mayores cuando incluye tecnologías como la eólica offshore y la geotermia. Así, el caso de Colectora 2 1GW supone una inversión de \$12,592 MUSD, mientras que en el caso de Colectora 2 3GW, la inversión se reduce a \$11,574 MUSD, debido principalmente a la ausencia de capacidad eólica offshore.

El Escenario 3 presenta un patrón similar: la inclusión de tecnologías de mayor costo, como la offshore y la geotermia, en el caso de Colectora 2 1GW, eleva la inversión total hasta los \$14,870 MUSD, el valor más alto entre todas las alternativas consideradas. Por otro lado, en el caso de Colectora 2 3GW, la inversión disminuye a \$12,039 MUSD, al no incorporar dichas tecnologías.

En cuanto a los costos de operación, los escenarios 2 y 3 muestran una reducción que oscila entre el 76% y 81% en comparación con el costo de operación del Escenario de referencia.

Al sumar los costos de inversión y operación, el escenario 2 con Colectora 2 3GW destaca por presentar los menores costes agregados, alcanzando un valor de \$17,325 MUSD. Por el contrario, el escenario 3 con Colectora 2 1GW registra el mayor costo, con un valor de \$20,798 MUSD.

Tabla 48. Datos comparativos escenarios Demanda IC 68 superior

	Esc Ref IC 68 superior	Esc2 IC 68 superior 1GW	Esc2 IC 68 superior 3GW	Esc3 IC 68 superior 1GW	Esc3 IC 68 superior 3GW
Capacidad Instalada [GW]	33.7	44.0	43.8	46.0	43.8
Costo Inversión [MUSD]	\$ 4,455	\$ 12,593	\$ 11,574	\$ 14,870	\$ 12,039
Costo Operación [MUSD]	\$ 29,733	\$ 6,075	\$ 5,751	\$ 5,927	\$ 6,999

Fuente: Elaboración propia.

8.1. Resultados consolidados al 2039 de la Energía en firme por escenario

En la Gráfica 66 se presentan los resultados consolidados de la Energía en Firme estimada para el fin del periodo de planeamiento, año 2039, indicando en cada uno de los escenarios, por recurso, la energía en firme y las capacidades asociadas; discriminada entre aquella de los proyectos con compromisos, identificados por un color asociando el nombre del “recurso” y con un color similar aparece el mismo recurso asociado a los proyectos de la expansión. Por ejemplo, en el caso solar: “solar” en color amarillo mostaza se refiere a lo comprometido (en recuadro de línea punteada en la gráfica) y “Solar Exp” en color amarillo claro se refiere a lo asociado al resultado de la expansión. Solamente aparecen con compromisos los recursos de la Tabla 49.

Tabla 49. Capacidad y ENFICC comprometido

Recurso	MW	GWh día
Térmico	48.0	2.8
Eólico On	743.3	1.7
Solar	4,404.9	13.6

Fuente: Elaboración propia.

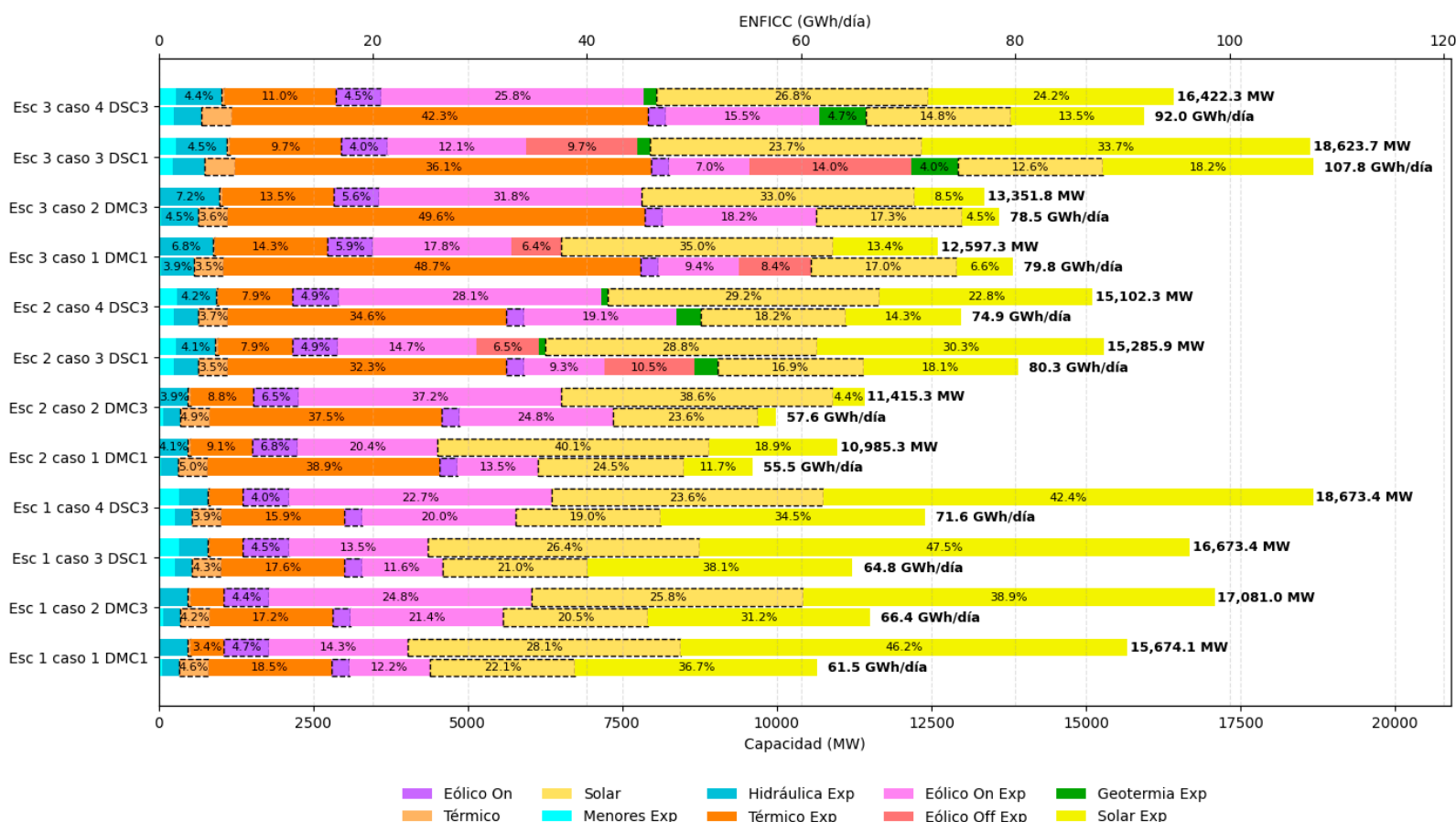
En la Gráfica 66 Se puede establecer comparaciones entre los escenarios considerando las participaciones en porcentaje por recurso (solo se colocan los valores más relevantes, los menores al 3.4 % por espacio se omiten).

El caso con mayor energía firme es el Escenario 3 (Caso 3 DSC1_PT_NC), correspondiente a Descarbonización con demanda alta y Colectora 2 de 1 GW, alcanzando una ENFICC acumulada

de 107.8 GWh/día, asociada a una capacidad de expansión de 18,623.7 MW; por otro lado, el caso con menor energía firme es el Escenario 2 (Caso 1 DMC1_PT), correspondiente a Prospectiva Tecnológica con demanda media y Colectora 2 de 1 GW, en el cual se estima una ENFICC de 55.5 GWh/día, asociada a una capacidad de 10,985.3 MW

Asimismo, de la información descrita se destaca que tecnologías como la eólica offshore y la geotermia, presentes en el Escenario 3, logran incrementos importantes en la firmeza del sistema. A pesar de sus mayores costos, su alto factor de planta permite reemplazar grandes cantidades de capacidad solar, aportando estabilidad; de manera complementaria, en los casos de demanda alta, la inclusión de estas fuentes con mayor factor de planta reduce la necesidad de una expansión solar masiva.

Gráfica 66. Resumen de capacidad y Energía en firme asociada a cada escenario al 2039



Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente a lo presentado, algunos análisis globales permiten establecer que:

1. Evolución de la Matriz y Capacidad Instalada

- En todos los escenarios de expansión (1, 2 y 3), se observa un crecimiento significativo de la capacidad instalada, oscilando entre el 86% y el 116% respecto a la capacidad existente a inicio de 2025. La tecnología solar fotovoltaica lidera esta expansión, alcanzando una participación de entre el 33% y el 42% en la matriz final al 2039.

- El supuesto de contar con generación térmica a gas se consolida como el respaldo fundamental ante la variabilidad de las renovables. A diferencia del carbón y los líquidos, el gas incorpora nueva capacidad en todos los escenarios para aportar firmeza.

- Tecnologías Prospectivas:

- La Geotermia se viabiliza principalmente en escenarios de demanda alta (IC 68 Superior) debido a su aporte de firmeza.
- La Eólica Offshore se incorpora únicamente cuando se limita la capacidad de Colectora 2 a 1 GW, actuando como complemento a la eólica onshore.
- La Nuclear y las baterías no son seleccionadas por el modelo de optimización debido a sus altos costos de inversión (CAPEX) o las limitaciones de modelado uninodal.

2. Confiabilidad y Energía Firme (ENFICC)

- En el Escenario de Referencia resulta insuficiente; los indicadores de confiabilidad muestran déficits proyectados: el indicador VEREC se incumple a partir de 2028 en demanda media y desde 2026 en demanda alta.
- Para el Escenario 1, aunque mejora la situación, presenta riesgos en escenarios de demanda alta (IC 68 Superior), donde se incumplen los indicadores VEREC y número de casos con déficit, demostrando que depender solo de proyectos con conexión aprobada (mayormente solares) no garantiza la confiabilidad total.
 - Los Escenarios 2 y 3 cumplen con todos los indicadores de confiabilidad (VERE, VEREC y Número de Casos) durante todo el horizonte, gracias a una mayor diversificación tecnológica.
 - Respecto a la brecha de Energía Firme, se nota que en casi todos los escenarios, la ENFICC (Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad) se ubica por debajo de la demanda proyectada en varios años, lo que señala la urgencia de incorporar nueva capacidad firme (térmica a gas o tecnologías de base) y no solo capacidad instalada renovable variable.

3. Costos de Inversión y Operación

- El costo de Inversión (CAPEX) en el Escenario 3 con restricción de (Colectora 2 a 1 GW, es el más costoso en inversión (\$15,737 MUSD agregados), debido a la necesidad de reemplazar el carbón con tecnologías más costosas como la eólica offshore y mayor capacidad solar/gas; por otro lado, el Escenario 2 presenta inversiones más equilibradas.
- En el caso del Costo de Operación (OPEX), todos los escenarios de expansión logran reducir los costos operativos entre un 49% y 59% en comparación con el escenario de referencia, debido a la entrada masiva de fuentes renovables con costos variables de operación cercanos a cero.

4. Impacto Ambiental (Emisiones)

- Respecto al cumplimiento de metas, todos los escenarios de expansión cumplen con la meta de emisiones del sector eléctrico para 2030 (11.37 Mt CO₂), a diferencia del escenario de referencia que eventualmente la excede.
- El Escenario 3 es el más eficiente ambientalmente ya que, al retirar las plantas a carbón y convertir las de líquidos a gas, logra mantener las emisiones entre 1.8 y 2.5 Mt CO₂ hacia el final del periodo (2039), reduciendo drásticamente la huella de carbono del sector.

5. Costos marginales

- Todos los escenarios de expansión logran reducir drásticamente los costos operativos en comparación con la referencia (reducciones entre 49% y 59%). Sin embargo, hay matices importantes entre ellos:
- Una tendencia constante en todos los escenarios es que mayor capacidad en Colectora 2 equivale a menores costos marginales a largo plazo.
 - Con 1 GW en Colectora 2 los costos marginales tienden a volver a subir hacia el final del periodo (2037-2039). Por ejemplo, en el Escenario 1, el costo sube de ~40 USD/MWh a 60.9 USD/MWh al final del horizonte.
 - Con 3 GW en Colectora 2 los costos se mantienen estables o siguen bajando. En el mismo Escenario 1, con 3 GW, el costo se estabiliza cerca de 28 USD/MWh. Esto ocurre porque la red permite inyectar más energía eólica (que tiene costo variable casi nulo), desplazando generación térmica más costosa.
- Escenario 1 vs. Escenario 2:
 - Escenario 1 muestra una reducción de costos hasta 2036, pero es más volátil al final: depende mucho de la energía solar, lo que puede requerir respaldo térmico costoso en las horas sin sol.
 - Escenario 2 es el escenario que presenta los costos marginales más estables y bajos; al incorporar una mezcla tecnológica más diversa (incluyendo eólica y optimización de recursos), logra estabilizar el costo marginal promedio en valores cercanos a 42 USD/MWh hacia 2039 (en el caso de 3GW).
- Para el Escenario 3, a pesar de retirar la generación a carbón (que suele ser barata en operación) y sustituirla por gas y renovables, se tiene que:
 - Logra mantener costos marginales muy competitivos. Aunque sus costos operativos totales son ligeramente mayores que en el Escenario 2, el costo marginal unitario sigue una tendencia decreciente similar.
 - Para 2039, el costo marginal se sitúa entre 48 y 67 USD/MWh (dependiendo de la capacidad de Colectora 2), lo cual sigue siendo mucho más bajo que los valores actuales (~86-90 USD/MWh en 2025). Esto demuestra que es posible descarbonizar sin encarecer marginalmente la operación del sistema, gracias a la entrada masiva de renovables.

9. CONCLUSIONES

Análisis de confiabilidad:

- El análisis de los indicadores de confiabilidad realizado para el escenario de referencia evidencia la importancia de incorporar nueva capacidad de generación en el sistema eléctrico. Los resultados obtenidos muestran que el primer incumplimiento del indicador VEREC se produce en septiembre de 2028 para el caso de demanda media, mientras que para el caso de demanda con un intervalo de confianza (IC) superior del 68% este incumplimiento se adelanta a septiembre de 2026. Este comportamiento pone de manifiesto la necesidad de ampliar y fortalecer la infraestructura de generación para poder responder adecuadamente al incremento de la demanda de energía eléctrica en los próximos años.
- Adicionalmente, es importante destacar que el retraso o la no entrada en operación de los proyectos considerados dentro de la expansión fija, en las fechas planificadas, puede provocar que los incumplimientos de los indicadores de confiabilidad se adelanten en el horizonte de análisis, situación que representaría un riesgo para la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico.
- Por otro lado, el incumplimiento de los indicadores VEREC y Número de Casos con Déficit en los casos correspondientes al Escenario 1, desarrollados con la demanda IC superior del 68%, evidencian que una expansión del sistema de generación basada principalmente en la capacidad y el tipo de recursos de los proyectos con conexión aprobada en la Unidad (principalmente de naturaleza solar) no sería suficiente para garantizar la confiabilidad del sistema ante escenarios de mayor demanda eléctrica. Por lo tanto, es fundamental diversificar las fuentes de generación para asegurar la atención adecuada de la demanda durante el horizonte de estudio.

Escenario de referencia:

- Los resultados obtenidos sobre el desempeño del sistema, en los dos casos de demanda desarrollados, evidencian que la eficiencia en la operación del sistema eléctrico se ve comprometida si no se incorpora nueva capacidad de generación adicional a la definida como expansión fija. En particular, se observa un uso intensivo de las fuentes de generación térmica, lo que causa un incremento en las emisiones de CO₂. Por otro lado, en lo que respecta a la generación hidroeléctrica, se presentan casos donde se incumplen las restricciones configuradas lo que causa que se penalice el uso del recurso hidro afectando negativamente la gestión óptima de los recursos disponibles. Como consecuencia de los factores anteriores, el costo marginal de demanda muestra un crecimiento sostenido a lo largo de horizonte de estudio.

Evolución de la matriz de generación:

- Los resultados de los escenarios de expansión 1, 2 y 3, muestran que la capacidad instalada de la matriz de generación a 2039 oscile entre 39.5 GW y 46 GW, lo que representa un crecimiento porcentual de entre el 86% y 116% respecto a la capacidad existente al inicio del horizonte de estudio. En este incremento de la capacidad instalada destaca la generación solar fotovoltaica, cuya participación en la composición de la matriz de generación se sitúa entre el 33% y 42%.

- En línea con lo anterior, las fuentes renovables eólica y solar presentan el mayor crecimiento en la matriz de generación, alcanzando una participación conjunta que varía entre el 45% y 54%.
- La generación térmica a gas destaca entre las fuentes convencionales al incorporar nueva capacidad en todos los escenarios de expansión considerados, lo que evidencia la necesidad de un balance en el crecimiento de las fuentes renovables no convencionales y las tecnologías que aporten firmeza y confiabilidad al sistema eléctrico.
- Los recursos convencionales, en particular los hidráulicos y térmicos, continúan siendo fundamentales para la operación del sistema a lo largo de todo el horizonte de análisis, tanto en términos de capacidad instalada como de generación. Este resultado pone de manifiesto la relevancia de su rol estructural en la matriz eléctrica y evidencia la necesidad de preservar una matriz diversificada y complementaria que garantice la confiabilidad del suministro.
- La retirada de las plantas térmicas a carbón definidas en este escenario, plantea retos para el sistema eléctrico. Ante esta situación, la generación térmica a gas (en primer lugar), seguida de la generación hidroeléctrica, se perfilan como las principales alternativas para suplir la capacidad de las plantas a carbón que salen de la matriz de generación. La razón principal de esta sustitución radica en la necesidad de mantener un nivel de firmeza, lo que resulta esencial para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema.
- Otro aspecto clave es el calendario definido para las tecnologías prospectivas que también pueden aportar firmeza al sistema eléctrico. Las fechas definidas para la salida de las plantas a carbón son anteriores a las fechas de disponibilidad de tecnologías como la eólica offshore, la geotermia o la nuclear. Esta circunstancia limita la posibilidad de que estas fuentes renovables no convencionales puedan asumir el reemplazo de la generación retirada.

Incorporación de tecnologías prospectivas en la matriz de generación:

- Las tecnologías prospectivas consideradas en este plan (eólica offshore, geotermia y nuclear), presentan factores que condicionan su incorporación en la matriz de generación: primero, sus costos de inversión son superiores a los de otras tecnologías como la térmica a gas, la hidroeléctrica, la solar fotovoltaica y la eólica onshore; segundo, las fechas definidas de inicio de disponibilidad de estas tecnologías prospectivas son posteriores a la de las tecnologías anteriormente mencionadas.
- La integración de la generación geotérmica se viabiliza en los escenarios desarrollados con la demanda IC superior 68%, principalmente por su aporte en firmeza que complementa el desempeño de la generación térmica en la atención de una demanda más exigente.
- Por su parte, la tecnología eólica offshore solo se incorpora a la matriz de generación en los escenarios donde se limita la capacidad de colectora 2 a 1GW, lo que muestra a esta tecnología como complementaria al desarrollo de la capacidad eólica onshore.
- En el análisis de los diferentes escenarios de expansión desarrollados, se evidencia que no se incorporan sistemas de almacenamientos con baterías. Este comportamiento se debe principalmente a que este plan de expansión está elaborado bajo un enfoque uninodal y etapas de resolución mensual, condiciones que no son las adecuadas para que el modelo de optimización viabilice o no, la incorporación de baterías en el sistema eléctrico. Se prevé que en versiones futuras del plan de expansión se avance hacia una modelización que incluya la red de transmisión y una resolución horaria. Este enfoque permitirá, entre otros objetivos, analizar de manera más detallada el desempeño de los sistemas de almacenamiento con baterías y valorar su potencial contribución en la operación del sistema eléctrico.
- Finalmente, la tecnología nuclear, la cual podría generar firmeza al sistema, no llega a incorporarse en ninguno de los escenarios desarrollados debido a que su CAPEX es el más elevado entre las tecnologías consideradas en este plan.

Energía firme:

- Con base en los insumos utilizados en el presente Plan, en particular la información de “ENFICC Verificada vs OEF Asignadas” reportada por XM con corte a septiembre de 2025, y bajo los supuestos de modelación adoptados, se observa que la ENFICC no logra cubrir la demanda proyectada en el Escenario de referencia a lo largo de todo el horizonte de análisis. En los escenarios de expansión, si bien la incorporación de nueva capacidad mejora esta condición, en varios años la energía firme continúa siendo insuficiente para cubrir la demanda proyectada. Este resultado evidencia la existencia de una brecha de energía firme entre la proyección de la demanda y la disponibilidad de recursos que aportan firmeza al sistema, bajo los supuestos utilizados para el cálculo de la ENFICC.
- No obstante, es importante aclarar que esta situación no implica, de manera directa, la ocurrencia de racionamientos, sino que señala la necesidad de reforzar oportunamente el sistema con nueva capacidad de generación que contribuya a la energía firme. En este contexto, el Plan resalta la urgencia de promover, en el corto y mediano plazo, la entrada de nuevos proyectos de generación que fortalezcan la confiabilidad del sistema eléctrico y permitan atender la demanda futura bajo condiciones de seguridad y confiabilidad del suministro. Los recursos térmicos (gas) y la hidroelectricidad continúan siendo los principales aportantes de energía firme. Las tecnologías renovables variables (solar, eólica) contribuyen de manera creciente pero limitada, dada su bajo factor de firmeza.
- La infraestructura de transporte eléctrico (Colectora 2) se revela como un habilitador clave para la incorporación de eólica onshore, mejorando la firmeza del sistema y reduciendo la dependencia de combustibles fósiles en el largo plazo.
- En los casos donde se presentó la participación de fuentes renovables como la eólica offshore y la geotermia se lograron incrementos importantes en la firmeza del sistema al reemplazar gran capacidad de energía solar.
- Los resultados del Plan evidencian que la expansión del sistema no puede sustentarse exclusivamente en el incremento de la capacidad instalada, sino que debe considerar de manera prioritaria la energía firme aportada por los distintos recursos, así como la incorporación de tecnologías que garanticen un respaldo confiable al sistema eléctrico.

Emisiones:

- Todos los escenarios propuestos cumplen con la meta de emisiones del sector eléctrico para 2030 (11.37 Mt CO₂), no así el escenario de referencia. No obstante, hacia el final del horizonte, las emisiones tienden a crecer en escenarios con menor penetración renovable y mayor dependencia de carbón.
- El Escenario 3 (descarbonización) logra las menores emisiones del conjunto, reduciendo la generación a carbón a cero y limitando el uso de líquidos, gracias a la conversión a gas y a la mayor participación de renovables y geotermia.
- La energía eólica offshore, geotermia y nuclear (aunque no se incorporan en todos los escenarios por razones de costo y disponibilidad) emergen como opciones estratégicas para aportar firmeza y son fuentes de energía de bajas emisiones.

10. PERSPECTIVAS

Dentro del ejercicio de planeación de la generación eléctrica, se debe continuar profundizando los análisis especialmente al incluir la red eléctrica, lo cual permitirá zonificar los análisis en áreas eléctricas permitiendo contemplar efectos como agotamiento de la capacidad de transferencia entre áreas, nueva capacidad de generación por recurso local y entre áreas, comportamiento de la capacidad de transporte entre áreas y comparación del costo marginal por área.

Al contar con un modelo multinodal, se amplían las opciones de análisis de complementariedad entre recursos tanto renovables como no renovables, posibilitando dar señales específicas para posibles desarrollos de generación eléctrica en las zonas con mejores recursos energéticos o con mayores beneficios para el sistema eléctrico.

Reducir de manera eficiente la alta dependencia del Sistema Interconectado Nacional (SIN) del recurso hidroeléctrico requiere una mayor diversificación de la matriz de generación, incorporando otras fuentes capaces de aportar al sistema servicios energéticos de características similares. En este contexto, las fuentes no convencionales de energía, cada vez más competitivas como la geotermia y la energía nuclear, representan alternativas relevantes.

En el caso de la geotermia, al tratarse de una tecnología renovable, constituye una opción que permitiría el aprovechamiento parcial o total del potencial existente en Colombia, asociado a la presencia de cerca de 30 volcanes. Por su parte, la energía nuclear mediante plantas de reactores modulares pequeños (SMR, por sus siglas en inglés), si bien no es renovable como la hidroeléctrica o la geotérmica, presenta una alta resiliencia frente al cambio climático, dado que su operación es poco vulnerable a la variabilidad hidrológica, aun cuando requiere ciertas cantidades de agua para su funcionamiento.

Ambas alternativas podrían beneficiarse de los incentivos tributarios previstos en la Ley 1715, por lo que resulta pertinente analizar de manera más rigurosa su posible inclusión en los escenarios de expansión futura del sistema. Este análisis debe enmarcarse en una prospectiva que integre la vigilancia tecnológica con el Plan Energético Nacional, la TEJ y los Planes de Desarrollo, considerando los efectos de los estímulos a la incorporación de fuentes no convencionales. Lo anterior permitirá evaluar su viabilidad económica para el abastecimiento de la demanda al mínimo costo, garantizando simultáneamente el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad del sistema.

Adicionalmente, en el marco de la TEJ, impulsada por los efectos del cambio climático, resulta pertinente aportar referentes para el fortalecimiento de la gobernanza del sector. En este sentido, se propone explorar la adopción de una aproximación más integral al costo de producción de una unidad de energía eléctrica, incorporando el análisis del ciclo de vida, con el fin de reflejar de manera más completa los impactos económicos, ambientales y sociales asociados a cada tecnología.

ANEXO 1.

Función Objetivo y Restricciones de Modelación en SDDP y OptGen

Función Objetivo

La función objetivo del modelo busca minimizar los costos de inversión y operación para cada una de las etapas durante el horizonte de simulación:

$$\min \sum_{t=1}^T \left(CRO \cdot \overline{D}_{r_t} + \sum_{i=1}^N (\overline{C}_{t,i} \cdot G_{t,i}) + \sum_{j=1}^M x_{t,j} (I_{t,j} + \overline{C}_{t,j} \cdot G_{t,j}) + \sum_{k=1}^P x_{t,k} (I_{t,k}) \right)$$

Donde:

t :Etapas de simulación del horizonte de estudio, con resolución mensual.

T :Horizonte de estudio o simulación (180 meses, es decir, 15 años).

CRO :Costo de Racionamiento [USD/MWh].

$\overline{D}_{r_t}$:Valor esperado de la demanda racionada en la etapa t (variable estocástica) [MWh mes].

i :Este índice agrega a las plantas generadoras existentes.

N :Número total de plantas existentes.

$\overline{C}_{t,i}$:Costo de generación de la planta i en la etapa t Para los generadores hidroeléctricos, por ejemplo, representa el valor del agua (variable estocástica) [USD/MWh].

$G_{t,i}$:Generación de la planta i en la etapa t (variable estocástica) [MWh mes].

j :Este índice agrega a las plantas generadoras que están dentro del portafolio de proyectos candidatos.

M :Número total de plantas dentro del portafolio de candidatos.

$x_{t,j}$:Representa la decisión de inversión o no, respecto a una planta de generación candidata j , en la etapa t . Es cero (0) o uno (1).

$I_{t,j}$:Es el costo de inversión de la planta candidata j en la etapa t . Está expresado en USD.

$\overline{C}_{t,j}$:Costo de generación de la planta candidata j en la etapa t Para los generadores hidroeléctricos, por ejemplo, representa el valor del agua (variable estocástica) [USD/MWh].

$G_{t,j}$:Generación de la planta candidata j en la etapa t (variable estocástica) [MWh mes].

k :Este índice agrega a las obras de transmisión dentro del portafolio de candidatos.

$x_{t,k}$:Representa la decisión de inversión o no, respecto a una inversión candidata en T k, en la etapa t
Es cero (0) o uno (1).

$I_{t,k}$:Es el costo de inversión candidata en T_k en la etapa t [USD].

P :Número total de opciones de obras de transmisión dentro del portafolio de candidatos.

Restricción de Balance de Energía

Para cada etapa mensual del horizonte de simulación, la energía generada por el parque existente y los proyectos candidatos instalados por el modelo de optimización más la energía racionada, debe ser igual a la demanda.

$$D_{r_t} + \sum_{i=1}^N G_{t,i} + \sum_{j=1}^M G_{t,j} \cdot x_{t,j} = D_t, \forall t = \{1,2,3,..., T\}$$

Restricciones de Despacho

La generación del parque existente y la que el modelo decide instalar luego de la optimización, debe ser menor a la capacidad instalada.

$$G_{t,i} \leq Cap_i * \Delta t_i, \forall t = \{1,2,3,..., T\}, \forall i = \{1,2,3,..., N\}$$

$$G_{t,j} \leq Cap_j * \Delta t_j * x_{t,j}, \forall t = \{1,2,3,..., T\}, \forall j = \{1,2,3,..., M\}$$

Donde:

Cap_i : Capacidad instalada de la planta i [MW].

Cap_j : Capacidad instalada de la planta j [MW].

Δt_i : Horas en la etapa t_i .

Δt_j : Horas en la etapa t_j .

Restricción de Integralidad de la Decisión

Las variables binarias $x_{t,j}$ y $x_{t,k}$, que reflejan las decisiones de inversión, toman el valor de cero (0) o uno (1) en la etapa t.

$$x_{t,j} \in \{0,1\}, \forall t = \{1,2,3,..., T\}, \forall j = \{1,2,3,..., M\}$$

$$x_{t,k} \in \{0,1\}, \forall t = \{1,2,3,..., T\}, \forall k = \{1,2,3,..., P\}$$

Restricción de Unicidad de la Decisión

Una vez el modelo decide invertir en un proyecto j u obra de transmisión proyecto k en la etapa t , se debe respetar esta decisión durante todo el horizonte de simulación. En otras palabras, no se pueden tener decisiones contradictorias, como por ejemplo decidir en una etapa sobre una planta u obra, y no construirla en otra, para luego requerirla en otro instante. Ello querría decir que las sumatorias expuesta a continuación serían mayor a uno, lo cual se debe evitar.

$$\sum_{t=1}^T x_{t,j} \leq 1, \forall j = \{1,2,3,..., M\}$$

$$\sum_{t=1}^P x_{t,K} \leq 1, \forall k = \{1,2,3,..., P\}$$

Restricciones de Inversión

- Periodicidad de las inversiones: el modelo permite que las inversiones se puedan llevar a cabo cada trimestre, semestre o año. Para este ejercicio, el modelo puede decidir sobre un proyecto cada año.
- Perfil de inversión: Está asociado al flujo de caja de un proyecto de generación. Para esta versión del Plan se asume que una vez el proyecto entra en servicio, el mismo se paga totalmente, es decir, hay un solo desembolso.
- Vida útil de los proyectos candidatos:
 - Planta hidroeléctrica con embalse: 50 años.
 - Planta hidroeléctrica sin embalse, unidades térmicas a carbón, gas y líquidos: 35 años.
 - Solar fotovoltaica distribuida: 20 años.
 - Biomasa caña y palma: 30 años.
 - Parques eólicos y solares a gran escala: 25 años
 - Geotermia: 35 años.
- Tasa de descuento: Para esta versión del Plan, se trabaja con una tasa del 10% anual.
- Las plantas que tienen compromisos con el sistema se configuran como fijas entrando en las fechas indicadas.
- Las plantas menores se configuran como obligatorias entrando en las fechas definidas en la proyección de crecimiento estimada.
- La generación solar distribuida se configura como obligatoria, entrando en las fechas definidas en la proyección de crecimiento estimada.

Curvas de Aversión al Riesgo (CAR)

Representan, en porcentaje de la energía almacenable máxima del sistema, los límites mínimos de almacenamiento a ser cumplido. La penalización por no cumplir con los límites mínimos de almacenamiento puede ser definida como $1.1 \times \text{Costo de Operación de la Térmica más costosa}$.

Restricciones operativas

- Topología de los embalses.
- Restricción de balance hídrico.
- Restricciones individuales y agregadas de embalses.
- Restricciones individuales y agregadas de generación.
- Mantenimiento e indisponibilidades.

