

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2020 – 2034

VOLUMEN 2. GENERACIÓN



TABLA DE CONTENIDO

2. PLAN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN	11
2.1. CONTEXTO	11
2.2. METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN – GENERACIÓN	13
2.2.1. Cambios metodológicos en la modelación del sistema de generación en SDDP	15
2.2.2. Metodología de modelación en PLEXOS	18
2.2.3. Parámetros para simulación en PLEXOS	21
2.2.4. Función objetivo SDDP y PLEXOS	21
2.3. REVISIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA	22
2.3.1. Comparación de la capacidad instalada y la proyección de demanda máxima de potencia ...	22
2.3.2. Comparación entre energía firme y proyección de demanda de energía eléctrica.	23
2.4. ESCENARIOS DE EXPANSIÓN	24
2.4.1. SUPUESTOS.....	24
2.4.2. DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS.....	30
2.4.3. ESCENARIO 0.1.....	30
2.4.4. ESCENARIO 0.2.....	36
2.4.5. ESCENARIO 1.....	42
2.4.6. ESCENARIO 2.....	50
2.4.7. ESCENARIO 3.....	59
2.4.8. ESCENARIO 4.....	64
2.4.9. ESCENARIO 5.....	69
2.4.10. ESCENARIO 6.....	75
2.4.11. ESCENARIO 7.....	80
2.4.12. ESCENARIO 8.....	85
2.4.13. ESCENARIO 9.....	90
2.4.14. ESCENARIO 10.....	96

2.4.15. ESCENARIO DE MUY LARGO PLAZO 1	101
2.4.16. ESCENARIO DE MUY LARGO PLAZO 2	104
2.4.17. RESUMEN DE RESULTADOS	106
2.5. EVALUACIÓN DE OBJETIVOS DECRETO 570 DE 2018	110
2.6. ENERGÍA FIRME ESTIMADA PARA LOS ESCENARIOS DE LARGO PLAZO DEL PLAN DE EXPANSIÓN	115
2.6.1. Resultados	115
2.6.2. Comparación entre energía firme y proyección de demanda de energía eléctrica para cada escenario de expansión	118
2.7. CONCLUSIONES GENERALES	123
ANEXO I. FUNCIÓN OBJETIVO Y RESTRICCIONES DE MODELACIÓN	124
1. OPTGEN-SDDP	124
1.1. Función Objetivo	124
1.1.1. Restricción de balance de energía	125
1.1.2. Restricciones de despacho	125
1.1.3. Restricción de integralidad de la decisión	125
1.1.4. Restricción de unicidad de la decisión	125
1.1.5. Restricciones de inversión	126
1.1.6. Restricciones operativas	126
1.2. PLEXOS	127
1.2.1. Función Objetivo	127
1.2.2. Restricción de balance de energía	127
1.2.3. Restricción de despacho	127
1.2.4. Restricción de integralidad de la decisión	128
1.2.5. <i>GenBuildg, y:</i> Entero	128
1.2.6. Restricción de factibilidad de la expansión	128
1.2.7. <i>i ≤ yGenBuildg, i ≤ MaxUnitsBuiltg, y</i>	128

1.2.8.	Restricciones operativas	128
ANEXO II. SEDIMENTACIÓN		129
1.	Introducción	129
2.	Análisis y Resultados.....	129
2.1.	Datos de sedimentación	129
2.2.	Teoría de sedimentación	130
2.3.	Resultados.....	134
2.4.	Sedimentación para el PERGT 2020-2034.....	138
2.5.	Análisis de Energía Útil	140
ANEXO III. SENSIBILIDAD GENERACIÓN GEOTÉRMICA		143
1.	Introducción	143
2.	Punto de vista del inversionista	144
2.1.	Aproximación a un modelo financiero para un proyecto geotérmico en Colombia.....	144
2.1.1.	Aspectos técnico-operativos de la planta.....	145
2.1.2.	Estructura de capital	145
2.1.3.	Impuestos	145
2.1.4.	Costos de instalación	145
2.1.5.	Ingresos	146
2.1.6.	Costos de operación.....	147
2.1.7.	Deuda	147
2.1.8.	Ingresos gravables	148
2.1.9.	Beneficio fiscal.....	148
2.1.10.	Deducción Ley 1715.....	148
2.1.11.	Flujo financiero	148
2.1.12.	Valor Presente Neto (VPN) del Capital	149
2.1.13.	Algunas consideraciones o hipótesis respecto del CAPEX	149

2.1.14. Aproximación a un CAPEX reducido por efecto de incentivos gubernamentales	151
3. Sensibilidades al flujo financiero.....	152
3.1. Sensibilidades al flujo de caja del proyecto geotérmico.....	152
3.2. Sensibilidades sobre el Valor Presente Neto (VPN) del Capital del proyecto geotérmico.	154
3.3. Sensibilidades en la determinación del “CAPEX PRIMA” del proyecto geotérmico	156
4. Punto de vista económico de la demanda.....	158
4.1. Consideraciones sobre la inversión la generación de electricidad geotérmica, competitiva.	158
4.2. Estimación del beneficio económico para la demanda del proyecto de 150 MW geotérmico.....	158
4.3. Estimación del costo económico en Incentivos de renta de la Ley 1715 y del Cargo por Confiabilidad (CXC)	159
4.4. Estimación del beneficio/costo económico del proyecto geotérmico	159
5. Recomendaciones y estrategias.....	160
6. Conclusiones	160

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1 Diagrama de Flujo Metodología Plan de Expansión en Generación.....	14
Gráfica 2. Perfil Promedio Horario	16
Gráfica 3 Capacidad Efectiva Neta Vs Demanda de Potencia	22
Gráfica 4 Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario base.	23
Gráfica 5. Proyección de demanda de energía eléctrica	25
Gráfica 6. Proyección de demanda de potencia máxima.....	26
Gráfica 7. Proyección de precios de gas natural y GLP	26
Gráfica 8. Proyección de precios de carbón	27
Gráfica 9. Proyección de precios de combustibles líquidos.....	27
Gráfica 10 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 0.1	32
Gráfica 11 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 0.1	34
Gráfica 12 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 0.1	35
Gráfica 13 Emisiones CO ₂ Generación Térmica. Escenario 0.1	36
Gráfica 14 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 0.2	37
Gráfica 15 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 0.2	40
Gráfica 16 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 0.2	41
Gráfica 17 Emisiones CO ₂ Generación Térmica. Escenario 0.2	42
Gráfica 18 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 1	43
Gráfica 19 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 1	45
Gráfica 20 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 1	46
Gráfica 21 Emisiones CO ₂ Generación Térmica. Escenario 1	47
Gráfica 22. Generación por recurso vs Demanda 27-01-2024. Escenario 1	48
Gráfica 23. Generación por recurso vs Demanda 27-01-2030. Escenario 1	48
Gráfica 24. Generación por recurso vs Demanda 29-12-2034. Escenario 1	49
Gráfica 25. Flujo Neto Área Caribe. Escenario 1	50

Gráfica 26 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 2	51
Gráfica 27 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 2	53
Gráfica 28 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 2	54
Gráfica 29 Emisiones CO ₂ Generación Térmica. Escenario 2	55
Gráfica 30. Generación por recurso vs Demanda 24-06-2024. Escenario 2	56
Gráfica 31. Generación por recurso vs Demanda 26-07-2030. Escenario 2	57
Gráfica 32. Generación por recurso vs Demanda 29-12-2034. Escenario 2	57
Gráfica 33 Flujo Neto Área Caribe. Escenario 2	58
Gráfica 34 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 3	60
Gráfica 35 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 3	62
Gráfica 36 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 3	63
Gráfica 37 Emisiones CO ₂ Generación Térmica. Escenario 3	64
Gráfica 38 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 4	65
Gráfica 39 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 4	67
Gráfica 40 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 4	68
Gráfica 41 Emisiones CO ₂ Generación Térmica. Escenario 4	69
Gráfica 42 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 5	70
Gráfica 43 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 5	72
Gráfica 44 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 5	74
Gráfica 45 Emisiones CO ₂ Generación Térmica. Escenario 5	75
Gráfica 46 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 6	76
Gráfica 47 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 6	78
Gráfica 48 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 6	79
Gráfica 49 Emisiones CO ₂ Generación Térmica. Escenario 6	80
Gráfica 50 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 7	81
Gráfica 51 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 7	83

Gráfica 52 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 7	84
Gráfica 53 Emisiones CO ₂ Generación Térmica. Escenario 7	85
Gráfica 54 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 8	86
Gráfica 55 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 8	88
Gráfica 56 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 8	89
Gráfica 57 Emisiones CO ₂ Generación Térmica. Escenario 8	90
Gráfica 58 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 9	91
Gráfica 59 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 9	94
Gráfica 60 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 9	95
Gráfica 61 Emisiones CO ₂ Generación Térmica. Escenario 9	96
Gráfica 62 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 10	97
Gráfica 63 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 10	99
Gráfica 64 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 10	100
Gráfica 65 Emisiones CO ₂ Generación Térmica. Escenario 10	101
Gráfica 66 Generación por recurso. Escenario MLP 1	103
Gráfica 67 Generación por recurso. Escenario MLP 2	105
Gráfica 68 Costo Marginal de la Demanda Escenarios Sin/Con Expansión Adicional.....	107
Gráfica 69 Costo Marginal de la Demanda Escenarios Impares	107
Gráfica 70 Costo marginal de la demanda escenarios pares	108
Gráfica 71 Resumen Emisiones de CO ₂	109
Gráfica 72 Índice de Shannon – Wiener para los Escenarios Impares	111
Gráfica 73 Índice de Shannon – Wiener para los Escenarios Pares	111
Gráfica 74 Coeficiente de Pearson	113
Gráfica 75 Emisiones de CO ₂ año 2030 por Escenario	114
Gráfica 76 Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica.....	119

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Indicadores de Confiabilidad según Resolución CREG 025 de 1995.....	14
Tabla 2 Mapeo Hora- Bloque	16
Tabla 3 Parametros de la Simulación	18
Tabla 4. Red de transmisión entre áreas operativas	19
Tabla 5. Límites de importación	20
Tabla 6. Curva de Aversión al Riesgo*	24
Tabla 7. Costos Variables	25
Tabla 8. Capacidad disponible por tecnología	28
Tabla 9. Capex por tecnología	28
Tabla 10 Proyectos expansión fija	28
Tabla 11 Proyectos expansión fija – Primer Semestre 2020	29
Tabla 12 Descipción de Escenarios	30
Tabla 13 Cronograma de entrada primera etapa de Ituango.....	31
Tabla 14 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 0.1	32
Tabla 15 Cronograma de Expansión. Escenario 0.1	33
Tabla 16 Cronograma de entrada segunda etapa de Ituango	36
Tabla 17 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 0.2.....	38
Tabla 18 Cronograma de Expansión. Escenario 0.2	39
Tabla 19 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 1	43
Tabla 20 Cronograma de Expansión. Escenario 1	44
Tabla 21 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 2.....	51
Tabla 22 Cronograma de Expansión. Escenario 2	52
Tabla 23 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 3.....	60
Tabla 24 Cronograma de Expansión. Escenario 3	61

Tabla 25 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 4	65
Tabla 26 Cronograma de Expansión. Escenario 4	66
Tabla 27 Proyección ENSO.....	69
Tabla 28 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 5	70
Tabla 29 Cronograma de Expansión. Escenario 5	71
Tabla 30 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 6	76
Tabla 31 Cronograma de Expansión. Escenario 6	77
Tabla 32 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 7	81
Tabla 33 Cronograma de Expansión. Escenario 7	82
Tabla 34 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 8	86
Tabla 35 Cronograma de Expansión. Escenario 8	87
Tabla 36 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 9	92
Tabla 37 Cronograma de Expansión. Escenario 9	93
Tabla 38 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 10	97
Tabla 39 Cronograma de Expansión. Escenario 10	98
Tabla 40 Portafolio disponible Escenario MLP.....	101
Tabla 41 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario MLP 1	102
Tabla 42 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario MLP 2	104
Tabla 43 Resumen de Expansión	106
Tabla 44 Resoluciones CREG. Cálculo de la Energía en Firme.....	115
Tabla 45 Expansión y Enficc a 2034.	115

2. PLAN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN

2.1. CONTEXTO

En este capítulo se desarrolla la planificación indicativa de la expansión en generación para el horizonte 2020-2034, en cumplimiento del objetivo nacional de “*abastecer la demanda de electricidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país y de asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector de electricidad*”.

En el plan se analiza el desempeño del sistema eléctrico mediante escenarios, determinando de manera indicativa la expansión en generación para abastecer la demanda de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, considerando para esto, la disponibilidad de recursos naturales (hídrico, eólico, solar, biomasa, geotermia), disponibilidad y precio de combustibles fósiles (gas, carbón, líquidos) y el desarrollo de proyectos de generación. Todos los escenarios tienen como base una expansión fija de los proyectos con compromisos derivados de las subastas¹ y/o con garantías para la construcción del proyecto Colectora 1. Adicionalmente se define un portafolio de nuevos proyectos a partir del cual se determina la expansión de los escenarios desarrollados en este capítulo. Para la elaboración del portafolio de proyectos se tienen en cuenta los proyectos de generación con estudio de conexión aprobado y los proyectos con registro vigente en fase 2 y fase 3 a 31 de diciembre de 2019.

El documento muestra los hitos y características principales del proceso de planeamiento, dejando su detalle en anexos que incluyen, la función objetivo, restricciones de la modelación, la sedimentación de los embalses y sensibilidades sobre la posibilidad de incorporar la generación geotérmica, entre otros.

Se analiza el sistema en el corto (5 años), mediano (10 años) y largo plazo (15 años), para determinar si, sumando al parque de generación actual los proyectos que tienen compromisos derivados de las subastas² y/o que colocaron garantías para la construcción del proyecto Colectora 1, se cumplen los indicadores de confiabilidad, sin considerar intercambios internacionales (sistema autónomo). Así mismo se busca determinar en qué momento se requiere expansión adicional debido al no cumplimiento de los mencionados indicadores. Para este análisis los escenarios se desarrollan en dos grupos, teniendo en consideración para el primer grupo, la entrada de la fase 1 del proyecto Hidroituango (1,200 MW) y para el segundo grupo se considera la entrada de las dos fases del proyecto Hidroituango (2,400 MW). En cuanto a la demanda de energía y potencia, ésta tiene en cuenta en su proyección, el impacto generado por la emergencia sanitaria ocasionada por el Covid 19.

Para simular la expansión y operación del sistema de generación, se utilizan las recientes versiones de las herramientas OPTGEN y SDDP, que admiten representar los recursos renovables (viento, radiación solar, agua, biomasa, geotermia) y la demanda de energía con resolución horaria, lo cual

¹ Cargo por Confiabilidad y Subasta de Energía Media de Largo Plazo CLPE 02-2019

² Ibidem

permite a esa resolución estimaciones de la generación con el recurso disponible y la demanda a abastecer, optimizando así, el despacho hidro-térmico.

Otro cambio importante en esta versión del Plan es que se pasa de simular la generación solar y eólica como análogos de plantas hidroeléctricas³, a simular el comportamiento de estos recursos mediante un perfil horario anual (8,760 horas) expresado por unidad de potencia, cuya generación resultante se descuenta directamente de la demanda de energía, antes de realizar el despacho hidrotérmico en el modelo SDDP.

El perfil horario anual de disponibilidad de cada recurso y planta eólica o solar se obtiene a partir de las series históricas de mediciones del recurso “in situ” (o en su ausencia de mediciones, caso solar, de estimaciones MERRA⁴). En el caso solar se ajustan los datos de potencia unitaria obtenida de MERRA, considerando los factores de planta definidos para la subasta de contratación de energía de largo plazo CLPE.

Adicional a las herramientas tradicionalmente utilizadas para la elaboración del plan de expansión en generación (OPTGEN y SDDP), para este plan se cuenta con la herramienta PLEXOS, la cual permite realizar el análisis de expansión y operación del sistema en el largo, mediano y corto plazo.

Para el desarrollo de los diferentes escenarios de expansión en generación, se utilizan las herramientas SDDP y OPTGEN para definir la expansión y operación del sistema, con una resolución mensual durante el período de estudio, en un sistema uninodal. Las consideraciones de la modelación en SDDP y OPTGEN las puede consultar en el ANEXO I. La herramienta PLEXOS se utiliza, en esta versión del Plan, para realizar simulaciones con resolución horaria en un sistema multinodal (18 zonas) en determinados años, donde se requiera realizar un análisis con mayor detalle de la operación del sistema. Las consideraciones de la modelación en PLEXOS se pueden consultar en el ANEXO I.

El actual plan presenta un escenario de expansión para un periodo de análisis de muy largo plazo al año 2050, originado en los compromisos del país respecto del Cambio Climático y en concordancia con el Plan Energético Nacional, también se realiza una sensibilidad de la energía geotérmica con los incentivos de Ley 1715 y Cargo por Confiabilidad y del impacto de la aplicación de la guía de caudal ambiental en la generación de energía eléctrica. Por último, en la versión definitiva, se incluirán los análisis considerando conexiones internacionales (Panamá y Ecuador).

³ La representación de plantas eólicas o solares como análogos hidroeléctricas se utilizó en los anteriores planes para las simulaciones mediante el SDDDP y se incluía la generación renovable como parte del despacho hidrotérmico.

⁴ Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications

2.2. METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN – GENERACIÓN

A nivel de generación, el Plan tiene como principal objetivo proveer información y señales de mediano y largo plazo⁵ a los interesados, sobre la inversión en energía eléctrica, requerida para garantizar un suministro confiable, económico, sostenible y eficiente de electricidad en el país. En este sentido, con el fin de determinar la posible expansión del sistema, se construyen diferentes escenarios indicativos, según la evolución de variables como la demanda de energía eléctrica, la disponibilidad de recursos energéticos, incentivos regulatorios, desarrollo de proyectos con compromisos adquiridos (Subastas de Cargo por Confiabilidad, CLPE y compromisos de conexión a la red de transmisión) e iniciativas de nuevos proyectos (Registro de proyectos y solicitudes de conexión).

Los análisis parten de las proyecciones de demanda de energía eléctrica. Posteriormente se llevan a cabo análisis de la disponibilidad y proyección de precios de los recursos energéticos. Con esta información y con el seguimiento a los proyectos con compromisos adquiridos e iniciativas de nuevos proyectos, se definen los diferentes escenarios del Plan de Expansión en Generación.

Para este Plan, la formulación de los escenarios de expansión es la siguiente:

1. Recopilación de información sobre i) la infraestructura existente de generación y transmisión, ii) proyecciones de demanda de energía y potencia, iii) disponibilidad de recursos energéticos y proyección de precios, iv) regulación del sector eléctrico y v) entorno económico y social, entre otras.
2. Análisis preliminar de confiabilidad para el corto, mediano y largo plazo.
 - i. Potencia: en este análisis se realiza una comparación de la evolución de la capacidad instalada del sistema vs la proyección de demanda máxima de potencia. Respecto a la evolución capacidad del sistema, adicional a la capacidad existente se consideran los proyectos definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad.
 - ii. Energía Firme: en este análisis se realiza una comparación entre la Energía Firme (ENFICC) verificada del sistema y las Obligaciones de Energía Firme (OEF) asignadas por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad vs proyección de demanda en energía.
 - iii. Simulación escenario de referencia. Este escenario considera la generación existente y como expansión adicional, los proyectos con compromisos adquiridos en las subastas de Cargo por Confiabilidad y CLPE y/o que tengan compromisos de conexión a la red de transmisión. Para este escenario se calculan los indicadores de confiabilidad indicados en la Tabla 1.
3. Definición de criterios y construcción de escenarios: teniendo como base el escenario de referencia y un conjunto de proyectos seleccionados a partir del registro de proyectos (fase 2 y 3 con registro vigente) y de los estudios de conexión (aprobados y en estudio), se construyen los escenarios con base en criterios definidos a partir de diferentes variables que se considera pueden impactar en el desarrollo de proyectos de generación.
4. Simulación de la expansión y operación del sistema de generación, minimizando de forma simultánea los costos de inversión y operación, sujeto a restricciones operativas de capacidad, inversión y almacenamiento. Como resultado del proceso de optimización se obtiene una matriz de expansión que cumple con los criterios definidos.

⁵ El período de análisis de corto plazo es de 5 años, mediano plazo 10 años y largo plazo 15 años.

5. Verificación de cumplimiento de los indicadores de confiabilidad indicados en la Tabla 1 para cada escenario de expansión.
6. Análisis de resultados para los escenarios definidos.

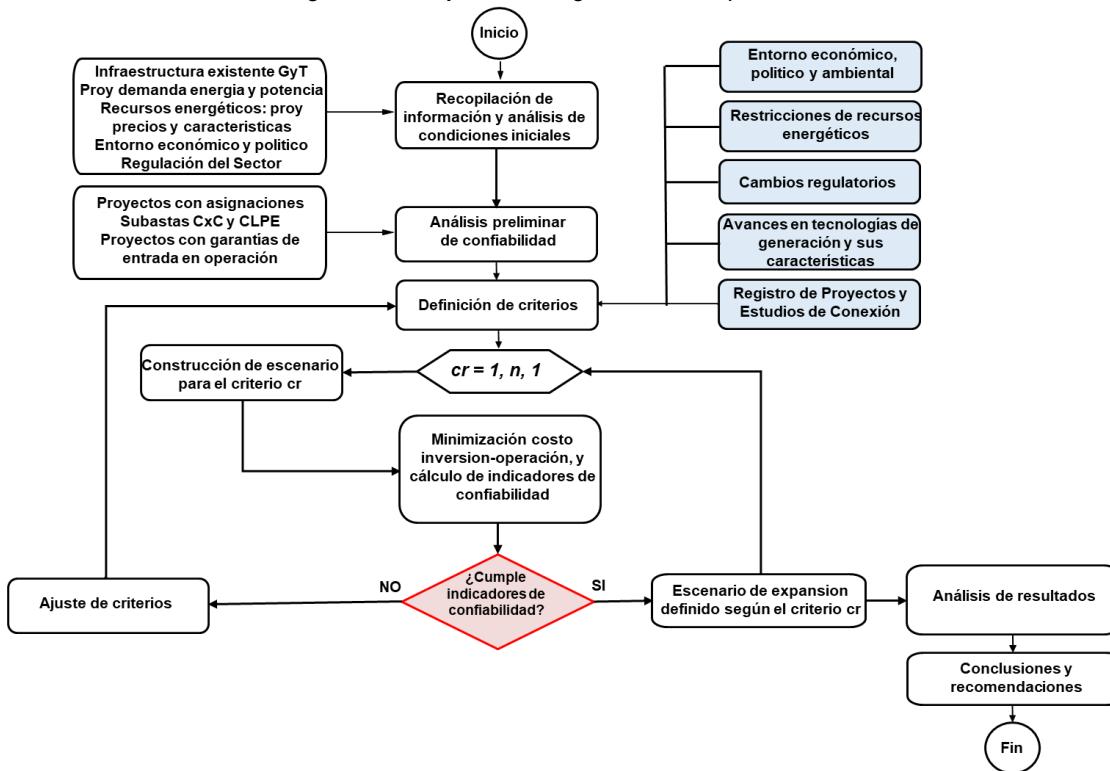
Tabla 1 Indicadores de Confiabilidad según Resolución CREG 025 de 1995

Indicador	Definición	Expresión matemática	Límite
VERE	Es la razón entre el valor esperado de la energía racionada en un mes, y la demanda nacional proyectada para dicho periodo.	$VERE = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\text{Energía mensual Racionada}_i}{n} \right)}{\text{Demanda Nacional de Energía}_{mes}}$ $n = \text{número de casos simulados}$	< 1.5 % (<i>Demanda Nacional de Energía_{mes}</i>)
VEREC	Es la razón entre el valor esperado de la energía racionada en un mes, y la demanda nacional proyectada para dicho periodo. Solo se consideran los casos donde se presentan déficit.	$VEREC = \frac{\sum_{i=1}^m \left(\frac{\text{Energía mensual Racionada}_i}{m} \right)}{\text{Demanda Nacional de Energía}_{mes}}$ $m = \text{número de casos con déficit}$	< 3 % (<i>Demanda Nacional de Energía_{mes}</i>)
Número de casos con déficit	Número de eventos en el mes donde se presenta racionamiento de energía.	m	$\frac{m}{n} < 5 \%$

Fuente de tabla: UPME.

En la Gráfica 1 se presenta, de forma resumida, la metodología del Plan de Expansión en Generación.

Gráfica 1 Diagrama de Flujo Metodología Plan de Expansión en Generación



2.2.1. Cambios metodológicos en la modelación del sistema de generación en SDDP

La UPME utiliza el modelo energético SDDP (sigla en inglés, Programación Dinámica Dual Estocástica) para simular la operación de la generación. El SDDP requiere de la información histórica de aportes hidrológicos, con lo cual genera series sintéticas de caudales a partir de su modelo autorregresivo de parámetros (ARP), donde cada serie representa, para todo el horizonte de planeación, un escenario hidrológico equiprobable. También requiere la información de costos de operación, administración y mantenimiento, costos de combustibles, y los principales parámetros y características de las plantas de generación, con lo cual busca minimizar el costo operativo del sistema (función objetivo), teniendo en cuenta la función de costo futuro que se construye con las series sintéticas generadas (enfoque estocástico).

Teniendo en cuenta lo anterior, en la presente versión del plan se implementan cambios relacionados con la utilización del modelo SDDP, los cuales se detallan a continuación:

2.2.1.1. Series sintéticas de aportes hidrológicos

En la metodología anterior se simulaban 200 series sintéticas de aportes hidrológicos. Posteriormente y bajo diferentes criterios estadísticos, se realizaba un filtrado de series, teniendo como referencia el comportamiento histórico de la hidrología. Con el filtrado se reducía de 200 a 100 series sintéticas, de las cuales se derivan los resultados presentados en la pasada versión del Plan. En la presente versión del Plan se generan con el SDDP 100 series sintéticas, las cuales se utilizan en los resultados presentados sin aplicar ningún tipo de filtrado. Este cambio se implementó luego de realizar pruebas donde se comparaban resultados, encontrando diferencias menores al 1%, en cambio, los tiempos de simulación se redujeron en un 40% trabajando con 100 series.

2.2.1.2. Metodología Mapeo-Hora Bloque

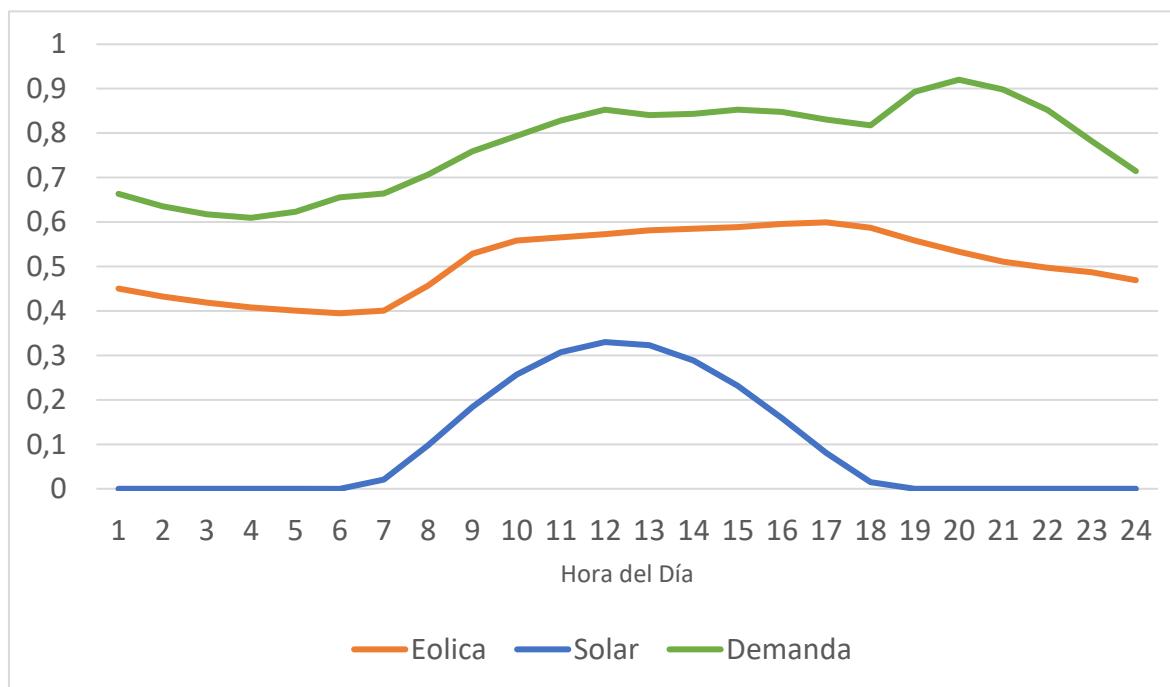
Tradicionalmente se utilizaba la metodología de duración de bloques para representar la curva de la demanda en energía y potencia. En esta metodología se transforma la demanda cronológica horaria de una etapa (mes o semana), en un conjunto de bloques, donde cada bloque está definido por una duración (%) y una demanda (GWh o MW). La sumatoria de la duración de los n bloques definidos es igual al 100% de la curva de demanda. En planes anteriores se configuraba la demanda con cinco bloques de duración y etapas mensuales. Esta metodología permite una obtener una buena aproximación de la operación del sistema (para mediano y largo plazo) en un despacho hidrotérmico.

La metodología de mapeo hora-bloque, permite agrupar de forma cronológica, que hora(s) pertenece(n) a cada bloque (esto no es posible en la metodología de duración de bloques), lo que se convierte en una ventaja cuando se trabaja con recursos variables como se muestra a continuación.

Con la incorporación de la generación a partir de recursos variables como el viento y el sol, además de tener en cuenta el comportamiento de la demanda para la identificación de los bloques, también se hace necesario tener en cuenta el comportamiento del recurso. De acuerdo con lo anterior, se procedió a realizar la primera aproximación de este tipo de análisis, utilizando para ello el perfil diario (24 horas) de los recursos variables (solar y eólico), así como el perfil diario de demanda, con el fin de definir períodos representativos para la identificación de los bloques.

En la Gráfica 2 se muestran los perfiles utilizados en los cuales se utiliza la misma información tanto de la demanda como de los proyectos tenidos en cuenta en la presente versión del Plan.

Gráfica 2. Perfil Promedio Horario



De acuerdo con los perfiles identificados y teniendo en cuenta la correspondencia entre la demanda y la participación del recurso solar y eólico, se identificaron los bloques de la Tabla 2

Tabla 2 Mapeo Hora- Bloque

HORA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
BLOQUE	1	1	1	1	1	1	4	4	4	4	5	5	5	5	6	6	6	6	2	3	2	2	2	2

Distribución horaria por bloque:

- Bloque 1. H 01:00 - H 06:00
- Bloque 2. H 19:00 y H 21:00-24:00
- Bloque 3. H 20:00
- Bloque 4. H 07:00 – H 10:00
- Bloque 5. H 11:00 – H 14:00
- Bloque 6. H 15:00 – H 18:00

2.2.1.3. Módulo de Fuentes Renovables del SDDP

A partir del presente plan se utiliza el módulo de Fuentes renovables del SDDP para modelar las plantas y/o proyectos de:

- i. Generación menor hidro y térmica
- ii. Generación a partir del recurso eólico
- iii. Generación a partir de recurso solar GE⁶

⁶ Gran Escala: plantas o proyectos con capacidad mayor a 1 MW.

- iv. Generación solar AGPE⁷ y GDPE⁸
- v. Generación a partir de recurso de Biomasa
- vi. Generación geotérmica.

Anteriormente se simulaba la generación a partir del recurso solar y eólico como análogos de plantas hidroeléctricas, estimando caudales sintéticos futuros a partir de las series históricas de los recursos, utilizando para ello el modelo auto regresivo de parámetros -ARP, con lo cual el SDDP incluía la generación renovable como parte del despacho hidrotérmico. Luego de conversaciones con PSR, proveedor del software, y de algunos análisis comparativos de los resultados, se determinó que el módulo de Fuentes Renovables y la utilización de la información horaria de los recursos variables (sol y viento), eran suficientes para modelar adecuadamente este tipo de generación.

Para la utilización del módulo de renovables, el SDDP requiere de un perfil horario anual en por unidad de potencia para cada planta. Este perfil es obtenido, para las plantas eólicas⁹ y solares, a partir de las series históricas de mediciones del recurso “in situ”. En ausencia de mediciones, caso solar, se utiliza información de MERRA¹⁰, considerando, entre otros aspectos, la ubicación geográfica de cada proyecto. Para las plantas menores hidro y térmica, el perfil se obtiene a partir de históricos de generación y, por último, para los proyectos de generación a partir de biomasa y geotermia, se define un perfil teniendo en cuenta su capacidad y factor de planta.

La generación de las plantas y proyectos modelados en este módulo se descuenta directamente de la demanda antes que el SDDP realice el despacho hidrotérmico estocástico. En este sentido se indica que para cada planta y proyecto incluido en el módulo de renovables se utiliza un único perfil promedio anual. Es decir, para cada escenario estocástico generado por el SDDP, el aporte anual de la generación renovable es la misma. Esto debido a que se realizaron pruebas con perfiles horarios de 15 años (8.760 x15) para cada proyecto solar y eólico, lo que incrementaba los tiempos de funcionamiento del modelo de forma considerable (de horas a días) y la variación en el resultado era menor a un 5% en comparación con la utilización de un perfil promedio anual (8.760 x1). No obstante, con la mejora en los recursos computacionales y con la actualización de series de recursos con mayor número de años de medición se realizarán los ajustes que permitan mejorar los resultados.

2.2.1.4. Parámetros para simulación en SDDP y OPTGEN

A continuación, se describen las herramientas de software utilizadas y los parámetros configurados en la simulación de los escenarios de expansión

- Software: SDDP versión 15.1.11 y OPTGEN versión 7.4.20.
- Horizonte de estudio: 15 años (2020-2034), 180 etapas mensuales.
- Demanda: resolución horaria (15 años x 8.760 horas), agrupada para cada etapa mensual de acuerdo con el mapeo hora-bloque definido en la Tabla 2.
- Decisión de inversión (nuevo proyecto) en OPTGEN: semestral
- Energía no suministrada: segmento 100%, costo 2,739.62 USD/MWh

⁷ Autogeneración a Pequeña Escala: plantas o proyectos con capacidad menor o igual a 1 MW.

⁸ Generación Distribuida a Pequeña Escala: plantas o proyectos con capacidad menor o igual a 1 MW.

⁹ Ver metodología de expansión series de viento, PERGT 2017 – 2031, Numeral 3.2.3.1.1. Energía eólica, página 99.

¹⁰ Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications

- Penalización Curva CAR: Se configura en el SDDP como automático ($1.1 \times \text{CostoOperacion Térmica}$ mas costosa)
- Penalización Volumen Alerta: Se configura en el SDDP como automático ($1.1 \times \text{CostoOperacion Térmica}$ mas costosa)
- Penalización Volumen Mínimo: Se configura en el SDDP como automático ($1.1 \times \text{Costo Energía No Suministrada}$)
- Parámetros:

Tabla 3 Parámetros de la Simulación

Política Operativa		
Parámetro	Valor	
No. de escenarios Forward	40	
No. de escenarios Backward	40	
No. Mínimo de iteraciones	1	
No. Máximo de iteraciones	35	
Simulación Operativa		
Parámetro	Valor	
No. de escenarios Forward	100	

2.2.2. Metodología de modelación en PLEXOS

Con el fin de realizar análisis que incorporen un mayor nivel de detalle tanto en resolución temporal, pasando de resolución mensual a resolución horaria (incluso de minutos o segundos en caso de llegar a requerirse), así como en las características y restricciones propias del parque de generación tales como: bloques de encendido y apagado, tipos de arranque (frío, tibio, caliente), número de arranques por período, rampas de subida y bajada, rampas de embalses, mínimo tiempo online, horas online, entre otras (esta información fue tomada de la información reportada en el PARATEC para cada una de las plantas térmicas), la UPME adquirió la herramienta PLEXOS que es un modelo energético para simular la operación y expansión del sistema de generación eléctrica. Inicialmente, esta herramienta se utilizará como complemento en los análisis de los escenarios de expansión definidos con los modelos OPTGEN y SDDP.

En PLEXOS, la simulación de la operación se realiza en dos pasos:

1. Simulación MT (Mid Time – mediano plazo): en este modo, PLEXOS permite realizar simulaciones en etapas de años, meses, semanas y días. En relación con las características operativas de las plantas de generación, solo se tienen en cuenta los factores de indisponibilidad y máximos-mínimos técnicos. Las características operativas que implican algún tipo de cronología como rampas, tiempos online-offline, bloques de encendido y apagado, entre otros, no son tenidos en cuenta en este tipo de simulación.

El objetivo de esta simulación es, calcular para cada etapa, la política de operación de los embalses (volúmenes al final de cada etapa), que posteriormente transfiere a la simulación ST (Short time – corto plazo).

2. Simulación ST (Short Time – corto plazo): en este modo, PLEXOS permite realizar simulaciones en etapas de semanas, días, horas, minutos y segundos.

En este paso de la simulación, PLEXOS incorpora los volúmenes de los embalses calculados en la simulación MT para resolver el problema de optimización del despacho, incluyendo todas las características operativas definidas para las plantas de generación.

A continuación, se presentan las principales características del sistema configurado en PLEXOS:

a. Sistema multinodal. Se consideran las siguientes áreas operativas:

- i. Guajira, Cesar, Magdalena - GCM
- ii. Atlántico - ATL
- iii. Bolívar - BOL
- iv. Córdoba-Sucre - CSU
- v. Cerromatoso - CRM
- vi. Antioquia-Chocó - ANT
- vii. Caldas-Quindío-Risaralda - CQR
- viii. Huila-Tolima - HTL
- ix. Caquetá - CAQ
- x. Valle - VAL
- xi. Cauca-Nariño - CNR
- xii. Putumayo - PUT
- xiii. Bogotá-Cundinamarca - BOG
- xiv. Meta - MET
- xv. Boyacá-Casanare - BCA
- xvi. Arauca - ARA
- xvii. Santander - SAT
- xviii. Norte de Santander – NSA

- b. Para cada área se configura su proyección de demanda horaria y la generación existente y futura del escenario en análisis (si aplica). Para la construcción de la demanda horaria, se utiliza la información de los mercados de comercialización (MC) reportada en los “Indicadores de pronósticos oficiales de demanda” para el año 2019, información disponible en el portal web de XM. Con la información de los MC se construye el perfil horario para cada una de las áreas operativas del literal anterior. Con la información del perfil horario de cada área operativa y la proyección mensual de la demanda en energía y potencia indicada en el numeral 2.4.1, el modelo PLEXOS construye la proyección de demanda horaria para cada área operativa.
- c. Para interconectar las áreas operativas, se modela la red de transmisión a nivel de 220 kV, 230kV y 500 kV de la Tabla 4.

Tabla 4. Red de transmisión entre áreas operativas

Línea	Capacidad [MW]	FPO	FSO	LÍNEA	Capacidad [MW]	FPO	FSO
ANT_BOG_230_1	332.5			BOG_MET_230_1	347		
ANT_BOG_230_2	332.5			BOG_MET_230_2	347		
ANT_BOG_500	1485			BOG_MET_230_3	164.5		
ANT_CQR_230_1	332.5		31/12/2023	BOG_MET_230_4	164.5		
ANT_CQR_230_2	332.5		31/12/2023	BOL_CSU_220	205		
ANT_CQR_230_3	343			CAQ_PUT_230	373		
ANT_CQR_230_4	343		31/12/2023	CNR_CAO_230	373		
ANT_CQR_230_5	339			CNR_PUT_230	373		
ANT_CQR_230_6	339			CQR_VAL_230_1	337		
ANT_CQR_230_7	300	31/12/2023		CQR_VAL_230_2	337		
ANT_CQR_230_8	300	31/12/2023		CQR_VAL_230_3	240		
ANT_CQR_230_9	205	31/12/2023		CQR_VAL_230_4	240		
ANT_CQR_500	1559			CQR_VAL_500	1559		

Línea	Capacidad [MW]	FPO	FSO	LÍNEA	Capacidad [MW]	FPO	FSO
ANT_CQR_500_2	1855	30/05/2021		CRM_CSU_230_1	360		
ANT_CRM_500_1	1485			CRM_CSU_500_1	1902		
ANT_CRM_500_2	1949			CRM_CSU_500_2	1902		
ANT_CRM_500_3	3710	17/09/2020		CRM_CSU_500_3	1949	01/08/2021	
ANT_SAT_230_1	277.5			CSU_ATL_500_1	1900		
ANT_SAT_230_2	277.5			CSU_ATL_500_2	1900		
ANT_SAT_230_3	336			CSU_GCM_500	1485	01/02/2021	
ANT_SAT_500	1485			GCM_BOL_500	1485		
ANT_SAT_500_2	1855	17/09/2020		HTL_CAQ_230	373		
ATL_BOL_220_1	267.5			HTL_CNR_230_1	274.5		
ATL_BOL_220_2	267.5			HTL_CNR_230_2	274.5		
ATL_BOL_220_3	216			HTL_CNR_230_3	373		
ATL_BOL_500	3804	01/06/2022		NSA_GCM_500	1485		
ATL_GCM_220_1	283			NSA_SAT_230_1	304		
ATL_GCM_220_2	283			NSA_SAT_230_2	281		
ATL_GCM_220_3	283			NSA_SAT_230_3	338		
BOG_BCA_230_1	329			SAT_ARA_230	274		
BOG_BCA_230_2	329			SAT_BCA_230_1	314		
BOG_CQR_230_1	326.5			SAT_BCA_230_2	314		
BOG_CQR_230_2	326.5			SAT_GCM_500	1485	31/12/2023	
BOG_CQR_500	1485	30/08/2022		VAL_CNR_230_1	344		
BOG_HTL_230_1	331.5			VAL_CNR_230_2	344		
BOG_HTL_230_2	331.5						

d. Adicional a la red de transmisión, se configuran las restricciones de importación en las zonas de caribe, nordeste y suroccidente, de acuerdo con los valores presentados en la Tabla 5 .

Tabla 5. Límites de importación

Zona	Áreas operativas	Límite Imp [MW]	Fecha
Caribe	CRM-CSU-BOL-ATL-GCM	1500	
Caribe	CRM-CSU-BOL-ATL-GCM	1700	1/6/2021
Caribe	CRM-CSU-BOL-ATL-GCM	2400	1/10/2023
Nordeste	NSA-SAT-ARA-BCA	1400	
Suroccidente	CQR-VAL-CNR-PUT-CAQ-HTL	1260	

- e. Para las plantas hidroeléctricas mayores se modelan sus características técnicas y de embalses (si aplica) de igual forma que en el SDDP. Los aportes corresponden a series sintéticas futuras generadas por el modelo SDDP.
- f. Para los embalses se modelan las restricciones de volumen mínimo, volumen de alerta y CAR, de forma análoga al SDDP.

- g. Para las plantas térmicas mayores se modelan sus características técnicas, combustibles y costos de forma análoga al SDDP. Adicionalmente para el parque térmico se consideran las siguientes características operativas:
- i. Bloques de encendido y apagado
 - ii. Rampas de subida y bajada
 - iii. Tipos de arranque (frío, tibio y caliente)
 - iv. Mínimo técnico
 - v. Mínimo tiempo online
 - vi. Mínimo tiempo offline
 - vii. Número de arranques por período
- h. Para las plantas menores y renovables se modelan sus características técnicas de igual forma que en el SDDP. Igualmente, el recurso se representa mediante un perfil horario anual en por unidad de potencia.

2.2.3. Parámetros para simulación en PLEXOS

A continuación, se describe la herramienta de software utilizada y los parámetros configurados en las simulaciones horarias de los escenarios de expansión:

- Software: PLEXOS versión 8.2 R05.
- Simulación determinística
- Horizonte de estudio MT: 15 años (2020-2034), 783 etapas semanales.
- Horizonte de estudio ST: 1 año, con resolución horaria (8,760 horas) distribuidas en pasos semanales.
- Demanda: se configura con resolución horaria. Para el modo MT la demanda de cada etapa semanal se agrupa de acuerdo con el mapeo hora-bloque definido en la Tabla 2.
- Escenarios hidrológicos simulados: 20 (debido a la limitación en la capacidad de cómputo)

2.2.4. Función objetivo SDDP y PLEXOS

La información referente a la función objetivo y las restricciones consideradas en la modelación del sistema de generación puede ser consultadas en el ANEXO I.

2.3. REVISIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA

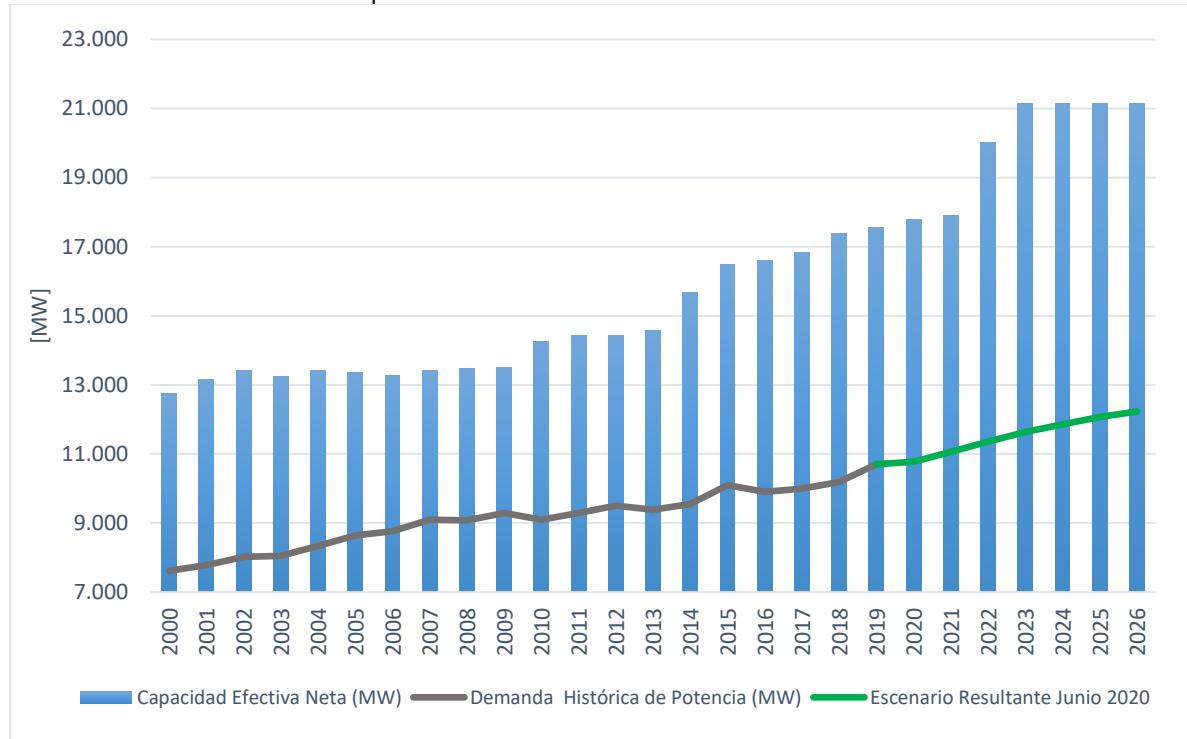
En desarrollo de la metodología de planificación, donde se realiza un análisis preliminar de confiabilidad de corto, mediano y largo plazo, a continuación, se presenta la revisión de potencia y energía. Estos análisis permiten comparar la capacidad y la energía firme del sistema con las proyecciones de demanda en potencia y energía.

2.3.1. Comparación de la capacidad instalada y la proyección de demanda máxima de potencia

A continuación, se hace una revisión de la evolución de la capacidad instalada del sistema para la atención de la demanda máxima de potencia, sin considerar conexiones internacionales. En este análisis tiene como base la capacidad instalada del sistema a diciembre de 2019 y como evolución de la capacidad instalada solo se consideran los proyectos definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad.

La capacidad efectiva neta a diciembre de 2019 fue de 17,660 MW, mientras que la demanda máxima de potencia, registrada para este mismo año fue de 10,702 MW. Lo que implica un factor de 1.65, entre la Capacidad Efectiva neta y la demanda máxima de potencia. En la Gráfica 3, se describe el comportamiento histórico de ambas variables; asimismo, la proyección para la demanda de potencia máxima en los próximos años y el incremento estimado de la capacidad con la entrada de los proyectos asociados al Cargo por Confiabilidad. La capacidad efectiva neta presentada en la Gráfica 3 no considera los índices de indisponibilidad. Los resultados evidencian que, para el período considerado, la capacidad instalada es superior a la demanda proyectada, alcanzando un factor de 1.8 en 2023 una vez hayan entrado en operación todos los proyectos asociados al Cargo por Confiabilidad.

Gráfica 3 Capacidad Efectiva Neta Vs Demanda de Potencia

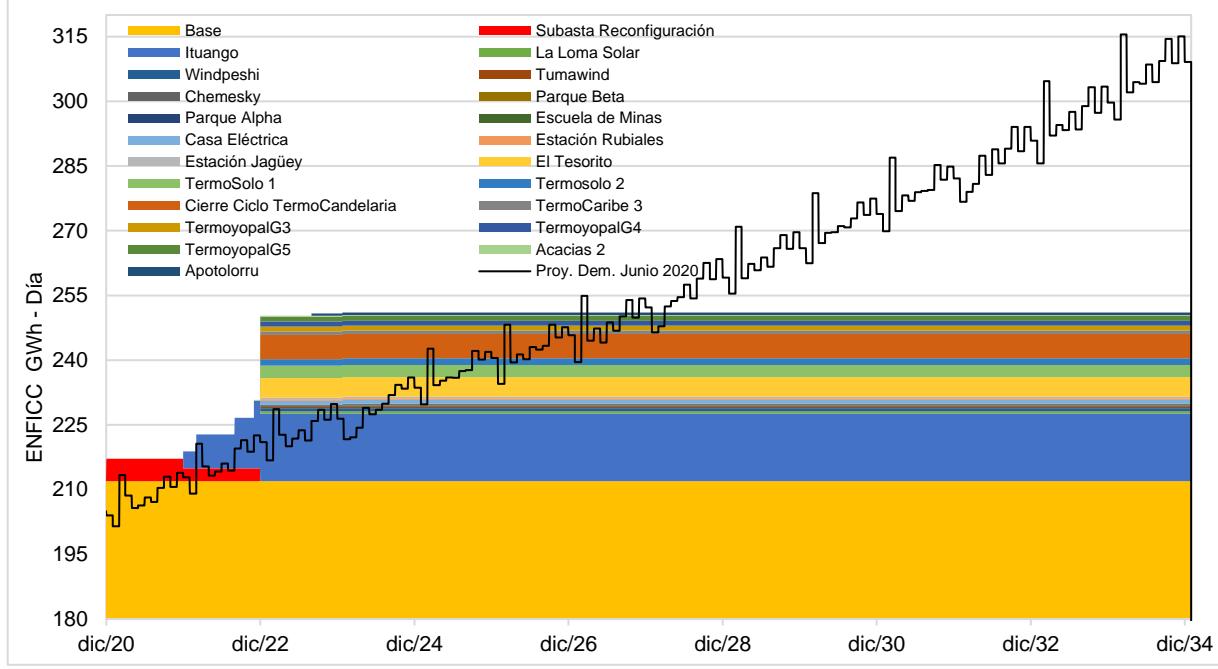


Fuente: Upme, XM

2.3.2. Comparación entre energía firme y proyección de demanda de energía eléctrica.

Respecto a energía firme, se estima la ENFICC verificada hasta el periodo 2022-2023 tanto para los proyectos existentes como para los proyectos nuevos con obligaciones de energía firme. Asimismo, se considera la energía firme resultante de las subastas de reconfiguración realizadas por la CREG para los periodos 2020-2021 y 2021-2022. En la Gráfica 4, se describe el comportamiento de la ENFICC base verificada hasta 2023, la energía firme asociada a cada proyecto de Cargo por Confiabilidad; asimismo, el escenario de demanda proyectado por la UPME en la revisión realizada en junio de 2020.

Gráfica 4 Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario base.



Fuente: UPME, XM

De la Gráfica 4, se puede concluir:

- La disminución de la ENFICC base respecto a versiones anteriores del Plan, se asocia con la actualización de parámetros, especialmente las series hidrológicas de las plantas hidráulicas, causando una reducción en el cálculo de la ENFICC verificada.
- Considerando únicamente la ENFICC estimada para los proyectos de las subastas de Cargo por Confiabilidad, a partir de febrero de 2027 la demanda del escenario resultante supera la oferta de energía firme. En la proyección de demanda publicada en junio de 2020, no se contempla escenario medio ni bajo.
- Aunque la mayor expansión en capacidad se da con la tecnología eólica, en cuanto a energía firme el aporte se logra con tecnología hidroeléctrica y térmica asociado a los proyectos individuales del Cargo por Confiabilidad.

En la sección 2.6 se detalla la ENFICC adicional estimada para cada escenario, contemplando proyectos con concepto de conexión aprobado y que han presentado garantías, así como nuevos proyectos considerados como expansión adicional resultantes de las simulaciones realizadas.

2.4. ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

El análisis de prospectiva de generación busca establecer las señales de expansión y los requerimientos de largo plazo que permitan atender la evolución de la demanda de energía y potencia del país. El presente análisis comprende el periodo 2020-2034.

Siguiendo la metodología definida, se construyen escenarios a partir de una serie de criterios que inciden en el desarrollo de proyectos de generación de las tecnologías consideradas en este Plan. La expansión de cada escenario se obtiene a partir de la minimización conjunta de los costos de inversión y operación, verificando el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad, teniendo en consideración la diversidad y disponibilidad de los recursos energéticos con los que cuenta el país.

Como novedad, se incluyen sensibilidades con resolución horaria en determinados años, con el fin de tener un mayor detalle del impacto, en el mediano y largo plazo, de la incorporación de generación renovable no convencional, principalmente aquella que utiliza recurso variable.

2.4.1. SUPUESTOS

A continuación, se presentan las variables y supuestos utilizados en la formulación de las estrategias de generación.

- Sistema de generación colombiano existente a diciembre de 2019
 - Características de plantas hidráulicas y térmicas a diciembre de 2019, incluyendo índices de indisponibilidad históricos.
 - Características y condiciones de los embalses asociados a las plantas hidroeléctricas y su correspondiente topología.
 - Mínimos operativos vigentes a diciembre de 2019.
 - Atlas de potenciales de los recursos renovables, específicamente agua, viento, biomasa y sol.
 - Se considera sistema uninodal para los análisis y señales de largo plazo (definición de escenarios de expansión). Adicionalmente, en estos análisis se considera la Curva de Aversión al Riesgo – CAR.
- Tabla 7

Tabla 6. Curva de Aversión al Riesgo*

%											
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
43.3	35.08	26.34	24.48	29.87	37.27	39.79	45.16	45.42	48.04	52.33	49.04

* Tomada de la Base de Datos del Análisis Energético de LP MPODE Enero 2020 (XM)

- Se considera sistema multinodal en los análisis con resolución horaria realizados como sensibilidades en determinados escenarios.

- El valor reportado de costo marginal considera el Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiability – CERE, el costo asociado al Fondo para la Energización de las Zonas no interconectadas – FAZNI y demás contemplados en la ley. Tabla 7

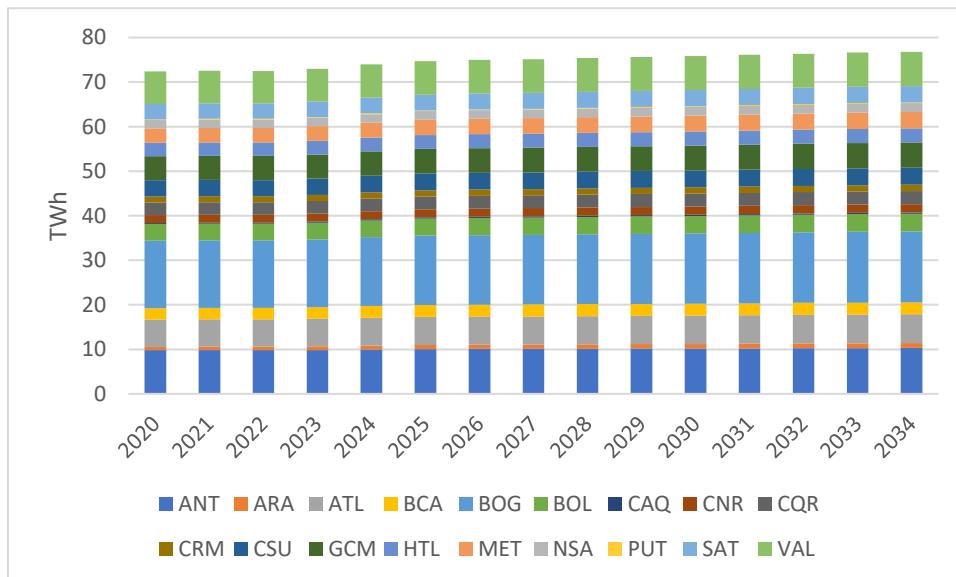
Tabla 7. Costos Variables

Concepto	Actualizado Dic 2019 [USD/MWh]*
Costo O&M - Gas	3.662
Costo O&M - Carbón	7.507
Costo O&M - Otro	5.585
CERE	17.109
FAZNI	0.647
OCV	2.316

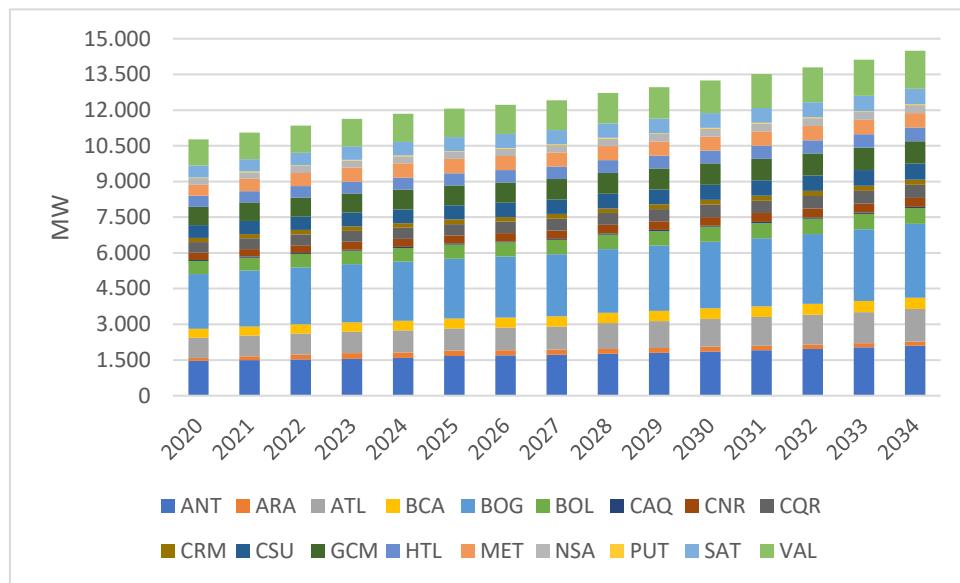
*TRM 3277.14 COP/USD (31/12/2019)

- Perfil de recurso eólico de acuerdo con las mediciones de velocidad del viento reportadas por agentes y/o promotores.
- Series históricas de radiación solar obtenidas de MERRA para todas las regiones del país.
- Series sintéticas de caudales generadas a partir de datos históricos de aportes del período 1937-2019
- Proyecciones de demanda de energía (Gráfica 5) y potencia (Gráfica 6). Escenario resultante de la revisión de junio de 2020. Esta proyección incluye, además de la demanda del SIN, los consumidores especiales (GCE) y vehículos eléctricos (VE).

Gráfica 5. Proyección de demanda de energía eléctrica

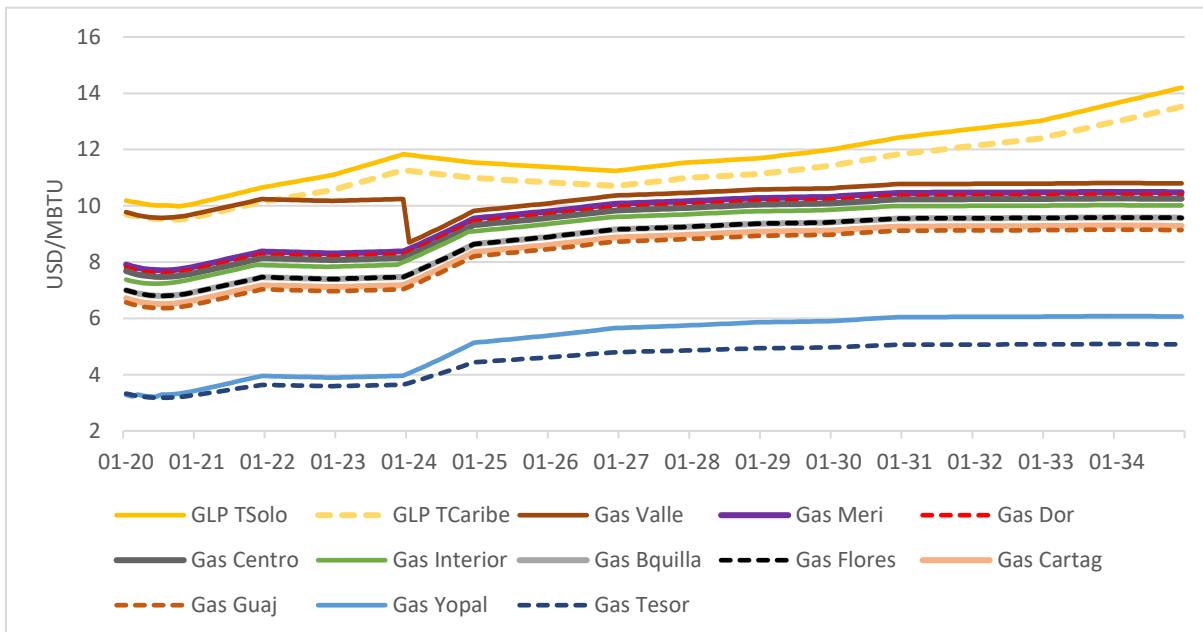


Gráfica 6. Proyección de demanda de potencia máxima

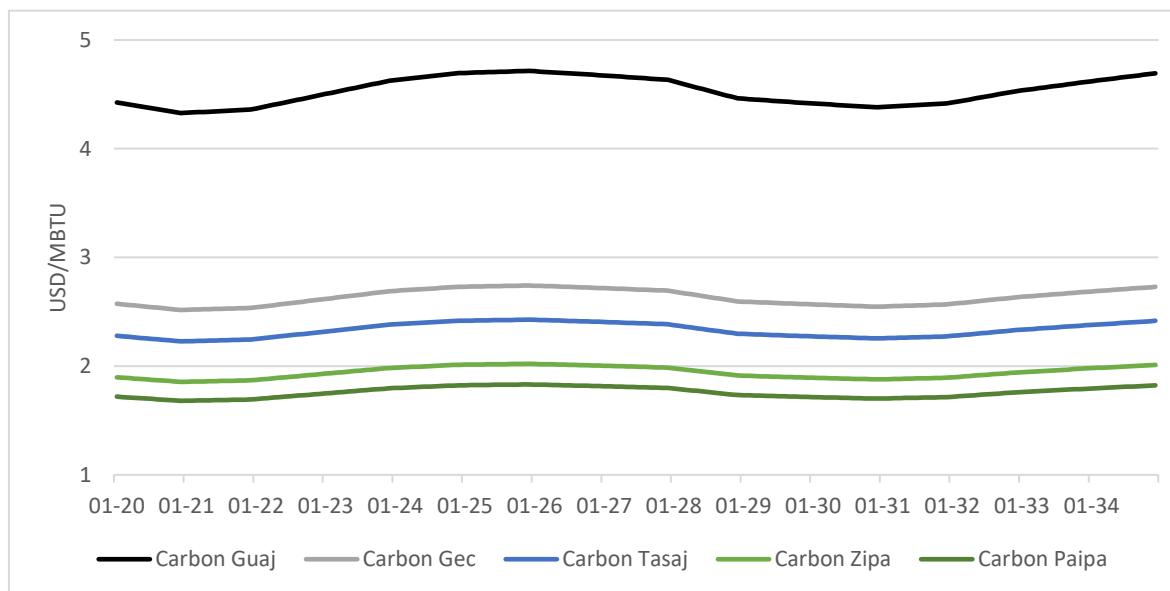


- Proyección de precios de combustibles de gas natural y GLP (Gráfica 7), carbón (Gráfica 8) y combustibles líquidos (Gráfica 9). Revisión junio de 2020.

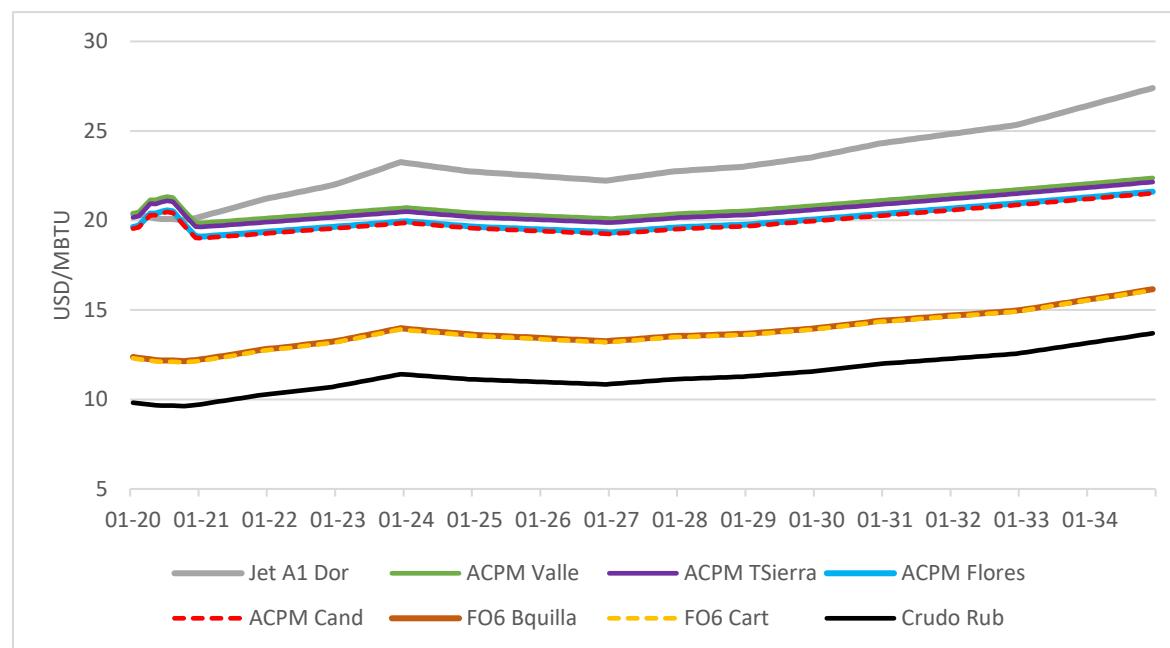
Gráfica 7. Proyección de precios de gas natural y GLP



Gráfica 8. Proyección de precios de carbón



Gráfica 9. Proyección de precios de combustibles líquidos



- No se consideran limitaciones en el suministro de carbón y gas natural.
- Capacidades de expansión por tecnología definidas a partir de proyectos inscritos en el registro de la UPME (fase 2 y 3) y otros que cuentan con estudio de conexión radicado o aprobado (Tabla 8).

Tabla 8. Capacidad disponible por tecnología

Tecnología	Capacidad [MW]
Biomasa	34.9
Carbón	1,110.0
Eólica	2,536
Gas	329.9
Geotermia	50.0
Hidro Mayor	1,106.5
Hidro Menor	595.1
Solar	5,122.8
Cogeneración	120.0
Total	11,005.2

- Costos de inversión por tecnología para proyectos nuevos obtenidos a partir de información reportada a la UPME y de fuentes internacionales (Tabla 9).

Tabla 9. Capex por tecnología

Tecnología	Mínimo [\$/kW]	Promedio [\$/kW]	Máximo [\$/kW]
Carbón	1,300	1,900	2,500
Gas	1086	1,150	1,213
Crudo	1,613	1,613	1,613
Hidro Mayor	1,704	1,792	1,880
Hidro Menor	2,542	2,542	2,542
Eólico	1,108	1,454	1,800
Solar	710	1,105	1,500
Biomasa-Cog	2,141	2,141	2,141
Geotermia	4,500	4,500	4,500

- Para todos los escenarios desarrollados se considera una expansión fija conformada por proyectos con compromisos adquiridos en las subastas de OEF y CLPE y proyectos que tienen compromisos de conexión a la red de transmisión respaldados con garantías bancarias (Tabla 10)

Tabla 10 Proyectos expansión fija

Nombre	Tipo	Capacidad [MW]	Departamento	FPO	OEF	CLPE	Garantía de Expansión
EL PASO SOLAR	Solar	68	Cesar	ene-21	x		
ITUANGO	Hidro	1200	Antioquia	jun-22	x		
ALPHA	Eólico	212	La Guajira	nov-23	x	x	x
BETA	Eólico	280	La Guajira	nov-23	x	x	x
WINDPESHI	Eólico	200	La Guajira	dic-22	x		
LA LOMA	Solar	150	Cesar	nov-22	x		
TERMOCARIBE 3	Térmico	42	Bolívar	nov-22	x		
TERMOCANDELARIA	Térmico	252	Bolívar	nov-22	x		
EL TESORITO	Térmico	199	Córdoba	dic-22	x		x
TERMOYOPAL G3*	Térmico	50	Casanare	ago-20	x		

Nombre	Tipo	Capacidad [MW]	Departamento	FPO	OEF	CLPE	Garantía de Expansión
TERMOYOPAL G4*	Térmico	50	Casanare	ago-20	x		
TERMOYOPAL G5*	Térmico	50	Casanare	sep-20	x		
TERMO JAGÜEY	Térmico	19	Casanare	dic-21	x		
TERMO RUBIALES	Térmico	19	Meta	dic-21	x		
TERMOSOLO 2	Térmico	80	Valle del Cauca	dic-22	x		
CAMPANO	Solar	99	Córdoba	dic-22		x	
APOTOLORRU	Eólico	75	La Guajira	ago-23	x	x	x
CARTAGO	Solar	99	Valle del Cauca	dic-22		x	
SAN FELIPE	Solar	90	Tolima	dic-22		x	
CASA ELÉCTRICA	Eólico	180	La Guajira	ago-23	x	x	x
KUISA (TUMAWIND)	Eólico	200	La Guajira	ago-23	x		x
CHEMESKY (URRAICHI)	Eólico	100	La Guajira	ago-23	x		x
IRRAIPA	Eólico	99	La Guajira	jun-23			x
CARRIZAL	Eólico	195	La Guajira	jun-23			x
IPAPURE	Eólico	201	La Guajira	sep-23			x
CAMELIAS	Eólico	250	La Guajira	dic-23		x	x
ACACIA 2	Eólico	80	La Guajira	nov-22	x	x	
TERMOSOLO 1	Térmico	148	Valle del Cauca	dic-23	x		
ENR COL I	Solar	120	La Guajira	ene-24			x
TAYRONA	Solar	76	La Guajira	ene-24			x

Nota: Las fechas indicadas son las mejores estimaciones según información disponible, permiten servir de referencia para los análisis de planeación y no comprometen en nada a la UPME ni a los agentes.

* La capacidad instalada adicional para el proyecto Termoyopal son 40 MW en total de las tres unidades (G3, G4, G5).

Adicional a los proyectos de la Tabla 10 se consideran dentro de la expansión fija los proyectos que entraron en el primer semestre del 2020, los cuales se pueden observar en la Tabla 11.

Tabla 11 Proyectos expansión fija – Primer Semestre 2020

Nombre	Tipo	Capacidad [MW]
Autogeneración Turgas	Menor	3.5
Autogeneración Ferticol	Menor	17
PCH Libertad	Menor	1.2
Espinal	Solar	9.9
San Andres de Querquia	Menor	19.9

Se aclara que la información de recurso o combustible reportado en las tablas, tanto para proyectos futuros como para plantas existentes, hace referencia al combustible más utilizado por la planta de acuerdo con las simulaciones del SDDP. En el caso de plantas duales Gas-Líquidos, se relacionan estas plantas con el recurso Gas, ya que las simulaciones muestran un uso predominante de este recurso debido a que en los supuestos no se contemplaron limitaciones en el suministro y que su costo es menor al de los combustibles líquidos. La descripción específica de las plantas duales puede ser consultada en la base de datos de PARATEC – XM.

2.4.2. DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS

En la Tabla 12 se presenta una descripción de los criterios definidos para el desarrollo los escenarios de expansión, los cuales se explicarán en detalle más adelante. Para esta versión del Plan, los escenarios se desarrollaron en pares, esto teniendo en cuenta el desarrollo de una o de las dos fases del proyecto Hidroituango.

De acuerdo con lo anterior, los escenarios impares contemplan la entrada en operación de la primera fase del proyecto y los escenarios pares consideran la entrada en operación de ambas fases.

Tabla 12 Descripción de Escenarios

Ituango 1200 MW	Ituango 2400 MW	Descripción
Escenario 0.1	Escenario 0.2	Simulación operativa de referencia considerando solo la expansión fija definida en la Tabla 10
Escenario 1	Escenario 2	A partir de los escenarios 0.1 y 0.2, se determina la expansión adicional requerida, teniendo en cuenta las capacidades por tecnología definidas en la Tabla 8
Escenario 3	Escenario 4	A partir de los escenarios 0.1 y 0.2, se determina la expansión adicional, teniendo en cuenta las capacidades por tecnología definidas en la Tabla 8 y considerando atraso de un año en la FPO del proyecto Hidroituango
Escenario 5	Escenario 6	A partir de los escenarios 0.1 y 0.2, se determina la expansión adicional, teniendo en cuenta las capacidades por tecnología definidas en la Tabla 8 y considerando la presencia del Fenómeno El Niño
Escenario 7	Escenario 8	A partir de los escenarios 0.1 y 0.2, se determina la expansión adicional, teniendo en cuenta las capacidades por tecnología definidas en la Tabla 8 y considerando un impuesto a las emisiones de CO2 (5USD/Ton Co2)
Escenario 9	Escenario 10	A partir de los escenarios 0.1 y 0.2, se determina la expansión adicional, teniendo en cuenta las capacidades por tecnología definidas en la Tabla 8 y considerando la aplicación de la guía de caudal ambiental a nuevos proyectos hidro y renovación de concesiones
Escenario MLP 1	Escenario MLP 2	Escenarios ilustrativos de Muy Largo Plazo que presentan expansión al año 2050

2.4.3. ESCENARIO 0.1

El objetivo de este escenario es analizar el comportamiento de diferentes variables del sistema (confiabilidad, generación, costo marginal, emisiones), considerando solo las plantas existentes y la expansión que tiene mayor grado de certeza en su desarrollo e incorporación a la matriz de generación. Para ellos se simula en el modelo SDDP la operación del sistema de generación existente, proyectos en construcción, modificaciones de capacidad de proyectos existentes y la expansión definida en la Tabla 10. Así mismo, se considera dentro la expansión fija, la proyección de generación Solar Distribuida presentada en el documento de Proyección de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia – Revisión octubre 2019, publicado por la UPME

Como se indicó en el numeral anterior, este escenario solo considera la entrada en operación de la primera etapa del proyecto Hidroituango, de acuerdo con el cronograma presentado en la Tabla 13.

Tabla 13 Cronograma de entrada primera etapa de Ituango

Unidades	FPO	Capacidad [MW]
1	Junio 2022	300
2	Agosto 2022	600
3	Octubre 2022	900
4	Diciembre 2022	1,200

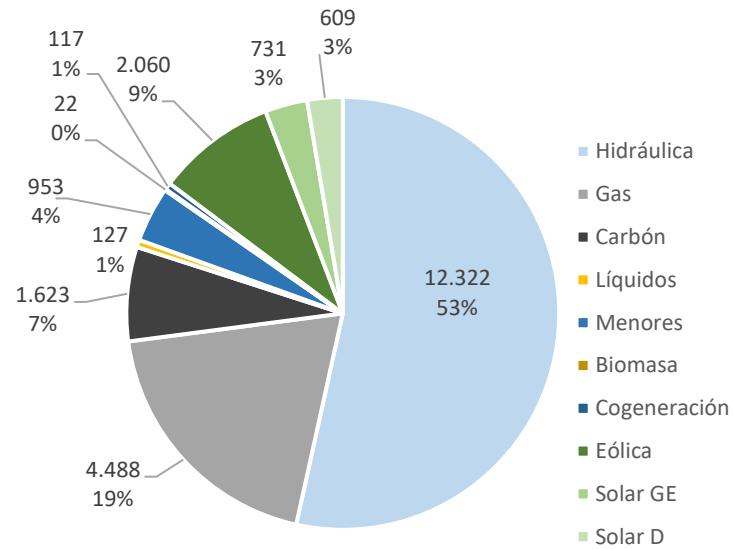
2.4.3.1. RESULTADOS ESCENARIO 0.1

Los resultados permiten establecer un marco de referencia para el análisis de los siguientes escenarios desarrollados en el presente documento. A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

Al finalizar el año 2019, la participación de las FNCER (sin incluir PCH) en la composición de la matriz de generación es inferior al 1 %. Con la entrada de los proyectos eólicos y solares adjudicados en las Subastas de Cargo por Confiabilidad y CLPE, y el crecimiento proyectado de la generación solar distribuida, la participación de las FNCER en la matriz de generación alcanzaría un 15% en el año 2023.

En la Gráfica 10 y Tabla 14 se muestra la composición de la matriz de generación al finalizar el periodo de análisis.

Gráfica 10 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 0.1


Tabla 14 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 0.1

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	1,200	0	12,322
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127
Menores	911	42	0	953
Biomasa	22	0	0	22
Cogeneración	117	0	0	117
Eólica	18	2,042	0	2,060
Geotérmica	0	0	0	0
Solar GE	18	713	0	731
Solar D	15	594	0	609
Total	17,660	5,391	0	23,051

Los resultados muestran un crecimiento del 30% (5,391 MW) en la capacidad instalada del parque de generación, en comparación con el año 2019. Este incremento se debe principalmente a las asignaciones de nuevos proyectos realizadas en las Subastas de Cargo por Confiabilidad y CLPE. Destacándose el crecimiento del recurso eólico y solar con una capacidad total de 3,349 MW (Tabla 14).

En la Tabla 15 se presenta el cronograma anual de expansión por recurso definido para este escenario.

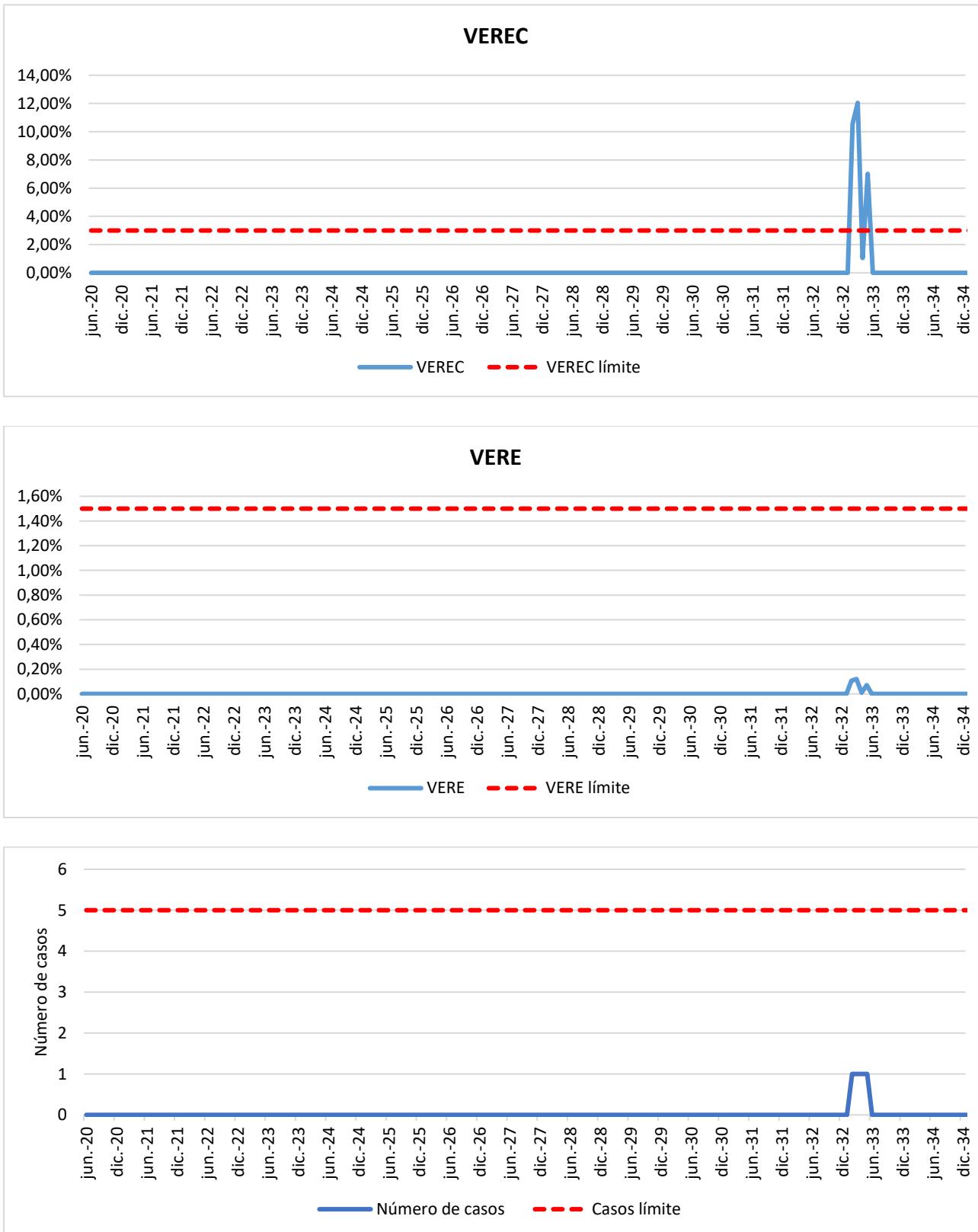
Tabla 15 Cronograma de Expansión. Escenario 0.1

Cargo por Confiabilidad y Subasta CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		40								
2021							68		39	
2022	1,200	574				275	439			
2023		148				1,290				
Total	1200	762	0	0	0	1565	507	0	39	0

Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		50		42			10	4		
2021		-50						17		
2022								25		
2023						477		33		
2024							196	41		
2025								49		
2026								53		
2027								57		
2028								57		
2029								55		
2030								49		
2031								49		
2032								40		
2033								35		
2034								29		
Total	0	0	0	42	0	477	206	594	0	0

El cálculo de los indicadores de confiabilidad evidencia incumplimiento del índice VEREC a partir del mes febrero de 2033 (Gráfica 11). Esto implica que puede requerirse expansión adicional (nuevos proyectos), para garantizar la confiabilidad durante todo el periodo de análisis. Por otro lado, luego de hacer un análisis detallado de las 100 series que componen la simulación, se encontró que la serie que genera el déficit es la serie 64, que corresponde a una hidrología crítica en el primer semestre del año 2033, lo cual, sumado con las restricciones configuradas para la generación hidro mayor (Curva de Aversión al Riesgo, volumen mínimo y volumen de alerta) ocasionan el incumplimiento del indicador VEREC en los meses de febrero, marzo y mayo del año 2033. Por lo anterior, se resalta que el incumplimiento no es ocasionado por un agotamiento en la capacidad disponible (recurso disponible), sino por las restricciones configuradas. Si se flexibilizaran dichas restricciones, es posible que se elimine el incumplimiento del indicador.

Gráfica 11 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 0.1

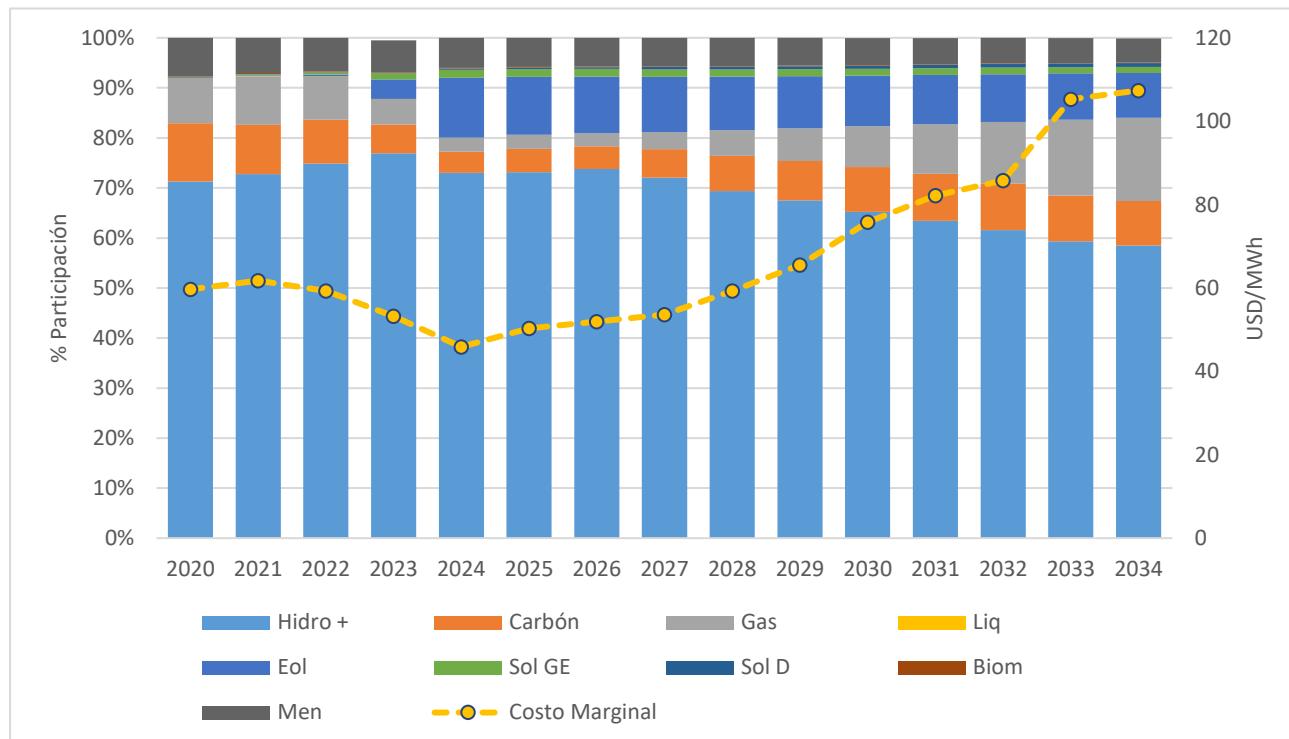


En la Gráfica 12 se presentan los resultados de la participación promedio en el abastecimiento de la demanda de la generación por recurso vs el costo marginal promedio.

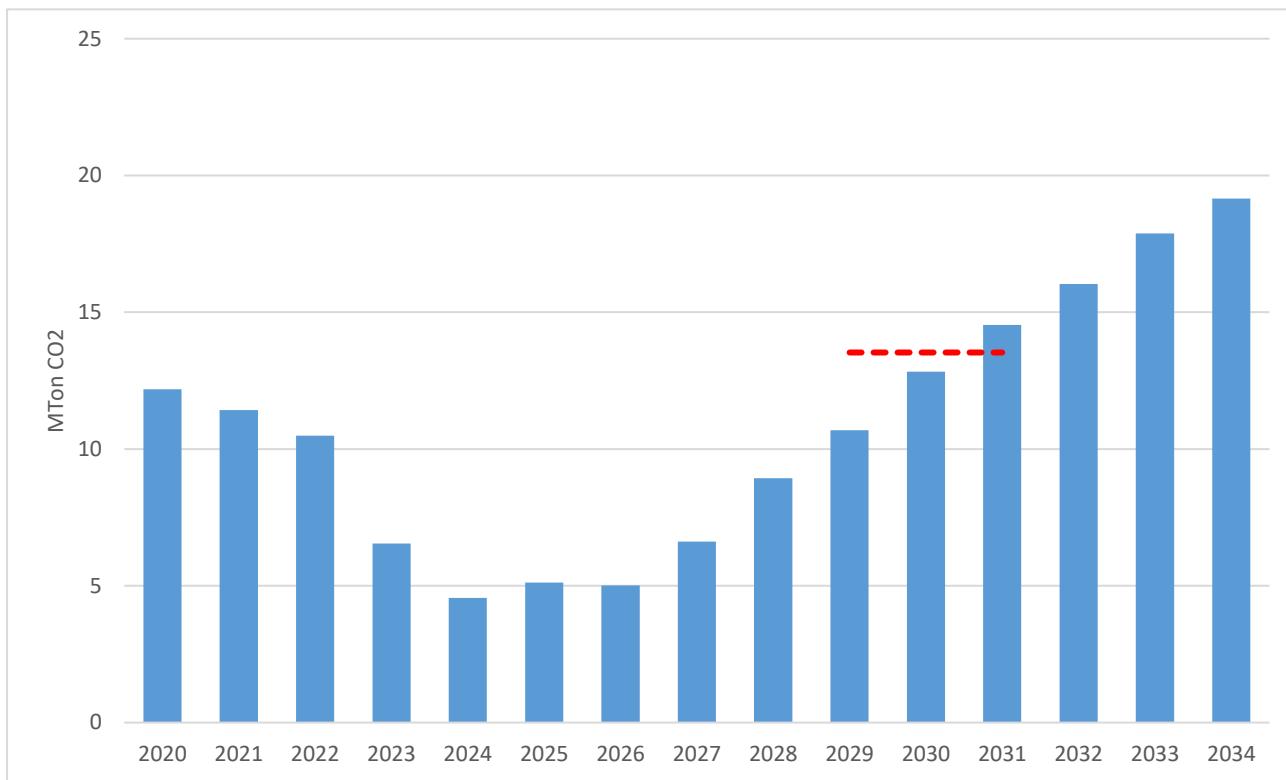
Estos resultados permiten concluir que, el hecho de no incorporar nueva generación al sistema, además de causar el incumplimiento de los criterios de confiabilidad, también se refleja en un crecimiento del costo marginal, el cual presenta durante el período de análisis un valor promedio de 67.8 USD/MWh, alcanzando un valor máximo de 107 USD/MWh en el año 2034.

Este crecimiento del costo marginal es causado por el incremento en la participación de la generación térmica, que pasa de una participación del 7% en 2024 a un 25% en 2034.

Gráfica 12 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 0.1



El análisis del comportamiento de las emisiones de CO₂, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico (13.52 MTon CO₂), pero con un mínimo margen de libertad, teniendo en cuenta que el valor calculado de las emisiones para 2030 es de 12.83 MTon CO₂ (Gráfica 13). Esta simulación no considera directamente eventos con un Fenómeno El Niño, que implican una mayor participación de la generación térmica en el abastecimiento de la demanda, lo cual causaría un aumento en las emisiones de CO₂, y, por ende, un posible incumplimiento en la meta propuesta para el año 2030.

Gráfica 13 Emisiones CO₂ Generación Térmica. Escenario 0.1


Los resultados de las simulaciones del escenario 0.1 evidencian que durante el periodo de análisis no se cumple con la confiabilidad del sistema solo con la expansión fija definida, así mismo, al no considerar expansión adicional la operación del sistema irá incrementando los costos debido a una mayor participación de la generación térmica, lo que a su vez incrementa las emisiones de CO₂, con el riesgo de incumplir con la meta propuesta para el 2030.

2.4.4. ESCENARIO 0.2

Este escenario considera la generación (existente y futura) definida para el Escenario 0.1 y, adicionalmente, la entrada en operación de la segunda etapa del proyecto Hidroituango. El objetivo de este escenario es analizar el comportamiento de las diferentes variables del sistema ante la entrada en operación de la totalidad del proyecto Hidroituango.

En la Tabla 16 se presenta el cronograma de entrada de la segunda etapa del proyecto Hidroituango.

Tabla 16 Cronograma de entrada segunda etapa de Ituango

Unidades	FPO	Capacidad [MW]
5	ene-24	1500
6	mar-24	1800
7	jun-24	2100
8	sep-24	2400

2.4.4.1. RESULTADOS ESCENARIO 0.2

Los resultados permiten establecer un marco de referencia para el análisis de los siguientes escenarios desarrollados en el presente documento. A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

Con la entrada en operación de la segunda fase del proyecto Hidroituango (1,200 MW) en el año 2024, la capacidad instalada hidro mayor aumenta su participación, pasando de 53% en el año 2023 a 56% a finales del año 2024, una vez finalizada la entrada de la segunda fase. Este incremento de la participación hidro implica una reducción del 1% en el porcentaje de participación de las FNCER (del 15% al 14%), en comparación con el Escenario 0.1.

En la Gráfica 14 y

Tabla 17 se presenta la composición de la matriz de generación al finalizar el periodo de análisis.

Gráfica 14 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 0.2

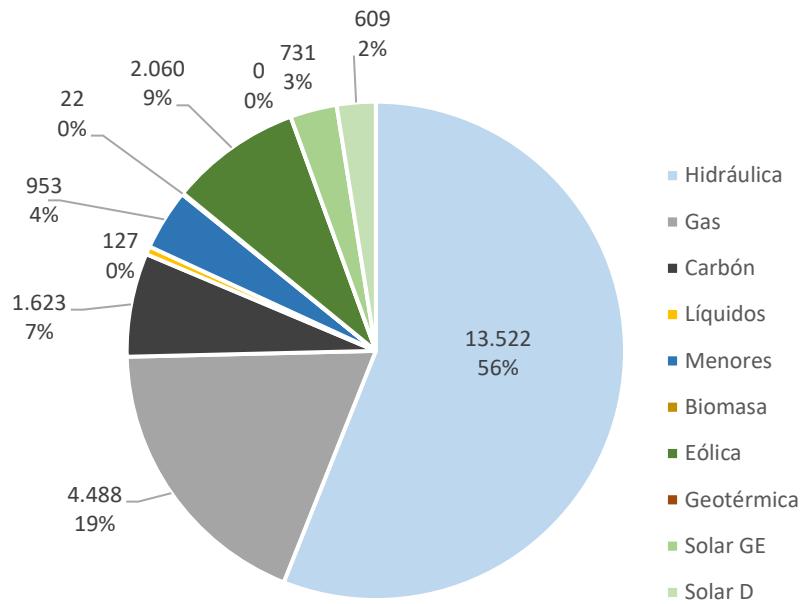


Tabla 17 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 0.2

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	2,400	0	13,522
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127
Menores	911	42	0	953
Biomasa	22	0	0	22
Cogeneración	117	0	0	117
Eólica	18	2,042	0	2,060
Geotérmica	0	0	0	0
Solar GE	18	713	0	731
Solar D	15	594	0	609
Total	17,660	6,591	0	24,251

Con la entrada de las dos fases del proyecto Hidroituango (2,400 MW), la capacidad instalada del parque generador crece un 47% (6,591 MW), en relación con el año 2019. Esto significa un incremento del 17% en comparación con la capacidad del Escenario 0.1 (

Tabla 17).

En la

Tabla 18 se presenta el cronograma anual de expansión por recurso definido para este escenario.

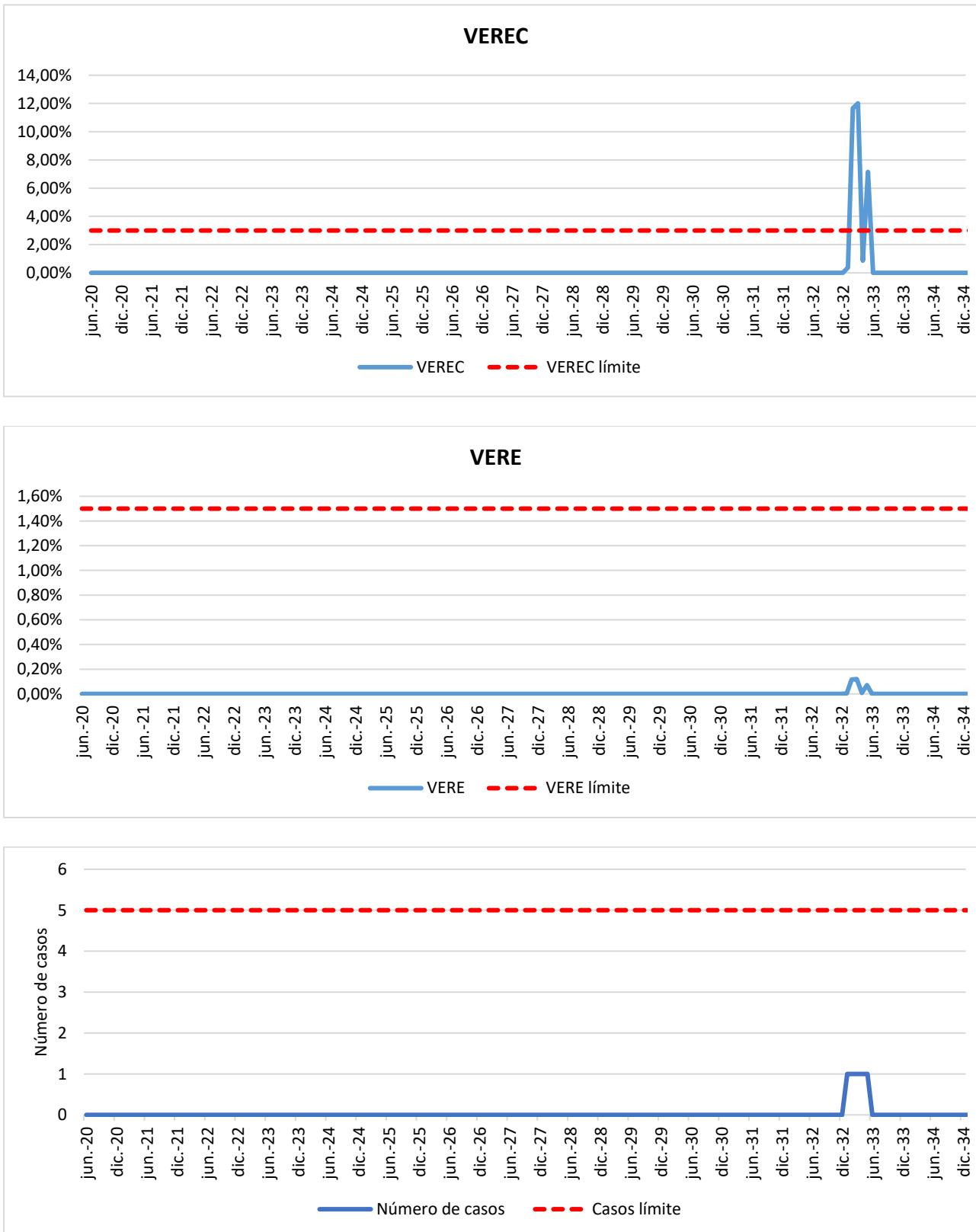
Tabla 18 Cronograma de Expansión. Escenario 0.2

Cargo por Confiabilidad y Subasta CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		40								
2021							68		39	
2022	1,200	574				275	439			
2023		148				1,290				
Total	1200	762	0	0	0	1565	507	0	39	0

Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		50		42			10	4		0
2021		-50					17			0
2022							25			0
2023					477		33			0
2024	1,200					196	41			0
2025							49			0
2026							53			0
2027							57			0
2028							57			0
2029							55			0
2030							49			0
2031							49			0
2032							40			0
2033							35			0
2034							29			0
Total	1,200	0	0	42	0	477	206	594	0	0

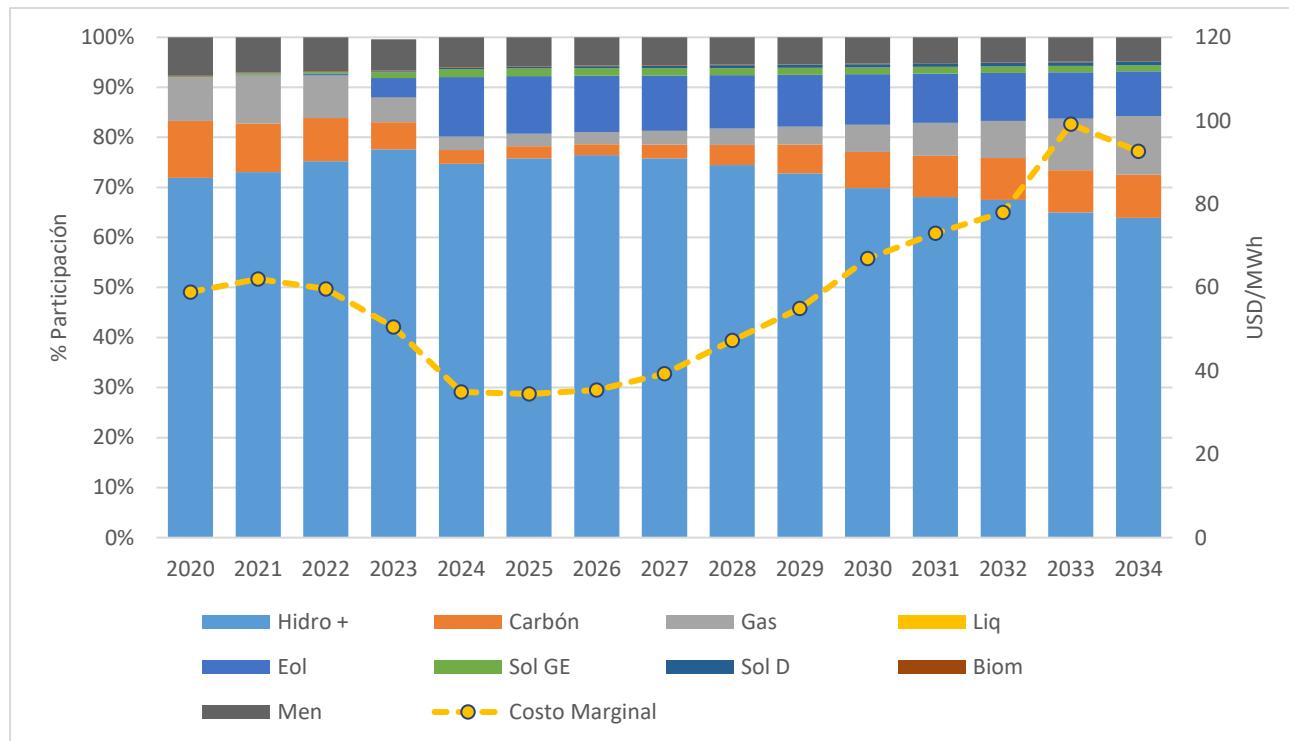
El cálculo de los indicadores de confiabilidad evidencia incumplimiento del índice VEREC a partir del mes febrero de 2033 (Gráfica 15), similar a lo sucedido en el ESCENARIO 0.1, lo que implica que se pueda requerir expansión adicional para garantizar la confiabilidad durante todo el período de análisis. Por otro lado, luego de hacer un análisis detallado de las 100 series que componen la simulación, se encontró que la serie que genera el déficit es la serie 64, que corresponde a una hidrología crítica en el primer semestre del año 2033, lo cual, sumado con las restricciones configuradas para la generación hidro mayor (Curva de Aversión al Riesgo, volumen mínimo y volumen de alerta) ocasionan el incumplimiento del indicador VEREC en los meses de febrero, marzo y mayo del año 2033. Por lo anterior, se resalta que el incumplimiento no es ocasionado por un agotamiento en la capacidad disponible (recurso disponible), sino por las restricciones configuradas. Si se flexibilizaran dichas restricciones, es posible que se elimine el incumplimiento del indicador.

Gráfica 15 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 0.2

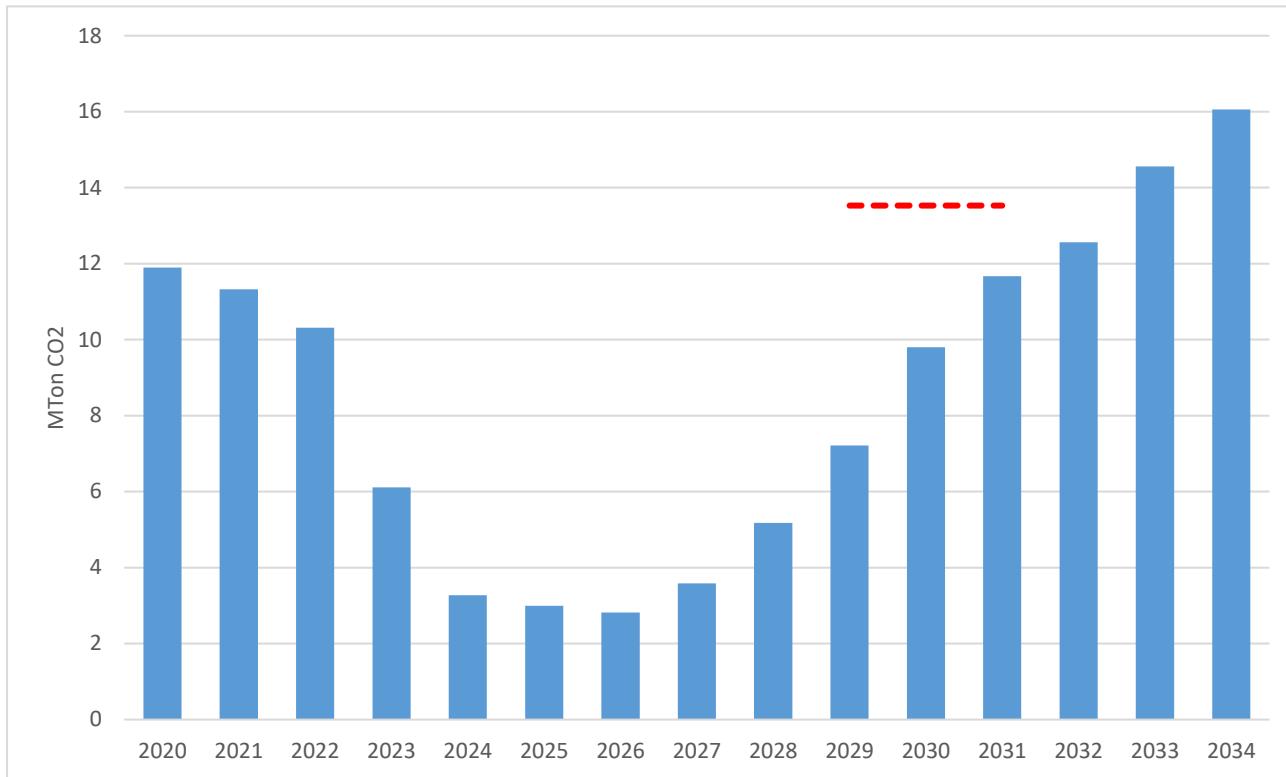


Con la expansión fija definida para este escenario no es posible cumplir con los indicadores de confiabilidad para el período de estudio. Así mismo, el hecho de no incorporar nueva generación al sistema se refleja en un crecimiento del costo marginal, ocasionado por una mayor participación de la generación térmica en el abastecimiento de la demanda, llegando al año 2034 con valor promedio de costo marginal de 92 USD/MWh-mes y una participación de los recursos térmicos del 20% en el abastecimiento de la demanda. (Gráfica 16).

Gráfica 16 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 0.2



El análisis del comportamiento de las emisiones de CO₂, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico (13.52 MTon CO₂). El valor calculado de las emisiones para 2030 es de 9.9 MTon CO₂ (Gráfica 17).

Gráfica 17 Emisiones CO₂ Generación Térmica. Escenario 0.2


Los resultados de las simulaciones del escenario 0.2 permiten concluir que durante el periodo de análisis no se cumple con la confiabilidad del sistema solo con la expansión fija establecida para este escenario, así mismo, al no considerar expansión adicional, el costo marginal del sistema se irá incrementando debido a una mayor participación de la generación térmica durante el período de análisis, lo que a su vez incrementa las emisiones de CO₂.

En comparación con el escenario 0.1, se evidencia una disminución del 13 % en el costo marginal, así mismo, se observa una disminución en las emisiones de CO₂ aproximadamente del 24%. Lo anterior ocasionado por una mayor participación de generación hidráulica, derivada del ingreso de 1,200 MW adicionales del proyecto Hidroituango.

2.4.5. ESCENARIO 1

Este escenario tiene como base el Escenario 0.1. Adicionalmente se considera un portafolio de proyectos con las capacidades disponibles por tecnología definidas en la Tabla 8, con el objeto determinar (con la ayuda del software OPTGEN) la expansión adicional de mínimo costo (co-optimización de inversión y operación) y analizar el comportamiento de variables del sistema, tales como: confiabilidad, generación, costo marginal y emisiones.

2.4.5.1. RESULTADOS ESCENARIO 1

A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

En la Gráfica 18 se presentan los resultados de la conformación de la matriz de generación al final del período de análisis. Estos resultados muestran una distribución porcentual de la matriz en el siguiente orden: en primer lugar, se encuentra el recurso hidro con una participación aproximada del 44%, en segundo lugar, se encuentra el recurso eólico y solar, con una participación conjunta del 29% aproximadamente, en tercer lugar, están los recursos térmicos (gas, carbón, líquidos) con una participación del 21% y por último los recursos restantes (menores, biomasa y cogeneración) que alcanzan una participación conjunta del 6%.

En la columna “Expansión adicional” de la Tabla 19, se detallan las capacidades por recurso definidas con el modelo OPTGEN, las cuales, sumadas con la expansión fija, representan un incremento del 64.5% en la capacidad instalada, en comparación con la capacidad al inicio del período de análisis.

Del total de la expansión adicional (6,008 MW), el 84% corresponde a capacidad eólica y solar, 10% a menores, biomasa y cogeneración y el 6% restante a hidro mayor. No se define nueva expansión térmica.

Gráfica 18 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 1

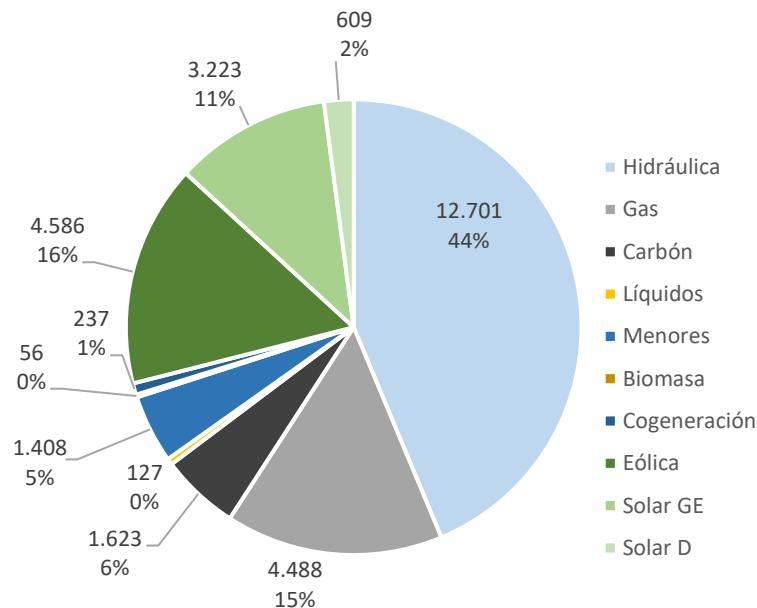


Tabla 19 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 1

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	1,200	380	12,701
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Menores	911	42	455	1,408
Biomasa	22	0	35	56
Cogeneración	117	0	120	237
Eólica	18	2,042	2,526	4,586
Geotérmica	0	0	0	0
Solar GE	18	713	2,492	3,223
Solar D	15	594	0	609
Total	17,660	5,391	6,008	29,059

En la Tabla 20 se presenta el cronograma de entrada de la expansión definida para este escenario.

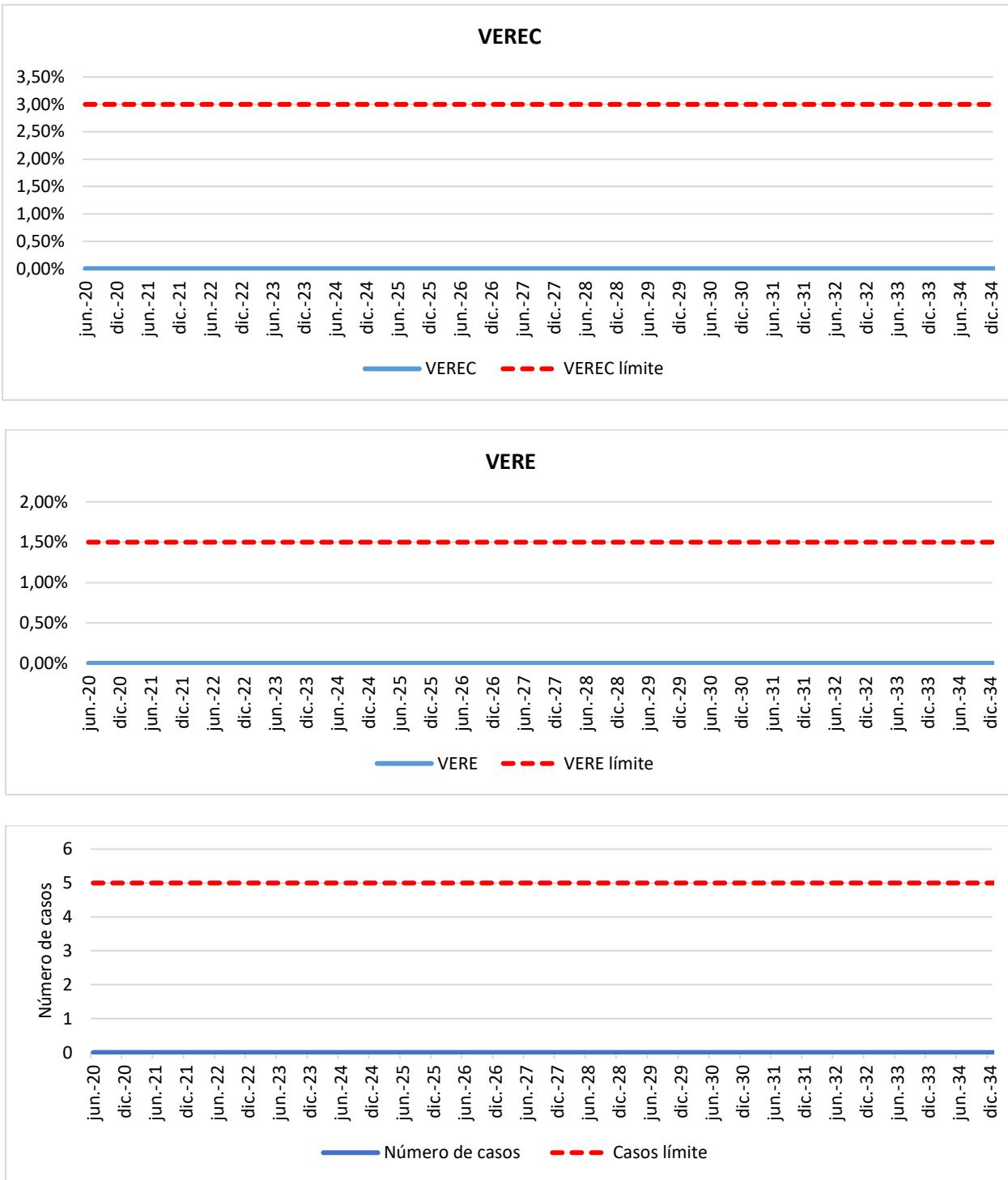
Tabla 20 Cronograma de Expansión. Escenario 1

Cargo por Confiabilidad y Subasta CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		40								
2021							68		39	
2022	1200	574				275	439			
2023		148				1290				
Total	1200	762	0	0	0	1565	507	0	39	0

Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		50		42			10	4		
2021		-50		20			200	17		
2022							500	25		
2023						477		33		
2024							196	41		
2025								49		
2026								53		
2027						1,098		57		
2028						152		57		
2029				25				55		
2030			204		408			49		60
2031			20			1,000		49		
2032					350			40		
2033	380		211	10	468			35		60
2034					50	793		29		
Total	380	0	0	497	35	3,003	2,699	594	0	120

En la evaluación de los indicadores de confiabilidad se evidencia el cumplimiento de los índices VEREC, VERE y Número de Casos (Gráfica 19).

Gráfica 19 Indicadores de Confiability. Escenario 1



En la Gráfica 20 se presentan los resultados de la participación promedio en el abastecimiento de la demanda de la generación por recurso vs el costo marginal promedio. De estos resultados se resalta lo siguiente:

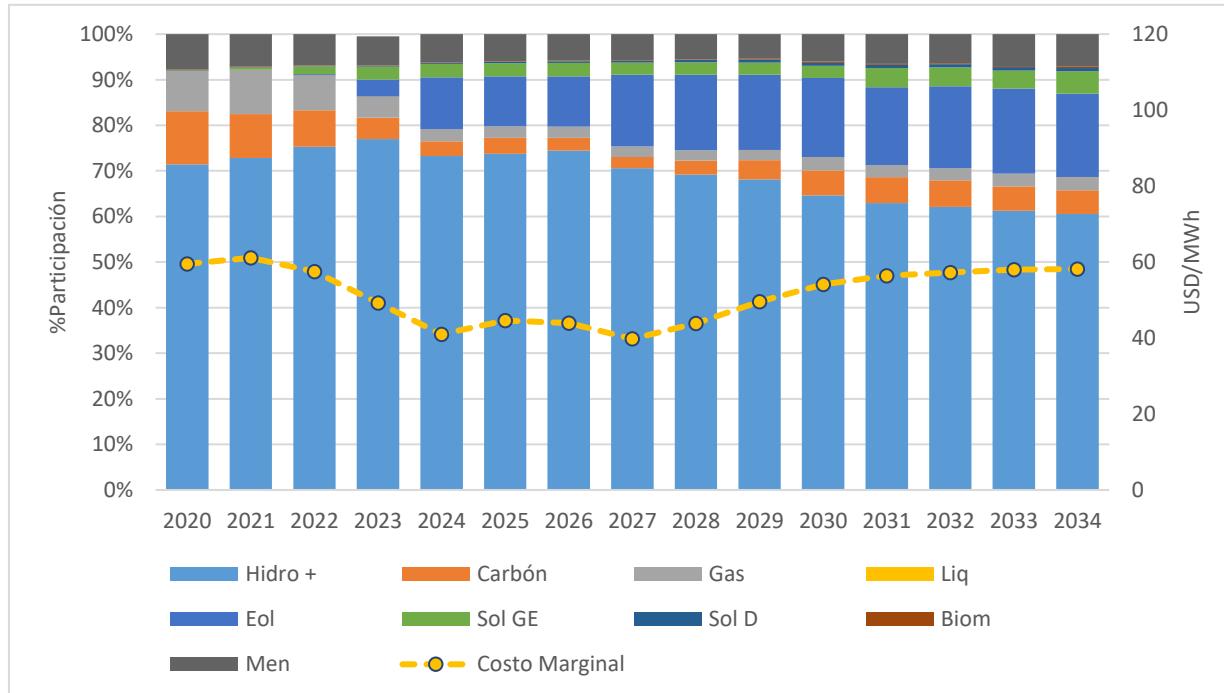
La generación hidro es la de mayor aporte en el abastecimiento de la demanda con una participación media del 69% durante el período de análisis. Alcanzando su mayor participación (77%) en el año 2023, a causa de la entrada en operación de la fase 1 del proyecto Hidroituango.

La generación eólica y solar alcanza una participación promedio del 15% durante el período de análisis. Esta participación es menor al 1% en el año 2020 y llega al 24% en el año 2034.

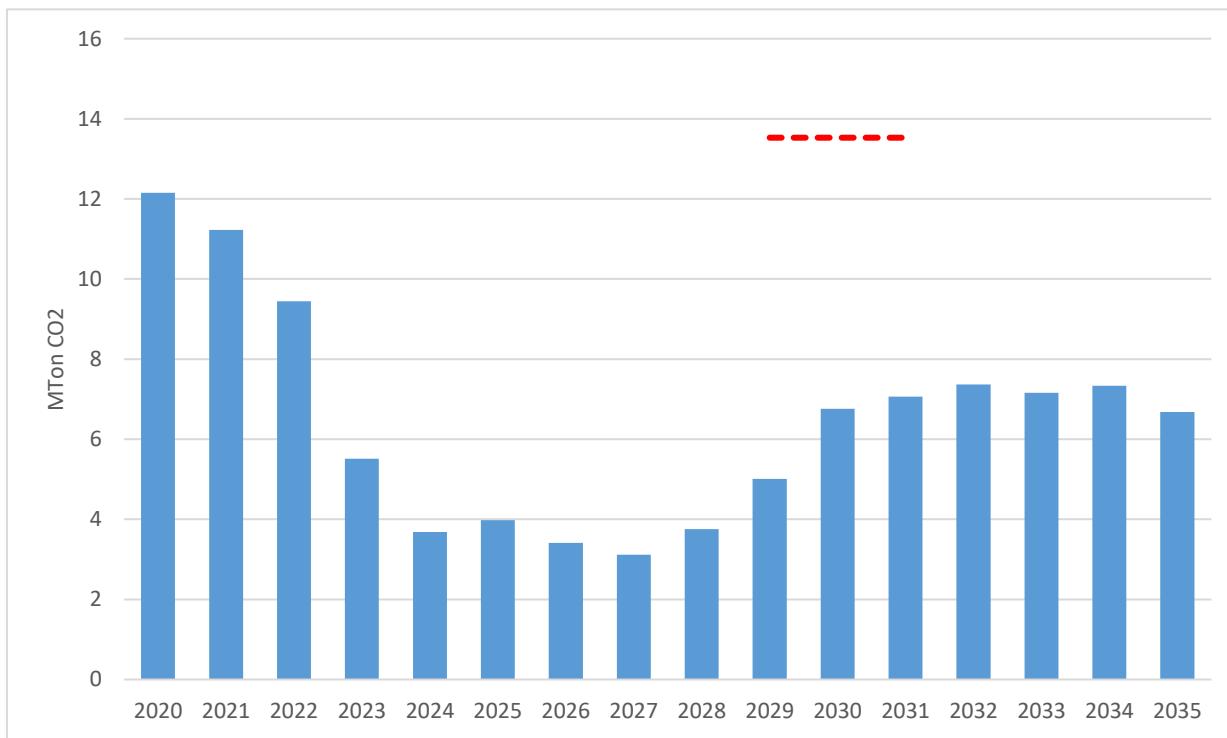
La entrada de generación renovable, principalmente eólica y solar causa una reducción de la generación térmica, la cual pasa de una participación promedio del 19% en el periodo 2020-2022 a una participación media del 7% en el período 2023-2034.

Este escenario presenta un costo marginal promedio de 51.6 USD/MWh-mes, el cual es 24% menor que el costo marginal del Escenario 0.1 (solo considera expansión fija).

Gráfica 20 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 1



El análisis del comportamiento de las emisiones de CO₂, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico. El valor calculado de las emisiones para 2030 es de 6.76 MTon CO₂ (Gráfica 21)

Gráfica 21 Emisiones CO₂ Generación Térmica. Escenario 1


2.4.5.2. RESULTADOS SIMULACIONES HORARIAS ESCENARIO 1

Para las simulaciones con resolución horaria se utilizó el software PLEXOS de acuerdo con los parámetros y supuestos mencionados en la Metodología de modelación en PLEXOS.

Del período de análisis (2020-2034) se seleccionaron los años 2024, 2030, 2034 para realizar las simulaciones horarias. En cuanto a las series de aporte de caudales utilizadas, se incluyeron en PLEXOS las 40 series de caudales de política generadas por el SDDP y se configuró el modelo para que, de las 40 series de política, seleccione 20 series para realizar las simulaciones incluidas en este plan, quedando la simulación de cada año con la siguiente dimensión: 1 año x 8,760 horas x 20 series. Este dimensionamiento se configuró teniendo en cuenta la capacidad de cómputo disponible para la ejecución de este tipo de simulaciones.

De las simulaciones realizadas para los años 2024, 2030 y 2034, se selecciona, para cada año, el día de mayor aporte de generación eólica y solar, con el objetivo de analizar el impacto en la curva de demanda y el comportamiento del recurso hidro y térmico en la condición mencionada.

A continuación, se presentan los resultados de la generación por recurso, demanda total y demanda neta (demanda total descontando la generación eólica y solar). Ver: Gráfica 22, Gráfica 23 y Gráfica 24.

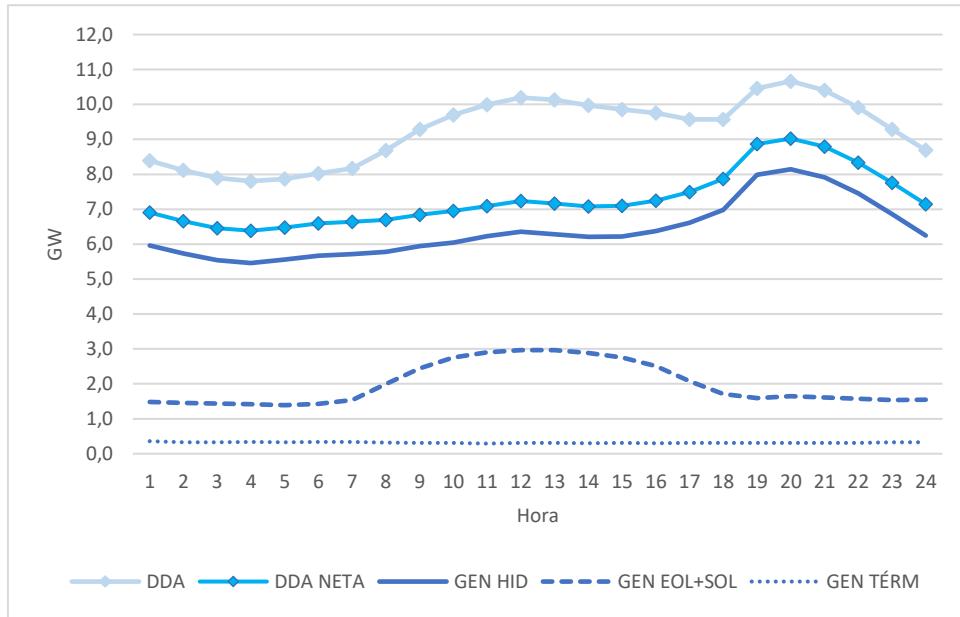
De estos resultados se resalta lo siguiente:

La generación eólica y solar alcanza una participación en el abastecimiento de la demanda del 21.4%, 31% y 32% en los días 27-01-2024, 27-01-2030 y 29-12-2034 respectivamente. Por otro lado, para los mismos días analizados, la participación de la generación térmica es del 3.5%, 6% y 7.5% respectivamente.

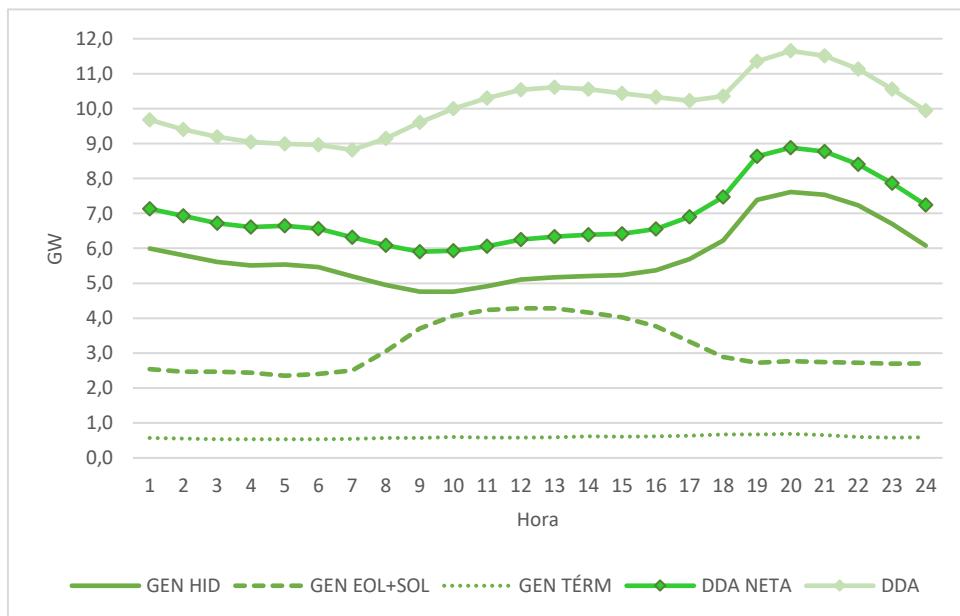
La participación de recurso eólico y solar en el abastecimiento de la demanda se muestra mediante una curva de demanda neta (demanda total descontando la generación eólica y solar), la cual presenta, para el día 27-01-2024, una rampa de subida de 1.9 GW durante un período de 6 horas (14 h a 20 h). Para los días 27-01-2030 y 29-12-2034, las rampas de subida alcanzan valores de 2.5 GW y 3.6 GW respectivamente, durante un período de 7 horas (13 h a 20 h).

Las rampas de 1.9 GW y 3.6 GW son asumidas en su totalidad por la generación hidro. Para la rampa de 2.5 GW la generación hidro asume el 96% y la generación térmica el 4% restante.

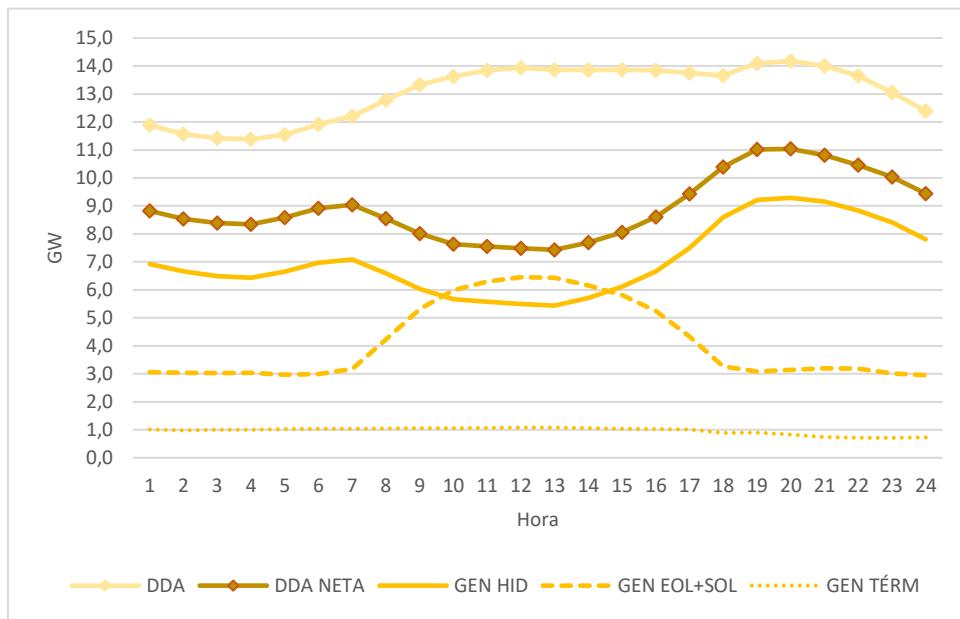
Gráfica 22. Generación por recurso vs Demanda 27-01-2024. Escenario 1



Gráfica 23. Generación por recurso vs Demanda 27-01-2030. Escenario 1



Gráfica 24. Generación por recurso vs Demanda 29-12-2034. Escenario 1



En la Gráfica 25, se presentan los resultados del flujo neto (Importaciones – Exportaciones) del Área Caribe (CRM, CSU, BOL, ATL y GCM), para cada uno de los días analizados.

Estos resultados evidencian que, a medida que se incrementa la expansión en generación en el Área Caribe (2,876 MW a 2024, 4,534 MW a 2030 y 6,201 MW a 2034), se disminuye el flujo hacia esta Área, hasta ser autosuficiente en la atención de su demanda y exportar excedentes de generación en determinados períodos del día.

La expansión en el Área Caribe está conformada principalmente por generación eólica y solar (2,382 MW a 2024, 4,038 a 2030 y 5,705 MW a 2034) lo que se refleja en el flujo neto, el cual presenta su mayor variación en el período de máximo aporte de la generación eólica y solar (07 h a 18 h).

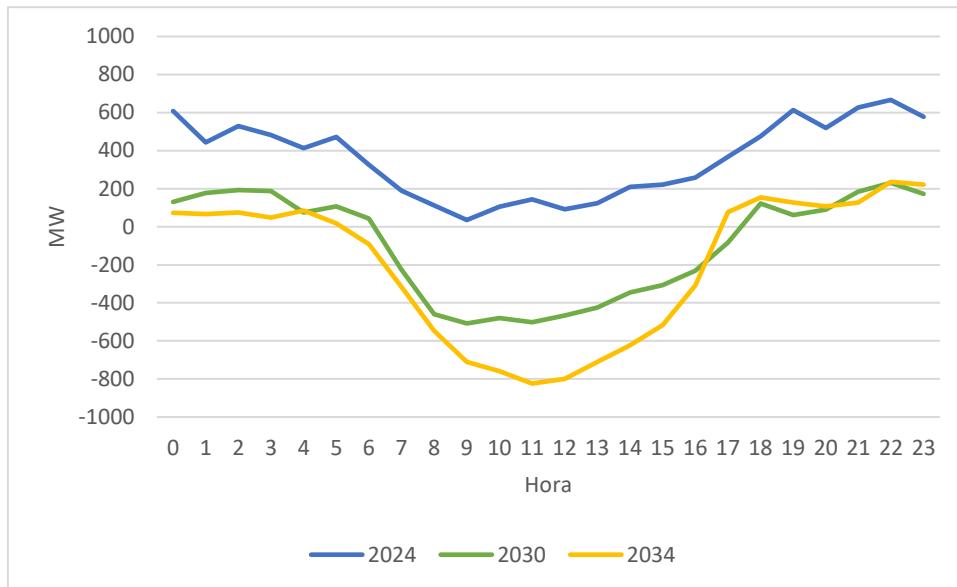
Durante todo el día 27-01-2024, el flujo es de entrada (importación), presentando un valor máximo de 667 MW a las 23 h y un valor mínimo de 35.4 MW a las 10 h. El flujo durante todo el período (01 h a 24 h) suma 8.6 GWh que equivale 14.3% de la demanda del Área Caribe para el día en mención.

El día 27-01-2030, durante el período entre las 08 h y las 18 h, el flujo es de salida (exportación), con un valor de 4.03 GWh y alcanza un valor máximo de 508 MW a las 10 h. En el período restante el flujo es de entrada (importación), suma 1.78 GWh y alcanza un valor máximo de 230.8 MW a las 23 h.

El día 29-12-2034, durante el período entre las 07 h y las 17 h, el flujo es de salida (exportación), con un valor de 6.2 GWh y alcanza un máximo de 824 MW a las 12 h. En el período restante el flujo es de entrada (importación), suma 1.42 GWh y alcanza un valor máximo de 236 MW a las 23 h.

Dentro del Área Caribe se destaca la Subárea GCM, la cual produce el 91% (41 GWh), 93% (67.8 GWh) y 78% (74.4 GWh) del total de la generación de Caribe para los días 27-01-2024, 27-01-2030 y 29-12-2034 respectivamente.

Gráfica 25. Flujo Neto Área Caribe. Escenario 1



2.4.6. ESCENARIO 2

Este escenario tiene como base el Escenario 0.2. Adicionalmente se considera un portafolio de proyectos con las capacidades disponibles por tecnología definidas en la Tabla 8, con el objeto determinar (con la ayuda del software OPTGEN) la expansión adicional de mínimo costo (co-optimización de inversión y operación) y analizar el comportamiento de variables del sistema, tales como: confiabilidad, generación, costo marginal y emisiones.

2.4.6.1. RESULTADOS ESCENARIO 2

A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

En la Gráfica 26 se presentan los resultados de la conformación de la matriz de generación al final del período de análisis. Estos resultados permiten evidenciar que los recursos de mayor crecimiento son el eólico y solar, con una participación conjunta del 21.4%. El recurso hidro y el recurso térmico alcanzan una participación del 50.3% y 23.2% respectivamente y los recursos restantes (menores, biomasa y cogeneración), alcanzan una participación conjunta del 5.1%.

En la columna “Expansión adicional” de la Tabla 21, se detallan las capacidades complementarias por recurso definidas con el modelo OPTGEN, las cuales suman un total de 2,628 MW que, sumados con la expansión fija (5,391 MW), representan un incremento del 52% en la capacidad instalada, en comparación con la capacidad al inicio del período de estudio.

Del total de la expansión adicional (2,628 MW), el 90% corresponde a capacidad eólica y solar y el restante 10% a menores, biomasa y cogeneración. No se define nueva expansión hidro mayor ni térmica.

La entrada de la segunda fase del proyecto Hidroituango (1,200 MW) ocasionó una disminución aproximada del 56% (3,380 MW) en la expansión adicional del Escenario 2 (2,628 MW) en comparación con el Escenario 1 (6,008 MW).

Gráfica 26 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 2

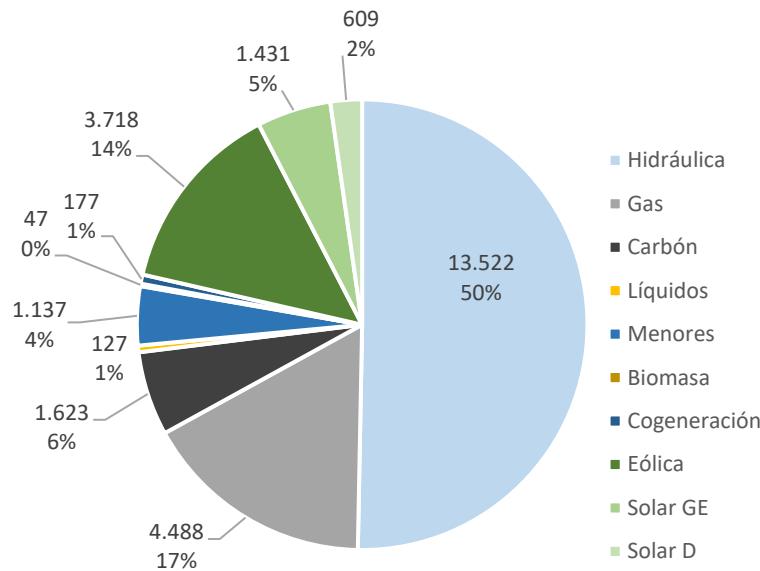


Tabla 21 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 2

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	2,400	0	13,522
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127
Menores	911	42	185	1,137
Biomasa	22	0	25	47
Cogeneración	117	0	60	177
Eólica	18	2,042	1,658	3,718
Geotérmica	0	0	0	0
Solar GE	18	713	700	1,431
Solar D	15	594	0	609
Total	17,660	6,591	2,628	26,879

En la Tabla 22 se presenta el cronograma de entrada de la expansión definida para este escenario.

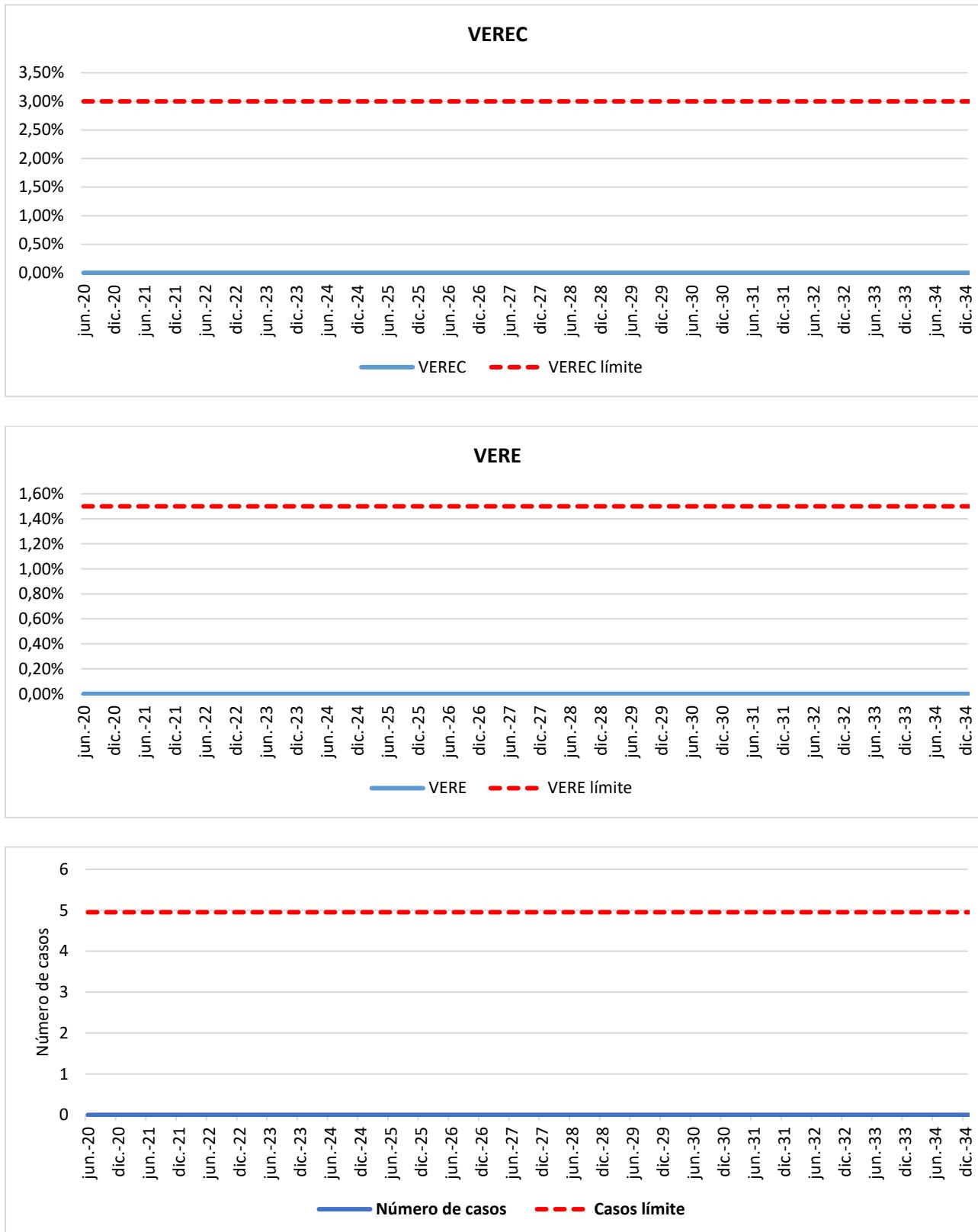
Tabla 22 Cronograma de Expansión. Escenario 2

Cargo por Confiabilidad y Subasta CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		40								
2021							68		39	
2022	1,200	574				275	439			
2023		148				1,290				
Total	1,200	762	0	0	0	1,565	507	0	39	0

Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		50		42			10	4		
2021		-50						17		
2022								25		
2023					477			33		
2024	1,200						196	41		
2025								49		
2026								53		
2027								57		
2028					499			57		
2029								55		
2030					299			49		
2031					300			49		
2032								40		
2033					152		300	35		
2034			185	25	408		400	29		60
Total	1,200	0	0	226	25	2,135	906	594	0	60

En la evaluación de los indicadores de confiabilidad se evidencia el cumplimiento de los índices VEREC, VERE y Número de Casos (Gráfica 27).

Gráfica 27 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 2



En la Gráfica 28 se presentan los resultados de la participación promedio en el abastecimiento de la demanda de la generación por recurso vs el costo marginal promedio. De estos resultados se resalta lo siguiente:

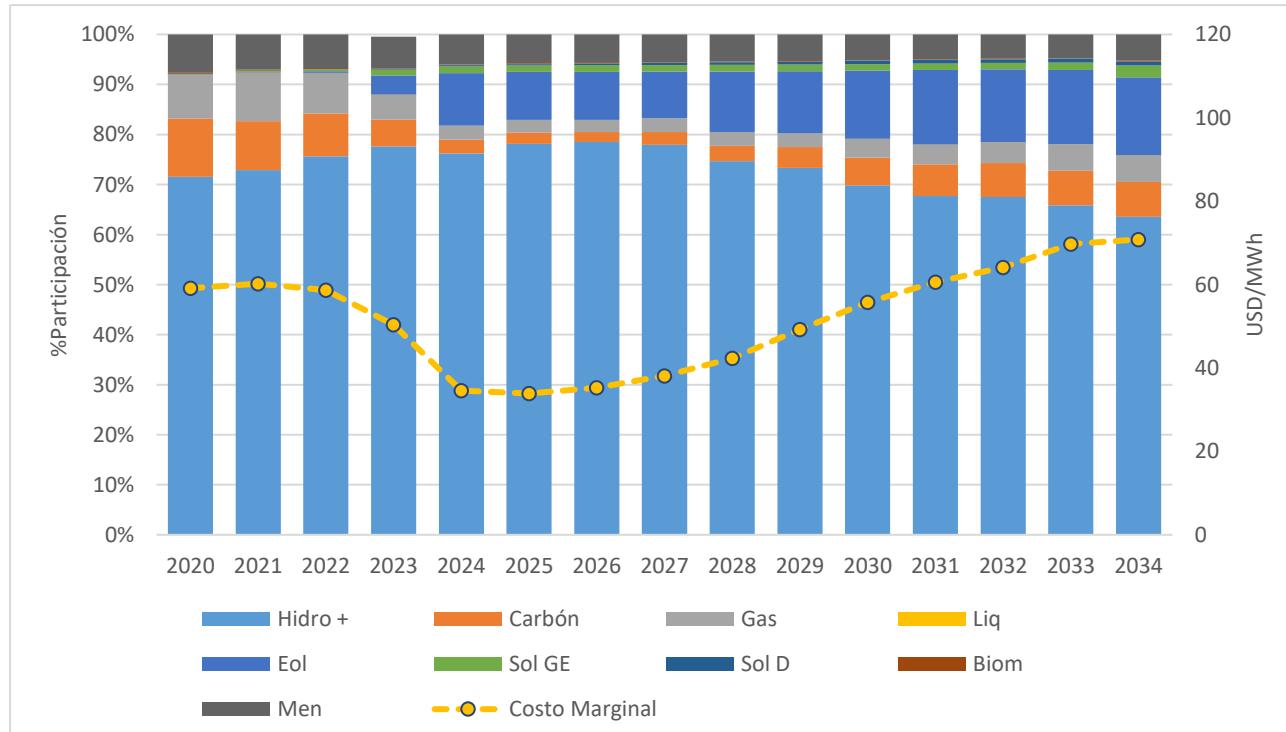
El recurso hidro alcanza una participación promedio del 73% en el abastecimiento de la demanda durante el período de análisis. Esta participación representa un incremento del 4% en comparación con el Escenario 1 (69%) y se debe principalmente a la entrada en operación de la segunda fase del proyecto Hidroituango.

La generación eólica y solar alcanza una participación promedio del 11% durante el período de análisis. Esta participación es 4% menor que en el mismo período del Escenario 1 debido a que este escenario presenta una menor expansión del recurso eólico y solar. Estos recursos alcanzan una participación del 18% en el año 2034.

La participación promedio de la generación térmica, durante el período de análisis, es del 10.3%, lo que representa un incremento del 1% en comparación con la participación media alcanzada en el Escenario 1. Este incremento de la generación térmica se da principalmente en el período 2031-2034, donde alcanza una participación promedio del 11.4%, siendo superior en un 3% en comparación con el mismo período del Escenario 1.

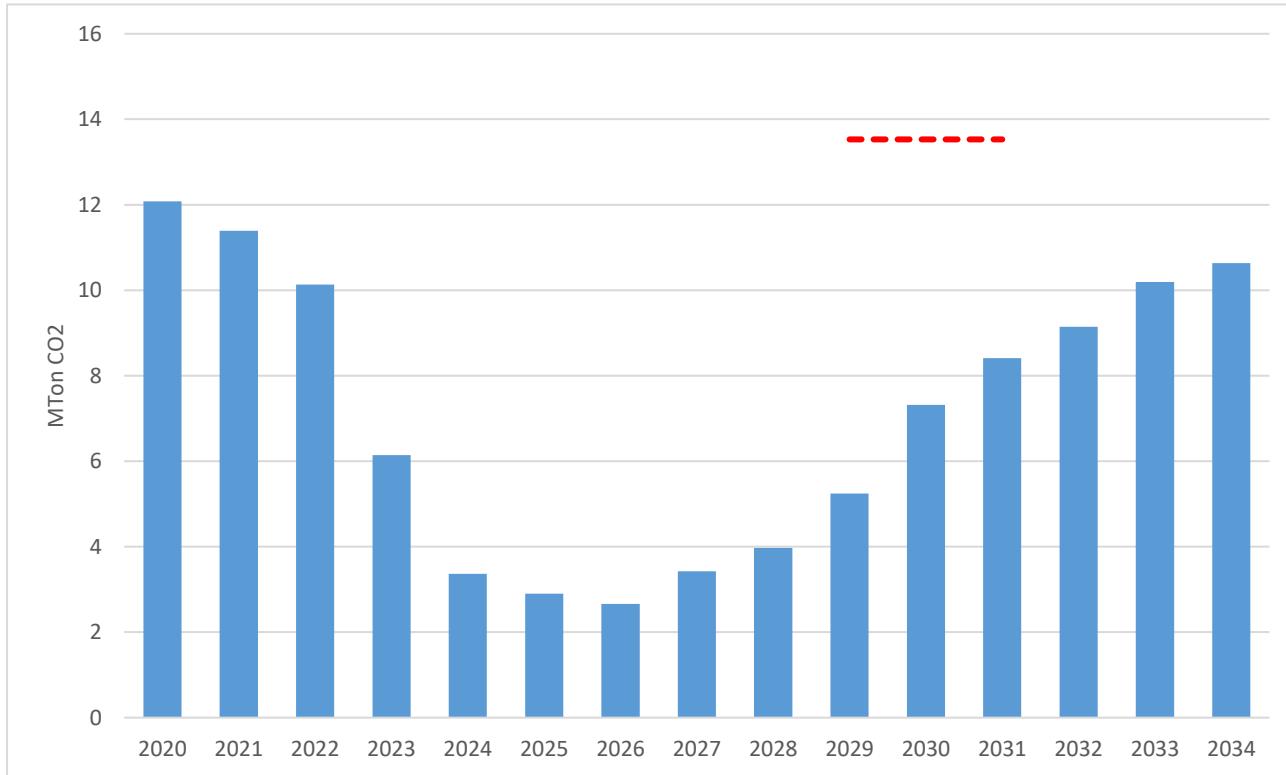
El incremento de la participación de la generación térmica se refleja en el costo marginal del escenario (52.2 USD/MWh-mes), el cual presenta un incremento de 0.6 USD/MWh-mes en comparación con el costo marginal promedio del Escenario 1.

Gráfica 28 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 2



El análisis del comportamiento de las emisiones de CO₂, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico. El valor calculado de las emisiones para 2030 es de 7.31 MTon CO₂ (Gráfica 29)

Gráfica 29 Emisiones CO₂ Generación Térmica. Escenario 2



2.4.6.2. RESULTADOS SIMULACIONES HORARIAS ESCENARIO 2

En este caso, al igual que en el Escenario 1, se realizaron simulaciones horarias para los años 2024, 2030 y 2034 con la misma configuración del modelo PLEXOS indicada en el Escenario 1.

De las simulaciones realizadas para los años 2024, 2030 y 2034, se selecciona, para cada año, el día de mayor aporte de generación eólica y solar, con el objetivo de analizar el impacto en la curva de demanda y el comportamiento del recurso hidro y térmico en la condición mencionada

A continuación, se presentan los resultados de la generación por recurso, demanda total y demanda neta (demanda total descontando la generación eólica y solar). Ver: Gráfica 30, Gráfica 31, y Gráfica 32.

De estos resultados se resalta lo siguiente:

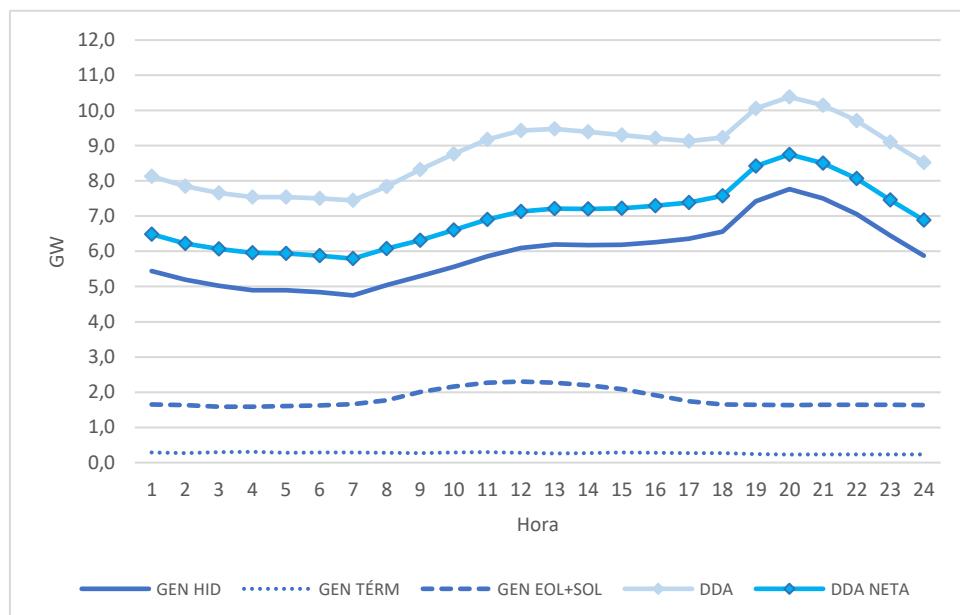
La participación del recurso eólico y solar en el abastecimiento de la demanda, en los días de máxima generación conjunta, es del 20.6%, 21.4% y 23.8% para los días 24-06-2024, 26-07-2030 y 29-12-2034

respectivamente. Esta participación es menor que en los días analizados del Escenario 1, debido a la disminución en la expansión del recurso eólico y solar del Escenario 2 (5,149 MW), en comparación con la expansión en el Escenario 1 (7,809 MW).

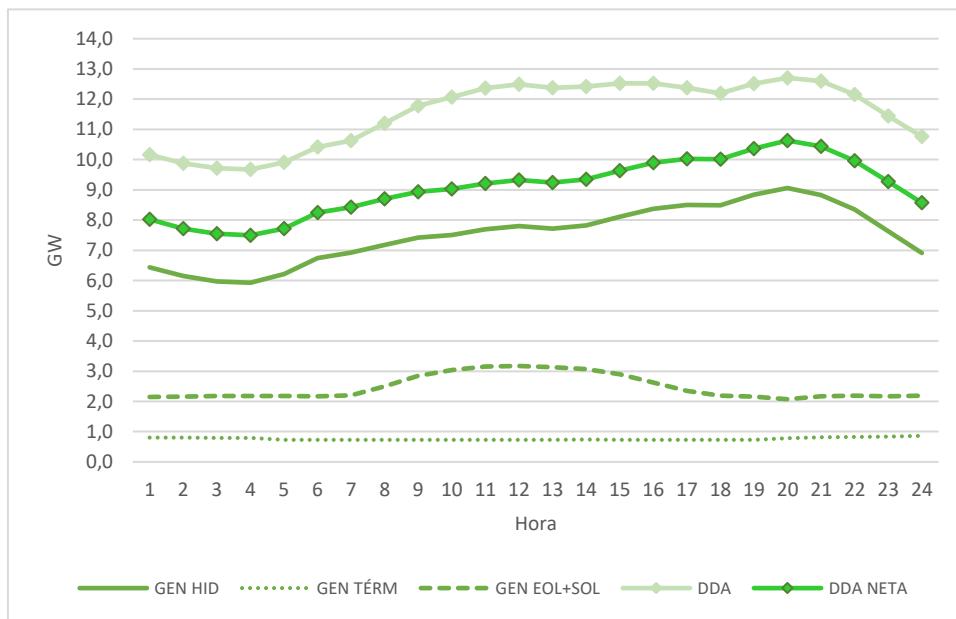
Al igual que en el Escenario 1, la participación del recurso eólico y solar en el abastecimiento de la demanda se muestra mediante una curva de demanda neta (demanda total descontando la generación eólica y solar), la cual presenta rampas de subida de 1.6 GW, 1.3 GW y 2.0 GW durante un período de 6 horas (14 h a 20 h) para los días 24-06-2024, 26-07-2030 y 29-12-2034 respectivamente.

Las rampas de 1.6 GW y 2.0 GW son asumidas en su totalidad por la generación hidro. Para la rampa de 1.2 GW la generación hidro asume el 97% y la generación térmica el 3% restante.

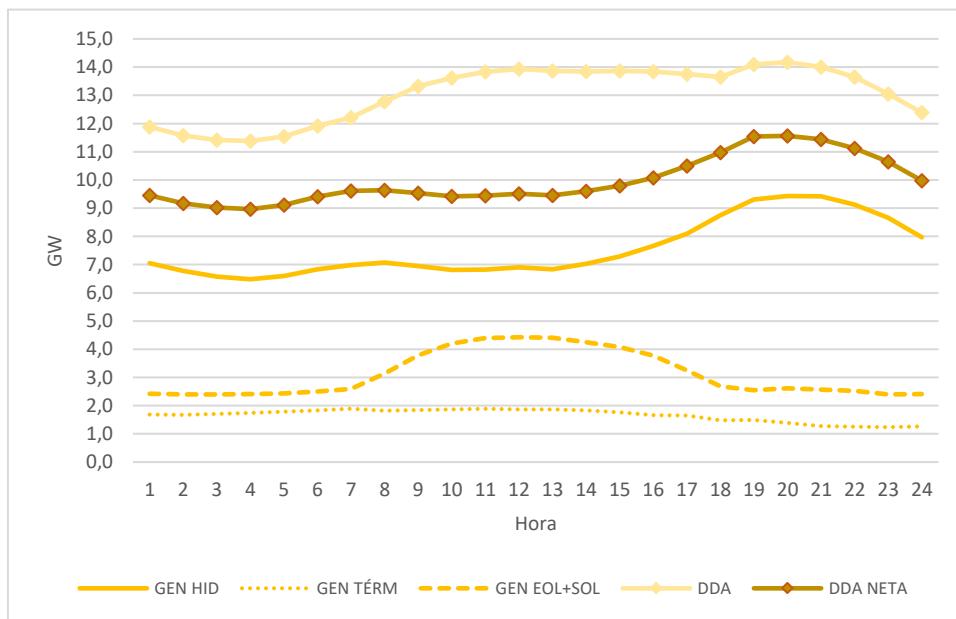
Gráfica 30. Generación por recurso vs Demanda 24-06-2024. Escenario 2



Gráfica 31. Generación por recurso vs Demanda 26-07-2030. Escenario 2



Gráfica 32. Generación por recurso vs Demanda 29-12-2034. Escenario 2



En la Gráfica 33, se presentan los resultados del flujo neto (Importaciones – Exportaciones) del Área Caribe (CRM, CSU, BOL, ATL y GCM), para cada uno de los días analizados.

De igual forma que en el Escenario 1, los resultados muestran una disminución en el flujo hacia el Área Caribe a medida que se incrementa la capacidad instalada en esta área (2,876 MW a 2024, 3,674 MW a 2030 y 4,534 MW a 2034).

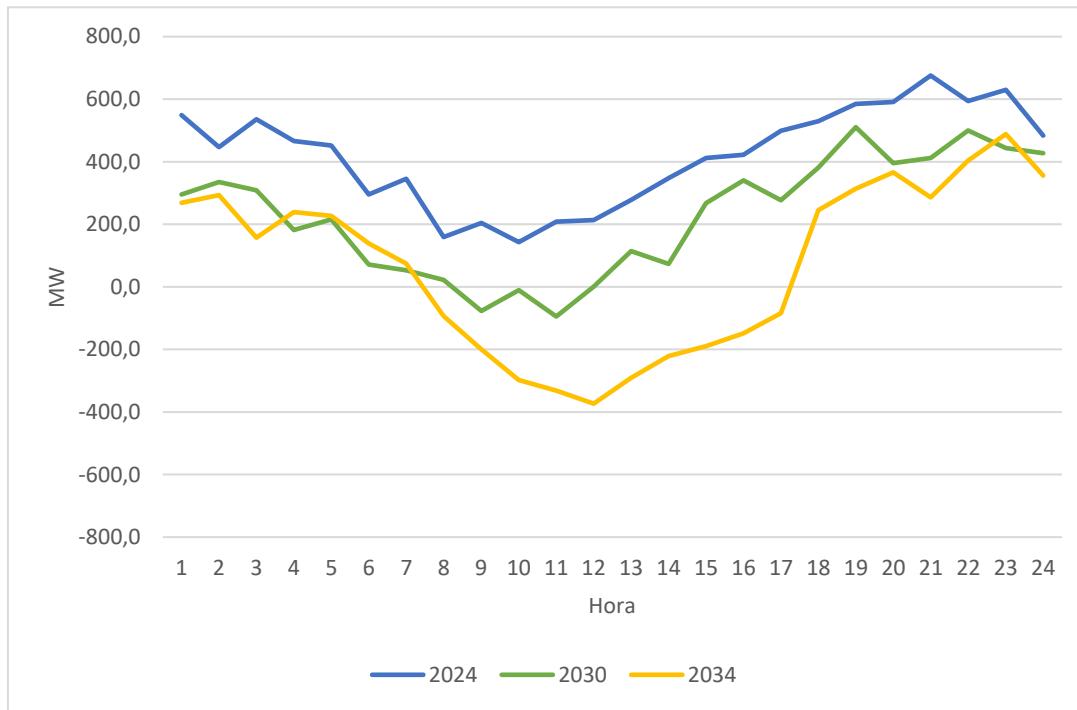
En este escenario también se presentan períodos donde el flujo es de salida (exportación), aunque en períodos y magnitudes menores que los presentados para el Escenario 1 (Gráfica 25), esto a causa de la menor expansión en generación eólica y solar.

El día 24-06-2024 el flujo es de entrada (importación) durante todo el período (01 h a 24 h), con un valor de 10.1 GWh, presentando un valor máximo de 675.5 MW a las 21 h y un mínimo de 143.1 MW a las 10 h.

El día 26-07-2030 presenta un flujo de salida (exportación) de 0.18 GWh entre las 09 h y 11 h. El resto del período el flujo es de entrada (importación), suma 5.6 GWh y alcanza un valor máximo de 510.6 MW a las 18 h.

El día 29-12-2034, en el período entre las 08 h y las 17 h, el flujo es de salida (exportación), con un valor de 2.2 GWh y alcanza un máximo de 373.3 MW a las 12 h. En el período restante el flujo es de entrada (importación), suma 3.86 GWh y alcanza un valor máximo de 488.4 MW a las 23 h.

Gráfica 33 Flujo Neto Área Caribe. Escenario 2



2.4.7. ESCENARIO 3

Este escenario tiene como referencia el Escenario 0.1, en el cual se considera la entrada en operación de la primera fase del proyecto Hidroituango (1,200 MW), pero realizando una variante correspondiente al atraso de un año en las fechas de entrada del proyecto. Es decir, las fechas definidas en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** para la entrada de las cuatro primeras unidades de generación del proyecto, se modifican de tal forma que cada unidad entra un año después.

El objetivo de este escenario es determinar a partir de las capacidades disponibles definidas en la Tabla 8 y con la ayuda del software OPTGEN, la expansión de mínimo costo (co-optimización de inversión y operación) y analizar el comportamiento de variables del sistema, tales como: confiabilidad, generación, costo marginal y emisiones, ante un atraso en la entrada del proyecto Hidroituango.

2.4.7.1. RESULTADOS ESCENARIO 3

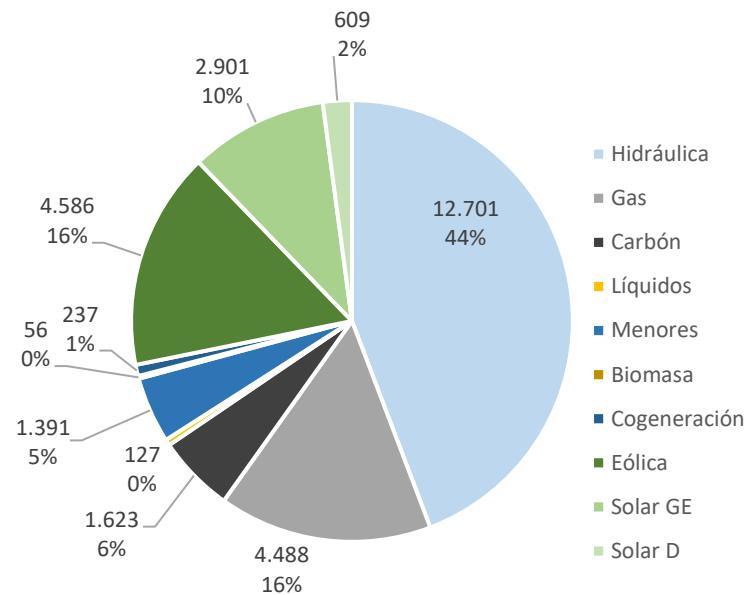
A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

En la Gráfica 34 se presentan los resultados de la conformación de la matriz de generación al final del período de análisis. En cuanto a la conformación de la matriz de generación, en primer lugar, se encuentra el recurso hidro con una participación aproximada del 44%, en segundo lugar, se encuentra el recurso eólico y solar, con una participación conjunta del 28% aproximadamente, en tercer lugar, están los recursos térmicos con una participación del 21.5% y por último los recursos restantes (menores, biomasa y cogeneración) que alcanzan una participación conjunta del 5.9%.

En la columna “Expansión adicional” de la Tabla 23 se detallan las capacidades complementarias por recurso definidas con el modelo OPTGEN, las cuales, sumadas con la expansión fija, representan un incremento del 63% en la capacidad instalada, en comparación con la capacidad al inicio del período de análisis.

Del total de la expansión adicional (5,668 MW), el 83% corresponde a capacidad eólica y solar, 10% a menores, biomasa y cogeneración y el 7% restante a hidro mayor. No se define nueva expansión térmica.

Gráfica 34 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 3


Tabla 23 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 3

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	1,200	380	12,701
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127
Menores	911	42	438	1,391
Biomasa	22	0	35	56
Cogeneración	117	0	120	237
Eólica	18	2,042	2,526	4,586
Geotérmica	0	0	0	0
Solar GE	18	713	2,170	2,901
Solar D	15	594	0	609
Total	17,660	5,391	5,668	28,719

En la Tabla 24 se presenta el cronograma de entrada de la expansión definida para este escenario.

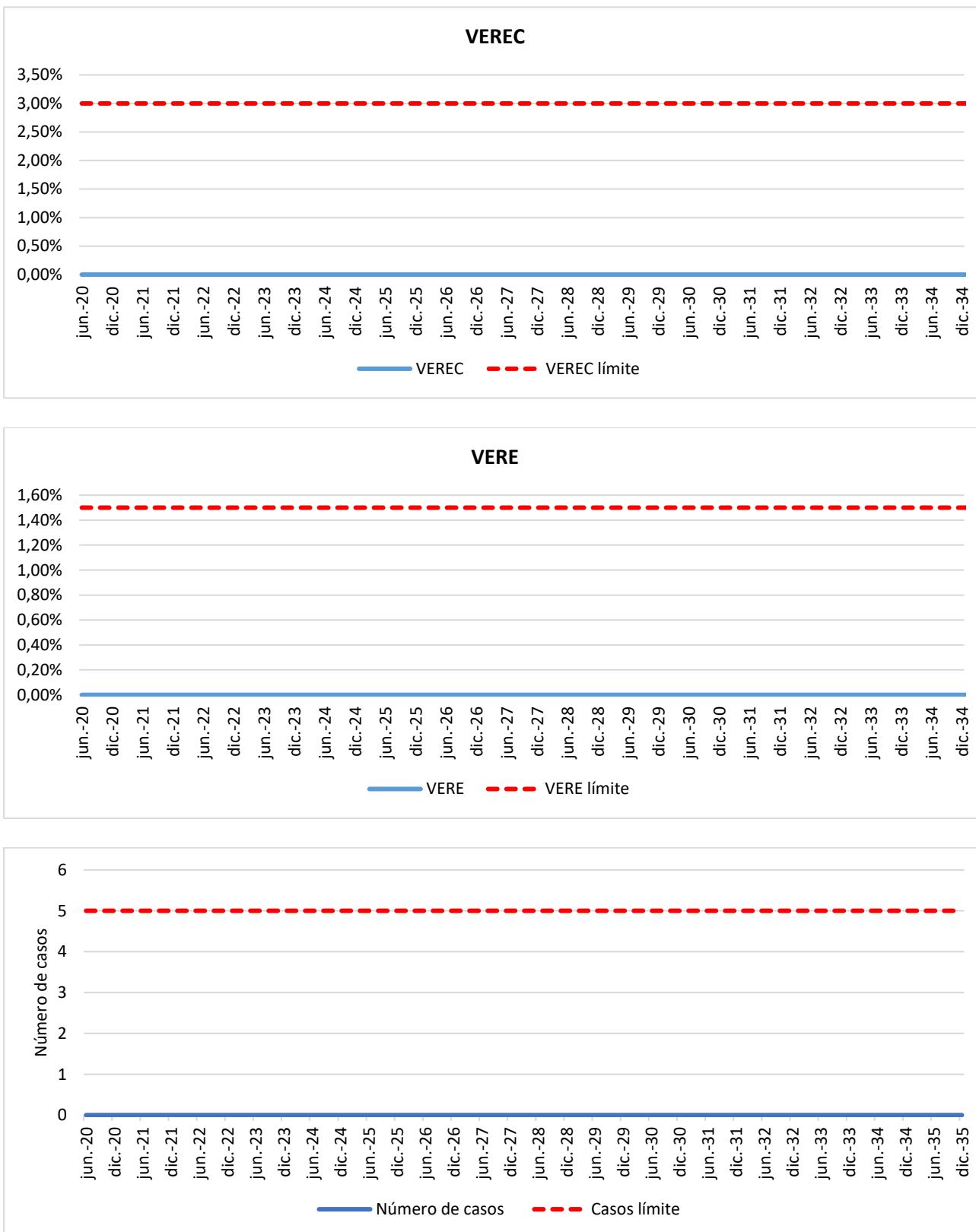
Tabla 24 Cronograma de Expansión. Escenario 3

Cargo por Confidabilidad y Subasta CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		40								
2021							68		39	
2022		574				275	439			
2023	1,200	148				1,290				
Total	1,200	762	0	0	0	1,565	507	0	39	0

Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		50		42			10	4		
2021		-50		20			200	17		
2022			59				500	25		
2023					477		33			
2024						196	41			
2025							49			
2026							53			
2027					798		57			
2028					300		57			
2029					152		55			
2030			124	25	408		49			60
2031			5			400	49			
2032						550	40			
2033	281		231		350		35			60
2034	99			10	518	520	29			
Total	380	0	0	480	35	3,003	2,376	594	0	120

En la evaluación de los indicadores de confiabilidad se evidencia el cumplimiento de los índices VEREC, VERE y Número de Casos (Gráfica 35).

Gráfica 35 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 3



En la Gráfica 36 se presentan los resultados de la participación promedio en el abastecimiento de la demanda de la generación por recurso vs el costo marginal promedio. De estos resultados se resalta lo siguiente:

Comparando los resultados de la Gráfica 36, con los mismos resultados del Escenario 1 (Gráfica 20), se evidencia una disminución aproximada del 5.6% en la participación de la generación hidro mayor en el período 2022-2023, debido al atraso en entrada de la fase 1 del proyecto Hidroituando. Esta disminución en la generación hidro es asumida principalmente por la generación térmica.

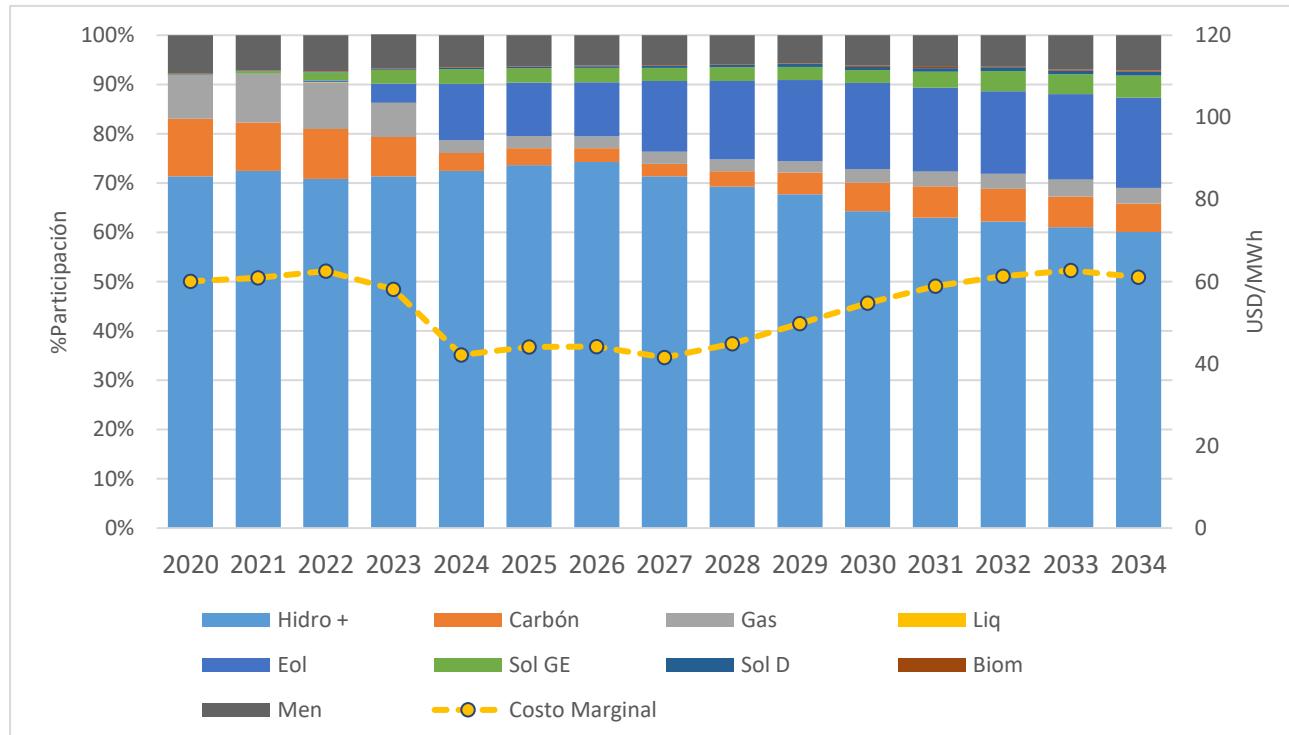
El incremento de la generación térmica en el período 2022-2023 se refleja en el costo marginal, el cual presenta un valor promedio de 60.4 USD/MWh-mes. Este costo marginal es superior en un 13% al costo marginal del Escenario 1 en el mismo período (2022-2023).

A partir del año 2024, los resultados del Escenario 1 (Gráfica 20) y el Escenario 3 (Gráfica 36), presentan un comportamiento similar en cuanto a porcentaje de participación por recurso en el abastecimiento de la demanda y costo marginal.

Este escenario presenta un costo marginal promedio de 54 USD/MWh-mes, que equivale a un incremento aproximado del 4.3% en comparación con el costo marginal del Escenario 1.

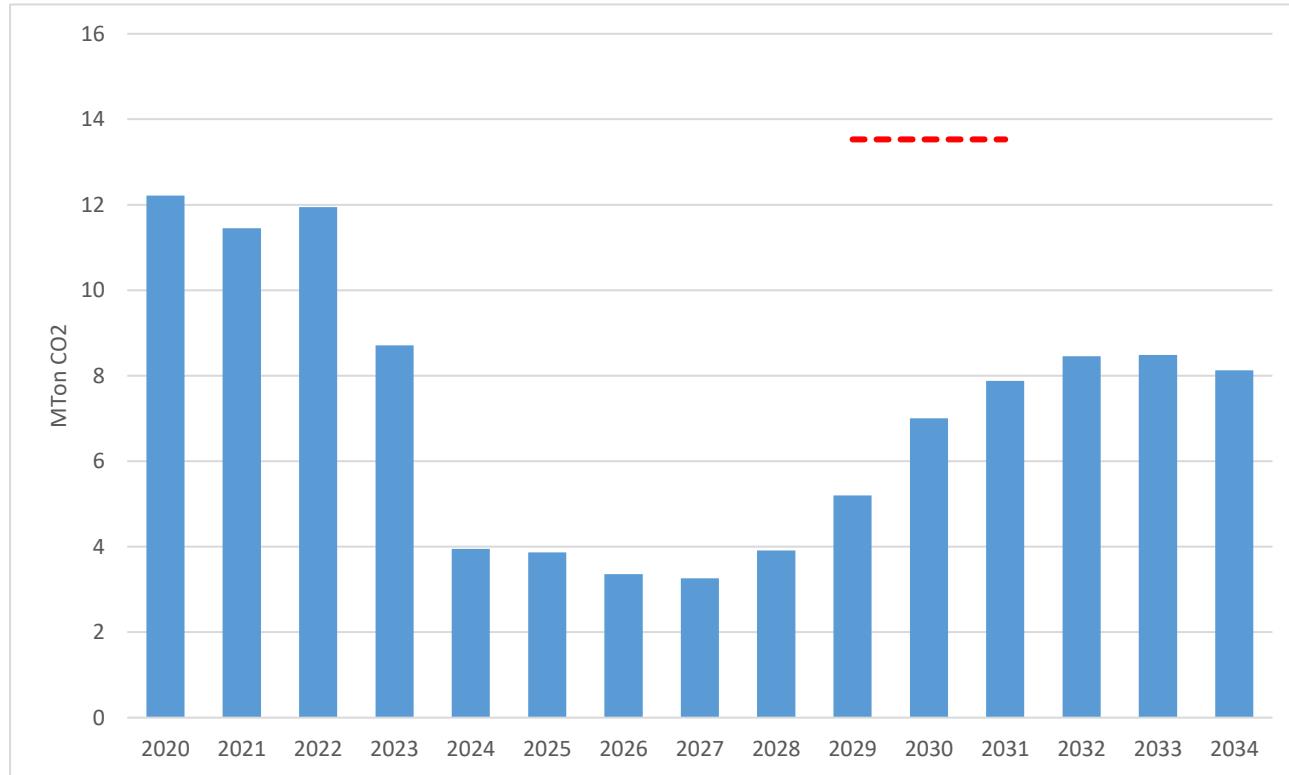
Durante el período de análisis, la generación eólica y solar alcanzan una participación promedio del 14.5% en el abastecimiento de la demanda, mientras que la generación hidro mayor y térmica tienen una participación del 68.4% y 10.4% respectivamente.

Gráfica 36 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 3



El análisis del comportamiento de las emisiones de CO₂, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico. El valor calculado de las emisiones para 2030 es de 7.01 MTon CO₂ (Gráfica 37)

Gráfica 37 Emisiones CO₂ Generación Térmica. Escenario 3



2.4.8. ESCENARIO 4

Este escenario tiene como referencia el Escenario 0.2, en el cual se considera la entrada en operación de las dos fases del proyecto Hidroituango (2,400 MW), pero realizando una variante correspondiente al atraso de un año en las fechas de entrada del proyecto. Es decir, las fechas definidas en la Tabla 13 y la Tabla 16 se modifican de tal forma que cada unidad entra un año después.

El objetivo de este escenario es determinar, a partir de las capacidades disponibles definidas en la Tabla 8 y con la ayuda del software OPTGEN, la expansión de mínimo costo (co-optimización de inversión y operación) y analizar el comportamiento de variables del sistema, tales como: confiabilidad, generación, costo marginal y emisiones, ante un atraso en la entrada del proyecto Hidroituango (Fases 1 y 2).

2.4.8.1. RESULTADOS ESCENARIO 4

A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

En la Gráfica 38 se presentan los resultados agregados de la conformación de la matriz de generación al final del período de análisis. Estos resultados permiten evidenciar una participación por recurso similar a la presentada en el Escenario 2 (Gráfica 26). En este caso, el recurso hidro tiene una participación aproximada del 50%. El otro 50% se distribuye de la siguiente forma: recursos térmicos (gas, carbón, líquidos) 23%, recurso eólico y solar 22%, % y los recursos restantes (menores, biomasa y cogeneración) 5%.

En la columna “Expansión adicional” de la Tabla 25, se detallan las capacidades complementarias por recurso definidas con el modelo OPTGEN, las cuales, sumadas con la expansión fija, representan un incremento aproximado del 53% en la capacidad instalada, en comparación con la capacidad al inicio del período de análisis.

Del total de la expansión adicional (2,867 MW), el 91% corresponde a capacidad eólica y solar y el 9% restante a menores, biomasa y cogeneración. No se define nueva expansión hidro mayor ni térmica.

Gráfica 38 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 4

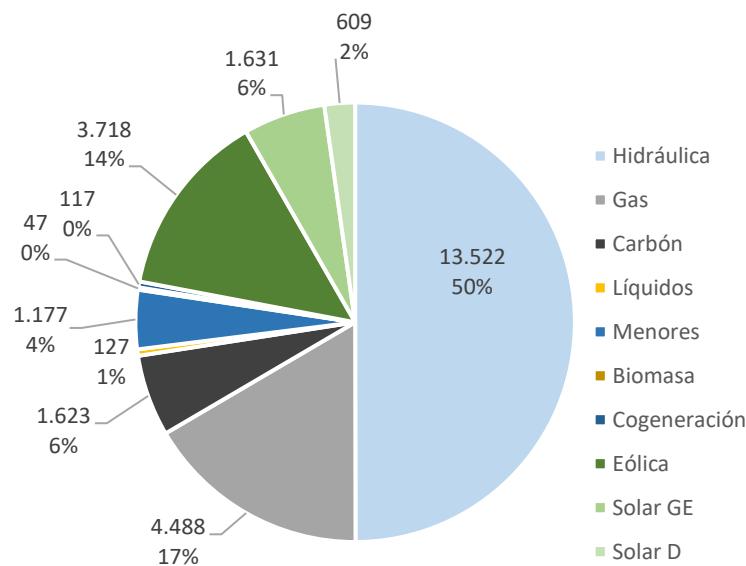


Tabla 25 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 4

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	2,400	0	13,522
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127
Menores	911	42	224	1,177
Biomasa	22	0	25	47
Cogeneración	117	0	60	117

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Eólica	18	2,042	1,658	3,718
Geotérmica	0	0	0	0
Solar GE	18	713	900	1,631
Solar D	15	594	0	609
Total	17,660	6,591	2,867	27,058

En la Tabla 26 se presenta el cronograma de entrada de la expansión definida para este escenario

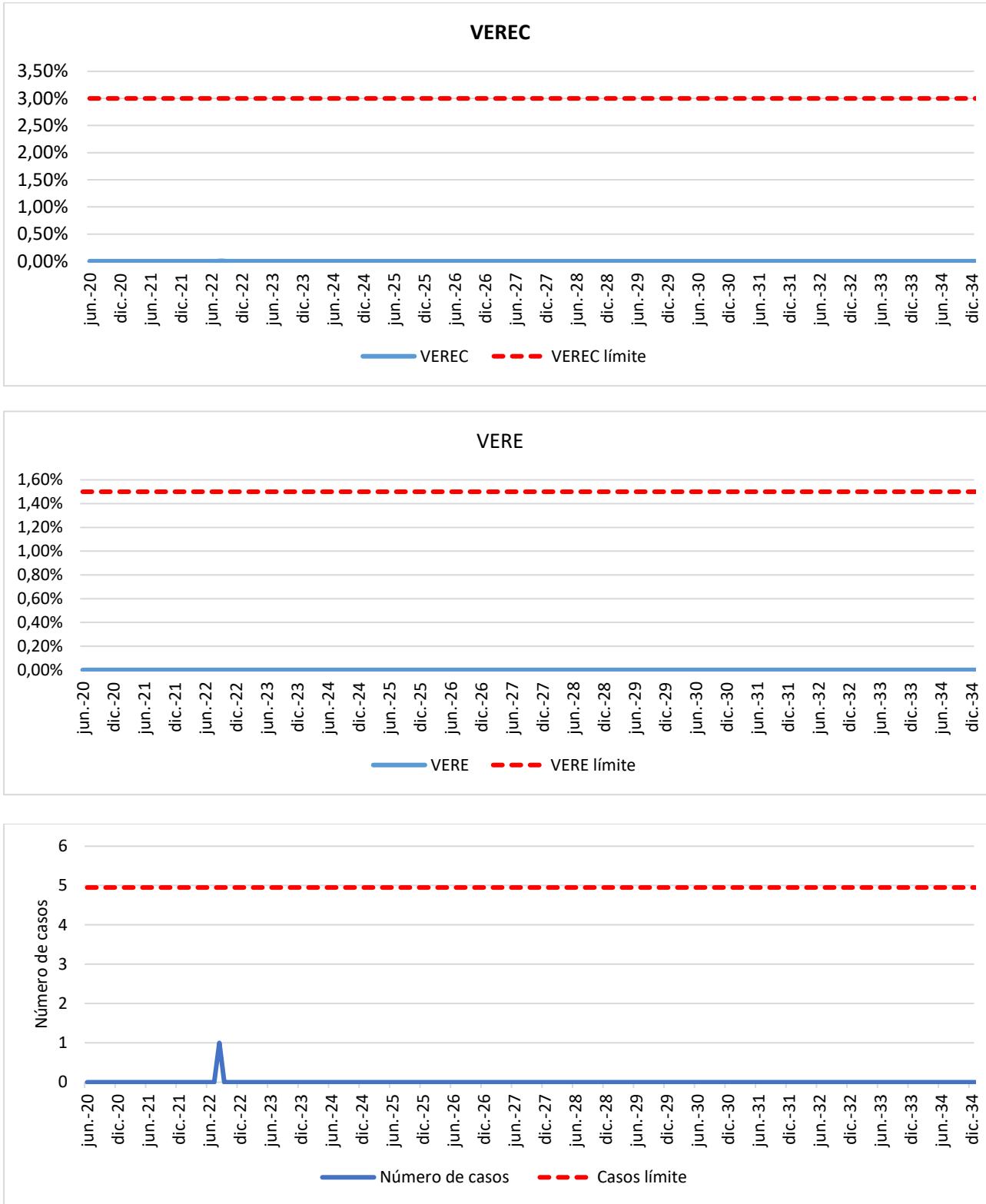
Tabla 26 Cronograma de Expansión. Escenario 4

Cargo por Confiabilidad y Subasta CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2019										
2020		40								
2021						68			39	
2022		574				275	439			
2023	1,200	148				1,290				
Total	1,200	762	0	0	0	1,565	507	0	39	0

Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2019										
2020		50		42			10	4		
2021		-50						17		
2022								25		
2023					477			33		
2024						196		41		
2025	1,200							49		
2026								53		
2027								57		
2028					499			57		
2029								55		
2030					399			49		
2031					200			49		
2032								40		
2033			203	25	152	700	35		60	
2034			22		408	200	29			
Total	1,200	0	0	266	25	2,135	1,106	594		60

En la evaluación de los indicadores de confiabilidad se evidencia el cumplimiento de los índices VEREC, VERE y Número de Casos (Gráfica 39).

Gráfica 39 Indicadores de Confiability. Escenario 4



En la Gráfica 40 se presentan los resultados de la participación promedio en el abastecimiento de la demanda de la generación por recurso vs el costo marginal promedio. De estos resultados se resalta lo siguiente:

Comparando los resultados de la Gráfica 40, con los mismos resultados del Escenario 2 (Gráfica 28), se evidencia una disminución aproximada del 4% en la participación de la generación hidro mayor en el período 2022-2025, debido al atraso en entrada de las fases 1 y 2. Esta disminución en la generación hidro es asumida principalmente por la generación térmica, la cual presenta un incremento del 3.2% en comparación con el mismo período del Escenario 2.

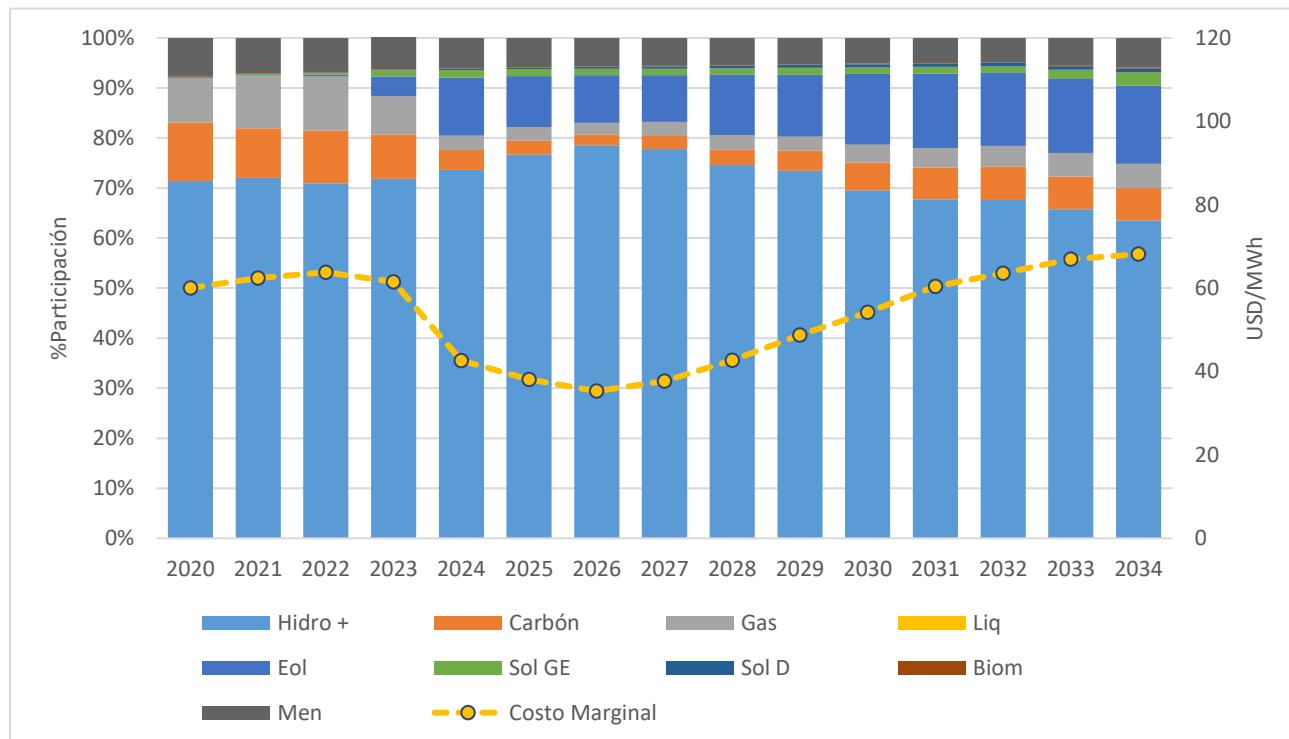
En relación con el costo marginal, durante el período 2022-2025, presenta un valor promedio de 51.5 USD/MWh-mes. Este valor es superior en un 16% al costo marginal del Escenario 2 durante el mismo período.

A partir del año 2026, los resultados del Escenario 2 y el Escenario 4, presentan un comportamiento similar en cuanto a porcentaje de participación por recurso en el abastecimiento de la demanda y costo marginal.

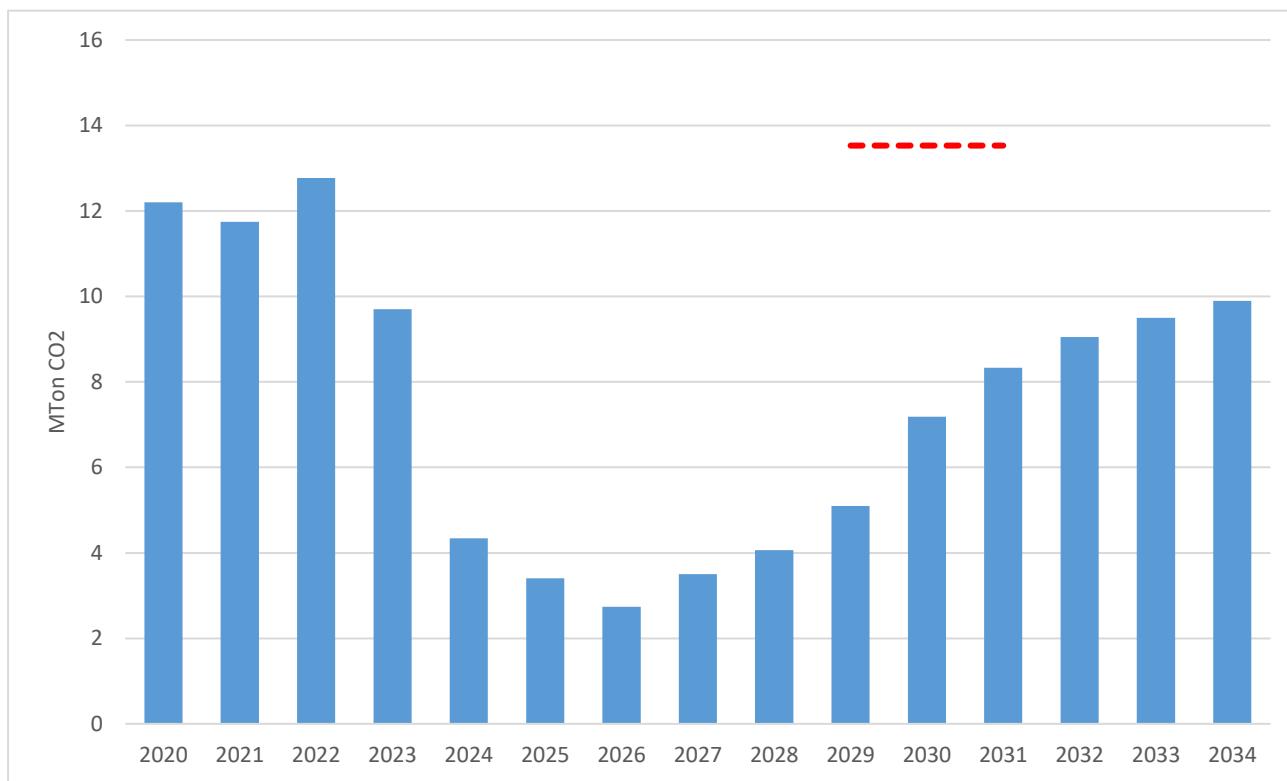
Este escenario presenta un costo marginal promedio de 53.7 USD/MWh-mes, que equivale a un incremento aproximado del 3% en comparación con el costo marginal del Escenario 2.

Durante el período de análisis, la generación eólica y solar alcanzan una participación promedio del 11.2%, la generación térmica queda con una participación similar llegando al 11.2% y la generación hidro mayor presenta una participación del 72%.

Gráfica 40 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 4



El análisis del comportamiento de las emisiones de CO₂, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico. El valor calculado de las emisiones para 2030 es de 7.19 MTon CO₂ (Gráfica 41).

Gráfica 41 Emisiones CO₂ Generación Térmica. Escenario 4


2.4.9. ESCENARIO 5

Este escenario tiene como referencia el Escenario 0.1, en el cual se considera la entrada en operación de la primera fase del proyecto Hidroituango (1,200 MW). Para este caso, se modifican los caudales futuros generados por el modelo auto regresivo de parámetros del SDDP de tal forma que, de manera determinística, se define la inclusión de eventos climatológicos como los fenómenos de El Niño y La Niña, de acuerdo con la proyección presentada en la Tabla 27.

Tabla 27 Proyección ENSO

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Tipo de ENSO	Neutral	Niña Débil	Neutral	Niña Moderada	Niño Moderado	Neutral	Neutral	Neutral	Neutral	Niña Débil	Niño Débil	Neutral	Niña Moderada	Niño Débil	Niño Moderado

El objetivo de este escenario es determinar, a partir de las capacidades disponibles definidas en la Tabla 8 y con la ayuda del software OPTGEN, la expansión de mínimo costo (co-optimización de inversión y operación) y analizar el comportamiento de variables del sistema, tales como: confiabilidad, generación, costo marginal y emisiones, ante la presencia de los fenómenos climáticos de El Niño y La Niña.

2.4.9.1. RESULTADOS ESCENARIO 5

A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

En la Gráfica 42 se puede observar la capacidad instalada por tecnología de la matriz de generación colombiana al finalizar el periodo de análisis. Aunque la capacidad instalada de proyectos hidráulicos continúa teniendo una participación predominante al finalizar el periodo, la participación de proyectos solares y eólicos se incrementó de manera importante, alcanzando una porción superior al 30 % de la matriz de generación.

En la columna “Expansión adicional” de la Tabla 28, se detallan las capacidades por recurso definidas con el modelo OPTGEN, las cuales, sumadas con la expansión fija, representan un incremento del 65% en la capacidad instalada, en comparación con la capacidad al inicio del período de análisis.

Del total de la expansión adicional (6,088 MW), el 86% corresponde a capacidad eólica y solar, 10% a menores, biomasa y cogeneración y el 4% restante a hidro mayor. No se define nueva expansión térmica.

Gráfica 42 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 5

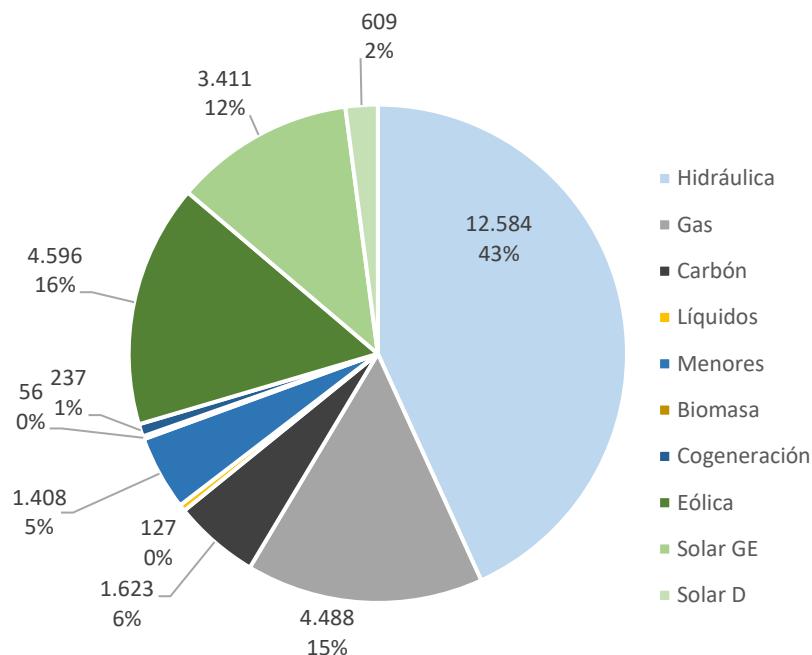


Tabla 28 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 5

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	1,200	262	12,584
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Menores	911	42	455	1,408
Biomasa	22	0	35	56
Cogeneración	117	0	120	237
Eólica	18	2,042	2,536	4,596
Geotérmica	0	0	0	0
Solar GE	18	713	2,680	3,411
Solar D	15	594	0	609
Total	17,660	5,391	6,088	29,139

En la Tabla 29 se presenta el cronograma de entrada de la expansión definida para este escenario. De estos resultados se evidencia la entrada de 600 MW de capacidad de generación solar GE en el año 2021, esto debido principalmente a la ocurrencia del Fenómeno El Niño en ese año y a la escasa disponibilidad de nueva capacidad de generación diferente a la solar para 2021.

Tabla 29 Cronograma de Expansión. Escenario 5

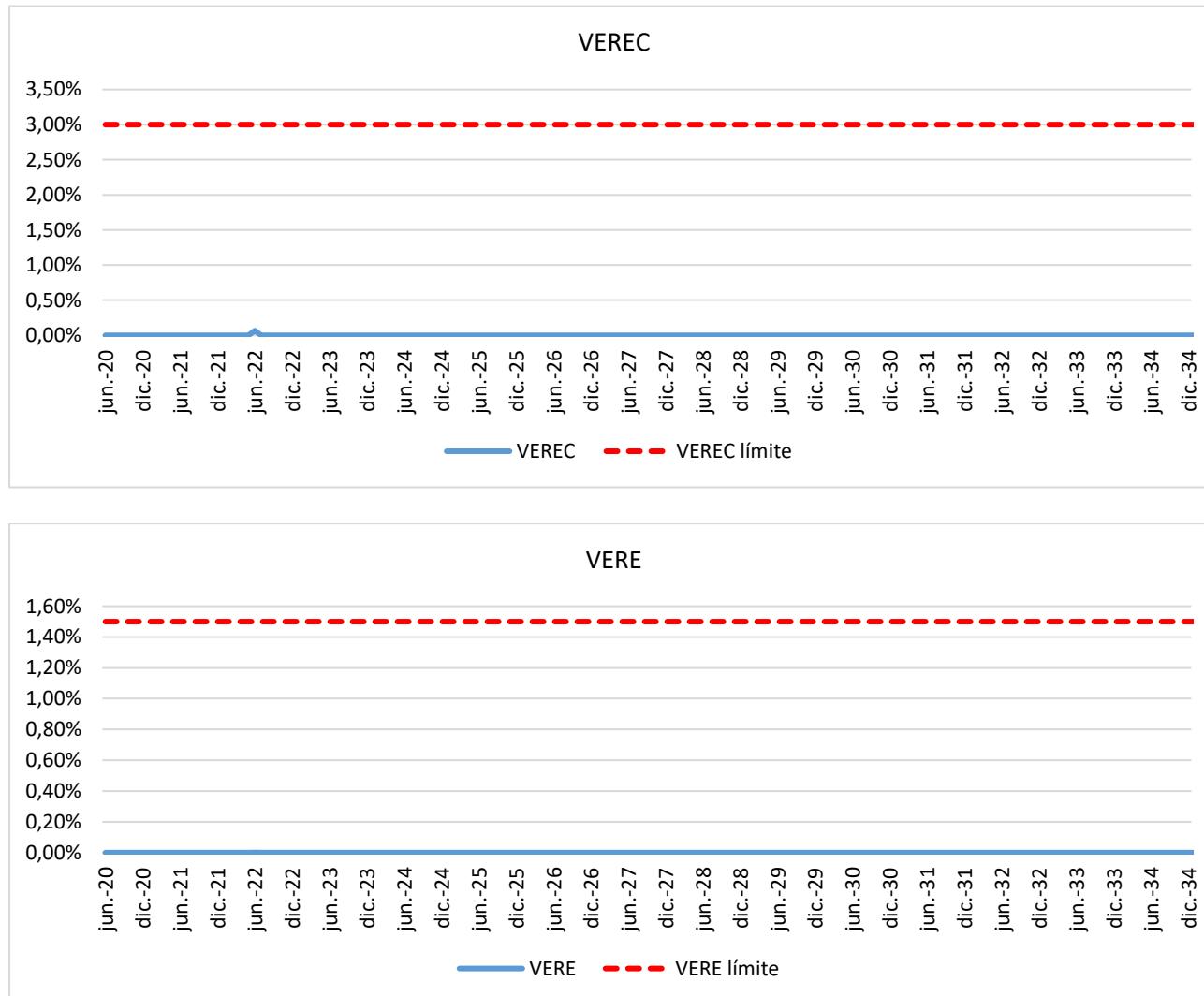
Cargo por Confiabilidad y Subasta CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		40								
2021							68		39	
2022	1,200	574				275	439			
2023		148				1,290				
Total	1,200	762	0	0	0	1,565	507	0	39	0

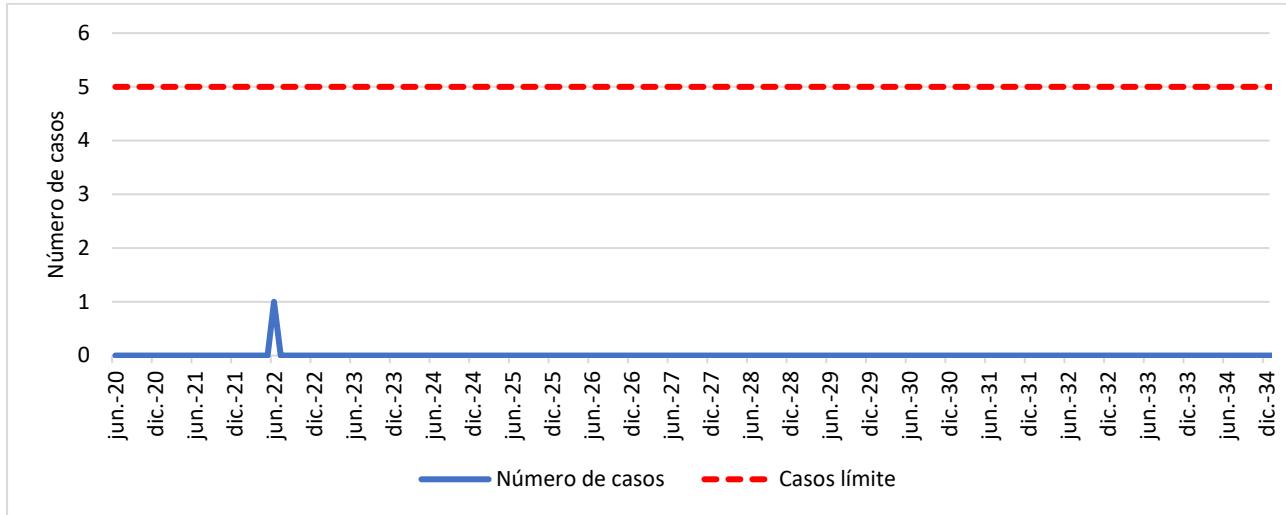
Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		50		42			10	4		
2021		-50		20			600	17		
2022				59			700	25		
2023						477		33		
2024					25	32	196	41		60
2025								49		
2026								53		
2027						1,250		57		
2028								57		
2029								55		
2030			146		376		200	49		
2031								49		
2032								40		
2033	163		231	10	868	1,181	35			60
2034	99				10		29			
Total	262	0	0	497	35	3,013	2,886	594	0	120

En la evaluación de los indicadores de confiabilidad (Gráfica 43), se evidencia un cumplimiento de los índices VERE y Número de Casos y un incumplimiento de índice VEREC en el año 2021.

Este incumplimiento se debe principalmente a la ocurrencia del Fenómeno El Niño que ocasiona una disminución en la generación hidro, la cual no alcanza a ser compensada con la generación existente y con la expansión definida para el año 2021 (744 MW) que corresponde en un 92% al recurso solar (es el recurso con mayor disponibilidad para ese año), el cual no aporta generación en todos los bloques definidos y, en consecuencia, no es suficiente para evitar el incumplimiento del VEREC.

Gráfica 43 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 5





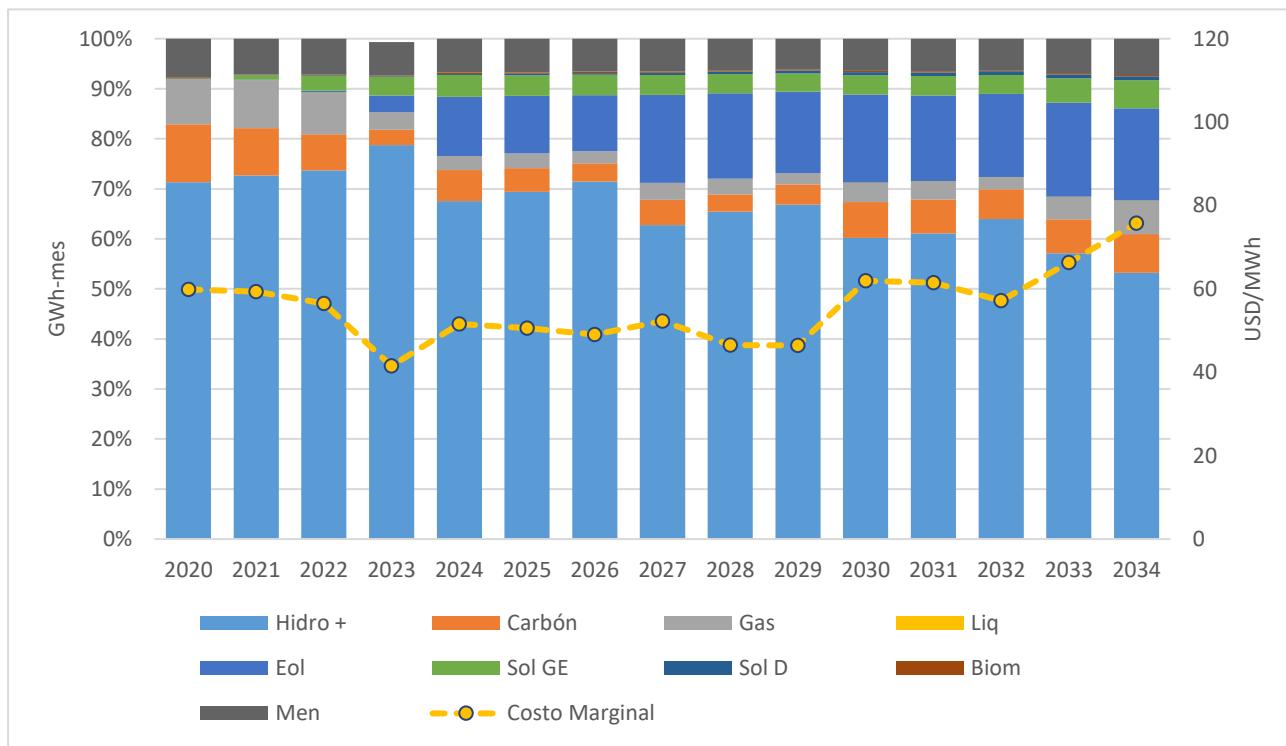
En la Gráfica 44 se presentan los resultados de la participación promedio en el abastecimiento de la demanda de la generación por recurso vs el costo marginal promedio. De estos resultados se resalta lo siguiente:

La generación térmica alcanza su mayor participación (23% aprox.) en el año 2021. En este año, de acuerdo con la proyección definida en la Tabla 27, ocurre el Fenómeno El Niño (niño débil). En los siguientes períodos de niño (2024, 2030, 2033 y 2034) la generación térmica tiene una participación del 9.4%, 10.7%, 11.5% y 14.7% respectivamente.

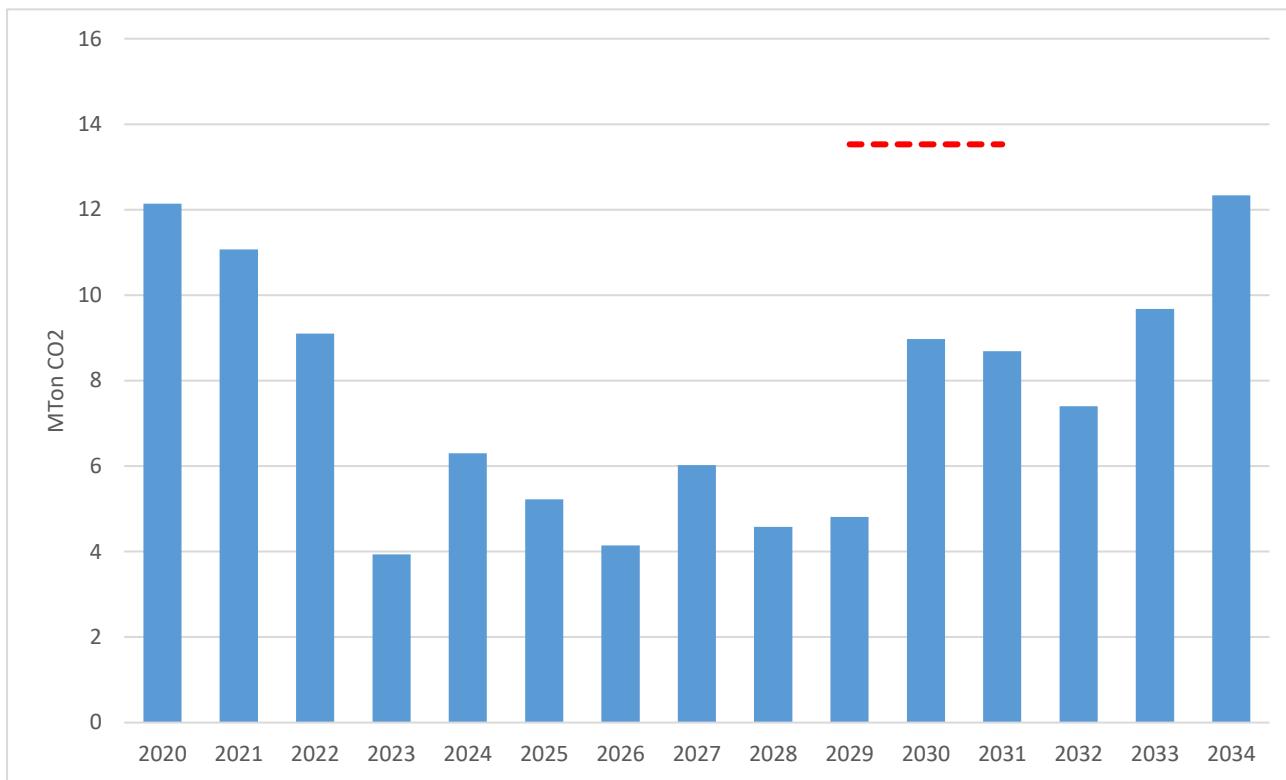
La generación eólica y solar tienen, durante el período de análisis, una participación del 15.8% en el abastecimiento de la demanda. Para el mismo período, el recurso hidro tiene una participación promedio del 66%, alcanzando su mayor participación (79%) en el año 2023, coincidiendo con el Fenómeno de la niña y su menor participación (53%) en el año 2034, coincidiendo con el Fenómeno El Niño.

El costo marginal presenta, durante el horizonte de análisis, un valor promedio de 57 USD/MWh-mes, alcanzando un valor máximo de 76 USD/MWh-mes en el año 2034 (Fenómeno El Niño) y un valor mínimo de 41 USD/MWh-mes en el año 2023 (Fenómeno de la niña).

Gráfica 44 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 5



El análisis del comportamiento de las emisiones de CO₂, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico. El valor calculado de las emisiones para 2030 es de 8.98 MTon CO₂ (Gráfica 45)

Gráfica 45 Emisiones CO₂ Generación Térmica. Escenario 5


2.4.10. ESCENARIO 6

Este escenario tiene como referencia el Escenario 0.2. En este caso se modifican los caudales futuros generados por el modelo auto regresivo de parámetros del SDDP de tal forma que de manera determinística se define la inclusión de eventos climatológicos como los fenómenos de El Niño y La Niña, de acuerdo con la proyección presentada en la Tabla 27.

El objetivo de este escenario es determinar, a partir de las capacidades disponibles definidas en la Tabla 8 y con la ayuda del software OPTGEN, la expansión de mínimo costo (co-optimización de inversión y operación) y analizar el comportamiento de variables del sistema, tales como: confiabilidad, generación, costo marginal y emisiones, ante la presencia de los fenómenos climáticos de El Niño y La Niña.

2.4.10.1. RESULTADOS ESCENARIO 6

A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

En la Gráfica 46 se presentan los resultados agregados de la conformación de la matriz de generación en capacidad instalada y porcentajes de participación por recurso al final del período de estudio. En este caso, el recurso hidro tiene una participación aproximada del 47%. El porcentaje restante se distribuye de la siguiente forma: recurso eólico y solar 26%, recursos térmicos 21%, y los recursos restantes (menores, biomasa y cogeneración) 6%.

En la columna “Expansión adicional” de la Tabla 30, se detallan las capacidades por recurso definidas con el modelo OPTGEN, las cuales, sumadas con la expansión fija, representan un incremento del 66% en la capacidad instalada, en comparación con la capacidad al inicio del período de análisis.

Del total de la expansión adicional (5,148 MW), el 85% corresponde a capacidad eólica y solar, 12% a menores, biomasa y cogeneración y el 3% restante a hidro mayor.

Gráfica 46 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 6

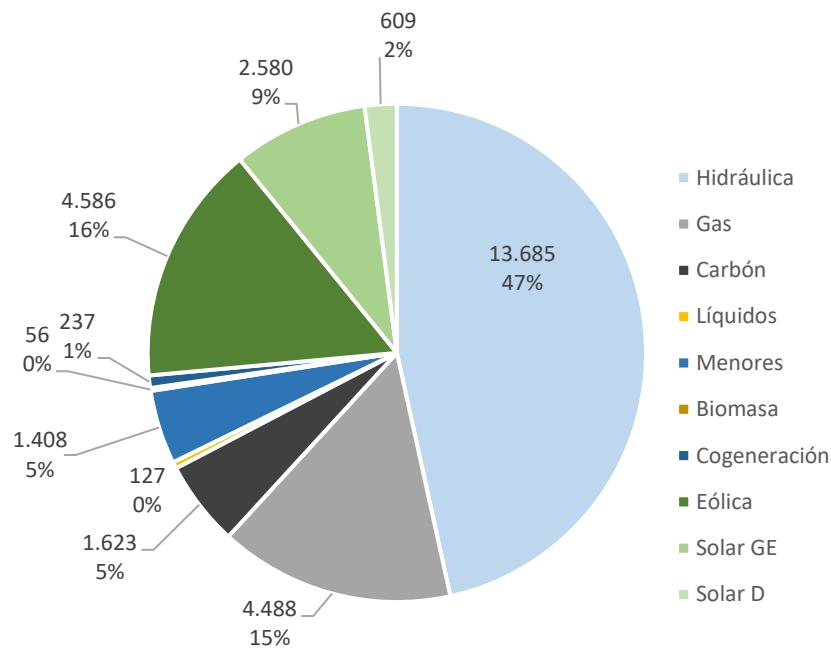


Tabla 30 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 6

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	2,400	163	13,685
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127
Menores	911	42	455	1,408
Biomasa	22	0	35	56
Cogeneración	117	0	120	237
Eólica	18	2,042	2,526	4,586
Geotérmica	0	0	0	0
Solar GE	18	713	1,849	2,580
Solar D	15	594	0	609
Total	17,660	6,591	5,148	29,399

En la Tabla 31 se presenta el cronograma de entrada de la expansión definida para este escenario.

Tabla 31 Cronograma de Expansión. Escenario 6

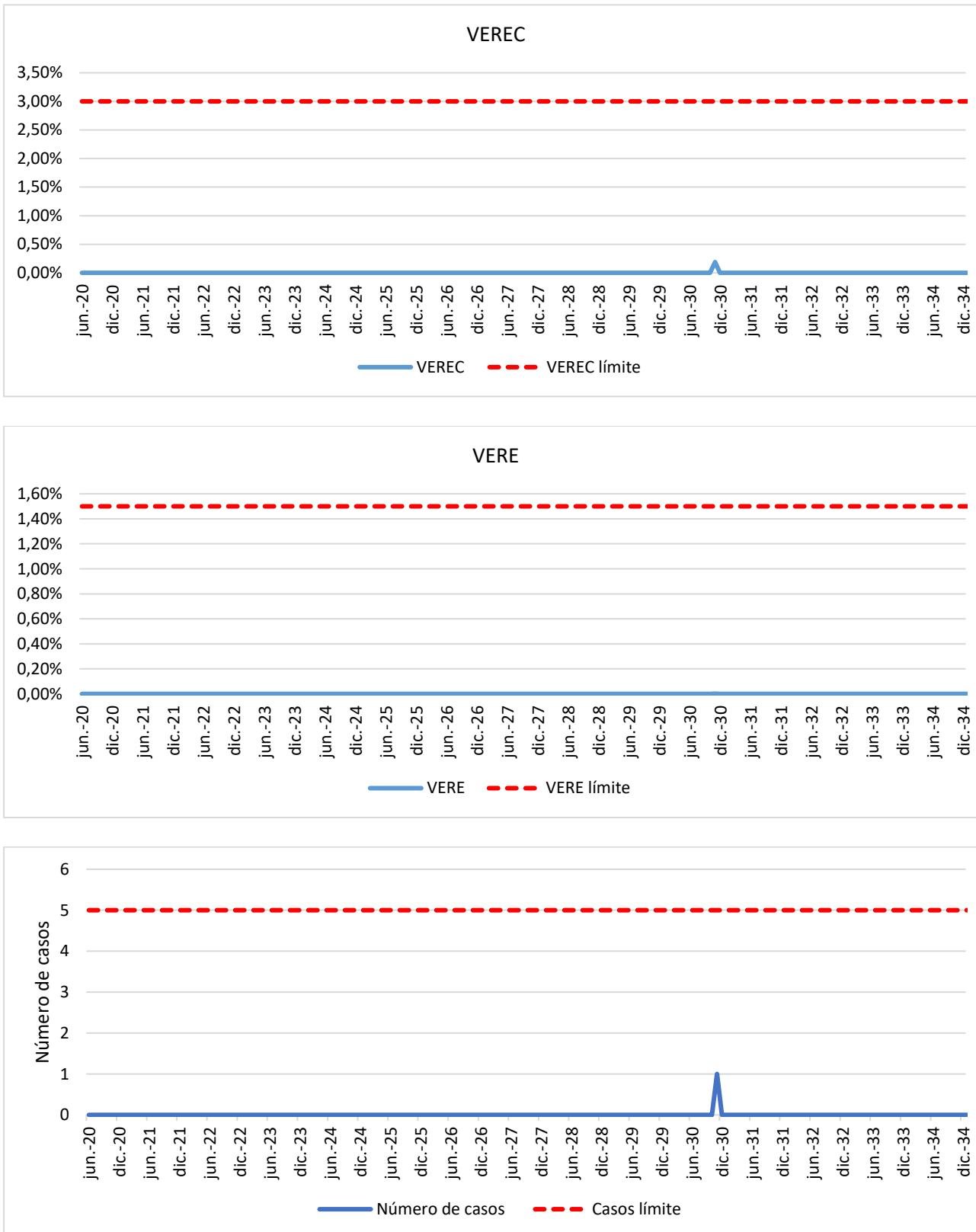
Cargo por Confiabilidad y Subasta CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		40								
2021							68		39	
2022	1,200	574				275	439			
2023		148				1,290				
Total	1,200	762	0	0	0	1,565	507	0	39	0

Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		50		42			10	4		
2021		-50					200	17		
2022								25		
2023						477		33		
2024	1,200						196	41		
2025								49		
2026								53		
2027						699		57		
2028								57		
2029						408		55		
2030			2	25	551	300		49		
2031								49		
2032								40		
2033	163			454	10	350	1,349	35		120
2034						518		29		
Total	1,363	0	0	497	35	3,003	2,056	594	0	120

En la evaluación de los indicadores de confiabilidad se evidencia el cumplimiento de los índices *VEREC*, *VERE* y *Número de Casos*.

Este incumplimiento se debe principalmente a la ocurrencia del Fenómeno El Niño que ocasiona una disminución en la generación hidro, la cual no alcanza a ser compensada con la generación existente y la expansión definida para el año 2021 (324 MW) corresponde en un 88% al recurso solar (es el recurso con mayor disponibilidad para ese año), que no aporta generación en todos los bloques definidos y, en consecuencia, no es suficiente para evitar el incumplimiento del *VEREC*.

Gráfica 47 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 6



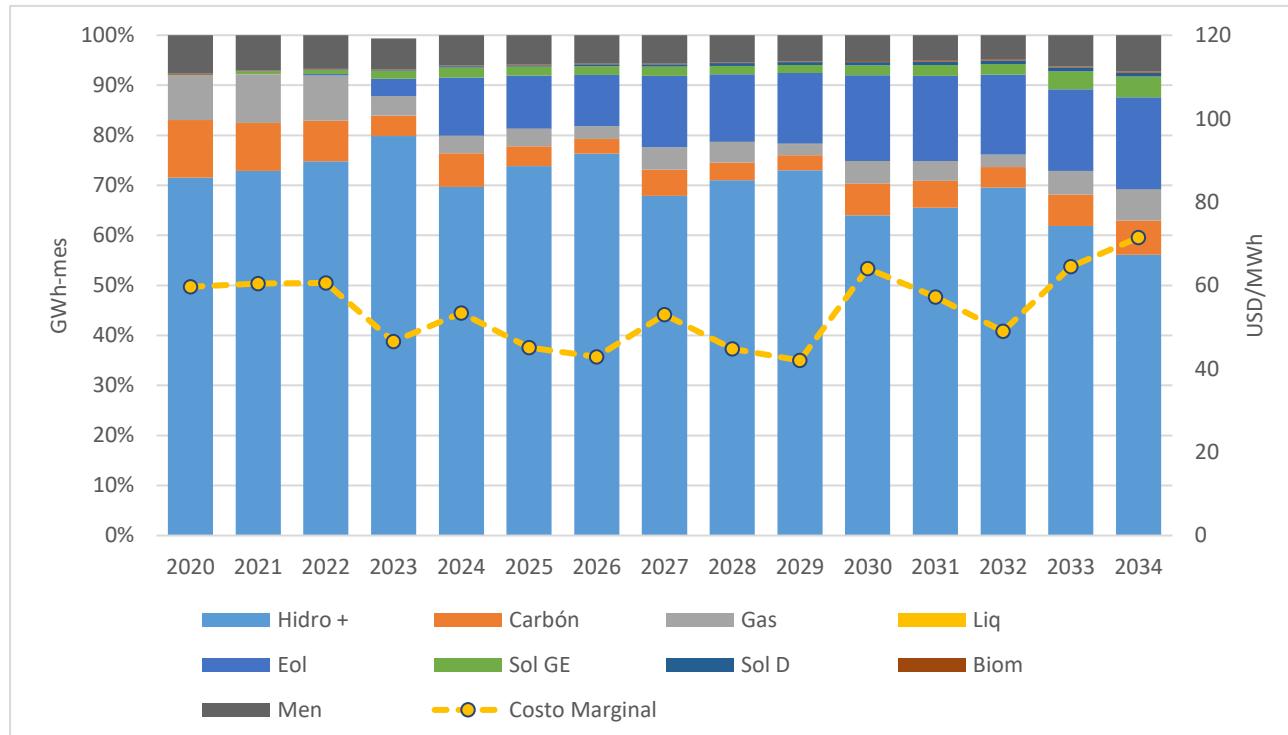
En la Gráfica 48 se presentan los resultados de la participación promedio en el abastecimiento de la demanda de la generación por recurso vs el costo marginal promedio. De estos resultados se resalta lo siguiente:

Los recursos térmicos alcanzan su mayor participación (25% aprox.) en el año 2021. En este año, de acuerdo con la proyección definida en la Tabla 27, se presenta el Fenómeno El Niño (niño débil) y la expansión en generación es de 340 MW, de los cuales el 88% corresponde a recurso solar. Con la entrada del resto de la expansión definida para este escenario (11,399 MW), la participación de los recursos térmicos en los siguientes períodos de niño (2024, 2030, 2033 y 2034) es del 10%, 10.8%, 11.1% y 13% respectivamente.

Durante el período de análisis la generación eólica y solar tienen una participación del 13.2% en el abastecimiento de la demanda. En el mismo período, el recurso hidro tiene una participación promedio del 69% (3% mayor que en el Escenario 5) y alcanza su mayor participación (80%) en el año 2023, coincidiendo con el Fenómeno de la niña y su menor participación (56%) en el año 2034, coincidiendo con el Fenómeno El Niño.

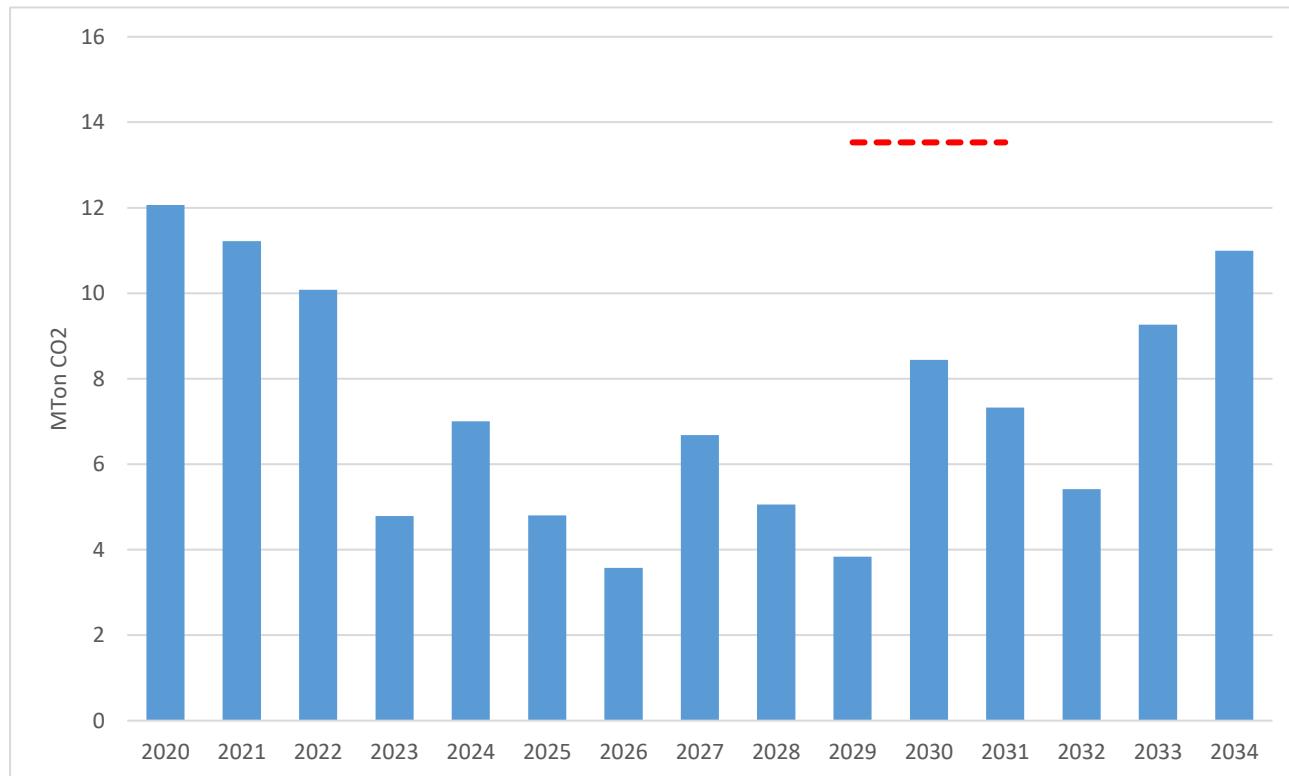
El costo marginal presenta, durante el horizonte de análisis, un valor promedio de 55 USD/MWh-mes, alcanzando un valor máximo de 74 USD/MWh-mes en el año 2021 (Fenómeno El Niño) y un valor mínimo de 42 USD/MWh-mes en el año 2029 (Fenómeno de la niña).

Gráfica 48 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 6



El análisis del comportamiento de las emisiones de CO₂, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico. El valor calculado de las emisiones para 2030 es de 8.44 MTon CO₂ (Gráfica 49)

Gráfica 49 Emisiones CO₂ Generación Térmica. Escenario 6



2.4.11. ESCENARIO 7

Este escenario tiene como referencia el Escenario 0.1, en el cual se considera la entrada en operación de la primera fase del proyecto Hidroituango (1,200 MW). En este caso se considera un impuesto adicional a las plantas térmicas equivalente a 5 USD/Ton CO₂ emitida.

El objetivo de este escenario es determinar, a partir de las capacidades disponibles definidas en la Tabla 8 y con la ayuda del software OPTGEN, la expansión de mínimo costo (co-optimización de inversión y operación) y analizar el comportamiento de variables del sistema, tales como: confiabilidad, generación, costo marginal y emisiones, ante la aplicación del mencionado impuesto.

2.4.11.1. RESULTADOS ESCENARIO 7

A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

Este escenario presenta una expansión en capacidad instalada por recurso, igual a la del Escenario 1, diferenciándose en la fecha de entrada de las capacidades de expansión por recurso presentadas en las tablas de cronograma de expansión(Tabla 20 y Tabla 33). Por lo tanto, se mantienen los mismos porcentajes de participación por recursos definidos para el Escenario 1.

Gráfica 50 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 7

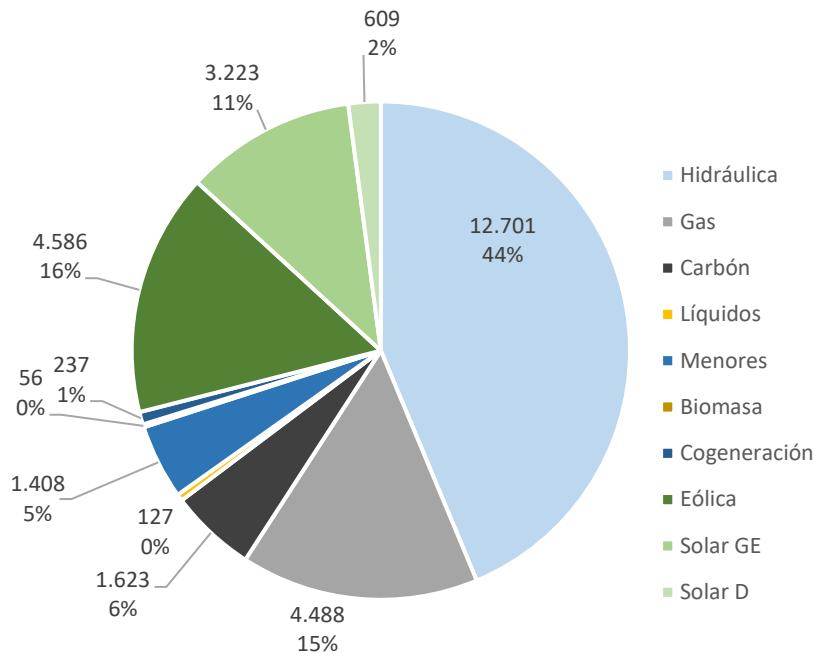


Tabla 32 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 7

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	1,200	380	12,701
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127
Menores	911	42	455	1,408
Biomasa	22	0	35	56
Cogeneración	117	0	120	237
Eólica	18	2,042	2,526	4,586
Geotérmica	0	0	0	0
Solar GE	18	713	2,492	3,223
Solar D	15	594	0	609
Total	17,660	5,391	6,008	29,059

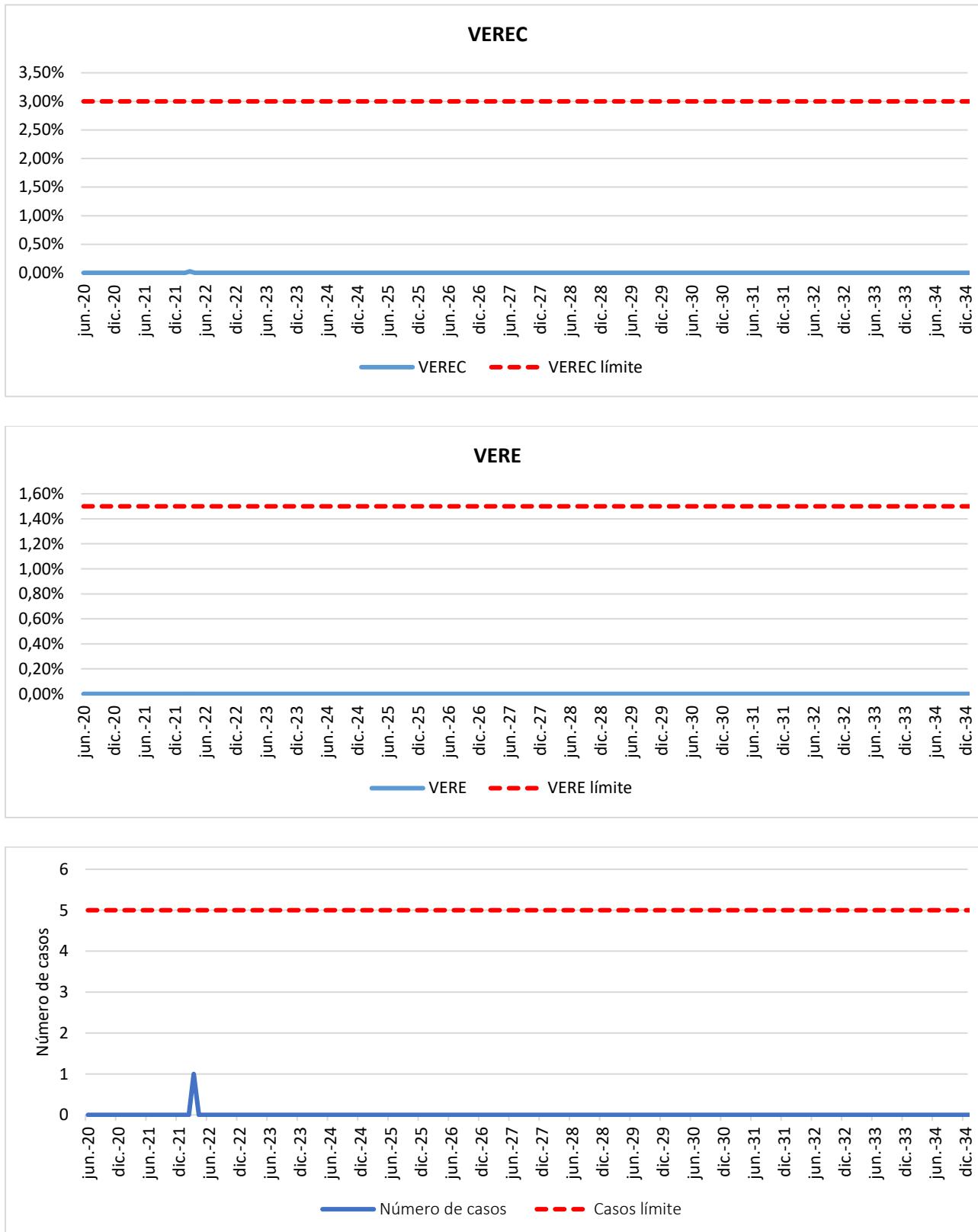
Tabla 33 Cronograma de Expansión. Escenario 7

Cargo por Confiabilidad y Subasta CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCHs	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		40								
2021							68		39	
2022	1,200	574				275	439			
2023		148				1,290				
Total	1,200	762	0	0	0	1,565	507	0	39	0

Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH's	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		50		42			10	4		
2021		-50		20			200	17		
2022							500	25		
2023						477		33		
2024							196	41		
2025								49		
2026								53		
2027						898		57		
2028						200		57		
2029				16	25	152		55		60
2030				189		408		49		
2031				20			1,000	49		
2032								40		60
2033	380			211	10	818	360	35		
2034						50	433	29		
Total	380	0	0	497	35	3,003	2,699	594	0	120

En la evaluación de los indicadores de confiabilidad se evidencia el cumplimiento de los índices VEREC, VERE y Número de Casos (Gráfica 51).

Gráfica 51 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 7



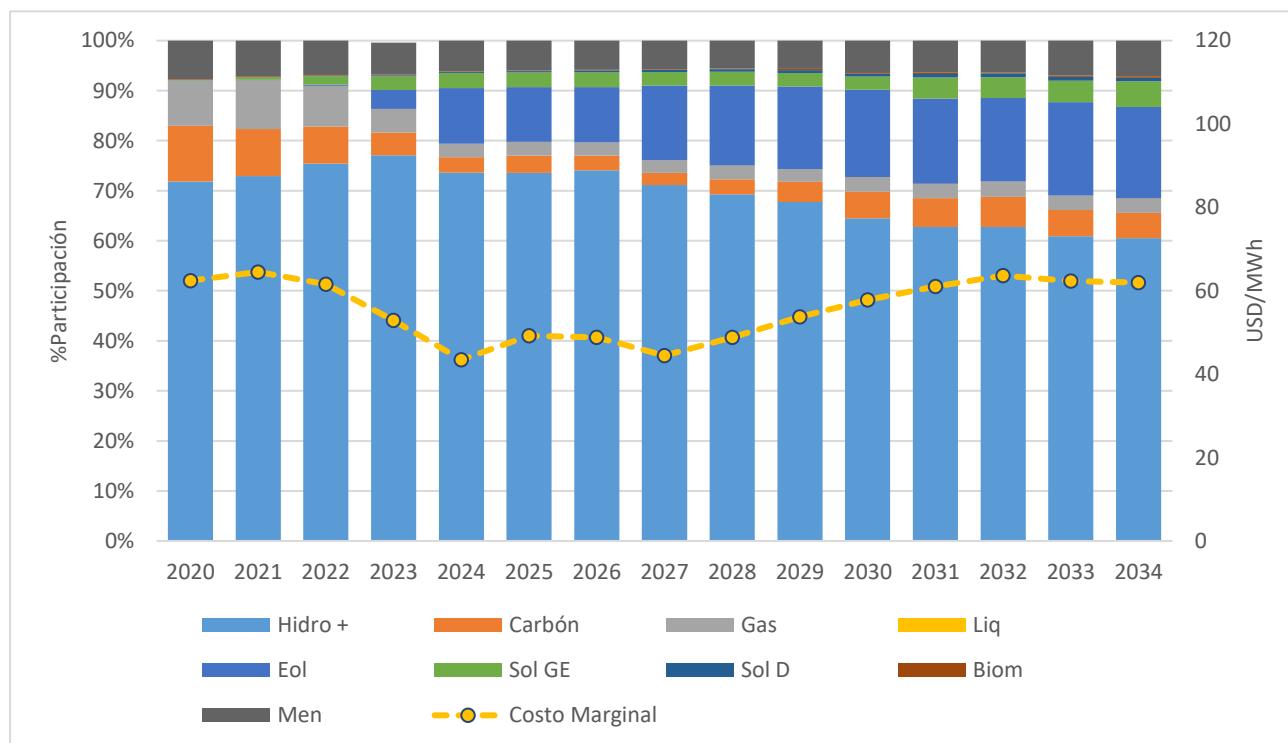
En la Gráfica 52 se presentan los resultados de la participación promedio en el abastecimiento de la demanda de la generación por recurso vs el costo marginal promedio. De estos resultados se resalta lo siguiente:

Este escenario presenta durante el período de análisis, un comportamiento y una participación por recurso similar a la del Escenario 1. En este sentido, la participación de la generación eólica y solar es del 15%, la generación hidro y térmica tienen una participación del 69% y 9% respectivamente.

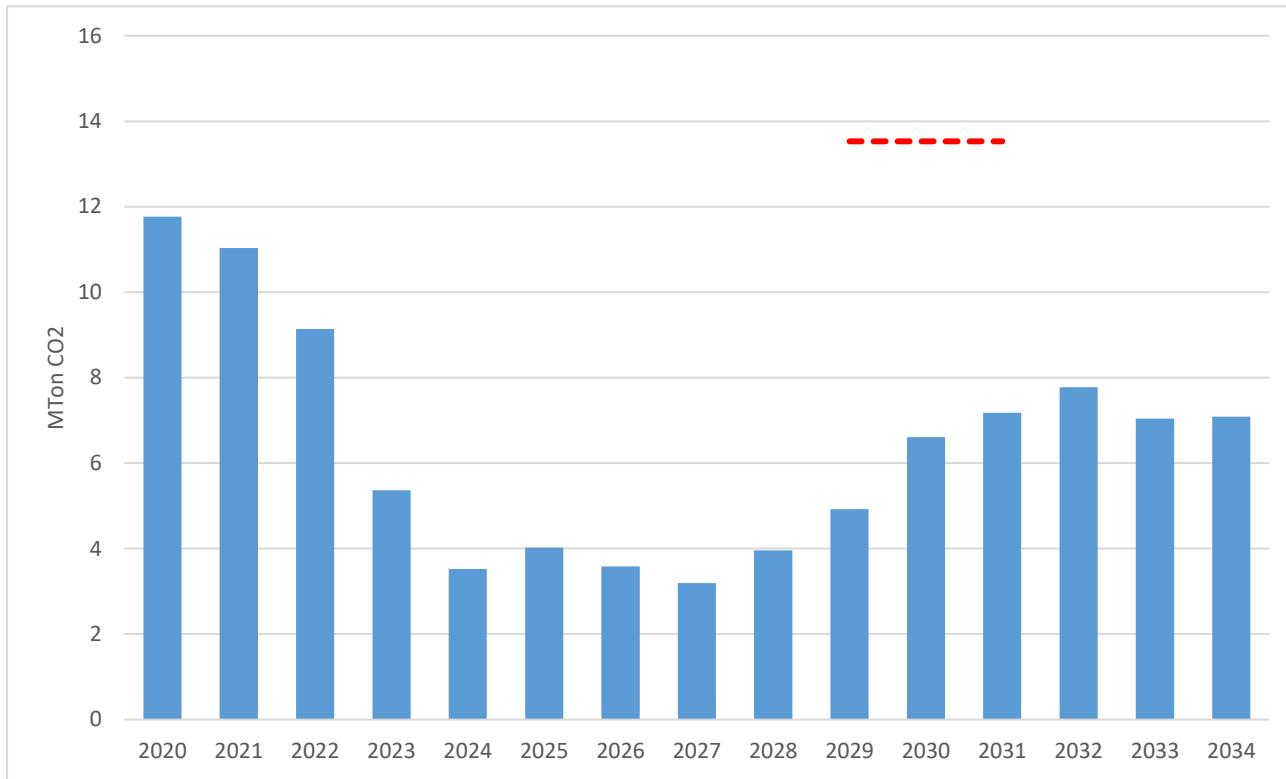
La diferencia con el Escenario 1 se presenta en el costo marginal, el cual presenta, para este escenario, un valor de 55.8 USD/MWh mes-año, siendo superior en un 8%, en comparación con el costo marginal del Escenario 1 (51.6 USD/MWh mes-año). Esto se debe principalmente a la inclusión del impuesto al CO₂, teniendo en cuenta que ambos escenarios presentan una participación similar de generación térmica.

Estos resultados también permiten concluir que la participación de la generación térmica en los escenarios 1 y 7 es la mínima que requiere el sistema para cumplir con la confiabilidad independiente de su costo.

Gráfica 52 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 7



El análisis del comportamiento de las emisiones de CO₂, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico. El valor calculado de las emisiones para 2030 es de 6.61 MTon CO₂ (Gráfica 53)

Gráfica 53 Emisiones CO₂ Generación Térmica. Escenario 7


2.4.12. ESCENARIO 8

Este escenario tiene como referencia el Escenario 0.2, en el cual se considera la entrada en operación de las dos fases del proyecto Hidroituango (2,400 MW). En este caso se considera un impuesto adicional a las plantas térmicas equivalente a 5 USD/Ton CO₂ emitida.

El objetivo de este escenario es determinar a partir de las capacidades disponibles definidas en la Tabla 8 y con la ayuda del software OPTGEN, la expansión de mínimo costo (co-optimización de inversión y operación) y, analizar el comportamiento de variables del sistema, tales como: confiabilidad, generación, costo marginal y emisiones, ante la aplicación del mencionado impuesto.

2.4.12.1. RESULTADOS ESCENARIO 8

A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

En la Gráfica 54 se presenta la conformación de la matriz de generación al final de período de análisis. Estos resultados muestran una distribución porcentual en la cual el recurso hidro tiene una participación del 50%, el 50% restante se distribuye de la siguiente forma: 23% recursos térmicos (gas, carbón, líquidos), 21% recurso eólico y solar y 6% para menores, biomasa y cogeneración.

En la columna “Expansión adicional” de la Tabla 34, se detallan las capacidades complementarias por recurso definidas con el modelo OPTGEN las cuales, sumadas con la expansión fija, representan un

incremento aproximado del 52% en la capacidad instalada, en comparación con la capacidad al inicio del período de estudio.

Este escenario presenta una expansión adicional (2,650 MW) similar a la del Escenario 2 (2,628 MW - Tabla 21). La diferencia corresponde a 18 MW de capacidad de menores y 4 MW de capacidad eólica y a la variación en la fecha de entrada de los diferentes recursos (Tabla 35).

Del total de la expansión adicional (2,650 MW), el 89% corresponde a capacidad eólica y solar y 11% a menores, biomasa y cogeneración. No se define nueva expansión hidro mayor ni térmica.

Gráfica 54 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 8

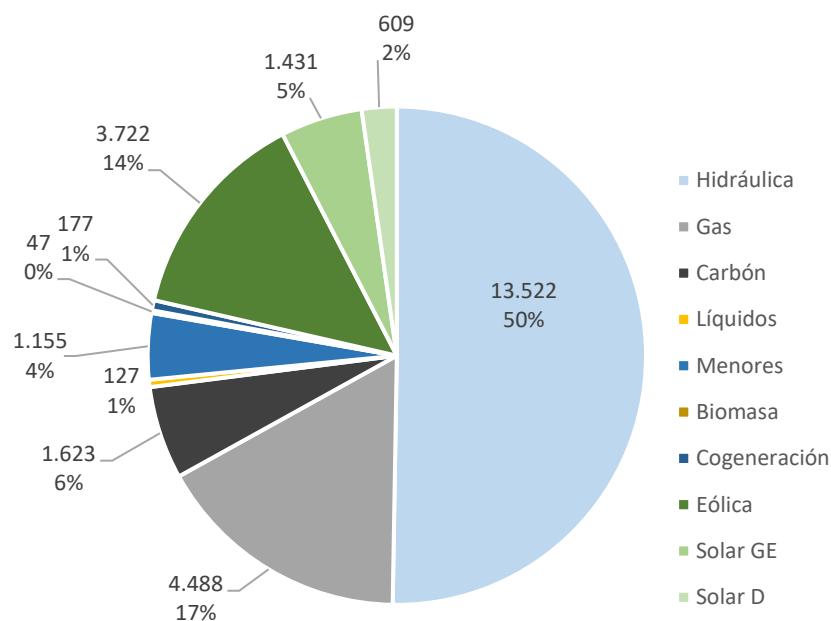


Tabla 34 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 8

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	2,400	0	13,522
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127
Menores	911	42	203	1,155
Biomasa	22	0	25	47
Cogeneración	117	0	60	177
Eólica	18	2,042	1,662	3,722

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Geotérmica	0	0	0	0
Solar GE	18	713	700	1,431
Solar D	15	594	0	609
Total	17,660	6,591	2,650	26,901

En la Tabla 35 se presenta el cronograma de entrada de la expansión definida para este escenario

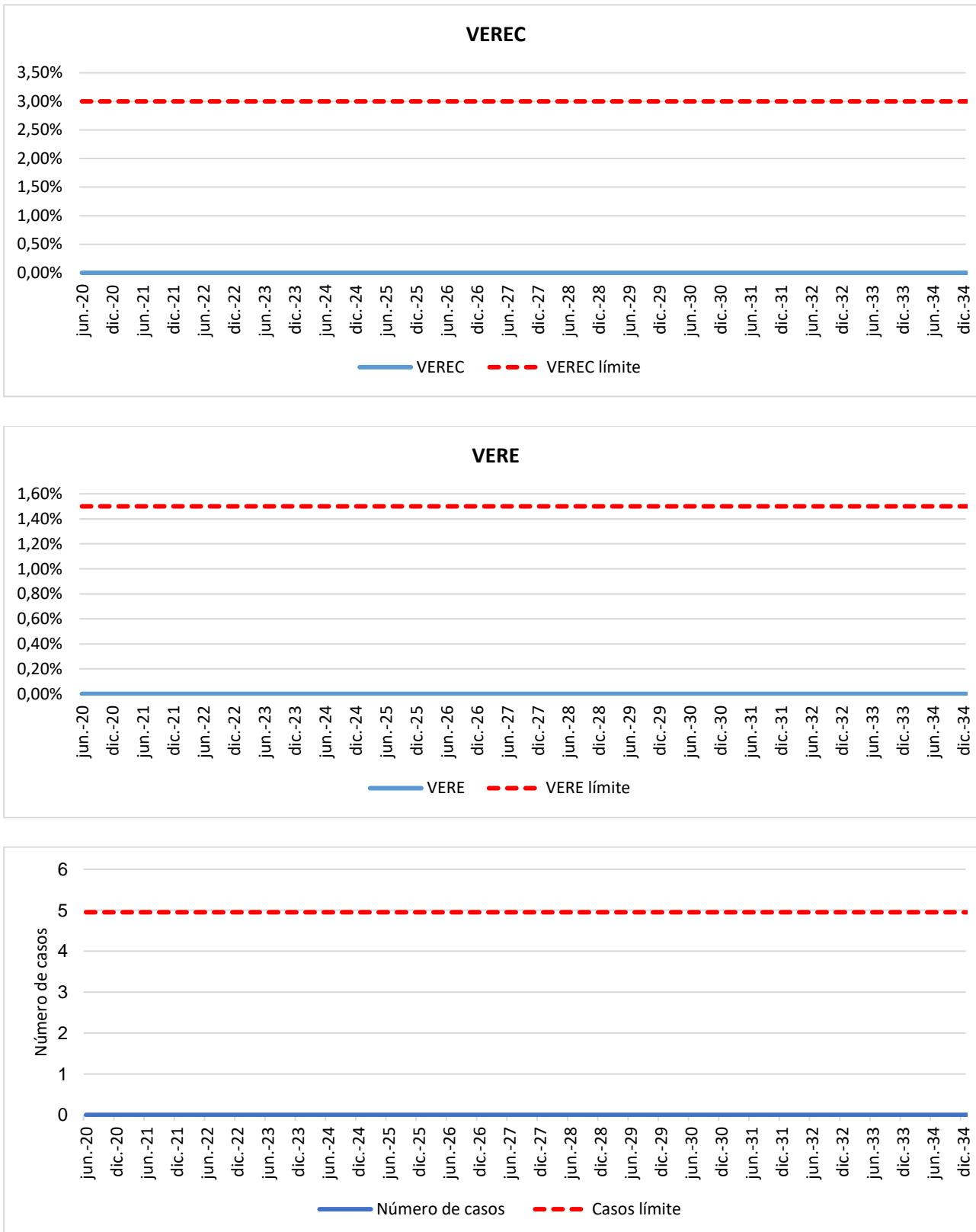
Tabla 35 Cronograma de Expansión. Escenario 8

Cargo por Confiabilidad y Subasta CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCHs	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		40								
2021							68		39	
2022	1,200	574				275	439			
2023		148				1,290				
Total	1,200	762	0	0	0	1,565	507	0	39	0

Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH's	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		50		42			10	4		
2021		-50						17		
2022								25		
2023					477			33		
2024	1,200						196	41		
2025								49		
2026								53		
2027								57		
2028					499			57		
2029								55		
2030					299			49		
2031					300			49		
2032								40		
2033						300		35		
2034			203	25	564	400	29			60
Total	1,200	0	0	244	25	2,139	906	594	0	60

En la evaluación de los indicadores de confiabilidad se evidencia el cumplimiento de los índices VEREC, VERE y Número de Casos (Gráfica 55).

Gráfica 55 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 8



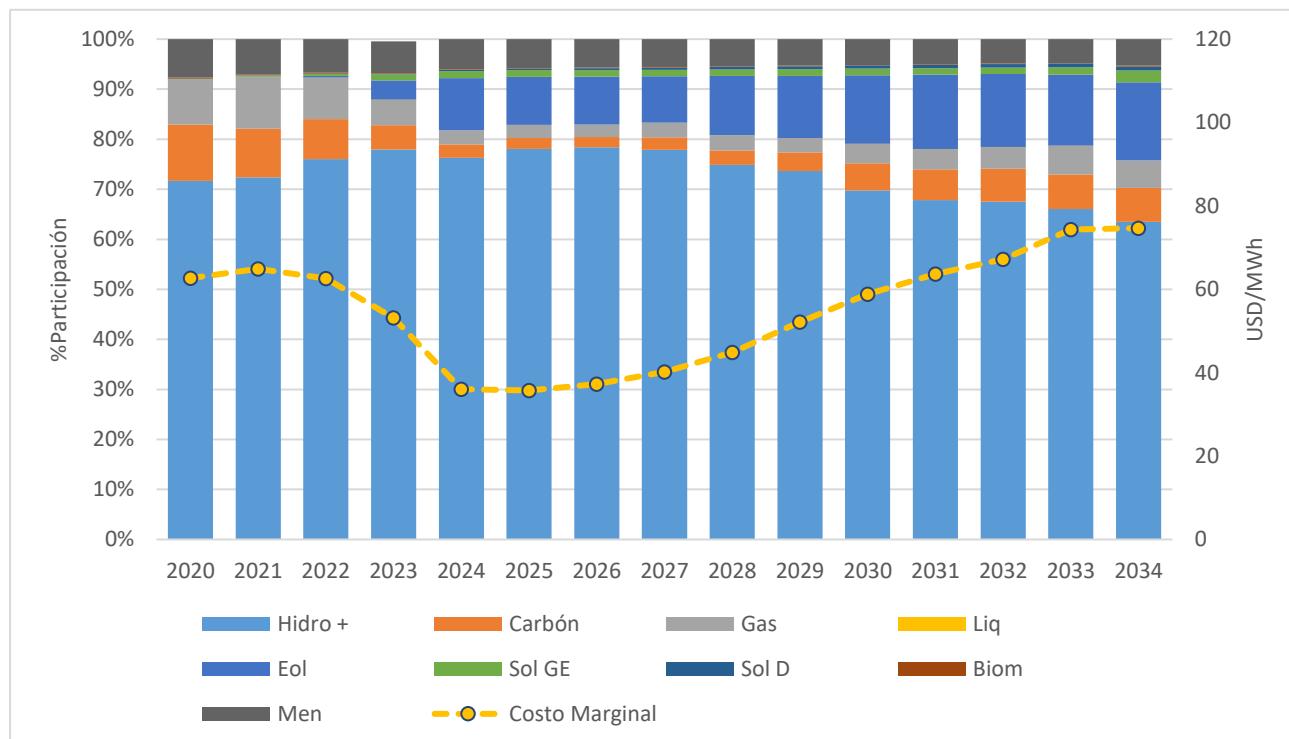
En la Gráfica 56 se presentan los resultados de la participación promedio en el abastecimiento de la demanda de la generación por recurso vs el costo marginal promedio. De estos resultados se resalta lo siguiente:

De igual forma a lo sucedido con los escenarios 1 y 7, el Escenario 8 presenta un comportamiento y una participación por recurso similar a la del Escenario 2. En este caso, la participación de la generación eólica y solar es del 11%, la generación hidro tiene una participación del 73% y la generación térmica alcanza una participación del 10.3%.

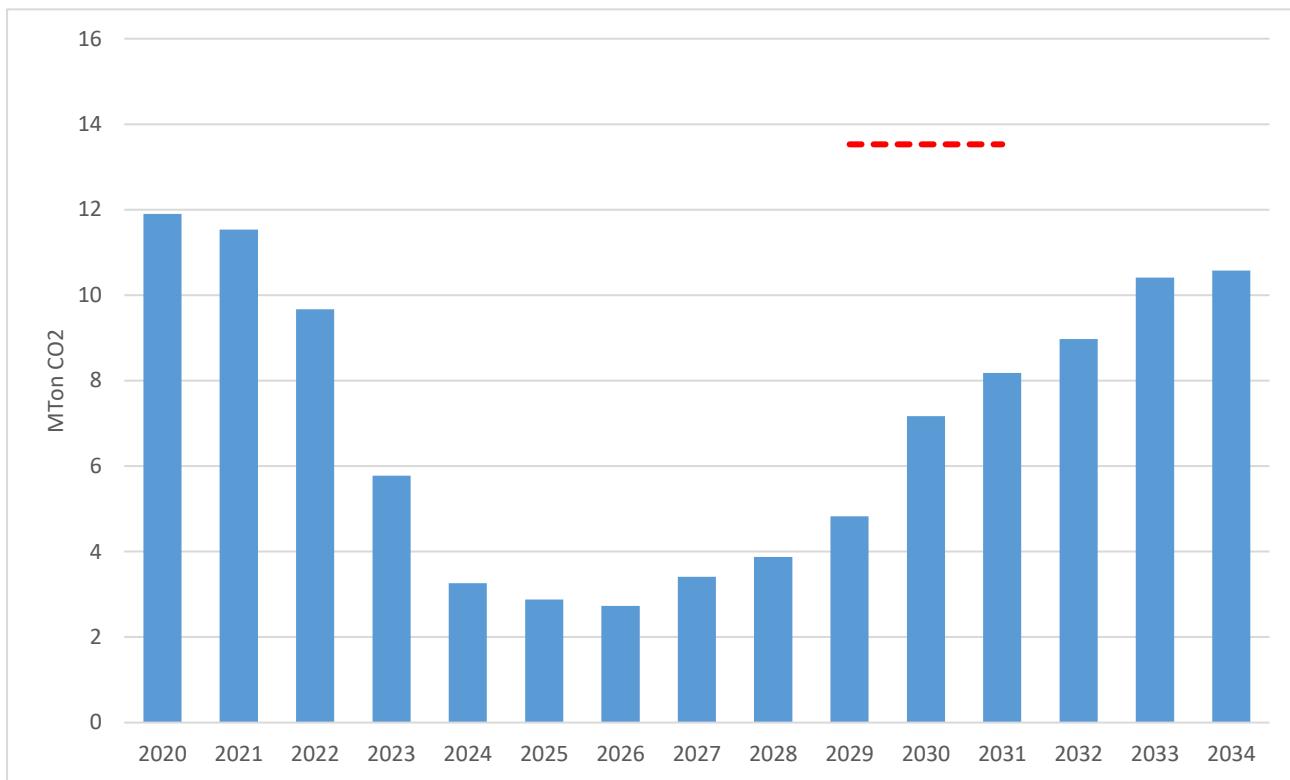
El costo marginal promedio para este escenario es de 55.2 USD/MWh-mes, el cual es superior en un 6%, en comparación con el costo marginal del Escenario 2 (52.2 USD/MWh-mes). Esto se debe principalmente a la inclusión del impuesto al CO₂, teniendo en cuenta que ambos escenarios presentan una participación similar de generación térmica.

De estos resultados se llega a la misma conclusión del Escenario 7 en el sentido que la participación de la generación térmica en los escenarios 2 y 8 es la mínima que requiere el sistema para cumplir con la confiabilidad independiente de su costo.

Gráfica 56 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 8



El análisis del comportamiento de las emisiones de CO₂, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico. El valor calculado de las emisiones para 2030 es de 7.17 MTon CO₂ (Gráfica 57)

Gráfica 57 Emisiones CO₂ Generación Térmica. Escenario 8


2.4.13. ESCENARIO 9

Este escenario tiene como referencia el Escenario 0.1, en el cual se considera la entrada en operación de la primera fase del proyecto Hidroituango (1,200 MW). En este caso se considera la aplicación de la versión 2 de la metodología propuesta en la guía de caudal ambiental a las plantas existentes que renuevan concesiones y a los nuevos proyectos hidroeléctricos.

La Guía de Caudal Ambiental es un documento desarrollado por el Ministerio de Ambiente en el cual se presenta una metodología de cálculo de los caudales que pueden ser aprovechados por parte de cualquier proyecto de uso de recursos hídricos (hidroelectricidad, riego, agua potable, etc.), utilizando criterios hidrológicos y ecológicos para el cálculo de los mencionados caudales. Para el caso de los escenarios 9 y 10, la aplicación de la guía se refleja en la disminución del caudal aprovechable de las plantas existentes a partir de la renovación de sus concesiones y también aplica para los nuevos proyectos hidroeléctricos a partir de la fecha de entrada en operación. Esta disminución no aplica para el proyecto Hidroituango.

El objetivo de este escenario es determinar a partir de las capacidades disponibles definidas en la Tabla 8 y con la ayuda del software OPTGEN, la expansión de mínimo costo (co-optimización de inversión y operación) y, analizar el comportamiento de variables del sistema, tales como: confiabilidad, generación, costo marginal y emisiones, ante la aplicación de la de la guía de caudal ambiental.

2.4.13.1. RESULTADOS ESCENARIO 9

A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

En la Gráfica 58 se presenta la conformación de la matriz de generación al final de período de análisis. Estos resultados muestran una distribución porcentual de la matriz en el siguiente orden: en primer lugar, se encuentra el recurso hidro con una participación aproximada del 43%, en segundo lugar, se encuentra el recurso eólico y solar, con una participación conjunta del 30% aproximadamente, en tercer lugar, están los recursos térmicos (gas, carbón, líquidos) con una participación del 21% y por último los recursos restantes (menores, biomasa, geotermia y cogeneración) que alcanzan una participación conjunta del 6%.

En la columna “Expansión adicional” de la Tabla 36, se detallan las capacidades complementarias por recurso definidas con el modelo OPTGEN, las cuales, sumadas con la expansión fija, representan un incremento aproximado del 70% en la capacidad instalada, en comparación con la capacidad al inicio del período de estudio. Este es el mayor crecimiento en capacidad instalada para los escenarios que consideran solo la primera fase del proyecto Hidroituango.

Del total de la expansión adicional (7,092 MW), el 83% corresponde a capacidad eólica y solar, 9% a menores, biomasa, cogeneración y geotermia y, el 8% restante a hidro mayor. No se define nueva expansión térmica (carbón y gas).

Es de resaltar que este es el único escenario donde se define la incorporación del recurso geotérmico (50 MW) en la matriz de generación.

Gráfica 58 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 9

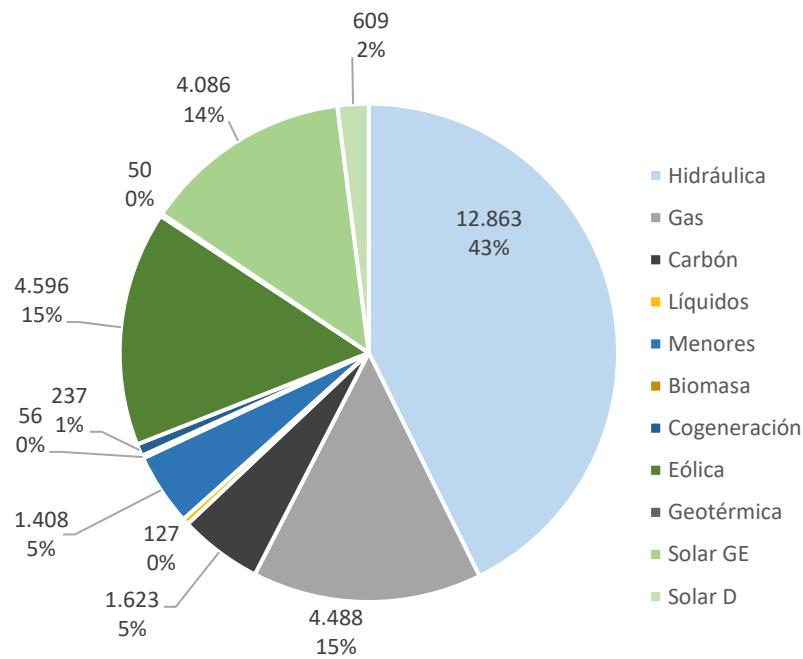


Tabla 36 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 9

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	1,200	541	12,863
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127
Menores	911	42	455	1,408
Biomasa	22	0	35	56
Cogeneración	117	0	120	237
Eólica	18	2,042	2,536	4,596
Geotérmica	0	0	50	50
Solar GE	18	713	3,355	4,086
Solar D	15	594	0	609
Total	17,660	5,391	7,092	30,143

En la

Tabla 37 se presenta el cronograma de entrada de la expansión definida para este escenario

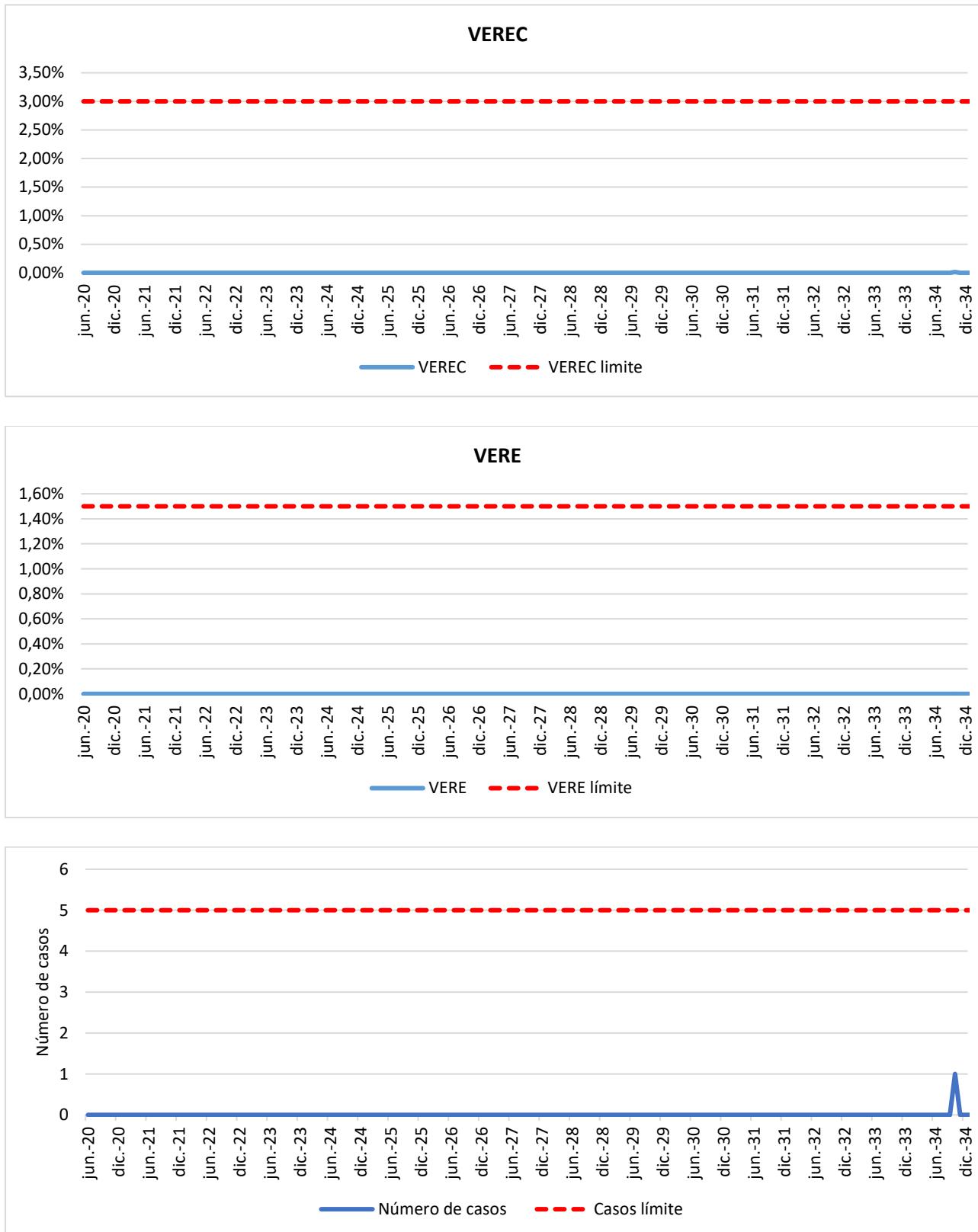
Tabla 37 Cronograma de Expansión. Escenario 9

Cargo por Confiabilidad y Subasta CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		40								
2021							68		39	
2022	1,200	574				275	439			
2023		148				1,290				
Total	1,200	762	0	0	0	1,565	507	0	39	0

Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Geotérmica	Cogeneración
2020		50		42			10	4		
2021		-50		20			600	17		
2022			59			32	700	25		
2023						477		33		
2024							196	41		
2025								49		
2026								53		
2027						1,250		57		
2028			24	25	376			57		60
2029				122				55		
2030	226		20				400	49		
2031	81		211	10	868	793		49		60
2032	234				10		160	40		
2033							603	35		
2034							100	29	50	
Total	541	0	0	497	35	3,013	3,561	594	50	120

En la evaluación de los indicadores de confiabilidad se evidencia el cumplimiento de los índices VEREC, VERE y Número de Casos (Gráfica 59).

Gráfica 59 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 9

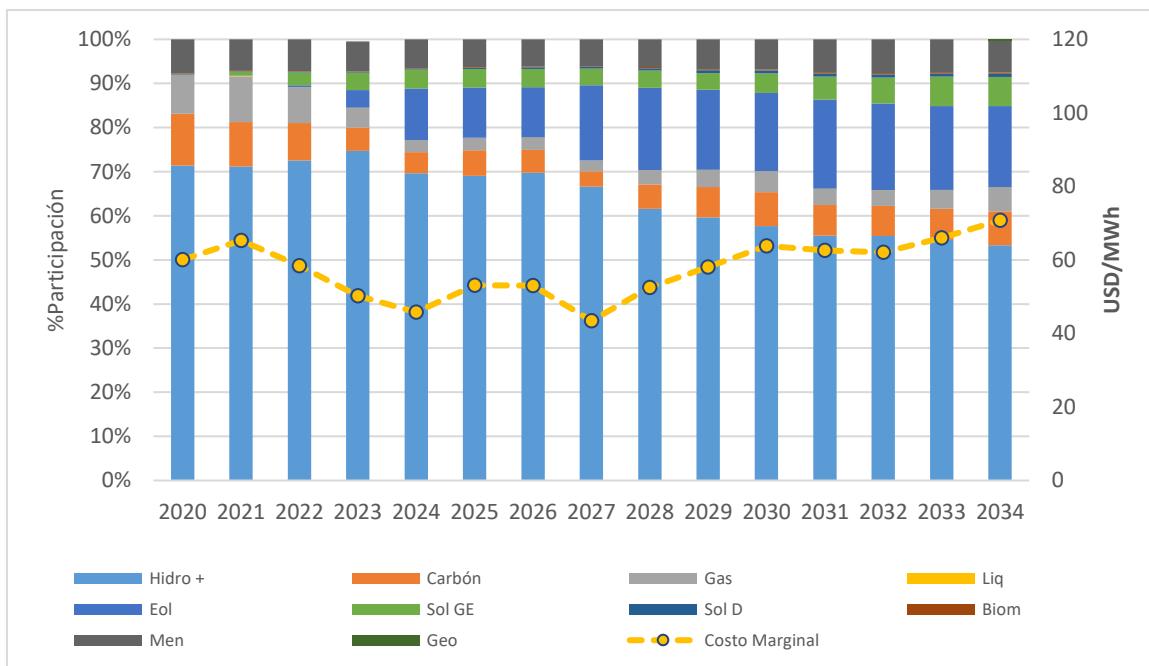


En la Gráfica 60 se presentan los resultados de la participación promedio en el abastecimiento de la demanda de la generación por recurso vs el costo marginal promedio. De estos resultados se resalta lo siguiente:

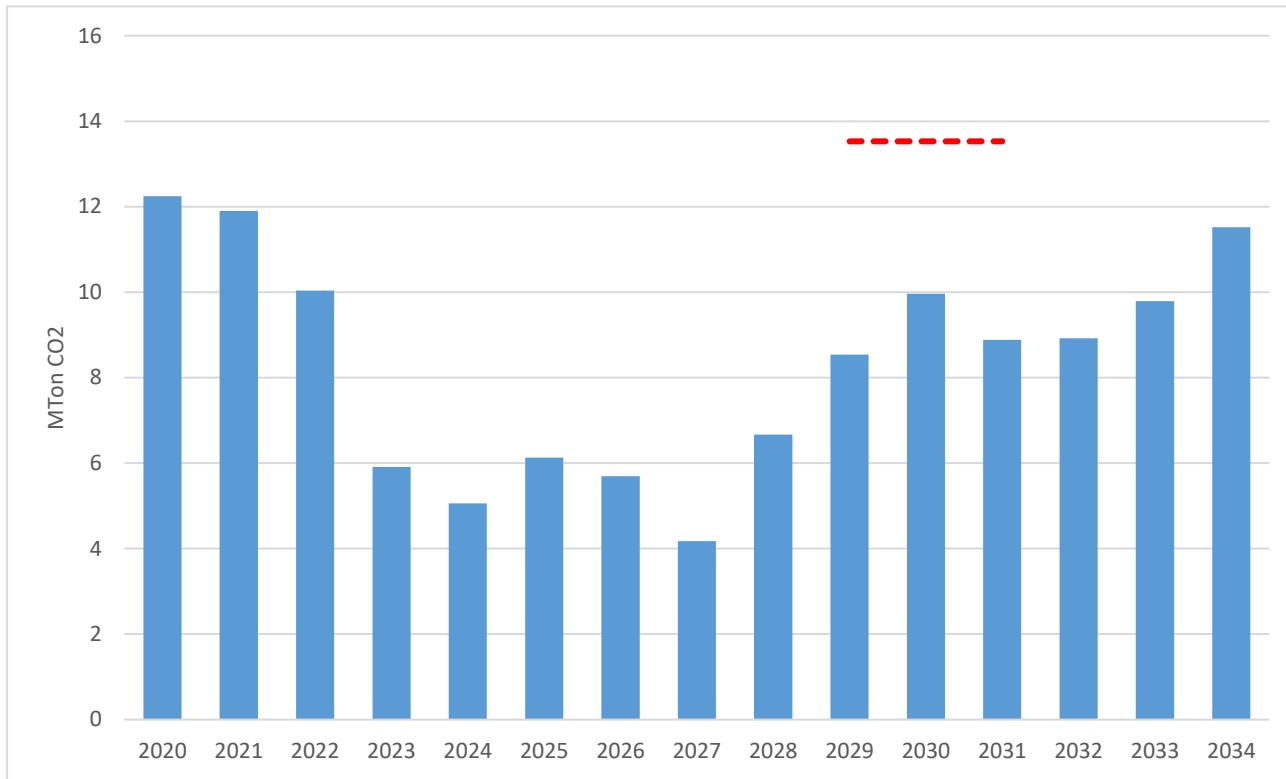
Con la aplicación de la metodología de caudal ambiental a los nuevos proyectos hidroeléctricos y renovación de concesiones de plantas existentes, el recurso hidro alcanza una participación del 64% durante el horizonte de análisis. Esta es la menor participación del recurso hidro en el abastecimiento de la demanda comparando con los demás escenarios desarrollados. En cambio, el recurso eólico y solar con un 17% y el recurso térmico con un 11.7%, alcanzan su mayor participación en el abastecimiento de la demanda entre los escenarios impares desarrollados (Escenarios 1 a 9).

El costo marginal para este escenario es de 57.5 USD/MWh mes, siendo este el mayor valor promedio de costo marginal (para el período de análisis) entre los escenarios 1 a 10.

Gráfica 60 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 9



El análisis del comportamiento de las emisiones de CO₂, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico. El valor calculado de las emisiones para 2030 es de 9.96 MTon CO₂ (Gráfica 61)

Gráfica 61 Emisiones CO₂ Generación Térmica. Escenario 9


2.4.14. ESCENARIO 10

Este escenario tiene como referencia el Escenario 0.2, en el cual se considera la entrada en operación de las dos fases del proyecto Hidroituango (2,400 MW). En este caso se considera la aplicación de la versión 2 de la metodología propuesta en la guía de caudal ambiental a las plantas existentes que renuevan concesiones y a los nuevos proyectos hidroeléctricos.

El objetivo de este escenario es determinar a partir de las capacidades disponibles definidas en la Tabla 8 y con la ayuda del software OPTGEN, la expansión de mínimo costo (co-optimización de inversión y operación) y, analizar el comportamiento de variables del sistema, tales como: confiabilidad, generación, costo marginal y emisiones, ante la aplicación de la guía de caudal ambiental.

2.4.14.1. RESULTADOS ESCENARIO 10

A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

En la Gráfica 62 se presenta la conformación de la matriz de generación al final de período de análisis. Estos resultados muestran una distribución porcentual en la cual el recurso hidro tiene una participación del 46%, 28% para el recurso eólico y solar, 20% recursos térmicos, y 6% para menores, biomasa y cogeneración.

En la columna “Expansión adicional” de la Tabla 38, se detallan las capacidades complementarias por recurso definidas con el modelo OPTGEN, las cuales, sumadas con la expansión fija, representan un incremento

aproximado del 72% en la capacidad instalada, en comparación con la capacidad al inicio del período de estudio. Este es el mayor crecimiento en capacidad instalada para los escenarios que consideran la entrada de las dos fases del proyecto Hidroituango (escenarios pares).

Del total de la expansión adicional (6,053 MW), el 83% corresponde a capacidad eólica y solar y 10% a menores, biomasa y cogeneración y, el 7% restante a hidro mayor. No se define nueva expansión térmica.

Gráfica 62 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 10

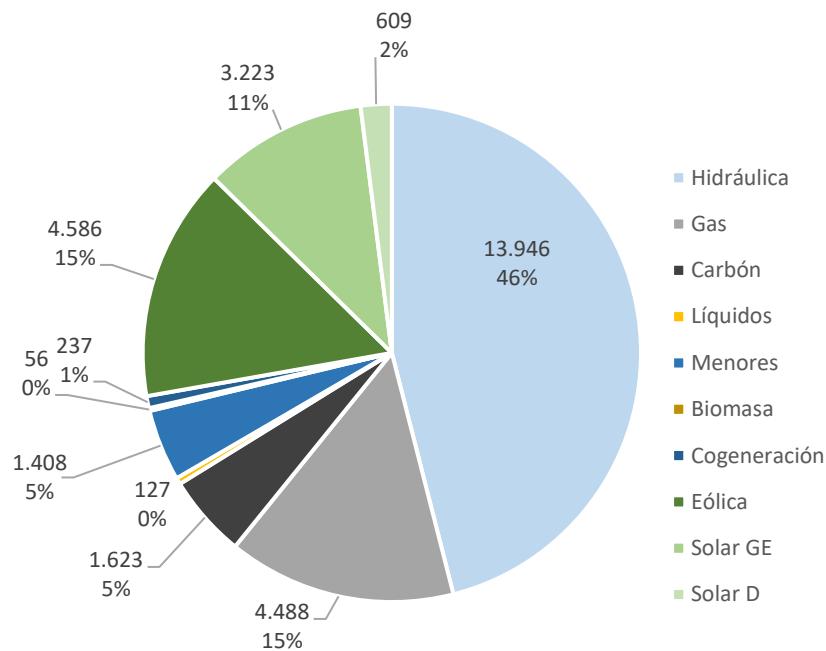


Tabla 38 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 10

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	2,400	425	13,946
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127
Menores	911	42	455	1,408
Biomasa	22	0	35	56
Cogeneración	117	0	120	237
Eólica	18	2,042	2,526	4,586
Geotérmica	0	0	0	0
Solar GE	18	713	2,492	3,223
Solar D	15	594	0	609
Total	17,660	6,591	6,053	30,304

En la Tabla 39 se presenta el cronograma de entrada de la expansión definida para este escenario

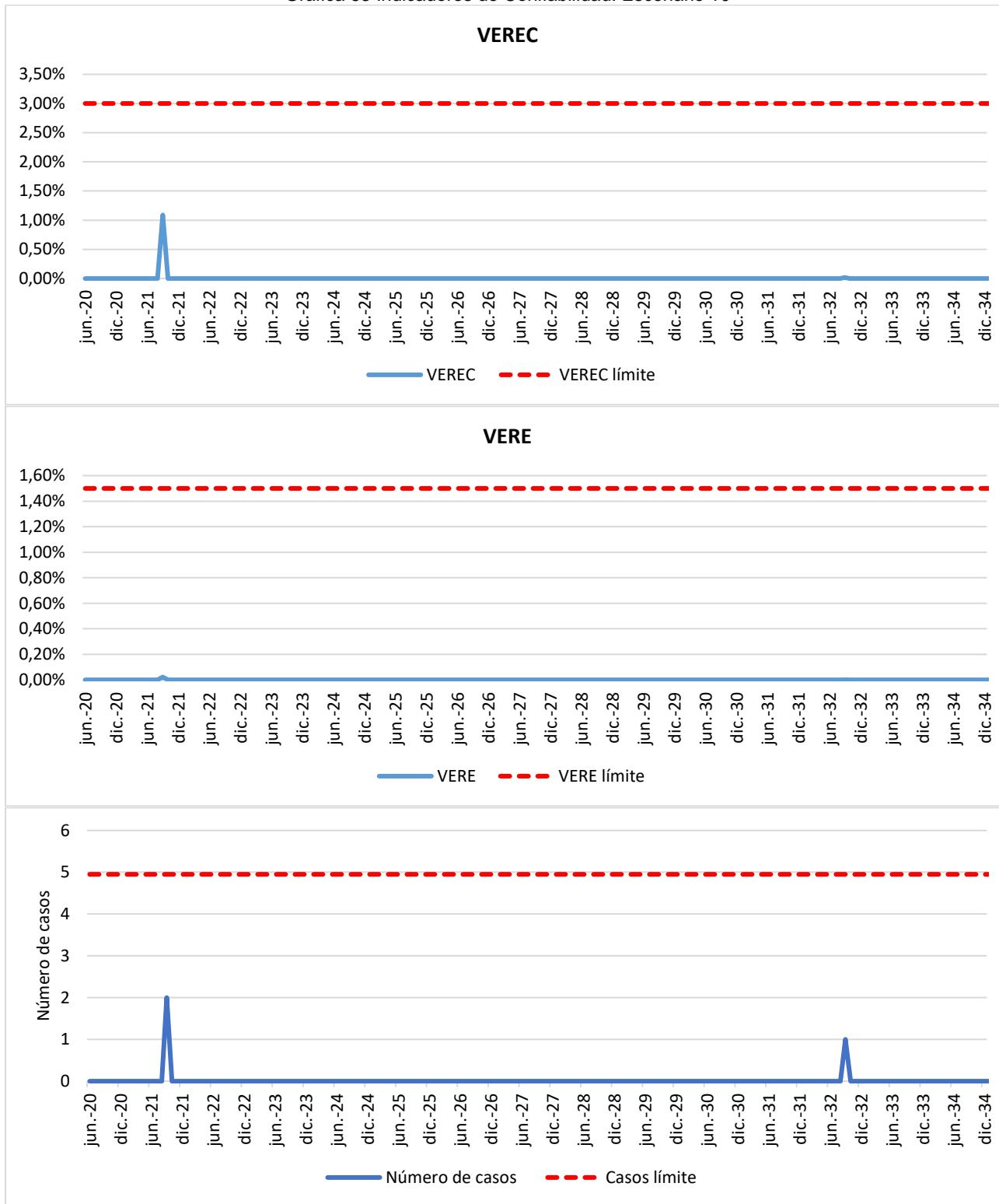
Tabla 39 Cronograma de Expansión. Escenario 10

Cargo por Confiabilidad y Subasta CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		40								
2021						68			39	
2022	1,200	574			275		439			
2023		148			1,290					
Total	1,200	762	0	0	0	1,565	507	0	39	0

Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		50		42			10	4		
2021		-50						17		
2022								25		
2023					477			33		
2024	1,200						196	41		
2025								49		
2026								53		
2027					499			57		
2028					299			57		
2029					100			55		
2030					352	300	49			
2031			224	25	408	400	49			60
2032						1,000	40			
2033	380		231	10	718	50	35			60
2034	45				150	743	29			
Total	1,625	0	0	497	35	3,003	2,699	594	0	120

En la evaluación de los indicadores de confiabilidad se evidencia el cumplimiento de los índices VEREC, VERE y Número de Casos (Gráfica 63). En este caso, se presentan tres series con déficit (Series 43, 91, 93), las cuales no ocasionan incumplimiento de los indicadores de confiabilidad. Estas series presentan un déficit en el mes de septiembre en los años 2021 y 2032, al igual que en los escenarios de referencia (01 y 0.2), estos déficits son ocasionados por las restricciones modeladas para la generación hidro mayor, sumado con la disminución de caudales aprovechables definida para este escenario.

Gráfica 63 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 10



En la Gráfica 64 se presenta la participación por tecnología de la generación versus el costo marginal promedio. De estos resultados se resalta lo siguiente.

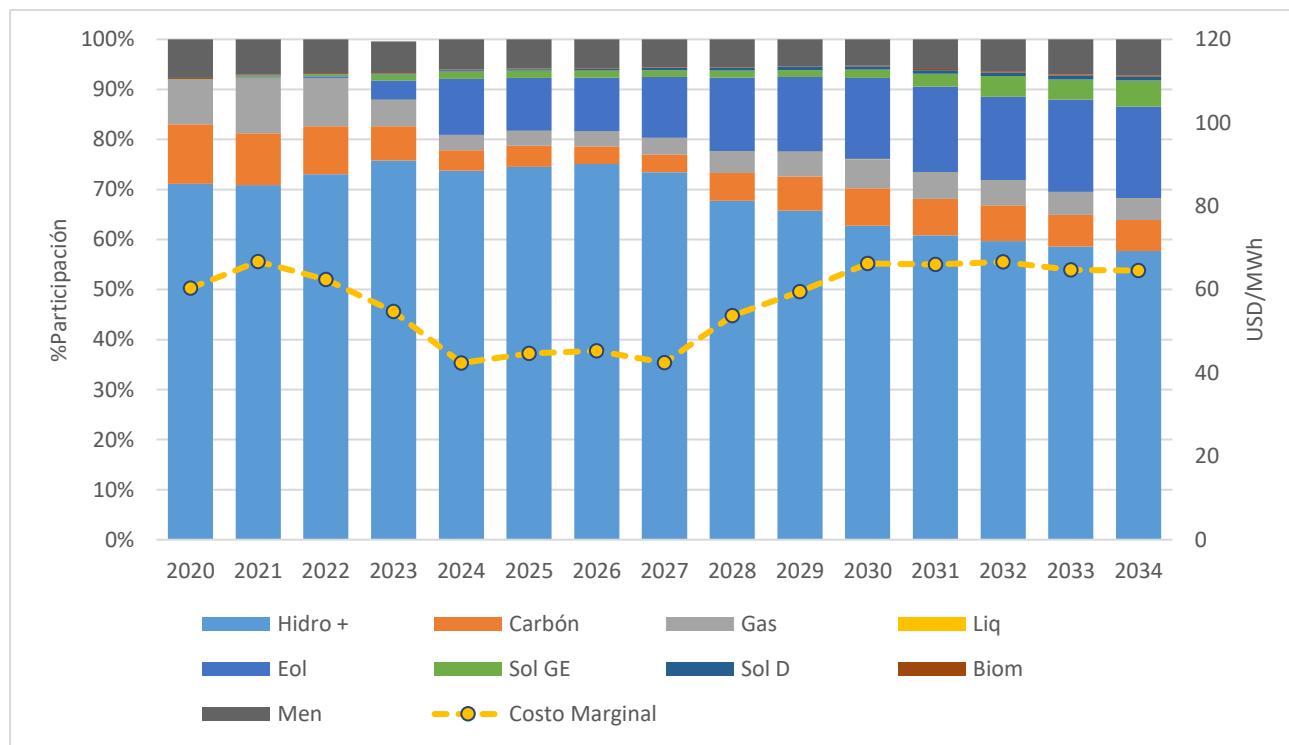
De forma similar a lo ocurrido en el Escenario 9, la aplicación, de la metodología de caudal ambiental a los nuevos proyectos hidroeléctricos y renovación de concesiones de plantas existentes causa que este escenario sea el de menor participación del recurso hidro (67.8%) entre los escenarios pares (escenarios 2 a 10)

El recurso térmico y el recurso eólico y solar alcanzan su mayor participación entre los escenarios pares con unos porcentajes del 12.2% y 13.3% respectivamente.

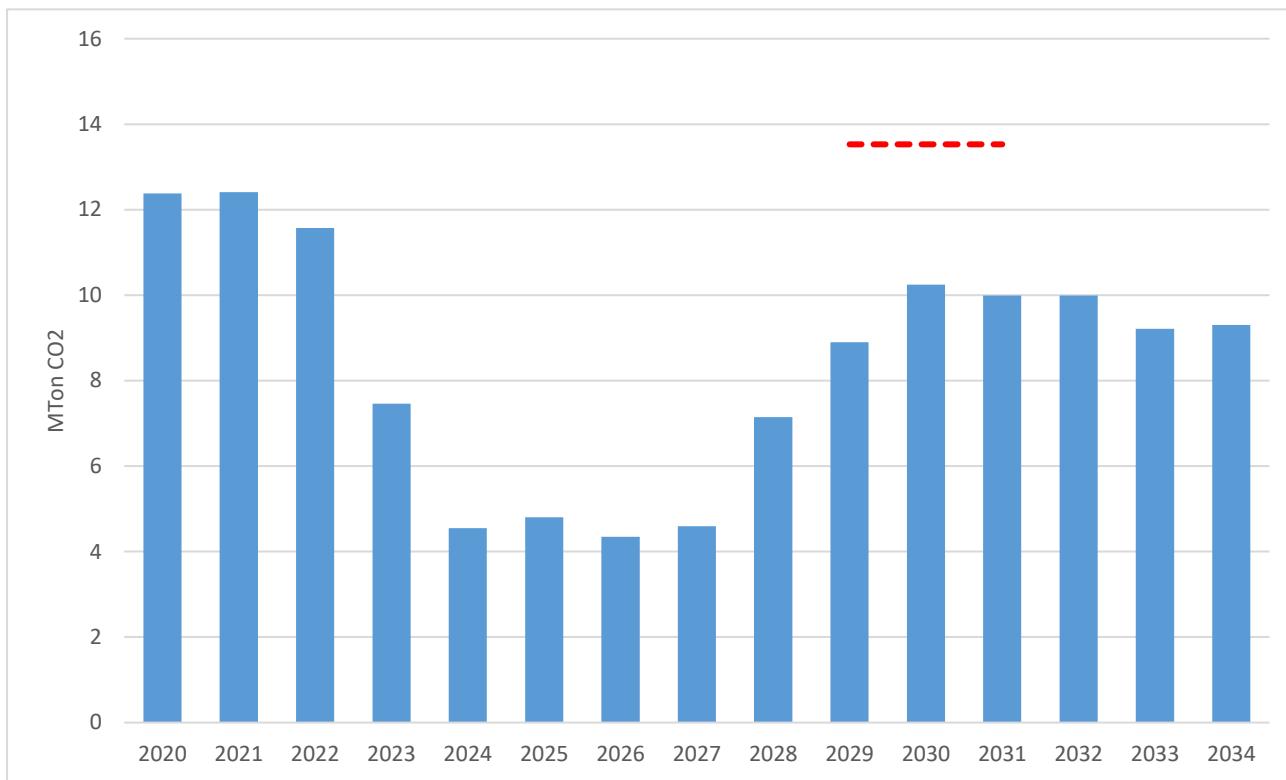
El costo marginal promedio para este escenario es de 57.1 USD/MWh mes, que es el mayor valor de costo marginal entre los escenarios pares.

Los resultados de los escenarios 9 y 10 permiten concluir que la aplicación de la guía de caudal ambiental a las plantas y proyectos hidroeléctricos puede ocasionar, en el sector eléctrico, un impacto igual o mayor que el producido por un Fenómeno El Niño.

Gráfica 64 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 10



El análisis del comportamiento de las emisiones de CO₂, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico. El valor calculado de las emisiones para 2030 es de 10.25 MTon CO₂ (Gráfica 65)

Gráfica 65 Emisiones CO₂ Generación Térmica. Escenario 10


2.4.15. ESCENARIO DE MUY LARGO PLAZO 1

La extensión del período de análisis hasta el año 2050 se hizo con el objetivo de desarrollar un escenario que de una señal de expansión en un horizonte de tiempo acorde con el Plan Energético Nacional. Este escenario tiene como base el Escenario 1, a partir del cual, con la ayuda del software OPTGEN, se determina la expansión adicional para el horizonte 2035-2050.

Para el desarrollo de este escenario se tienen las siguientes consideraciones adicionales:

- Se amplía el portafolio de proyectos disponibles (Tabla 40). Se ha modificado el CAPEX y la eficiencia de los proyectos del portafolio de acuerdo con las proyecciones internacionales de costos de capital y factor de planta esperados para las diferentes tecnologías en el muy largo plazo.

Tabla 40 Portafolio disponible Escenario MLP

Tecnología	Capacidad [MW]
Biomasa	350
Carbón	1,110
Cogeneración	120
Eólico	2,744
Eólico Offshore	2,000
Gas	1180

Tecnología	Capacidad [MW]
Geotermia	600
Hidro	780
Menores	139
Nuclear	300
Solar	6,880
Total	16,203

- Se amplía la proyección de demanda. Se estima la demanda para cubrir todo el periodo de análisis de acuerdo con las tendencias presentadas en el Plan Energético Nacional.
- Se amplía la proyección de precios de combustible. Se toma como referencia Proyección de precios de combustibles de gas natural y GLP, carbón y combustibles líquidos. Revisión junio de 2020.

2.4.15.1. RESULTADOS ESCENARIO MLP 1

A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) generación por tecnología, iii) costo marginal y iv) emisiones.

En la Tabla 41 se presentan los resultados de la expansión por recurso definida para el período 2035-2050. De estos resultados se destaca lo siguiente:

Al finalizar el periodo de análisis, la capacidad instalada es de 44,144 MW, lo que equivale a un incremento del 150%, en comparación con la capacidad base.

Los recursos de mayor crecimiento son el eólico y solar, los cuales suman un total de 20,240 MW lo que equivale a una participación aproximada del 46% en la matriz de generación al año 2050.

La generación hidro mayor y térmica alcanzan una participación aproximada del 48% en la matriz de generación al año 2050.

Se resalta la expansión en generación térmica (1,210 MW), esto teniendo en cuenta que no se define nueva capacidad térmica en ninguno de los escenarios a 2034 (Escenarios 1 a 10).

También es de destacar la expansión en generación eólica offshore (2,000 MW) y Geotermia (600 MW), las cuales, debido a sus costos, no se encuentran presente en el corto y mediano plazo.

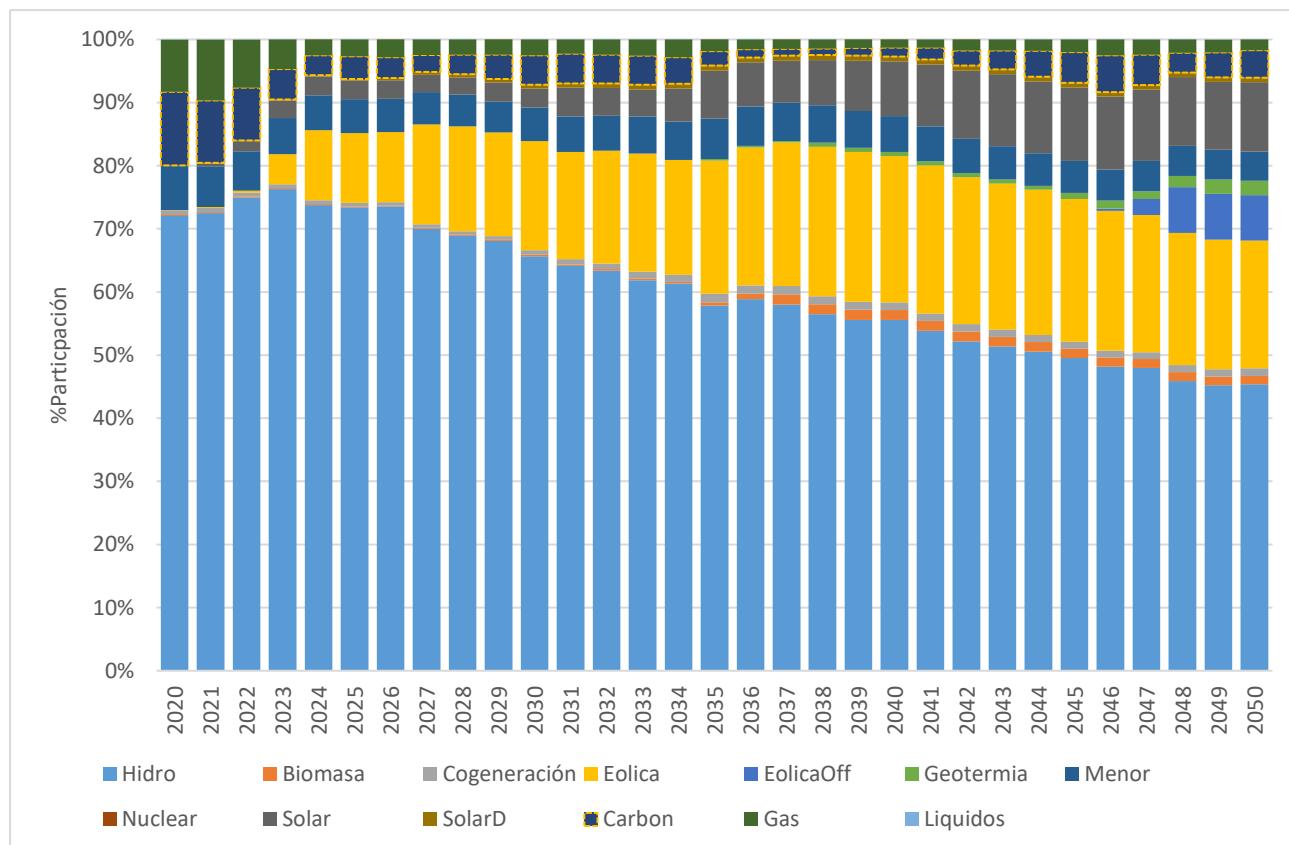
Tabla 41 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario MLP 1

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Escenario 1	Expansión 2035-2050	Total [MW]	Participación [%]
Hidráulica	11,122	1,200	380	844	13,546	30.7%
Gas	3,726	762	0	350	4,838	11.0%
Carbón	1,623	0	0	860	2,483	5.6%
Líquidos	88	39	0	0	127	0.3%

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Escenario 1	Expansión 2035-2050	Total [MW]	Participación [%]
Menores	911	42	455	139	1,547	3.5%
Biomasa	22	0	35	350	406	0.9%
Cogeneración	117	0	120	120	357	0.8%
Eólica	18	2,042	2,526	2,744	7,330	16.6%
Geotérmica	0	0	0	600	600	1.4%
Solar GE	18	713	2,492	7,078	10,301	23.3%
Solar D	15	594	0	0	609	1.4%
Eólica Offshore	0	0	0	2,000	2,000	4.5%
Total	17,660	5,391	6,008	15,085	44,144	100%

En la Gráfica 66 se presenta la participación por tecnología de la generación anual. De estos resultados se resalta que para el año 2050, la generación hidro mayor y térmica, alcanzan una participación del 51%, la generación eólica y solar suman una participación del 40% y los recursos restantes llegan a una participación conjunta del 9%.

Gráfica 66 Generación por recurso. Escenario MLP 1



2.4.16. ESCENARIO DE MUY LARGO PLAZO 2

La extensión del período de análisis hasta el año 2050 se realizó con el objetivo de identificar señales y la orientación de expansión en un horizonte de tiempo acorde con el Plan Energético Nacional. El análisis tiene como base el Escenario 2, a partir del cual, con la ayuda del software OPTGEN, se determina la expansión adicional para el horizonte 2035-2050.

Para el desarrollo de este análisis se tienen en cuenta las mismas consideraciones adicionales definidas para el Escenario MLP 1, en cuanto a portafolio de proyectos disponibles, proyección de demanda y proyección de precios de combustibles.

2.4.16.1. RESULTADOS ESCENARIO MLP 2

A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) generación por tecnología, iii) costo marginal y iv) emisiones.

En la Tabla 42 se presentan los resultados de la expansión por recurso definida para el período 2035-2050. De estos resultados se destaca lo siguiente:

Al finalizar el periodo de análisis, la capacidad instalada es de 42,099 MW, lo que equivale a un incremento del 138%, en comparación con la capacidad base.

En este escenario, al igual que en el Escenario MPL1, los recursos de mayor crecimiento son el eólico y solar, los cuales suman un total de 17,761 MW lo que equivale a una participación aproximada del 42% en la matriz de generación al año 2050. En el crecimiento del recurso eólico se destaca la expansión de 2,000 MW en generación eólica offshore.

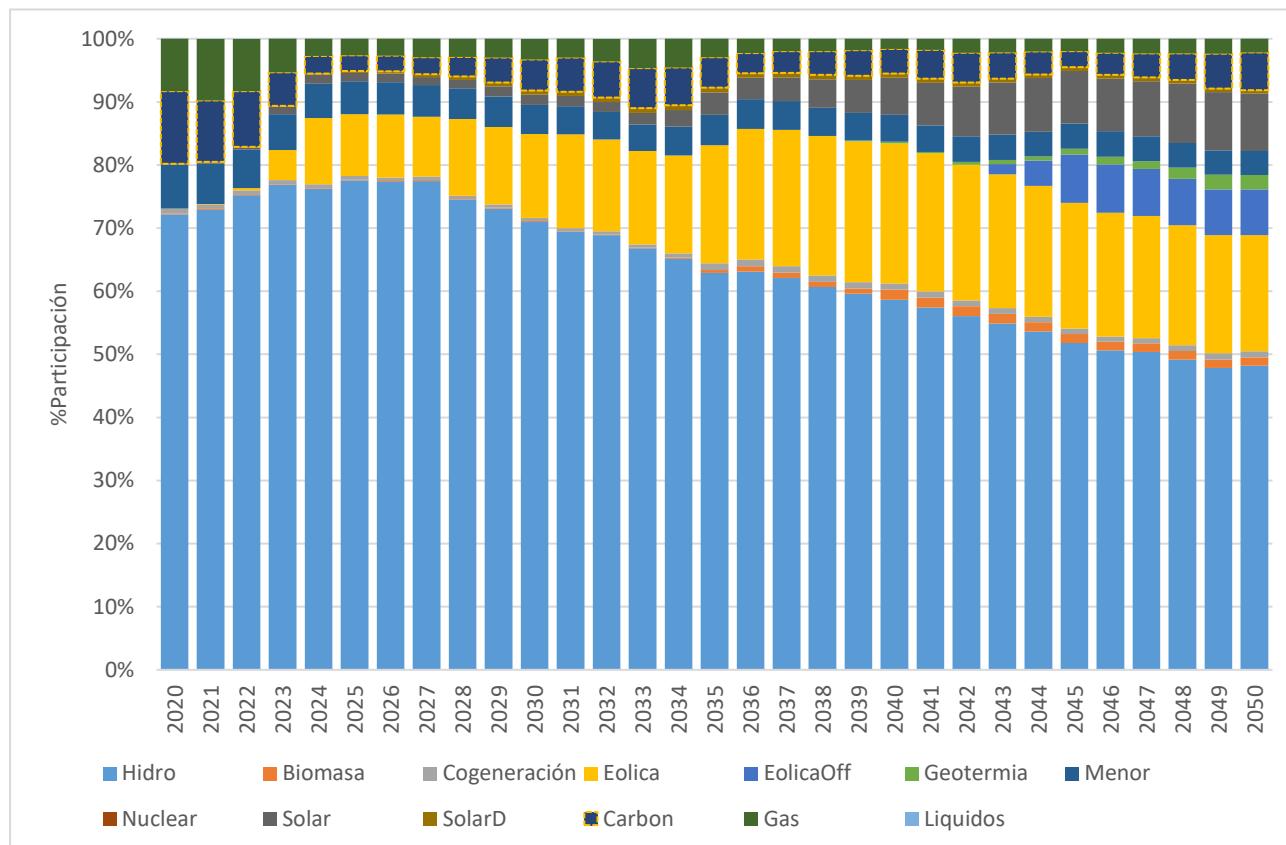
La generación hidro mayor y térmica alcanzan una participación aproximada del 52% en la matriz de generación al año 2050. De igual forma que en el Escenario MLP1, se destaca la expansión de 1,210 MW en generación térmica.

Tabla 42 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario MLP 2

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Escenario 2	Expansión 2035-2050	Total [MW]	Participación
Hidráulica	11,122	2,400	0	798	14,320	34.01%
Gas	3,726	762	0	350	4,838	11.49%
Carbón	1,623	0	0	860	2,483	5.90%
Líquidos	88	39	0	0	127	0.30%
Menores	911	42	185	139	1,277	3.03%
Biomasa	22	0	25	350	397	0.94%
Cogeneración	117	0	60	120	297	0.70%
Eólica	18	2,042	1,658	2,744	6,462	15.35%
Geotérmica	0	0	0	600	600	1.43%
Solar GE	18	713	700	7,080	8,511	20.22%
Solar D	15	594	0	179	788	1.87%
Eólica Offshore	0	0	0	2,000	2,000	4.75%
Total	17,660	6,591	2,628	15,220	42,099	100.00%

En la Gráfica 67 se presenta la participación por tecnología de la generación. De estos resultados se resalta que para el año 2050, la generación hidro mayor y térmica, alcanzan una participación del 57%, la participación de la generación eólica y solar es del 36% y los recursos restantes llegan a una participación conjunta del 7%.

Gráfica 67 Generación por recurso. Escenario MLP 2



2.4.17. RESUMEN DE RESULTADOS

En la Tabla 43 se presenta el resumen de expansión por tecnología de cada uno de los escenarios expuestos anteriormente. A la derecha se presenta la capacidad instalada base y la expansión fija, la cual es la misma para todos los escenarios evaluados dependiendo de la consideración de Hidroituango.

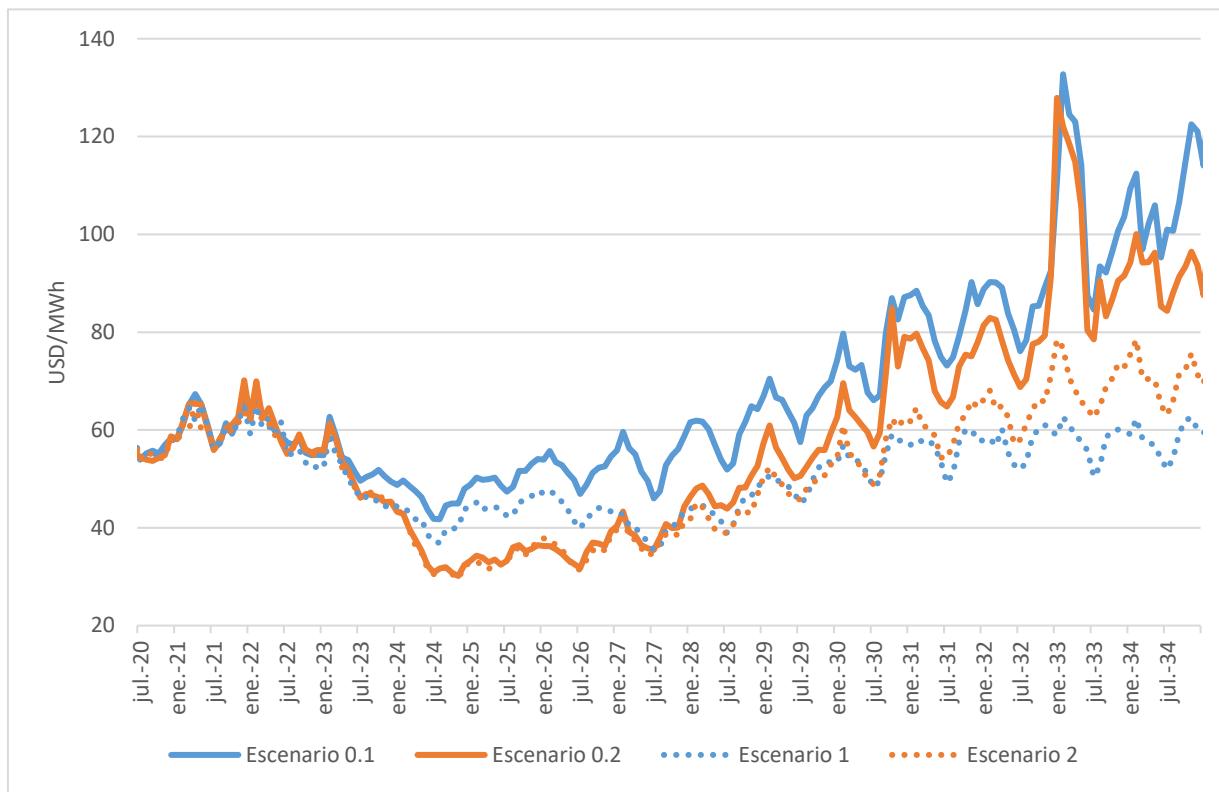
Tabla 43 Resumen de Expansión

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Escenario 0.1 (Sin Expansión Adicional)	Escenario 1	Escenario 3 (Atraso Ituango)	Escenario 5 (Fenómeno El Niño)	Escenario 7 (Impuesto CO2)	Escenario 9 (Caudal Ambiental)
Hidráulica	11,122	1,200	0	380	380	262	380	541
Gas	3,726	762	0	0	0	0	0	0
Carbón	1,623	0	0	0	0	0	0	0
Líquidos	88	39	0	0	0	0	0	0
Menores	911	42	0	455	438	455	455	455
Biomasa	22	0	0	35	35	35	35	35
Cogeneración	117	0	0	120	120	120	120	120
Eólica	18	2,042	0	2,526	2,526	2,536	2,526	2,536
Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	50
Solar GE	18	713	0	2,492	2,170	2,680	2,492	3,355
Solar D	15	594	0	0	0	0	0	0
Total	17,660	5,391	0	6,008	5,668	6,088	6,008	7,092
Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Escenario 0.2 (Sin Expansión Adicional)	Escenario 2	Escenario 4 (Atraso Ituango)	Escenario 6 (Fenómeno El Niño)	Escenario 8 (Impuesto CO2)	Escenario 10 (Caudal Ambiental)
Hidráulica	11,122	2,400	0	0	0	163	0	425
Gas	3,726	762	0	0	0	0	0	0
Carbón	1,623	0	0	0	0	0	0	0
Líquidos	88	39	0	0	0	0	0	0
Menores	911	42	0	185	224	455	203	455
Biomasa	22	0	0	25	25	35	25	35
Cogeneración	117	0	0	60	60	120	60	120
Eólica	18	2,042	0	1,658	1,658	2,526	1,662	2,526
Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar GE	18	713	0	700	900	1,849	700	2,492
Solar D	15	594	0	0	0	0	0	0
Total	17,660	6,591	0	2,628	2,867	5,148	2,650	6,053

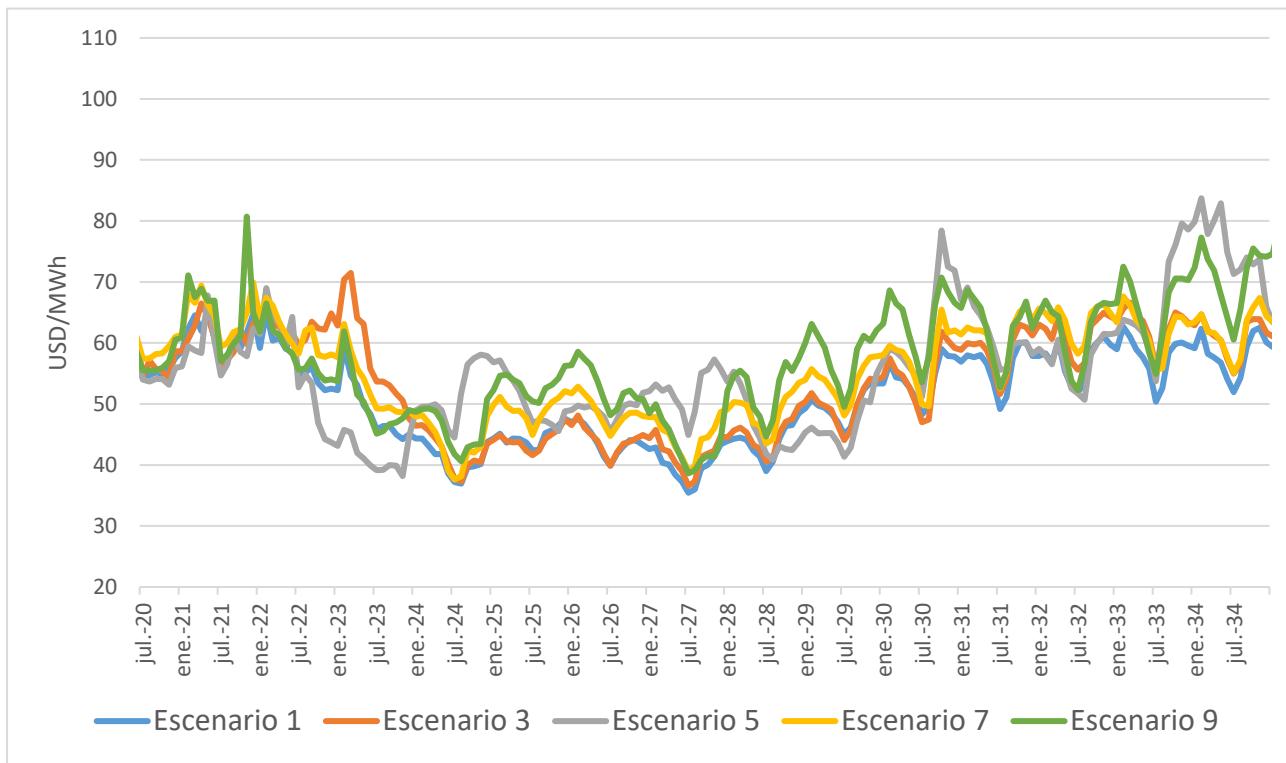
De acuerdo con la tabla anterior es posible observar que para los escenarios que consideran el proyecto Hidroituango completo (2,400 MW) la expansión adicional requerida es menor en comparación con sus escenarios homólogos donde se considera la mitad del proyecto Hidroituango. Así mismo, la consideración que hace que la expansión requerida para mantener la confiabilidad en el sistema bajo una operación optima sea mayor, es cuando se hace la aplicación de la guía de caudal ambiental (Escenario 9 y Escenario 10).

De la Gráfica 68 a la Gráfica 70 se presenta la comparación de Costo Marginal de cada uno de los escenarios mostrados anteriormente.

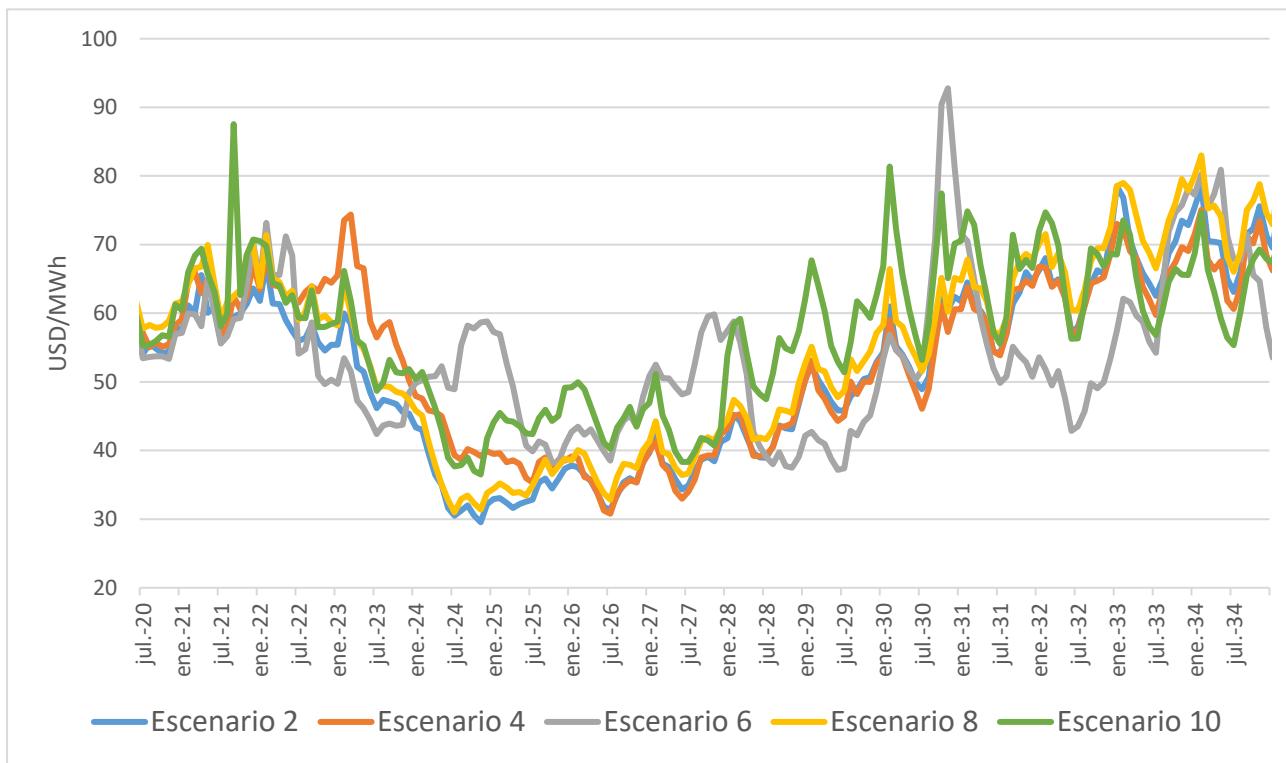
Gráfica 68 Costo Marginal de la Demanda Escenarios Sin/Con Expansión Adicional



Gráfica 69 Costo Marginal de la Demanda Escenarios Impares



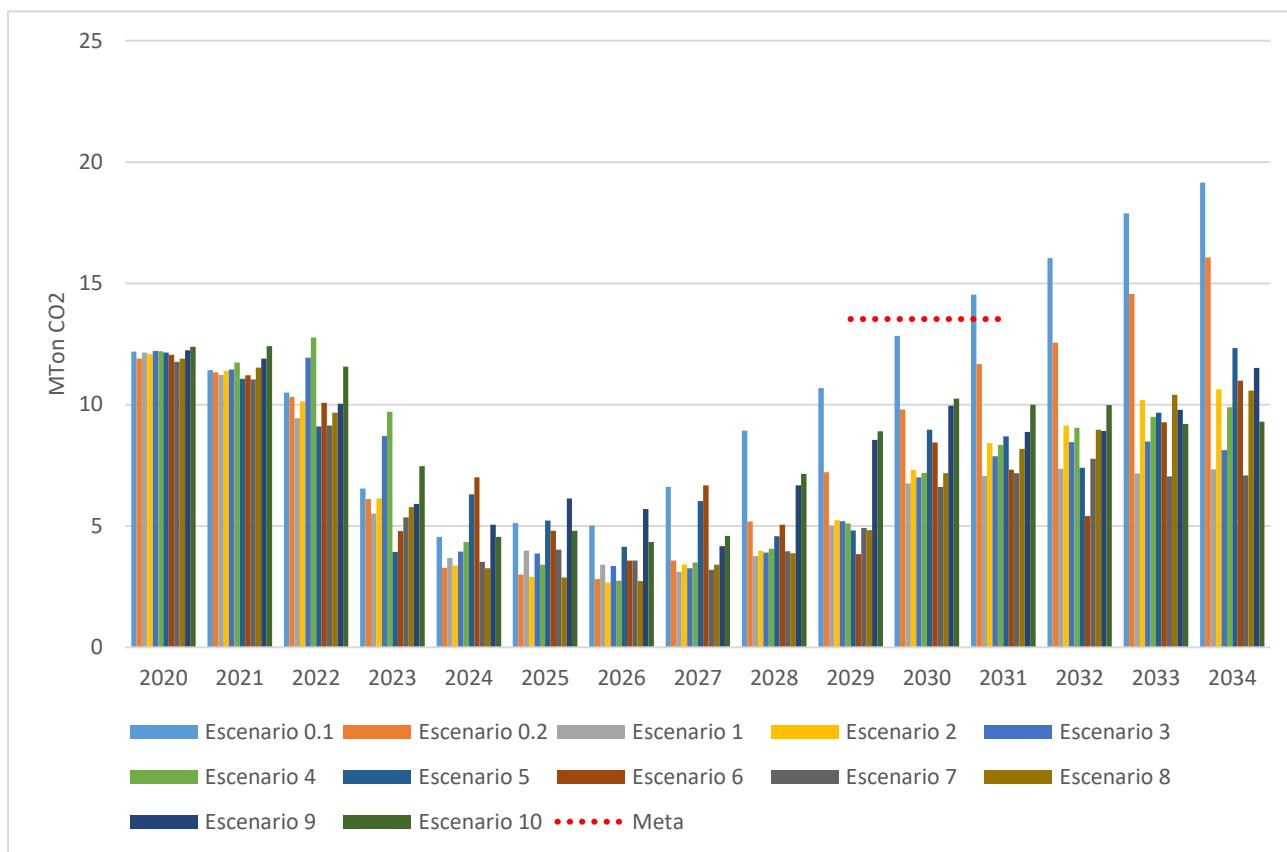
Gráfica 70 Costo marginal de la demanda escenarios pares



De las gráficas anteriores se puede observar la misma estacionalidad de los períodos secos y húmedos en todas las series, encontrando picos más críticos cuando se consideran los fenómenos El Niño y la aplicación de la guía de caudal ambiental. Por otro lado, es posible observar que existe una tendencia a que los escenarios pares (Hidroituango 2,400 MW) presenten una mayor variabilidad y mayor costo marginal que los escenarios impares (Hidroituango 1,200 MW).

Por último, se presenta en la Gráfica 71 la comparación de las emisiones de CO₂ del sector de generación térmica entre los diferentes escenarios analizado. Como se puede observar, en ninguno de los escenarios planteados se presenta violación a la meta de emisiones CO₂ del sector eléctrico para el 2030. El escenario más próximo a la meta, es aquel donde solo se presenta expansión fija y la mitad del proyecto Hidroituango, condición que puede ser más crítica al considerar fenómenos o eventos que puedan disminuir los caudales utilices aprovechables por la generación hidráulica, tales como un fenómeno El Niño o la aplicación de la guía de caudal ambiental.

Gráfica 71 Resumen Emisiones de CO₂



2.5. EVALUACIÓN DE OBJETIVOS DECRETO 570 DE 2018

Dando cumplimiento al Artículo 2.2.3.8.4 del Decreto 570 de 2018 y con el fin de dar señales relacionadas con los objetivos de que trata el Artículo 2.2.3.8.3 del mismo Decreto, se presenta por primera vez una revisión de dichos objetivos, a la luz de los diferentes escenarios de expansión desarrollados en este Plan, lo cual se muestra a continuación:

- i) **Fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo.**

La resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica se medirá mediante el índice de Shannon – Wiener, el cual es utilizado para cuantificar la diversidad específica. Se utiliza este índice ya que se considera que una forma de aumentar la resiliencia de un sistema energético es incrementando la diversidad, tanto en la producción como en el consumo de energía. La variabilidad y cambio climático se consideran de manera directa en cada uno de los escenarios evaluados.

El índice de Shannon – Wiener se calcula cada 5 años, considerando el corto, mediano y largo plazo con el fin de ver su evaluación durante el periodo de análisis del presente plan, tomando como base la generación anual histórica del año 2019. El índice se calcula de la siguiente manera:

$$H = - \sum_{i=1}^S p_i * \ln p_i$$

Donde:

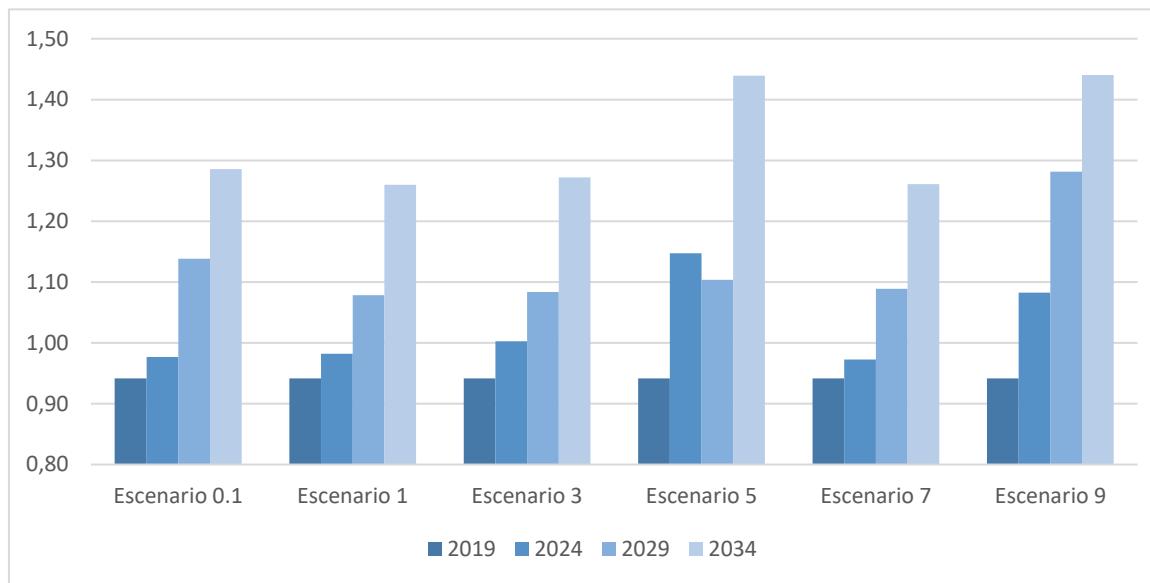
- H: Valor del índice de Shannon – Wiener para la generación eléctrica anual
 S: Número de fuentes energéticas
 p_i : Participación de la fuente energética i en la generación eléctrica anual

Las fuentes energéticas consideradas son:

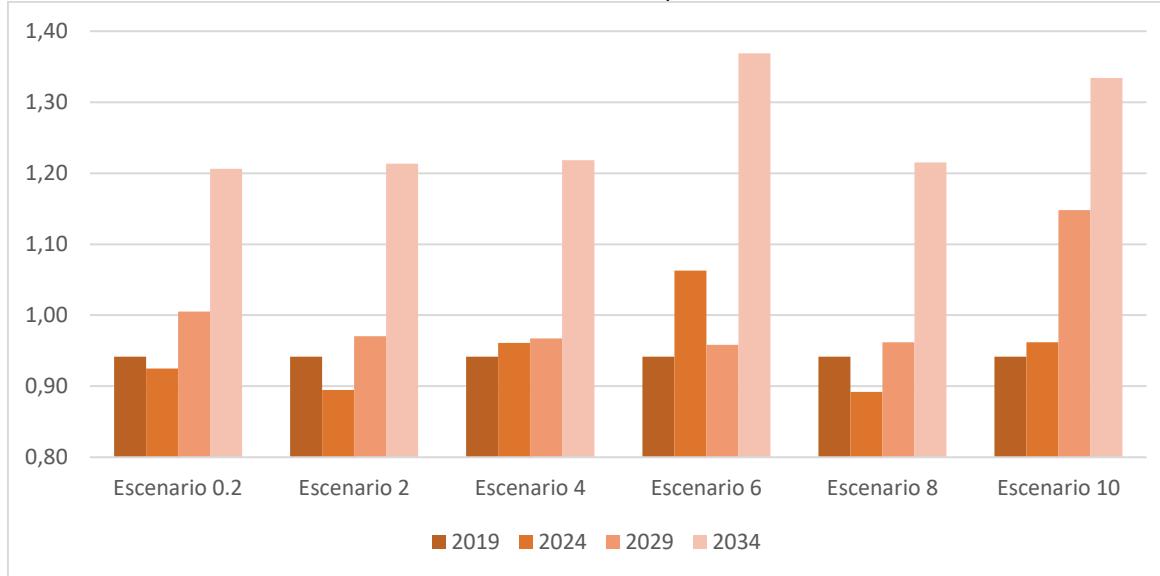
- a. Hidráulica Mayor
- b. Carbón
- c. Gas
- d. Líquidos
- e. Eólica
- f. Sol Gran Escala
- g. Sol Distribuida
- h. Biomasa
- i. Menores
- j. Geotérmica

De acuerdo con lo anterior, en la Gráfica 72 y Gráfica 73 se presentan el índice de Shannon – Wiener para cada uno de los escenarios analizados.

Gráfica 72 Índice de Shannon – Wiener para los Escenarios Impares



Gráfica 73 Índice de Shannon – Wiener para los Escenarios Pares



- ii) **Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios a través de la contratación de largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica nuevos y/o existentes.**

La metodología actual bajo la cual se desarrolla el plan de expansión de generación busca hacer una optimización conjunta de la inversión y la operación, en la cual los costos operativos del sistema son un resultado de este proceso para los distintos escenarios desarrollados. El costo marginal de por sí, es una señal

que permite validar la eficiencia en la formación de precios en la operación, ligado principalmente a la competencia de diferentes tecnologías por participar tanto en la expansión del sistema (portafolio disponible) como en la participación de la generación en cada una de las etapas (meses) evaluadas dentro del periodo de análisis. De la Gráfica 68 a la Gráfica 70 se puede observar el comportamiento del costo marginal bajo las consideraciones de expansión y operación descritas para cada uno de los escenarios.

iii) Mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo de atención de la demanda futura de energía eléctrica.

La complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles se medirá mediante el coeficiente de Pearson, el cual mide la relación estadística lineal en dos variables continuas y con el cual es posible determinar la correlación que existe entre estas. Como primera variable se toma el recurso agregado mensual de las plantas hidráulicas (caudales futuros) que están actualmente en operación y se considera el recurso de las plantas nuevas de acuerdo con el cronograma de expansión de cada escenario específico. De manera similar, la segunda variable se toma del recurso agregado mensual de las plantas eólicas y solares (viento y radiación solar por unidad de potencia) que están actualmente en operación y se considera el recurso de las plantas nuevas de acuerdo con el cronograma de expansión de cada escenario específico. La serie que representan las dos variables descritas anteriormente, representan los valores durante el periodo de análisis (2020 -2034). Para que estas series puedan ser correctamente evaluadas se normalizan a través del promedio dinámico, el cual se calcula anualmente para cada una de las variables.

De esta forma y con el cálculo del coeficiente de correlación de Pearson se calcula la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles con el recurso hidráulico que ha sido ampliamente usado en la matriz de generación energética colombiana.

La complementariedad que puede conseguirse entre la generación eléctrica a partir de los recursos renovables tiene una relación directa con la complementariedad propia de los recursos, es decir, aunque existen otros factores o fenómenos del mercado que puedan afectar el despacho de las plantas, en su estado natural tendrán un comportamiento que corresponde directamente a la disponibilidad del recurso.

El coeficiente se calcula de la siguiente manera:

$$r_{xy} = \frac{\sum x_i y_i - n\bar{x}\bar{y}}{(n-1)S_x S_y}$$

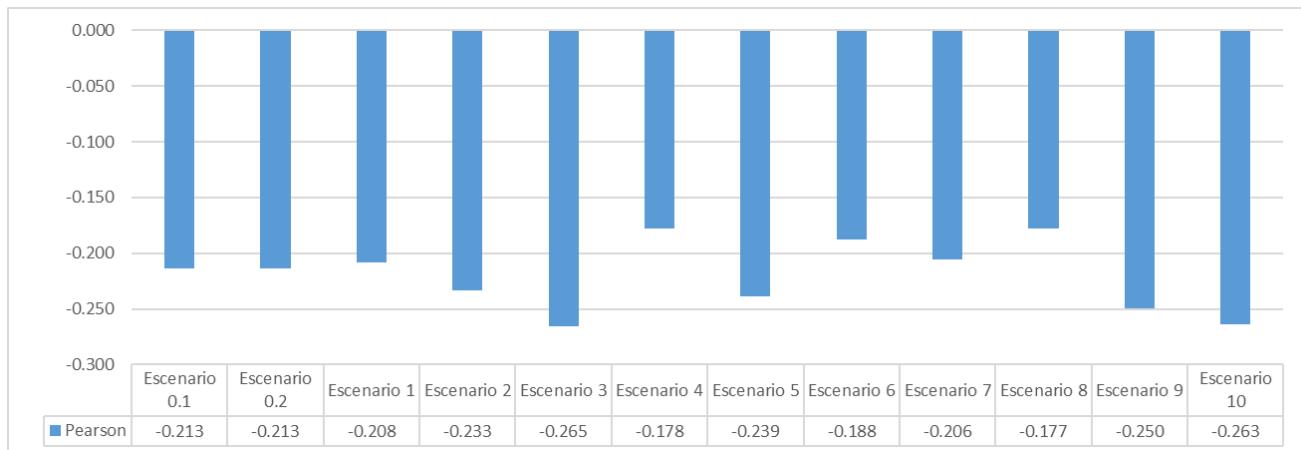
Donde

- r_{xy} : Coeficiente de correlación de Pearson que mide la correlación estacional entre las series de recurso hídrico x y la serie de los recursos renovables y
- x_i : Valores de la serie correspondientes al caudal futuro agregado de las plantas hidráulicas existentes y futuras normalizado.
- y_i : Valores de la serie correspondientes al viento y radiación solar por unidad agregado de las plantas hidráulicas existentes y futuras normalizado.
- n : Número de datos de la serie (180 datos equivalentes a los meses del periodo de análisis 2020-2034)
- \bar{x} : Media de la serie x
- \bar{y} : Media de la serie y
- S_x : Desviación estándar de la serie x

S_y : Desviación estándar de la serie y

En la Gráfica 74 se presenta el coeficiente de correlación de Pearson para cada uno de los escenarios evaluados. Como se observa a continuación en todos los casos existe una correlación negativa, lo cual indica que existe una complementariedad entre los recursos renovables eólico y solar con el recurso hidráulico.

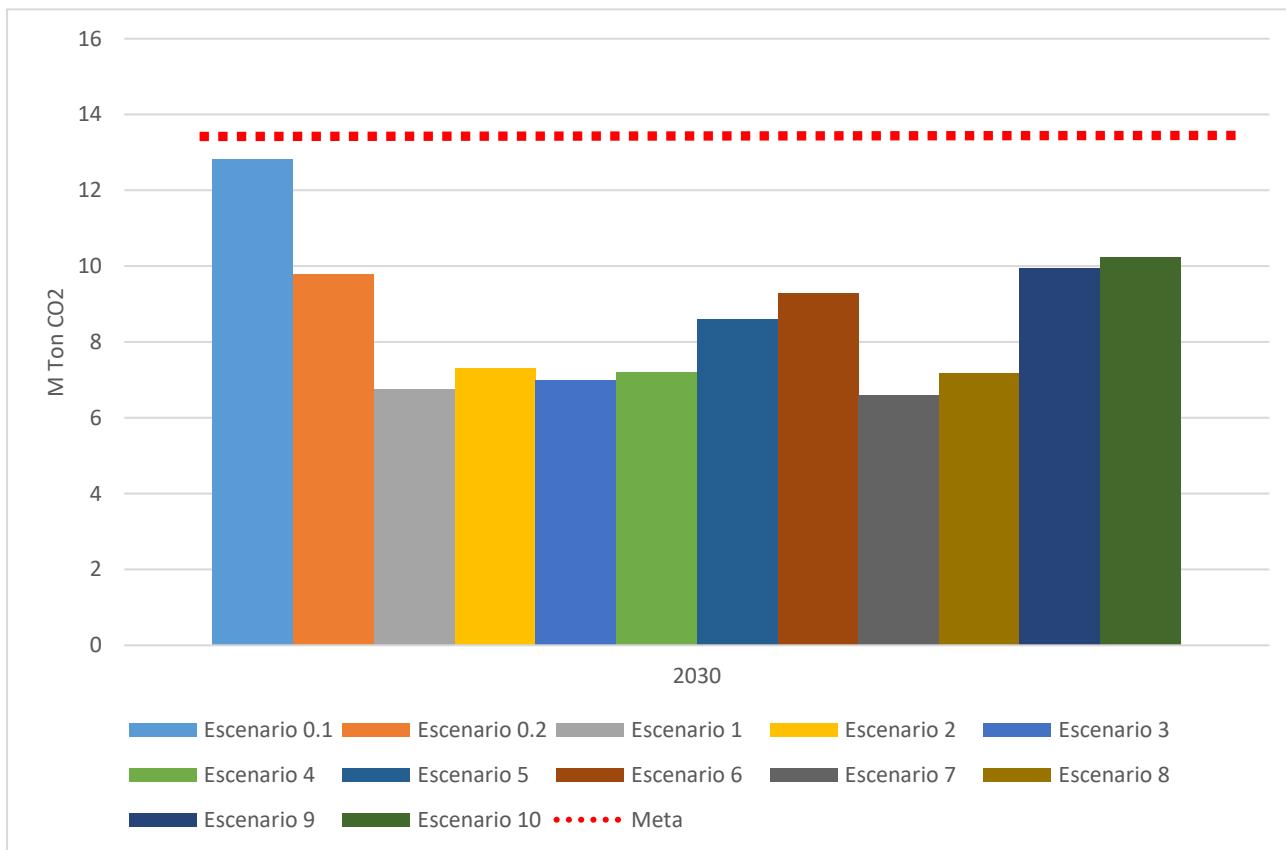
Gráfica 74 Coeficiente de Pearson



iv) Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21)

En línea con los compromisos adquiridos en por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21), todos los escenarios evaluados, incluyendo aquellos que solo consideran una expansión fija de la matriz de generación, cumplen con la meta al estar por debajo del límite de emisiones de CO₂ establecidas para el sector eléctrico en el año 2030 (13.53 MTon CO₂). De acuerdo con la Gráfica 75, bajo las consideraciones de expansión y operación descritas para cada uno de los escenarios, se cumpliría con los compromisos adquiridos en el COP21.

Gráfica 75 Emisiones de CO₂ año 2030 por Escenario



2.6. ENERGÍA FIRME ESTIMADA PARA LOS ESCENARIOS DE LARGO PLAZO DEL PLAN DE EXPANSIÓN

A continuación, se procede al cálculo de la energía firme de los escenarios de largo plazo (no se incluyen los escenarios de muy largo plazo), de acuerdo con las metodologías definidas en las resoluciones CREG indicadas en la Tabla 44.

Tabla 44 Resoluciones CREG. Cálculo de la Energía en Firme.

Tecnología de generación	Resolución CREG
Hidráulica	071 de 2006
Térmica	071 de 2006
Eólicas	167 de 2017
Combustible agrícola	153 de 2013
Solar	201 de 2017
Geotérmica	132 de 2014

Fuente de tabla: UPME.

Con esto, se busca estimar la oferta de energía en firme adicional a la definida en el Cargo por Confiabilidad y a la aportada por los proyectos asociados a la subasta CLPE que hayan adquirido OEF, que tendría la matriz eléctrica de cada escenario de expansión considerado. Respecto a las plantas termoeléctricas (carbón y gas), se contempla su indisponibilidad histórica sin limitaciones en los contratos de combustible. Respecto al aprovechamiento geotérmico, se incluye en el análisis del Escenario 9, con los supuestos que se detallan en la descripción de dicho escenario.

2.6.1. Resultados

En la Tabla 45 se describe la expansión y la ENFICC estimada para los escenarios con horizonte de 2034. Para cada escenario se contempla la capacidad en MW y la ENFICC estimada en GWh-día, para cada recurso. Es importante aclarar que hay proyectos que resultaron asignados tanto en la subasta de Cargo por Confiabilidad como en la subasta CLPE, sin embargo, estos proyectos solo se contemplan una única vez.

De acuerdo con lo anterior, en la columna Capacidad [MW] de Subasta CLPE solo se consideran los proyectos asignados en esta subasta pero que no fueron asignados en la subasta de Cargo por Confiabilidad; en cuanto a ENFICC de Subasta CLPE, solo se consideran los proyectos que posteriormente adquirieron OEF. Asimismo, para análisis de ENFICC estimada, la expansión adicional incluye tanto los proyectos de generación que han presentado garantías para su conexión (Tabla 10), como los resultantes de los modelos de expansión ejecutados.

Tabla 45 Expansión y Enficc a 2034.

Escenario	Tecnología	Subasta CxC		Subasta CLPE		Expansión Adicional		Total a 2034	
		Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]
ESC 0.1	Hidro	1,200.00	15.64	----	----	----	----	1,200.00	15.64
	Térmico	909.00	19.52	----	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	477.00	1.57	2,042.00	4.84

Escenario	Tecnología	Subasta CxC		Subasta CLPE		Expansión Adicional		Total a 2034	
		Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Dia]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Dia]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Dia]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Dia]
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	205.00	0.37	713.90	1.13
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06
	Biomasa	----	----	----	----	----	----	----	----
	Menores	----	----	----	----	42.00	----	42.00	----
	Total	3,489.00	38.43	693.90	0.76	1,318.00	3.00	5,500.90	42.19
ESC 0.2	Hidro	1,200.00	15.64	---	----	1,200.00	15.64	2,400.00	23.26
	Térmico	909.00	19.52	----	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	477.00	1.57	2,042.00	4.84
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	205.00	0.37	713.90	1.13
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06
	Biomasa	----	----	----	----	----	----	----	----
	Menores	----	----	----	----	42.00	----	42.00	----
	Total	3,489.00	38.43	693.90	0.76	2,518.00	18.64	6,700.90	49.81
ESC 1	Hidro	1,200.00	15.64	----	----	380.00	1.79	1,580.00	17.43
	Térmico	909.00	19.52	----	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	3,003.00	9.86	4,568.00	13.13
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	2,697.00	4.81	3,205.90	5.57
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06
	Biomasa	----	----	----	----	155.00	2.42	155.00	2.42
	Menores	----	----	----	----	497.00	----	497.00	----
	Total	3,489.00	38.43	693.90	0.76	7,326.00	19.94	11,508.90	59.13
ESC 2	Hidro	1,200.00	15.64	---	----	1,200.00	7.62	2,400.00	23.26
	Térmico	909.00	19.52	----	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	2,135.00	7.01	3,700.00	10.28
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	906.00	1.62	1,414.90	2.38
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06
	Biomasa	----	----	----	----	85.00	1.33	85.00	1.33
	Menores	----	----	----	----	226.00	----	226.00	----
	Total	3,489.00	38.43	693.90	0.76	5,146.00	18.64	9,328.90	57.83
ESC 3	Hidro	1,200.00	15.64	----	----	380.00	1.79	1,580.00	17.43
	Térmico	909.00	19.52	----	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	3,003.00	9.86	4,568.00	13.13
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	2,375.00	4.24	2,883.90	5.00
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06
	Biomasa	----	----	----	----	155.00	2.42	155.00	2.42
	Menores	----	----	----	----	480.00	----	480.00	----
	Total	3,489.00	38.43	693.90	0.76	6,987.00	19.37	11,169.90	58.56

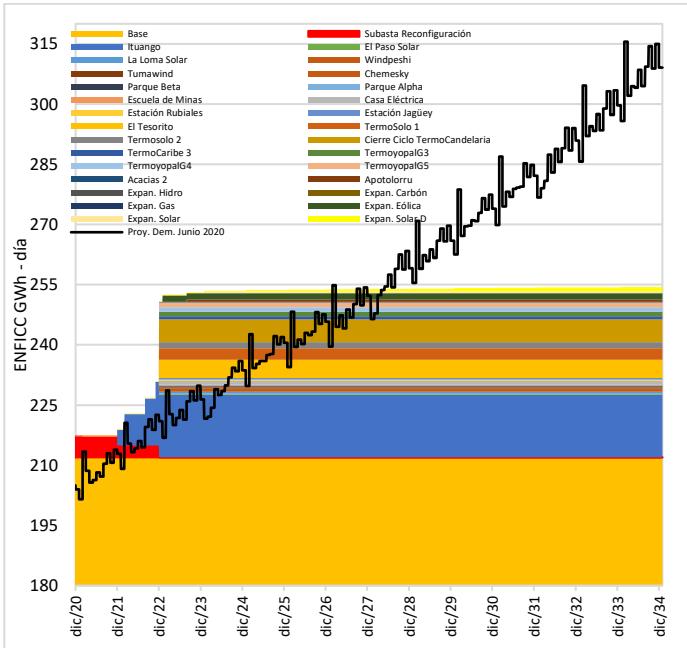
Escenario	Tecnología	Subasta CxC		Subasta CLPE		Expansión Adicional		Total a 2034	
		Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]
ESC 4	Hidro	1,200.00	15.64	---	----	1,200.00	7.62	2,400.00	23.26
	Térmico	909.00	19.52	----	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	2,135.00	7.01	3,700.00	10.28
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	1,105.00	1.97	1,613.90	2.73
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06
	Biomasa	----	----	----	----	85.00	1.33	85.00	1.33
	Menores	----	----	----	----	266.00	----	266.00	----
Total		3,489.00	38.43	693.90	0.76	5,385.00	18.99	9,567.90	58.18
ESC 5	Hidro	1,200.00	15.64	---	----	262.00	1.59	1,462.00	17.23
	Térmico	909.00	19.52	----	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	3,013.00	9.90	4,578.00	13.17
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	2,885.00	5.15	3,393.90	5.91
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06
	Biomasa	----	----	----	----	155.00	2.42	155.00	2.42
	Menores	----	----	----	----	497.00	----	497.00	----
Total		3,489.00	38.43	693.90	0.76	7,406.00	20.12	11,588.90	59.31
ESC 6	Hidro	1,200.00	15.64	---	----	1,363.00	8.68	2,563.00	24.32
	Térmico	909.00	19.52	----	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	3,003.00	9.86	4,568.00	13.13
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	2,054.00	3.67	2,562.90	4.43
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06
	Biomasa	----	----	----	----	155.00	2.42	155.00	2.42
	Menores	----	----	----	----	497.00	----	497.00	----
Total		3,489.00	38.43	693.90	0.76	7,666.00	25.69	11,848.90	64.88
ESC 7	Hidro	1,200.00	15.64	---	----	380.00	1.79	1,580.00	17.43
	Térmico	909.00	19.52	----	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	3,003.00	9.86	4,568.00	13.13
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	2,697.00	4.81	3,205.90	5.57
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06
	Biomasa	----	----	----	----	155.00	2.42	155.00	2.42
	Menores	----	----	----	----	497.00	----	497.00	----
Total		3,489.00	38.43	693.90	0.76	7,326.00	19.94	11,508.90	59.13
ESC 8	Hidro	1,200.00	15.64	---	----	1,200.00	7.62	2,400.00	23.26
	Térmico	909.00	19.52	----	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	2,139.00	7.03	3,704.00	10.30
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	905.00	1.62	1,413.90	2.38
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06

Escenario	Tecnología	Subasta CxC		Subasta CLPE		Expansión Adicional		Total a 2034	
		Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Dia]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Dia]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Dia]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Dia]
	Biomasa	----	----	----	----	85.00	1.33	85.00	1.33
	Menores	----	----	----	----	244.00	----	244.00	----
	Total	3,489.00	38.43	693.90	0.76	5,167.00	18.66	9,349.90	57.85
ESC 9	Hidro	1,200.00	15.64	---	----	541.00	2.24	1,741.00	17.88
	Térmico	909.00	19.52	---	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	3,013.00	9.90	4,578.00	13.17
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	3,560.00	6.35	4,068.90	7.11
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06
	Biomasa	----	----	----	----	155.00	2.42	155.00	2.42
	Geotérmica	----	----	----	----	50.00	1.08	50.00	1.08
	Menores	----	----	----	----	497.00	----	497.00	----
	Total	3,489.00	38.43	693.90	0.76	8,410.00	23.05	12,592.90	62.24
ESC 10	Hidro	1,200.00	15.64	---	----	1,625.00	9.65	2,825.00	25.29
	Térmico	909.00	19.52	---	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	3,003.00	9.86	4,568.00	13.13
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	2,697.00	4.81	3,205.90	5.57
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06
	Biomasa	----	----	----	----	155.00	2.42	155.00	2.42
	Menores	----	----	----	----	497.00	----	497.00	----
	Total	3,489.00	38.43	693.90	0.76	8,571.00	27.80	12,753.90	66.99

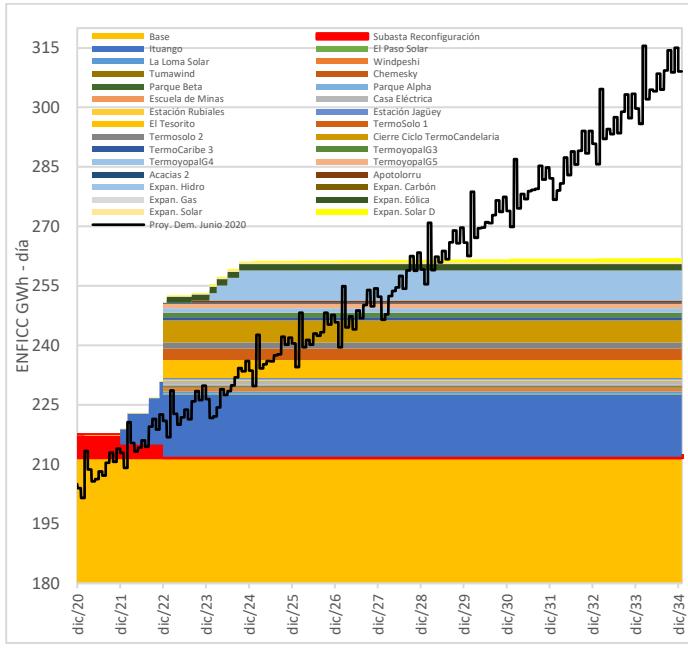
Fuente: XM, UPME

2.6.2.Comparación entre energía firme y proyección de demanda de energía eléctrica para cada escenario de expansión

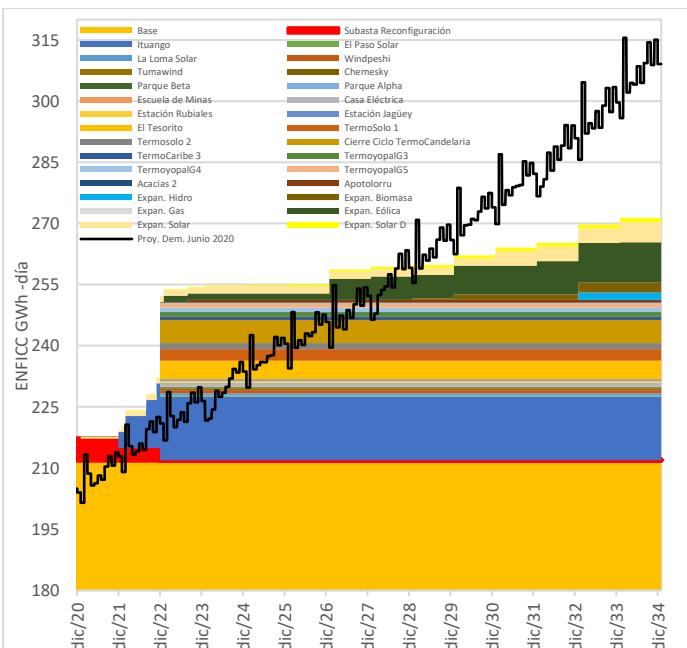
A continuación, se presenta el análisis respecto a la proyección de demanda, revisión junio de 2020, y la Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC verificada y ENFICC de los nuevos proyectos), junto con las Obligaciones de Energía en Firme-OEF de las plantas en construcción. Lo anterior se lleva a cabo para cada escenario de largo plazo.



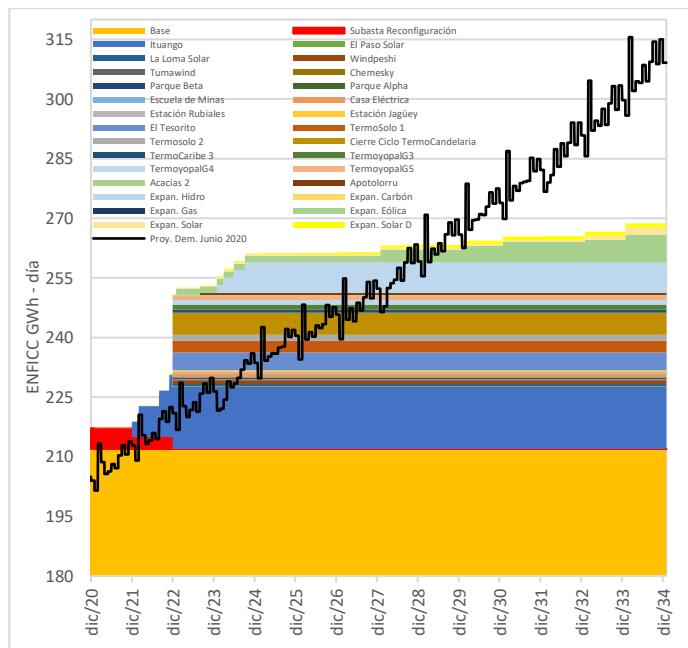
(a) Escenario 0.1



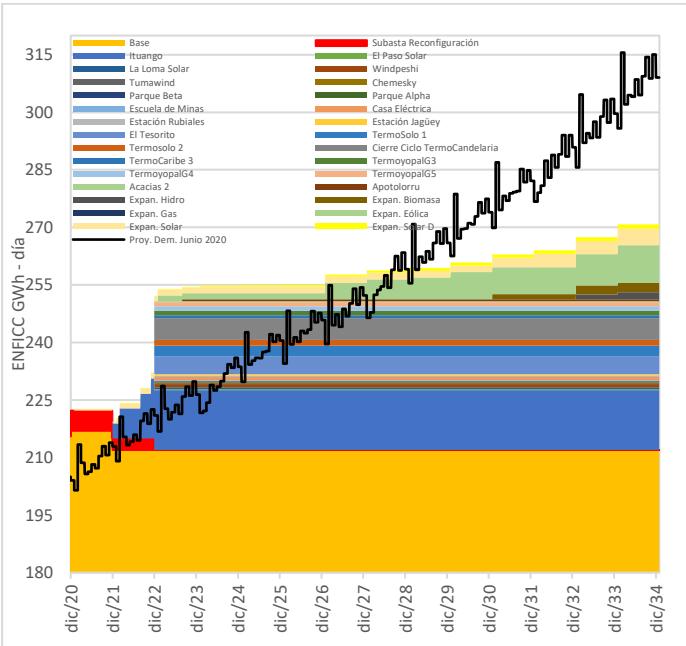
(b) Escenario 0.2



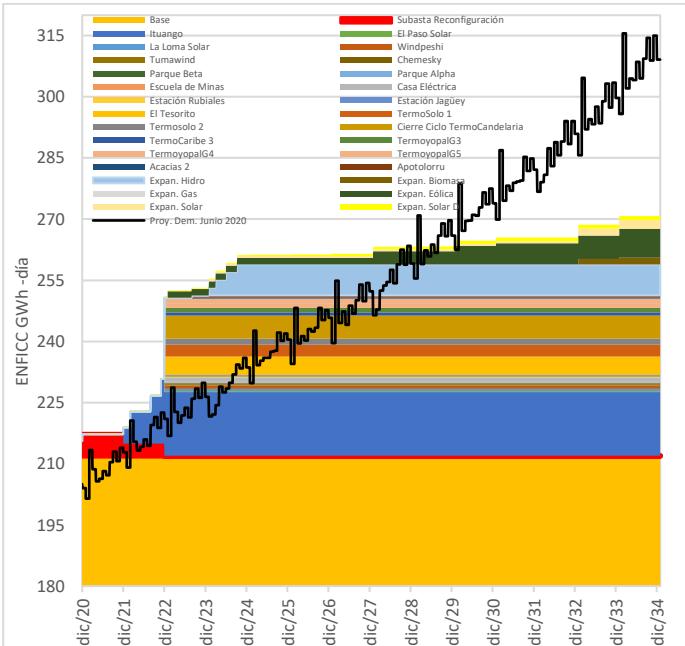
(c) Escenario 1



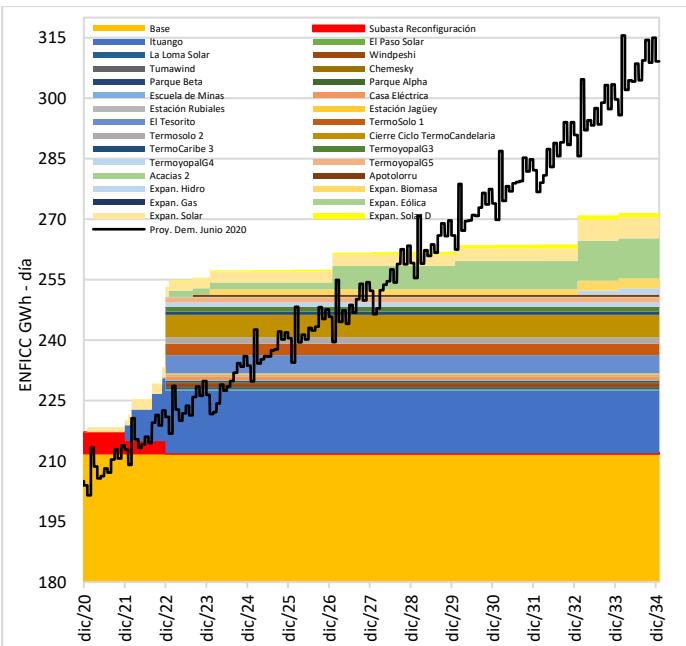
(d) Escenario 2



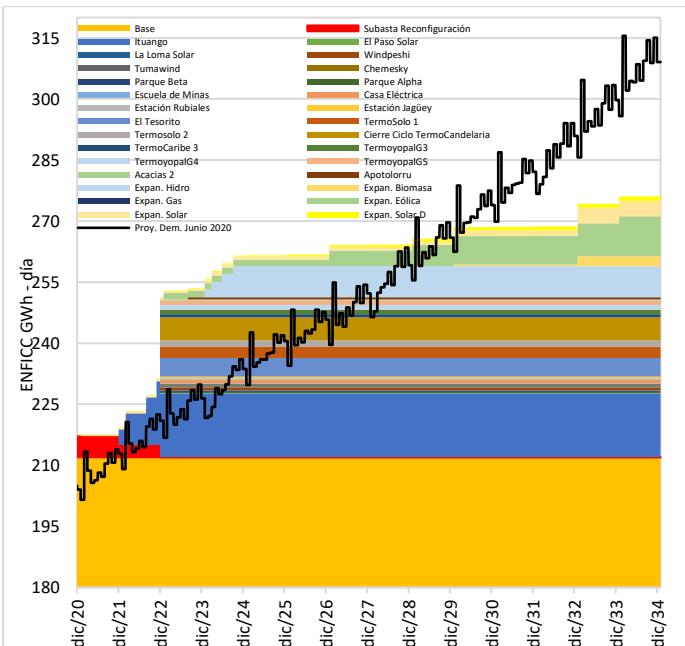
(e) Escenario 3



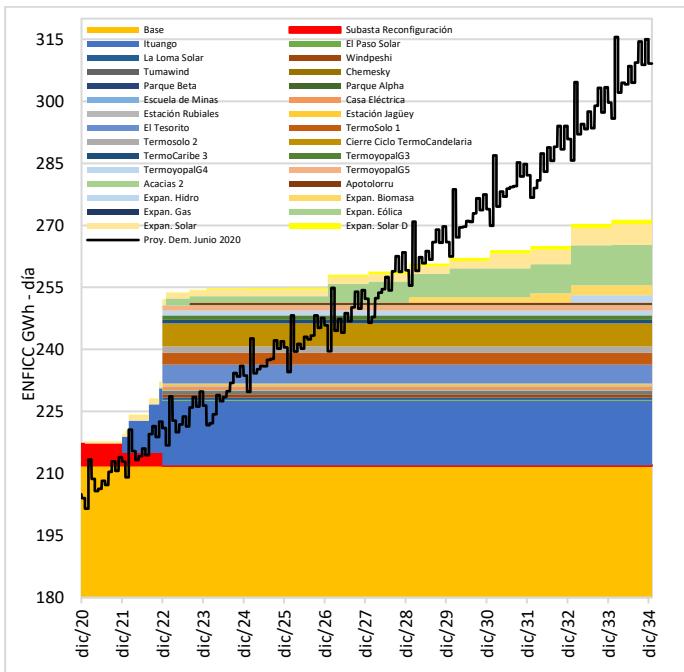
(f) Escenario 4



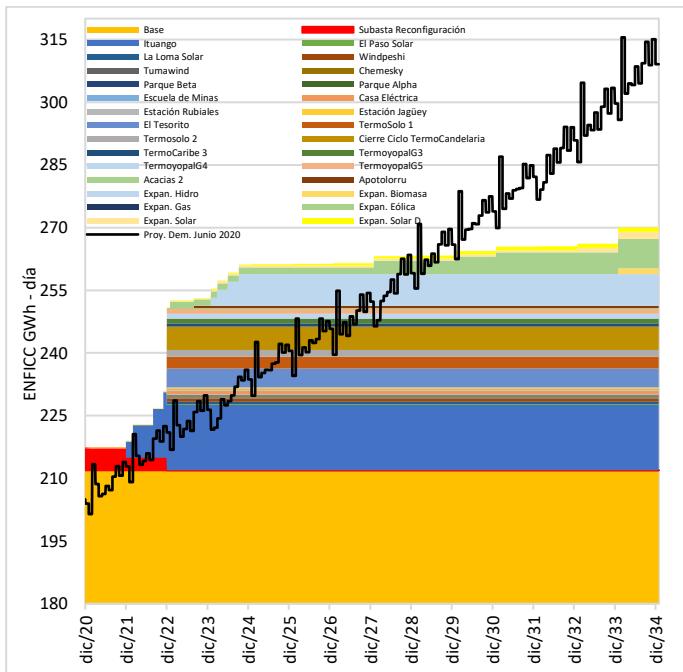
(g) Escenario 5



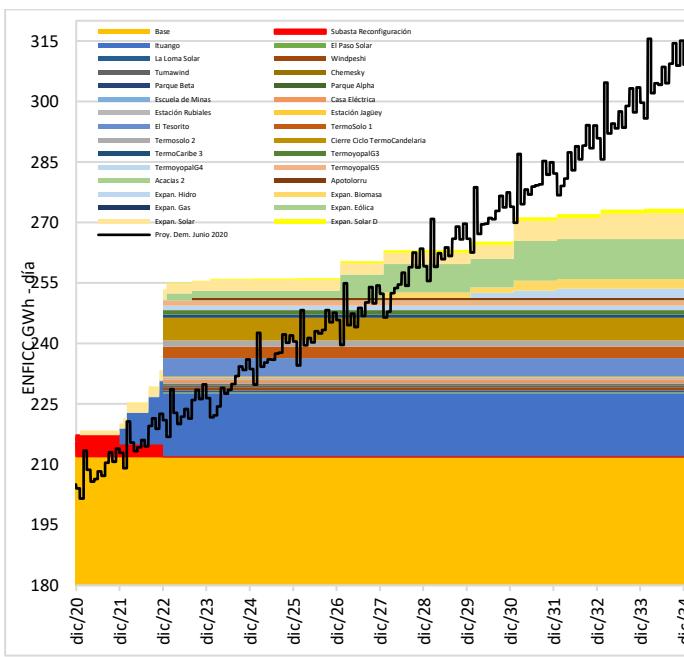
(h) Escenario 6



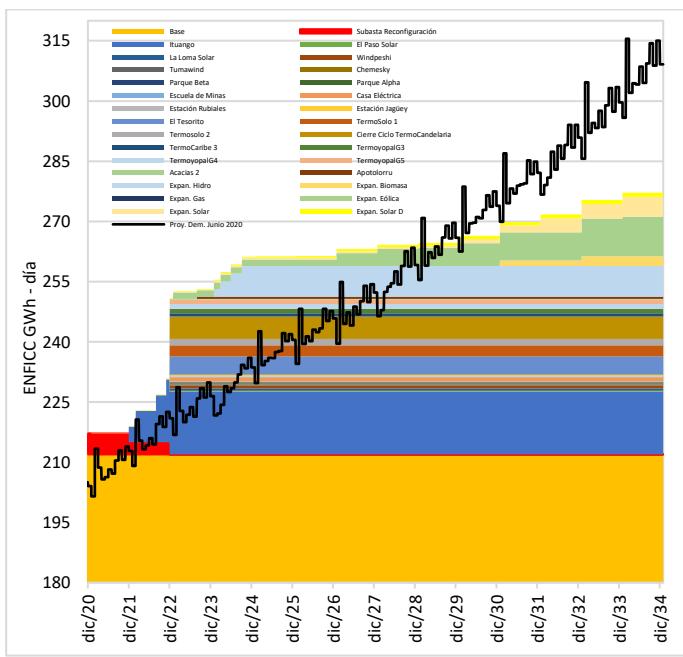
(i) Escenario 7



(j) Escenario 8



(k) Escenario 9



(l) Escenario 10

Gráfica 76 Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica.
 Fuente: UPME

De los resultados presentados en la Tabla 45 y la Gráfica 76 se destaca lo siguiente:

Los escenarios pares (2,4,6,8,10) tienen menor una menor expansión adicional, pero a la vez una ENFICC mayor que los escenarios impares (1,3,5,7,9), debido a la ENFICC aportada por la segunda fase del proyecto Hidroituango. Entre los escenarios pares, el Escenario 10 es el de mayor aporte en ENFICC (66.99 GWh-día).

Del resultado del balance de ENFICC vs proyección de demanda (Gráfica 76), se evidencia que para los escenarios pares, el cruce de la ENFICC con la curva de demanda se desplaza 2 años (febrero de 2029) en comparación con el escenario base (Gráfica 4).

En el caso de los escenarios impares, el cruce de la ENFICC con la curva de demanda se desplaza diecinueve meses (septiembre de 2028) para los escenarios 1,3 y 7, para el Escenario 5 se desplaza veintiún meses y, por último, para el Escenario 9, el cruce de las curvas se desplaza dos años (febrero de 2029). El escenario 9 es el que presenta la mayor expansión adicional en recurso convencional con 541 MW en recurso hidro.

2.7. CONCLUSIONES GENERALES

- Los escenarios DE REFERENCIA (0.1 Y 0.2), que solo consideran expansión fija, evidencian la necesidad de contar con mayor generación instalada en el SIN, tanto para garantizar que se cumplan los criterios de confiabilidad como para mantener costos competitivos en el horizonte de análisis. La evolución de la demanda ante la nueva realidad luego de la pandemia y el progreso en la incorporación de nuevas obras de generación de energía eléctrica, sobre lo cual existe gran expectativa por la cantidad de conexiones aprobadas y solicitudes realizadas, determinarán la activación de los mecanismos de las subastas del cargo por confiabilidad y de contratación de largo plazo.
- La expansión adicional de todos los escenarios muestra una gran participación de recursos renovables, principalmente eólico y solar, lo cual responde a los costos de inversión y operación que estas fuentes. Aunque la expansión representa el resultado de un proceso de optimización de inversión y operación del SIN, está muy alineado con la intención de desarrollar este tipo de proyectos en el país, tal como lo muestran el número de proyectos inscritos en el Registro de Proyectos de Generación y aquellos con conexión aprobada o en trámite ante la UPME. Estos resultados muestran concordancia con los objetivos de política pública que buscan una matriz de generación diversificada, complementaria y más limpia.
- En contraste, como resultado del proceso de optimización de los costos de inversión y operación del portafolio de proyectos (Registro de Proyectos de Generación y conexiones) y las señales reales del mercado, los diferentes escenarios no identifican participación adicional de térmicas, lo cual no quiere decir que éstas no se requieran o no puedan ingresar al sistema, pues la generación es una actividad de libre iniciativa y que tiene varios incentivos para propiciar su desarrollo.
- Debido a la gran porción de las plantas de generación hidráulica en la matriz de generación colombiana (hoy superior al 60%), los escenarios que comprenden la modificación de los caudales hídricos son aquellos en los cuales las exigencias de expansión del sistema son mayores, lo que constata la alta dependencia y lo sensible que resultan estos aspectos. Lo anterior se evidencia en los análisis, principalmente en los escenarios que consideran el Fenómeno El Niño y la aplicación de la guía de Caudal Ambiental, al requerir mayor expansión para garantizar las condiciones de confiabilidad.
- Aunque la expansión presentada para los escenarios pares (con 2,400 MW de Hidroituango) es menor que para los escenarios impares (con 1,200 MW de Hidroituango), se presentan costos marginales mayores y mayor variabilidad ante los eventos evaluados. Esto conduce a incentivar el ingreso de generación adicional que tenga efectos sobre los costos y que sea complementaria a la producción con el recurso hídrico.
- Dado el parque actual que ya se considera limpio, con el ingreso de la expansión prevista e identificada, todos los escenarios permiten cumplir con la meta de emisiones de CO₂ para el año 2030, incluso los más críticos (El Niño y aplicación de la guía de Caudal Ambiental).
- Las simulaciones horarias dejan ver al recurso hidro asumiendo, en mayor medida, las variaciones en la generación ocasionadas por la variabilidad del recurso eólico y solar, aclarando que para este ejercicio, no se configuraron restricciones a la variabilidad de los embalses (rampas) por no contar con esta información, mientras que para las plantas térmicas se configuraron sus principales características operativas como mínimo técnico, bloques de entrada y salida, rampas de subida y bajada, tipos de arranque (frío, tibio, caliente), mínimo tiempo en línea y fuera de línea. Para el próximo plan de expansión se espera contar con mejor información que permita precisar los resultados.

ANEXO I. FUNCIÓN OBJETIVO Y RESTRICCIONES DE MODELACIÓN

1. OPTGEN-SDDP

1.1. Función Objetivo

Se minimiza para cada etapa del horizonte de simulación los costos de operación e inversión. En la siguiente ecuación se muestra el procedimiento.

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

Donde:

- t : Etapa de simulación del horizonte de estudio. Su resolución es mensual.
- T : Es el horizonte de estudio o simulación (180 meses, es decir, 15 años).
- CRO : Costo de Racionamiento, el cual está expresado en USD/MWh.
- $\overline{D_{r_t}}$: Es el valor esperado de la demanda racionada en la etapa t (variable estocástica). Esta expresada en MWh-mes.
- i : Este índice agrega a las plantas generadoras existentes.
- N : Número total de plantas existentes.
- $C_{t,i}$: Costo de generación de la planta i en la etapa t . Para los generadores hidroeléctricos, por ejemplo, representa el valor del agua (variable estocástica). Esta expresado en USD/MWh.
- $G_{t,i}$: Generación de la planta i en la etapa t (variable estocástica). Esta expresada en 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 . Esta expresado en USD.
- $C_{t,j}$: 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). Esta expresado en USD/MWh.
- $G_{t,j}$: Generación de la planta candidata j en la etapa t (variable estocástica). Esta expresada en 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 . Esta expresado en USD.

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

1.1.1. Restricción de balance de energía

Para cada etapa del horizonte de simulación, la generación del parque existente y los proyectos candidatos que el modelo decide instalar luego de la optimización, agregando la energía racionada, debe ser igual a la demanda.

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

1.1.2. Restricciones de despacho

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

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

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

Donde:

- Cap_i : Capacidad instalada de la planta i . Esta expresada en MW.
- Cap_j : Capacidad instalada de la planta j . Esta expresada en MW.
- Δt_i : Horas en la etapa t_i .
- Δt_j : Horas en la etapa t_j .

1.1.3. Restricción de integralidad de la decisión

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

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

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

1.1.4. 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.

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

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

1.1.5. Restricciones de inversión

- Periodicidad de las inversiones: El modelo permite que las inversiones se pueden llevar a cabo cada trimestre, semestre o año. Para este ejercicio, el modelo puede decidir sobre un proyecto cada seis meses.
- 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 este ejercicio se trabaja con una tasa del 8.3% anual.
- Las plantas de la Tabla 10 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 de acuerdo con el documento de proyección de demanda vigente.

1.1.6. 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.

1.2. PLEXOS

1.2.1. Función Objetivo

$$\begin{aligned}
 & \sum_{(y)} DF_y * (BuildCost_g * GenBuild_{(g,y)}) \\
 & + \sum_{(y)} DF_y * [FOMCharge_g * 1000 * PMAX_g(Units_g + \sum_{i \leq y} GenBuild_{g,i})] \\
 & + \sum_{(t)} DF_t * L_t * [Voll * USE_t + \sum_g SRMC_g * GenLoad_{g,t}]
 \end{aligned}$$

Donde:

- DF_y : Tasa de descuento anual
- DF_t : Tasa de descuento para el período t
- $GenBuild_{(g,y)}$: Número de unidades de generación construidas en el año y para el generador g
- $GenLoad_{g,t}$: Despacho de la unidad de generación g en el período t (MWh)
- $BuildCost_g$: Costo overnight para el generador g (USD)
- USE_t : Energía no servida (demanda racionada) en el despacho del período t (MWh)
- $FOMCharge_g$: Costos fijos de operación y mantenimiento para el generador g (USD)
- $PMAX_g$: Capacidad máxima de cada unidad del generador g (MW)
- $Units_g$: Número de unidades instaladas del generador g
- L_t : Duración del despacho del período t (horas)
- $Voll$: Costo de racionamiento (USD/MWh)
- $SRMC_g$: Costo de generación del generador g
- $Demand_t$: Demanda en el período t
- $MaxUnitsBuilt_{g,y}$: Máximo número de unidades del generador g que se pueden construir en el año y

1.2.2. Restricción de balance de energía

$$\sum_{(g)} GenLoad_{(g,t)} + USE_t = Demand_t \quad \forall_t$$

1.2.3. Restricción de despacho

$$GenLoad_{(g,t)} \leq PMAX_g(Units_g + \sum_{i \leq y} GenBuild_{g,i})$$

1.2.4. Restricción de integralidad de la decisión

1.2.5. $\text{GenBuild}_{(g,y)}$: Entero

1.2.6. Restricción de factibilidad de la expansión

1.2.7. $\sum_{i \leq y} \text{GenBuild}_{g,i} \leq \text{MaxUnitsBuilt}_{g,y}$

1.2.8. 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.
- Mínimo tiempo en línea
- Mínimo técnico
- Tiempos de arranque en frío, tibio y caliente
- Bloques de arranque y parada
- Rampas de subida y bajada entre mínimo técnico y capacidad máxima

ANEXO II. SEDIMENTACIÓN

1. Introducción

La sedimentación que ocurre en los embalses se constituye en un parámetro muy importante para establecer cuál es el efecto real en la cantidad de energía que dichos embalses pueden guardar a medida que pasa el tiempo.

Los embalses, en mayor o menor medida, capturan las partículas en suspensión que traen los ríos, y la totalidad del material de arrastre que llega hasta ellos. Este anexo muestra la metodología y los resultados del cálculo de la sedimentación en algunos de los embalses más importantes de Colombia.

2. Análisis y Resultados

2.1. Datos de sedimentación

Los datos de sedimentación fueron tomados a partir del Estudio Nacional del Agua 2014, en cuyo Capítulo 7 se habla de la producción de sedimentos. Para la macrocuenca Magdalena-Cauca, donde se encuentran la mayor parte de los embalses analizados, se tienen los siguientes datos:

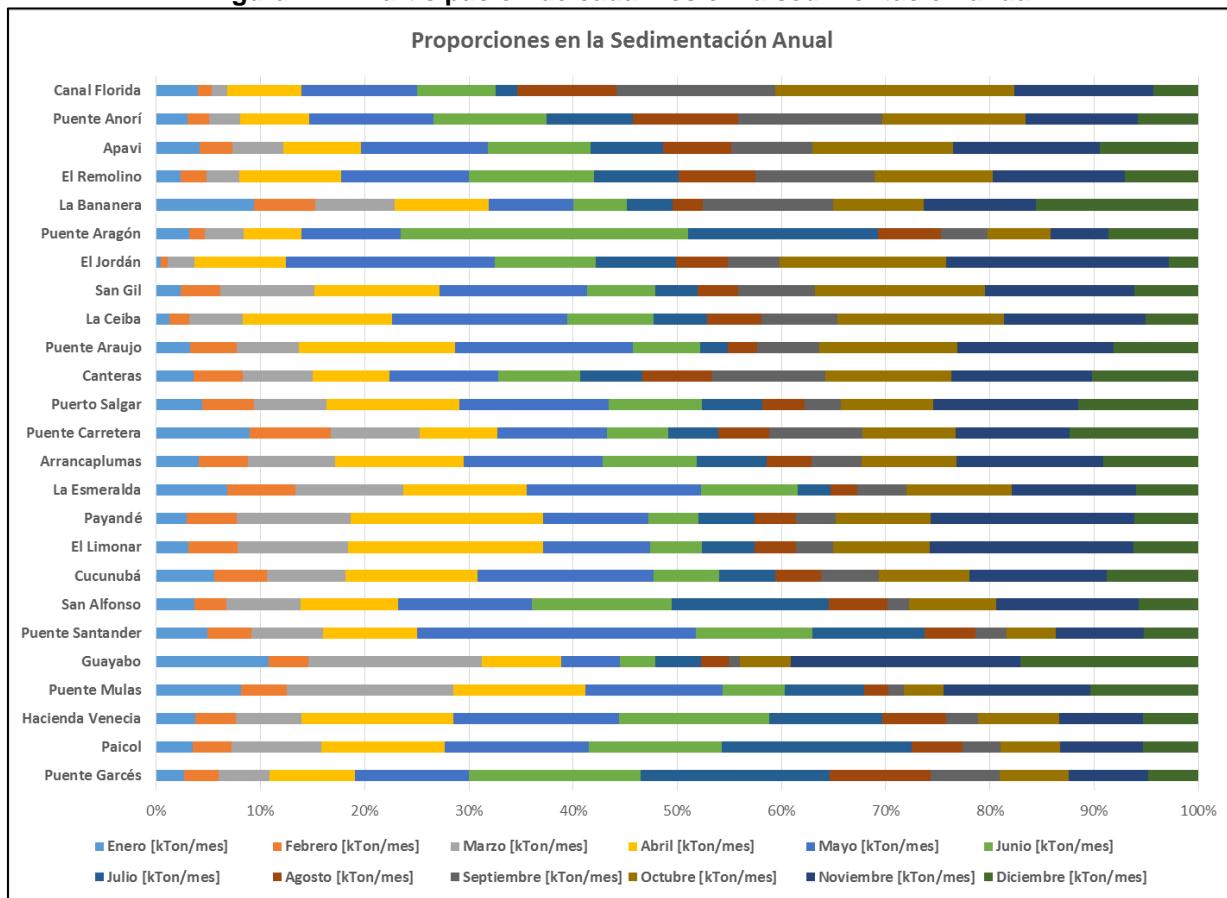
Tabla II.1 – Transporte de sedimentos

Zona Hidrográfica	Subzona	Estación	Enero [kTon/mes]	Febrero [kTon/mes]	Marzo [kTon/mes]	Abril [kTon/mes]	Mayo [kTon/mes]	Junio [kTon/mes]	Julio [kTon/mes]	Agosto [kTon/mes]	Septiembre [kTon/mes]	Octubre [kTon/mes]	Noviembre [kTon/mes]	Diciembre [kTon/mes]	Promedio [kTon/mes]
Alto Magdalena	Río Suaza	Puente Garcés	8.50	10.67	15.50	26.25	34.83	52.50	58.08	30.75	21.33	21.00	24.33	15.42	26.60
Alto Magdalena	Río Páez	Paicol	89.72	98.07	225.57	306.03	357.50	331.07	471.56	127.28	93.20	148.15	205.87	138.41	215.78
Alto Magdalena	Río Yaguára	Hacienda Venecia	9.28	9.53	15.39	36.07	39.00	35.51	26.79	15.20	7.41	19.31	19.69	13.08	20.52
Alto Magdalena	Río Neiva	Puente Mulas	12.30	6.54	24.22	19.04	19.85	8.99	11.60	3.39	2.25	5.84	21.20	15.65	12.57
Alto Magdalena	Río Ceiba	Guayaba	6.59	2.36	10.20	4.64	3.45	2.09	2.70	1.59	0.69	2.99	13.50	10.45	5.10
Alto Magdalena	Río Magdalena	Puente Santander	450.30	393.51	636.92	835.70	2,470.59	1,034.48	993.91	450.30	275.86	438.13	774.85	486.82	770.11
Alto Magdalena	Río Cabrera	San Alfonso	37.62	32.31	73.88	97.67	133.74	139.00	157.03	59.11	21.54	86.91	142.00	59.61	86.72
Alto Magdalena	Río Luisa	Cucunubá	4.31	3.92	5.86	9.82	13.12	4.84	4.24	3.35	4.31	6.75	10.24	6.82	6.47
Alto Magdalena	Río Sumapaz	El Limonar	4.99	7.78	17.42	30.72	16.85	8.11	8.30	6.58	5.86	15.17	32.11	10.22	13.68
Alto Magdalena	Río Coello	Payandé	4.62	7.67	17.57	29.43	16.14	7.67	8.71	6.33	6.10	14.52	31.19	9.86	13.32
Alto Magdalena	Río Lagonilla	La Esmeralda	8.49	8.18	12.98	14.73	20.96	11.54	3.94	3.18	5.89	12.71	14.90	7.43	10.41
Alto Magdalena	Río Magdalena	Arrancapijamas	1,504.13	1,735.54	3,074.38	4,561.98	4,909.09	3,338.84	2,446.28	1,603.31	1,760.33	3,363.64	5,206.61	3,347.11	3,070.94
Medio Magdalena	Río Sucio	Puente Carretera	0.91	0.79	0.86	0.76	1.06	0.60	0.48	0.50	0.90	0.91	1.12	1.25	0.85
Medio Magdalena	Río Magdalena	Puerto Salgar	1,124.01	1,246.42	1,769.48	3,222.34	3,622.42	2,281.40	1,457.87	1,029.41	879.17	2,253.58	3,527.82	2,915.74	2,111.22
Medio Magdalena	Río Nare	Canteras	73.21	96.09	138.52	150.58	213.81	160.98	121.05	138.52	221.71	246.26	276.62	209.23	170.55
Medio Magdalena	Río Cárare	Puente Trajo	307.79	414.17	568.17	1,419.54	1,601.33	615.57	246.72	271.15	556.95	1,259.77	1,416.79	767.02	787.18
Sobrano	Río Chía	La Cebada	15.23	23.69	63.36	117.89	202.80	104.14	102.55	64.30	82.02	171.97	165.57	62.03	100.4
Sobrano	Río Fonce	San Gil	11.65	18.85	44.67	59.43	70.24	32.30	20.17	19.45	36.14	81.17	70.72	34.50	41.27
Sobrano	Río Chicamocha	El Jordán	28.22	41.24	160.62	557.83	1,271.94	614.26	486.20	316.90	314.73	1,011.47	1,356.59	180.16	528.35
Cauca	Alto Cauca	Puente Aragón	2.47	1.17	2.92	4.40	7.48	2.68	14.39	4.71	3.64	4.74	4.36	6.77	6.64
Cauca	Río Chirí	La Bananera	1.62	1.01	1.32	1.55	1.41	0.88	0.76	0.49	2.16	1.49	1.86	2.68	1.44
Cauca	Río San Juan	El Remolino	25.63	26.29	34.62	105.60	132.77	130.80	87.64	80.41	123.35	123.35	137.59	76.46	90.38
Cauca	Río Cauca	Apaví	1,573.48	1,198.08	1,869.01	2,827.48	4,608.63	3,753.99	2,627.80	2,492.01	2,939.30	5,127.80	5,367.41	3,578.27	3,163.60
Nechí	Alto Nechí	Puente Anorí	19.75	13.91	18.89	43.54	79.43	71.78	54.95	67.33	91.53	91.11	71.36	38.67	55.27
Bajo Magdalena	Ciénaga Grande	Canal Florida	1,100.83	386.78	406.61	1,973.55	3,094.21	2,082.64	585.12	2,638.02	4,224.79	6,386.78	3,689.26	1,209.92	2,314.88

Fuente: Estudio Nacional del Agua 2014. Diseño Tabla: UPME

La tabla anterior muestra la producción de sedimentos a nivel mensual, y la siguiente figura muestra la proporción mensual de producción de sedimentos para cada una de las estaciones

Figura II.1 – Participación de cada mes en la sedimentación anual



Fuente: Estudio Nacional del Agua 2014. Diseño Figura: UPME

2.2. Teoría de sedimentación

El cálculo de la sedimentación se llevó a cabo con base en la teoría presentada en el Apéndice A del libro “Design of Small Dams” del US Bureau of Reclamation, Tercera Edición (1987).

En primer lugar, se establece la relación entre el Caudal Sólido (Q_s) y el Caudal Líquido (Q_w), la cual para las unidades del Sistema Internacional, se define como:

$$Q_s = 0.0864CQ_w \quad (\text{Ecuación IV.1})$$

Donde:

- Q_s : Caudal Sólido [Ton/día]
- Q_w : Caudal Líquido [m^3/s]
- C : Concentración de sedimentos en suspensión [mg/L]

A continuación, se establece el tipo de operación del embalse, de acuerdo con las siguientes definiciones:

Tabla IV.2 – Tipos de Operación para Embalses

Tipo de Operación	Definición de la Operación
1	Embalse generalmente lleno
2	Embalse con mucha fluctuación
3	Embalse generalmente vacío
4	Filo de agua

Fuente: "Design of Small Dams", US Bureau of Reclamation, Third Edition (1987). Diseño Tabla: UPME

Los embalses en Colombia tratan de ser manejados principalmente bajo el tipo de operación # 2, es decir, fluctúan bastante, con excepción de los embalses más grandes (El Peñol y Sogamoso).

Luego se estima la densidad de los sedimentos que entran al embalse utilizando la siguiente expresión:

$$W = W_c p_c + W_M p_M + W_s p_s \quad (\text{Ecuación IV.2})$$

Donde:

- W : Densidad total del sedimento [kg/m³]
 W_c : Densidad de la arcilla [kg/m³]
 W_M : Densidad del limo [kg/m³]
 W_s : Densidad de la arena [kg/m³]
 p_c : Fracción de arcilla [Adim]
 p_M : Fracción de limo [Adim]
 p_s : Fracción de arena [Adim]

Se debe cumplir que la suma de las fracciones es igual a uno (1).

Luego se hace necesario calcular de qué forma los sedimentos depositados en el embalse van ocupando volumen dentro del mismo, teniendo en cuenta que su densidad aumenta a medida que pasa el tiempo. La expresión que permite calcular de qué forma cambia la densidad a través del tiempo se muestra a continuación:

$$W_T = W + 0.4343K \left[\left(\frac{T}{T-1} \right) \ln T - 1 \right] \quad (\text{Ecuación IV.3})$$

Donde:

- W_T : Densidad del sedimento luego de T años de operación del embalse [kg/m³]
 W : Densidad del sedimento dada por la Ecuación 2 [kg/m³]
 K : Factor de tiempo de sedimentación [Adim]

El factor de tiempo de sedimentación se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$K = K_c p_c + K_M p_M + K_s p_s \quad (\text{Ecuación IV.4})$$

Donde los factores de tiempo de sedimentación para arcilla (K_c), limo (K_M) y arena (K_s), se obtienen de la siguiente tabla:

Tabla II.3 – Valores usuales para la densidad y el factor de tiempo de sedimentación

Operación del Embalse	Tipo de Operación	1	2	3	4
	Definición de la Operación	Embalse generalmente lleno	Embalse con mucha fluctuación	Embalse generalmente vacío	Filo de agua
	Densidad Arcilla [kg/m ³]	416	561	641	961
	Densidad Limo [kg/m ³]	1120	1140	1150	1170
	Densidad Arena [kg/m ³]	1550	1550	1550	1550
	K_c (Arcilla)	256	135	0	0
	K_M (Limo)	91	29	0	0
	K_s (Arena)	0	0	0	0

Fuente: "Design of Small Dams", US Bureau of Reclamation, Third Edition (1987). Diseño Tabla: UPME

El siguiente parámetro necesario para calcular la cantidad de sedimento que se deposita en el embalse es la **Eficiencia de Atrapamiento**, la cual se mide en términos porcentuales y representa la fracción de sedimentos en suspensión que son atrapados en el embalse, teniendo en cuenta que parte de estos sedimentos podrían pasar a través de las turbinas durante la operación normal, y en otros casos, a través de la descarga de fondo o del vertedero de excesos.

Dicha eficiencia se calcula con base en la Ecuación de Churchill:

$$E = 100 - (1600R^{-0.2}-12) \quad (\text{Ecuación IV.5})$$

Donde:

- E : Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [%]
 R : Índice de Sedimentación [s²/m]

El índice de sedimentación se calcula a su vez como:

$$R = \frac{t_D}{v_{Pr}} \quad (\text{Ecuación IV.6})$$

Donde:

- t_D : Tiempo de retención hidráulica [s]
 v_{Pr} : Velocidad media de flujo dentro del embalse [m/s]

El tiempo de retención hidráulica se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$t_D = \frac{V_E}{Q} \quad (\text{Ecuación IV.7})$$

Donde:

- V_E : Volumen del embalse [m³]
 Q : Caudal promedio de entrada al embalse [m³/s]

La velocidad promedio de flujo dentro del embalse se calcula así:

$$v_{Pr} = \frac{Q}{A_{ST}} \quad (\text{Ecuación IV.8})$$

Donde A_{ST} es el área seccional promedio del embalse, la cual se calcula como:

$$A_{ST} = \frac{V_E}{L_E} \quad (\text{Ecuación IV.9})$$

Donde L_E es la longitud del embalse. Ahora, reemplazando las ecuaciones 7, 8 y 9 en la ecuación 6, llegamos a que el **Índice de Sedimentación** se calcula como:

$$R = \frac{V_E^2}{Q^2 L_E} \quad (\text{Ecuación IV.10})$$

Cuando ya se tienen calculadas las densidades del sedimento depositado durante los años definidos para el análisis (Para este caso son 50 años), se calculan, para cada año, las cantidades de sedimentos que originalmente vienen en suspensión, depositadas durante cada año T, utilizando la siguiente expresión:

$$V_T = 1000000 \frac{E \cdot Q_s}{W_T} \quad (\text{Ecuación IV.11})$$

Donde:

- Q_s : Caudal de sedimentos en suspensión que entran al embalse [kTon/Año]
 V_T : Volumen de sedimentos depositados en el embalse durante el año T [$m^3/Año$]
 E : Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [Adim]

Ahora bien, el procedimiento anterior permite calcular los sedimentos en suspensión que se depositan en el embalse, sin embargo, también se debe calcular la cantidad de sedimentos de arrastre que entran al embalse, para lo cual la mejor opción es medir directamente dicho transporte, y además tener el perfil exacto del fondo del embalse, lo cual no se tiene.

Por lo tanto, la anterior opción no es viable para este caso, haciéndose necesario correlacionar la cantidad de sedimentos de arrastre con la cantidad calculada de sedimentos en suspensión, para lo cual se toma como base la siguiente tabla:

Tabla II.4 – Relación entre Sedimentos en Suspensión y de Arrastre

Concentración de los Sedimentos Suspendidos [mg/L]	Material de Arrastre	Textura del Material en Suspensión	Porcentaje de carga de fondo en función de la carga suspendida [%]
<1000	Arena	De 20% a 50% de Arena	20 a 150
1000 a 7500	Arena	De 20% a 50% de Arena	10 a 35
>7500	Arena	De 20% a 50% de Arena	5
Cualquier Concentración	Arcilla compactada, grava, guijarros o cantos	De una pequeña cantidad a 25% de Arena	5 a 15
Cualquier Concentración	Arcilla y Limo	Sin Arena	<2

Fuente: "Design of Small Dams", US Bureau of Reclamation, Third Edition (1987). Diseño Tabla: UPME

Mediante el uso de esta tabla se calcula en función de los tres (3) primeros parámetros, el porcentaje de carga de fondo. Dicho valor se multiplica por el transporte anual de sedimentos en suspensión y se suma durante el horizonte de análisis, calculando así el volumen de arrastre que ha sido atrapado por el embalse. La expresión matemática que resume este cálculo es la siguiente:

$$V_A = p_{CF} \cdot \sum_{T=1}^N V_{S,T} \quad (\text{Ecuación IV.12})$$

Donde:

- p_{CF} : Fracción de carga de fondo en función de la carga suspendida [Adim]
 $V_{S,T}$: Volumen de sedimentos en suspensión entrando al embalse en el año T [m^3]

El valor de $V_{S,T}$ se calcula así:

$$V_{S,T} = 0.365 Q_s \quad (\text{Ecuación IV.13})$$

Finalmente, al sumar los aportes de arrastre y en suspensión, se obtiene el volumen total de sedimento depositado en el embalse, el cual disminuye la capacidad inicial del embalse al final del año N.

2.3. Resultados

El análisis mostrado en el numeral anterior se llevó a cabo para 26 embalses del país: Sogamoso, El Quimbo, Chuza, Sisga, Neusa, Alto Anchicayá, Calima, Salvajina, San Lorenzo, Tominé, Ituango, Miel I, San Carlos, Urrá I, Chivor, Guavio, Porce III, Peñol, Prado, Riogrande II, Playas, Betania, Porce II, Troneras, Miraflores y Muña, utilizando los datos batimétricos disponibles más recientes que están siendo utilizados en el SDDP para las corridas del plan de expansión.

Para el cálculo de los volúmenes de sedimento se asumió lo siguiente:

- Operación del embalse tipo 2, excepto para Sogamoso y Peñol, para los cuales se tomó un valor de 1, dado que se considera que son embalses con un tamaño tal que sus fluctuaciones son mínimas.
- Fracción de arcilla del 37%.
- Fracción de limo del 23%.
- Fracción de arena del 40%.
- Dado que no había datos de caudal sólido para los embalses de San Carlos, Porce III, Playas, Sisga, Alto Anchicayá, Calima, Salvajina, Tominé y Muña, se asumió una concentración de sedimentos en suspensión de 600 mg/L.
- Para los embalses de Urrá I, Chivor, Guavio, Porce II, Prado, Chuza, Neusa, Riogrande II y San Lorenzo se utilizaron datos históricos provenientes de las batimetrías analizadas en el Consejo Nacional de Operación.
- Para los demás embalses se utilizaron datos de caudal sólido del Estudio Nacional del Agua.
- De acuerdo con la Tabla 4, se escogió un valor del factor de arrastre de 0,75 para las concentraciones de sólidos en suspensión menores a 1000 mg/L, y de 0,20 para las concentraciones entre 1000 y 7500 mg/L.
- De acuerdo con un estudio reciente del Consejo Nacional de Operación y Acolgen, la información analizada arroja una tasa promedio de pérdida del volumen total de los embalses analizados de 4.3 Mm³/año, mientras que la del embalse muerto ha sido de 13.5 Mm³/año, con lo cual la pérdida porcentual del volumen muerto es del 75,84% de los sedimentos que efectivamente llegan a esa zona, por lo tanto, se asume este porcentaje para todos los embalses.
- Se tomó un horizonte de análisis de 50 años.

El cálculo se muestra en las siguientes tablas:

Tabla II.5 – Cálculo de sedimentación en embalses (Parte 1 de 5)

Parámetros	Muña	Alto Anchicayá	Troneras	San Carlos	Playas
Año última batimetría	2019	2019	2019	2019	2019
Tipo de Operación	2	2	2	2	2
Fracción Arcilla	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
Fracción Limo	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Fracción Arena	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Densidad Arcilla [kg/m ³]	561	561	561	561	561
Densidad Limo [kg/m ³]	1140	1140	1140	1140	1140
Densidad Arena [kg/m ³]	1550	1550	1550	1550	1550
Densidad Inicial [kg/m ³]	1089,77	1089,77	1089,77	1089,77	1089,77
Factor de Tiempo Arcilla (Kc)	135	135	135	135	135
Factor de Tiempo Limo (Km)	29	29	29	29	29
Factor de Tiempo Arena (Ks)	0	0	0	0	0
Factor de Tiempo Total (K)	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62
Volumen Muerto + Mínimo Técnico Inicial [m ³]	50.000	6.720.000	8.640.000	8.200.000	19.930.000
Volumen Util Inicial [m ³]	12.640.000	31.780.000	21.900.000	48.390.000	49.160.000
Volumen Total Inicial [m ³]	12.690.000	38.500.000	30.540.000	56.590.000	69.090.000
Longitud del Embalse [m]	3.935	3.165	2.739	8.640	9.388
Área Seccional Promedio [m ²]	3.225	12.164	11.150	6.550	7.359
Tiempo de Retención Hidráulica [s]	1.015.096	856.807	736.928	2.059.649	2.063.669
Índice de Sedimentación (Ksd)	261.860.267	231.948.979	198.270.562	490.989.841	453.635.665
Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [%]	78,85%	78,03%	76,95%	82,76%	82,30%
Caudal Líquido Promedio [m ³ /s]	12.50127907	44.93426471	41.44230457	27.47556106	33.47919881
Velocidad Promedio de Flujo en el Embalse [m/s]	0,00387648	0,003693947	0,00371678	0,00419489	0,004549178
Concentración SST [mg/L]	600	600	507.4858885	600	600
Transporte Medio Anual en Suspensión [kTon/Año]	236,544202	850,23	663,25	519,88	633,48
Factor de Arrastre [Adim]	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Transporte Medio Anual de Arrastre [kTon/Año]	177,41	637,67	497,43	389,91	475,11
Sedimentación SST en 50 Años [m ³]	8.160.763,33	29.029.989,89	22.331.521,63	18.826.801,94	22.811.351,92
Sedimentación Arrastre en 50 Años [m ³]	6.120.572,49	21.772.492,42	16.748.641,22	14.120.101,46	17.108.513,94

Parámetros	Muña	Alto Anchicayá	Troneras	San Carlos	Playas
Sedimentación Total en 50 Años [m³]	14.281.335,82	50.802.482,31	39.080.162,85	32.946.903,40	39.919.865,86
Volumen Remanente después de 50 años [m³]	0,00	0,00	0,00	23.643.096,60	29.170.134,14
Pérdida de Capacidad en 50 años [%]	100,00%	100,00%	100,00%	58,22%	57,78%
Relación Volumen (Muerto+Mínimo Técnico)/Total [%]	0,39%	17,45%	28,29%	14,49%	28,85%
Relación Pérdida VM+VMT/Pérdida Vol Total (Acolgen)	75,84%	75,84%	75,84%	75,84%	75,84%
Sedimentos depositados debajo del mínimo técnico [%]	0,30%	13,24%	21,46%	6,40%	12,64%
Sedimentos depositados sobre el mínimo técnico [%]	99,70%	86,76%	78,54%	51,82%	45,14%

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

Tabla II.6 – Cálculo de sedimentación en embalses (Parte 2 de 5)

Parámetros	Betania	San Lorenzo	Forcé II	Miel I	Riogrande II
Año última batimetría	2019	2019	2019	2019	2019
Tipo de Operación	2	2	2	2	2
Fracción Arcilla	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
Fracción Límo	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Fracción Arena	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Densidad Arcilla [kg/m³]	561	561	561	561	561
Densidad Límo [kg/m³]	1140	1140	1140	1140	1140
Densidad Arena [kg/m³]	1550	1550	1550	1550	1550
Densidad Inicial [kg/m³]	1089,77	1089,77	1089,77	1089,77	1089,77
Factor de Tiempo Arcilla (Kc)	135	135	135	135	135
Factor de Tiempo Límo (Km)	29	29	29	29	29
Factor de Tiempo Arena (Ks)	0	0	0	0	0
Factor de Tiempo Total (K)	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62
Volumen Muerto + Mínimo Técnico Inicial [m³]	444.070.000	17.200.000	40.200.000	49.920.000	48.810.000
Volumen Útil Inicial [m³]	755.980.000	161.860.000	88.820.000	441.380.000	137.060.000
Volumen Total Inicial [m³]	1.200.050.000	179.060.000	129.020.000	491.300.000	185.870.000
Longitud del Embalse [m]	13.117	8.152	8.232	21.460	11.500
Área Seccional Promedio [m²]	91.488	21.965	15.673	22.894	16.163
Tiempo de Retención Hidráulica [s]	6.220.187	4.724.284	1.631.265	5.846.695	6.396.077
Índice de Sedimentación (Ksd)	2.949.662.797	2.737.838.165	323.254.024	1.592.909.567	3.557.374.090
Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [%]	91,57%	91,27%	80,22%	88,90%	92,33%
Caudal Líquido Promedio [m³/s]	192.928.219	37.902.041.96	79.019.688.81	84.030.383.39	29.06
Velocidad Promedio de Flujo en el Embalse [m/s]	0,002108779	0,001725553	0,005046389	0,00367045	0,001797977
Concentración SST [mg/L]	1518.917.873	1113.788.287	285.340.083	822.269.683	1036.162.898
Transporte Medio Anual en Suspensión [kTon/Año]	9.241,38	1.331,29	711,71	2.179,00	949,58
Factor de Arrastre [Adim]	0,20	0,20	0,75	0,75	0,20
Transporte Medio Anual de Arrastre [kTon/Año]	1.848,28	266,26	533,78	1.634,25	189,92
Sedimentación SST en 50 Años [m³]	370.287.630,72	53.163.954,10	24.979.744,33	84.755.347,21	38.360.143,57
Sedimentación Arrastre en 50 Años [m³]	74.057.526,14	10.632.790,82	18.734.808,25	63.566.510,41	7.672.028,71
Sedimentación Total en 50 Años [m³]	444.345.156,87	63.796.744,92	43.714.552,57	148.321.857,62	46.032.172,28
Volumen Remanente después de 50 años [m³]	755.704.843,13	115.263.255,08	85.305.447,43	342.978.142,38	139.837.827,72
Pérdida de Capacidad en 50 años [%]	37,03%	35,63%	33,88%	30,19%	24,77%
Relación Volumen (Muerto+Mínimo Técnico)/Total [%]	37,00%	9,61%	31,16%	10,16%	26,26%
Relación Pérdida VM+VMT/Pérdida Vol Total (Acolgen)	75,84%	75,84%	75,84%	75,84%	75,84%
Sedimentos depositados debajo del mínimo técnico [%]	10,39%	2,60%	8,01%	2,33%	4,93%
Sedimentos depositados sobre el mínimo técnico [%]	26,64%	33,03%	25,88%	27,86%	19,83%

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

Tabla II.7 – Cálculo de sedimentación en embalses (Parte 3 de 5)

Parámetros	Ituango	Urrá I	Chuza	Salvajina	Forcé III
Año última batimetría	2019	2019	2019	2019	2019
Tipo de Operación	2	2	2	2	2
Fracción Arcilla	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
Fracción Límo	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Fracción Arena	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Densidad Arcilla [kg/m³]	561	561	561	561	561
Densidad Límo [kg/m³]	1140	1140	1140	1140	1140
Densidad Arena [kg/m³]	1550	1550	1550	1550	1550
Densidad Inicial [kg/m³]	1089,77	1089,77	1089,77	1089,77	1089,77
Factor de Tiempo Arcilla (Kc)	135	135	135	135	135
Factor de Tiempo Límo (Km)	29	29	29	29	29
Factor de Tiempo Arena (Ks)	0	0	0	0	0
Factor de Tiempo Total (K)	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62
Volumen Muerto + Mínimo Técnico Inicial [m³]	842.000.000	356.210.000	10.100.000	93.640.000	29.770.000
Volumen Útil Inicial [m³]	975.000.000	1.237.910.000	215.190.000	714.740.000	130.870.000
Volumen Total Inicial [m³]	1.817.000.000	1.594.120.000	225.290.000	808.380.000	160.640.000
Longitud del Embalse [m]	79.000	22.260	7.990	23.371	15.430
Área Seccional Promedio [m²]	23.000	71.614	28.196	34.589	10.411
Tiempo de Retención Hidráulica [s]	2.186.211	4.696.822	18.918.428	5.925.841	7.059.248
Índice de Sedimentación (Ksd)	60.500.230	991.021.543	44.794.357.042	1.502.528.459	3.229.616.491
Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [%]	67,56%	86,60%	100,00%	88,62%	91,94%
Caudal Líquido Promedio [m³/s]	831.118.3432	339.403.9426	11.908.494.81	136.416.078	22.755.964.91
Velocidad Promedio de Flujo en el Embalse [m/s]	0,03613558	0,004739375	0,00042234	0,003943913	0,002185785
Concentración SST [mg/L]	331.179.3576	536.701.4804	2693.576.886	600	600
Transporte Medio Anual en Suspensión [kTon/Año]	8.680,26	5.744,55	1.011,56	2.581,21	430,58
Factor de Arrastre [Adim]	0,75	0,75	0,20	0,75	0,75
Transporte Medio Anual de Arrastre [kTon/Año]	6.510,20	4.308,42	202,31	1.935,91	322,93
Sedimentación SST en 50 Años [m³]	256.597.383,94	217.660.686,57	44.260.784,23	100.093.276,55	17.321.792,69
Sedimentación Arrastre en 50 Años [m³]	192.448.037,95	163.245.514,92	8.852.156,85	75.069.957,41	12.991.344,52
Sedimentación Total en 50 Años [m³]	449.045.421,89	380.906.201,49	53.112.941,08	175.163.233,96	30.313.137,21
Volumen Remanente después de 50 años [m³]	1.367.954.578,11	1.213.213.798,51	172.177.058,92	633.216.766,04	130.326.862,79
Pérdida de Capacidad en 50 años [%]	24,71%	23,89%	23,58%	21,67%	18,87%

Relación Volumen (Muerto+Mínimo Técnico)/Total [%]	46,34%	22,35%	4,48%	11,58%	18,53%
Relación Pérdida VM+VMT/Pérdida Vol Total (Acolgen)	75,84%	75,84%	75,84%	75,84%	75,84%
Sedimentos depositados debajo del mínimo técnico [%]	8,69%	4,05%	0,80%	1,90%	2,65%
Sedimentos depositados sobre el mínimo técnico [%]	16,03%	19,85%	22,77%	19,76%	16,22%

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

Tabla II.8 – Cálculo de sedimentación en embalses (Parte 4 de 5)

Parámetros	Prado	Chivor	El Quimbo	Peñol	Sogamoso
Año última batimetría	2019	2019	2019	2019	2019
Tipo de Operación	2	2	2	1	1
Fracción Arcilla	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
Fracción Límo	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Fracción Arena	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Densidad Arcilla [kg/m³]	561	561	561	416	416
Densidad Límo [kg/m³]	1140	1140	1140	1120	1120
Densidad Arena [kg/m³]	1550	1550	1550	1550	1550
Densidad Inicial [kg/m³]	1089,77	1089,77	1089,77	1031,52	1031,52
Factor de Tiempo Arcilla (Kc)	135	135	135	256	256
Factor de Tiempo Límo (Km)	29	29	29	91	91
Factor de Tiempo Arena (Ks)	0	0	0	0	0
Factor de Tiempo Total (K)	56,62	56,62	56,62	115,65	115,65
Volumen Muerto + Mínimo Técnico Inicial [m³]	330.020.000	23.300.000	445.440.000	77.830.000	581.590.000
Volumen Útil Inicial [m³]	420.660.000	587.590.000	2.360.260.000	1.044.020.000	2.756.310.000
Volumen Total Inicial [m³]	750.680.000	610.890.000	2.805.700.000	1.121.850.000	3.337.900.000
Longitud del Embalse [m]	23.550	22.900	55.000	7.250	17.690
Área Seccional Promedio [m²]	31.876	26.676	51.013	154.738	188.689
Tiempo de Retención Hidráulica [s]	13.862.516	7.686.869	11.901.424	33.508.866	6.946.682
Índice de Sedimentación (Ksd)	8.160.057.110	2.580.260.326	2.575.343.418	154.875.052.000	2.727.891.052
Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [%]	95,34%	91,02%	91,01%	100,00%	91,25%
Caudal Líquido Promedio [m³/s]	54.151.7867	79.471.88468	235.744.9035	33.479.19881	480.502.7687
Velocidad Promedio de Flujo en el Embalse [m/s]	0,001698826	0,002979106	0,004621296	0,000216361	0,002546539
Concentración SST [mg/L]	1561,021038	587.4469158	1285.978699	1938.424883	248.7267435
Transporte Medio Anual en Suspensión [kTon/Año]	2.665,80	1.472,27	9.560,55	2.046,59	3.768,99
Factor de Arrastre (Adim)	0,20	0,75	0,20	0,20	0,75
Transporte Medio Anual de Arrastre [kTon/Año]	533,16	1.104,21	1.912,11	409,32	2.826,74
Sedimentación SST en 50 Años [m³]	111.201.581,73	58.634.877,80	380.725.334,12	89.654.256,67	150.665.069,60
Sedimentación Arrastre en 50 Años [m³]	22.240.316,35	43.976.158,35	76.145.066,82	17.930.851,33	112.998.802,20
Sedimentación Total en 50 Años [m³]	133.441.898,08	102.611.036,15	456.870.400,95	107.585.108,00	263.663.871,81
Volumen Remanente después de 50 años [m³]	617.238.101,92	508.278.963,85	2.348.829.599,05	1.014.264.892,00	3.074.236.128,19
Pérdida de Capacidad en 50 años [%]	17,78%	16,80%	16,28%	9,59%	7,90%
Relación Volumen (Muerto+Mínimo Técnico)/Total [%]	43,96%	3,81%	15,88%	6,94%	17,42%
Relación Pérdida VM+VMT/Pérdida Vol Total (Acolgen)	75,84%	75,84%	75,84%	75,84%	75,84%
Sedimentos depositados debajo del mínimo técnico [%]	5,93%	0,49%	1,96%	0,50%	1,04%
Sedimentos depositados sobre el mínimo técnico [%]	11,85%	16,31%	14,32%	9,09%	6,86%

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

Tabla II.9 – Cálculo de sedimentación en embalses (Parte 5 de 5)

Parámetros	Neusa	Miraflores	Guavio	Calima	Sisga	Tominé
Año última batimetría	2019	2019	2019	2019	2019	2019
Tipo de Operación	2	2	2	2	2	2
Fracción Arcilla	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
Fracción Límo	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Fracción Arena	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Densidad Arcilla [kg/m³]	561	561	561	561	561	561
Densidad Límo [kg/m³]	1140	1140	1140	1140	1140	1140
Densidad Arena [kg/m³]	1550	1550	1550	1550	1550	1550
Densidad Inicial [kg/m³]	1089,77	1089,77	1089,77	1089,77	1089,77	1089,77
Factor de Tiempo Arcilla (Kc)	135	135	135	135	135	135
Factor de Tiempo Límo (Km)	29	29	29	29	29	29
Factor de Tiempo Arena (Ks)	0	0	0	0	0	0
Factor de Tiempo Total (K)	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62
Volumen Muerto + Mínimo Técnico Inicial [m³]	0	5.640.000	17.710.000	105.520.000	0	0
Volumen Útil Inicial [m³]	114.680.000	96.580.000	764.340.000	424.660.000	91.660.000	619.550.000
Volumen Total Inicial [m³]	114.680.000	102.220.000	782.050.000	530.180.000	91.660.000	619.550.000
Longitud del Embalse [m]	6.855	15.646	14.470	14.043	8.610	15.646
Área Seccional Promedio [m²]	16.729	6.533	54.046	37.754	10.646	39.598
Tiempo de Retención Hidráulica [s]	65.264.472	22.922.842	11.045.747	43.712.981	43.983.862	161.465.543
Índice de Sedimentación (Ksd)	621.364.151,42	33.584.090,33	8.431.826,231	136.069.551,22	224.689.912,65	1.666.312.258,43
Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [%]	100,00%	99,44%	95,44%	100,00%	100,00%	100,00%
Caudal Líquido Promedio [m³/s]	1.751.581,77	4.459.307,479	70.801.006,39	12.128.662,65	2.083.946,136	3.837.041.565
Velocidad Promedio de Flujo en el Embalse [m/s]	0,000105034	0,000682551	0,001310006	0,000321255	0,000195754	9,68999E-05
Concentración SST [mg/L]	3090.272841	600	217.0167402	600	600	600
Transporte Medio Anual en Suspensión [kTon/Año]	171,24	84,38	484,55	229,49	39,43	72,60
Factor de Arrastre (Adim)	0,20	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Transporte Medio Anual de Arrastre [kTon/Año]	34,25	63,28	363,41	172,12	29,57	54,45
Sedimentación SST en 50 Años [m³]	7.492.737,87	3.671.341,75	20.235.669,77	10.041.463,72	1.725.323,73	3.176.732,24
Sedimentación Arrastre en 50 Años [m³]	1.498.547,57	2.753.506,31	15.176.752,33	7.531.097,79	1.293.992,80	2.382.549,18
Sedimentación Total en 50 Años [m³]	8.991.285,45	6.424.848,06	35.412.422,09	17.572.561,51	3.019.316,53	5.559.281,42
Volumen Remanente después de 50 años [m³]	105.688.714,55	95.795.151,94	746.637.577,9	512.607.438,49	88.640.683,47	613.990.718,58
Pérdida de Capacidad en 50 años [%]	7,84%	6,29%	4,53%	3,31%	3,29%	0,90%
Relación Volumen (Muerto+Mínimo Técnico)/Total [%]	0,00%	5,52%	2,26%	19,90%	0,00%	0,00%

Relación Pérdida VM+VMT/Pérdida Vol Total (Acolgen)	75,84%	75,84%	75,84%	75,84%	75,84%	75,84%
Sedimentos depositados debajo del mínimo técnico [%]	0,00%	0,26%	0,08%	0,50%	0,00%	0,00%
Sedimentos depositados sobre el mínimo técnico [%]	7,84%	6,02%	4,45%	2,81%	3,29%	0,90%

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

La siguiente clasificación muestra la magnitud de la sedimentación de los embalses, en función de la pérdida de Volumen Total (VT):

- | | | |
|----------|---|------------------------------|
| Muy Baja | : | Menor al 5% del VT |
| Baja | : | Entre el 5% y el 15% del VT |
| Media | : | Entre el 15% y el 25% del VT |
| Alta | : | Entre el 25% y el 40% del VT |
| Muy Alta | : | Mayor al 40% del VT |

Como puede verse en las tablas anteriores, se presenta sedimentación **Muy Alta** para los embalses de Alto Anchicayá, San Carlos, Troneras, Playas y Muña. Por esta razón se recomiendan dragados frecuentes para estos embalses.

En adición a lo anterior, se estimó cuánta profundidad efectiva podría perderse luego de 50 años, por lo tanto, se calculó qué tanto de la pérdida de capacidad está por encima del nivel mínimo técnico. El porcentaje resultante se asume igual a la pérdida de profundidad efectiva.

Estos resultados se resumen en la siguiente tabla:

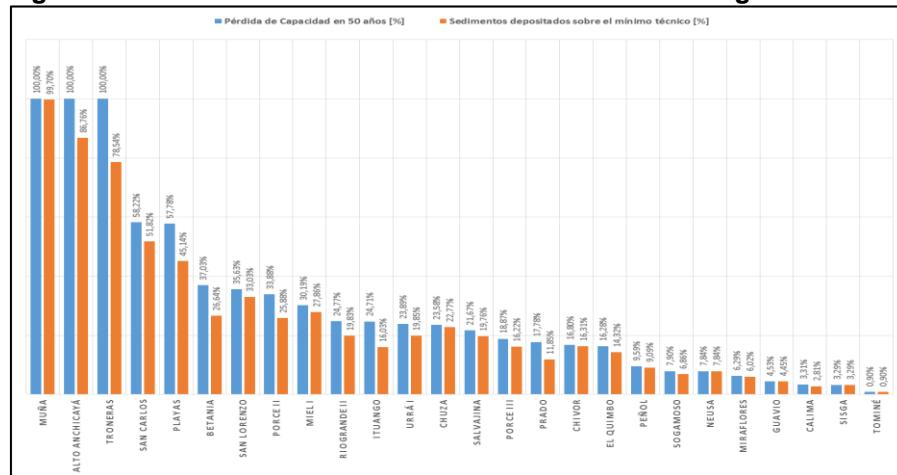
Tabla II.10 – Resumen de resultados de sedimentación

Parámetros	Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [%]	Caudal Líquido Promedio [m³/s]	Pérdida de Capacidad en 50 años [%]	Relación Volumen (Muerto+Mínimo Técnico)/Total [%]	Relación Pérdida VM+VMT/Pérdida Vol Total (Acolgen)	Sedimentos depositados debajo del mínimo técnico [%]	Sedimentos depositados sobre el mínimo técnico [%]
Muña	78,85%	12,5	100,00%	0,39%	75,84%	0,30%	99,70%
Alto Anchicayá	78,03%	44,93	100,00%	17,45%	75,84%	13,24%	86,76%
Troneras	76,95%	41,44	100,00%	28,29%	75,84%	21,46%	78,54%
San Carlos	82,76%	27,48	58,22%	14,49%	75,84%	6,40%	51,82%
Playas	82,30%	33,48	57,78%	28,85%	75,84%	12,64%	45,14%
Betania	91,57%	192,93	37,03%	37,00%	75,84%	10,39%	26,64%
San Lorenzo	91,27%	37,9	35,63%	9,61%	75,84%	2,60%	33,03%
Porce II	80,22%	79,09	33,88%	31,16%	75,84%	8,01%	25,88%
Miel I	88,90%	84,03	30,19%	10,16%	75,84%	2,33%	27,86%
Riogrande II	92,33%	29,06	24,77%	26,26%	75,84%	4,93%	19,83%
Ituango	67,56%	831,12	24,71%	46,34%	75,84%	8,69%	16,03%
Urrá I	86,60%	339,4	23,89%	22,35%	75,84%	4,05%	19,85%
Chuza	100,00%	11,91	23,58%	4,48%	75,84%	0,80%	22,77%
Salvajina	88,62%	136,42	21,67%	11,58%	75,84%	1,90%	19,76%
Porce III	91,94%	22,76	18,87%	18,53%	75,84%	2,65%	16,22%
Prado	95,34%	54,15	17,78%	43,96%	75,84%	5,93%	11,85%
Chivor	91,02%	79,47	16,80%	3,81%	75,84%	0,49%	16,31%
El Quimbo	91,01%	235,74	16,28%	15,88%	75,84%	1,96%	14,32%
Peñol	100,00%	33,48	9,59%	6,94%	75,84%	0,50%	9,09%
Sogamoso	91,25%	480,5	7,90%	17,42%	75,84%	1,04%	6,86%
Neusa	100,00%	1,76	7,84%	0,00%	75,84%	0,00%	7,84%
Miraflores	99,44%	4,46	6,29%	5,52%	75,84%	0,26%	6,02%
Guavio	95,44%	70,8	4,53%	2,26%	75,84%	0,08%	4,45%
Calima	100,00%	12,13	3,31%	19,90%	75,84%	0,50%	2,81%
Sisga	100,00%	2,08	3,29%	0,00%	75,84%	0,00%	3,29%
Tominé	100,00%	3,84	0,90%	0,00%	75,84%	0,00%	0,90%

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

Gráficamente, la pérdida de capacidad y la deposición de sedimentos sobre el mínimo técnico, es decir, en la zona de embalse útil, se muestran en la siguiente figura:

Figura II.2 – Efectos de la sedimentación en embalses luego de 50 años



Diseño Figura: UPME

2.4. Sedimentación para el PERGT 2020-2034

El análisis llevado a cabo en el numeral anterior mostró el efecto de la sedimentación en los 26 embalses que se tuvieron en cuenta, para un período de 50 años a partir de la batimetría más reciente¹¹ de cada uno de ellos. Ahora bien, para utilizar estos datos en el PERGT 2020-2034, se debe establecer el volumen remanente, tanto el total como el útil, para cada uno de los embalses, teniendo en cuenta la fecha de realización de la batimetría más reciente. En la siguiente tabla se muestra dicho análisis para la Central Hidroeléctrica de Salvajina, a modo de ejemplo:

Tabla II.11 – Análisis de Sedimentación PERGT 2019-2033 – Central Salvajina

Nombre de la Central o Embalse		Salvajina		
Año de la última batimetría		2019		
Volumen Total Inicial según batimetría [m ³]		808.380.000,00		
Volumen Útil Inicial según batimetría [m ³]		714.740.000,00		
Año	Volumen Total [m ³]	Volumen Útil [m ³]	Remanente Total [%]	Remanente Útil [%]
2019	808.380.000,00	714.740.000,00	100,00%	100,00%
2020	804.938.799,09	711.364.307,49	99,57%	99,53%
2021	801.496.218,48	707.987.261,56	99,15%	99,06%
2022	798.052.229,93	704.608.834,48	98,72%	98,58%
2023	794.606.804,02	701.228.997,40	98,30%	98,11%
2024	791.159.910,08	697.847.720,25	97,87%	97,64%
2025	787.711.516,16	694.464.971,67	97,44%	97,16%
2026	784.261.588,86	691.080.718,89	97,02%	96,69%
2027	780.810.093,31	687.694.927,72	96,59%	96,22%
2028	777.356.993,03	684.307.562,37	96,16%	95,74%
2029	773.902.249,80	680.918.585,34	95,73%	95,27%
2030	770.445.823,59	677.527.957,38	95,31%	94,79%
2031	766.987.672,38	674.135.637,25	94,88%	94,32%
2032	763.527.752,04	670.741.581,66	94,45%	93,84%
2033	760.066.016,11	667.345.745,06	94,02%	93,37%

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

¹¹ Para este caso particular se utilizaron los datos de volumen existentes en las corridas del SDDP y se asumieron como del año 2019 con el fin de hacer la comparación con el escenario base.

Este análisis se llevó a cabo para todas las centrales, con lo cual los Volúmenes Totales, los Volúmenes Útiles y los porcentajes remanentes se muestran en las siguientes tablas:

Tabla II.12 – Proyección de Volúmenes Totales (VT) [hm³]

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Muña	12,69	12,41	12,13	11,85	11,57	11,29	11,00	10,72	10,44	10,16	9,88	9,60	9,32	9,03	8,75
Alto Anchicayá	38,50	37,50	36,50	35,50	34,51	33,51	32,51	31,50	30,50	29,50	28,50	27,50	26,50	25,49	24,49
Troneras	30,54	29,77	29,00	28,24	27,47	26,70	25,93	25,16	24,39	23,62	22,85	22,08	21,31	20,53	19,76
San Carlos	56,59	55,94	55,30	54,65	54,00	53,35	52,70	52,05	51,40	50,75	50,10	49,45	48,80	48,15	47,50
Playas	69,09	68,31	67,52	66,74	65,95	65,17	64,38	63,59	62,81	62,02	61,23	60,44	59,66	58,87	58,08
Betania	1200,05	1191,32	1182,59	1173,85	1165,11	1156,37	1147,62	1138,87	1130,11	1121,35	1112,59	1103,82	1095,05	1086,27	1077,49
San Lorenzo	179,06	177,81	176,55	175,30	174,04	172,79	171,53	170,28	169,02	167,76	166,50	165,24	163,98	162,72	161,46
Porce II	129,02	128,16	127,30	126,44	125,58	124,72	123,86	123,00	122,14	121,28	120,42	119,55	118,69	117,83	116,96
Miel I	491,30	488,39	485,47	482,55	479,64	476,72	473,80	470,88	467,95	465,03	462,11	459,18	456,25	453,32	450,39
Riogrande II	185,87	184,97	184,06	183,16	182,25	181,34	180,44	179,53	178,62	177,72	176,81	175,90	174,99	174,08	173,17
Ituango	1817,00	1808,18	1799,35	1790,52	1781,69	1772,85	1764,01	1755,17	1746,32	1737,47	1728,61	1719,75	1710,89	1702,02	1693,14
Urrá I	1594,12	1586,64	1579,15	1571,66	1564,17	1556,67	1549,17	1541,67	1534,17	1526,66	1519,15	1511,63	1504,11	1496,59	1489,06
Chuza	225,29	224,25	223,20	222,16	221,11	220,07	219,02	217,98	216,93	215,88	214,84	213,79	212,74	211,69	210,64
Salvajina	808,38	804,94	801,50	798,05	794,61	791,16	787,71	784,26	780,81	777,36	773,90	770,45	766,99	763,53	760,07
Porce III	160,64	160,04	159,45	158,85	158,26	157,66	157,06	156,47	155,87	155,27	154,67	154,08	153,48	152,88	152,28
Prado	750,68	748,06	745,44	742,81	740,19	737,56	734,93	732,31	729,68	727,05	724,41	721,78	719,15	716,51	713,87
Chivor	610,89	608,87	606,86	604,84	602,82	600,80	598,78	596,76	594,74	592,72	590,69	588,67	586,64	584,62	582,59
El Quimbo	2805,70	2796,72	2787,75	2778,76	2769,78	2760,79	2751,79	2742,79	2733,79	2724,78	2715,77	2706,76	2697,74	2688,71	2679,68
Peñol	1121,85	1119,74	1117,63	1115,51	1113,40	1111,29	1109,17	1107,05	1104,94	1102,82	1100,70	1098,58	1096,46	1094,33	1092,21
Sogamoso	3337,90	3332,73	3327,55	3322,37	3317,19	3312,01	3306,83	3301,64	3296,45	3291,26	3286,06	3280,87	3275,67	3270,47	3265,26
Neusa	114,68	114,50	114,33	114,15	113,97	113,80	113,62	113,44	113,26	113,09	112,91	112,73	112,56	112,38	112,20
Miraflores	102,22	102,09	101,97	101,84	101,71	101,59	101,46	101,34	101,21	101,08	100,96	100,83	100,70	100,57	100,45
Guavio	782,05	781,35	780,66	779,96	779,27	778,57	777,87	777,17	776,48	775,78	775,08	774,38	773,68	772,98	772,28
Calima	530,18	529,83	529,49	529,14	528,80	528,45	528,11	527,76	527,41	527,07	526,72	526,37	526,03	525,68	525,33
Sisga	91,66	91,60	91,54	91,48	91,42	91,36	91,30	91,24	91,18	91,13	91,07	91,01	90,95	90,89	90,83
Tominé	619,55	619,44	619,33	619,22	619,11	619,00	618,89	618,78	618,67	618,57	618,46	618,35	618,24	618,13	618,02

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

Tabla II.13 – Proyección de Volúmenes Útiles (VU) [hm³]

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Muña	12,64	12,36	12,08	11,80	11,52	11,24	10,96	10,68	10,40	10,12	9,84	9,56	9,28	8,99	8,71
Alto Anchicayá	31,78	30,91	30,05	29,18	28,31	27,45	26,58	25,71	24,84	23,97	23,10	22,23	21,36	20,49	19,62
Troneras	21,90	21,30	20,69	20,09	19,49	18,88	18,28	17,67	17,07	16,46	15,86	15,25	14,65	14,04	13,43
San Carlos	48,39	47,78	47,18	46,57	45,97	45,36	44,75	44,14	43,54	42,93	42,32	41,71	41,10	40,49	39,88
Playas	49,16	48,47	47,79	47,10	46,42	45,73	45,05	44,36	43,67	42,98	42,30	41,61	40,92	40,23	39,54
Betania	755,98	748,16	740,33	732,50	724,67	716,84	709,00	701,16	693,31	685,46	677,61	669,75	661,89	654,02	646,16
San Lorenzo	161,86	160,64	159,42	158,20	156,97	155,75	154,53	153,30	152,08	150,85	149,63	148,40	147,18	145,95	144,72
Porce II	88,82	88,03	87,24	86,45	85,66	84,87	84,07	83,28	82,49	81,70	80,90	80,11	79,32	78,52	77,73
Miel I	441,38	438,53	435,69	432,84	429,99	427,14	424,29	421,43	418,58	415,72	412,86	410,01	407,15	404,28	401,42
Riogrande II	137,06	136,20	135,34	134,48	133,62	132,76	131,90	131,03	130,17	129,31	128,45	127,58	126,72	125,85	124,99
Ituango	975,00	966,94	958,89	950,82	942,76	934,69	926,62	918,54	910,46	902,38	894,29	886,20	878,10	870,00	861,90
Urrá I	1237,91	1230,73	1223,55	1216,36	1209,17	1201,98	1194,78	1187,59	1180,38	1173,18	1165,97	1158,76	1151,54	1144,32	1137,10
Chuza	215,19	214,15	213,12	212,08	211,05	210,01	208,97	207,94	206,90	205,86	204,82	203,78	202,74	201,70	200,66
Salvajina	714,74	711,36	707,99	704,61	701,23	697,85	694,46	691,08	687,69	684,31	680,92	677,53	674,14	670,74	667,35
Porce III	130,87	130,29	129,71	129,13	128,55	127,97	127,39	126,81	126,23	125,64	125,06	124,48	123,90	123,31	122,73
Prado	420,66	418,19	415,73	413,26	410,79	408,32	405,85	403,38	400,90	398,43	395,95	393,47	391,00	388,52	386,04
Chivor	587,59	585,58	583,58	581,57	579,56	577,55	575,54	573,53	571,52	569,50	567,49	565,48	563,46	561,44	559,43
El Quimbo	2360,26	2351,46	2342,66	2333,85	2325,04	2316,23	2307,41	2298,59	2289,76	2280,93	2272,10	2263,26	2254,42	2245,57	2236,72
Peñol	1044,02	1041,92	1039,82	1037,72	1035,61	1033,51	1031,40	1029,30	1027,19	1025,08	1022,98	1020,87	1018,76	1016,64	1014,53
Sogamoso	2756,31	2751,19	2746,07	2740,94	2735,82	2730,69	2725,56	2720,43	2715,29	2710,15	2705,01	2699,87	2694,73	2689,58	2684,43
Neusa	114,68	114,50	114,33	114,15	113,97	113,80	113,62	113,44	113,26	113,09	112,91	112,73	112,56	112,38	112,20
Miraflores	96,58	96,45	96,33	96,20	96,08	95,95	95,82	95,70	95,57	95,45	95,32	95,19	95,07	94,94	94,81
Guavio	764,34	763,64	762,95	762,25	761,56	760,86	760,16	759,47	758,77	758,07	757,38	756,68	755,98	755,28	754,58
Calima	424,66	424,32	423,97	423,63	423,29	422,94	422,60	422,25	421,91	421,56	421,22	420,87	420,53	420,18	419,84
Sisga	91,66	91,60	91,54	91,48	91,42	91,36	91,30	91,24	91,18	91,13	91,07	91,01	90,95	90,89	90,83
Tominé	619,55	619,44	619,33	619,22	619,11	619,00	618,89	618,78	618,67	618,57	618,46	618,35	618,24	618,13	618,02

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

Tabla II.14 – Proyección de Porcentajes Remanentes - VT [%]

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Muña	100,00%	97,79%	95,58%	93,36%	91,15%	88,94%	86,72%	84,50%	82,29%	80,07%	77,85%	75,63%	73,41%	71,18%	69,96%
Alto Anchicayá</															

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Chivor	100,00%	99,67%	99,34%	99,01%	98,68%	98,35%	98,02%	97,69%	97,36%	97,03%	96,69%	96,36%	96,03%	95,70%	95,37%
El Quimbo	100,00%	99,68%	99,36%	99,04%	98,72%	98,40%	98,08%	97,76%	97,44%	97,12%	96,79%	96,47%	96,15%	95,83%	95,51%
Peñol	100,00%	99,81%	99,62%	99,44%	99,25%	99,06%	98,87%	98,68%	98,49%	98,30%	98,11%	97,93%	97,74%	97,55%	97,36%
Sogamoso	100,00%	99,85%	99,69%	99,53%	99,38%	99,22%	99,07%	98,91%	98,76%	98,60%	98,45%	98,29%	98,14%	97,98%	97,82%
Neusa	100,00%	99,85%	99,69%	99,54%	99,38%	99,23%	99,07%	98,92%	98,77%	98,61%	98,46%	98,30%	98,15%	97,99%	97,84%
Miraflores	100,00%	99,88%	99,75%	99,63%	99,51%	99,38%	99,26%	99,13%	99,01%	98,89%	98,76%	98,64%	98,51%	98,39%	98,27%
Guavio	100,00%	99,91%	99,82%	99,73%	99,64%	99,55%	99,47%	99,38%	99,29%	99,20%	99,11%	99,02%	98,93%	98,84%	98,75%
Calima	100,00%	99,93%	99,87%	99,80%	99,74%	99,67%	99,61%	99,54%	99,48%	99,41%	99,35%	99,28%	99,22%	99,15%	99,09%
Sisga	100,00%	99,94%	99,87%	99,81%	99,74%	99,68%	99,61%	99,55%	99,48%	99,42%	99,35%	99,29%	99,22%	99,16%	99,09%
Tominé	100,00%	99,98%	99,96%	99,95%	99,93%	99,91%	99,89%	99,88%	99,86%	99,84%	99,82%	99,81%	99,79%	99,77%	99,75%

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

Tabla II.15 – Proyección de Porcentajes Remanentes - VU [%]

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Muña	100,00%	97,79%	95,57%	93,36%	91,14%	88,93%	86,71%	84,49%	82,27%	80,05%	77,83%	75,60%	73,38%	71,16%	68,93%
Alto Anchicayá	100,00%	97,28%	94,55%	91,82%	89,09%	86,37%	83,63%	80,90%	78,17%	75,44%	72,70%	69,96%	67,23%	64,49%	61,74%
Troneras	100,00%	97,25%	94,49%	91,74%	88,98%	86,22%	83,46%	80,70%	77,94%	75,18%	72,41%	69,65%	66,88%	64,11%	61,34%
San Carlos	100,00%	98,75%	97,50%	96,24%	94,99%	93,73%	92,48%	91,22%	89,97%	88,71%	87,46%	86,20%	84,94%	83,68%	82,42%
Playas	100,00%	98,61%	97,21%	95,82%	94,42%	93,03%	91,63%	90,23%	88,83%	87,44%	86,04%	84,64%	83,24%	81,84%	80,43%
Betania	100,00%	98,97%	97,93%	96,89%	95,86%	94,82%	93,79%	92,75%	91,71%	90,67%	89,63%	88,59%	87,55%	86,51%	85,47%
San Lorenzo	100,00%	99,25%	98,49%	97,74%	96,98%	96,23%	95,47%	94,71%	93,96%	93,20%	92,44%	91,69%	90,93%	90,17%	89,41%
Porce II	100,00%	99,11%	98,22%	97,33%	96,44%	95,55%	94,66%	93,77%	92,87%	91,98%	91,09%	90,19%	89,30%	88,41%	87,51%
Miel I	100,00%	99,36%	98,71%	98,06%	97,42%	96,77%	96,13%	95,48%	94,83%	94,19%	93,54%	92,89%	92,24%	91,60%	90,95%
Riogrande II	100,00%	99,37%	98,75%	98,12%	97,49%	96,86%	96,23%	95,60%	94,97%	94,35%	93,72%	93,09%	92,45%	91,82%	91,19%
Ituango	100,00%	99,17%	98,35%	97,52%	96,69%	95,87%	95,04%	94,21%	93,38%	92,55%	91,72%	90,89%	90,06%	89,23%	88,40%
Urrá I	100,00%	99,42%	98,84%	98,26%	97,68%	97,10%	96,52%	95,93%	95,35%	94,77%	94,19%	93,61%	93,02%	92,44%	91,86%
Chuza	100,00%	99,52%	99,04%	98,56%	98,07%	97,59%	97,11%	96,63%	96,15%	95,66%	95,18%	94,70%	94,21%	93,73%	93,25%
Salvajina	100,00%	99,53%	99,06%	98,58%	98,11%	97,64%	97,16%	96,69%	96,22%	95,74%	95,27%	94,79%	94,32%	93,84%	93,37%
Porce III	100,00%	99,56%	99,11%	98,67%	98,23%	97,78%	97,34%	96,90%	96,45%	96,01%	95,56%	95,12%	94,67%	94,23%	93,78%
Prado	100,00%	99,41%	98,83%	98,24%	97,65%	97,07%	96,48%	95,89%	95,30%	94,71%	94,13%	93,54%	92,95%	92,36%	91,77%
Chivor	100,00%	99,66%	99,32%	98,98%	98,63%	98,29%	97,95%	97,61%	97,26%	96,92%	96,58%	96,24%	95,89%	95,55%	95,21%
El Quimbo	100,00%	99,63%	99,25%	98,88%	98,51%	98,13%	97,76%	97,39%	97,01%	96,64%	96,26%	95,89%	95,52%	95,14%	94,77%
Peñol	100,00%	99,80%	99,60%	99,40%	99,19%	98,99%	98,79%	98,59%	98,39%	98,19%	97,98%	97,78%	97,58%	97,38%	97,18%
Sogamoso	100,00%	99,81%	99,63%	99,44%	99,26%	99,07%	98,88%	98,70%	98,51%	98,33%	98,14%	97,95%	97,77%	97,58%	97,39%
Neusa	100,00%	99,85%	99,69%	99,54%	99,38%	99,23%	99,07%	98,92%	98,77%	98,61%	98,46%	98,30%	98,15%	97,99%	97,84%
Miraflores	100,00%	99,87%	99,74%	99,61%	99,48%	99,35%	99,22%	99,09%	98,96%	98,82%	98,69%	98,56%	98,43%	98,30%	98,17%
Guavio	100,00%	99,91%	99,82%	99,73%	99,64%	99,54%	99,45%	99,36%	99,27%	99,18%	99,09%	98,90%	98,91%	98,81%	98,72%
Calima	100,00%	99,92%	99,84%	99,76%	99,68%	99,60%	99,51%	99,43%	99,35%	99,27%	99,19%	99,11%	99,03%	98,95%	98,86%
Sisga	100,00%	99,94%	99,87%	99,81%	99,74%	99,68%	99,61%	99,55%	99,48%	99,42%	99,35%	99,29%	99,22%	99,16%	99,09%
Tominé	100,00%	99,98%	99,96%	99,95%	99,93%	99,91%	99,89%	99,88%	99,86%	99,84%	99,82%	99,81%	99,79%	99,77%	99,75%

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

2.5. Análisis de Energía Útil

Para hacer el análisis energético de los embalses es necesario establecer la relación entre el volumen útil y la energía almacenada. Para ello se utiliza el Factor de Conversión Medio de cada embalse, el cual está publicado por XM en unidades de potencia por unidad de caudal [MW/(m³/s)]. Para este análisis se hace necesario un cambio de unidades a energía por unidad de volumen [kWh/m³]. Los factores de conversión son los siguientes:

Tabla II.16 – Factores de Conversión XM

CENTRAL	FC [MW/m ³ /s]	FC [kWh/m ³]
ALBAN	4,1791	1,160861111
BETANIA	0,5935	0,164861111
CALIMA	1,8399	0,511083333
CHIVOR	6,8320	1,897777778
EL QUIMBO	1,1054	0,307055556
GUATAPE	7,0078	1,946611111
GUATRON	8,4550	2,348611111
GUAVIO	9,8505	2,73625
JAGUAS	2,3503	0,652861111
LA TASAJERA	8,0935	2,248194444
MIEL I	1,9224	0,534
PAGUA	16,4049	4,556916667
PLAYAS	1,7182	0,477277778
PORCE II	2,0588	0,571888889

PORCE III	3,2159	0,893305556
PRADO	0,4820	0,133888889
SALVAJINA	0,8653	0,240361111
SAN CARLOS	5,3375	1,482638889
SOGAMOSO	1,3103	0,363972222
URRA	0,4608	0,128
ITUANGO	1,7019	0,47275

Fuente Datos: XM, Diseño Tabla y Cálculos: UPME

Utilizando los factores de conversión modificados se calculó la energía útil máxima para el año base en cada uno de los embalses:

Tabla II.17 – Cálculo de la Energía Útil Máxima

Embalse	Factor de Conversión [kWh/m³]	Volumen Útil Máximo [m³]	Energía Útil Máxima [GWh]
Muña	4,556916667	12.640.000,00	57,60
Alto Anchicayá	1,160861111	31.780.000,00	36,89
Troneras	2,348611111	21.900.000,00	51,43
San Carlos	1,482638889	48.390.000,00	71,74
Playas	0,477277778	49.160.000,00	23,46
Betania	0,164861111	755.980.000,00	124,63
San Lorenzo	0,652861111	161.860.000,00	105,67
Porce II	0,571888889	88.820.000,00	50,80
Miel I	0,534	441.380.000,00	235,70
Riogrande II	2,248194444	137.060.000,00	308,14
Ituango	0,47275	975.000.000,00	460,93
Urrá I	0,128	1.237.910.000,00	158,45
Chuza	4,556916667	215.190.000,00	980,60
Salvajina	0,240361111	714.740.000,00	171,80
Porce III	0,893305556	130.870.000,00	116,91
Prado	0,133888889	420.660.000,00	56,32
Chivor	1,897777778	587.590.000,00	1.115,12
El Quimbo	0,307055556	2.360.260.000,00	724,73
Peñol	1,946611111	1.044.020.000,00	2.032,30
Sogamoso	0,363972222	2.756.310.000,00	1.003,22
Neusa	4,556916667	114.680.000,00	522,59
Miraflores	2,348611111	96.580.000,00	226,83
Guavio	2,73625	764.340.000,00	2.091,43
Calima	0,511083333	424.660.000,00	217,04
Sísga	4,556916667	91.660.000,00	417,69
Tominé	4,556916667	619.550.000,00	2.823,24

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

Finalmente, utilizando los cálculos de volumen útil a través del tiempo, se establece el cambio en la energía útil disponible para el período de análisis, incluyendo los totales correspondientes a los embalses analizados:

Tabla II.18 – Variación de la Energía Útil

Año	Totales [GWh]	Porcentaje
2020	14.185,25	100,00%
2021	14.146,83	99,73%
2022	14.108,39	99,46%
2023	14.069,93	99,19%
2024	14.031,46	98,92%
2025	13.992,97	98,64%
2026	13.954,47	98,37%
2027	13.915,95	98,10%
2028	13.877,41	97,83%
2029	13.838,85	97,56%
2030	13.800,28	97,29%
2031	13.761,69	97,01%
2032	13.723,07	96,74%
2033	13.684,44	96,47%
2034	13.645,79	96,20%

Año	Totales [GWh]	Porcentaje
2035	13.607,11	95,92%
2036	13.568,42	95,65%
2037	13.529,70	95,38%
2038	13.490,96	95,11%
2039	13.452,20	94,83%
2040	13.413,41	94,56%
2041	13.374,60	94,29%
2042	13.335,76	94,01%
2043	13.296,90	93,74%
2044	13.258,01	93,46%
2045	13.219,09	93,19%
2046	13.180,14	92,91%
2047	13.141,16	92,64%
2048	13.102,15	92,36%
2049	13.063,10	92,09%
2050	13.024,02	91,81%
2051	12.984,90	91,54%
2052	12.945,75	91,26%
2053	12.906,55	90,99%
2054	12.867,32	90,71%
2055	12.828,03	90,43%
2056	12.788,74	90,16%
2057	12.751,49	89,89%
2058	12.714,54	89,63%
2059	12.677,54	89,37%
2060	12.640,47	89,11%
2061	12.603,35	88,85%
2062	12.566,15	88,59%
2063	12.528,87	88,32%
2064	12.491,51	88,06%
2065	12.454,62	87,80%
2066	12.418,38	87,54%
2067	12.382,00	87,29%
2068	12.345,46	87,03%
2069	12.308,71	86,77%
2070	12.271,28	86,51%

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

ANEXO III. SENSIBILIDAD GENERACIÓN GEOTÉRMICA

1. Introducción

En cumplimiento de las funciones de la UPME, las indicaciones del Plan Nacional de Desarrollo (PND) y las directrices del Ministerio de Minas y Energía sobre las Bases del PND en la Mesa de Geotermia [...] La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) adelantará estudios sobre el desarrollo integral y estrategias de política alrededor del aprovechamiento geotérmico.[...], considerando el poco competitivo costo de instalación, pero el alto factor de planta reportado en fuentes reconocidas globalmente¹² la Unidad realiza un estudio para el desarrollo integral de la geotermia, a partir de una aproximación a la viabilidad hipotética de un proyecto de generación geotérmica, cuyos promotores acceden a los incentivos de la Ley 1715 de 2014, el Cargo por Confiabilidad y a las facilidades de crédito de la banca internacional.

En la metodología de planeamiento para la generación, los costos de instalación de los proyectos y sus condiciones técnicas compiten. Los altos costos de instalación de la energía geotérmica hacen imposible que en las simulaciones con el OPTGEN sea seleccionada a simple vista. El alto costo de instalación refleja la complejidad de la implementación de esta tecnología, podría la etapa de exploración estar en el rango del 30 al 45% de este costo.

En el presente anexo se estudia los efectos de: i) Los incentivos de la Ley 1715 y del cargo por confiabilidad (CXC) en el flujo de caja del inversionista (perspectiva del inversionista) y, ii) El impacto en el costo de generación para la atención de la demanda de electricidad (visión de la demanda). Esto último a partir del escenario 0.1 del Plan de Expansión de Referencia Generación agregando la generación geotérmica y comparando con el escenario 1. Como consecuencia del ítem "i)" es posible considerar un nuevo valor "CAPEX prima" (CAPEX disminuido) para considerarlo en el OPTGEN. Junto a lo anterior, el alto factor de planta (CxC) de la geotermia, se construye el flujo de caja del proyecto geotérmico. Hipotéticamente existen las siguientes condiciones, que deben consultarse y verificar:

- Que existe suficiente recurso geotérmico, en virtud de los estudios recopilados y realizados por el Servicio Geológico Colombiano (SGC)¹³.
- Variaciones del CAPEX (5 MUSD/MW), flujo de recursos con un horizonte a 20 años, incentivos Ley 1715 y financiamiento con facilidades multilaterales (lo cual se muestra en este documento).
- Las incertidumbres de los estudios de los recursos geotérmicos en exploración y en explotación son controlados y cumplen estrictos procesos de certificados de calidad.
- Las fuentes de información y bases de datos cumplen estándares y prácticas internacionales – es decir: Cartografía, POT, Geoquímica, Geofísica, Geología, normatividad energética, ambiental y social-.

¹² p.e. ver: https://www.energy.gov/eere/geothermal/geothermal-faqs#cost_to_develop_geothermal_power_plant
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Aug/IRENA_Geothermal_Power_2017.pdf

¹³ Ministerio de Minas y Energía, Mesa de Geotermia, documentos establecen una primera aproximación mayor a 1 GW de capacidad potencial global del país.

- Existen políticas de acuerdos ambientales y sociales en la zona del proyecto, que garantizan la colaboración de las autoridades y entes territoriales como de sus pobladores, mediante por ejemplo la inclusión de proyectos de usos directos de la geotermia.
- Existe una sólida y adecuada gestión social con la población local. El gobierno y los promotores ejecutan estrategias de concientización de los beneficios del aprovechamiento de la geotermia, incluyendo transferencia de conocimiento de los usos directos de la geotermia, tecnologías aplicables localmente, casos exitosos de implementación y proyectos piloto. Contando con el acuerdo, aceptación y posibilidades productivas de las poblaciones en el área de influencia del desarrollo geotérmico.

Desde el punto de vista del inversionista, se elabora un modelo financiero de un proyecto de geotermia en Colombia, se consideran aspectos técnicos y operativos, la estructura de capital, costos de instalación, los posibles ingresos del proyecto con base en la venta de su generación, los impuestos, características de los estímulos tributarios, los costos operativos típicos, la deuda, los ingresos gravables, el pago de impuestos y la aplicación de deducciones del impuesto de renta, para obtener el flujo caja del proyecto, realizando algunas consideraciones sobre la posibilidad de reducir los costos de implementación del proyecto. Se realizan sensibilidades considerando un ingreso adicional gravable, la tasa del crédito, y los costos de instalación (CAPEX) del proyecto geotérmico, analizando sus resultados.

Desde el punto de vista de la demanda del sector eléctrico, una vez analizado el efecto de los incentivos en la inversión, se muestra el caso de una empresa con ingresos gravables adicionales a los del proyecto del orden de 600 MUSD\$ al año, aplicable los estímulos tributarios, una tasa del crédito del 4%, es posible reducir para efectos de la simulación con el Optgen un CAPEX cercano a 5 MUSD\$/MW a un “CAPEX PRIMA” de 2.5 MUSD\$/MW. A partir de la simulación anterior con un factor de planta del 90% la geotermia ya resulta considerada como competitiva, por lo tanto, se realiza una aproximación sobre los costos y ahorros (beneficios) para la demanda con la implementación del proyecto de generación geotérmica, involucrando las reducciones de emisiones.

Finalmente se realizan unas conclusiones generales y recomendaciones de estrategias de política alrededor del aprovechamiento geotérmico.

2. Punto de vista del inversionista

2.1. Aproximación a un modelo financiero para un proyecto geotérmico en Colombia.

Se realiza una primera aproximación a un modelo financiero¹⁴ que busca establecer el impacto de los incentivos de Ley 1715 y del Cargo por Confiabilidad sobre el flujo de recursos financieros de un proyecto de geotermia de alta entalpía, con un ciclo de vida de 30 años con las siguientes consideraciones:

¹⁴ Se toma como referencia Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 13.0, noviembre de 2019.

2.1.1. Aspectos técnico-operativos de la planta

Capacidad (MW) (3 etapas, una cada 2 años: 10, 40 y 100)	150
Factor de capacidad (%)	90
Costos fijos de O&M (USD\$/kW–Año)	110
Costos variables O&M (USD\$/MWh)	0
Tasa de incremento de O&M anual (%)	3.5

2.1.2. Estructura de capital

Se considera se debe financiar el 60% del costo del proyecto:

Deuda	0.6
Costo de la deuda (4 sensibilidades)	0.02 a 0.08
Capital	0.4
Costo de Capital*	0.083

* En las conclusiones se realizan algunos comentarios para caso de un costo de capital del 12%

2.1.3. Impuestos

Se considera de la Ley 1715 de 2014, la deducción renta y depreciación, aplicados a conveniencia durante la vida del proyecto:

Impuesto a la renta	0.33
Deducción de renta hasta 50% de la inversión	0.5
Años de depreciación (dependiendo del impuesto a pagar)	1 a 30
Vida Económica ¹⁵ (años)	30

2.1.4. Costos de instalación

Se considera para el CAPEX, costos de instalación, una sensibilidad con variaciones desde los 1,250 USD/kW (1.25 MUSD/MW), con este valor como incremento, hasta los 5,000 USD/kW (5 MUSD/MW).

Siguiendo el esquema planteado Lazard¹⁶, se establecen los siguientes momentos de incrementos de capacidad: el año 1 una capacidad de 10 MW, el año 3, 40MW adicionales y el año 5, 100MW adicionales, para un total de 150MW, es necesario tener en cuenta que se realizan los análisis solamente al año 30 para el flujo caja (ciclo de vida, sólo de los primeros 10 MW instalados).

El BID y Bancoldex en la Mesa de Geotermia han planteado tener recursos para el financiamiento de la geotermia en Colombia del orden de 10 a 20 MUSD\$, y la posibilidad de recursos adicionales aun sin cuantificar de la WKF en Alemania, con tasas de interés bajas y años de gracia. Sin embargo, a todas luces para un proyecto de 150 MW resultarían escasos.

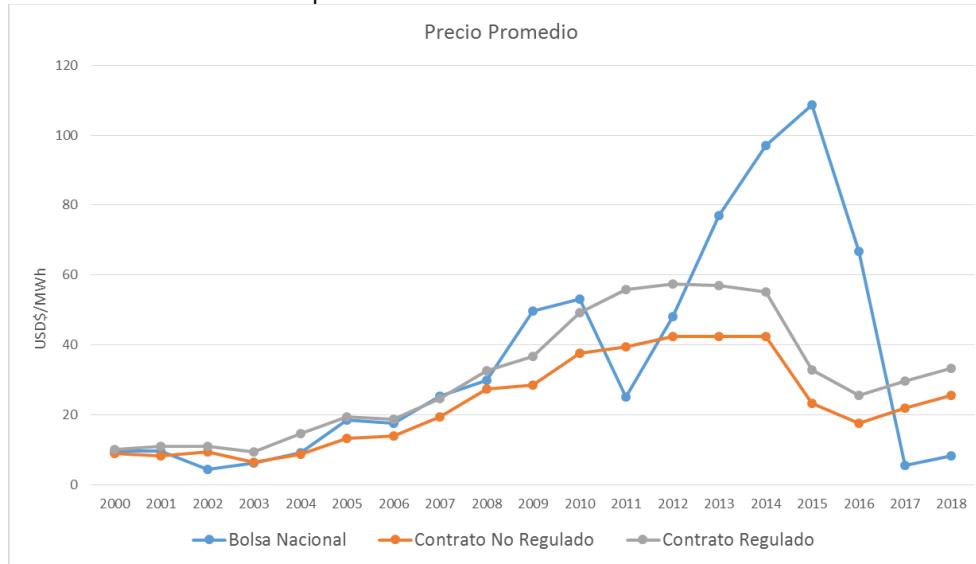
15 El tiempo de vida de estos proyectos pueden superar los 40 años.

16 Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 13.0, noviembre de 2019.

2.1.5. Ingresos

Se toma como referente información histórica promedio anual de XM de los valores del precio de bolsa y contratos regulado y no regulado, en el periodo 2000 a 2018, la Gráfica III.1, muestra la situación. En el caso del precio de la bolsa, eventos como el Fenómeno de la Niña, donde entra de Porce III entre los años 2010 y 2011 bajando el precio y lo contrario (incremento) en años posteriores con el Fenómeno de El Niño y posibles situaciones de especulación. Por otra parte, en el caso del precio de los contratos, se puede afirmar¹⁷ que en promedio su incremento (en todo el periodo) es mayor a 1 USD\$/MWh por año.

Gráfica III.1 Precio promedio histórico de la venta de electricidad.



Dado lo anterior, se podría asumir que el ingreso por venta de energía del proyecto geotérmico una vez implementado en el primer año (hipotéticamente entre el 2019 y el 2023) comenzaría con un precio de 33 USD\$/MWh y se incrementa en 1 USD\$/MWh al año. No se contempla el efecto de que el precio de los contratos pudiese bajar o subir por efecto del Covid19, generación solar o eólica más barata o por sobrecostos en el caso de desbalances en el despacho que estas pudieran ocasionar, en el caso de un respaldo con generación térmica convencional (carbón y gas, entre las principales) incluida la misma geotermia, aun cuando en el análisis desde la perspectiva de la demanda si se consideran (ver numeral 5). Así mismo se considera para la geotermia un factor de panta de 0.8 los dos primeros años, 0.85 los dos años siguientes y el resto del tiempo 0.9.

También se considera los ingresos adicionales por el concepto de Cargo por confiabilidad de 15 USD\$ / MWh para el 80% de la energía geotérmica generada, dado que se poseen factores de planta mayores al 90%.

Capacidad (MW)	(A)
Factor de planta	(B)
Generación total (MWh)	(C) = (A) x (B)x 8760h
Precio de venta de la Energía (USD\$/MWh)	(D)
Cargo por Confiability (Millones USD\$/MWh)	(C x C) = 15 /10 ⁶
Ingresos (Millones USD\$)	(E)= (C) x [(D) + (C x C)]

17 En una aproximación conservadora sin considerar los incrementos del precio del periodo 2007 a 2015.

2.1.6. Costos de operación

Se considera cero el costo de combustible y 0.11 MUSD\$/MW al año de costos fijos de operación y mantenimiento¹⁸, siendo muy conservadores, aun cuando otras fuentes¹⁹ plantean 0.035 MUSD\$/MW, se considera un incremento anual del 3.5%.

Costo Combustible	(F)
Costo de AOM (Millones USD\$)	(G)
Total, Costos Operación (Millones USD\$)	(H)=(F) + (G)

2.1.7. Deuda

La deuda tiene 3 desembolsos proporcionales a las capacidades a instalar y se evalúa anualmente, se inicia a pagar después de los dos años de gracia de manera escalonada, año 1, año 3 y año 5 de acuerdo con lo mencionado en el numeral 2.1.1.

Deuda pendiente de pago al comienzo de cada año (Millones USD\$) (incluye interés de 2 años de gracia)	(J)
Gastos por intereses (Millones USD\$)	(K)
Pago deuda (Millones USD\$)	(L)
Servicio deuda (Millones USD\$)	(M)=(K) + (L) + (POT)*

* POT es el total de la deducción de la renta de la Ley 1715. Mientras que el monto de la deuda sea mayor que el deducible, el total deducible se destina al pago de la deuda. Desde el año final del pago de la deuda si el (POT) es mayor que la deuda, diferencia se considera en el flujo de caja del proyecto y posteriormente mientras sea aplicable.

El Banco Mundial en el Programa ESMAP, reporte técnico 002712 “Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation, página 98” plantea la posibilidad en USA de tasas del crédito de corto plazo (2 o 3 años) del 4% convertibles a mediano y largo plazo.

¹⁸ Ver pg. 4 del documento IRENA, GEOTHERMAL POWER, TECHNOLOGY BRIEF, 2017 disponible en el link: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Aug/IRENA_Geothermal_Power_2017.pdf

¹⁹ El Banco Mundial en el Programa ESMAP, pág. 44 del reporte técnico 002712 “Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation” plantea tasas del crédito del 4%.

2.1.8. Ingresos gravables

Se gestiona la depreciación²⁰, los intereses del préstamo, así como los ingresos discriminados por la empresa y el proyecto de tal manera que se reduzca convenientemente el pago de impuestos y así usar estos recursos para amortizar la deuda.

Depreciación (MA CRS) (Millones USD\$)	(N)
Gastos por intereses (Millones USD\$)	(K)
Ingreso gravable Proyecto (Millones USD\$)	(O) = (I) + (N) + (K)
Ingreso gravable Empresa (Millones USD\$)	(OE)
Ingreso gravable total (Millones USD\$)	(OT) = (O) + (OE)

2.1.9. Beneficio fiscal

En el impuesto a la renta se discrimina por la empresa y el proyecto geotérmico.

Beneficio fiscal Proyecto (responsabilidad)[2]	$(P) = (O) \times (\text{Tasa impuesto})$
Beneficio fiscal Empresa (responsabilidad)[2]	$(PE) = (OE) \times (\text{Tasa impuesto})$

2.1.10. Deducción Ley 1715

Según la Ley 1715 la deducción de la renta máxima es el 50% de la inversión, con la condición de no superar el 50% del impuesto de renta anual a pagar, aplicable por 15 años según la Ley 1955 de 2019.

Deducción de Renta, 10 MW desde el año 2	(PO1)
Deducción de Renta, 40 MW desde el año 4	(PO2)
Deducción de Renta, 100 MW desde el año 6	(PO3)
Total, Deducción Renta, Ley 1715	$(POT) = (PO1) + (PO2) + (PO3)$

En este caso el beneficio de la deducción de renta se puede aplicar un año después de que el proyecto inicia a generar ingresos, sin embargo, debe estudiarse en caso de su aplicación durante los años de gracia del préstamos, lo cual posiblemente mejoraría las condiciones de financiamiento del proyecto.

2.1.11. Flujo financiero

El flujo de caja de caja del proyecto se calcula considerando los ítems planteados antes:

Flujo de caja neto de capital después de impuestos	$(Q) = (I) - (M) + (POT)^* - (P)$
--	-----------------------------------

²⁰ La depreciación acelerada de la Ley 1715, la depreciación acelerada se utiliza para reducir las obligaciones de impuesto a la renta.

Es necesario resaltar que dentro del flujo de caja del proyecto se busca amortizar la deuda utilizando todos los recursos disponibles: los ingresos, la depreciación y las deducciones de renta. Las deducciones de renta no se ven reflejadas en el flujo de caja neto, porque van al pago de la deuda. Una vez extinta la deuda, si se reflejan en el flujo de caja neto.

2.1.12. Valor Presente Neto (VPN) del Capital

Para el cálculo del VPN del Capital (VPNC) se considera el VPN de la inversión (VPNI), y el VPN del flujo de caja del proyecto (VPNF). Para el (VPNI) se considera los años en los cuales se inicia el pago de la deuda, es decir los años 1 para el caso de los primeros 10 MW, el año 3 para los siguientes 40 MW y el año 5 para los 100 MW finales, numeral 2.1.10. Para el caso del (VPNF) se consideran los 30 años del proyecto. En todos los casos traídos al año cero.

VPN de la inversión	$(VPNI) = \sum(VPNI)$, años 1, 3 y 5
VPN del flujo de caja	$(VPNF) = \sum(VPN(Q))$
VPN del Capital	$(VPNC) = (VPNI)*0.4 - (VPNF)$

Como se mencionó antes, el capital para el caso analizado del proyecto correspondería al 40% de la inversión, ver numeral 2.1.2.

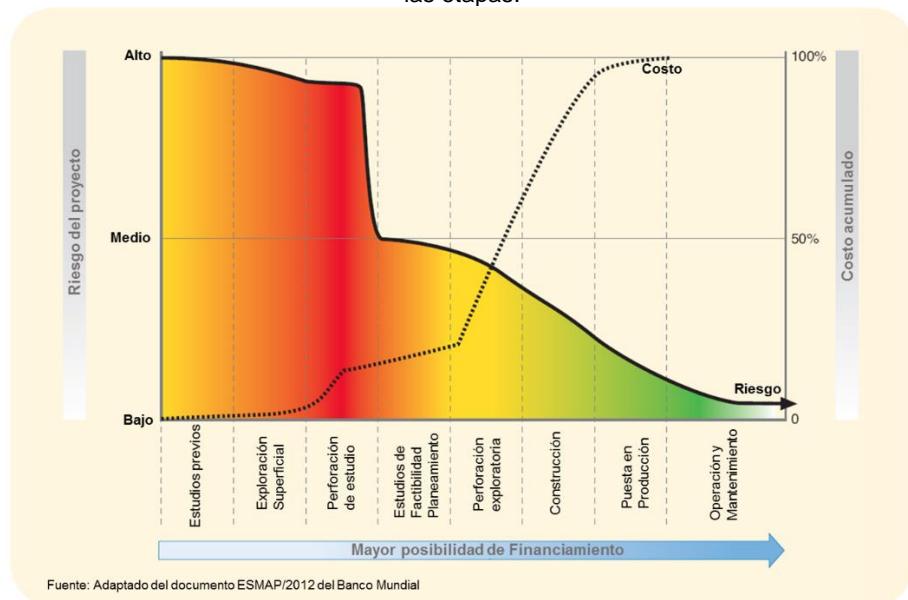
2.1.13. Algunas consideraciones o hipótesis respecto del CAPEX

Sería posible lograr costos de instalación (en inglés de capital expenditure, CAPEX) menores, más competitivos y eficientes para los promotores, a partir de diversas estrategias en el desarrollo de un proyecto, de las condiciones propias del potencial del recurso, de los incentivos nacionales a las fuentes no convencionales de energía de la ley 1715 de 2014 y del Cargo por Confiabilidad, por ejemplo:

- a. Estrategias en el desarrollo de un proyecto.

Mediante diversificación de los dueños promotores del proyecto, incluyendo perforadores y expertos desarrolladores en geotermia, considerando que la actividad de exploración y preformación puede requerir entre el 30% y 45% de la inversión (Ver Gráfica III.2), los mayores riesgos asociados a la inversión corresponden a estas actividades.

Gráfica III.2. Evolución en un proyecto geotérmico del riesgo y de los costos en función del conocimiento del recurso y las etapas.



Se requiere de garantizar altos estándares de calidad en todas las actividades y reportes de resultados en los estudios de superficie (geología, geoquímica y geofísica, modelos de reservorio), en determinar los blancos de perforación, también en la perforación, la cual, debe documentarse y analizarse continuamente a nivel de cada metro perforado. La buena calidad de todas estas actividades reduce fuertemente la incertidumbre, riesgos, tiempos y costos mayoritarios en este tipo de proyectos. Lo anterior a diferencia de las actividades posteriores de construcción y mantenimiento de los pozos de producción, monitoreo y reinyección, que aun cuando determinantes en la operación y mantenimiento de la planta no presentan tales incertidumbre y riesgos en la inversión.

Las alianzas estratégicas con los perforadores y expertos en geotermia pueden mejorar la oportunidad y calidad de los datos, resultados y modelos, así como las destrezas de los socios, es clave su conocimiento y experiencia en las primeras fases de exploración ya que reducen tiempos, costos y riesgos, que en últimas pueden representar economías importantes al reducir los riesgos y demoras.

b. Condiciones propias del recurso geotérmico.

La posibilidad que el recurso sea altamente energético debido a las condiciones de profundidad, tamaño y temperatura del reservorio; volumen de agua y roca caliente en el interior de la tierra que interacciona con una fuente de calor que proveniente de la conducción o convección desde zonas cercanas al magma a mayores profundidades.

Colombia tiene grandes volcanes y existe la posibilidad que los pozos productores superen las expectativas de producción de vapor. En el caso de el Salvador es común encontrar pozos para generar alrededor de 10MW, sin embargo, existen casos de pozos con capacidad cercana a los 20MW, si en Colombia se presentara este último caso, se afectaría fuertemente los costos de instalación ya que cada perforación es del orden de 6 MUSD\$, esto podría reducir considerablemente este costo por MW de cada pozo y pueden aportar a reducir el valor del CAPEX.

c. Incentivos gubernamentales.

Otra posibilidad de ayudar a reducir los costos de inversión es establecer estrategias donde el gobierno aporta recursos y estudios en la etapa exploración (estrategias realizadas en muchos países con desarrollos en generación con geotermia). Para lo cual se requiere establecer beneficio/costo económico

de la generación geotérmica para la Demanda Nacional y la operación del Sistema Interconectado Nacional, respecto de la confiabilidad, flexibilidad y el costo marginal.

Respecto de los ítems a. y b., en el numeral 3, más adelante, se muestran los resultados de sensibilidades al flujo de caja anualizado para el proyecto geotérmico, ante 4 valores de CAPEX²¹ (1.25, 2.5, 3.75 y 5 MUSD\$/MW), considerando variaciones de la tasa de interés anual del crédito entre el 2% y el 8%, el cual iniciaría su pago pasados los 2 años de gracia (se considera los intereses sumados de los dos años al capital), una vez comienza la venta de la generación de electricidad de la planta geotérmica.

2.1.14. Aproximación a un CAPEX reducido por efecto de incentivos gubernamentales

Al proyecto geotérmico se le cuantifica el valor presente de los incentivos de la Ley 1715 y del cargo por confiabilidad (CxC), que recibiría el promotor. Se considera que los recursos de los impuestos deducibles o incentivos recibidos se usan para pagar el crédito y por lo tanto afectan el valor presente del flujo de caja de la inversión, entonces, se establece una disminución del valor de los pagos del crédito que en efecto realiza el promotor, por efecto de los incentivos recibidos por el proyecto, lo que da lugar a evaluar en valor presente el efecto de los incentivos en la posible disminución de los costos de inversión y determinado un valor de CAPEX reducido (por los incentivos recibidos), que posteriormente se utiliza en el numeral 4 para realizar las corridas de los programas OPTGEN y SDDP, con la finalidad de evaluar los efectos económicos para la demanda nacional.

En otras palabras, para evaluar la reducción del CAPEX, se aplica a los valores de los incentivos, anualmente, el valor presente neto VPN, que considera una tasa de oportunidad resultado de la suma de la tasa del crédito y la tasa de oportunidad del dinero en el mercado. Bajo la consideración que anualmente el dinero de los impuestos evitados de pagar y dinero recibido por el pago del Cargo por Confiability se utilizan para el pago de la deuda del proyecto, y que, llevado a valor presente al año de inicio del pago de préstamo, estarían reduciendo el valor de la inversión, es decir reduciendo los costos del proyecto para la Capacidad de generación instada.

Lo anterior permite establecer como los incentivos impactarían la toma de decisión de la inversión mediante un VPN positivo. Al CAPEX reducido, se la refiere como “CAPEX PRIMA”, muestra el CAPEX disminuido por efecto del dinero aportado desde los impuestos y el CxC en los 30 años de vida del proyecto.

El numeral 3.3. Superaría la limitación de las simulaciones con los programas de simulación del despacho óptimo para el sistema interconectado nacional, OPTGEN y SDDP, considerando como costos de instalación el CAPEX PRIMA, ya que se encuentra que los incentivos, representarían un subsidio a la entrada de nueva generación con geotermia.

Con base en el CAPEX PRIMA, se realiza una aproximación al costo económico de la implementación de la geotermia en Colombia mediante la comparación del escenario 1 del Plan de Expansión como una sensibilidad integrando una geotermia más competitiva mediante el CAPEX PRIMA, para establecer beneficios para la demanda con la posible reducción del costo marginal al comparar con el escenario 1 y considerando las diferencias en los costos de inversión al final del periodo de planeamiento.

²¹ IRENA, Geothermal Power, Technology Brief, 2017, pg. 5 y 11.

3. Sensibilidades al flujo financiero

A continuación, se muestran los resultados con la aplicación del modelo financiero del numeral 2, considerando las siguientes sensibilidades de:

- El ingreso anual gravable de la empresa adicional al del proyecto geotérmico varía, entre los valores de 0 hasta 600 Millones de USD\$, con incrementos de 150 Millones de USD\$.
- La tasa de interés anual del crédito de financiamiento del proyecto geotérmico varía, desde 2% al 8% con incrementos del 2%.
- Los costos de instalación del proyecto de generación geotérmica varían, desde 1.25 hasta 5 MUSD\$/MW con incrementos de 1.25 MUSD\$/MW.

Para el pago del crédito se incluyen los montos anuales de la deducción de la renta de la Ley 1715, depreciación y los beneficios del cargo por confiabilidad para un 80% de la generación.

A continuación, se realiza un análisis de los resultados en cuanto a su impacto en: a) el flujo de caja del proyecto, b) el valor presente neto de la inversión y c) el “CAPEX prima” del proyecto.

3.1. Sensibilidades al flujo de caja del proyecto geotérmico.

La Tabla III.1 muestra una matriz de gráficas del flujo de caja del proyecto de geotermia bajo las sensibilidades descritas antes sobre el CAPEX, la tasa de interés del crédito y los valores de ingresos gravables adicionales de la Empresa. A nivel de fila (de izquierda a derecha), ingresos gravables adicionales de la Empresa tienen variaciones de 0, 300 y 600 millones de USD\$ al año y a nivel de Columna (de arriba a abajo), la tasa de interés del crédito tiene variaciones de 2, 4, 6 y 8 %. En cada caso de valor de CAPEX varía desde 1.25 (color azul) hasta 5 (Color amarillo) MUSD\$/MW, se observa el año donde iniciaría el retorno de las inversiones con el pago final del crédito.

- Se puede verificar que a menor tasa del crédito mejora el flujo de caja del proyecto, por ejemplo, en el caso de la fila del “2%”, columna de “0” ingresos gravables adicionales a los del proyecto y el mayor CAPEX considerado de 5 MUSD\$/MW (línea amarilla) muestra valores positivos después del año 17 (para la fila del “4%” el año 18 y así sucesivamente ingresos positivos más tardíos). En la misma fila (2%) con el ingreso gravable de 600 MUSD\$ se reduce el tiempo para un flujo positivo a 9 años.

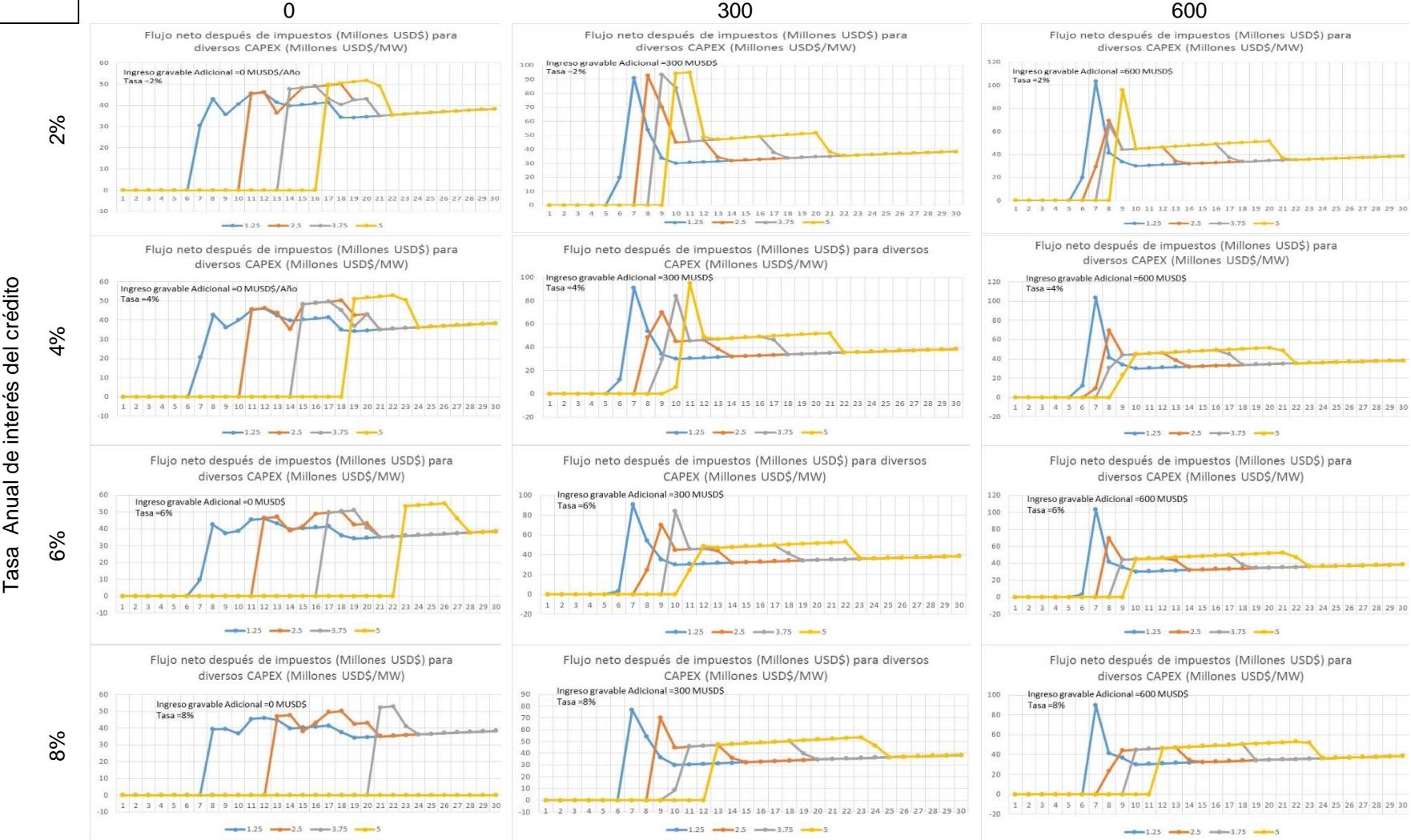
Para el caso con 0 MUSD\$ ingresos gravables adicionales y tasas de 4, 6 y 8%, como es de esperar es más lejano el año para lograr un flujo positivo, después de 22 años, caso del 6%, en el caso del 8% nunca se logra.

- En el otro extremo del menor CAPEX considerado de 1.25 MUSD\$/MW (línea azul), para el caso de una tasa del 2% sin ingresos adicionales gravables (Columna “0”) se perciben flujos positivos desde el año 7 mayores a 30 MUSD\$/año, mejorando en las gráficas de izquierda a derecha en función del incremento de los ingresos gravables adicionales ese mismo año a valores máximos mayores 100 MUSD\$ para el caso de 600USD\$ de ingresos gravables adicionales.
- El Incremento inicial en el flujo de caja se debe al pago total de la deuda y las reducciones por escalones se deben a la terminación del beneficio de renta y luego a la terminación de la depreciación.

Es de anotar que, al incrementar el costo del crédito, dependiendo del valor del CAPEX, se presentan casos donde el primer año de pago de la deuda no se logra cubrir el pago de intereses, sin embargo, debido a los incentivos tributarios en el segundo año, se supera esa situación.

Resultados de la sensibilidad sobre el flujo de caja del proyecto geotérmico ante el ingreso gravable de la Empresa y la tasa del crédito

Tabla III.1 Resultados de la sensibilidad sobre el flujo de caja del proyecto geotérmico
Ingreso gravable Empresa (Millones USD\$)



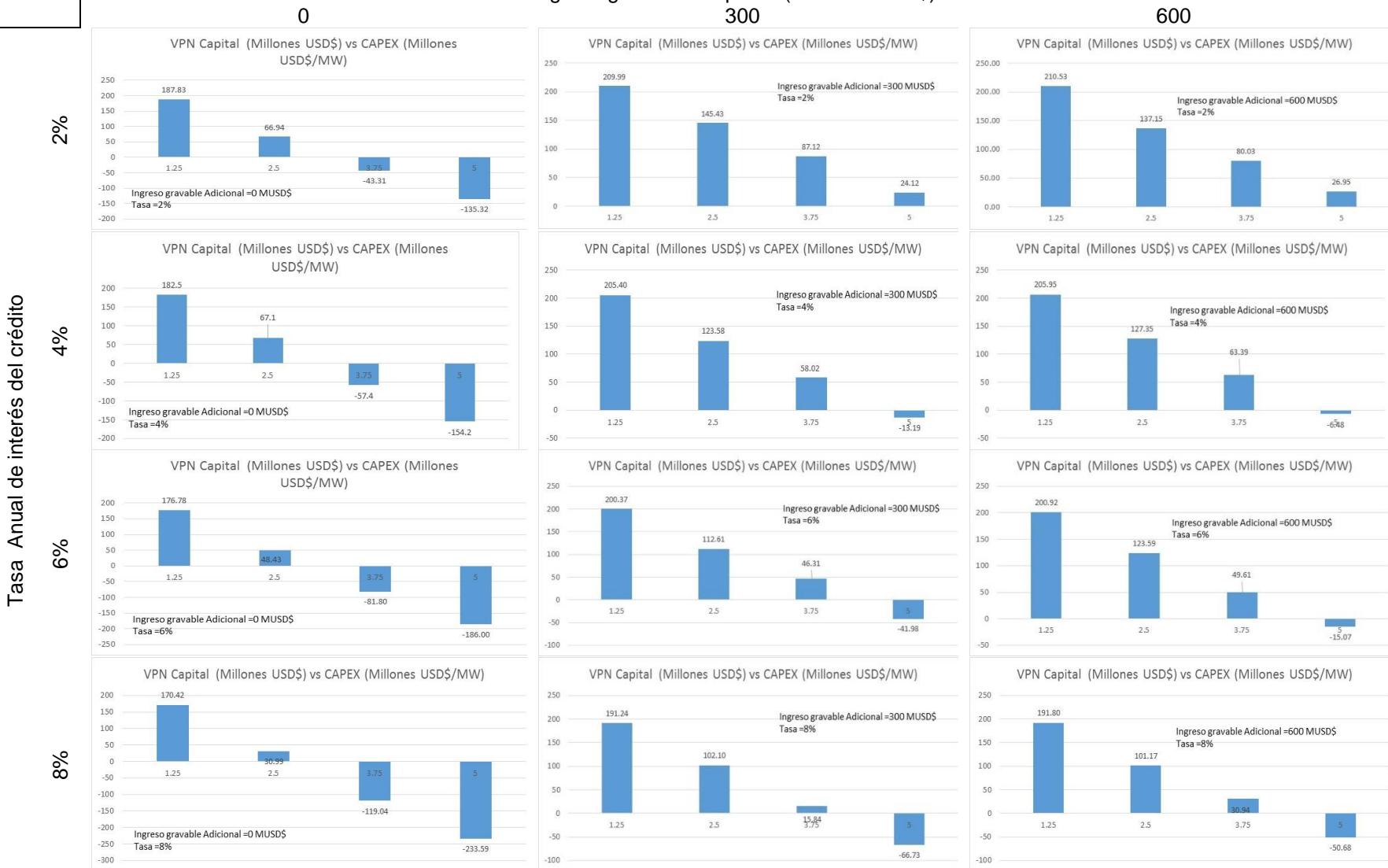
3.2. Sensibilidades sobre el Valor Presente Neto (VPN) del Capital del proyecto geotérmico.

Los resultados de la Tabla III.2 muestran una matriz de gráficas donde se establece la sensibilidad sobre el VPN del capital de la inversión a 30 años ante las sensibilidades descritas antes sobre: el CAPEX, la tasa de interés del crédito y los valores de ingresos gravables adicionales de la empresa. A nivel de columna (de izquierda a derecha), los ingresos gravables adicionales de la empresa tienen variaciones de 0, 300 y 600 millones de USD\$ al año y a nivel de fila (de arriba a abajo), la tasa de interés del crédito tiene variaciones de 2, 4, 6 y 8 %. En cada caso el valor de CAPEX varía desde 1.25 hasta 5 MUSD\$/MW.

- Se puede verificar que a menor tasa del crédito mejora el VPN.
- Para un CAPEX de 5 MUSD/MW, el VPN es positivo sólo en dos casos del 2%, con ingresos gravables adicionales de 300 y 600 MUSD\$. En el caso de la fila del “2%” y la columna de “0 MUSD\$” se lograrían valores positivos del VPN para CAPEX menores a 3.2 MUSD\$/MW, caso de una empresa sin ingresos gravables adicionales a los del proyecto. En la misma fila con el ingreso gravable adicional de 600 MUSD\$ se lograrían valores positivos de VPN para CAPEX menores desde los 5.34 MUSD\$/MW. Para el caso de una tasa del 4%, con el ingreso gravable adicional de 600 MUSD\$ se lograrían valores positivos de VPN para CAPEX menores desde los 4.88 MUSD\$/MW, en los demás casos de tasas de 6 y 8%, como es de esperar se obtienen menores valores de VPN.
- Los casos extremos de las gráficas son: a) mínimos de VPN, el caso del 8% con 0 MUSD\$ ingresos gravables adicionales y b) máximos de VPN el caso del 2%, con 600 MUSD\$ ingresos gravables adicionales.
- Con el CAPEX de 1.25 MUSD\$/MW, a cualquier tasa del 2 o del 8% y sin ingresos adicionales gravables, se percibe un VPN mayor a 96 MUSD\$, mejorando en las gráficas de izquierda a derecha en función del incremento de los ingresos gravables adicionales a un VPN mayor a 200 MUSD\$ para el caso de 600 MUSD\$ de ingresos gravables adicionales al año.
- Para el caso de ningún ingreso gravable adicional (0 MUSD\$ al año), solamente para CAPEX menores a 2.72 MUSD\$/MW inclusive en la mayor de las tasas consideradas (8%) se tiene VPN positivo. La situación permite CAPEX mayores cuando se tiene ingreso gravable adicional, para el caso de 300 MUSD\$ al año: CAPEX menores a 4.1 MUSD\$/MW.
- Considerando lo manifestado en el numeral 2.1.13. y el numeral 3.3 sobre la posibilidad de reducir el valor del CAPEX, que según el Banco Mundial tasas del crédito del 4 % es común para este tipo de proyectos y si se considera como alcanzable un CAPEX de 2,7 MUSD\$/MW²² para el caso de un promotor sin ingreso gravable adicional, se tendría valores positivos de VPN.

²² IRENA, Geothermal Power, Technology Brief, 2017, pg. 5 y 11.

Tabla III.2 Sensibilidades sobre el Valor Presente Neto (VPN) del Capital Ingreso gravable Empresa (Millones USD\$)



3.3. Sensibilidades en la determinación del “CAPEX PRIMA” del proyecto geotérmico

Con la finalidad de establecer referencias sobre la viabilidad de la inversión en geotermia en Colombia, considerando un periodo de 30 años, la aplicación de los incentivos a la entrada de generación renovable de la Ley 1715 y del cargo por confiabilidad, se encuentra que los costos de inversión al descontar el monto de los incentivos, generan un reducción del CAPEX que vería el promotor en el flujo de caja de la inversión, permitiendo definir unos costos menores, el “CAPEX PRIMA”. Se consideran el valor presente de los flujos de:

- Recursos de las inversiones de capital y créditos, en valor presente al año de inicio de operación de la planta, con un costo oportunidad es el 8.3%.
- Recursos de los incentivos de la Ley 1715 y del cargo por confiabilidad, adicionado al costo oportunidad del 8.3% la tasa del crédito del 4% (sin considerar seguros y otros gastos asociados).

Se define el “CAPEX PRIMA” de la siguiente manera en un periodo de los 30 años, como:

$$\text{CAPEX PRIMA} = [\text{VPN}(\text{Inversión}, 8.3\%) - \text{VPN}(\text{Incentivo}, 8.3\% + 4\%)] / (\text{Capacidad Instalada})$$

Los resultados de la Tabla III.3 muestran una matriz de gráficas donde se establece la sensibilidad sobre el CAPEX PRIMA respecto del CAPEX, la tasa de interés del crédito y los valores de ingresos gravables adicionales de la Empresa. A nivel de fila (de izquierda a derecha), ingresos gravables adicionales de la Empresa tienen variaciones de 0, 300 y 600 millones de USD\$ y a nivel de Columna (de arriba a abajo), la tasa de interés del crédito tiene variaciones de 2, 4, 6 y 8 %. En cada caso de valor de CAPEX varía desde 1.25 hasta 5 MUSD\$/MW, con incrementos de 1.25 MUSD\$/MW.

Se puede verificar que a mayor tasa del crédito, es mayor el CAPEX PRIMA, en el caso de la fila del “2%” y la columna de “0” se logran valores para CAPEX PRIMA de 0.18 MUSD\$/MW cuando el CAPEX es de 1.25 MUSD\$/MW, y de 3.27 MUSD\$/MW cuando el CAPEX es de 5 MUSD\$/MW. En la misma fila con el ingreso gravable de 600 MUSD\$ se logran valores para CAPEX PRIMA de 0.01 MUSD\$/MW cuando el CAPEX es de 1.25 MUSD\$/MW, y de 1.97 MUSD\$/MW cuando el CAPEX es de 5 MUSD\$/MW, para el caso de tasas de 4, 6 y 8%, como es de esperar para cada caso de ingreso gravable se obtienen mayores valores de CAPEX PRIMA.

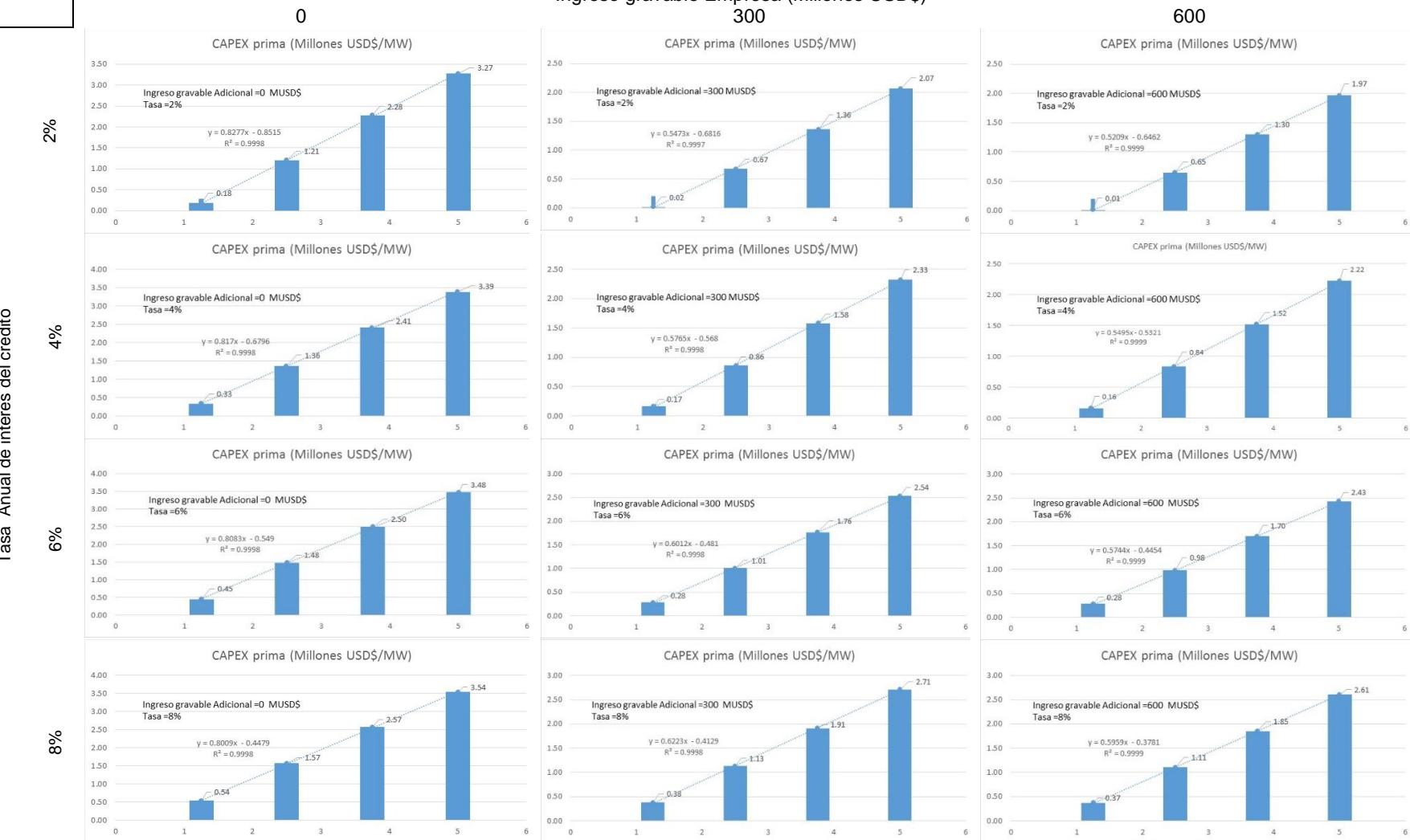
Considerando lo manifestado en los numerales 2.1.13. y 2.1.14. sobre la posibilidad de poder reducir el valor del CAPEX, y lo establecido en el numeral 3.2 con tasas del crédito del 4%²³ para proyectos de geotermia, que es alcanzable conseguir CAPEX²⁴ del orden de 2,7 MUSD\$/MW, se confirma que con los incentivos de la Ley 1715 y del CxC es alcanzable ese valor, y considerarlo en las simulaciones de los escenarios del plan de expansión.

Adicionalmente, la consideración de un CAPEX PRIMA menor al CAPEX comercial sin incentivos, permite realizar una sensibilidad en las corridas de los programas OPTGEN y SDDP, mostrando referentes para valorar beneficios económicos para la demanda a partir de un proyecto de geotermia de manera “competitiva” dado que los incentivos cambian el flujo de caja del proyecto, o el valor presente neto de la inversión. El numeral 4 a continuación muestra los resultados de las simulaciones en los programas mencionados, considerando un CAPEX de 2,7 MUSD\$/MW.

²³ El Banco Mundial en el Programa ESMAP, reporte técnico 002712 “Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation” plantea tasas del crédito del 4%.

²⁴ IRENA, Geothermal Power, Technology Brief, 2017, pg. 5 y 11.

Tabla III.3 Sensibilidades en la determinación del “CAPEX PRIMA”
Ingreso gravable Empresa (Millones USD\$)



4. Punto de vista económico de la demanda

Con los resultados anteriores se realiza una primera sensibilidad respecto de la misma base del Escenario 1 del Plan de Expansión de Generación, se integra la tecnología geotérmica, que busca, desde el punto de vista de la demanda nacional, una aproximación a la relación beneficio / costo económico, bajo los criterios de la Ley 143 de 1994.

4.1. Consideraciones sobre la inversión la generación de electricidad geotérmica, competitiva.

Se realiza una corrida de Optgen considerando el portafolio de proyectos del presente plan, incluyendo las capacidades y cronogramas del proyecto geotérmico del presente ejercicio, con los primeros 10 MW en el año 2023.

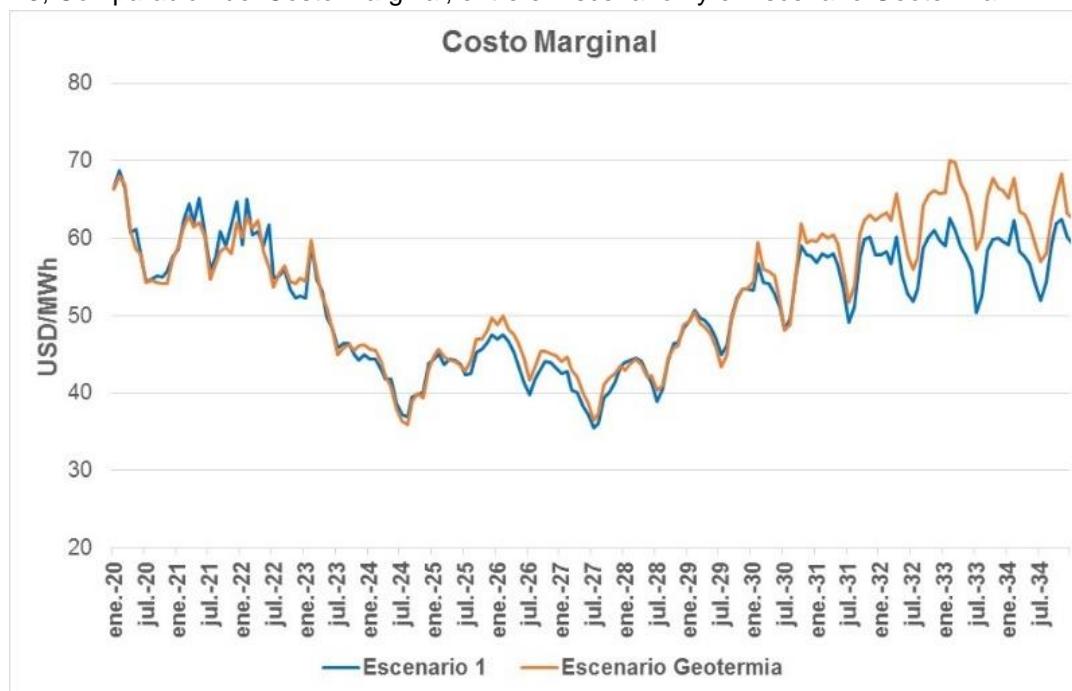
De acuerdo con lo planteado en el numerales 2.1.14, y 3.2 se considera un CAPEX para la simulación en el OPTGEN de 2,7 MUSD\$/MW correspondiente con un préstamo con tasa²⁵ del 4% y sin ingresos gravables (ver tabla III.2), un factor de planta de 90%. Del análisis del numeral 3.3. correspondería a un CAPEX “real” cercano a los 5 MUSD\$/MW (sin considerar las posibilidades del numeral 2.1.13.). Una vez realizada la simulación los proyectos de geotermia son seleccionados en la inversión por el OPTGEN, es decir son “competitivos”, con seguridad debido a su característica de ser renovables sin costo de combustible y con un gran factor de planta mejor que las plantas hidroeléctricas.

4.2. Estimación del beneficio económico para la demanda del proyecto de 150 MW geotérmico.

La sensibilidad realizada con la misma base (Escenario 0.1) del Escenario 1 del plan de expansión permite una aproximación al despacho económico de la generación, incluyendo en la base del SDDP los proyectos Geotérmicos que el OPTGEN escogió de 10MW en enero del 2023, 40 MW en enero del 2025 y 100 MW en enero del 2027. La Gráfica III.3 muestra comparativamente el valor esperado del costo marginal. Se establece en una primera aproximación que se incrementa el promedio mensual del costo marginal en todo el periodo 2022 a 2033 en 1.64 USD\$/MWh. Si se considera la totalidad de demanda nacional proyectada se llega a un sobre costo anual promedio, respecto del escenario 1, de aproximadamente 152 MUSD\$ al año, que no haría viable desde para la demanda.

²⁵ Banco Mundial, ESMAP, 2012, Pg. 98, afirma que para proyectos geotérmicos son posibles tasas entre 3.25% y 4%

Gráfica III.3, Comparación del Costo marginal, entre el Escenario1 y el Escenario Geotermia



4.3. Estimación del costo económico en Incentivos de renta de la Ley 1715 y del Cargo por Confiabilidad (CXC)

Una aproximación al cálculo del costo para el país de los incentivos mencionados para los años 2023 a 2034 (12 años) asciende a un promedio anual de 31 MUSD\$ y en valor presente al año de inicio del proyecto geotérmico asciende a un total del orden de 76 MUSD\$. Aun cuando el valor presente de los incentivos, que ve el promotor es menor 56 MUSD\$, debido a que adicional a la taza de oportunidad considerada del 8,3% es necesario agregarle el costo del crédito del 4%.

4.4. Estimación del beneficio/costo económico del proyecto geotérmico

Sin considerar costos asociados a infraestructura de conexión, el periodo para los años 2023 a 2034 al comparar del Escenario 1 con el Escenario incluyendo la Geotermia se encuentra, el valor presente neto (VPN) en millones de dólares, de los costos para la demanda y de los costos de la infraestructura de generación total en el periodo se muestra en la tabla III.4:

Tabla III.4 Comparación en Valor Presente de los costos

MUS\$	Costo Demanda	Costo Inversión
Esc1	\$41,608	\$9.470
EscGeo	\$42.600	\$9.116
Esc1-EscGeo	-\$992	\$355

No se encuentra beneficio en virtud de los costos para la atención de la demanda, como se deduce de la Gráfica 1, son mayores para el escenario que incluye a la geotermia, superando en VPN en 992 millones de dólares el costo del Escenario 1, que no incluye la Geotermia.

Es necesario llamar la atención, sobre el hecho que se trata de una primera aproximación y que se requiere evitar aun tomar estos valores como referencia en el caso de Colombia, ya que aún falta evaluar (ver reporte de IRENA²⁶) los posibles aportes a la flexibilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en la integración de capacidades nuevas de FNCE con alta variabilidad, reducción los riesgos y sobrecostos asociados a la generación fuera de mérito de la energía solar y la eólica.

5. Recomendaciones y estrategias

Para lograr establecer beneficios es necesario revisar y mejorar la forma de implementar las simulaciones, bajo condiciones que valoren la flexibilidad de la geotermia, y permitan analizar con mayor detalle las posibles razones por las cuales el OPTGEN establece que la geotermia hace parte de la matriz de proyectos de generación como más competitiva respecto de la análoga matriz del Escenario 1, con menor costo de instalación sin embargo con un costo marginal mayor que el del escenario 1 al correr el SDDP, aun cuando los costos del recurso geotérmico son nulos.

6. Conclusiones

La sensibilidad realizada al escenario base del Escenario 1 y del Escenario con Geotermia del PERG aporta un primer estudio y aproximación sobre el impacto y la inconveniencia de la generación geotérmica (sin considerar aportes a los servicios secundarios). Los dos acercamientos simultáneos, desde el punto de vista del promotor y de la demanda, consideran una valoración financiera y económica del aprovechamiento de la geotermia. Lo cual aporta referentes iniciales no convenientes al establecer los resultados de las simulaciones, por lo cual es necesario revisar las condiciones y estrategias de la simulación, que en primera aproximación muestran la matriz de expansión con geotermia, más conveniente sobre la matriz del Escenario 1, y luego resulta con costos marginales mayores. Se ha realizado un gran esfuerzo en la UPME desde los supuestos iniciales hasta los resultados finales con la finalidad de establecer recomendaciones y estrategias de política para el desarrollo de la geotermia en Colombia, sin embargo, una vez se aclare esta situación de los resultados de simulación se esperaría poder realizarlos.

- Por el momento se muestra en esta aproximación que el desarrollo de proyectos geotérmicos resultaría inconveniente para la economía, una aproximación al sobrecosto a la demanda, desde la implementación del proyecto geotérmico de 150 MW considerando solamente el periodo 2023 a 2034, sería del orden en promedio de 152 MUSD\$ cada año, al incrementar el costo marginal (ver numeral 4.2). Lo cual implicaría que los incentivos de 76 MUSD\$/año (ver numeral 4.3) no los recuperaría la demanda.
- Aún hace falta evaluar el impacto de la energía geotérmica en el sector eléctrico, contando los beneficios por aportar flexibilidad u otros servicios secundarios.

²⁶ IRENA, Geothermal Power, Technology Brief, 2017, pg. 2. [...] Además, en comparación con los recursos de energía fósil, la generación de energía geotérmica trae una serie de beneficios, tales como: menores emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida (Figura 1); menores costos de funcionamiento; capacidad de suministrar electricidad de carga base, flexibilidad y servicios auxiliares a un sistema; y factores de mayor capacidad. [...]

- Esta metodología de sensibilidad puede aplicarse a proyectos asociados a los otros casos de fuentes no convencionales, con la finalidad de calcular los posibles impactos en costos y beneficios de los incentivos para la demanda.