

EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

H. Zapata, J. Aponte y L. Hernández

Grupo de Generación, Subdirección de Energía Eléctrica

Unidad de Planeación Minero Energética, UPME

Objetivo principal:

Realizar un acercamiento al planeamiento, de largo plazo, de la generación de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y discutir sobre alternativas en la simulación para establecer a conveniencia de la generación con geotermia.

Localización:

República de Colombia, SIN.

Resumen:

Se muestran los referentes considerados en la formulación¹ del Plan de Expansión de Generación de electricidad en el SIN, los análisis básicos de partida, un caso típico de los indicadores de confiabilidad y los resultados de dos casos de estudio cercanos a la realidad actual de la generación.

Antecedentes:

El planeamiento de la expansión de la generación de electricidad en el sistema interconectado nacional (SIN) se realiza como resultado de la Ley 143 de 1994, a raíz del apagón eléctrico sucedido a comienzos de los años 90. Se realiza considerando información sectorial tanto de oferta y demanda, actual y futura, así mismo de disponibilidad de los recursos energéticos, tecnologías de generación y transporte de electricidad, lo cual ha sido realizado desde la promulgación de la ley

¹ En el largo plazo (15 años)

en los documentos del Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión (PERGT) [1]. Actualmente se considera una clasificación de 15 áreas operativas eléctricas (**Figura 1**).

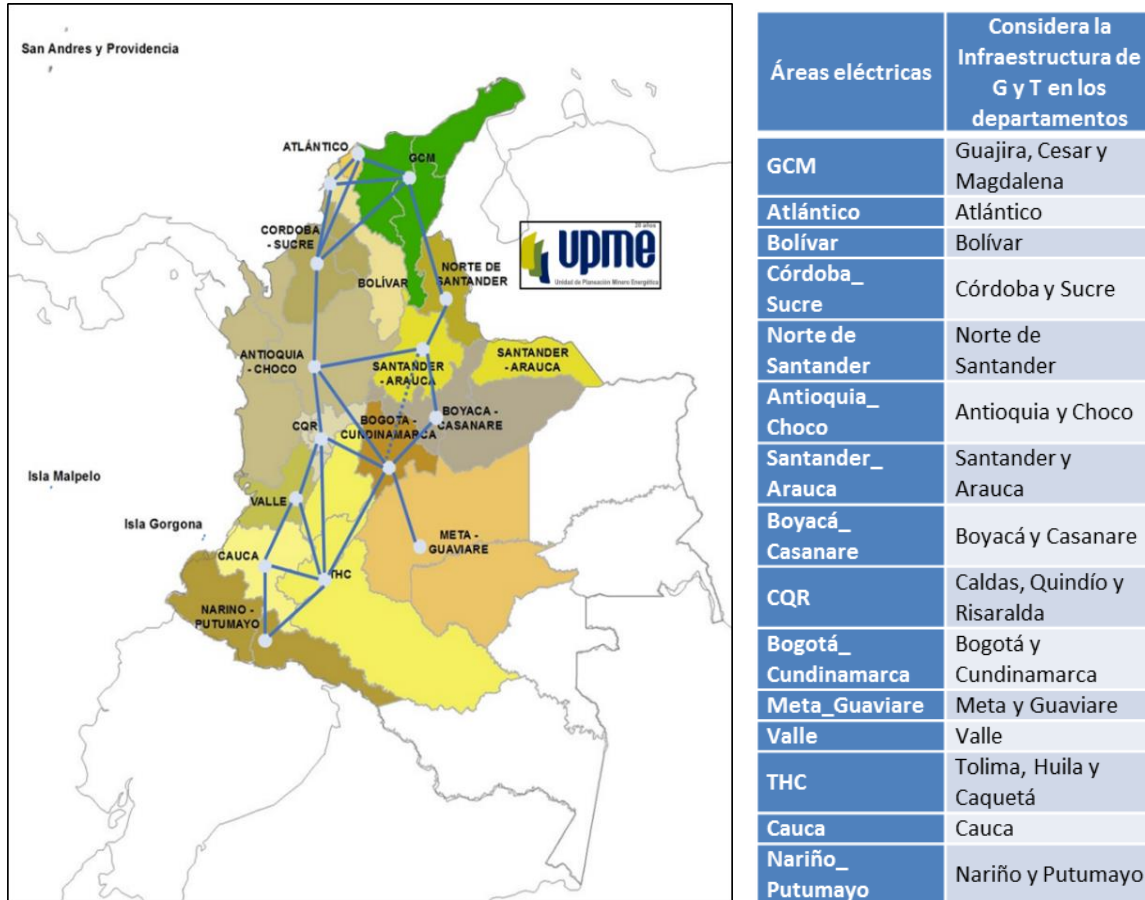


FIGURA 1. Áreas Operativas.

El plan de generación es indicativo, valora beneficios de la conexión de nuevas plantas de generación. Estudia *por escenarios* opciones de nuevas plantas de generación para atender la demanda *de largo plazo al mínimo costo, social, económico y ambiental*. Resultan determinantes los valores de CAPEX² y OPEX asociados a cada tecnología, como la disponibilidad de recurso energético utilizado. Aun cuando los recientes planes no identifican la generación en el futuro próximo la generación geotérmica, los incentivos internacionales por el cambio climático mejoran las condiciones, considerando el alto CAPEX de esta tecnología respecto a proyectos solares, eólicos e hidroeléctricos.

² CAPEX: gasto de capital. OPEX: costos de operación.

La **Figura 2**, realiza un esquema general de la metodología del plan 2017-2031.

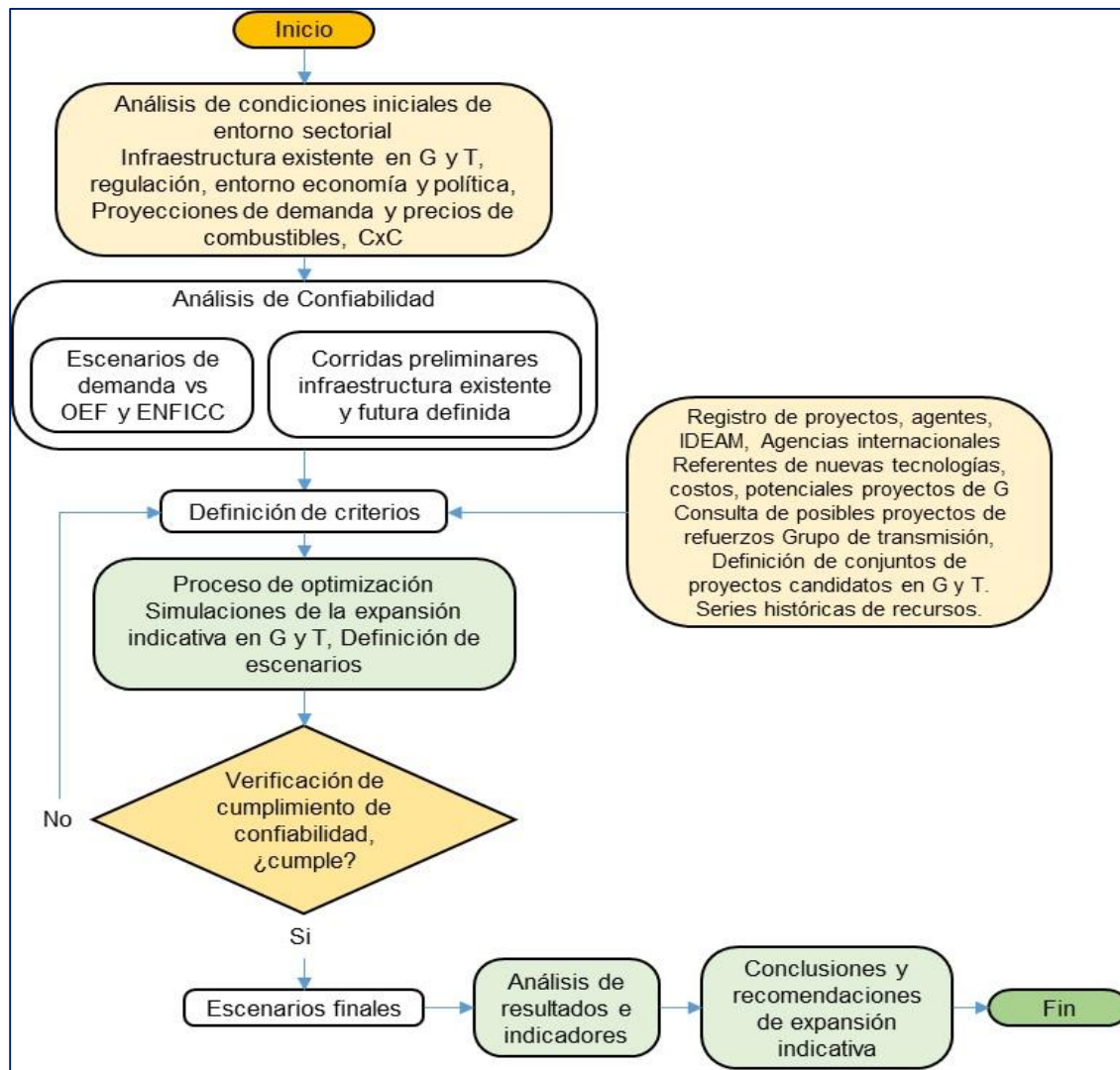


FIGURA 2. Esquema general de la metodología del plan de expansión en generación en el SIN

Para la formulación del plan de generación se requieren: las proyecciones de demanda de electricidad, la disponibilidad de los recursos energéticos por área operativa, la proyección de precios de combustibles, los proyectos de: i) Cargo por Confiabilidad³, ii) infraestructura de transmisión tanto construida como futura definida⁴, y iii) las posibilidades de proyectos futuros no definidos⁵, las solicitudes de conexión de plantas de generación, los análisis integrados de generación y

³ Capacidades, fechas de entrada y su ENFICC.

⁴ Proyectos en construcción o por construir de los cuales ya se tiene certeza e información sobre las fechas de entrada en operación.

⁵ Proyectos posibles de los cuales se tiene alguna información en la UPME con un interés manifiesto en el registro de proyectos y otras fuentes de información desde los promotores.

transmisión, la incorporación de recursos renovables, convencionales y no convencionales, al igual que otras tecnologías tradicionales. El objetivo es atender la demanda al mínimo costo, asegurando la confiabilidad energética.

Metodología:

La metodología verifica en el corto plazo (5 años) la confiabilidad del sistema⁶, modela la infraestructura de generación (G) existente y los proyectos del Cargo por Confiabilidad⁷ para determinar la expansión del sistema en el mediano plazo (10 años) y largo plazo (15 años) por escenarios.

Para el caso de las posibilidades de ampliación del parque de generación⁸ se consideran las capacidades de la **Tabla 1**, por recurso energético. El valor de capacidad representa la suma por cada área de: i) Para el caso de proyectos de Gran Escala (GE), de proyectos candidatos de valores mayores a 1 MW y ii) Para el caso de la autogeneración y generación solar distribuida (D), de proyectos menores a 1 MW.

TABLA 1. Capacidad total de proyectos candidatos identificada por área [MW]

Zona	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Geot
Ant-Cho	1,504		350	279			2	90	
Atlántico			350		7		597	60	
Bog-Cund					10		120	170	
Bolivar		155					92	35	
Boy-Cas		147	240					40	
Cauca				54				12	
Cor-Suc			250				313	35	
CQR				59				30	50
GCM			660		8	4,127	4,430	60	
THC	45						116	35	
Met-Guav					55		103	20	
Nar-Put								15	
NSant			160				6	25	
Sant-Ara	150				20		101	35	
Valle				83	61		10	70	
Total	1,699	302	2,010	475	161	4,127	5,888	732	50

⁶ Según la resolución CREG 025 de 1995, código de redes – Código de Operación, numeral 1.3. definiciones: valor esperado del racionamiento (VERE), valor esperado del racionamiento de energía condicionado (VEREC) y el número de casos con racionamiento.

⁷ El Cargo por Confiabilidad, es un esquema de remuneración que permite hacer viable la inversión en los recursos de generación eléctrica para garantizar de manera eficiente la atención de la demanda de energía en condiciones críticas de abastecimiento, a través de señales de largo plazo y la estabilización de los ingresos del generador.

⁸ Ver nota a pie No. 5

Se considera una aproximación a los costos por unidad de capacidad de proyectos candidatos, es decir el CAPEX por recurso que se presentan en la **Tabla 2**⁹.

TABLA 2. Costos de Inversión de los proyectos de generación candidatos (USD/MW)

Tecnologías	Promedio	Máximo	Mínimo
Hidroeléctricas	2,102	2,341	1,515
Térmicas Carbón	1,870	2,472	1,425
Térmicas Gas	1,151	1,213	1,090
Solar	1,107	1,417	838
Eólica	1,663	1,750	1,112
Geotérmica	3,587	3,587	3,587
Solar Distribuida	1,687	2,438	1,000
Biomasa	1,381	1,714	1,125

Se considera el escenario alto de la proyección de demanda de energía nacional, ver **Tabla 3**.

TABLA 3. Proyección de demanda nacional.

Año	Proyección Demanda EE (GWh)
2018	70,796.07
2019	73,338.72
2020	75,757.34
2021	78,419.00
2022	80,977.29
2023	82,909.50
2024	85,084.28
2025	87,382.85
2026	89,806.24
2027	92,508.81
2028	95,470.67
2029	98,774.14
2030	103,156.99
2031	106,911.94

La simulación se ha realizado para los casos planteados de manera uninodal con los proyectos candidatos de G (**Tabla 1**) asociando sus costos inversión (**Tabla 2** (TABLA 2.)).

En todos los escenarios, se consideran como disponibles las capacidades en generación definidas en la **Tabla 1** y capacidades fijas predefinidas por la UPME, las primeras compiten en el proceso de optimización de la expansión en G para lograr un despacho de mínimo costo. La simulación uninodal evalúa la libre competencia entre proyectos.

⁹ En el modelamiento de cada proyecto se adicionan los costos de obras de conexión y de uso asociadas.

La simulación de la expansión del sistema utiliza dos modelos: i) OptGen – Modelo de planificación de la inversión en expansión de la generación y de las interconexiones entre áreas y ii) SDDP-Programación Dinámica Dual y Estocástica, para modelar el despacho en el largo plazo al mínimo costo. El resultado de este proceso es la matriz óptima, que cumple los criterios de mínimo costo en inversión y operación, para cada uno de los escenarios propuestos.

Indicadores de Confiabilidad.

Se verifica el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad. La **Tabla 4** presenta de manera resumida el nombre del indicador, su definición, la expresión matemática y el límite de confiabilidad asignado.

TABLA 4. *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.	$VERE = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\text{Energía mensual Racionada}_i}{n} \right)}{\text{Demanda Nacional de Energía}_{mes}}$ <p>$n = \text{número de casos simulados}$</p>	$< 1.5 \% (\text{Demanda Nacional de Energía}_{mes})$
VEREC	Es la razón entre el valor esperado de la energía racionada en un mes, y la demanda nacional proyectada para dicho periodo.	$VEREC = \frac{\sum_{i=1}^m \left(\frac{\text{Energía mensual Racionada}_i}{m} \right)}{\text{Demanda Nacional de Energía}_{mes}}$ <p>$m = \text{número de casos con déficit}$</p>	$< 3 \% (\text{Demanda Nacional de Energía}_{mes})$
Número de casos con déficit	Número de eventos en el mes donde se presenta racionamiento de energía.	m	$\frac{m}{n} < 5 \%$

A continuación se presentan indicadores adicionales desarrollados en la UPME en los últimos 6 años, para evaluar el desempeño de los resultados de cada escenario.

Indicadores de la matriz final de los escenarios evaluados

Como resultado de las alternativas de expansión para el abastecimiento de electricidad en los escenarios de Largo Plazo del Plan de Expansión de Generación, se evalúan principalmente:

- La generación por cada tecnología.
- El costo marginal de la generación para atender la demanda.
- La evolución de la confiabilidad mediante los indicadores de la **Tabla 4**
- Las emisiones equivalentes de CO₂.

- El Factor de emisión.
- El costo nivelado de capital.
- El costo promedio nivelado de generación.

También se evalúan indicadores adicionales de las matrices de expansión de cada escenario, los cuales dan cuenta de: el comportamiento de cada estrategia, en cuanto a la dependencia del recurso agua, por su implicación en el caso del fenómeno de El Niño, el costo marginal de atención de la demanda, la posibilidad de reducción de contaminación por emisiones, los costos nivelados de generación y la complementariedad presente entre la generación por unidad de capacidad instalada entre el recurso agua, viento y sol. A continuación se relacionan los indicadores analizados:

- i. Resiliencia hidráulica.
- ii. Costo marginal de la demanda.
- iii. Emisiones.
- iv. Costo nivelado de generación.
- v. Complementariedad.

Resultados y discusiones:

A continuación se muestran los resultados de la matriz optimizada para el caso del anexo XXI en el cual se realizaron sensibilidades ante la situación del proyecto Hidro-Ituango, con base en los escenarios de la **Tabla 5**.

TABLA 5. Escenarios analizados

Central	Caso 1	Caso 2
ENFICC Verificada	Incluida	Incluida
Ituango	Sin	dic.-23
Gecelca 3.2	jul.-18	jul.-18
Termonorte	ago.-18	ago.-18

Debido a la reciente situación del proyecto hidro-Ituango, a continuación se muestran los principales resultados de aplicar la metodología a los dos casos de la **Tabla 5**, inicialmente revisando el balance de entre las proyecciones de demanda de abril de 2018 y la Energía en firme verificada de las plantas existentes junto con las obligaciones de energía en firme de centrales nuevas para los periodos 2016-2017, 2017-2018 y 2018-2019.

FIGURA 3. ENFICC verificada y OEF vs. Proyecciones de demanda. Caso 1

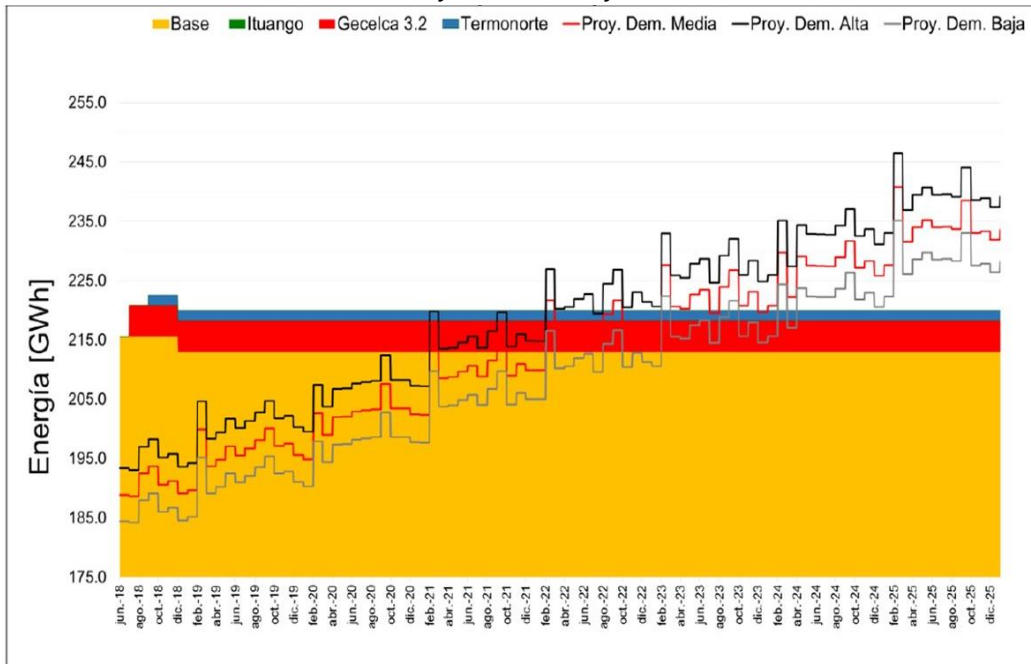
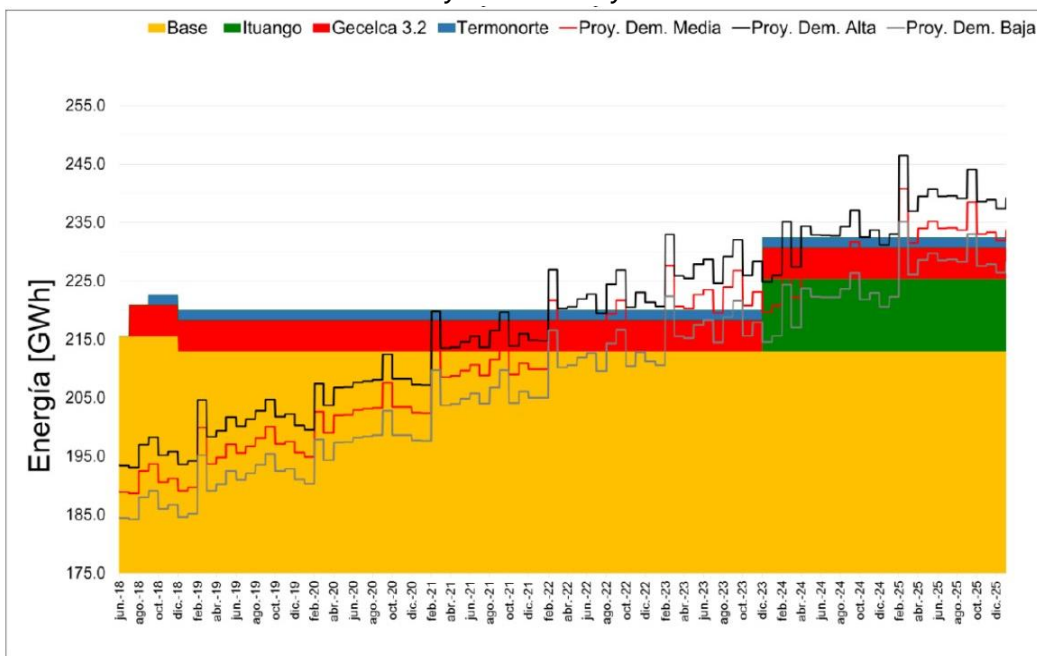


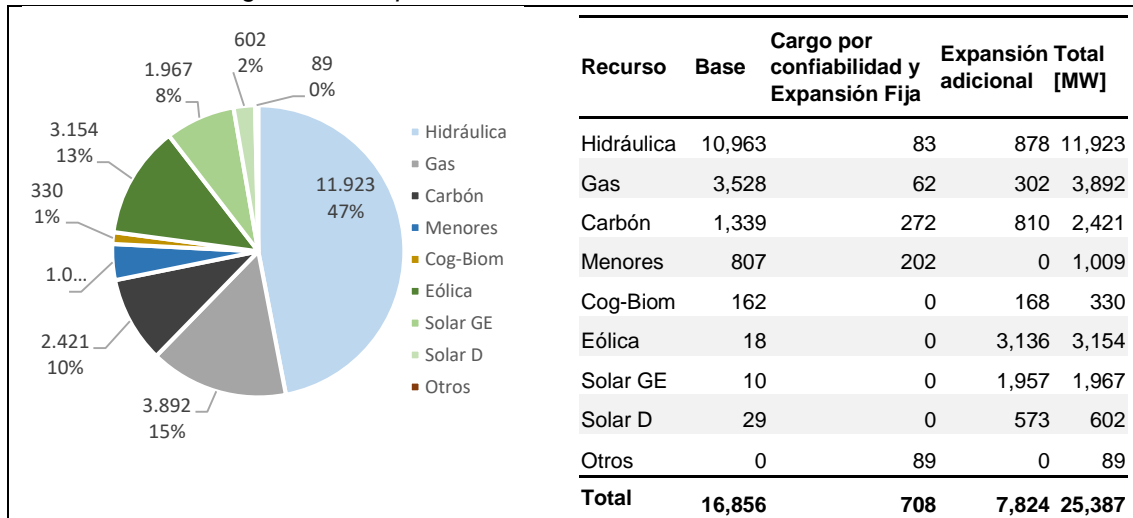
FIGURA 4. ENFICC verificada y OEF vs. Proyecciones de demanda. Caso 2



En los dos casos considerados (**Figura 3** y **Figura 4**) se evidencia que para el mes de febrero de 2022, las proyecciones de demanda media y alta superan la ENFICC agregada en 3% y 1% respectivamente.

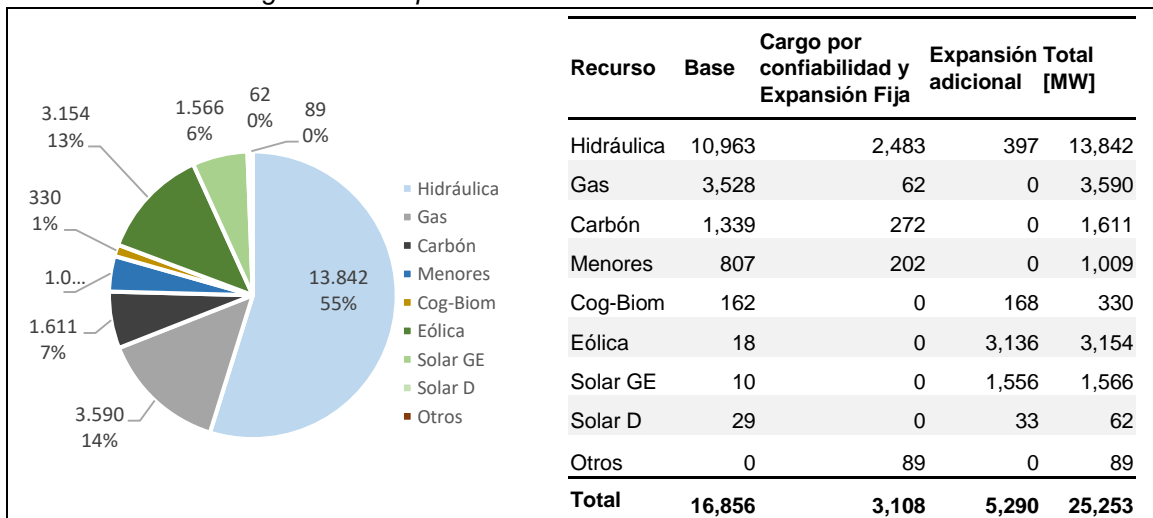
Los resultados de la expansión considerando el SIN mononodal (áreas eléctricas unificadas) corresponden a una expansión libre sin restricciones de conexiones de red. Para el caso 1, la matriz de generación óptima encontrada considerando CAPEX similares a los de la **Tabla 2**, se encuentra en la **Figura 5** donde la capacidad instalada de FNCER alcanza una participación del 28% en la composición de la capacidad de generación al final del período de estudio (Corresponde al Escenario 3A del Anexo XXI).

FIGURA 5. Matriz de generación óptima. Caso 1



Para el caso 2, la matriz de generación óptima encontrada se encuentra en la **Figura 6**, donde las FNCER corresponde al 24% de la capacidad de generación al final del período de estudio (Corresponde al Escenario 4A del Anexo XXI).

FIGURA 6. Matriz de generación óptima. Caso 2



Durante el plan 2018-2032, se buscará realizar una aplicación de los incentivos de la ley 1715 al CAPEX de los proyectos de geotermia que esperamos permita sea seleccionada como parte de la matriz óptima. Amén de otros inconvenientes regulatorios necesarios de resolver.

Referencias:

UPME, Subdirección de Energía Eléctrica, Grupos de Generación y Transmisión: *Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión (PERGT) 2017 – 2031 y Anexos*. www.siel.gov.co → *Generación* → *Planes de Expansión*. Bogotá, Colombia

H Zapata (UPME): *Propuesta de una hoja de ruta para el fomento del desarrollo de proyectos Geotérmicos, 2015*. Programa Regional de Entrenamiento Geotérmico (PREG), Universidad de El Salvador, El Salvador