



ESTUDIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BAJO ESCENARIO DE CAMBIO CLIMÁTICO

RESUMEN

El presente documento expone los resultados de la simulación de la operación del sistema interconectado eléctrico colombiano bajo condiciones hidrológicas de cambio climático. Para las siguientes cuatro décadas se presentan los efectos sobre el precio de la energía eléctrica, riesgo de racionamiento y emisiones de gases de efecto invernadero

Ana María Macías Parra* en coordinación con Jaime Andrade (UPME)



Con el apoyo de:



*Ingeniera eléctrica e ingeniera electrónica de la Universidad de los Andes. Actualmente desempeñándose como consultora en temas de planeamiento energético en Colombia. Mail de contacto: ana.macias@upme.gov.co, anumaci@gmail.com.

TABLA DE CONTENIDO

1.	Introducción	3
2.	Descripción del Sistema Interconectado Eléctrico Colombiano	5
2.1	Demanda de energía eléctrica	5
2.2	Oferta y producción de energía eléctrica.....	5
2.2.1	Capacidad instalada de la generación de la Región Costa Atlántica	8
2.2.2	Capacidad instalada de generación de la Región Noroeste	9
2.2.3	Capacidad instalada de generación de la región Nordeste.....	10
2.2.4	Capacidad instalada de generación de la Región Centro	10
2.2.5	Capacidad instalada de generación de la Región Suroeste	11
2.2.6	Capacidad Instalada de generación de la Región Sur.....	11
2.3	Mercado y precios de la energía eléctrica.....	12
2.4	Emisiones de gases de efecto invernadero del sistema interconectado eléctrico nacional 14	
3.	Caracterización Hidrológica del País y Generación Hidroeléctrica.....	15
3.1	Régimen de precipitaciones e hidrológico del país.....	16
3.2	Caracterización de la generación hidroeléctrica en Colombia	18
3.2.1	Región Noroeste	20
3.2.2	Región Centro	25
3.2.3	Región Suroeste	30
3.2.4	Región Sur	33
4.	El Cambio Climático en Colombia.....	35
4.1	Evidencias del cambio climático en precipitación y temperatura nacional y su metodología 35	
4.2	Proyección de precipitación y temperatura nacional del IDEAM (1971-2100) y su metodología.....	35
5.	Modelaje del Sistema Interconectado Colombiano	38
5.1	El Software SDDP	39
5.2	Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima	40
5.2.1	Proyección de demanda de energía eléctrica para el horizonte 2013-2031	40
5.2.2	Proyección de demanda de energía eléctrica para el horizonte 2032-2050	42
5.2.3	Proyección de demanda de potencia máxima para el horizonte 2013-2031.....	44
5.2.4	Proyección de demanda de potencia máxima para el horizonte 2032-2050.....	44
5.3	Proyección de capacidad instalada de generación eléctrica.....	46

5.3.1	Proyección de capacidad instalada de generación eléctrica entre los años 2013-2026	47
5.3.2	Proyección de capacidad instalada de generación eléctrica entre los años 2027-2050	47
5.4	Proyección de precios de los combustibles	54
5.4.1	Proyección de precios de los combustibles entre los años 2013-2036.....	54
5.4.2	Proyección de precios de los combustibles entre los años 2036-2050.....	55
5.5	Proyección de aportes hidrológicos del sistema eléctrico Colombiano	58
5.5.1	Modelaje de Ríos para los generadores que ingresan después del año 2026	58
5.5.2	Modelamiento de aportes hidrológicos para los escenarios de cambio climático.....	59
6.	Análisis de los Resultados de los Efectos del Cambio Climático Sobre la Operación del Sistema Eléctrico Colombiano	65
6.1	Consecuencias sobre los aportes hídricos al sistema eléctrico.....	65
6.2	Consecuencias sobre los precios de la energía eléctrica.....	66
6.3	consecuencias sobre los riesgos de déficit.....	66
6.4	Consecuencia sobre las emisiones de gases de efecto invernadero	68
6.4.1	Consecuencias sobre las emisiones de gases de efecto invernadero real	69
7.	Futuros Trabajos.....	71
Anexo 1.	Órganos de Regulación, Control y Planeación del Sector Eléctrico Colombiano	72
Anexo 2.	Calculo del Aporte Hidráulico en Energía al Sistema eléctrico Nacional	73
Anexo 2.	Proyección de Precipitaciones IDEAM de las Regiones de Interés	74
Anexo 3.	Proyecciones de demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima.....	79
Anexo 4.	Capacidad Instalada y Características de Embalses de Nuevos Proyecto de Generación Eléctrica para el Periodo 2027-2050	81
A.4.1	Capacidad Instalada:.....	81
A.4.2	Características de los Embalses de las Nuevas Plantas Hidráulicas	84
Anexo 5.	Proyección de Precios de Combustibles (gas natural y Carbón)	85
A.5.1	Proyección de precios de gas natural	85
A.5.2	Proyección de precios de carbón.....	87
Anexo 6.	Estacionalidad de Precipitaciones y Aportes Hidrológicos por Regiones	90
Anexo 7.	Proyección de Aportes Hidrológicos de las Principales Cadenas de Generación Eléctrica para el Escenario de Cambio Climático	93
Anexo 8.	Resultados del Modelaje.....	102

1. INTRODUCCIÓN

El cambio climático según la CMNUCC es, un cambio del clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante periodos de tiempo comparables, afectando la temperatura, precipitaciones nubosidad, entre otros.

En Colombia también se han estudiado y evidenciado los impactos del cambio climático. Según análisis de datos históricos de temperatura y precipitaciones de 1971-2010, la subdirección de Meteorología del IDEAM-Ruiz identificó un incremento en general en la temperatura del país; y para el caso de las precipitaciones encontró disminución en unas regiones y aumento en otras, lo que se debe a la variedad topográfica y a las corrientes de humedad en el aire.

Debido a los impactos económicos y sociales de estos fenómenos meteorológicos, los gobiernos se han empezado a interesar en el tema y ya han comenzado a proponer políticas y programas para controlar o reducir el impacto de las actividades humanas que promueven el cambio climático, como la deforestación o la emisión de gases de efecto invernadero.

Para el caso de Colombia el gobierno, bajo el liderazgo del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y los Ministerios sectoriales, ha iniciado una estrategia de planeación de desarrollo a corto, mediano y largo plazo que busca responder a estos nuevos retos. La Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono (ECDBC), tiene como objetivo desligar el crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero del crecimiento económico nacional. La ECDBC busca diseñar e implementar planes, proyectos y políticas para evitar el incremento acelerado de gases de efecto invernadero en los sectores económicos y que a la vez promuevan a las prioridades de crecimiento sectoriales.

Este estudio se realizó con el fin de ser insumo para la planeación de la ECDBC en el sector de Energía y su objetivo es aportar información sobre cómo podría reaccionar la operación del sistema eléctrico nacional bajo un escenario de hidrología afectada por el cambio climático en un horizonte del 2013-2050. En este marco, cumple con dos prioridades de investigación en el país, al establecer y cuantificar la vulnerabilidad y los impactos del cambio climático en la principal fuente de energía en el país (hidroeléctricas) y adicionalmente, al brindar un escenario de posibles cambios en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero en este sector por cambios en la hidrología del país. Para cumplir con el desarrollo del estudio, se plantearon los siguientes seis componentes: 1) Descripción del sistema

interconectado eléctrico nacional, 2) Caracterización de la hidrología y generación hidráulica del país, 3) El Cambio Climático en Colombia, 4) Modelamiento del sistema eléctrico y 5) Análisis de resultados.

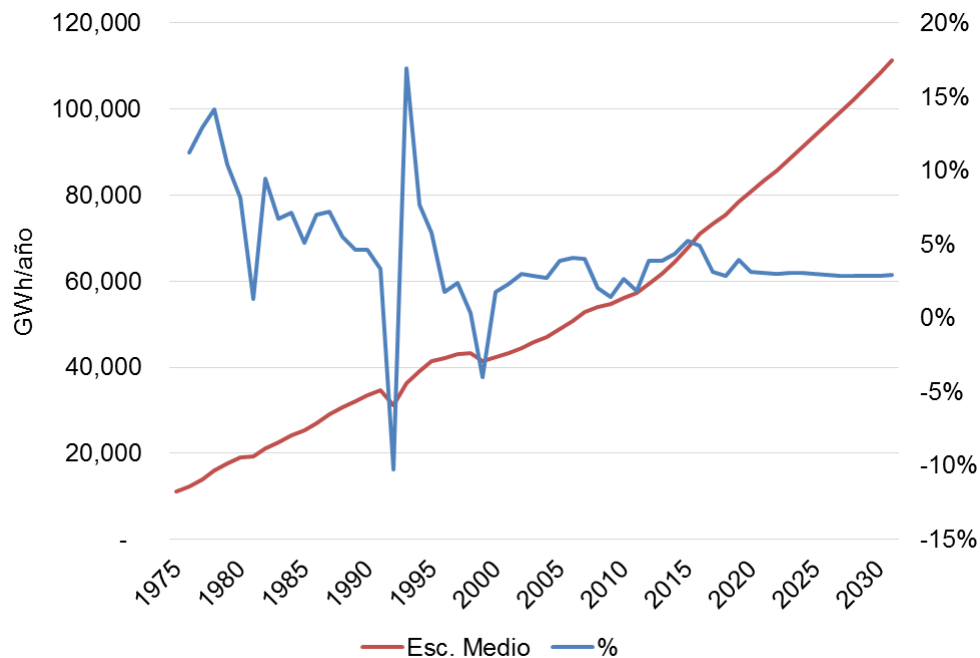
2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

2.1 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La demanda de energía eléctrica de Colombia durante el año 2012 llegó a los 59370.1 GWh, teniendo un crecimiento del 3.8% en relación a la demanda del 2011 que fue de 57150 GWh.

El comportamiento de esta variable siempre ha estado muy relacionada al comportamiento económico del país, por lo que cada discontinuidad en el porcentaje de crecimiento de la Gráfica 2-1 representa un evento económico importante, como por ejemplo, el racionamiento eléctrico de 1992, la recesión económica de 1999 y la desaceleración económica del 2009. Es por esta razón, que esta tasa de crecimiento del 2012, lleva a ver que hay una recuperación de la desaceleración, ya que en la última década la tasa de crecimiento promedio anual estuvo en un 2.9%.

Según las proyecciones de demanda de la UPME, se espera un crecimiento promedio del 3.1% para los años 2012-2020 y del 2.9% para el 2020-2030.

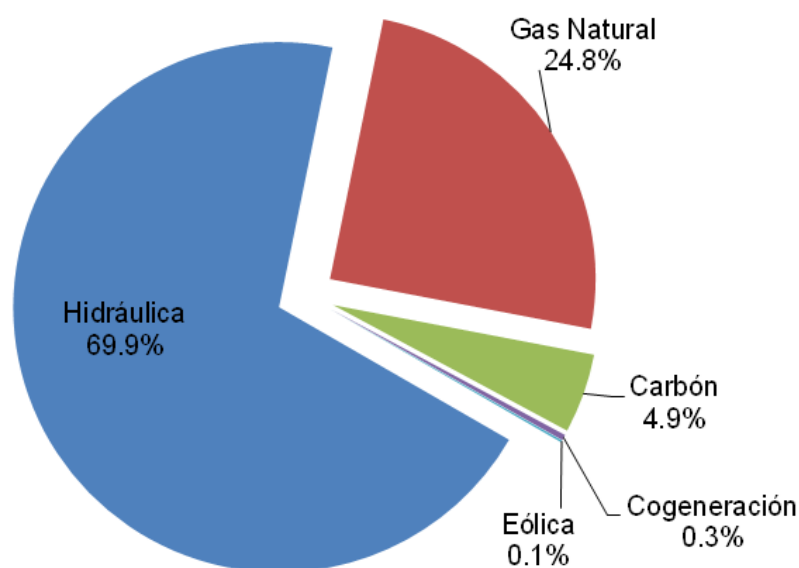


Gráfica 2-1. Tasa de crecimiento anual y proyección de demanda de energía eléctrica. Fuente: UPME, Unidad de Planeación Minero Energética. Cálculos: UPME.

2.2 OFERTA Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La Región Andina colombiana, es donde se ubica la mayor parte de la generación hidroeléctrica. Esta presenta niveles de lluvia que pueden ir desde los 1500 mm anuales en los valles interandinos hasta los 4000 mm al año en los altiplanos y bosques. Unido a lo anterior, la geografía montañosa que facilita la construcción de embalses, ha propiciado que el desarrollo del sistema eléctrico se base en generación hidráulica.

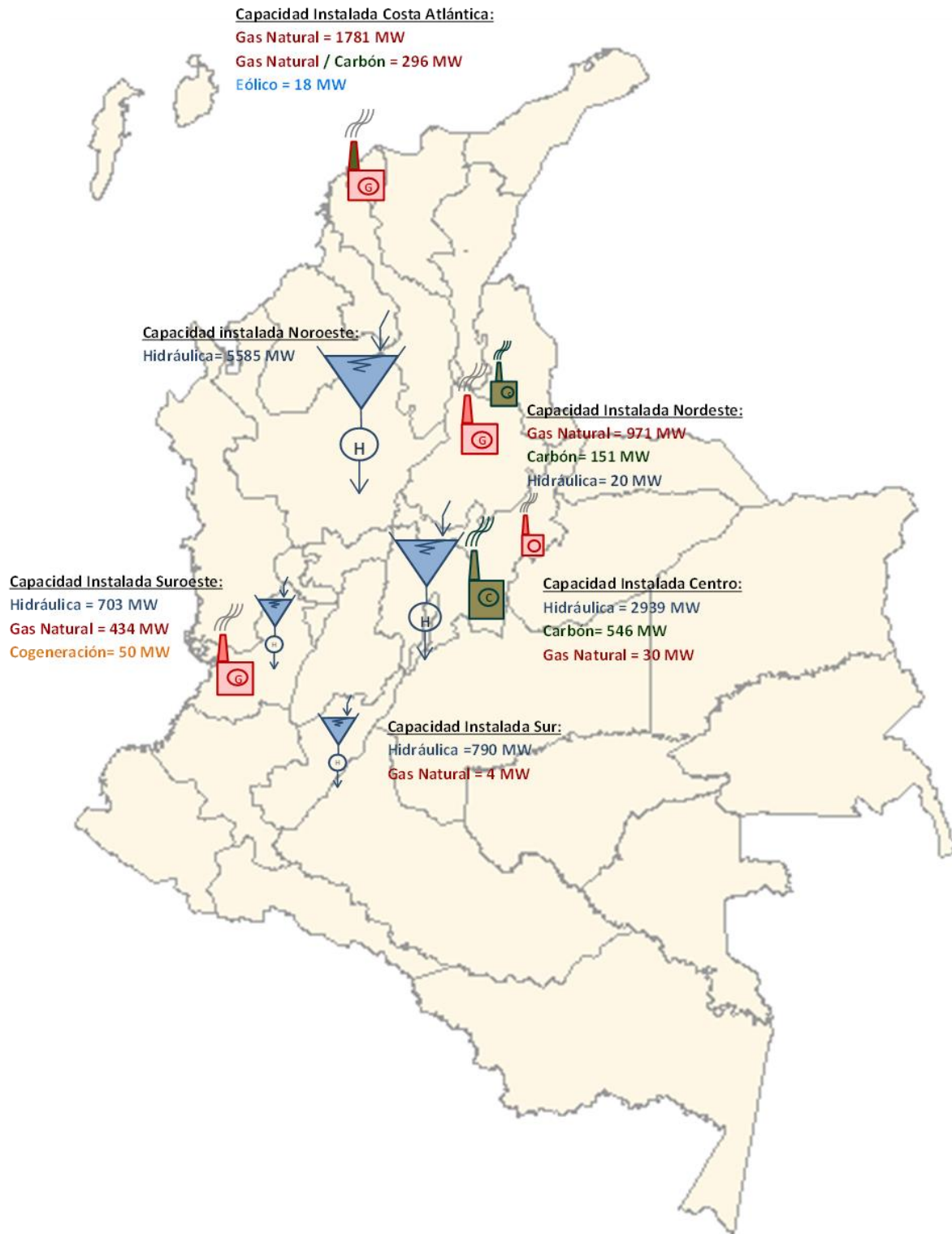
Actualmente, Colombia cuenta con una capacidad instalada cerca de 14.4 GW de los cuales un 69.9% es generación hidráulica, 24.8% térmicas a gas, 4.9% térmicas a carbón, 0.4% cogeneradores y 0.1% eólicos (ver Gráfica 2-2)



Gráfica 2-2. Distribución del parque de generación eléctrica colombiano según fuentes. Fuente: XM, Expertos en Mercado. Cálculos consultor

Geográficamente, la generación eléctrica del sistema interconectado eléctrico se encuentra concentrada en la región noroeste y centro del país, obedeciendo a la disponibilidad de los recursos energéticos primarios y a la localización de la demanda.

A continuación se presenta para cada región la capacidad instalada de generación según sus diferentes fuentes y centrales.



Gráfica 2-3. Distribución geográfica del parque de generación eléctrica colombiano del sistema eléctrico nacional en el año 2013, según fuentes.

Fuente: XM, Expertos en Mercados.

2.2.1 CAPACIDAD INSTALADA DE LA GENERACIÓN DE LA REGIÓN COSTA ATLÁNTICA

Tabla 2-1. Capacidad Instalada Región Costa Atlántica

	Nombre del Generador	Capacidad Instalada [MW]	Total [MW]
Térmica Gas Natural	Barranquilla 3	64	2,119
	Barranquilla 4	63	
	Cartagena 1	61	
	Cartagena 2	60	
	Cartagena 3	66	
	Flores 1	160	
	Flores 4	450	
	Tebsab	791	
	Proeléctrica 1	45	
	Proeléctrica 2	45	
	Candelaria 1	157	
	Candelaria 2	157	
Térmica Carbón/Gas	Guajira 1	151	296
	Guajira 2	145	
Eólico	Jepirachi	18	18
Total			2,433

2.2.2 CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN DE LA REGIÓN NOROESTE

Tabla 2-2. Capacidad Instalada Región Noroeste.

	Nombre del Generador	Capacidad Instalada [MW]	Total [MW]
Hidráulica	San Carlos	1,240	5,585
	Porce III	660	
	Guatapé	560	
	Porce II	405	
	Miel I	396	
	Urrá	338	
	La Tasajera	306	
	Salvajina	285	
	Guadalupe 3	270	
	Guadalupe 4	202	
	Playas	201	
	Jaguas	170	
	San Francisco	135	
	Troneras	42	
	San Miguel	42	
	Esmeralda	30	
	Calderas	20	
	Riogrande 1	19	
Ínsula	19		
Otras plantas	245		
Total			5,585

2.2.3 CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN DE LA REGIÓN NORDESTE

Tabla 2-3. Capacidad Instalada Región Nordeste

	Nombre del Generador	Capacidad Instalada [MW]	Total [MW]
Térmica Gas Natural	Palenque 3	13	971
	TermoDorada	51	
	TermoSierra	460	
	Meriléctrica	169	
	TermoCentro	278	
Térmica Carbón	Tasajero 1	151	151
Hidráulica	Otras menores	20	20
Total			1,142

2.2.4 CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN DE LA REGIÓN CENTRO

Tabla 2-4. Capacidad Instalada Región Centro

	Nombre del Generador	Capacidad Instalada [MW]	Total [MW]
Hidráulica	Guavio	1200	2,939
	Chivor	1000	
	La Guaca	324	
	Paraiso	276	
	Otras plantas	139	
Térmica Carbón	Paipa 1	31	546
	Paipa 2	70	
	Paipa 3	70	
	Paipa 4	150	
	Zipa2	34	
	Zipa3	63	
	Zipa4	64	
	Zipa5	64	
Térmica Gas Natural	Yopal2	30	30
Total			3,515

2.2.5 CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN DE LA REGIÓN SUROESTE

Tabla 2-5. Capacidad Instalada Región Suroeste

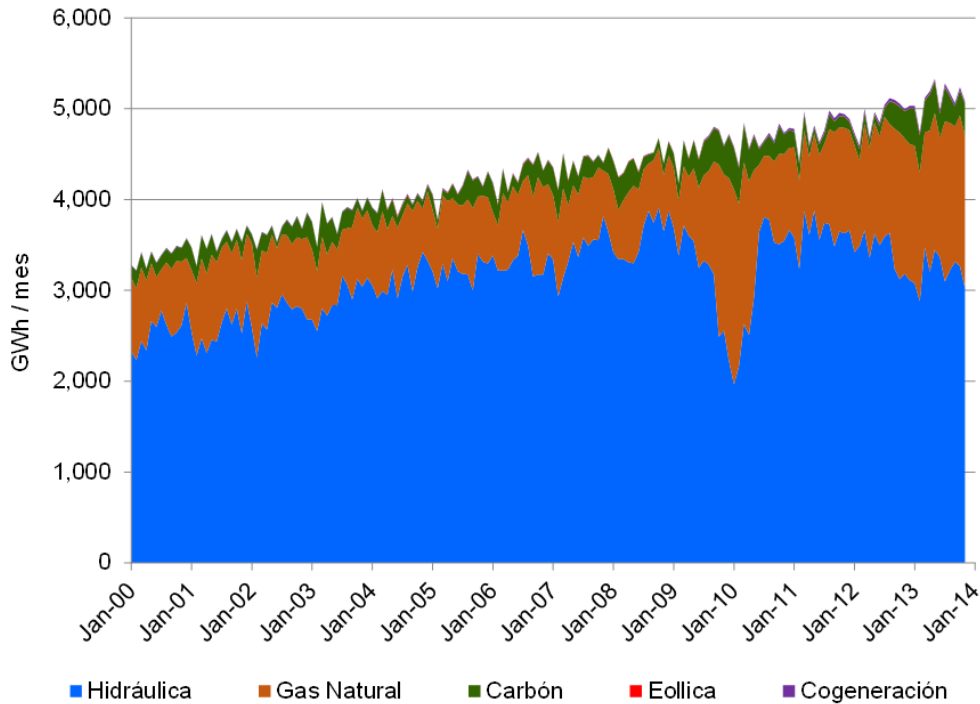
	Nombre del Generador	Capacidad Instalada [MW]	Total [MW]
Hidráulica	Alto Anchicayá	355	703
	Bajo Anchicayá	74	
	Calima	132	
	Florida	19.9	
	Riomayo	19.8	
	Otras menores	102	
Térmica Gas Natural	TermoValle	205	434
	TermoEmcali	229	
Cogeneración	Cogenerdores	50	50
Total			1,187

2.2.6 CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN DE LA REGIÓN SUR

Tabla 2-6. Capacidad Instalada Región Sur

	Nombre del Generador	Capacidad Instalada [MW]	Total [MW]
Hidráulica	Betania	540	790
	Amoyá	78	
	Ambeima	45	
	Cucuana	60	
	Prado	46	
	Otras menores	21	
Térmica Gas Natural	TermoPiedras	4	4
Total			794

Consecuente con lo anterior, durante la última década se tiene que cerca del 80% de la energía eléctrica consumida en el país tiene origen hídrico, lo cual prueba la alta dependencia de este recurso y los consecuentes riesgos de abastecimiento energético frente a variaciones hidrológicas, como es el caso del Fenómeno del Niño (particularmente entre septiembre de 2009 y mayo 2010) o los estimados a futuro por el cambio climático (ver Gráfica 2-4)



Gráfica 2-4. Generación eléctrica histórica según fuentes. Fuente: XM, Expertos en Mercados. Cálculos: UPME.

2.3 MERCADO Y PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

En Colombia el mercado eléctrico lleva en vigencia un periodo de tiempo relativamente corto (19 años). Sin embargo, este ha demostrado tener un funcionamiento confiable y eficiente a pesar de tener un comportamiento dinámico, debido a los cambios estructurales que se le han aplicado por factores ambientales, como el fenómeno del Niño; y de conflicto interno, como ataques de grupos armados, que afectan su comportamiento.

En 1994, el sector eléctrico tuvo un cambio estructural muy significativo, ya que cambió su forma de operación completamente. Antes de esta fecha era centralizado y controlado totalmente por el estado, luego pasó a ser un mercado liberalizado, con actividades desintegradas y con inversión de capital privado. Este cambio, llevó a mejorar considerablemente la operación y confiabilidad del sistema.

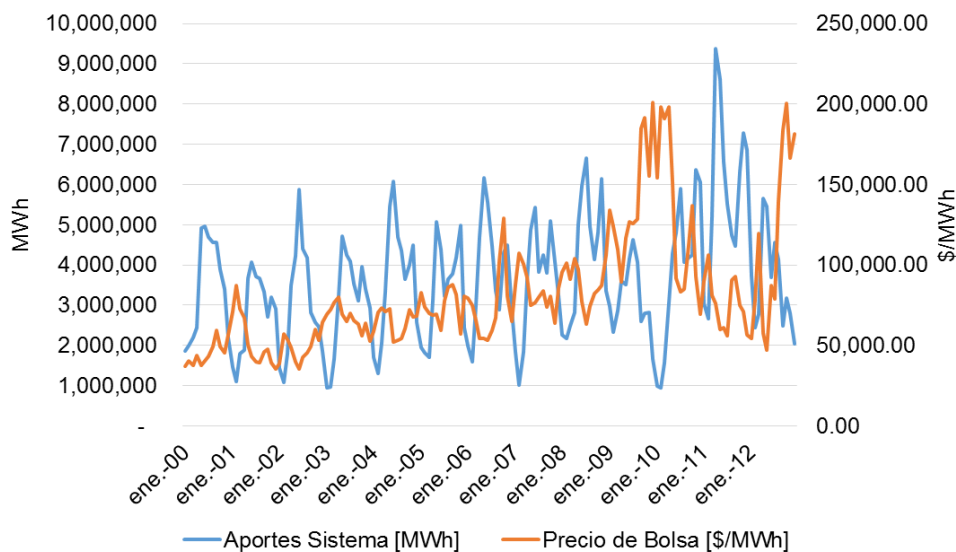
Este mercado está compuesto por agentes que tienen las siguientes actividades:

- **Generación:** producción de energía eléctrica con plantas conectadas al Sistema Interconectado Nacional.

- **Trasmisión:** transporte de energía eléctrica a través de líneas de tensión iguales o superiores a 220 kV, que pueden ser a nivel regional o interregionales.
- **Distribución:** transporte de energía a través de líneas y subestaciones a tensiones menores de 220 kV y que operan a nivel regional, ya que prestan su servicio a nivel municipal, distrital o local.
- **Comercialización:** compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista o a los usuarios finales (regulados o no regulados)

Los agentes que hacen transacciones en el mercado de energía mayorista, son los generadores y comercializadores. Entre ellos existen dos tipos de modalidad de transacción:

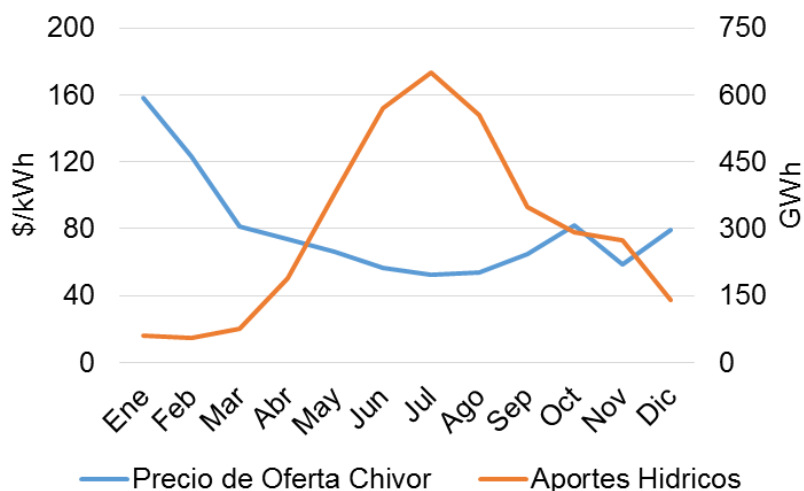
- Contratos bilaterales de compra y venta de energía eléctrica, donde la cantidad y precio de la energía se deciden entre los compradores y vendedores.
- Transacciones directas en bolsa, que funciona como un mercado tipo pool, donde los productores ofertan con un precio único diario y se encargan de modular su cantidad de producción para cubrir con la demanda diaria. El despacho se hace por un orden de mérito económico, es decir minimizando los costos de arranque y parada de las plantas térmicas, ya que estas plantas no pueden incluir estos costos en sus precios de oferta.



Gráfica 2-5. Aportes hídricos al sistema eléctrico nacional en energía y precio de bolsa. Fuente: XM, Expertos en Mercado. Cálculos del consultor.

Por otro lado, el precio de bolsa es fijado por la tecnología despachada con el mayor costo de producción. Sin embargo, hay que tener en cuenta que este también está

muy relacionado a la disponibilidad de agua (Gráfica 2-5). Es debido a esto, que cuando hay periodos de hidrología crítica, como el fenómeno del Niño, los generadores hidráulicos aumentan sus precios de oferta para que no tengan que generar y por ende las plantas térmicas (con precios más altos de producción) salen despachadas, lo que lleva a que el precio de bolsa se incremente. Un ejemplo de esto es el de la Gráfica 2-6, cuando los aportes de Chivor están bajos, su precio de oferta aumenta y cuando están altos, su precio de oferta disminuye.



Gráfica 2-6. Precio de oferta y aportes históricos de Chivor. Fuente: XM, Expertos en Mercado. Cálculos del consultor.

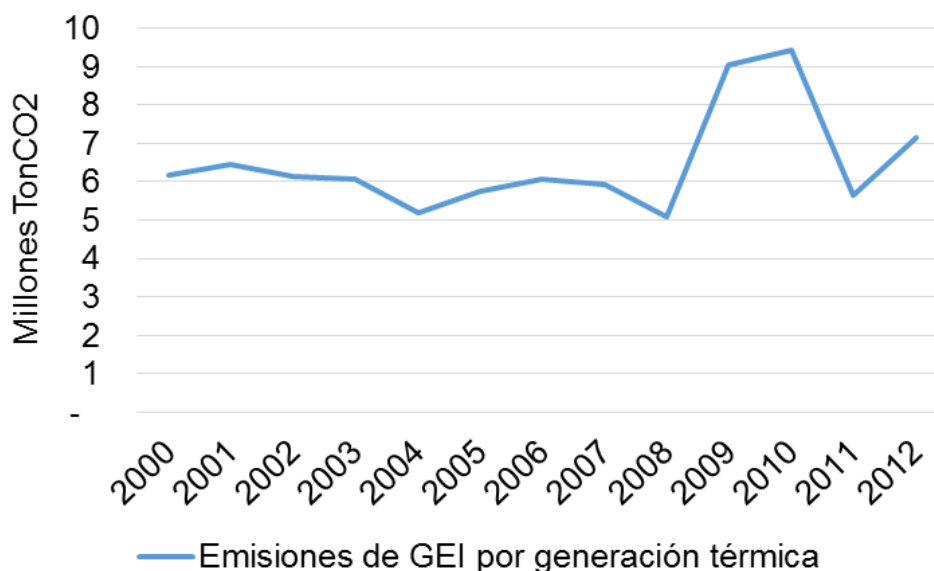
En el Anexo 1, se encuentra una descripción de los órganos reguladores, de control y planeación del sistema eléctrico nacional.

2.4 EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DEL SISTEMA INTERCONECTADO ELÉCTRICO NACIONAL

Para el hacer inventario sobre gases de efecto invernadero se tienen en cuenta los siguientes módulos: energía, procesos industriales, agricultura, uso del suelo, residuos, cambios de uso del suelo y silvicultura. El módulo de energía usualmente tiene la mayor participación en las emisiones de los países, pero para el caso de Colombia, se encuentra en el segundo lugar con una participación alrededor de un 37%, por ser un país mayormente agropecuario y por su alta generación de energía eléctrica por medio de hidroeléctricas.

En el módulo de energía se tiene en cuenta las actividades que utilizan materias primas para producción y uso de la energía, como lo son quema de combustibles fósiles, emisiones fugitivas y quema de biomasa.

A pesar de que la mayor parte de la energía eléctrica del país es generada con agua, para mantener la estabilidad y confiabilidad del sistema, es necesario cubrir parte de la demanda con plantas térmicas, lo que lleva a que este sector contribuya en un 8.5% del total de las emisiones nacionales, por la quema de gas natural y carbón.



Gráfica 2-7. Emisiones de gases de efecto invernadero por generación de energía eléctrica con térmicas. Fuente: XM, Expertos en Mercado y UPME. Cálculos del consultor.

En la Gráfica 2-7, se puede ver que durante periodos de hidrología crítica, como lo fue el Niño del 2009-2010, las emisiones por generación térmica aumentaron debido a que gran parte de la demanda debió ser cubierta con esta tecnología. En promedio las emisiones de este sector están alrededor de los 6 millones de toneladas de CO₂, pero para este periodo alcanzaron a llegar a 9,2 millones.

3. CARACTERIZACIÓN HIDROLÓGICA DEL PAÍS Y GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

Considerando lo primordial que es la hidrología en el abastecimiento energético del país, a continuación se describe cómo está constituido su régimen de precipitaciones y su generación hidroeléctrica. En primer lugar, se tiene que los aportes hidrológicos en energía¹ de los caudales que alimentan el sistema eléctrico

¹ Esta magnitud procede de multiplicar el valor de cada caudal que entra a los embalses y generadores del sistema eléctrico nacional [m³/s] por el factor de producción del generador correspondiente [MW / m³/s] y por el tiempo [s]. Este cálculo se describe con más detalle en el

Anexo 1. Órganos de Regulación, Control y Planeación del Sector Eléctrico Colombiano

El sector eléctrico tiene órganos de regulación, control y planeación que se describen a continuación:

- **Comisión de regulación de energía y gas (CREG):** su objetivo principal consiste en asegurar una adecuada prestación del servicio de energía eléctrica al usuario en términos de calidad, oportunidad y costo. Para esto tiene la facultad de expedir reglas para promover la libre competencia en la generación, regular el uso de las redes de transmisión para garantizar el libre acceso de los agentes. También define la regulación de la tarifa para los usuarios regulados y las actividades que son monopolio natural.
- **Superintendencia de servicios públicos domiciliarios (SSPD):** se encarga de hacer el control y vigilancia.
- **Unidad de planeación minero energética (UPME):** se encarga de definir el plan de expansión de referencia del sector eléctrico para atender la demanda con criterios de uso eficiente de los recursos, cumpliendo con requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad del sistema, los cuales son definidos por el Ministerio de Minas y Energía. También se encarga de hacer proyecciones de demanda y el Plan Energético Nacional.

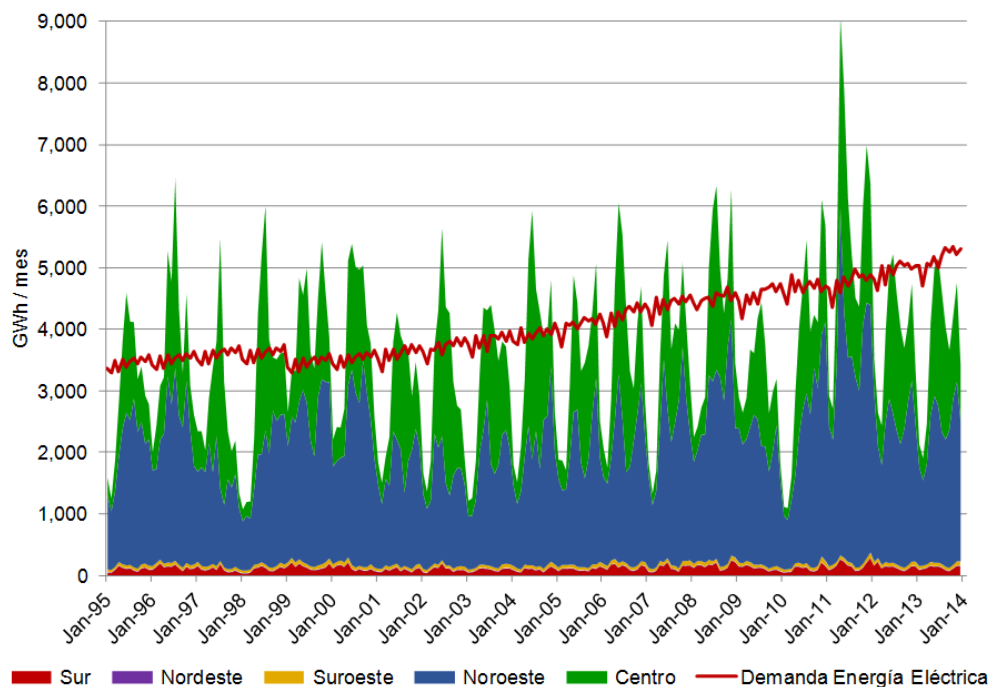
Otros órganos que también hacen parte de este mercado, son los que se encargan de la supervisión de la operación del Sistema Interconectado Nacional - SIN y la administración del Mercado de Energía Mayorista, los cuales son:

- **Centro Nacional de Despacho (CND):** se encarga de preparar el despacho de la generación y la coordinación de los distintos agentes de la operación del SIN, para que este tenga una operación económica, segura, confiable y de acuerdo al reglamento de operación.
- **Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC):** se encarga del registro de las fronteras comerciales y de los contratos a largo plazo, también de la liquidación, facturación, cobro y pago de las transacciones entre generadores y comercializadores.

Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional (LAC): se encarga de liquidar y facturar los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Anexo 2.

nacional se concentran en las regiones Noroeste y Centro, según se evidencia en la Gráfica 3-1. De otra parte y como se ha mencionado anteriormente, su nivel de aporte se ha visto afectada significativamente por los fenómenos de El Niño, siendo notables los que se presentaron entre los años 1997-98 y 2009-10.



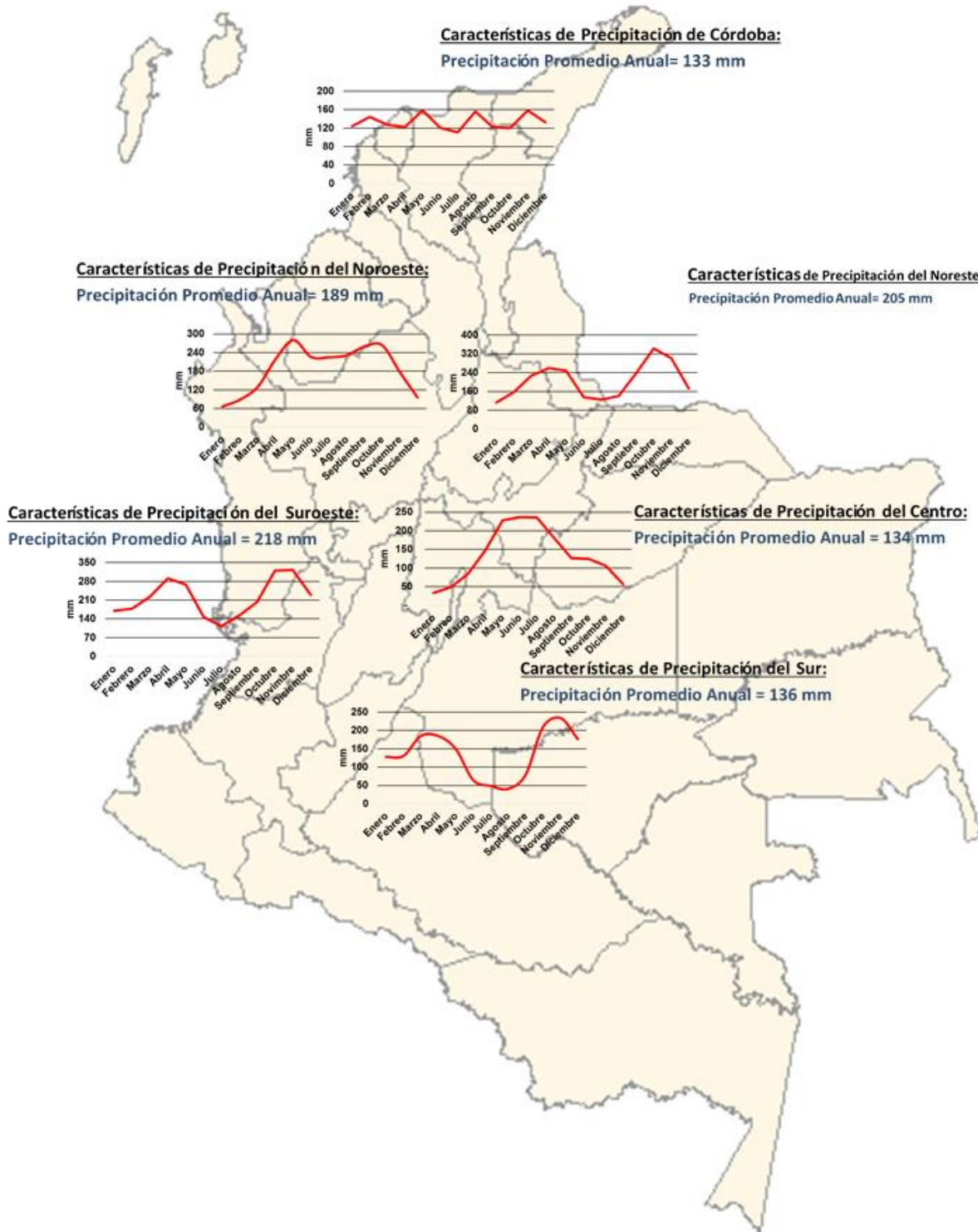
Gráfica 3-1. Aportes hidrológicos regionales al sistema eléctrico. Fuente: XM, Expertos en Mercados. Cálculos: UPME.

3.1 RÉGIMEN DE PRECIPITACIONES E HIDROLÓGICO DEL PAÍS

Las precipitaciones en el país varían según la región. Los menores registros de lluvia se registran en la parte norte del país, en la Guajira; y los máximos en la región Pacifica. Pero para la región Andina, donde están ubicadas las hidroeléctricas del país, las precipitaciones tiene un comportamiento más complejo. Esto se debe a que presenta un bajo nivel de lluvias en la cordillera oriental, valles del Alto Magdalena y Alto Cauca; y los máximos niveles de lluvia están en la zona media de los valles del río Magdalena y Cauca.

Sin embargo, Colombia posee una riqueza hídrica debido a su gran red fluvial superficial, almacenamiento de aguas subterráneas y existencia de grandes cuerpos de agua. Esto se debe a su ubicación geográfica y a la gran variedad de condiciones climáticas, pero por esta misma variabilidad la disponibilidad de este recurso no es homogéneo en todo el territorio y por esto hay regiones, como por ejemplo La Guajira, que cuenta con condiciones de recurso hídrico muy

desfavorables. En la Gráfica 3-2, se puede ver una caracterización de las precipitaciones del país.



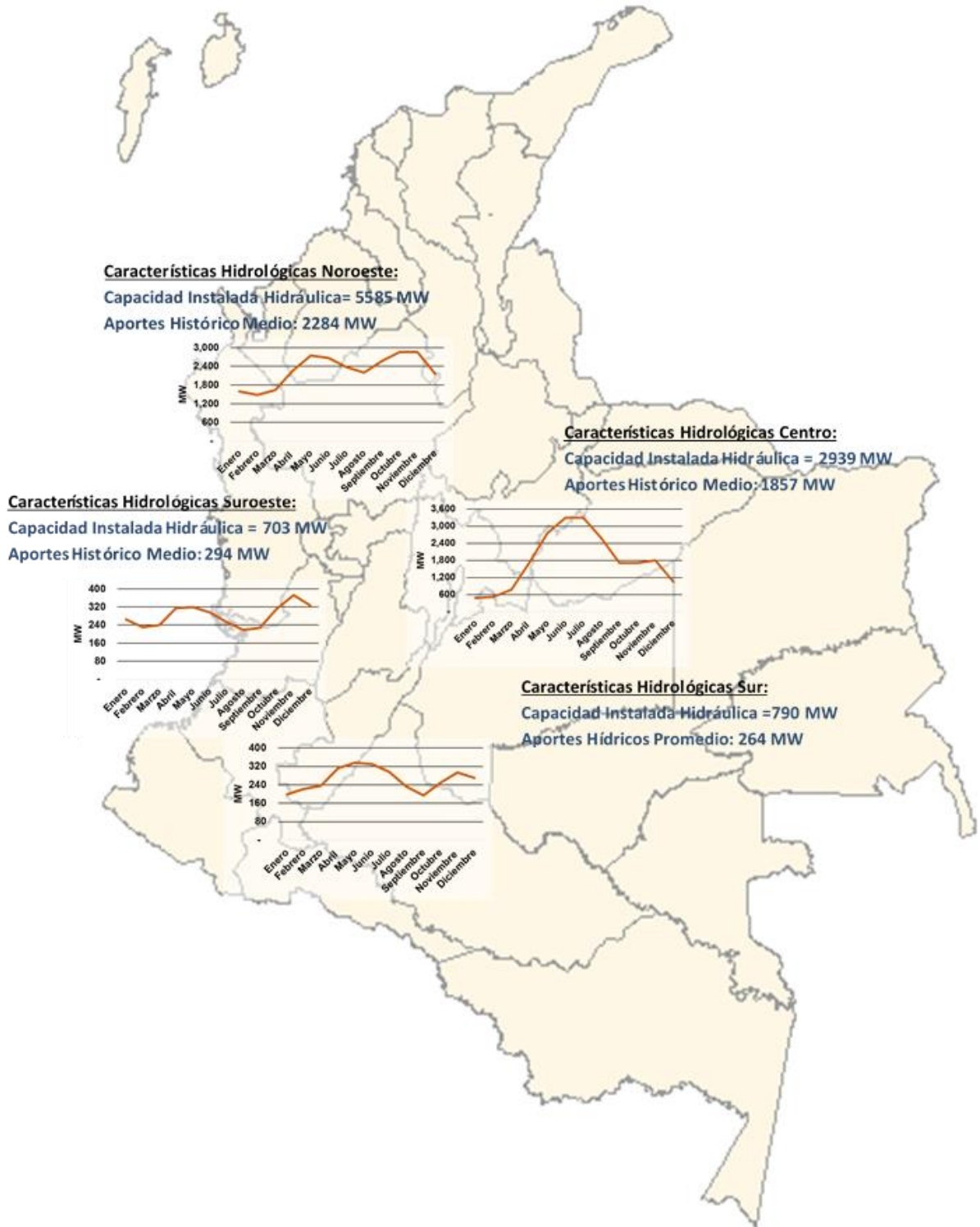
Gráfica 3-2. Mapa de caracterización de las precipitaciones de las regiones de interés. Fuente: IDEAM. Cálculos del consultor.

3.2 CARACTERIZACIÓN DE LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA EN COLOMBIA

Considerando la orografía nacional y para un mayor aprovechamiento de los recursos, la generación hidroeléctrica se constituye en cadenas de embalses, especialmente en el noroeste, centro y suroeste del país. Estas se describen a continuación con sus características técnicas y la estacionalidad de su aporte o promedio mensual histórico de 1995-2012.

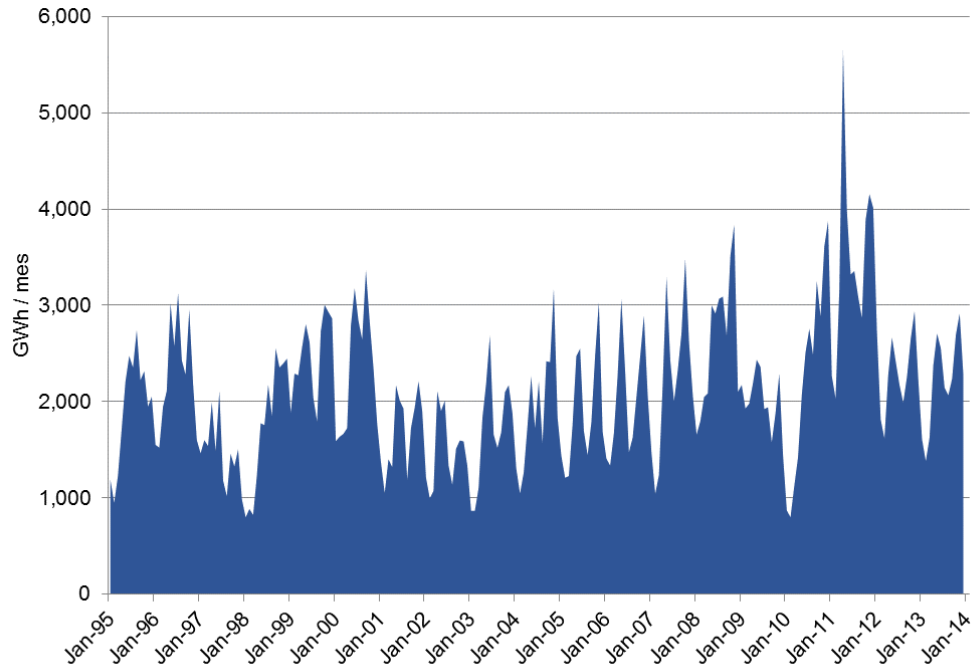
Tabla 3-1. Características regionales de la generación Hidroeléctrica.

Región	Capacidad Instalada Hidráulica [MW]	Aporte Histórico Medio [MW]
Noroeste	5585	2284
Centro	2939	1857
Suroeste	703	294
Sur	790	264



Gráfica 3-3. Características hidrológicas para la generación de energía eléctrica del país. Fuente: XM, Expertos en Mercado. Cálculos del consultor.

3.2.1 REGIÓN NOROESTE



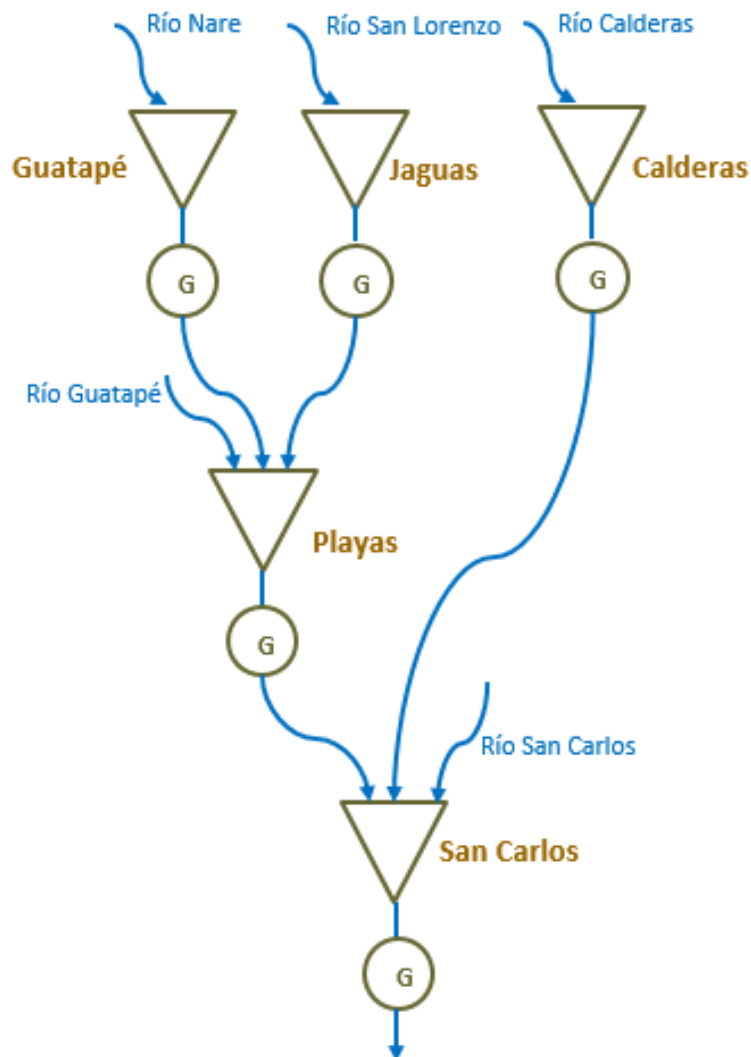
Gráfica 3-4. Aporte hídrico de la región Noroeste. Fuente: XM, Expertos en Mercado. Cálculos del consultor.

Esta región cuenta con dos cadenas de embalses de gran capacidad, debido al gran potencial que tiene esta región para la generación eléctrica con este recurso, las cuales son:

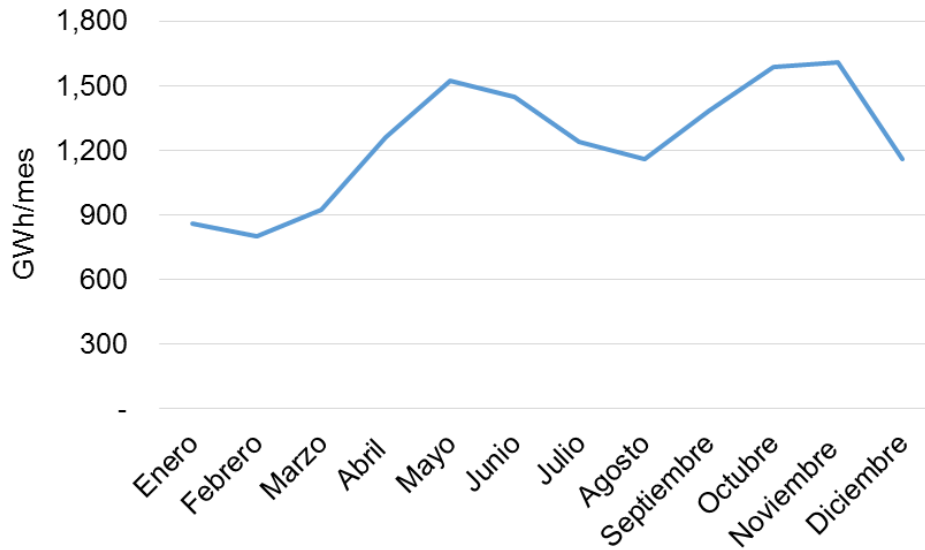
- Guatapé, Jaguas, Playas, Calderas y San Carlos.
- Miraflores, Troneras, Guadalupe 3 y 4, La Tasajera, Rio Grande, Porce 2 y 3.

Tabla 3-2. Características técnicas cadena Guatapé, Playas, San Carlos.

	Capacidad Instalada [MW]	Coefic. de Producción [MW / m3/s]	Volumen del Embalse [GWh]
Guatapé	560	7,7	4.127
Jaguas	170	2,6	443
Playas	210	1,6	99
Calderas	20	3,7	-
San Carlos	1.000	5,5	81
Total	1.960	7,3	4.751



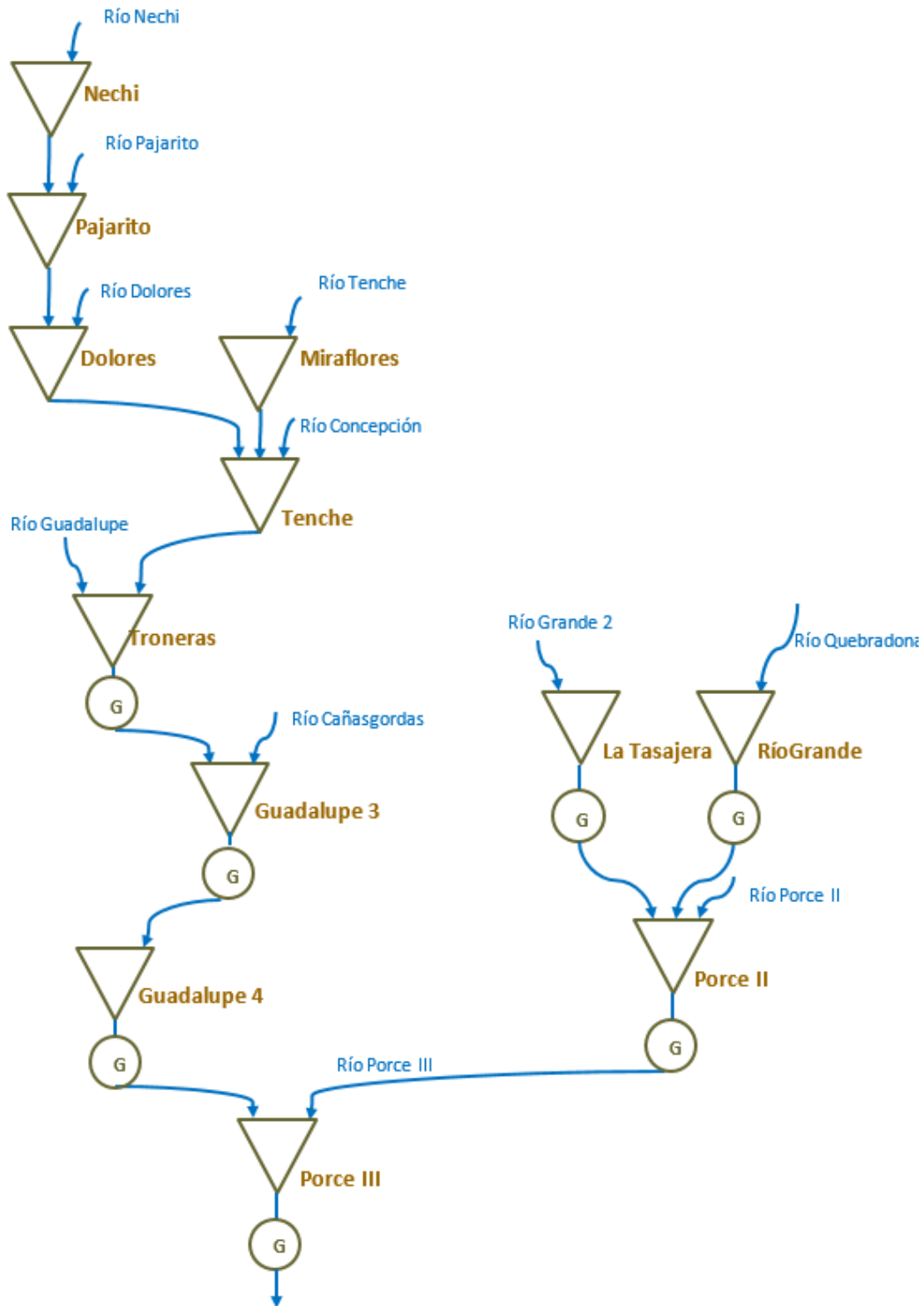
Gráfica 3-5. Cadena de generación Guatapé, Playas, San Carlos.



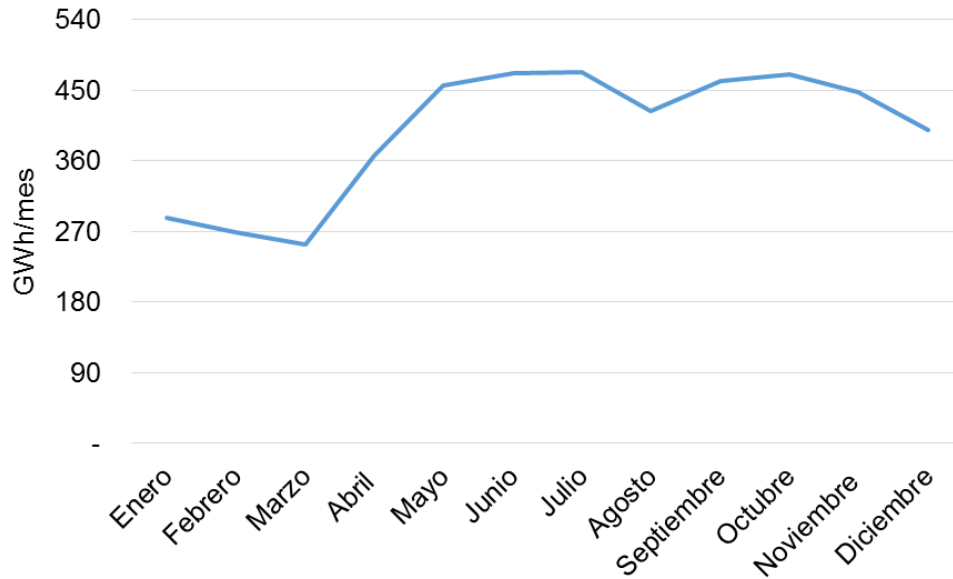
Gráfica 3-6. Estacionalidad o aporte promedio mensual de la cadena Guatapé, Playas, San Carlos. Fuente: XM, Expertos en Mercado. Cálculos del consultor.

Tabla 3-3. Características técnicas cadena Guatrón, Porce 2, Porce3

	Capacidad Instalada [MW]	Coefic. de Producción [MW/m3/s]	Volumen del Embalse (GWh)
Miraflores	-	-	348.7
Troneras	42	0.7	72.7
Guadalupe 3	270	5.2	-
Guadalupe 4	202	4.2	-
La Tasajera	306	7.7	489.8
RioGrande 1	19	2.4	-
Porce 2	405	2.0	133.9
Porce 3	660	3.1	108.1
Total	1,904	5.9	1,153.3

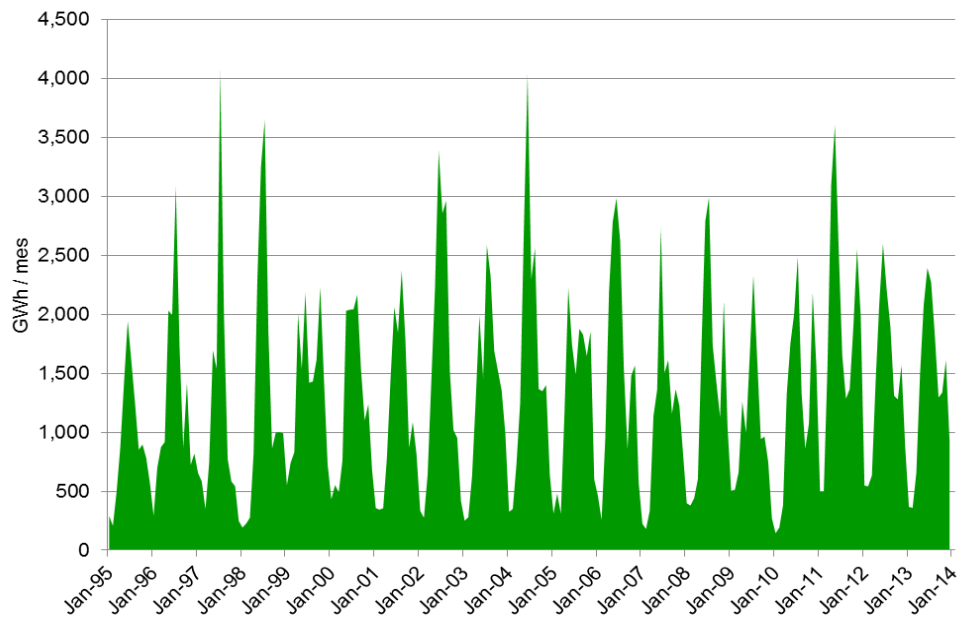


Gráfica 3-7. Cadena de generación Guatrón, Porce 2, Porce 3.



Gráfica 3-8. Estacionalidad o aporte promedio mensual de la cadena Guatrón, Porce 2, Porce 3. Fuente: XM, Expertos en Mercado. Cálculos del consultor.

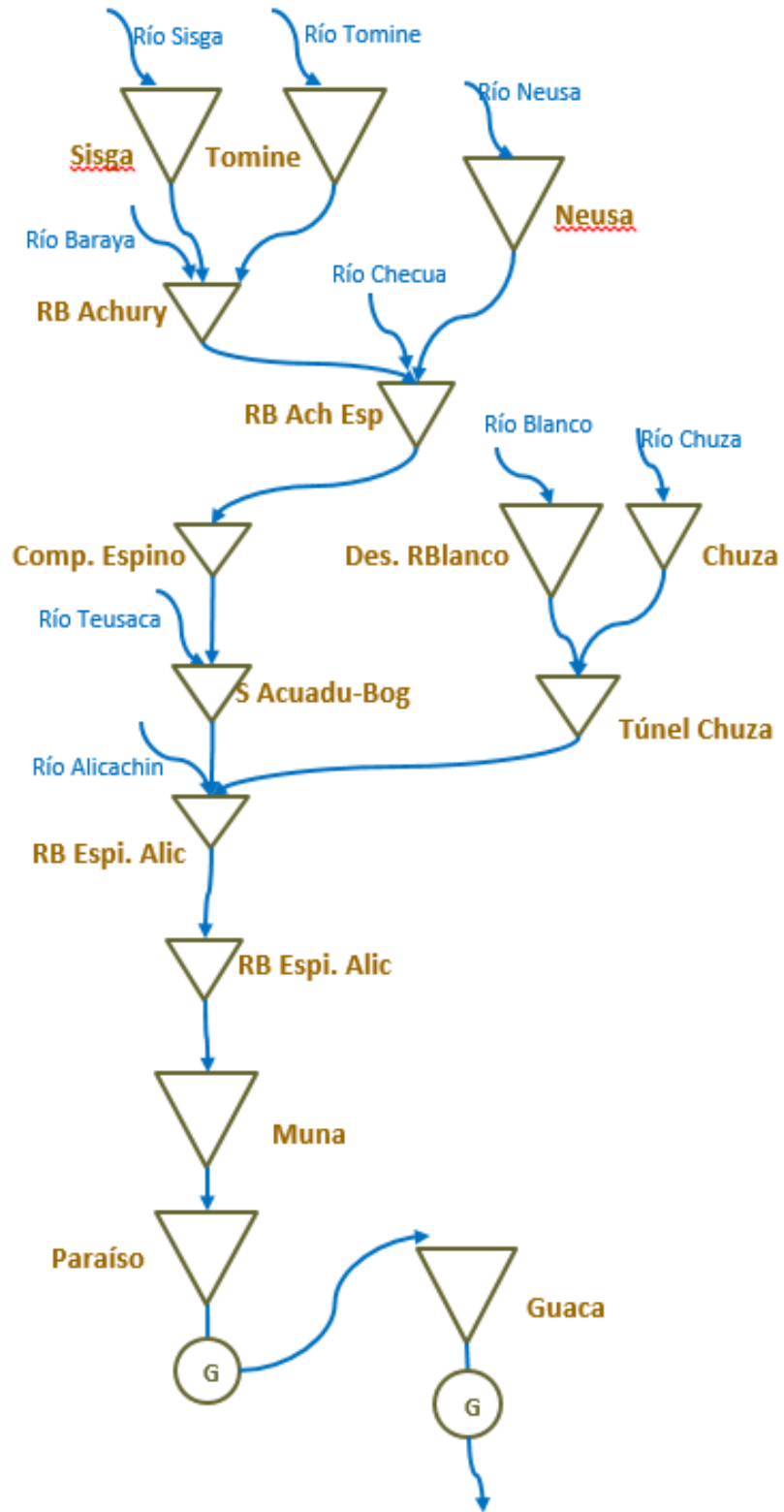
3.2.2 REGIÓN CENTRO



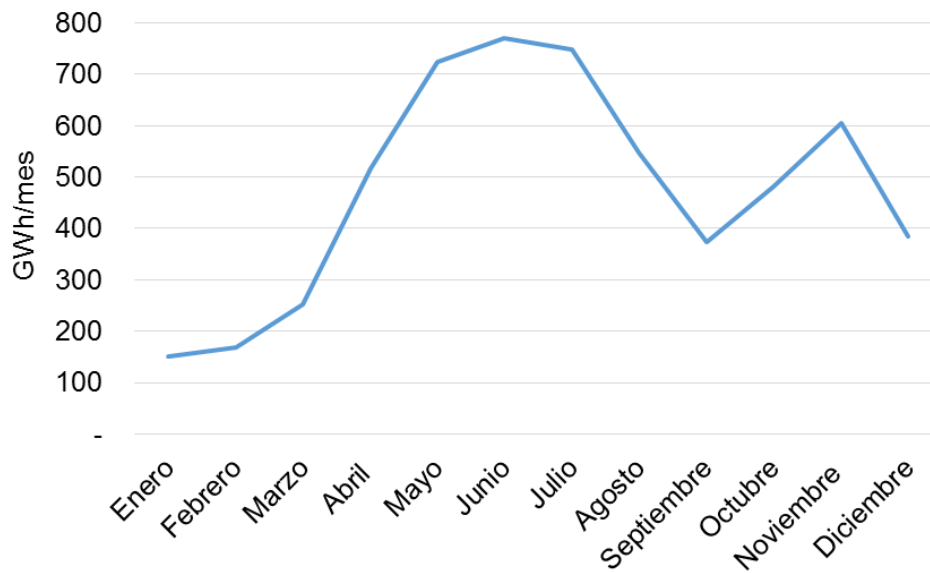
Gráfica 3-9. Aporte hídrico Región Centro. Fuente: XM, Expertos en Mercado. Cálculos del consultor.

Tabla 3-4. Características técnicas de la cadena de Paraíso y Guaca.

	Capacidad Instalada [MW]	Coefic. de Producción [MW/m3/s]	Volumen del Embalse (GWh)
Sisga	-	-	414.9
Tomine	-	-	3,107.3
Neusa	-	-	540.8
Chuza	-	-	1,044.6
Muna	-	-	56.0
Paraiso	276	7.5	-
La Guaca	324	9.0	-
Total	600	16.6	5,163.5



Gráfica 3-10. Cadena de generación Paraíso y Guaca.



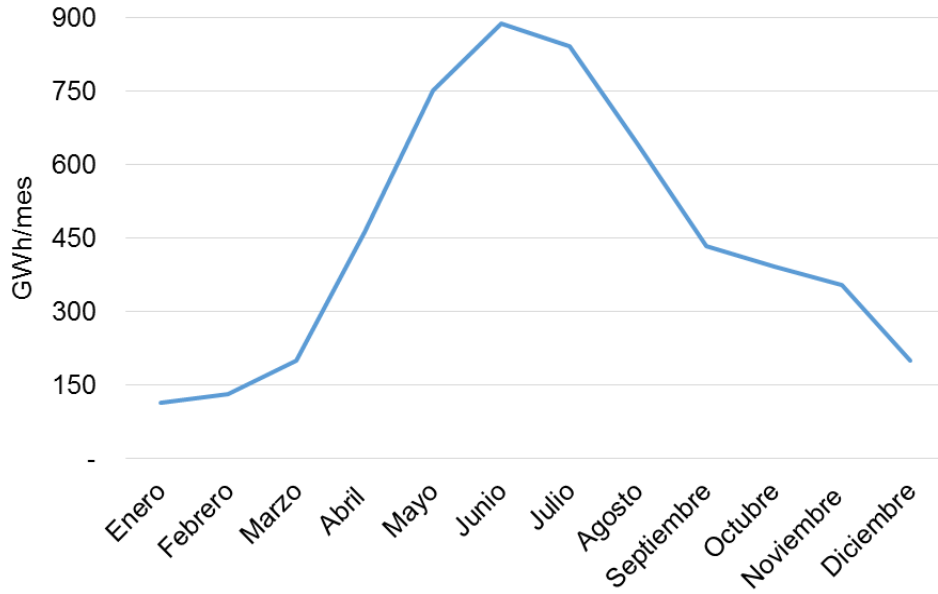
Gráfica 3-11. Estacionalidad o aporte promedio mensual de la cadena Paraíso y Guaca. Fuente: XM, Expertos en Mercado. Cálculos del consultor.

Tabla 3-5. Características técnicas de la planta de generación Guavio

	Capacidad Instalada [MW]	Coefic. de Producción [MW/m ³ /s]	Volumen del Embalse (GWh)
Guavio	1200	9.7	1,916



Gráfica 3-12. Diagrama de la planta de generación Guavio.



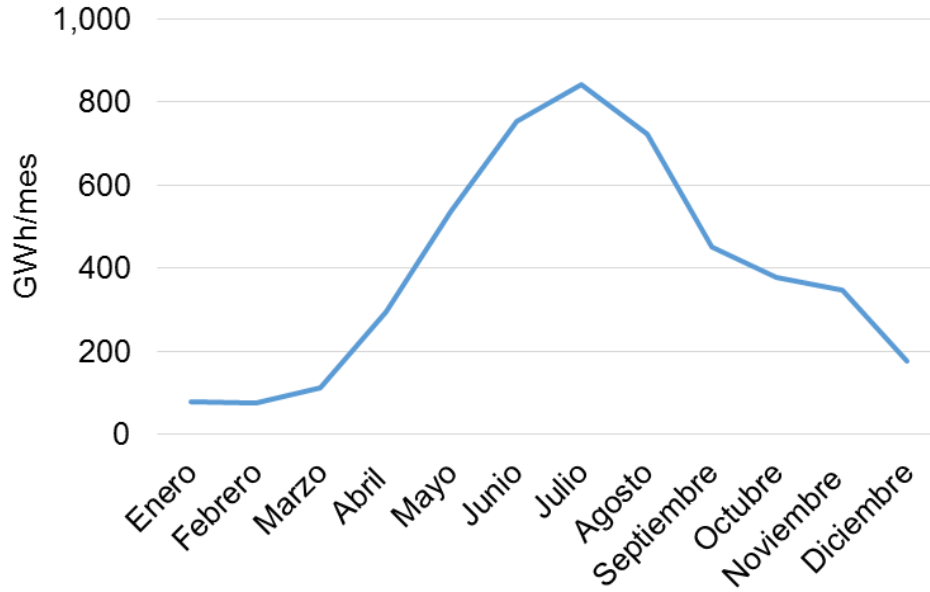
Gráfica 3-13. Estacionalidad o aporte promedio mensual de Guavio. Fuente: XM, Expertos en Mercado. Cálculos del consultor.

Tabla 3-6. Características técnicas de la planta de generación Chivor.

	Capacidad Instalada [MW]	Coefic. de Producción [MW/m ³ /s]	Volumen del Embalse (GWh)
Chivor	1000	6.99	1,131

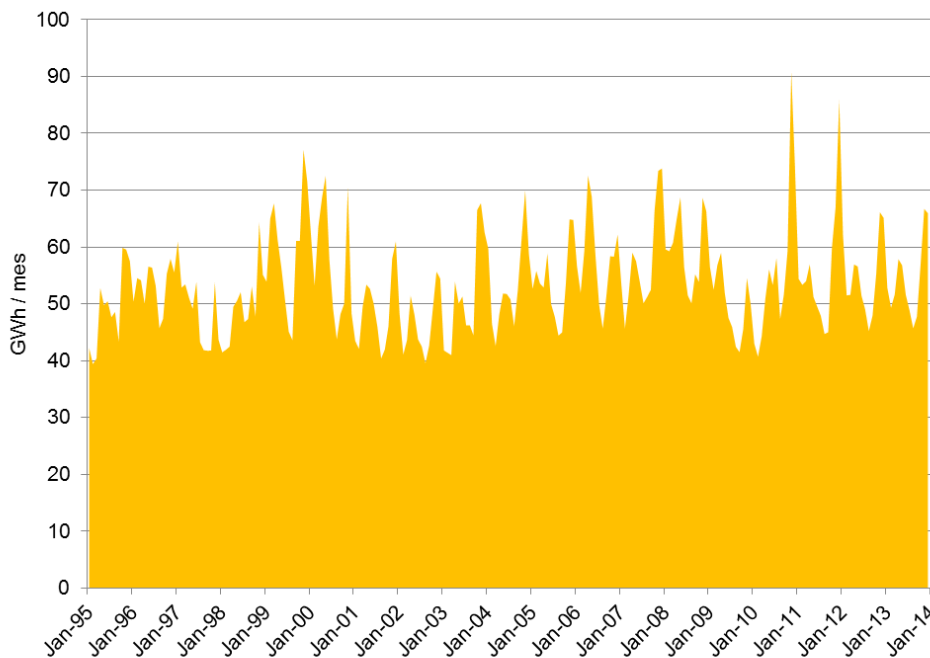


Gráfica 3-14. Planta de generación Chivor.



Gráfica 3-15. Estacionalidad o aporte promedio mensual de la planta de generación Chivor. Fuente: XM, Expertos en Mercado. Cálculos del consultor.

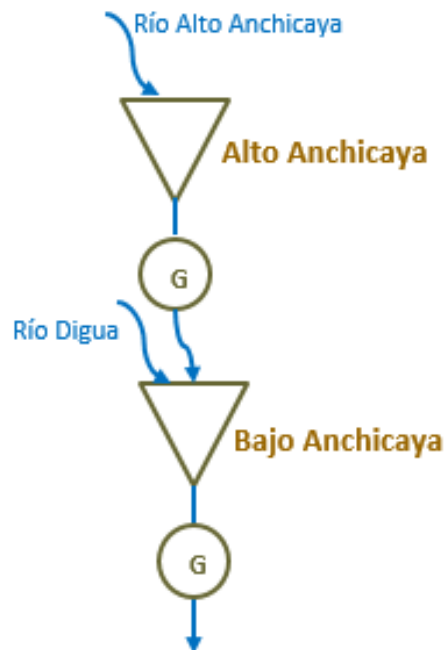
3.2.3 REGIÓN SUROESTE



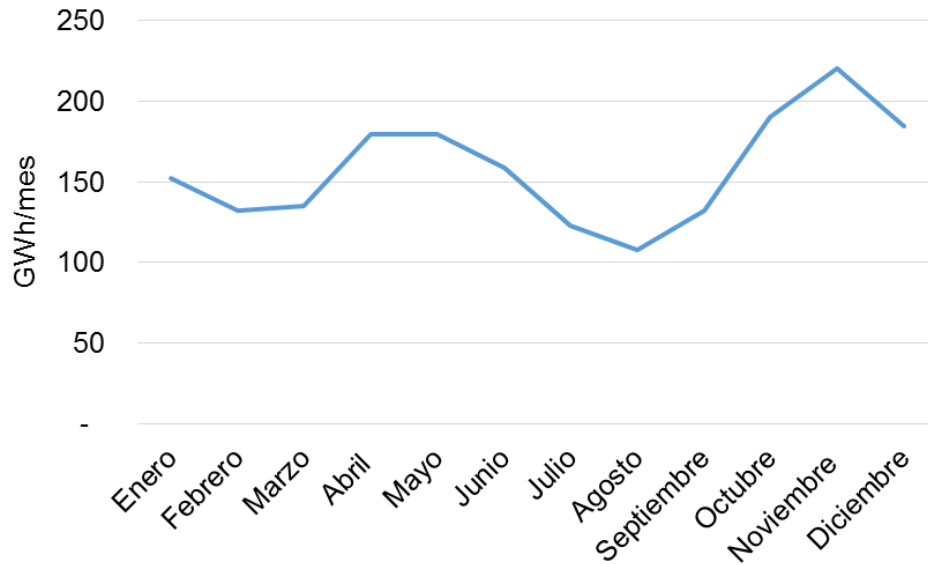
Gráfica 3-16. Aporte hídrico región Sureste. Fuente: XM, Expertos en Mercado. Cálculos del consultor.

Tabla 3-7. Características técnicas de la cadena de generación de Alto y bajo Anchicayá

	Capacidad Instalada [MW]	Coefic. de Producción [MW/m3/s]	Volumen del Embalse (GWh)
Alto Anchicayá	355	3.6	37.2
Bajo Anchicayá	74	0.7	-
Total	429	4.3	37.2



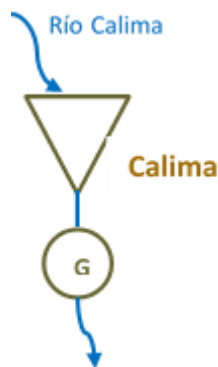
Gráfica 3-17. Cadena de generación Alto y Bajo Anchicayá.



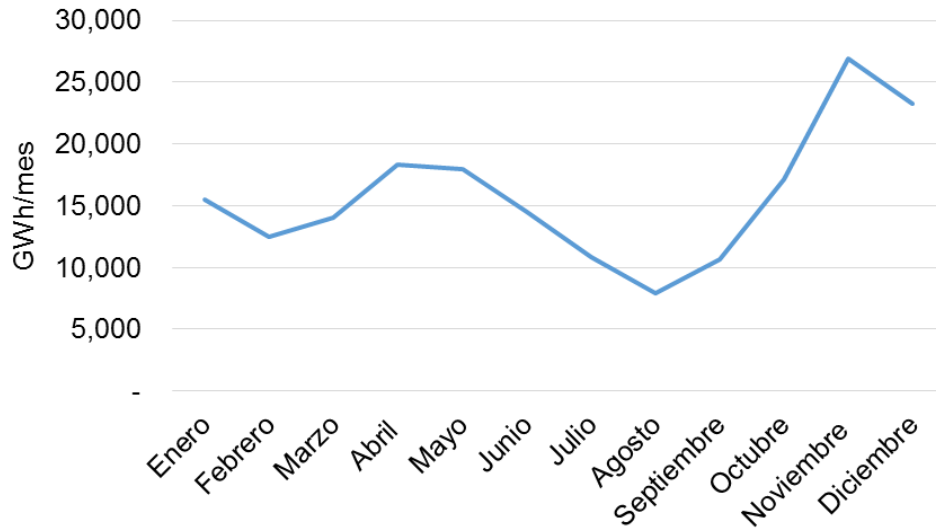
Gráfica 3-18. Estacionalidad o aporte promedio mensual de la cadena de generación de Alto y Bajo Anchicayá. Fuente: XM, Expertos en Mercado. Cálculos del consultor.

Tabla 3-8. Características técnicas de la planta de generación Calima

	Capacidad Instalada [MW]	Coefic. de Producción [MW/m ³ /s]	Volumen del Embalse (GWh)
Calima	132	1.9	216.4

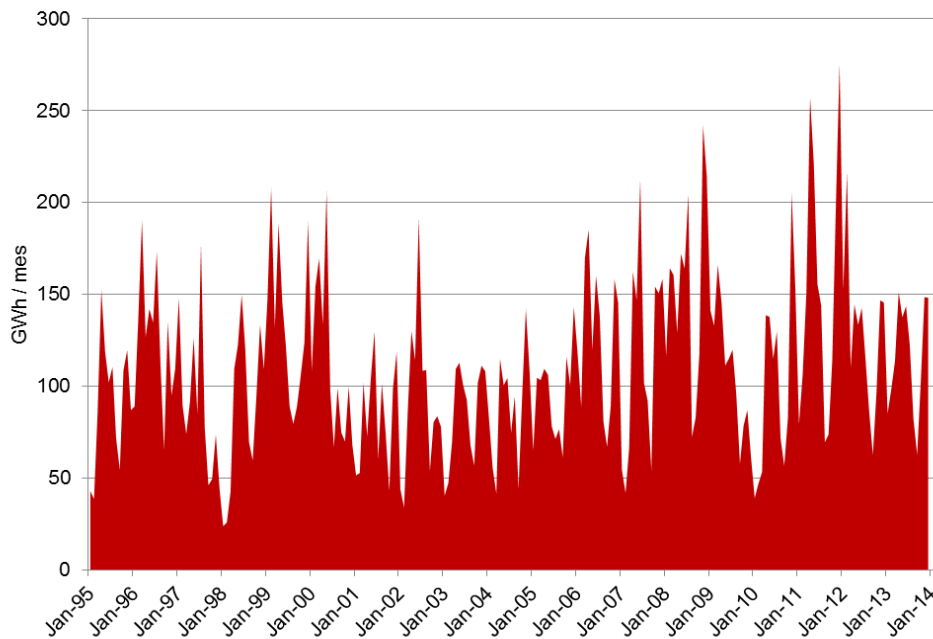


Gráfica 3-19. Máquina de generación Calima.



Gráfica 3-20. Estacionalidad o aporte promedio mensual de Calima. Fuente: XM, Expertos en Mercado. Cálculos del consultor.

3.2.4 REGIÓN SUR



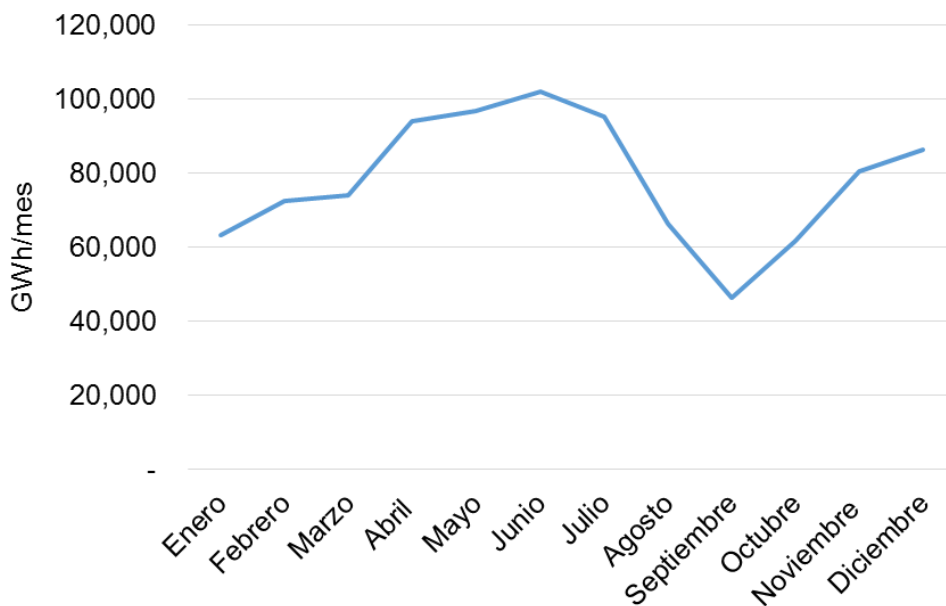
Gráfica 3-21. Aportes hídricos Región Sur. Fuente: XM, Expertos en Mercado. Cálculos del consultor.

Tabla 3-9. Características técnicas de la planta de generación Betania

	Capacidad Instalada [MW]	Coefic. de Producción [MW/m ³ /s]	Volumen del Embalse (GWh)
Betania	540	0.6	140.2



Gráfica 3-22. Planta de generación Betania



Gráfica 3-23. Estacionalidad o aporte promedio mensual de la planta de generación Betania. Fuente: XM, Expertos en Mercado. Cálculos del consultor.

Como se puede ver en las gráficas anteriores, no todos los ríos tienen un aporte similar durante el año (periodos de aumento o disminución de su aporte), esto depende principalmente de las condiciones climáticas de cada una de las regiones,

haciéndolas particulares, tanto que cuando se presentan condiciones climáticas extremas, no en todas las zonas del país estas se afectan de la misma manera.

4. EL CAMBIO CLIMÁTICO EN COLOMBIA

4.1 EVIDENCIAS DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN PRECIPITACIÓN Y TEMPERATURA NACIONAL Y SU METODOLOGÍA

Con el ideal de identificar las evidencias del cambio climático en el país, el IDEAM ha venido analizando las series históricas de la precipitación acumulada diaria y de los extremos de temperatura diaria, es decir temperatura máxima y mínima, utilizando la herramienta Rclimdex. Esta herramienta es un programa estadístico desarrollado por el Centro Nacional de Datos Climáticos de la NOAA de los Estados Unidos, quienes tienen como objetivo estimar indicadores extremos para monitorear y calcular el cambio climático. Para el caso de la temperatura media, se analizaron las series históricas a través de su tendencia.

Según estos análisis, que contaron con información de 1971 al año 2000 de todas las estaciones de mediación del país, se encontró una tendencia negativa en las precipitaciones en una gran parte de la región Andina, sur de la región Pacífica y Piedemonte Llanero de la Orinoquía. De igual manera, se encontró un aumento de las precipitaciones en la región Caribe, resto de la Pacífica y la Amazonia.

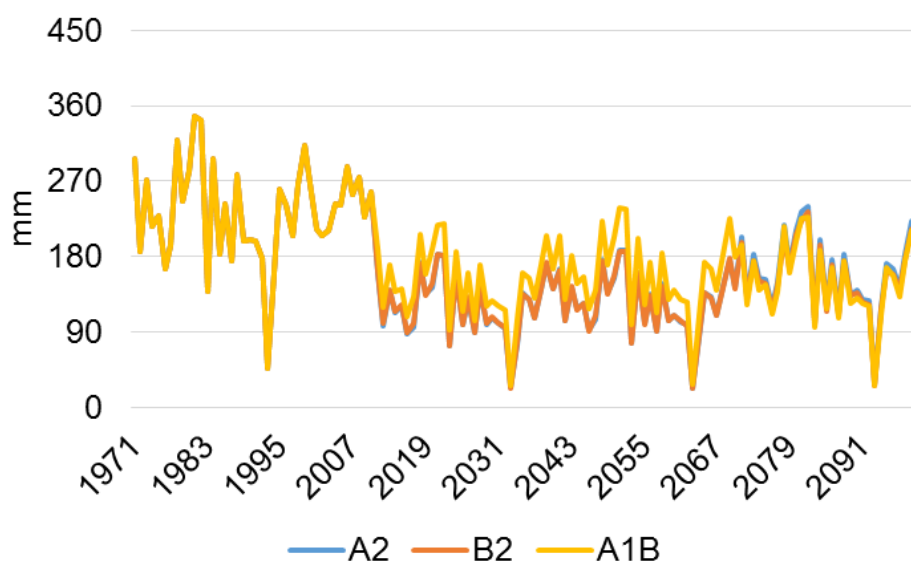
Para el caso de la temperatura, no hay una clara relación entre la altura y el aumento de la misma, a pesar de que hay una tendencia clara al aumento en las mediciones de las estaciones de los pisos térmicos fríos y más que todo en la de los páramos. Pero en general se encontró, que para todas las mediciones de temperatura media de todas las estaciones analizadas, en diferentes pisos térmicos, hay un incremento de 0.17°C por década desde mediados de los setenta.

4.2 PROYECCIÓN DE PRECIPITACIÓN Y TEMPERATURA NACIONAL DEL IDEAM (1971-2100) Y SU METODOLOGÍA

Para hacer las proyecciones tanto de temperatura como de precipitaciones hasta el 2100, el IDEAM-Ruiz utilizó tres modelos regionales: 1) El modelo global de alta resolución del Japón GSM-MRI, 2) Precip del Reino Unido y 3) El modelo WRF. Para cada uno de estos modelos, el IDEAM-Ruiz realizó diferentes corridas con

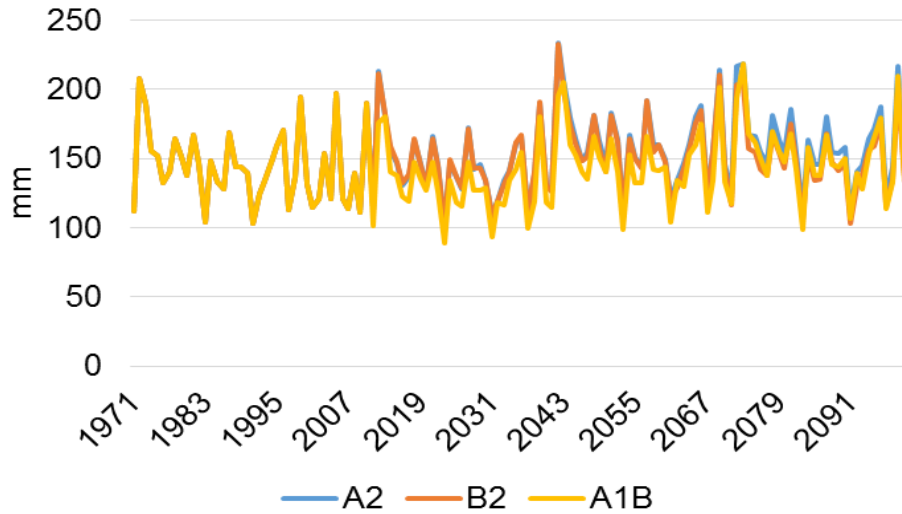
diferentes condiciones iniciales². Por otro lado también tuvieron en cuenta lo escenarios de emisiones de gases de efecto invernadero del IPCC, ya que según esta organización es fundamental tener en cuenta esta variable para la proyección de climas futuros

En las gráficas que se encuentran a continuación se puede ver el promedio anual de la proyección de precipitaciones de dos estaciones, una donde se presenta una disminución más fuerte de sus precipitaciones y otra donde se mantienen constantes sus precipitaciones.



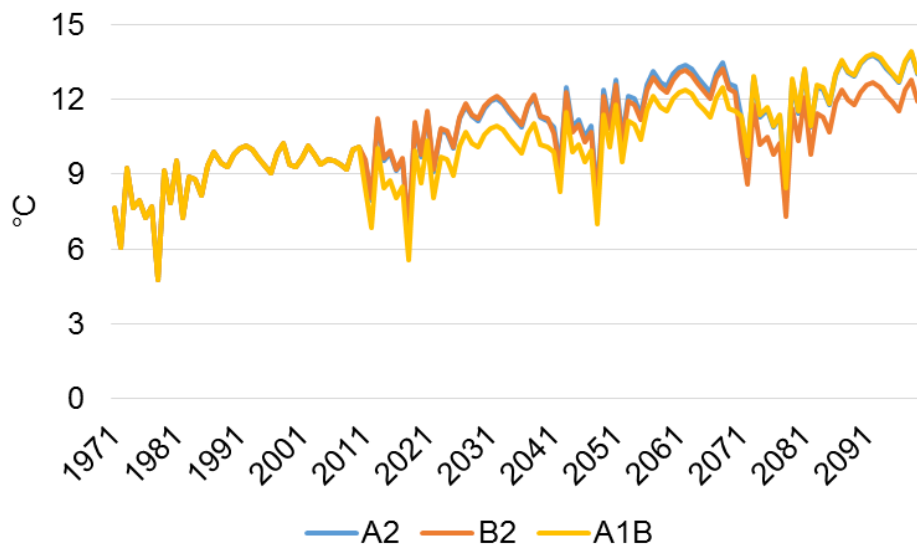
Gráfica 4-1. Promedio anual de la proyección de precipitaciones del IDEAM estación Buenos Aires, Cauca al sur de la región Pacífico. Fuente: IDEAM.

² Una descripción más detallada sobre el modelamiento de escenarios de cambio climático propuestos por la Subdirección de Meteorología del IDEAM – Franklyn Ruiz se encuentra en la presentación disponible en la siguiente dirección web:
http://www.pnud.org.co/img_upload/61626461626434343535373737353535/CAMBIOCлимATICO/1.%20Productos%20del%20Proyecto%20de%20Transversalizaci%C3%B3n%20del%20Cambio%20Clim%C3%A1tico/1.3%20Escenarios%20CC%20IDEAM.%20Franklin%20R/3.%20Escenarios%20CC%20IDEAM.%20Franklin%20R..pdf

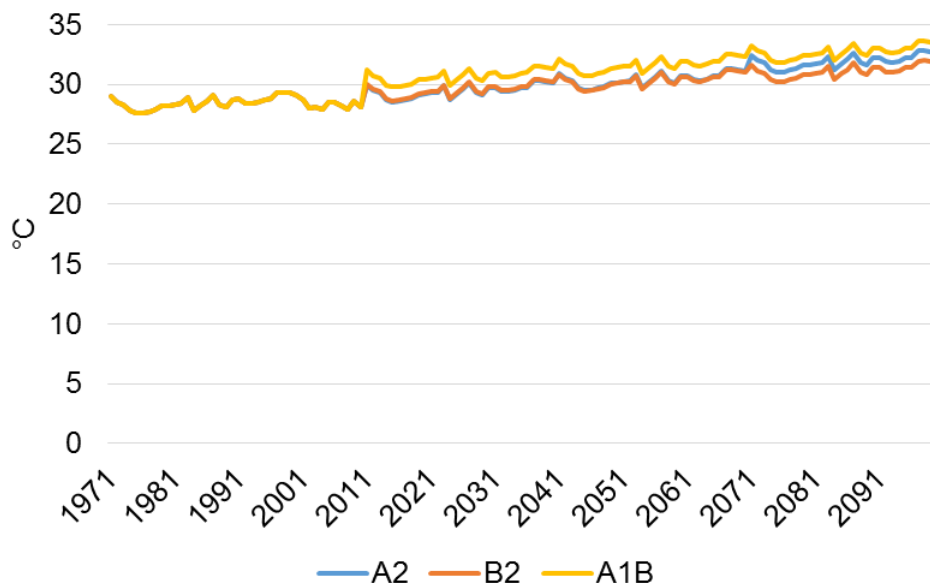


Gráfica 4-2. Promedio anual de la proyección de precipitaciones del IDEAM estación Girón, Santander al norte de la región Andina. Fuente: IDEAM.

En las Gráfica 4-3 y Gráfica 4-4 se pueden ver el promedio anual de temperatura para dos estaciones en diferentes regiones del país, donde se puede ver claramente el aumento de la temperatura media.



Gráfica 4-3. Promedio anual de la proyección de temperatura del IDEAM estación La Sopa, Bogotá D.C. en la región Andina. Fuente: IDEAM.



Gráfica 4-4. Promedio anual de la proyección de temperatura del IDEAM estación en Ciénaga, Magdalena en la región Caribe. Fuente: IDEAM.

5. MODELAJE DEL SISTEMA INTERCONECTADO COLOMBIANO

Para estimar el impacto del cambio climático en la generación de energía eléctrica del país se simuló la operación del sistema nacional de generación sin considerar las redes de transmisión, en lo que se denomina *despacho ideal*. En este caso se considera que toda la demanda nacional de energía y los generadores están dispuestos en un único nodo. La diferencia entre éste y el despacho real radica principalmente en que en el último se consideran las limitaciones de capacidad de transporte de las líneas de transmisión que pueden obligar la entrada de generación eléctrica fuera de mérito económico, más costosa, elevando el precio final de la energía eléctrica.

Las principales variables que determinan la operación del sistema eléctrico colombiano son:

- **La demanda**, que corresponde a la proyección de energía que requerirá los usuarios nacionales para el horizonte del estudio. Además, se tienen en cuenta la tasa diferencial a la que se consume la energía en el día (curva de carga).
- **Capacidad instalada de generación**, está constituido por el conjunto de generadores eléctricos que proveen energía para satisfacer la demanda.

Estos se caracterizan por su coeficiente de producción (la relación entre caudal y energía producida por la máquina), para los generadores hidráulicos, o por su factor de consumo de producción (la relación entre combustible y energía producida por la máquina), en el caso de los térmicos.

Otros factores característicos son el tipo de combustible que utiliza, el precio del mismo y su factor de indisponibilidad, en razón a que por causas programadas y no programadas los generadores no siempre están en capacidad de operar.

- **Hidrología**, como anteriormente se expuso, cerca de 80% de la generación eléctrica del país es hidráulica, de manera que su comportamiento es decisivo para la operación del sistema eléctrico nacional. Corresponde a las series hidrológicas históricas de los caudales que alimentan los embalses y generadores del sistema, a partir de las cuales se proyectarán las series futuras de caudales.

Para realizar la simulación de la operación del sistema eléctrico colombiano se utilizó el software SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming) provisto por la firma PSR³, el cual se describe de manera sucinta a continuación. Posteriormente, en este capítulo se presenta como se proyectaron la demanda, capacidad instalada, precios e hidrología con las que se modeló la operación del sistema eléctrico nacional en este estudio:

5.1 EL SOFTWARE SDDP

SDDP es un modelo de despacho hidrotérmico con representación de la red de transmisión y utilizado en los estudios operativos de corto, mediano y largo plazos. El modelo calcula la política operativa estocástica de mínimo costo de un sistema hidrotérmico teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Detalles operativos de las plantas hidroeléctricas (representación individualizada, balance hídrico, límites de turbinado y almacenamiento, volúmenes de seguridad, vertimiento, filtración, etc.);

³ Información disponible para este software está disponible en el sitio web: http://www.psr-inc.com.br/porta/psr_en/servicos/modelos_de_apoio_a_decisao/studio_opera/sddp/

- Detalles de las plantas térmicas (“commitment”, restricciones de generación debidas a contratos “take or pay”, curvas de eficiencia cóncavas y convexas, restricciones de consumo de gas, térmicas bi-combustible, etc.);
- Representación de los mercados "spot" y de los contratos de suministro;
- Incertidumbre hidrológica: es posible utilizar modelos estocásticos de caudales que representan las características hidrológicas del sistema (estacionalidad, dependencia temporal y espacial, sequías severas etc.) y el efecto de fenómenos climáticos específicos como por ejemplo el de El Niño;
- Detalles del sistema de transmisión: leyes de Kirchhoff, límites de flujo de potencia en cada circuito, pérdidas, restricciones de seguridad, límites de exportación e importación por área eléctrica, etc.;
- Variación de la demanda por escalones y por barra del sistema, con etapas mensuales o semanales (estudios de mediano o largo plazo) o a nivel horario (estudios de corto plazo);
- Restricciones de suministro (“commodity” y transporte) del gas natural.

Además de la política operativa de mínimo costo, el modelo calcula distintos índices económicos tales como el costo marginal de operación (por submercado y por barra), las tarifas de “peaje” y los costos de congestiónamiento de la red, los valores del agua por planta, el costo marginal de restricciones de suministro de combustible y otros⁴.

5.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA

La proyección de demanda de energía eléctrica con que se trabaja en este estudio se basa en aquella publicada por la Unidad de Planeación Minero Energética en marzo de 2013, la cual tiene un horizonte 2013-31. Para los años 2032-2050 se realizó una proyección por parte del consultor responsable de este estudio. A continuación se describen ambas partes:

5.2.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL HORIZONTE 2013-2031

⁴ Fuente: presentación del desarrollador del software, <http://www.psr-inc.com/psr/download/folders/sddpfolderesp.pdf>

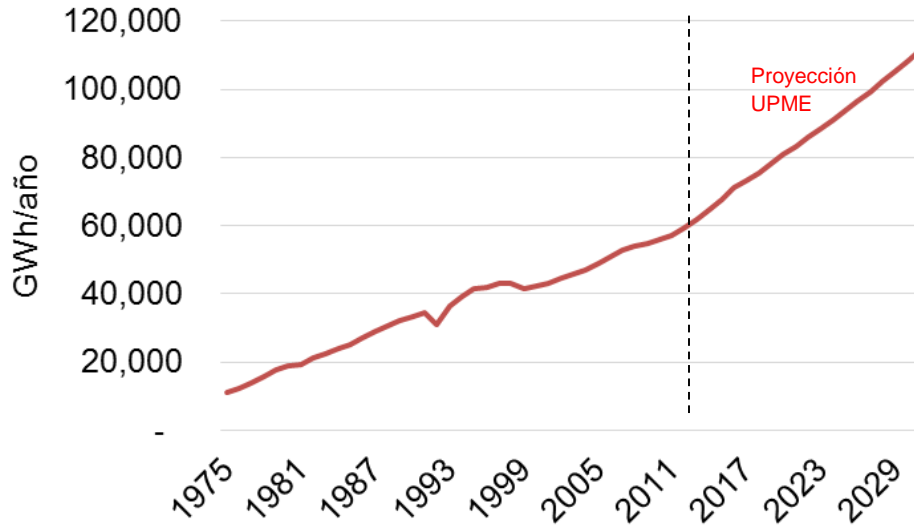
El procedimiento para realizar las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima de la UPME consta de los pasos que se describen a continuación⁵:

- i. Información Insumo: se parte del seguimiento al consumo energético mensual y anual, a la evolución macroeconómica nacional y de los sectores productivos, y a los posibles eventos (choques) que pudieron haber afectado la evolución de las variables relacionadas. Así mismo, se considera información de caracterización energética que se origina principalmente en los propios estudios que desarrolla la UPME, la cual permite describir los usos, hábitos y equipos de consumo y se utiliza para elaborar escenarios alternativos.
- ii. Proyección: una vez se valida y analiza esta información, se procede a una segunda etapa en la que se desarrollan modelos econométricos con horizontes de proyección de corto y largo plazo. Estos permiten estimar la evolución futura del consumo energético a partir de su tendencia, estacionalidad y de la posible evolución macroeconómica del país.
- iii. Revisión: se verifica la coherencia de los resultados obtenidos entre los diferentes modelos y en relación al desempeño económico esperado de los próximos meses y años. Esto da lugar en ocasiones a corregir y recalcular las cifras (paso i).

A continuación, la GRÁFICA 5-1 presenta la proyección de demanda de energía eléctrica publicada por la UPME en marzo de 2013:

⁵ Disponible en el sitio Web:

<http://www.siel.gov.co/Inicio/Demanda/ProyeccionesdeDemanda/tabid/97/Default.aspx>



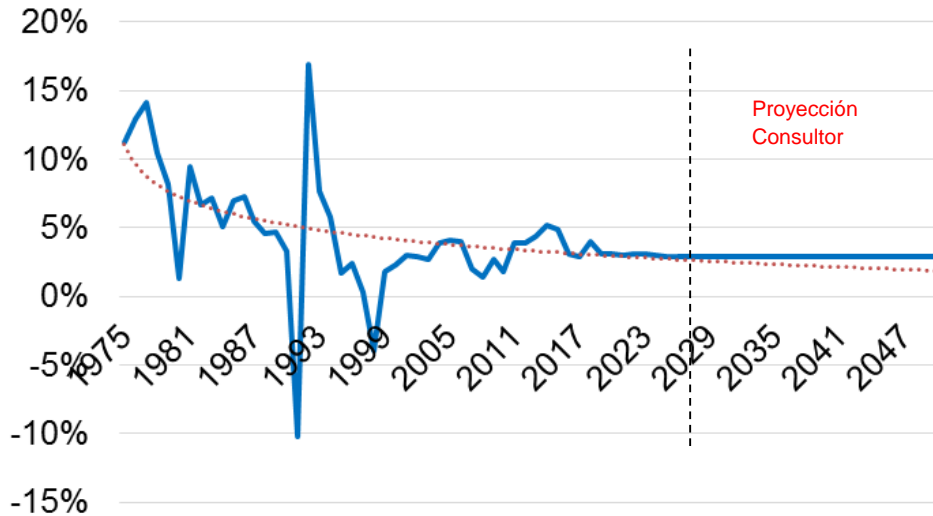
Gráfica 5-1. Proyección de demanda de energía eléctrica en Colombia

Fuente: UPME.

5.2.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL HORIZONTE 2032-2050

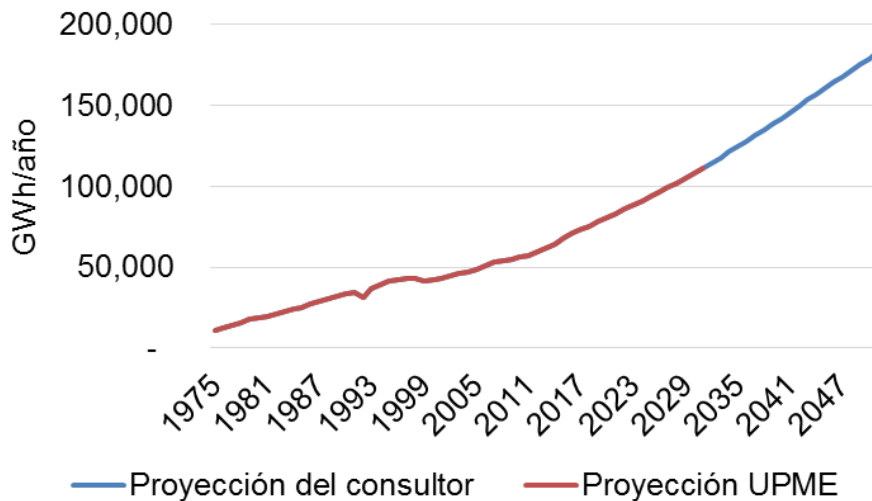
En razón de que no se dispone de proyecciones macroeconómicas para años posteriores al 2030, no es posible aplicar la misma metodología utilizada por la UPME para esta segunda parte del periodo de estudio. Se procedió entonces a proyectar la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica para el horizonte 2031-2050 según la tendencia histórica y su propia variación:

El primer paso fue determinar cuál es el crecimiento anual de esta variable. Como se puede ver en la Gráfica 5-2, la tendencia de ésta es descendente desde el año 1975 hasta el año 2031. Es decir, la demanda de energía eléctrica ha venido creciendo a una tasa cada vez más pequeña.



Gráfica 5-2. Porcentaje de crecimiento de demanda de energía eléctrica con datos de la UPME. Fuente: UPME. Cálculos del consultor.

Para estimar cual sería el crecimiento de la demanda de energía eléctrica para el periodo 2032 - 2050, se determinó una tendencia de crecimiento consecuente con aquel presentado por esta variable para los años 1975-2031. Se procedió a proyectar esta variable con su primera y segunda derivadas históricas, dando como resultado la Gráfica 5-2. Aplicando las tasas de crecimiento proyectadas a la demanda se determinó la demanda de energía eléctrica hasta el año 2050, la cual se puede ver en la Gráfica 5-3. La tabla con los valores de proyección de demanda de energía se pueden encontrar en el Anexo 4.

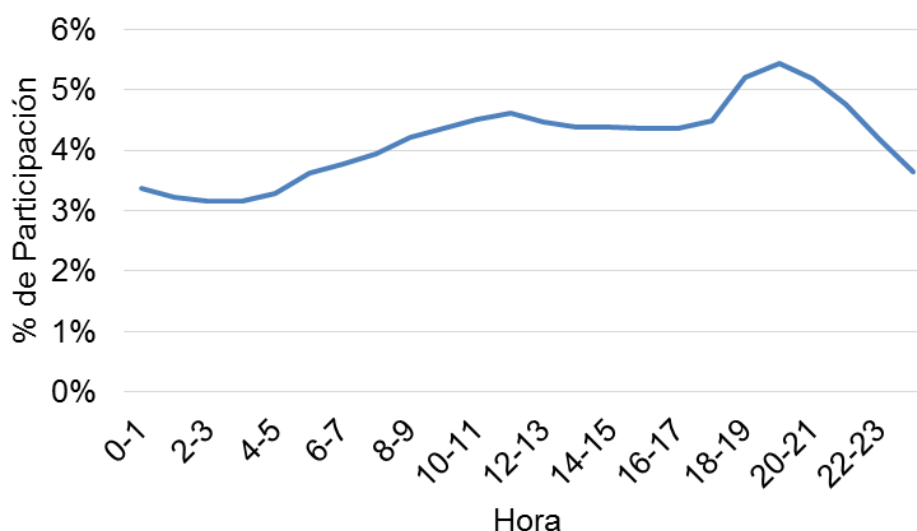


Gráfica 5-3. Proyección de demanda de energía eléctrica 2013-2050. Fuente: UPME. Cálculos del consultor.

Para complementar el modelo con esta información, la demanda debe estar en resolución mensual y organizada en bloques, que representen la duración en horas del consumo de energía o en otras palabras, la curva de carga del sistema (ver Gráfica 5-4). Actualmente el modelo del SDDP, cuenta con esta información hasta el 2031.

Para llevar las proyecciones del 2032-2050 a resolución mensual, se estimó el porcentaje de participación de cada mes en la demanda anual según datos históricos, y se aplicó a la proyección de cada año.

El siguiente paso fue organizar esta demanda mensual en bloques teniendo en cuenta la curva de carga del sistema (ver Gráfica 5-4). Como el modelo maneja 5 bloques, se dividió el día en 5 y se estimó su porcentaje de participación diaria, el cual se le aplicó a la demanda mensual obtenida anteriormente.



Gráfica 5-4. Curva de carga del sistema eléctrico. Fuente: XM. Cálculos del consultor.

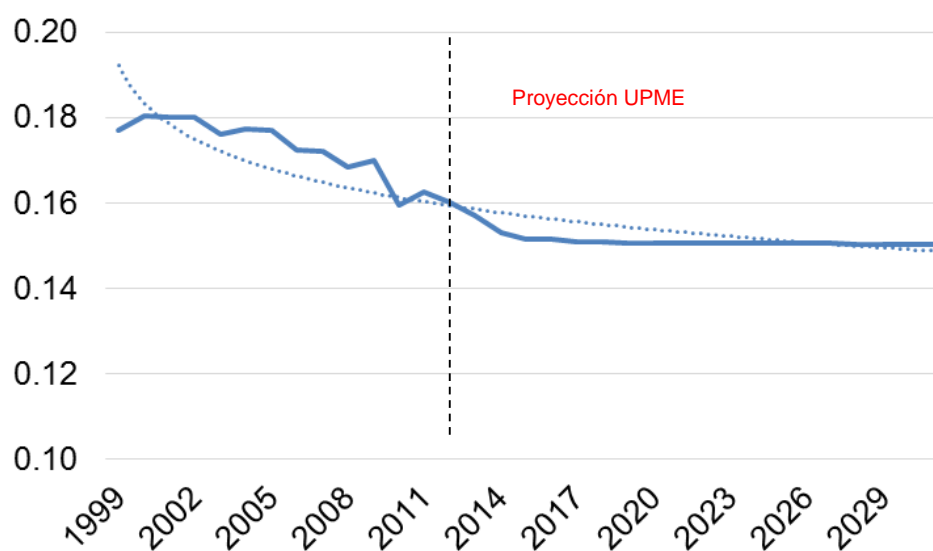
5.2.3 PROYECCIÓN DE DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA PARA EL HORIZONTE 2013-2031

Para este periodo se utilizó la información publicada por la UPME (ver Nota al pie 5 de la página 41)

5.2.4 PROYECCIÓN DE DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA PARA EL HORIZONTE 2032-2050

Para la proyección de la potencia máxima demandada de este periodo se utilizó el mismo procedimiento aplicado por la UPME, el cual se basa en la proyección del cociente entre la potencia máxima y la demanda de energía. Este cociente es un indicador que valora la participación de la demanda residencial sobre la demanda total de energía, en razón a que el “pico” de máxima potencia exigido al sistema en la hora 19 del día es causado por este sector.

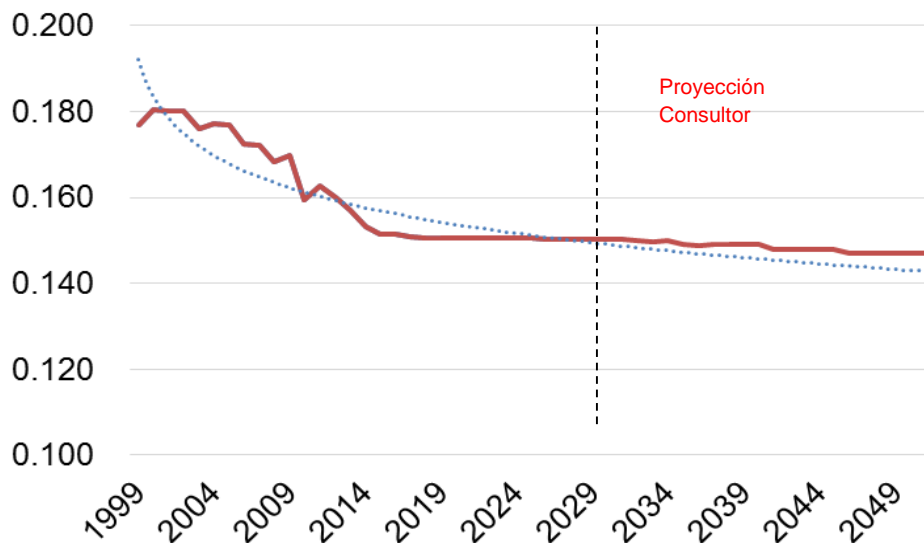
De acuerdo a estudios realizados por la UPME, la tendencia histórica del sector residencial es a reducir su participación dentro del consumo nacional de energía, tendencia que continuará durante las siguientes décadas (ver **GRÁFICA 5-5**). En consecuencia, se prevé un “aplanamiento” de la curva de carga y a su vez de la relación entre la potencia máxima y la energía consumida cada vez menor. En otras palabras, el crecimiento de la demanda máxima de potencia es menor al de la demanda de energía.



Gráfica 5-5. Cociente entre Potencia Máxima y Demanda de Energía.

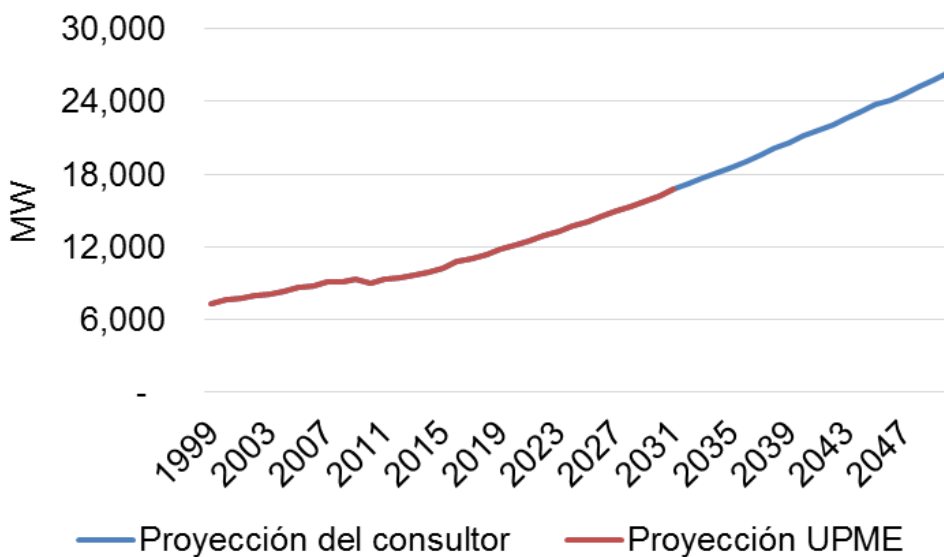
Fuente: UPME.

Con la línea de tendencia histórica mencionada, se procedió a proyectar la misma hasta el año 2050 (Gráfica 5-6) y con estos datos se obtuvieron las proyecciones de potencia hasta el mismo año (Gráfica 5-7). En el Anexo 4 se encuentran los valores que se obtuvieron para la proyección (Gráfica 5-7).



Gráfica 5-6. Proyección del cociente de Pmax/EE hasta el 2050.

Fuente: UPME. Cálculos del consultor.



Gráfica 5-7. Proyección de potencia máxima hasta el año 2050.

Fuente: UPME. Cálculos del consultor.

5.3 PROYECCIÓN DE CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Esta sección describe el proceso que se llevó a cabo para analizar la evolución de la capacidad instalada del país, con el fin de hacer una proyección de esta variable de forma general, seguida de proyecciones individuales de capacidad instalada por tecnología.

5.3.1 PROYECCIÓN DE CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA ENTRE LOS AÑOS 2013-2026

Para este periodo de tiempo se utilizó información disponible en la UPME en abril de 2013, la cual es insumo para el *Plan de Expansión de Referencia de Generación Transmisión* que anualmente publica la entidad (Ver Tabla 5-1). El origen de ésta lo constituyen, por una parte, las obligaciones que distintos agentes han contraído para poner a disposición del mercado capacidad de generación de electricidad, las cuales son registradas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG y es información pública. Por otra parte, la UPME es depositaria de registros de proyectos de generación que los agentes desarrollan y son seguidos por esta entidad a fin de verificar para este periodo la confiabilidad en el abastecimiento de este energético.

Tabla 5-1. Proyección de la capacidad instalada de generación eléctrica 2013-2026. Fuente: UPME:

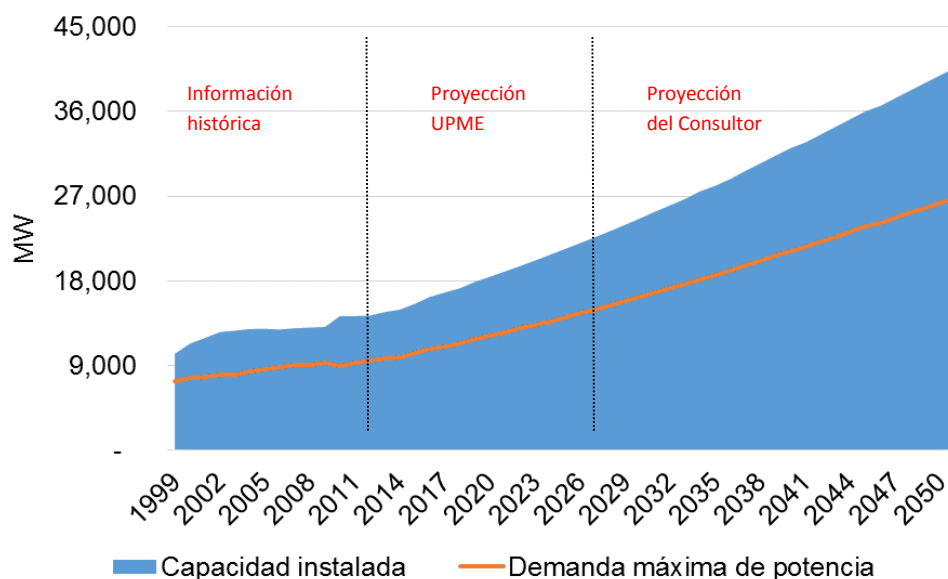
	Hidráulicos	Gas	Carbón	Menores	Total
	[MW]				
2013		40			40
2014	1,260		164	40	1,464
2015	165		410		575
2016					
2017		88			88
2018	1,552				1,552
2019	600				600
2020					
2021	1,000			70	1,070
2022	600	300	300		1,200
2023					
2024					
2025	700	200		30	930
2026					

5.3.2 PROYECCIÓN DE CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA ENTRE LOS AÑOS 2027-2050

La evolución de la capacidad instalada de generación ha estado relacionada con el crecimiento de demanda de energía y de máxima potencia del sistema. Una primera relación útil es la existente entre la capacidad instalada de generación y potencia máxima demandada por el sistema. Entre los años 1998 y 2026 se estableció un

valor para esta relación de 1.34, magnitud relativamente estable durante este periodo (ver Gráfica 5-8).

Es de aclarar que este aparente exceso de capacidad instalada se explica porque los generadores no están disponibles para producir energía 100% del tiempo en razón a mantenimientos programados y no programados. Así mismo, los generadores hidráulicos están sujetos a los regímenes de precipitaciones que surten los caudales que los alimentan y que condicionan su capacidad efectiva de operación.



Gráfica 5-8. Proyección de capacidad instalada y demanda de energía eléctrica. Fuente: XM, UPME. Cálculos del Consultor.

Teniendo la proyección de demanda máxima de potencia (ver Numeral 5.2) y la relación antes descrita, se estimó hasta el año 2050 la capacidad total de generación con que debía contar el sistema, el cual se presenta en la Gráfica 5-8. Posteriormente, se procedió a establecer cómo esa capacidad se distribuía entre las distintas fuentes (hidráulica, gas natural, carbón, plantas menores y cogeneración), analizando información histórica según se explica a continuación:

Para obtener los datos históricos de la capacidad instalada del sistema y de cada tecnología por separado, se consultó información del operador del sistema eléctrico nacional, la empresa XM – Expertos en Mercados referente a la evolución de la capacidad instalada entre los años 1998-2012. Para el periodo 2013-2026 procedente de la UPME, distinguiendo magnitudes, tecnologías y evolución histórica. Por último, para el periodo 2027-2050 se conservaron las participaciones históricas de las tecnologías antes mencionadas en la capacidad de generación, las

que se aplicaron sobre la capacidad total de generación antes proyectada. En la Gráfica 5-9 se representan los resultados logrados y la

Tabla 5-2 es un ejemplo de cómo se distribuyó tal capacidad para el año 2050.

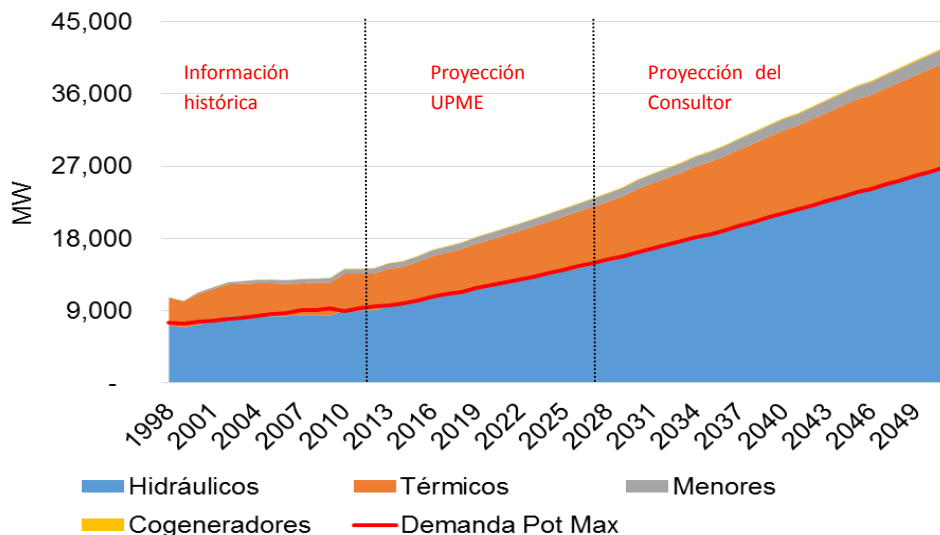
Tabla 5-2. Distribución de capacidad instalada para generación eléctrica del sistema para el 2050.

Tipo de Generación	Porcentaje de Participación	Capacidad Instalada [MW]
Hidráulica	64%	26,310
Térmica a Gas	26.20%	10,715
Térmica a Carbón	4.80%	2,041
Menores Hidráulicas	4.60%	1,754
Cogeneración	0.40%	159
Total	100%	40,980

Se aclara que la capacidad instalada por tecnología que se proyectó se distribuyó regionalmente siguiendo las tendencias históricas que se dan hasta el año 2026 (ver Tabla 5-3). En el Anexo 5, numeral A4-1 se tienen las tablas con la entrada de nueva capacidad instalada de generación por tecnología, con su distribución regional.

Tabla 5-3. Distribución de tecnologías por región.

Región	Hidráulico	Gas	Carbón
Noroccidente - Antioquia	53%	11%	0%
Centro - Cundinamarca y Boyacá	21%	0%	43%
Tolima y Huila	9%	0%	0%
Nororiente - Santander y Casanare	6%	14%	25%
Suroccidente - Valle del Cauca y Cauca	4%	10%	0%
CQR - Caldas, Quindío y Risaralda	4%	1%	0%
Costa Atlántica	3%	64%	32%



Gráfica 5-9. Proyección de capacidad instalada por tecnologías de generación. Fuente: XM, UPME. Cálculos del Consultor

Debido a que el SDDP es un modelo basado principalmente en generación hidráulica, es necesario contar con las características de los embalses y los aportes de sus ríos. Debido a esto, se analizó cada una de las regiones del país con generación hidráulica para ver su participación con esta tecnología y así poder definir las características de las nuevas plantas hidráulicas. Esto mismo también fue necesario hacerlo con la generación térmica ya que los precios del gas y del carbón varían según la región.

5.3.2.1 DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS GENERADORES

Para los generadores que ingresan al sistema entre los años 2013-2026 la UPME dispone de información procedente de los propios agentes sobre capacidad de generación máxima, indisponibilidades, coeficientes de consumo de combustible (heat rate) para las máquinas térmicas, de producción de energía para las hidráulicas y las series hidrológicas de las que se surten estas últimas.

Para los generadores que operarían en fechas posteriores al año 2026, se utilizó información histórica característica de máquinas procedente de las bases de datos disponibles en la UPME, de manera que tuvieran especificaciones semejantes a los generadores ya definidos en esta fuente de información. A continuación en las Tabla 5-4, Tabla 5-5 y Tabla 5-6 se exponen las principales características de los generadores eléctricos con lo que simuló la operación del sistema eléctrico colombiano.

Tabla 5-4. Principales características técnicas de los generadores hidráulicos del sistema eléctrico colombiano. Fuente: UPME.

Nombre de la Central Hidráulica	Capacidad Instalada [MW]	Coef. de Producción Promedio [MW/m3/s]	Caudal Máx. Turbinable [m3/s]	Volumen Mín. [Hm3]	Volumen Máx. [Hm3]	Factor de Disponibilidad Histórica [%]
URRA	338	0.47	700.0	359.0	1,652.2	9.1
GUATAPE	560	7.71	72.6	68.5	1,071.7	2.9
JAGUAS	170	2.60	86.8	19.6	184.2	18.0
PLAYAS	201	1.59	126.6	19.3	69.6	7.3
SAN CARLOS	1,240	5.51	276.6	5.3	58.5	11.6
CALDERAS	20	3.67	5.4	-	-	38.0
TRONERAS	42	0.72	55.1	9.0	28.9	4.9
GUADALUPE 3	270	5.16	60.0	-	-	5.6
GUADALUPE 4	202	4.19	48.3	-	-	22.7
LA TASAJERA	306	7.73	39.6	47.6	185.4	6.3
RIOGRANDE 1	19	2.43	7.8	-	-	38.0
INSULA	19	0.85	21.7	-	-	38.0
ESMERALDA	30	1.37	22.0	-	-	17.9
SANFRANCISCO	135	1.59	89.7	-	-	30.3
GUAVIO	1,200	9.73	202.4	18.7	794.1	14.7
PARAISO	276	7.53	70.0	-	-	10.2
LA GUACA	324	9.04	70.0	-	-	10.0
EL QUIMBO	420	1.05	375.0	377.0	2,907.0	15.0
CHIVOR	1,000	6.99	143.4	26.0	608.4	9.5
PRADO	46	0.50	93.8	325.1	760.1	8.3
PRADO4	5	0.49	8.5	-	-	38.0
FLORIDA	20	0.83	23.9	-	-	38.0
RIOMAYO	20	1.70	11.7	-	-	38.0
BETANIA	540	0.63	975.0	495.3	1,300.0	11.7
ALTOANCHICAY	355	3.55	103.0	6.1	37.6	11.2
BAJOANCHICAY	74	0.70	105.7	-	-	7.0
CALIMA	132	1.92	73.2	104.9	511.3	18.0
SALVAJINA	285	1.02	285.1	101.1	796.8	7.2
AMOYA	78	4.24	18.4	-	-	15.0
MIEL I	396	1.90	220.0	50.7	495.6	4.9
PORCE II	405	1.99	204.8	47.5	142.7	8.4
PORCE III	660	3.07	245.6	29.3	155.9	16.8
SOGAMOSO	800	1.25	660.0	1,915.8	4,717.2	15.0
PESCADERO	2,400	1.70	1,300.0	842.0	1,817.0	15.0
CUCUANA	60	5.69	10.5	-	-	15.0
SNMIGUEL	42	1.20	29.8	-	-	15.0
AMBEIMA	45	3.79	10.1	-	-	15.0
C_LLERAS_R	78	1.06	62.4	-	-	15.0
PORVERNIR II	352	1.18	297.0	109.0	313.0	15.0

Tabla 5-5. Principales características técnicas de los generadores térmicos del sistema eléctrico colombiano. Fuente: UPME.

Nombre de la Central de Generación	Tecnología	Capacidad Instalada [MW]	Factor de Disponibilidad Histórica [%]	Consumo específico [MBTU/MWh]
BARRANQUILL3	Gas	64	37.78	9.696
BARRANQUILL4	Gas	63	16.94	9.696
CARTAGENA 1	Gas	61	62.03	11.522
CARTAGENA 2	Gas	60	39.71	11.81
CARTAGENA 3	Gas	66	68.99	11.52
GUAJIRA 1	Gas	151	26.55	9.804
GUAJIRA 2	Gas	145	33.87	9.7
FLORES 1	Gas	160	26.78	6.7
PALENQUE 3	Gas	13	98.2	14.32
FLORES 2	Gas	112	100	9.6
TEBSAB	Gas	791	6.51	7.3085
TERMODORADA1	Gas	51	41.24	8.99
TERMO SIERRA	Gas	460	41.14	6.27
MERILECTRICA	Gas	169	33.63	9.6
TPIEDRAS	Gas	3.75	56	1
TERMOVALLE 2	Gas	205	20	6.732
FLORES 3	Gas	169	100	9.6
PROELECTRIC1	Gas	45	12.94	8.17
PROELECTRIC2	Gas	45	32.24	8.17
EMCALI	Gas	229	0.18	6.9735
TERMO CENTRO	Gas	278	19.26	7.2759
TCENTROJA1	Gas	276	19.26	7.289
CANDELARIA1	Gas	157	11.84	10.41
CANDELARIA2	Gas	157	21.21	10.49
TERMO YOPAL2	Gas	30	26.57	12.1
TERMO YOPAL1	Gas	19.9	36	12.1
CC_FLORES4	Gas	450	20	6.73
TERMOZURIA	Gas	38	20	12.71
CIMARRON	Gas	19.9	38	1
TERMO COL1_G	Gas	93.6	20	11.25
TERMO COL2_G	Gas	108	20	11.2
TERMO NORTE	Gas	88.35	15	7.61
PAIPA 1	Carbón	31	23.3	11.7946
PAIPA 2	Carbón	70	11.7	15.3576
PAIPA 3	Carbón	70	10.4	10.5281
TASAJERO 1	Carbón	155	8.86	9.4628
TASAJERO 2	Carbón	160	30	9.8
ZIPAEMG2	Carbón	34	18.1	12.7586
ZIPAEMG3	Carbón	63	18.4	11.9492
ZIPAEMG4	Carbón	64	15.8	10.5505
ZIPAEMG5	Carbón	64	16.8	9.2574
PAIPA 4	Carbón	150	12.8	8.8875
TC_GECALCA32	Carbón	250	30	11
TC_GECALCA3	Carbón	164	20	13

Tabla 5-6. Principales características técnicas de los generadores menores y de cogeneración del sistema eléctrico colombiano. Fuente: UPME.

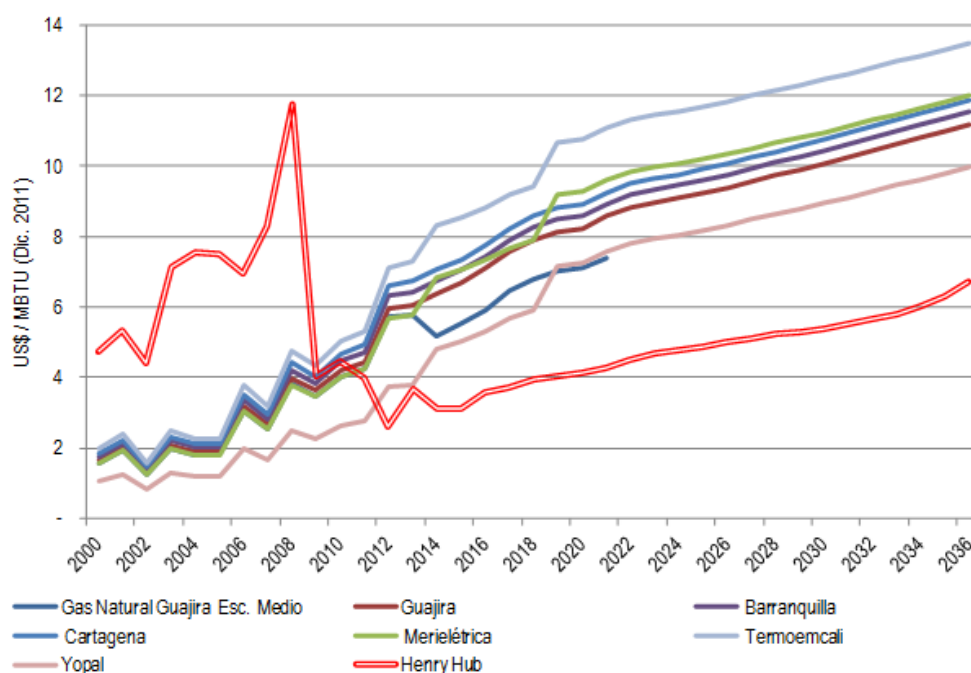
Nombre de la Central de Generación	Tecnología	Capacidad Instalada [MW]	Factor de Indisponibilidad Histórica [%]
MEN ANTIOQUI	Menor Hidráulica	19.9	38
MEN TOLIHUIL	Menor Hidráulica	40	38
MEN EMGESA	Menor Hidráulica	15.6	38
MEN NORDESTE	Menor Hidráulica	21.15	38
MEN EPM	Menor Hidráulica	101	38
MEN EPSA	Menor Hidráulica	22.1	38
MEN CQR	Menor Hidráulica	20	38
MEN CAUCANAR	Menor Hidráulica	17.5	38
MEN EPM VUEL	Menor Hidráulica	11.6	38
MEN EPM HERR	Menor Hidráulica	19.8	38
MEN EPM JEPI	Menor Hidráulica	18.42	38
MENCHARQUITO	Menor Hidráulica	19.4	38
MENSANANTONI	Menor Hidráulica	19.4	38
MENLIMONAR	Menor Hidráulica	18	38
MENTINTA	Menor Hidráulica	19.4	38
MENTEQUEN	Menor Hidráulica	19	29
MENLAJUNCA	Menor Hidráulica	19.4	38
ELMORRO1	Menor Hidráulica	19.9	38
TULUA ALTO	Menor Hidráulica	19.9	38
TULUA BAJO	Menor Hidráulica	19.9	38
AGUAFRESCA	Menor Hidráulica	7.05	38
MONTADITAS	Menor Hidráulica	20	38
ELMORRO2	Menor Hidráulica	19.9	38
AMAIME	Menor Hidráulica	19.9	38
BUGALAGRAN	Menor Hidráulica	19.9	38
CARUQUIA	Menor Hidráulica	9.5	30
GUANAQUITAS	Menor Hidráulica	9.5	38
BARROSO	Menor Hidráulica	19.9	38
PCH ZUCA	Menor Hidráulica	8.5	38
TUNJITA	Menor Hidráulica	20	38
RIOAGUEJAR	Menor Hidráulica	20	38
CHILI	Menor Hidráulica	63	38
LASPALMAS	Menor Hidráulica	2.8	38
COG_RISAR	Cogeneración	15	56
COG_INCAUCA	Cogeneración	10.45	56
COG_PROENCA	Cogeneración	4	56
COG_PROVIDEN	Cogeneración	19.9	56
COG_MAYAGUEZ	Cogeneración	19.9	56
COG_CABANAS	Cogeneración	12	56
COG_INGSCARL	Cogeneración	7	56

5.4 PROYECCIÓN DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

Otro importante insumo para simular la operación futura del sistema eléctrico colombiano son los precios del gas natural y del carbón para las centrales termoeléctricas. Sobre estos precios se realiza la optimización del mínimo costo que determina la operación del sistema eléctrico colombiano y el valor de la energía eléctrica.

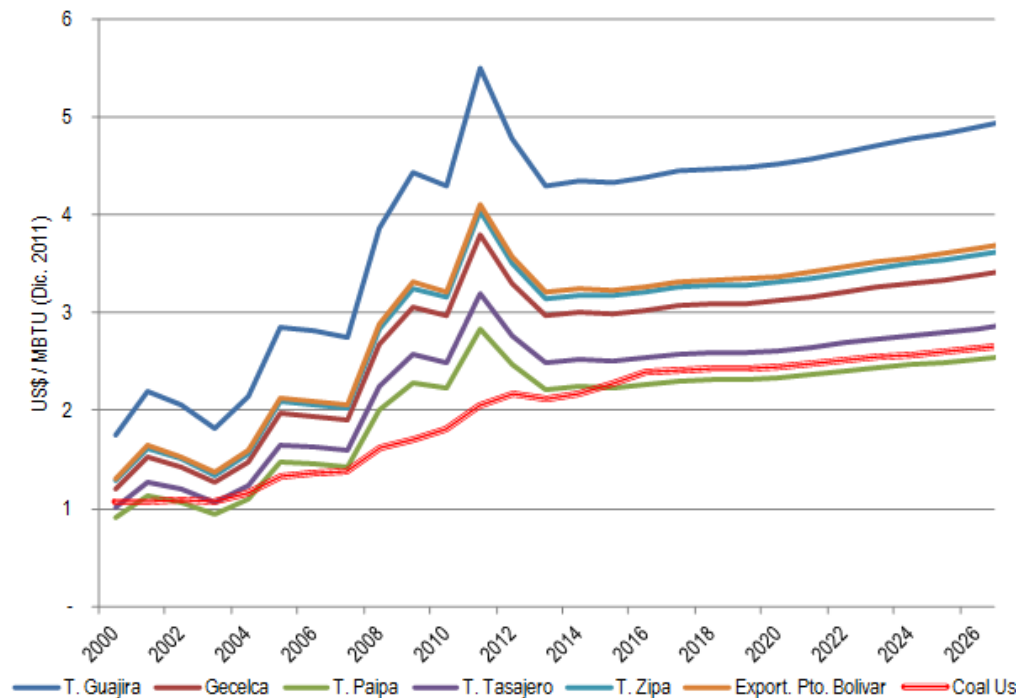
5.4.1 PROYECCIÓN DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES ENTRE LOS AÑOS 2013-2036

Para este periodo de tiempo se utilizó la proyección de precios de gas natural que elabora la UPME y que son insumo para el *Plan de Expansión de Referencia de Generación Transmisión* que publica esta entidad. En sus análisis se prevé la desregularización del precio del gas natural procedente de los campos de La Guajira y que el precio interno de este combustible se relacione en el largo plazo con el precio de comercialización internacional *Henry Hub*. Como resultado los generadores enfrentarían el creciente precio de este energético (ver Gráfica 5-10).



Gráfica 5-10. Proyección de precios del gas natural para generación eléctrica por ciudades. Fuente UPME.

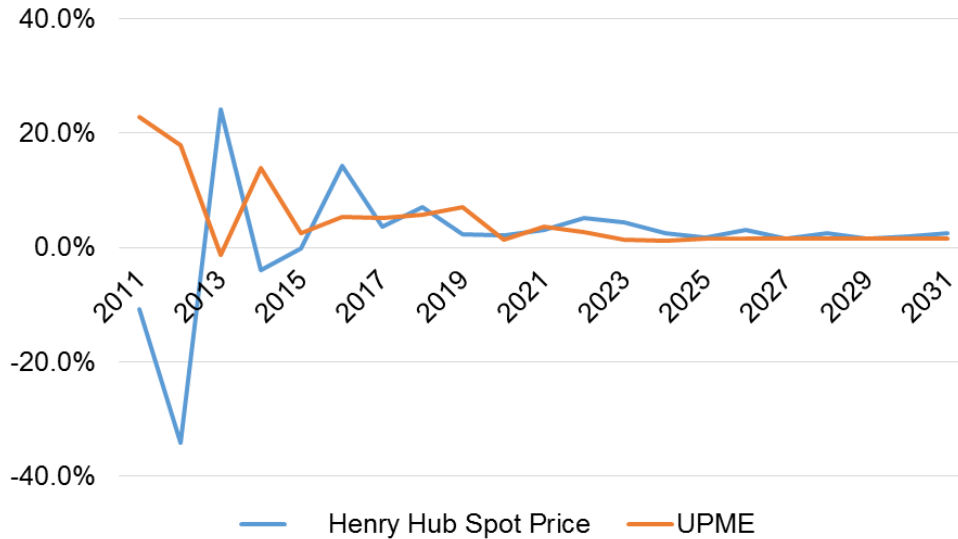
Igualmente, se prevé que los precios internos de carbón mineral para generación eléctrica estarían relacionados con los precios norteamericanos de este combustible, en razón de los cada vez mayores intercambios internacionales de este mineral (Ver Gráfica 5-11).



Gráfica 5-11. Proyección de precios del carbón mineral para generación eléctrica por ciudades. Fuente UPME.

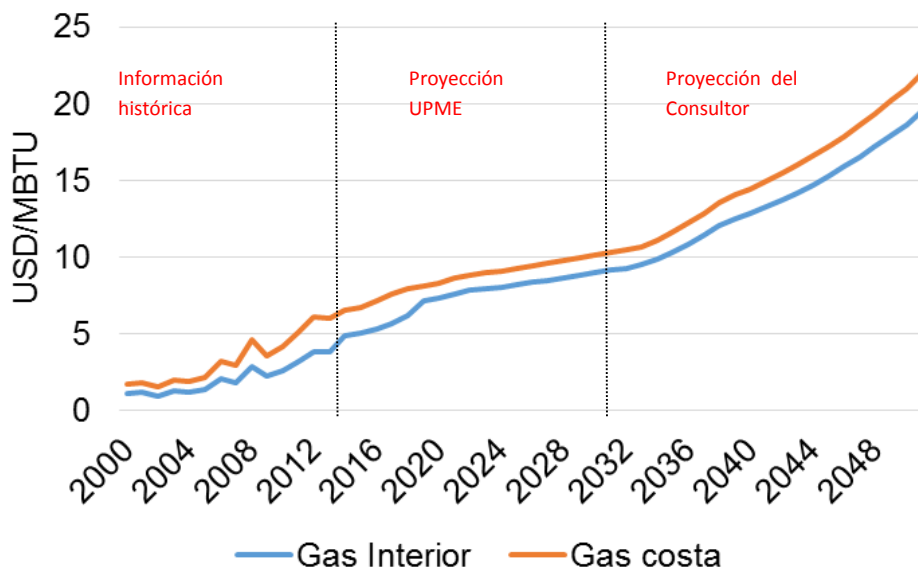
5.4.2 PROYECCIÓN DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES ENTRE LOS AÑOS 2036-2050

Considerando que, como anteriormente se evidenció, la evolución de los precios nacionales del gas natural está relacionada con el precio internacional Henry Hub, se determinó una relación matemática con las series históricas entre ambas variables (ver Gráfica 5-12).



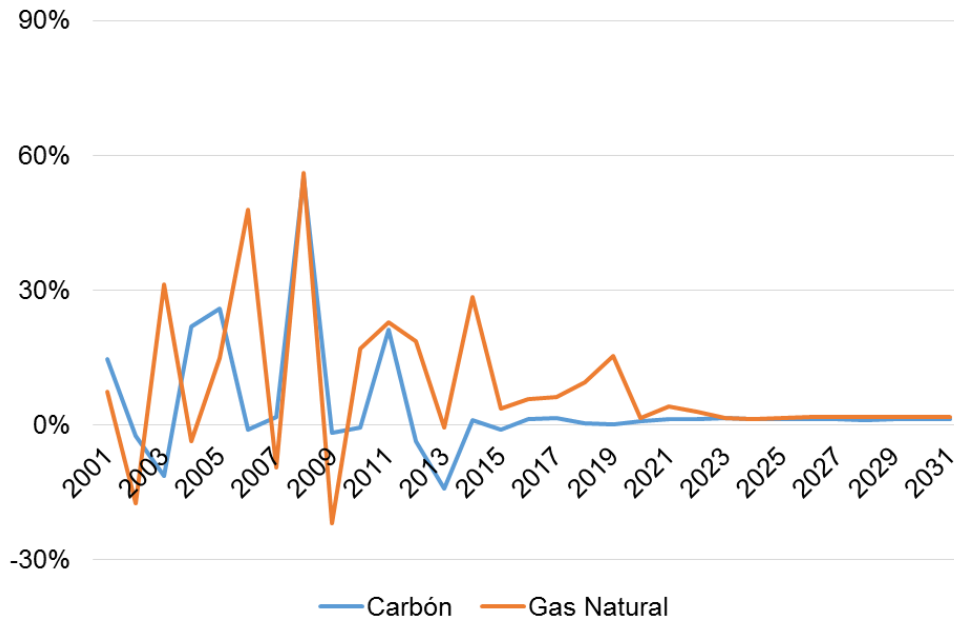
Gráfica 5-12. Tasa de crecimiento anual de precios de gas natural internacionales y nacionales. Fuente UPME. Cálculos del consultor.

Esta relación arriba descrita se utilizó como factor para estimar los precios nacionales hasta el periodo 2036-2050 a partir de lo previsto por la EIA para el valor Henry Hub en este mismo periodo. Los resultados se exponen en la Gráfica 5-13; en el Anexo 6 se presentan los datos correspondientes.



Gráfica 5-13. Proyección de precios de gas natural para generación eléctrica. Fuente UPME. Cálculos del consultor.

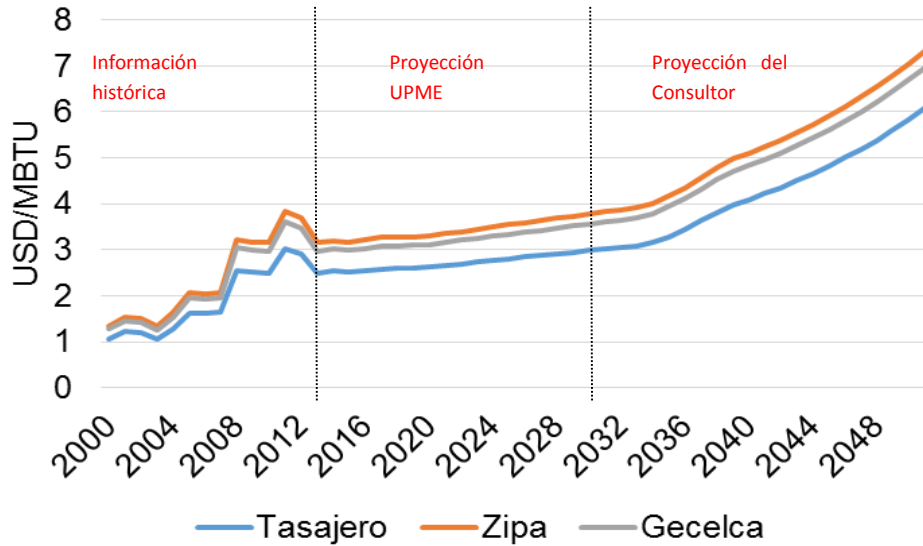
Para el caso de los precios de carbón, considerando que junto con el gas natural tienen un importante grado de sustituibilidad, se determinó también una relación matemática entre ambas variables usando las series de datos históricas de ambas variables (Gráfica 5-14).



Gráfica 5-14. Tasas de cambio anual de precios de carbón y gas natural.

Fuente UPME. Cálculos del consultor.

Con la relación arriba descrita y los precios antes calculados del gas natural para el horizonte 2036-2050 se determinaron los precios de carbón mineral para las centrales generadoras colombianas en este mismo periodo. Los resultados se exponen en la Gráfica 5-15; en el Anexo 6 se presentan los datos correspondientes.



Gráfica 5-15. Proyección de precios de carbón mineral para generación eléctrica.

5.5 PROYECCIÓN DE APORTES HIDROLÓGICOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

Dentro del *Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión* y los registros de proyectos que dispone la UPME se tienen definidos los caudales que surten aquellos generadores que ingresan hasta el año 2026. Para los que ingresan en fechas posteriores fue necesario especificar la magnitud y estacionalidad de los caudales que los surten, según se explica a continuación.

5.5.1 MODELAJE DE RÍOS PARA LOS GENERADORES QUE INGRESAN DESPUÉS DEL AÑO 2026

De acuerdo a la ubicación prevista para los nuevos generadores, se determinó una estacionalidad de sus caudales afluentes que fuera igual a la de aquellos registrados en la misma región. Consecuentemente se caracterizó, regionalmente, la relación que guardan los aportes hidrológicos y la capacidad instalada de los generadores de los que tiene especificaciones la UPME. Esta relación se utilizó para determinar la magnitud de los caudales de las nuevas plantas que ingresan después del año 2026.

Las regiones y caudales considerados fueron los siguientes:

- Aporte total de los caudales asociados a la cadena de Guatapé para especificar los nuevos generadores del noroeste del país (Antioquia);
- Aporte total de los caudales asociados a la cadena Paraíso y Guaca para especificar los nuevos generadores de la región Centro del país (Cundinamarca y Boyacá);
- Aporte total de los caudales asociados a la planta de Betania para especificar los nuevos generadores de la región del sur del país (Tolima y Huila);
- Aporte total de los caudales asociados a la planta de Sogamoso para especificar los nuevos generadores de la región del Noreste del país (Santanderes);
- Aporte total de los caudales asociados a la planta de Calima para especificar los nuevos generadores de la región del Suroeste del país (Valle del Cauca y zona cafetera);
- Aporte total de los caudales asociados a la planta de Urra para especificar los nuevos generadores de la región Norte del país (Costa Atlántica).

5.5.2 MODELAMIENTO DE APORTES HIDROLÓGICOS PARA LOS ESCENARIOS DE CAMBIO CLIMÁTICO

Como ya se mencionó anteriormente, el IDEAM dispone en la actualidad de estimaciones de los efectos del cambio climático sobre la temperatura y precipitaciones del país para las diversas regiones del país hasta el año 2100. Reconociendo que los caudales de los ríos se alimentan de las precipitaciones de la misma región, se usó como factor determinante de los efectos del cambio climático sobre los aportes hidrológicos del sistema eléctrico nacional, los cambios en el nivel de precipitaciones que el IDEAM ha previsto para cada región del país. Se aclara que **para este trabajo los efectos asociados al cambio climático sobre los aportes hidrológicos al sistema eléctrico nacional se asumieron sobre su magnitud y no sobre su estacionalidad.**

A continuación se describe el procedimiento desarrollado para estimar los efectos del cambio climático sobre el sistema eléctrico:

i)- Selección de las estaciones meteorológicas asociadas a los caudales del sistema eléctrico.

El IDEAM cuenta con un gran número de estaciones de medición de precipitación y otras variables climáticas en el país, por esta razón el primer paso fue identificar las estaciones más cercanas a las cuencas hidrológicas de interés. Sin embargo, varios municipios donde están ubicados los embalses no cuentan con estaciones de

medición de precipitación, por esta razón en algunos departamentos solo se tomó la información de una sola estación o la que se encontrara más cercana al embalse. La Tabla 5-7 muestra las estaciones del IDEAM que se tuvieron en cuenta para el estudio.

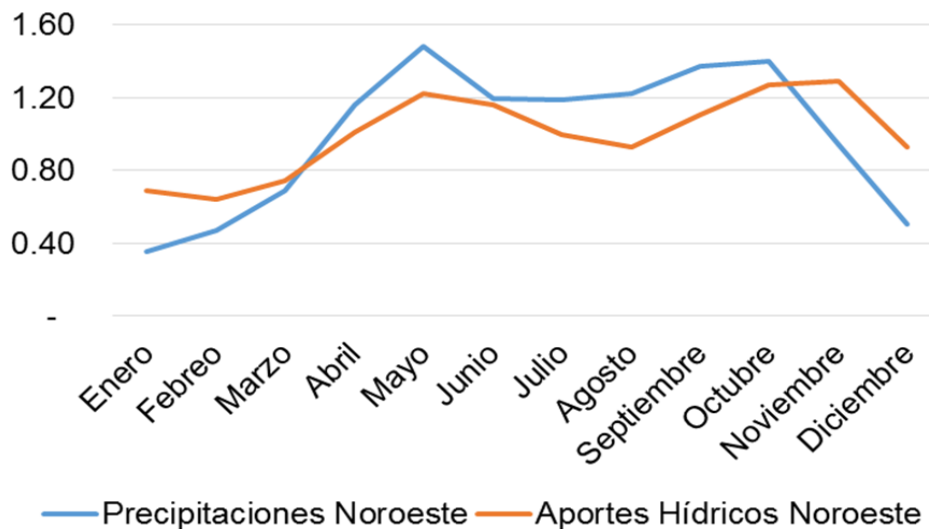
Tabla 5-7. Estaciones del IDEAM con medición de precipitaciones, consideradas, asociadas a los embalses de cada departamento.

Departamento	Municipio Estación IDEAM
Antioquia	Anori
	Barbosa
	Bello
	Santa Rosa de Osos
Boyacá	Tenza
Caldas	Norcasia
Cauca	Buenos Aires
Córdoba	Tierra Alta
Cundinamarca	Choconta
	Guatavita
	Zipaquirá
	Choachi
	Ubalá
Huila	Hobo
	Gigante
	Garzón
	Yaguara
Santander	Betulia
	Girón
Tolima	Prado
	Chaparral
Valle del Cauca	Dagua
	Darien

ii)- Verificación de la compatibilidad de la estacionalidad de los caudales y las precipitaciones para cada región

En este numeral se verificó que la estacionalidad de los aportes hidrológicos de las plantas de generación y la de las precipitaciones tuviera el mismo comportamiento. Esto con el fin de deducir que la evolución futura de las precipitaciones fuera consecuente con la de los caudales. En la Gráfica 5-16 se puede ver un ejemplo para el caso de la región Noroeste del país, correspondiente a Antioquia, donde es claro que ambas variables tienen una estacionalidad muy similar. En el Anexo 7 se

presenta la estacionalidad de las precipitaciones y los caudales de todas las regiones de interés para el estudio.

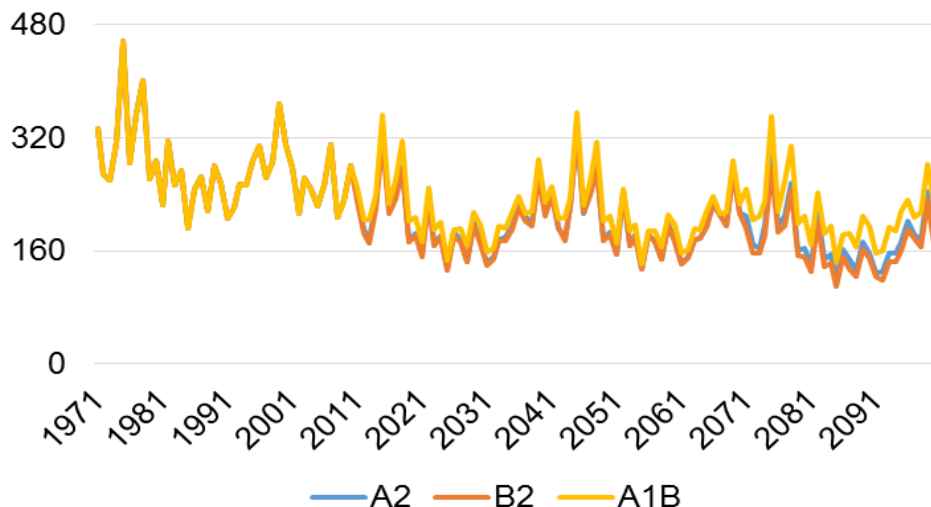


Gráfica 5-16. Comparación de estacionalidad de aportes hídricos y precipitaciones, en unidades relativas. Fuente: IDEAM y UPME. Cálculos del consultor

iii)- Estimación del factor de disminución del nivel de precipitaciones en cada región.

Para cada una de regiones asociadas se determinó la tasa de disminución anual del nivel de precipitaciones hasta el año 2050. Para esto se utilizaron los registros de históricos y proyectados de las estaciones meteorológicas del IDEAM referidas en la Tabla 5-7.

A manera de ejemplo, la Gráfica 5-17 presenta para el departamento de Antioquia la evolución en ochenta años del nivel precipitaciones. En ésta se tienen los siguientes escenarios establecidos por el IDEAM: A2 (pesimista), B2 (optimista) y A1B (balanceado). Para efectos de este estudio se tomó el escenario balanceado y también, el escenario pesimista con el fin de poder estimar un posible impacto más severo sobre el sistema eléctrico.



Gráfica 5-17. Promedio anual de la proyección de precipitaciones del IDEAM - Antioquia. Fuente: IDEAM. Cálculos del consultor.

En resumen, la Tabla 5-8 muestra las tasas de variación anual (negativas) del nivel de precipitaciones para los departamentos, las cuales se utilizaron para determinar las tasas de disminución de los aportes hidrológicos al sistema eléctrico nacional, tanto para el escenario balanceado como el pesimista.

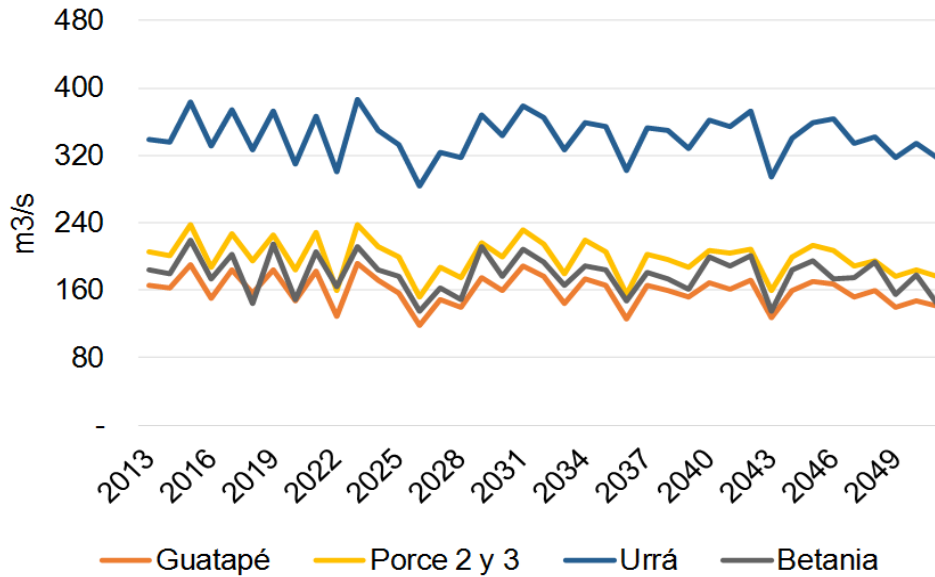
Tabla 5-8. Tasas de crecimiento anual de la proyección de precipitaciones del IDEAM, escenario balanceado y pesimista.

Departamento	Balanceado	Pesimista
Antioquia	-0.26%	-0.26%
Boyacá	-0.19%	-0.27%
Caldas	-0.19%	-0.16%
Cauca	-0.32%	-0.46%
Córdoba	-0.04%	-0.07%
Cundinamarca	-0.26%	-0.35%
Huila	-0.14%	-0.32%
Santander	-0.005%	-0.003%
Tolima	-0.10%	-0.17%
Valle del Cauca	-0.33%	-0.43%

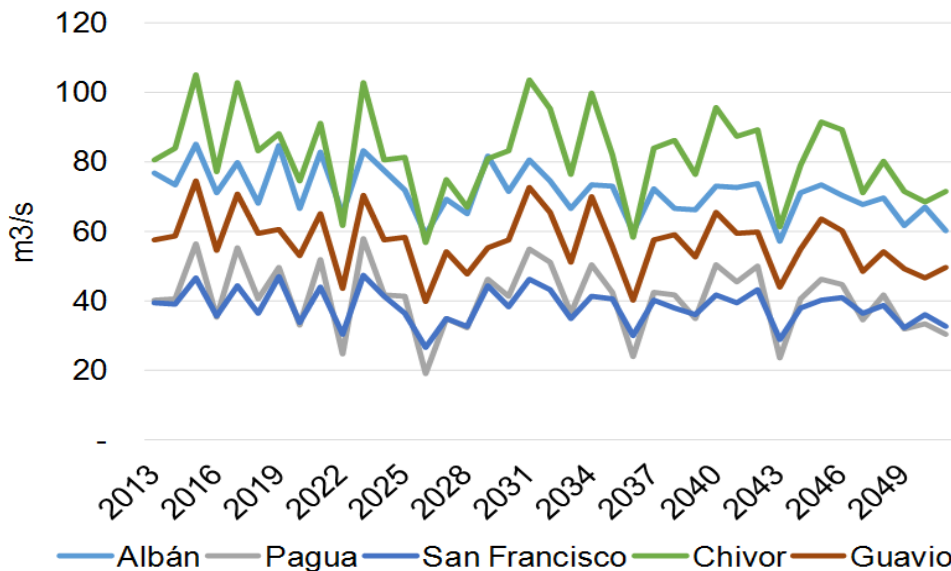
iv)- Determinación de los aportes hidrológicos de los escenarios de cambio climático para el sistema eléctrico colombiano.

Para todos los caudales que alimentan el sistema eléctrico se proyectó la evolución (decreciente con ambos escenarios, balanceado y pesimista) de sus aportes hidrológicos hasta el año 2050, usando las tasas definidas en la Tabla 5-8. A

continuación, la Gráfica 5-18 y Gráfica 5-19 presentan los resultados obtenidos agregados por cadenas de generadores para el escenario **balanceado**, con resolución anual, para cada uno de los escenarios de cambio climático. El Anexo 8 muestra los resultados para cada cadena o embalse, con más detalle.

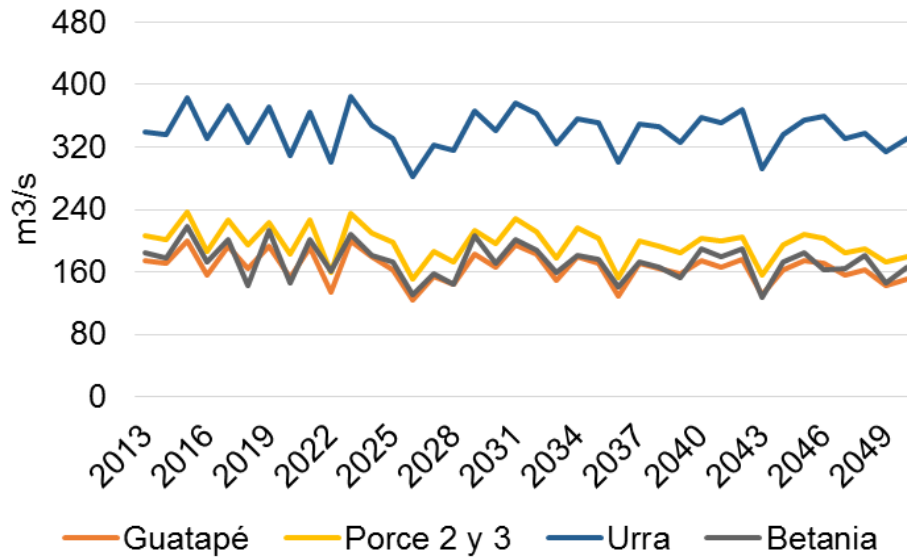


Gráfica 5-18. Proyección de aportes hídricos de las cadenas y embalses de generación eléctrica de Guatapé, Porce 2 y 3, Urrá y Betania; para el escenario balanceado de cambio climático. Cálculos del consultor.

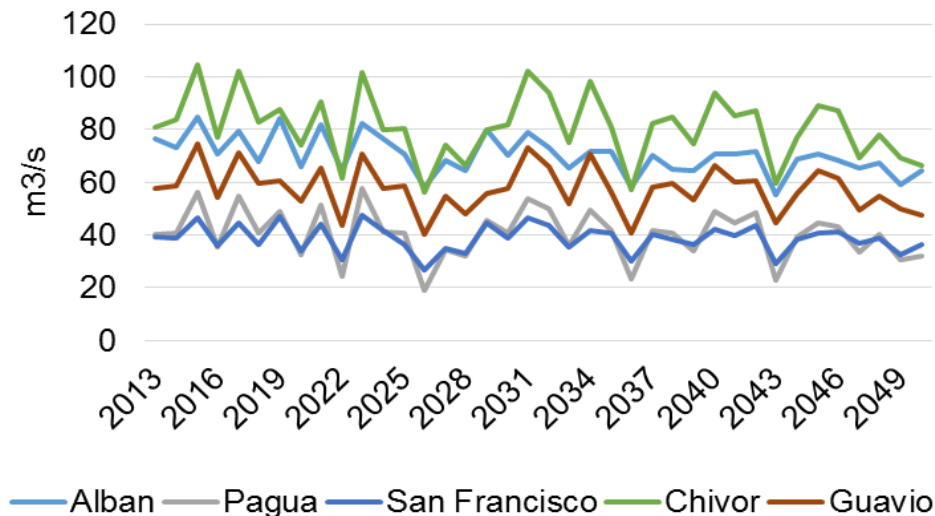


Gráfica 5-19. Proyección de aportes hidrológicos de las cadenas y embalses de generación eléctrica de Albán, Pagua, San Francisco, Chivor y Guavio; para el escenario balanceado de cambio climático. Cálculos del consultor.

En la Gráfica 5-20 y Gráfica 5-21, se presentan los resultados obtenidos agregados por cadenas de generadores para el escenario **pesimista**, con resolución anual, para cada uno de los escenarios de cambio climático. El Anexo 8 muestra los resultados para cada cadena o embalse, con más detalle.



Gráfica 5-20. Proyección de aportes hidrológicos de las cadenas y embalses de generación eléctrica de Guatapé, Urra, Betania, Porce 2y 3; para el escenario pesimista. Cálculos del consultor.



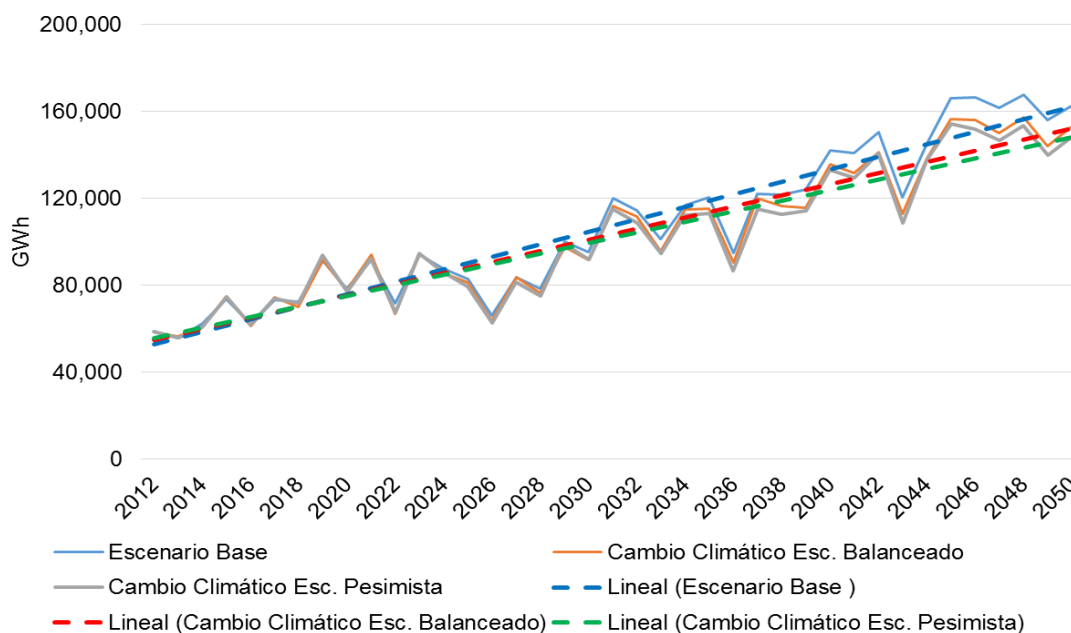
Gráfica 5-21. Proyección de aportes hidrológicos de las cadenas y embalses de generación eléctrica de Alban, Pagua, San Francisco, Chivor y Guavio; para el escenario pesimista. Cálculos del consultor.

6. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LOS EFECTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO SOBRE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

A continuación se muestran los resultados que se obtuvieron de los escenarios de cambio climático (decreciente en aportes hidrológicos según se describió en el numeral 5.5) en relación al escenario base (que conserva un nivel constante de los aportes hidrológicos en todo el horizonte de análisis). Se comparan los efectos sobre el agregado de aportes hidrológicos al sistema eléctrico colombiano, precio de la energía, riesgo de déficit de abastecimiento esperado, generación eléctrica y emisiones de gases de efecto invernadero.

6.1 CONSECUENCIAS SOBRE LOS APORTES HÍDRICOS AL SISTEMA ELÉCTRICO

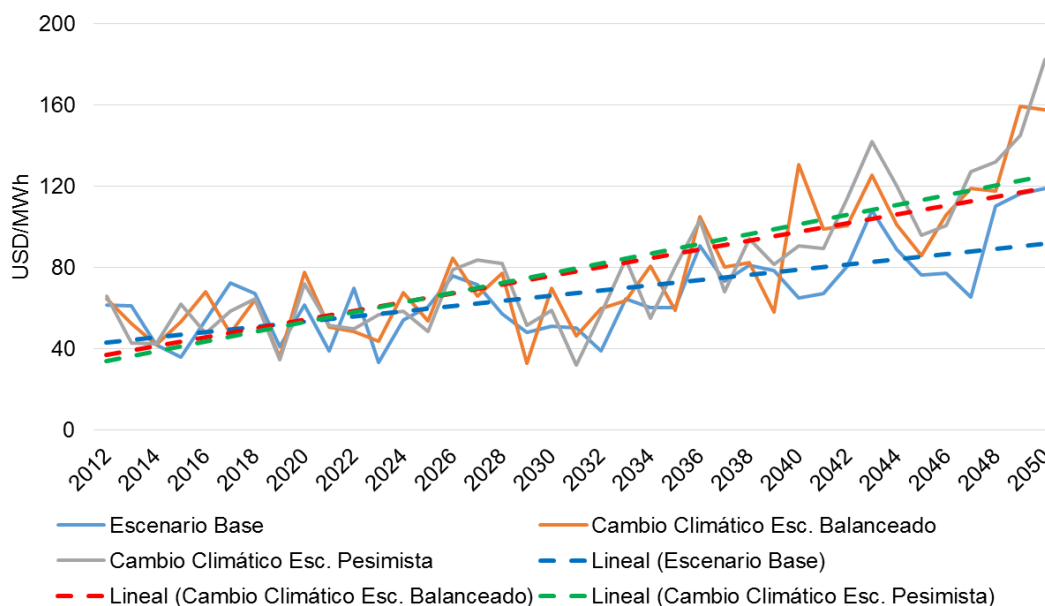
Como se mencionó anteriormente, los aportes en los escenarios de cambio climático presentan una disminución que se calculó según el escenario balanceado y pesimista de las proyecciones de precipitaciones del IDEAM. En las siguientes grafica se puede ver claramente que estos escenarios tienen aportes más bajos que el escenario base. Para el caso del **escenario balanceado de cambio climático**, la disminución con respecto al escenario base en el **año 2050** es de **-6.17%** aproximadamente y para el caso del **escenario pesimista de cambio climático**, la disminución es de **-8.47%** aproximadamente (ver Gráfica 6-1).



Gráfica 6-1. Aporte Hídrico anual al sistema eléctrico nacional. Cálculos del consultor

6.2 CONSECUENCIAS SOBRE LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Como es de esperarse el costo marginal de la operación del sistema también presenta un incremento, para ambos escenarios de cambio climático, al reducirse los aportes hidrológicos y consecuentemente las capacidad de generación hidráulica, que es de menor costo. De los resultados obtenidos se puede ver que el costo marginal presenta un aumento progresivo en ambos escenarios de cambio climático. Para el caso del **escenario balanceado de cambio climático**, esta variable tiene una diferencia de un **28.9%** aproximadamente con respecto al escenario base en el **año 2050**; y para el caso del **escenario pesimista de cambio climático**, la diferencia para este mismo año con respecto al escenario base es de un **37.6%** aproximadamente (ver Gráfica 6-2).



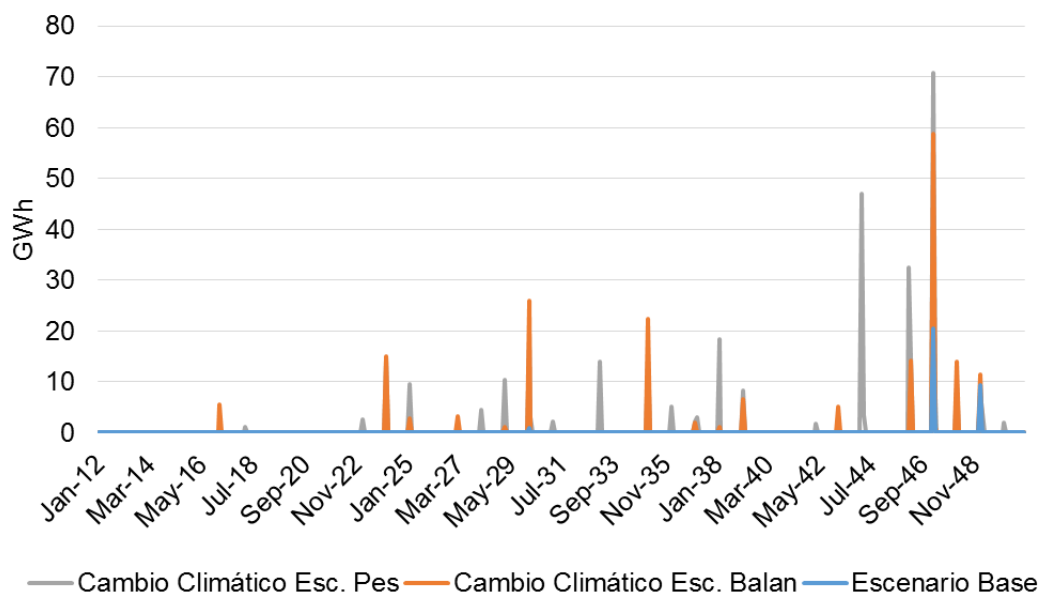
Gráfica 6-2. Costo marginal anual de operación del sistema. Cálculos del consultor.

6.3 CONSECUENCIAS SOBRE LOS RIESGOS DE DÉFICIT

Para determinar el posible riesgo de déficit en la oferta de generación de energía eléctrica se simuló la operación del sistema de forma estocástica. En este tipo de simulación, el SDDP genera 100 escenarios hidrológicos diferentes, con el fin de simular la operación del sistema en una amplia gama de condiciones.

En los resultados obtenidos en el **escenario balanceado y pesimista de cambio climático** los riesgos de déficit alcanzan un valor esperado entre los años 2013-

2050 de **190 GWh** y de **333 GWh**, respectivamente; en comparación con el **escenario base** que tiene un valor esperado de déficit de **31 GWh** (ver Gráfica 6-3).



Gráfica 6-3. Déficit de oferta de generación de energía eléctrica para cubrir la demanda del sistema.

Por último, en esta parte del análisis se procedió a estimar la capacidad de generación eléctrica necesaria para reducir el déficit del escenario balanceado de cambio climático al nivel del escenario base. Para esto se procedió a analizar el déficit en cada una de las 100 series generadas por el SDDP.

Lo primero fue evaluar la magnitud del déficit de cada año en las 100 series. Para cada año se tomó el promedio de las series y este se multiplica por el número de veces que se presentaba. Al final se suma el resultado de todos los años y se divide por el número de años del periodo de estudio, que para este caso es 36, y por el número de meses del año, para así tener un estimado del déficit mensual. Para el caso del escenario base, el resultado es de 71.19 MWh al mes; y para el escenario de cambio climático es de 439.76 MWh al mes.

Para corregir el déficit del escenario de cambio climático, se empezó a aumentar la capacidad instalada poco a poco. Cuando se llegó a un valor cercano al del escenario base, se procedió a hacer un estudio de costos de inversión, y se encontró que este aumento en la capacidad instalada generaría un costo de inversión en el sistema alrededor de **USD\$ 290 millones anuales**, entre el 2015 y 2050. Para la estimación de estos costos de inversión se tuvieron las siguientes consideraciones:

Tasa de descuento: 12%

Tiempo de amortización generadores hidráulicos: 40 años

Tiempo de amortización generadores térmicos: 20 años

Costo de inversión/kw hidráulicas: USD\$1250 / kW instalado ⁶

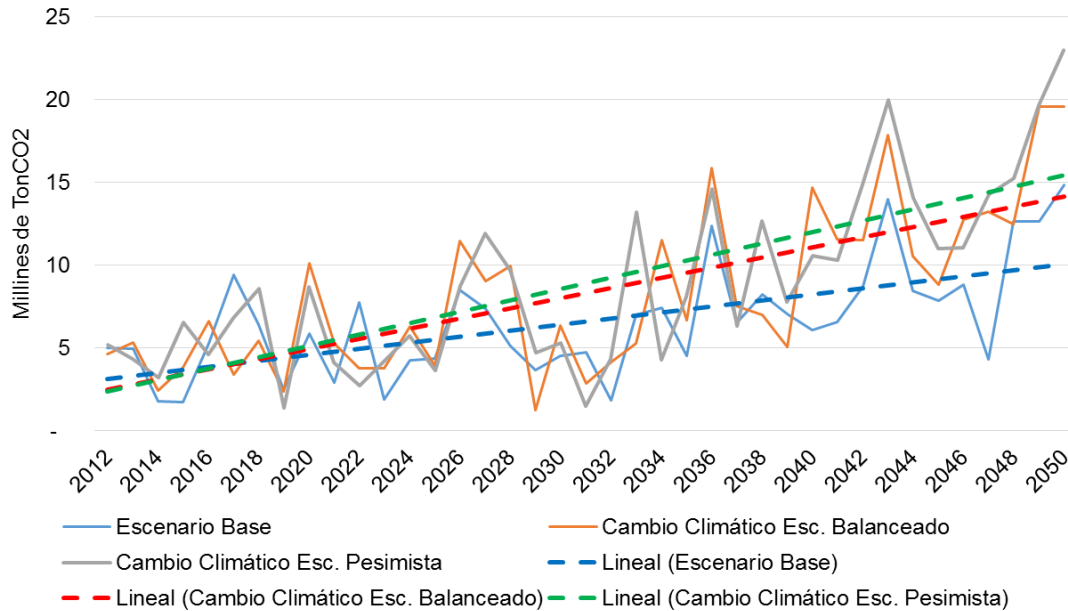
Costo de inversión/kw térmicas a gas: USD\$550 / kW instalado

Costo de inversión/kw térmicas a carbón: USD\$1200 / kW instalado

6.4 CONSECUENCIA SOBRE LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

El cambio en los aportes hídricos del sistema no solo llevo a un cambio en el costo marginal de operación del sistema, sino también un cambio en la generación con otras tecnologías. En otras palabras, la disminución en los aporte llevo a que la generación térmica aumentara en ambos escenarios de cambio climático y como consecuencia de esto, también se presentó un aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero. Para el caso del **escenario balanceado de cambio climático**, hay una diferencia de un **39.8%** aproximadamente con respecto al escenario base para el **año 2050**; para el caso del **escenario pesimista de cambio climático**, la diferencia para el mismo año con respecto al escenario base es de un **52.4%** aproximadamente (ver Gráfica 6-4).

⁶ Los costos de inversión fueron consultados en el capítulo 3: Generación eléctrica de un documento del Perú. (Pontificia Universidad Católica del Perú, 2008), disponible en: <http://departamento.pucp.edu.pe/economia/images/documentos/LDE-2008-02-06.pdf>



Gráfica 6-4. Emisión ideal de gases de efecto invernadero por generación eléctrica con térmicas. Cálculos del consultor.

Las emisiones en ambos casos fueron estimadas con los siguientes factores de emisión:

Tabla 6-1. Factores de emisión de gases de efecto invernadero por tecnologías. Fuente UPME.

Tipo de Combustible	Plantas Generación Factor de emisión por Tecnología CO2 (TonCO2/MWh)
Gas Natural	0.55
Carbón	0.89

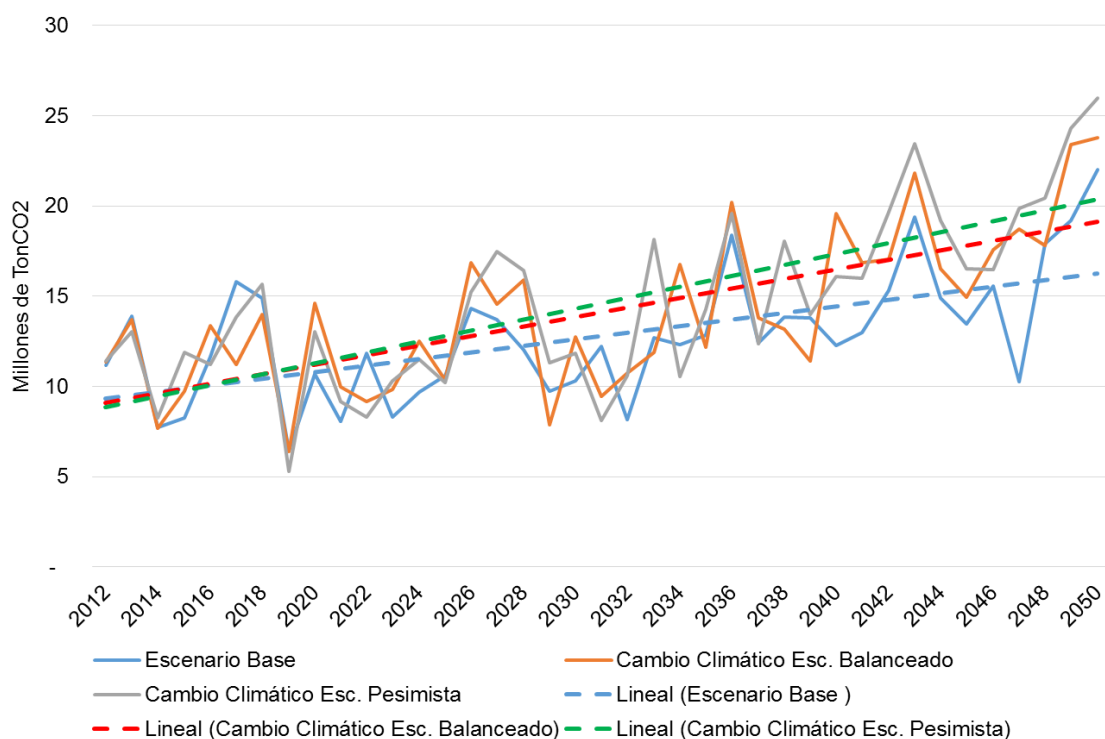
6.4.1 CONSECUENCIAS SOBRE LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO REAL

Cabe resaltar, que el despacho para la generación eléctrica que hace el SDDP es un despacho ideal, por ende las emisiones calculadas en el numeral anterior no tienen en cuenta las restricciones de la red eléctrica, zonas no interconectadas, ni autogeneración.

Para el caso de las restricciones de la red se debe tener en cuenta que para mantener la confiabilidad y operación de la misa, se deben poner a generar plantas por fuera de mérito. Este es el caso de las plantas de gas en la costa Atlántica,

donde saldría más económico cubrir la demanda de esta región con la generación hídrica del interior del país, pero llevar la energía eléctrica desde el interior a la costa colocaría en riesgo la operación de la red eléctrica, ya que las líneas, con las que cuenta actualmente, estarían sobrecargadas y por ende podrían fallar fácilmente.

Debido a esta situación, se estimó la generación real del sistema eléctrico para cada uno de los escenarios anteriores, teniendo en cuenta estas restricciones de la red y en base a los resultados obtenidos, se calcularon las emisiones de gases de efecto invernadero. Para el caso del **escenario balanceado de cambio climático**, hay una diferencia de un **17.2%** aproximadamente con respecto al escenario base para el **año 2050**; para el caso del **escenario pesimista de cambio climático**, la diferencia para el mismo año con respecto al escenario base es de un **24.7%** aproximadamente (ver Gráfica 6-5). A pesar de que la diferencia en cada uno de los escenarios es más pequeña que en el caso ideal, las emisiones en este caso tienen una magnitud mayor, en el Anexo 8 se encuentra los resultados que se obtuvieron para cada año.



Gráfica 6-5. Emisión real de gases de efecto invernadero por generación eléctrica con térmicas. Cálculos del consultor.

7. FUTUROS TRABAJOS

Al terminar este estudio se llegó a la conclusión que para poder hacer un análisis más completo sería conveniente desarrollar los siguientes trabajos:

- Como se pudo observar en los resultados del modelo, debido al cambio climático se puede presentar un mayor riesgo de abastecimiento del sector eléctrico, lo que implicaría realizar inversiones en nuevos proyectos de generación y obras de transmisión asociadas a fin de recuperar los niveles de confiabilidad que la normatividad señala. Un análisis económico de los costos de inversión y operación necesarios para adaptarse a las nuevas condiciones climáticas sería consecuente con el presente estudio.
- El software con el que se trabajó (SDDP) por su carácter probabilístico, para simular la operación del Sistema Eléctrico genera diversas condiciones hidrológicas sobre las cuales simula la operación óptima. La UPME tiene cuestionamientos sobre la veracidad de las series de caudales generadas por el SDDP para representar condiciones hidrológicas probables. Un segundo trabajo sería un análisis de la operación del sistema sobre series hidrológicas más fiables estadísticamente.
- Otro aspecto fundamental en la operación del sistema es la demanda de energía eléctrica. Debido a esto, se puede proponer hacer un estudio del comportamiento de la demanda bajo un escenario de cambio climático. Ya que un aumento en la temperatura, podría llevar a un mayor consumo de energía eléctrica para refrigeración y aire acondicionado.

ANEXO 1. ÓRGANOS DE REGULACIÓN, CONTROL Y PLANEACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

El sector eléctrico tiene órganos de regulación, control y planeación que se describen a continuación:

- **Comisión de regulación de energía y gas (CREG):** su objetivo principal consiste en asegurar una adecuada prestación del servicio de energía eléctrica al usuario en términos de calidad, oportunidad y costo. Para esto tiene la facultad de expedir reglas para promover la libre competencia en la generación, regular el uso de las redes de transmisión para garantizar el libre acceso de los agentes. También define la regulación de la tarifa para los usuarios regulados y las actividades que son monopolio natural.
- **Superintendencia de servicios públicos domiciliarios (SSPD):** se encarga de hacer el control y vigilancia.
- **Unidad de planeación minero energética (UPME):** se encarga de definir el plan de expansión de referencia del sector eléctrico para atender la demanda con criterios de uso eficiente de los recursos, cumpliendo con requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad del sistema, los cuales son definidos por el Ministerio de Minas y Energía. También se encarga de hacer proyecciones de demanda y el Plan Energético Nacional.

Otros órganos que también hacen parte de este mercado, son los que se encargan de la supervisión de la operación del Sistema Interconectado Nacional - SIN y la administración del Mercado de Energía Mayorista, los cuales son:

- **Centro Nacional de Despacho (CND):** se encarga de preparar el despacho de la generación y la coordinación de los distintos agentes de la operación del SIN, para que este tenga una operación económica, segura, confiable y de acuerdo al reglamento de operación.
- **Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC):** se encarga del registro de las fronteras comerciales y de los contratos a largo plazo, también de la liquidación, facturación, cobro y pago de las transacciones entre generadores y comercializadores.

Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional (LAC): se encarga de liquidar y facturar los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

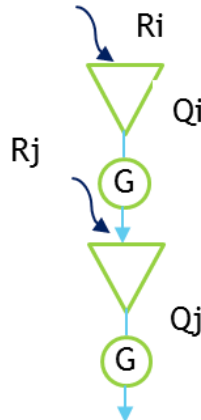
ANEXO 2. CALCULO DEL APORTE HIDRÁULICO EN ENERGÍA AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Un aspecto importante para las cadenas de generación hidráulica es el aporte de cada uno de los ríos que las alimentan. Observar cómo es su comportamiento mensual y qué tipo de estacionalidad tienen, permite saber qué cantidades de energía puedes generar y vender en bolsa. Por esta razón, el siguiente paso es mirar el aporte histórico de cada uno de los ríos. Se tomará información de NEÓN y del SDDP, con el propósito de determinar si en ambas fuentes se cuenta con la misma información.

Para poder cumplir con este objetivo, se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros:

- Aporte de los ríos (m³/s)
- Coeficiente de producción promedio (MW/m³/s)

Los aportes de agua en energía se calculan con la ecuación que se describe a continuación, la cual se explica de manera más clara con un ejemplo de dos embalses, tomando un supuesto donde los embalses no tienen vertimientos.



Gráfica A.2-1. Diagrama de ejemplo de dos embalses para describir el cálculo de energía que entra a la cadena.

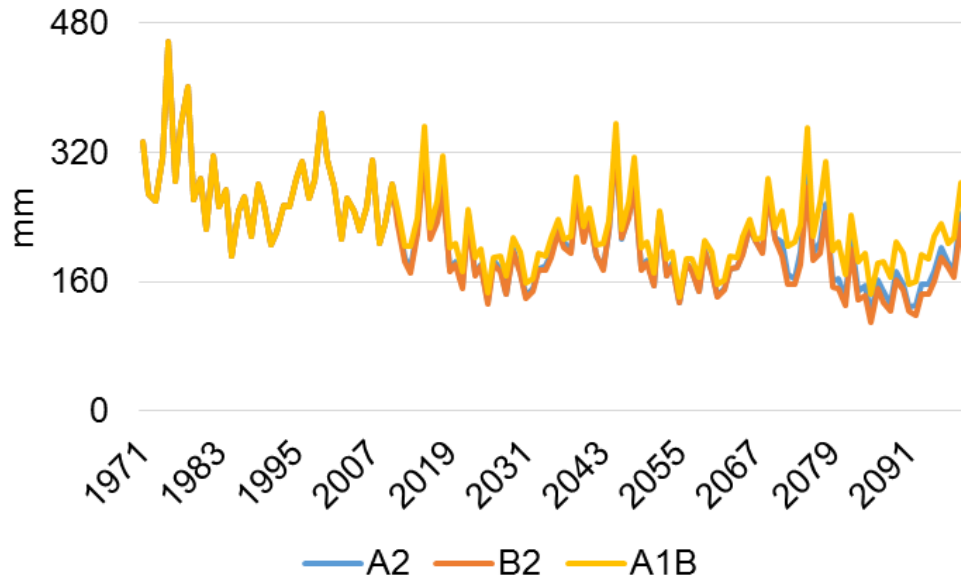
Se supone Vertimientos = 0

$$\text{Energía total aportada}_{ij} = [r_i(C_i + C_j) + r_j C_j] * t$$

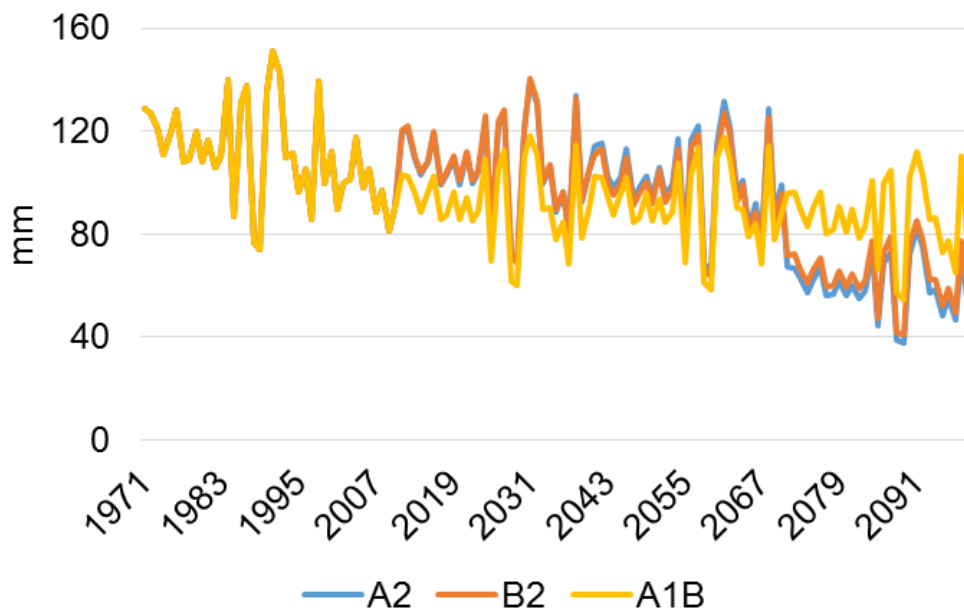
Donde R = aportes de los ríos y Q = Factor de generación

ANEXO 3. PROYECCIÓN DE PRECIPITACIONES IDEAM DE LAS REGIONES DE INTERÉS

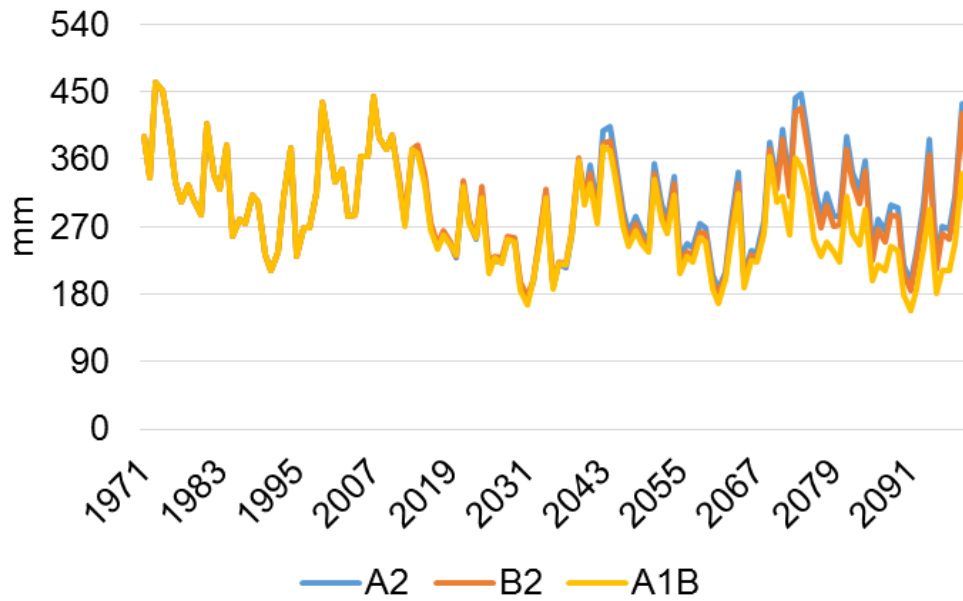
Antioquia



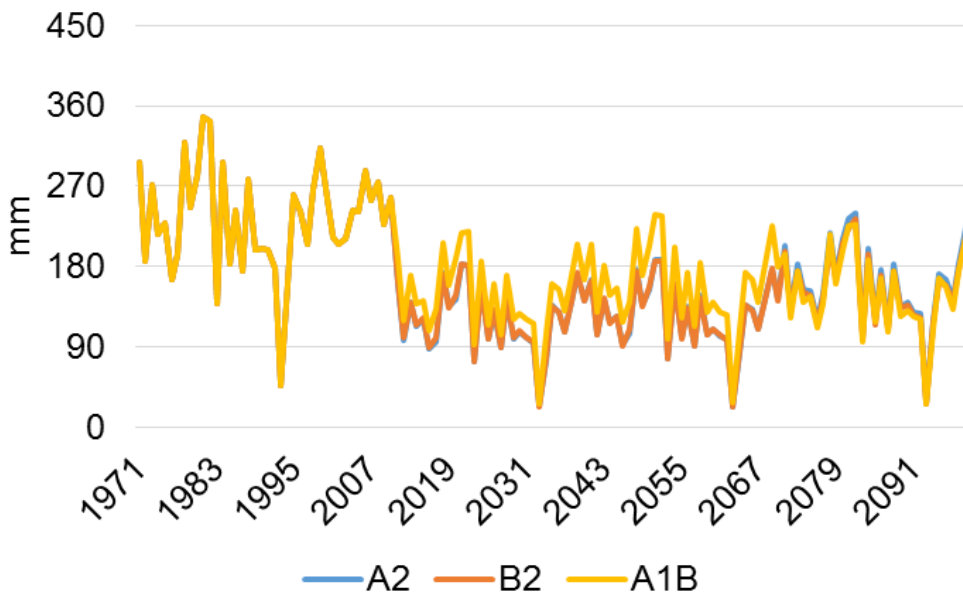
Boyacá



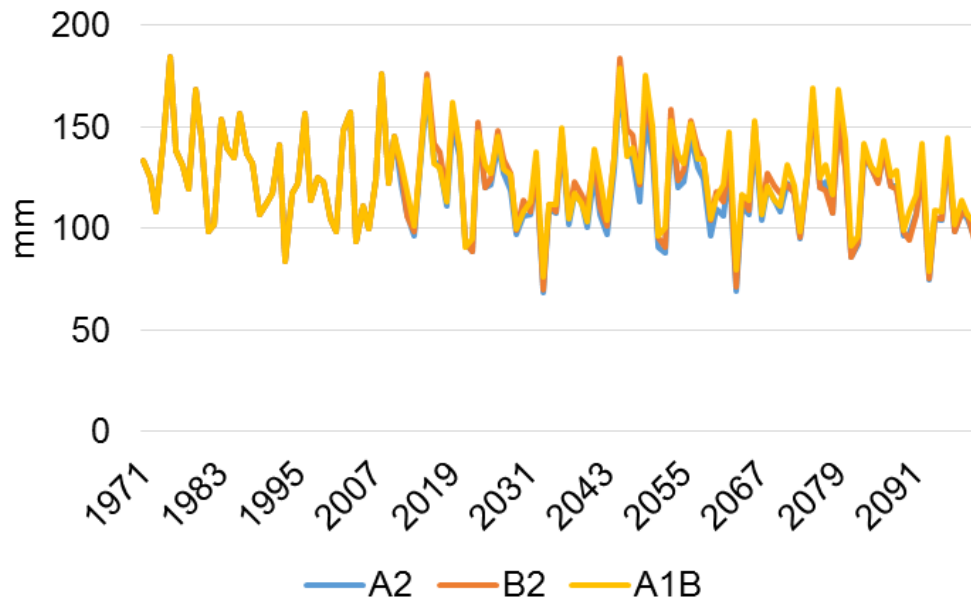
Caldas



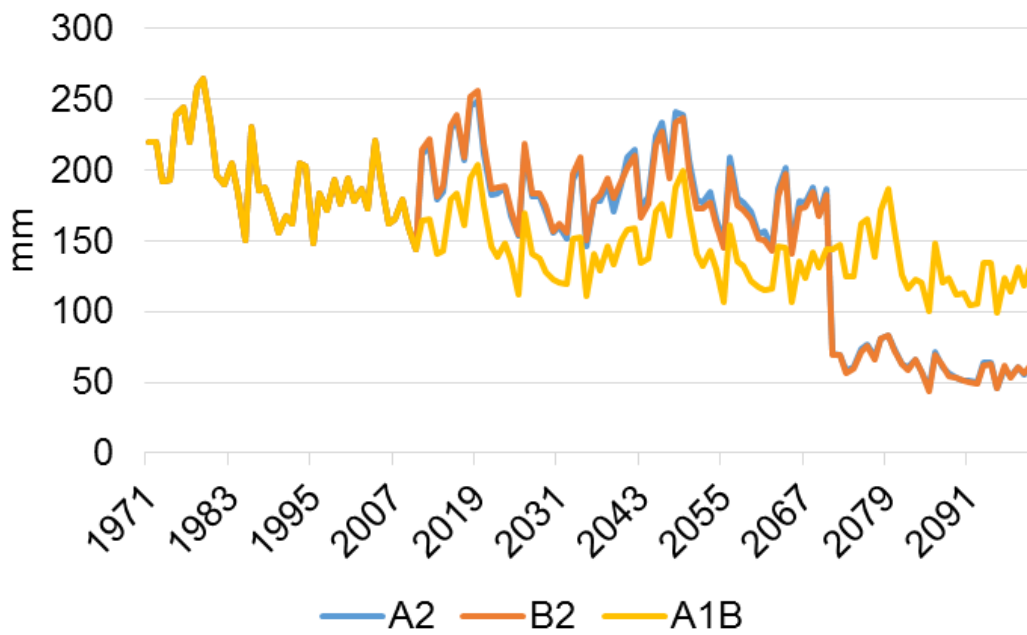
Cauca



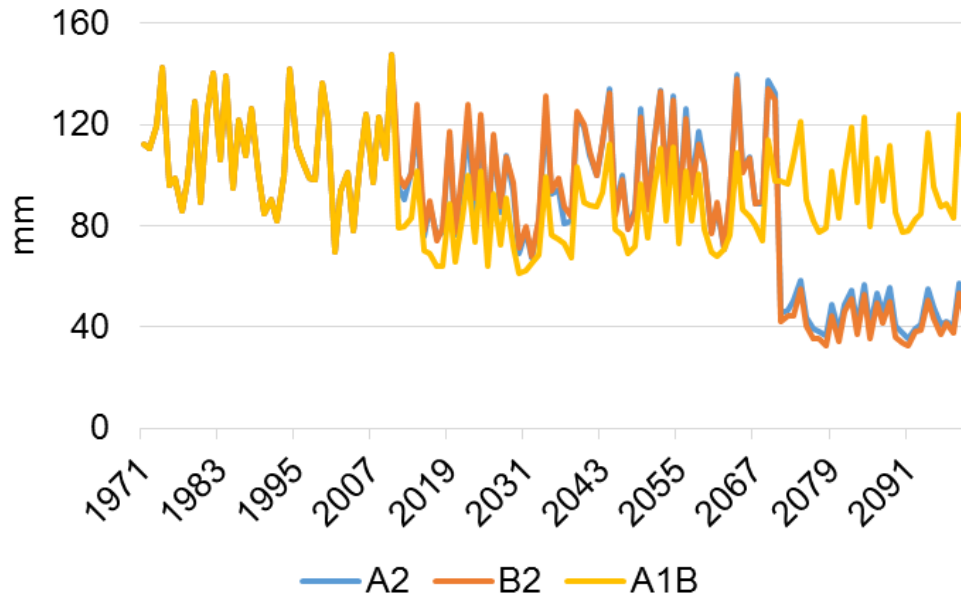
Córdoba



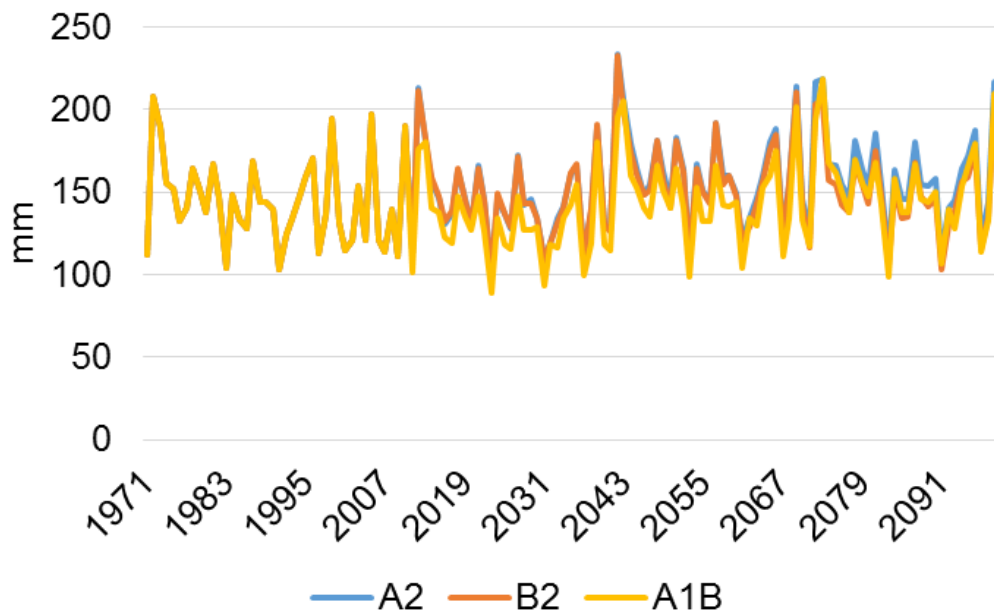
Cundinamarca



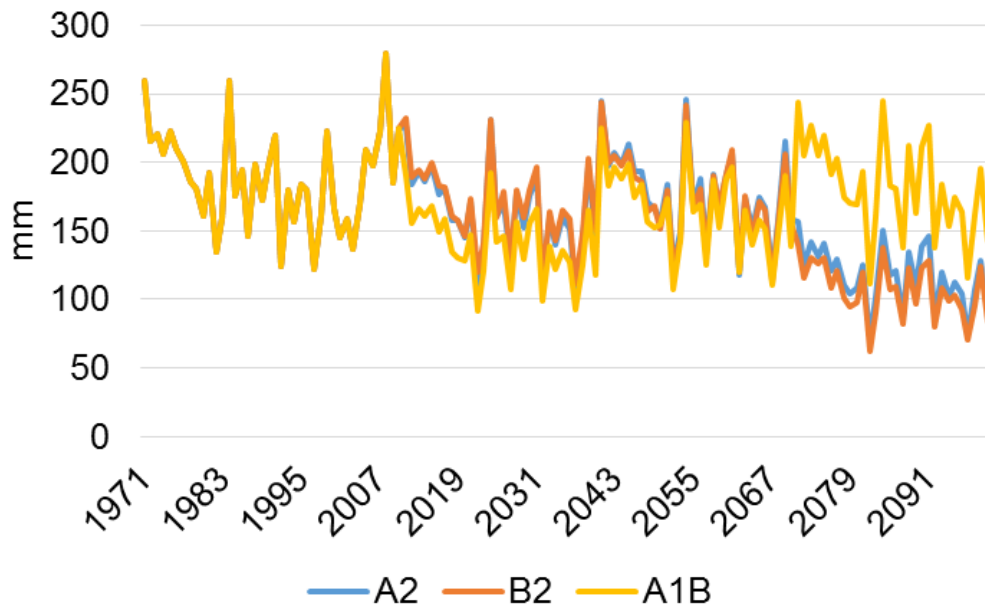
Huila



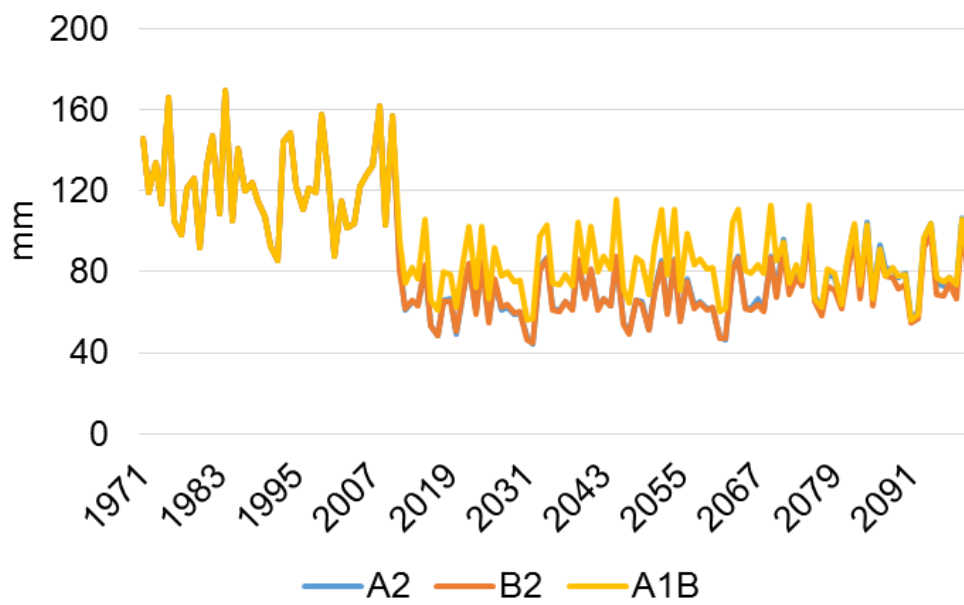
Santander



Tolima



Valle del Cauca



ANEXO 4. PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA

A continuación se muestran los resultados de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima.

Proyección de demanda de energía eléctrica:

GWh/ año	Esc. Medio
1975	11,090
1976	12,334
1977	13,930
1978	15,899
1979	17,554
1980	18,985
1981	19,226
1982	21,045
1983	22,455
1984	24,060
1985	25,292
1986	27,055
1987	29,014
1988	30,612
1989	32,023
1990	33,506
1991	34,615
1992	31,071
1993	36,326
1994	39,120
1995	41,382
1996	42,100
1997	43,101
1998	43,240
1999	41,503
2000	42,246
2001	43,215
2002	44,499
2003	45,768
2004	47,017
2005	48,829
2006	50,815
2007	52,851

2008	53,916
2009	54,679
2010	56,148
2011	57,160
2012	59,367
2013	61,684
2014	64,386
2015	67,747
2016	71,083
2017	73,289
2018	75,400
2019	78,395
2020	80,834
2021	83,309
2022	85,817
2023	88,438
2024	91,124
2025	93,851
2026	96,580
2027	99,355
2028	102,202
2029	105,135
2030	108,163
2031	111,292
2032	114,493
2033	117,762
2034	121,095
2035	124,489
2036	127,938
2037	131,439
2038	134,987
2039	138,575
2040	142,199
2041	145,853
2042	149,530
2043	153,223
2044	156,927

2045	160,634
2046	164,338
2047	168,031
2048	171,707
2049	175,359
2050	178,981
2051	182,565

2029	15,808
2030	16,263
2031	16,732
2032	17,179
2033	17,627
2034	18,164
2035	18,549
2036	19,020
2037	19,584
2038	20,113
2039	20,648
2040	21,188
2041	21,586
2042	22,130
2043	22,677
2044	23,225
2045	23,774
2046	24,158
2047	24,701
2048	25,241
2049	25,778
2050	26,310
2051	26,837

Proyección de potencia máxima:

MW	Esc. Medio
1999	7,345
2000	7,617
2001	7,783
2002	8,018
2003	8,050
2004	8,332
2005	8,639
2006	8,762
2007	9,093
2008	9,079
2009	9,290
2010	8,946
2011	9,295
2012	9,504
2013	9,687
2014	9,858
2015	10,268
2016	10,755
2017	11,059
2018	11,362
2019	11,804
2020	12,166
2021	12,536
2022	12,911
2023	13,304
2024	13,707
2025	14,116
2026	14,525
2027	14,941
2028	15,368

ANEXO 5. CAPACIDAD INSTALADA Y CARACTERÍSTICAS DE EMBALSES DE NUEVOS PROYECTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA EL PERIODO 2027-2050

A.5.1 CAPACIDAD INSTALADA:

Tabla A.5-1. Capacidad de Nuevos proyectos Hidráulicos para el periodo 2027-2050 [MW]

Año	Costa Atlántica	Noroccidente - Antioquia	Centro - Cundinamarca y Boyacá	Nororiente - Santander y Casanare	CQR - Caldas, Quindío y Risaralda	Tolima y Huila	Suroccidente - Valle del Cauca y Cauca
2027		800		50		100	
2028							
2029			400		50		50
2030							
2031		800		50		100	
2032							
2033	50		400		50		50
2034							
2035		800		50		100	
2036							
2037			400		100		100
2038							
2039	150	1000		100		100	
2040							
2041			500		100		100
2042							
2043		1000		180		250	
2044							
2045	150		500		100		100
2046							
2047		1200		180		250	
2048							
2049			500		150		180
2050							

Tabla A.5-2. Capacidad de nuevos proyectos Térmicos a Gas para el periodo 2027-2050 [MW]

Año	Costa Atlántica	Noroccidente - Antioquia	Centro - Cundinamarca y Boyacá	Nororiente - Santander y Casanare	CQR - Caldas, Quindío y Risaralda	Tolima y Huila	Suroccidente - Valle del Cauca y Cauca
2027							
2028	400	90		90	20		90
2029							
2030							
2031							
2032	550	90		100			90
2033							
2034							
2035							
2036	550	100		100	20		90
2037							
2038							
2039							
2040	650	100		150			90
2041							
2042							
2043							
2044	650	100		150	20		90
2045							
2046							
2047							
2048	650	100		150			90
2049							
2050							

Tabla A.5-3. Capacidad de nuevos proyectos Térmicos a Carbón para el periodo 2027-2050 [MW]

Año	Costa Atlántica	Noroccidente - Antioquia	Centro - Cundinamarca y Boyacá	Nororiente - Santander y Casanare	CQR - Caldas, Quindío y Risaralda	Tolima y Huila	Suroccidente - Valle del Cauca y Cauca
2027							
2028							
2029	40		50	30			
2030							
2031							
2032							
2033	40		50	30			
2034							
2035							
2036							
2037	40		50	30			
2038							
2039							
2040							
2041	40		60	30			
2042							
2043							
2044							
2045	50		60	40			
2046							
2047							
2048							
2049	50		60	40			
2050							

Tabla A.5-4. Capacidad de nuevos proyectos de Menores para el periodo 2027-2050 [MW]

Año	Costa Atlántica	Noroccidente - Antioquia	Centro - Cundinamarca y Boyacá	Nororiente - Santander y Casanare	CQR - Caldas, Quindío y Risaralda	Tolima y Huila	Suroccidente - Valle del Cauca y Cauca
2027	5		10		2		10
2028		20		5		2	
2029			10		2		10
2030		20		5		2	
2031			10		2		10
2032		20		5		2	
2033			10		2		10
2034		20		5		2	
2035	5		20		2		10
2036		20		5		2	
2037			20		2		10
2038		20		5		2	
2039			20		5		10
2040		20		5		2	
2041			20		5		10
2042		20		10		2	
2043	5		20		5		15
2044		20		10		2	
2045			20		5		15
2046		30		10		5	
2047			20		5		15
2048		30		10		5	
2049			20		5		15
2050		30		10		5	

A.5.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS EMBALSES DE LAS NUEVAS PLANTAS HIDRÁULICAS

Tabla A.5-5. Características de los Embalses de las Nuevas Plantas Hidráulicas para el Periodo 2027-2050

MW	m3/s	# Días	Hm3
Cap. Inst	Apor. Aprox. Prom	Operación sin aportes	Vol. Embal
50	5.24	2.05	1.21
150	15.71	6.14	10.89
250	26.18	10.23	30.26
800	83.79	32.73	309.88
1000	104.74	40.91	484.18
1200	125.68	49.09	697.23
400	41.89	16.36	77.47
500	52.37	20.45	121.05
100	10.47	4.09	4.84
180	18.85	7.36	15.69

ANEXO 6. PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES (GAS NATURAL Y CARBÓN)

A.6.1 PROYECCIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL

Tabla A.6-1. Proyección de precios de Gas natural en la Costa Caribe [US\$/MBTU]

	Gas costa											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2000	1.08	1.68	1.67	1.67	1.67	1.66	1.65	1.84	1.83	1.83	1.82	1.83
2001	1.81	2.04	2.03	2.03	2.02	2.01	2.02	1.55	1.54	1.55	1.55	1.56
2002	1.56	1.33	1.32	1.32	1.32	1.31	1.31	1.71	1.7	1.7	1.7	1.7
2003	1.7	2.08	2.07	2.07	2.08	2.08	2.07	1.89	1.88	1.88	1.89	1.89
2004	1.88	1.93	1.92	1.91	1.9	1.9	1.9	1.88	1.87	1.86	1.86	1.87
2005	1.86	1.93	1.91	1.9	1.9	1.9	1.89	2.57	2.54	2.54	2.56	2.57
2006	3.24	3.24	3.22	3.19	3.18	3.17	3.16	3.21	3.22	3.24	3.24	3.24
2007	3.23	2.73	2.7	2.69	2.67	2.67	2.67	3.15	3.14	3.13	3.11	3.11
2008	3.1	4.12	4.08	4.06	4.03	3.99	3.97	5.36	5.37	5.42	5.53	5.59
2009	5.56	3.69	3.68	3.67	3.66	3.63	3.64	3.03	3.02	3.02	3.02	3.02
2010	3.01	4.23	4.22	4.21	4.21	4.21	4.21	4.33	4.32	4.32	4.32	4.31
2011	4.29	4.53	4.49	4.46	4.44	4.44	4.44	6.05	6.04	6.05	6.06	6.07
2012	6.04	6.02	5.97	5.95	5.96	5.97	5.98	6.19	6.16	6.16	6.19	6.21
2013	6.19	6.05	6.05	6.05	6.05	6.05	6.05	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
2014	7.02	6.72	6.4	6.29	6.32	6.39	6.31	6.39	6.4	6.53	6.63	6.83
2015	6.68	6.68	6.68	6.68	6.68	6.68	6.68	6.68	6.68	6.68	6.68	6.68
2016	6.72	6.8	6.87	6.94	7.02	7.09	7.17	7.25	7.33	7.41	7.49	7.57
2017	7.45	7.47	7.49	7.51	7.53	7.56	7.58	7.6	7.62	7.65	7.67	7.69
2018	7.69	7.73	7.77	7.81	7.86	7.9	7.94	7.99	8.03	8.08	8.12	8.17
2019	8.16	8.15	8.15	8.14	8.13	8.12	8.12	8.11	8.1	8.1	8.09	8.11
2020	8.13	8.15	8.17	8.19	8.21	8.23	8.25	8.27	8.29	8.31	8.33	8.37
2021	8.4	8.43	8.47	8.5	8.53	8.57	8.6	8.63	8.67	8.7	8.74	8.75
2022	8.76	8.78	8.79	8.8	8.82	8.83	8.84	8.86	8.87	8.88	8.9	8.91
2023	8.92	8.93	8.94	8.95	8.96	8.97	8.98	8.99	9	9.01	9.02	9.03
2024	9.04	9.05	9.06	9.07	9.08	9.09	9.1	9.11	9.12	9.13	9.14	9.15
2025	9.17	9.18	9.19	9.21	9.22	9.23	9.25	9.26	9.27	9.29	9.3	9.31
2026	9.33	9.34	9.35	9.37	9.38	9.4	9.41	9.42	9.44	9.45	9.46	9.48
2027	9.49	9.51	9.52	9.53	9.55	9.56	9.58	9.59	9.6	9.62	9.63	9.65
2028	9.66	9.67	9.69	9.7	9.72	9.73	9.74	9.76	9.77	9.79	9.8	9.82
2029	9.83	9.84	9.86	9.87	9.89	9.9	9.92	9.93	9.95	9.96	9.98	9.99
2030	10	10.02	10.03	10.05	10.06	10.08	10.09	10.11	10.12	10.14	10.15	10.17
2031	10.18	10.2	10.21	10.23	10.24	10.26	10.27	10.29	10.3	10.32	10.33	10.35
2032	10.36	10.38	10.39	10.41	10.42	10.44	10.45	10.47	10.48	10.50	10.51	10.53
2033	10.55	10.57	10.59	10.62	10.64	10.66	10.68	10.70	10.73	10.75	10.77	10.79
2034	10.83	10.87	10.92	10.96	11.00	11.04	11.08	11.12	11.16	11.20	11.25	11.29
2035	11.33	11.37	11.42	11.46	11.51	11.55	11.60	11.64	11.69	11.73	11.78	11.82
2036	11.88	11.93	11.99	12.05	12.11	12.16	12.22	12.28	12.34	12.40	12.46	12.52
2037	12.57	12.62	12.68	12.73	12.78	12.84	12.89	12.94	13.00	13.05	13.11	13.16
2038	13.22	13.28	13.34	13.40	13.46	13.51	13.57	13.63	13.69	13.76	13.82	13.88
2039	13.90	13.93	13.95	13.98	14.01	14.03	14.06	14.09	14.11	14.14	14.16	14.19
2040	14.2	14.3	14.3	14.3	14.4	14.4	14.5	14.5	14.5	14.6	14.6	14.6
2041	14.7	14.7	14.8	14.8	14.8	14.9	14.9	15.0	15.0	15.1	15.1	15.1
2042	15.2	15.2	15.3	15.3	15.4	15.4	15.4	15.5	15.5	15.6	15.6	15.7
2043	15.7	15.8	15.8	15.9	15.9	16.0	16.0	16.0	16.1	16.1	16.2	16.2
2044	16.3	16.3	16.4	16.4	16.5	16.5	16.6	16.6	16.7	16.7	16.8	16.8
2045	16.9	17.0	17.0	17.1	17.1	17.2	17.2	17.3	17.3	17.4	17.4	17.5
2046	17.6	17.6	17.7	17.7	17.8	17.8	17.9	18.0	18.0	18.1	18.1	18.2
2047	18.2	18.3	18.4	18.4	18.5	18.5	18.6	18.7	18.7	18.8	18.9	18.9
2048	19.0	19.0	19.1	19.2	19.2	19.3	19.4	19.4	19.5	19.6	19.6	19.7
2049	19.8	19.8	19.9	20.0	20.0	20.1	20.2	20.3	20.3	20.4	20.5	20.5
2050	20.6	20.7	20.8	20.8	20.9	21.0	21.0	21.1	21.2	21.3	21.3	21.4

Tabla A.6-2. Proyección de precios de gas natural en el Interior del país [US\$/MBTU]

	Gas Interior											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2000	0.67	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04	1.04	1.15	1.15	1.14	1.14	1.14
2001	1.14	1.28	1.27	1.27	1.26	1.26	1.26	0.97	0.97	0.97	0.97	0.98
2002	0.97	0.83	0.83	0.82	0.82	0.82	0.82	1.07	1.07	1.06	1.06	1.07
2003	1.06	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.18	1.18	1.18	1.18	1.18
2004	1.18	1.21	1.2	1.2	1.19	1.19	1.19	1.18	1.17	1.17	1.17	1.17
2005	1.17	1.21	1.2	1.19	1.19	1.19	1.19	1.61	1.59	1.59	1.6	1.61
2006	2.03	2.03	2.02	2	1.99	1.99	1.98	2.01	2.02	2.03	2.03	2.03
2007	2.02	1.71	1.69	1.68	1.67	1.67	1.67	1.97	1.96	1.96	1.95	1.95
2008	1.94	2.58	2.56	2.54	2.52	2.5	2.48	3.36	3.36	3.4	3.46	3.5
2009	3.48	2.31	2.31	2.3	2.29	2.27	2.28	1.9	1.89	1.89	1.89	1.89
2010	1.89	2.65	2.64	2.64	2.63	2.64	2.64	2.71	2.71	2.7	2.7	2.7
2011	2.69	2.84	2.81	2.79	2.78	2.78	2.78	3.79	3.78	3.79	3.79	3.8
2012	3.79	3.77	3.74	3.73	3.73	3.74	3.74	3.88	3.86	3.86	3.88	3.89
2013	3.88	3.82	3.81	3.78	3.79	3.77	3.79	3.77	3.76	3.75	3.73	3.75
2014	5.05	4.98	4.8	4.73	4.75	4.79	4.74	4.79	4.8	4.87	4.93	5.05
2015	5.05	5.04	5.04	5.04	5.04	5.04	5.04	5.04	5.04	5.04	5.04	5.04
2016	5.08	5.13	5.17	5.21	5.26	5.3	5.35	5.39	5.44	5.49	5.53	5.58
2017	5.59	5.61	5.62	5.63	5.65	5.66	5.67	5.69	5.7	5.71	5.73	5.74
2018	5.76	5.79	5.82	5.84	5.87	5.89	5.92	5.95	5.97	7.23	7.21	7.2
2019	7.2	7.19	7.18	7.18	7.17	7.17	7.16	7.15	7.15	7.14	7.13	7.15
2020	7.17	7.19	7.21	7.23	7.24	7.26	7.28	7.3	7.32	7.34	7.36	7.39
2021	7.42	7.45	7.48	7.51	7.54	7.57	7.6	7.63	7.66	7.69	7.72	7.74
2022	7.75	7.76	7.77	7.78	7.8	7.81	7.82	7.83	7.85	7.86	7.87	7.88
2023	7.89	7.9	7.91	7.92	7.93	7.93	7.94	7.95	7.96	7.97	7.98	7.99
2024	8	8.01	8.02	8.03	8.04	8.04	8.05	8.06	8.07	8.08	8.09	8.1
2025	8.12	8.13	8.14	8.15	8.16	8.18	8.19	8.2	8.21	8.23	8.24	8.25
2026	8.26	8.27	8.29	8.3	8.31	8.32	8.34	8.35	8.36	8.37	8.39	8.4
2027	8.41	8.43	8.44	8.45	8.46	8.48	8.49	8.5	8.51	8.53	8.54	8.55
2028	8.57	8.58	8.59	8.6	8.62	8.63	8.64	8.66	8.67	8.68	8.7	8.71
2029	8.72	8.73	8.75	8.76	8.77	8.79	8.8	8.81	8.83	8.84	8.85	8.87
2030	8.88	8.89	8.91	8.92	8.93	8.95	8.96	8.97	8.99	9	9.01	9.03
2031	9.04	9.06	9.07	9.08	9.1	9.11	9.12	9.14	9.15	9.16	9.18	9.19
2032	9.20	9.22	9.23	9.24	9.26	9.27	9.28	9.30	9.31	9.32	9.34	9.35
2033	9.37	9.39	9.41	9.43	9.45	9.47	9.49	9.50	9.52	9.54	9.56	9.58
2034	9.62	9.66	9.69	9.73	9.76	9.80	9.84	9.87	9.91	9.95	9.98	10.02
2035	10.06	10.10	10.14	10.18	10.22	10.26	10.30	10.34	10.38	10.42	10.46	10.50
2036	10.55	10.60	10.65	10.70	10.75	10.80	10.85	10.90	10.96	11.01	11.06	11.11
2037	11.16	11.21	11.26	11.30	11.35	11.40	11.45	11.49	11.54	11.59	11.64	11.69
2038	11.74	11.79	11.84	11.89	11.95	12.00	12.05	12.11	12.16	12.21	12.27	12.32
2039	12.34	12.37	12.39	12.41	12.44	12.46	12.48	12.51	12.53	12.55	12.58	12.60
2040	12.63	12.67	12.70	12.73	12.76	12.80	12.83	12.86	12.90	12.93	12.96	13.00
2041	13.03	13.07	13.11	13.14	13.18	13.22	13.26	13.29	13.33	13.37	13.40	13.44
2042	13.48	13.52	13.56	13.60	13.64	13.68	13.72	13.76	13.80	13.83	13.87	13.91
2043	13.96	14.00	14.04	14.08	14.12	14.17	14.21	14.25	14.29	14.33	14.38	14.42
2044	14.46	14.51	14.55	14.60	14.64	14.69	14.73	14.78	14.82	14.87	14.91	14.96
2045	15.01	15.05	15.10	15.15	15.20	15.24	15.29	15.34	15.39	15.44	15.49	15.53
2046	15.58	15.63	15.68	15.74	15.79	15.84	15.89	15.94	15.99	16.04	16.09	16.15
2047	16.20	16.25	16.31	16.36	16.42	16.47	16.52	16.58	16.63	16.69	16.74	16.80
2048	16.86	16.91	16.97	17.03	17.08	17.14	17.20	17.26	17.32	17.38	17.43	17.49
2049	17.55	17.61	17.68	17.74	17.80	17.86	17.92	17.98	18.05	18.11	18.17	18.23
2050	18.30	18.36	18.43	18.49	18.56	18.62	18.69	18.75	18.82	18.89	18.95	19.02

A.6.2 PROYECCIÓN DE PRECIOS DE CARBÓN

Tabla A.6-3. Proyección de precios de carbón Gecelca [US\$/MBTU]

	Gecelca											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2000	1.28	1.25	1.26	1.24	1.28	1.21	1.23	1.26	1.28	1.39	1.33	1.29
2001	1.31	1.29	1.35	1.4	1.48	1.52	1.55	1.56	1.5	1.53	1.55	1.47
2002	1.47	1.58	1.48	1.49	1.44	1.42	1.43	1.43	1.33	1.37	1.36	1.3
2003	1.37	1.3	1.26	1.25	1.23	1.26	1.25	1.23	1.27	1.22	1.27	1.28
2004	1.36	1.36	1.47	1.38	1.38	1.48	1.59	1.58	1.58	1.77	1.83	1.74
2005	2.07	1.86	1.92	1.92	1.93	1.97	2.01	1.93	1.96	1.89	1.92	1.95
2006	1.96	1.94	1.93	1.96	1.86	1.94	1.84	1.86	1.9	2.03	1.98	1.89
2007	1.97	1.92	1.98	1.93	1.89	1.9	1.99	1.95	2	2.02	1.93	2.02
2008	2.11	2.48	2.39	2.54	2.7	2.67	2.87	2.85	3.12	3.05	3.51	6.23
2009	3.38	2.99	3.19	3.09	3.07	3.06	2.97	2.76	3.09	2.71	2.77	2.82
2010	3.05	2.75	3.02	3.01	2.89	2.97	2.83	3.03	2.89	3.02	3.16	3.07
2011	3.32	3.45	3.39	3.65	3.61	3.8	3.81	3.55	3.83	3.59	3.62	3.63
2012	3.61	3.7	3.65	3.59	3.5	3.3	3.41	3.31	3.42	3.37	3.39	3.41
2013	2.99	2.99	3	3	2.98	2.97	2.99	2.99	2.97	2.97	2.96	2.94
2014	3.01	3.03	3.03	3.03	3.02	3	3.03	3.02	3	3.01	3	2.99
2015	2.99	2.99	2.99	2.99	2.99	2.99	2.99	2.99	2.99	2.99	2.99	2.99
2016	2.99	3	3.01	3.01	3.02	3.03	3.03	3.04	3.05	3.05	3.06	3.07
2017	3.07	3.07	3.07	3.07	3.07	3.07	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08
2018	3.08	3.08	3.09	3.09	3.09	3.09	3.09	3.09	3.09	3.09	3.09	3.09
2019	3.09	3.09	3.09	3.09	3.09	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
2020	3.1	3.1	3.11	3.11	3.11	3.12	3.12	3.12	3.13	3.13	3.13	3.14
2021	3.14	3.14	3.15	3.15	3.15	3.16	3.16	3.16	3.17	3.17	3.17	3.18
2022	3.18	3.18	3.19	3.19	3.2	3.2	3.21	3.21	3.22	3.22	3.23	3.23
2023	3.24	3.24	3.24	3.25	3.25	3.25	3.26	3.26	3.27	3.27	3.27	3.28
2024	3.28	3.28	3.29	3.29	3.29	3.3	3.3	3.3	3.31	3.31	3.31	3.32
2025	3.32	3.33	3.33	3.33	3.34	3.34	3.34	3.35	3.35	3.35	3.36	3.36
2026	3.36	3.37	3.37	3.38	3.38	3.38	3.39	3.39	3.4	3.4	3.4	3.41
2027	3.41	3.41	3.42	3.42	3.42	3.43	3.43	3.43	3.44	3.44	3.44	3.45
2028	3.45	3.46	3.46	3.46	3.47	3.47	3.47	3.48	3.48	3.48	3.49	3.49
2029	3.49	3.5	3.5	3.5	3.51	3.51	3.52	3.52	3.52	3.53	3.53	3.54
2030	3.54	3.54	3.55	3.55	3.56	3.56	3.56	3.57	3.57	3.58	3.58	3.58
2031	3.59	3.59	3.59	3.6	3.6	3.6	3.61	3.61	3.61	3.62	3.62	3.62
2032	3.62	3.63	3.63	3.64	3.64	3.64	3.65	3.65	3.66	3.66	3.66	3.67
2033	3.67	3.68	3.68	3.69	3.69	3.70	3.70	3.71	3.71	3.72	3.72	3.73
2034	3.74	3.75	3.76	3.77	3.78	3.79	3.80	3.81	3.82	3.83	3.84	3.85
2035	3.86	3.87	3.89	3.90	3.91	3.93	3.94	3.95	3.97	3.98	3.99	4.01
2036	4.02	4.04	4.06	4.07	4.09	4.11	4.12	4.14	4.15	4.17	4.19	4.20
2037	4.22	4.24	4.26	4.27	4.29	4.31	4.33	4.34	4.36	4.38	4.40	4.42
2038	4.43	4.45	4.47	4.49	4.50	4.52	4.54	4.56	4.58	4.59	4.61	4.63
2039	4.64	4.65	4.67	4.68	4.69	4.70	4.72	4.73	4.74	4.75	4.77	4.78
2040	4.79	4.80	4.81	4.81	4.82	4.83	4.84	4.85	4.86	4.87	4.88	4.89
2041	4.90	4.91	4.92	4.93	4.95	4.96	4.97	4.98	4.99	5.00	5.01	5.03
2042	5.04	5.05	5.06	5.08	5.09	5.10	5.11	5.13	5.14	5.15	5.16	5.18
2043	5.19	5.20	5.22	5.23	5.24	5.26	5.27	5.28	5.30	5.31	5.32	5.34
2044	5.35	5.37	5.38	5.40	5.41	5.42	5.44	5.45	5.47	5.48	5.50	5.51
2045	5.53	5.54	5.56	5.57	5.59	5.60	5.62	5.63	5.65	5.66	5.68	5.69
2046	5.71	5.73	5.74	5.76	5.77	5.79	5.81	5.82	5.84	5.86	5.87	5.89
2047	5.91	5.92	5.94	5.96	5.98	5.99	6.01	6.03	6.04	6.06	6.08	6.10
2048	6.12	6.13	6.15	6.17	6.19	6.21	6.23	6.24	6.26	6.28	6.30	6.32
2049	6.34	6.36	6.38	6.40	6.42	6.43	6.45	6.47	6.49	6.51	6.53	6.55
2050	6.57	6.59	6.62	6.64	6.66	6.68	6.70	6.72	6.74	6.76	6.78	6.80

Tabla A.6-4. Proyección de precios de carbón Tasajero [US\$/MBTU]

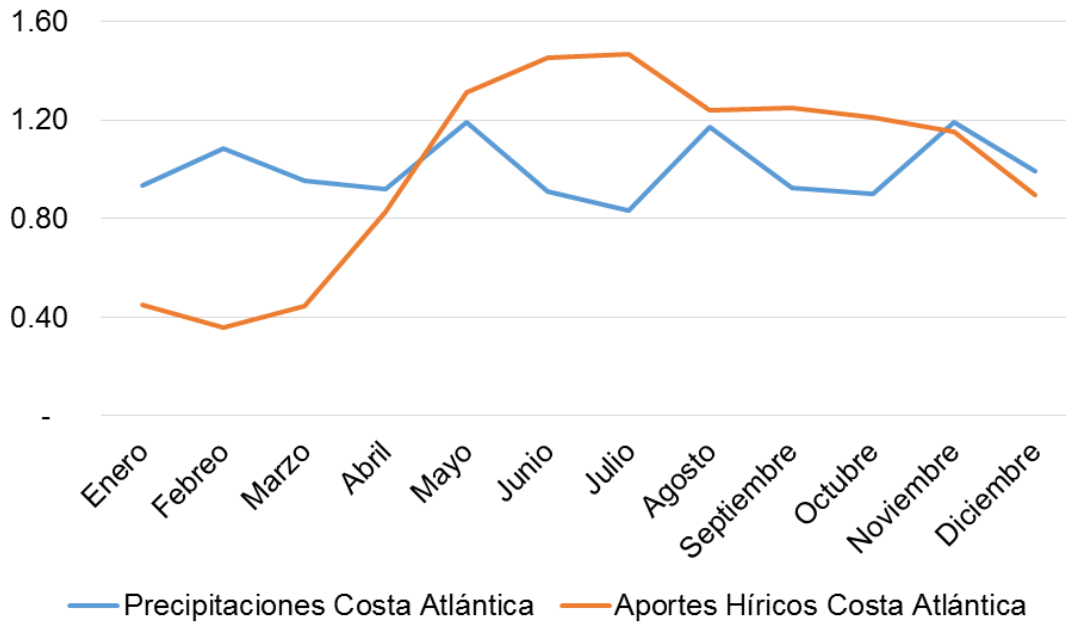
	Tasajero											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2000	1.07	1.05	1.06	1.04	1.07	1.01	1.03	1.05	1.08	1.16	1.12	1.08
2001	1.1	1.09	1.14	1.17	1.24	1.28	1.3	1.31	1.26	1.29	1.3	1.23
2002	1.24	1.33	1.24	1.25	1.21	1.19	1.2	1.2	1.12	1.15	1.14	1.09
2003	1.15	1.09	1.06	1.05	1.03	1.06	1.05	1.03	1.06	1.03	1.07	1.07
2004	1.14	1.14	1.23	1.16	1.16	1.24	1.33	1.32	1.33	1.49	1.53	1.46
2005	1.73	1.56	1.61	1.61	1.62	1.65	1.69	1.62	1.64	1.59	1.61	1.64
2006	1.65	1.63	1.62	1.65	1.56	1.63	1.55	1.56	1.59	1.71	1.66	1.58
2007	1.65	1.61	1.66	1.62	1.59	1.6	1.67	1.64	1.68	1.7	1.62	1.69
2008	1.77	2.08	2	2.13	2.26	2.24	2.41	2.39	2.62	2.56	2.94	5.23
2009	2.83	2.51	2.67	2.59	2.58	2.57	2.49	2.32	2.6	2.27	2.32	2.37
2010	2.56	2.31	2.53	2.53	2.43	2.5	2.37	2.54	2.43	2.53	2.65	2.58
2011	2.78	2.9	2.84	3.06	3.03	3.19	3.2	2.98	3.22	3.01	3.04	3.04
2012	3.03	3.11	3.06	3.01	2.93	2.77	2.86	2.78	2.87	2.83	2.85	2.86
2013	2.51	2.51	2.52	2.52	2.5	2.49	2.51	2.51	2.49	2.49	2.48	2.47
2014	2.53	2.55	2.55	2.55	2.54	2.52	2.55	2.54	2.52	2.53	2.52	2.51
2015	2.51	2.51	2.51	2.51	2.51	2.51	2.51	2.51	2.51	2.51	2.51	2.51
2016	2.51	2.52	2.52	2.53	2.53	2.54	2.55	2.55	2.56	2.56	2.57	2.57
2017	2.57	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.58	2.59	2.59	2.59
2018	2.59	2.59	2.59	2.59	2.59	2.59	2.59	2.59	2.59	2.59	2.6	2.6
2019	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
2020	2.6	2.61	2.61	2.61	2.61	2.62	2.62	2.62	2.62	2.63	2.63	2.63
2021	2.64	2.64	2.64	2.64	2.65	2.65	2.65	2.65	2.66	2.66	2.66	2.67
2022	2.67	2.67	2.68	2.68	2.68	2.69	2.69	2.7	2.7	2.7	2.71	2.71
2023	2.72	2.72	2.72	2.73	2.73	2.73	2.73	2.74	2.74	2.74	2.75	2.75
2024	2.75	2.76	2.76	2.76	2.76	2.77	2.77	2.77	2.78	2.78	2.78	2.78
2025	2.79	2.79	2.79	2.8	2.8	2.8	2.81	2.81	2.81	2.81	2.82	2.82
2026	2.82	2.83	2.83	2.83	2.84	2.84	2.84	2.85	2.85	2.85	2.86	2.86
2027	2.86	2.86	2.87	2.87	2.87	2.88	2.88	2.88	2.88	2.89	2.89	2.9
2028	2.9	2.9	2.9	2.91	2.91	2.91	2.91	2.92	2.92	2.92	2.93	2.93
2029	2.93	2.93	2.94	2.94	2.94	2.95	2.95	2.95	2.96	2.96	2.96	2.97
2030	2.97	2.97	2.98	2.98	2.98	2.99	2.99	2.99	3	3	3.01	3.01
2031	3.01	3.01	3.02	3.02	3.02	3.02	3.03	3.03	3.03	3.03	3.04	3.04
2032	3.04	3.04	3.04	3.04	3.04	3.04	3.04	3.04	3.04	3.04	3.04	3.04
2033	3.05	3.05	3.06	3.06	3.07	3.07	3.08	3.08	3.09	3.09	3.10	3.10
2034	3.11	3.12	3.13	3.14	3.15	3.16	3.17	3.17	3.18	3.19	3.20	3.21
2035	3.22	3.23	3.25	3.26	3.27	3.28	3.29	3.31	3.32	3.33	3.34	3.35
2036	3.37	3.38	3.40	3.41	3.43	3.44	3.46	3.47	3.48	3.50	3.51	3.53
2037	3.54	3.56	3.57	3.59	3.61	3.62	3.64	3.65	3.67	3.68	3.70	3.72
2038	3.73	3.75	3.76	3.78	3.79	3.81	3.83	3.84	3.86	3.87	3.89	3.91
2039	3.92	3.93	3.94	3.95	3.96	3.98	3.99	4.00	4.01	4.02	4.03	4.04
2040	4.05	4.06	4.07	4.08	4.09	4.10	4.11	4.11	4.12	4.13	4.14	4.15
2041	4.16	4.17	4.18	4.19	4.20	4.21	4.22	4.23	4.25	4.26	4.27	4.28
2042	4.29	4.30	4.31	4.32	4.34	4.35	4.36	4.37	4.38	4.40	4.41	4.42
2043	4.43	4.44	4.46	4.47	4.48	4.49	4.51	4.52	4.53	4.54	4.56	4.57
2044	4.58	4.60	4.61	4.62	4.64	4.65	4.66	4.68	4.69	4.70	4.72	4.73
2045	4.75	4.76	4.77	4.79	4.80	4.82	4.83	4.84	4.86	4.87	4.89	4.90
2046	4.92	4.93	4.95	4.96	4.98	4.99	5.01	5.02	5.04	5.05	5.07	5.09
2047	5.10	5.12	5.13	5.15	5.17	5.18	5.20	5.21	5.23	5.25	5.26	5.28
2048	5.30	5.31	5.33	5.35	5.36	5.38	5.40	5.42	5.43	5.45	5.47	5.49
2049	5.50	5.52	5.54	5.56	5.58	5.60	5.61	5.63	5.65	5.67	5.69	5.71
2050	5.73	5.75	5.76	5.78	5.80	5.82	5.84	5.86	5.88	5.90	5.92	5.94

Tabla A.6-5. Proyección de precios de carbón Zipa [US\$/MBTU]

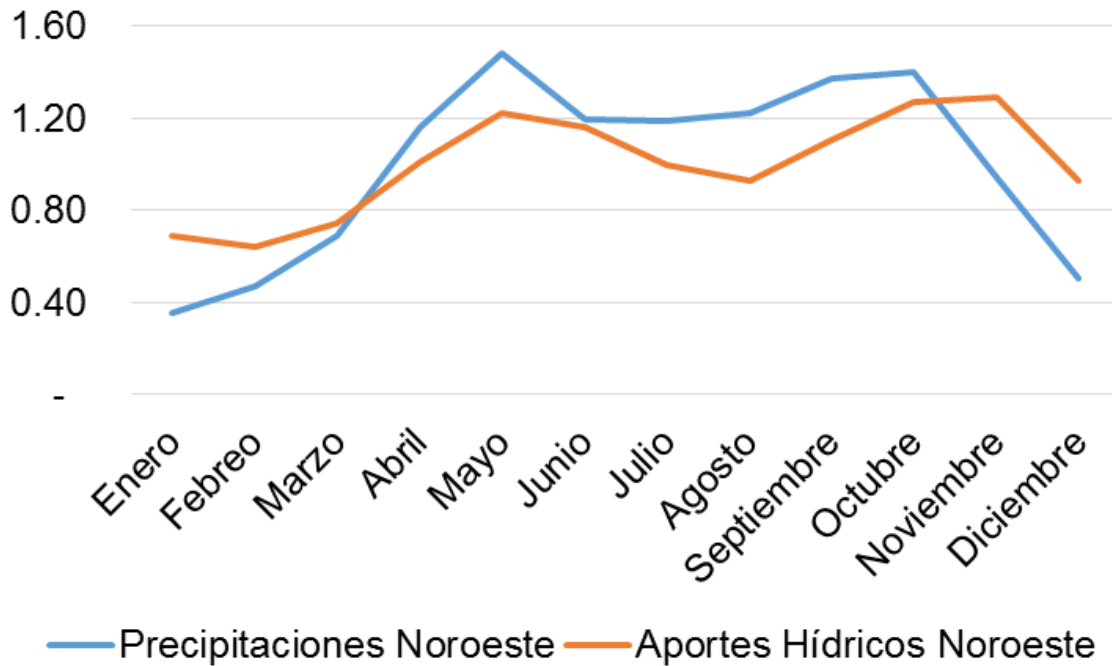
	Zipa											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2000	1.35	1.33	1.34	1.31	1.36	1.28	1.31	1.33	1.36	1.47	1.41	1.37
2001	1.39	1.37	1.44	1.48	1.57	1.61	1.65	1.66	1.59	1.62	1.65	1.56
2002	1.56	1.68	1.57	1.58	1.53	1.51	1.52	1.52	1.41	1.45	1.44	1.38
2003	1.46	1.38	1.33	1.33	1.31	1.34	1.32	1.3	1.34	1.3	1.35	1.35
2004	1.45	1.44	1.56	1.46	1.47	1.57	1.68	1.67	1.68	1.88	1.94	1.85
2005	2.19	1.97	2.04	2.04	2.05	2.09	2.14	2.04	2.08	2	2.04	2.07
2006	2.08	2.05	2.05	2.08	1.98	2.06	1.95	1.97	2.01	2.16	2.1	2
2007	2.09	2.03	2.1	2.05	2.01	2.02	2.11	2.07	2.13	2.15	2.05	2.14
2008	2.24	2.63	2.53	2.69	2.86	2.84	3.04	3.02	3.31	3.24	3.72	6.61
2009	3.58	3.17	3.38	3.28	3.26	3.25	3.15	2.93	3.28	2.87	2.94	2.99
2010	3.23	2.92	3.2	3.19	3.07	3.15	3	3.21	3.07	3.2	3.35	3.26
2011	3.52	3.66	3.59	3.87	3.83	4.03	4.05	3.76	4.07	3.8	3.84	3.85
2012	3.83	3.93	3.87	3.81	3.71	3.5	3.61	3.51	3.63	3.57	3.6	3.62
2013	3.17	3.17	3.19	3.19	3.16	3.15	3.17	3.17	3.15	3.15	3.14	3.12
2014	3.19	3.22	3.22	3.22	3.21	3.18	3.22	3.21	3.18	3.19	3.18	3.17
2015	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17
2016	3.18	3.18	3.19	3.2	3.2	3.21	3.22	3.22	3.23	3.24	3.25	3.25
2017	3.25	3.26	3.26	3.26	3.26	3.26	3.26	3.26	3.27	3.27	3.27	3.27
2018	3.27	3.27	3.27	3.27	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28
2019	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.29	3.29	3.29
2020	3.29	3.29	3.3	3.3	3.3	3.31	3.31	3.31	3.32	3.32	3.33	3.33
2021	3.33	3.34	3.34	3.34	3.35	3.35	3.35	3.36	3.36	3.36	3.37	3.37
2022	3.37	3.38	3.38	3.39	3.39	3.4	3.4	3.41	3.41	3.42	3.42	3.43
2023	3.43	3.44	3.44	3.44	3.45	3.45	3.46	3.46	3.46	3.47	3.47	3.48
2024	3.48	3.48	3.49	3.49	3.49	3.5	3.5	3.5	3.51	3.51	3.51	3.52
2025	3.53	3.53	3.53	3.54	3.54	3.54	3.55	3.55	3.55	3.56	3.56	3.56
2026	3.57	3.57	3.58	3.58	3.59	3.59	3.59	3.6	3.6	3.61	3.61	3.61
2027	3.62	3.62	3.62	3.63	3.63	3.64	3.64	3.64	3.65	3.65	3.65	3.66
2028	3.66	3.67	3.67	3.67	3.68	3.68	3.68	3.69	3.69	3.69	3.7	3.7
2029	3.71	3.71	3.71	3.72	3.72	3.73	3.73	3.73	3.74	3.74	3.75	3.75
2030	3.75	3.76	3.76	3.77	3.77	3.78	3.78	3.78	3.79	3.79	3.8	3.8
2031	3.81	3.81	3.81	3.82	3.82	3.82	3.83	3.83	3.83	3.84	3.84	3.84
2032	3.84	3.85	3.85	3.86	3.86	3.86	3.87	3.87	3.88	3.88	3.88	3.89
2033	3.89	3.90	3.90	3.91	3.91	3.92	3.92	3.93	3.94	3.94	3.95	3.95
2034	3.96	3.97	3.98	3.99	4.00	4.01	4.02	4.03	4.04	4.05	4.06	4.07
2035	4.09	4.10	4.12	4.13	4.14	4.16	4.17	4.19	4.20	4.21	4.23	4.24
2036	4.26	4.28	4.29	4.31	4.33	4.35	4.36	4.38	4.40	4.41	4.43	4.45
2037	4.47	4.49	4.50	4.52	4.54	4.56	4.58	4.60	4.61	4.63	4.65	4.67
2038	4.69	4.71	4.73	4.74	4.76	4.78	4.80	4.82	4.84	4.86	4.88	4.89
2039	4.91	4.92	4.93	4.95	4.96	4.97	4.98	5.00	5.01	5.02	5.04	5.05
2040	5.06	5.07	5.08	5.09	5.10	5.11	5.12	5.13	5.13	5.14	5.15	5.16
2041	5.17	5.19	5.20	5.21	5.22	5.23	5.25	5.26	5.27	5.28	5.29	5.31
2042	5.32	5.33	5.35	5.36	5.37	5.38	5.40	5.41	5.42	5.44	5.45	5.46
2043	5.48	5.49	5.51	5.52	5.53	5.55	5.56	5.58	5.59	5.60	5.62	5.63
2044	5.65	5.66	5.68	5.69	5.71	5.72	5.74	5.75	5.77	5.78	5.80	5.81
2045	5.83	5.84	5.86	5.87	5.89	5.91	5.92	5.94	5.95	5.97	5.99	6.00
2046	6.02	6.03	6.05	6.07	6.09	6.10	6.12	6.14	6.15	6.17	6.19	6.20
2047	6.22	6.24	6.26	6.28	6.29	6.31	6.33	6.35	6.37	6.38	6.40	6.42
2048	6.44	6.46	6.48	6.50	6.52	6.53	6.55	6.57	6.59	6.61	6.63	6.65
2049	6.67	6.69	6.71	6.73	6.75	6.77	6.79	6.81	6.83	6.85	6.87	6.89
2050	6.92	6.94	6.96	6.98	7.00	7.02	7.05	7.07	7.09	7.11	7.13	7.15

ANEXO 7. ESTACIONALIDAD DE PRECIPITACIONES Y APORTES HIDROLÓGICOS POR REGIONES

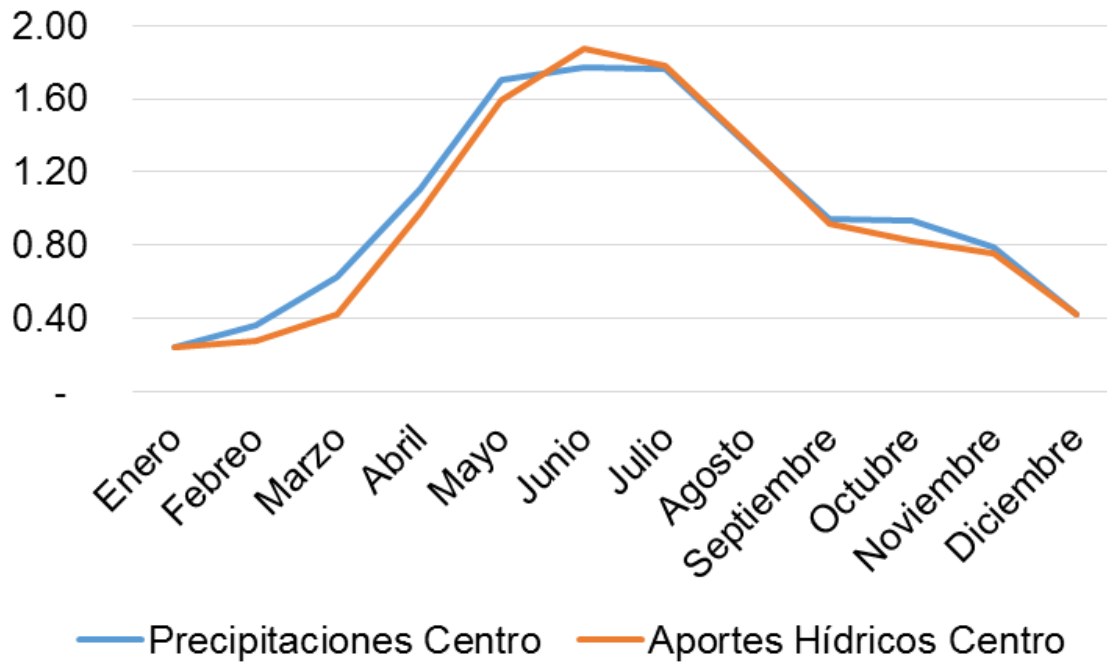
Costa Atlántica



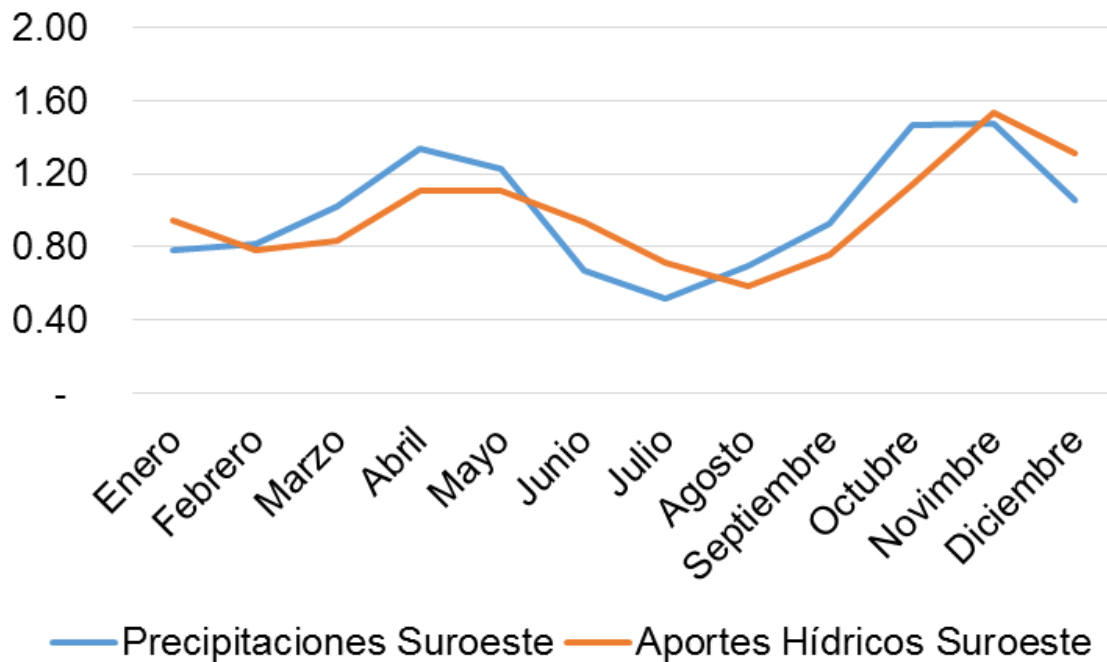
Noroeste



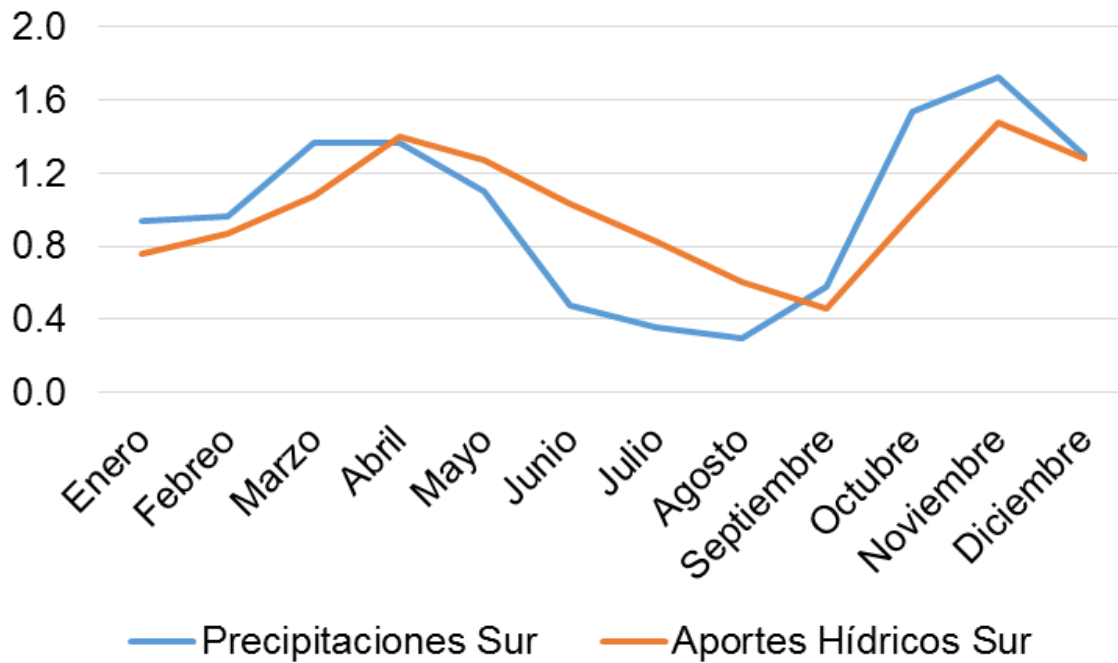
Centro



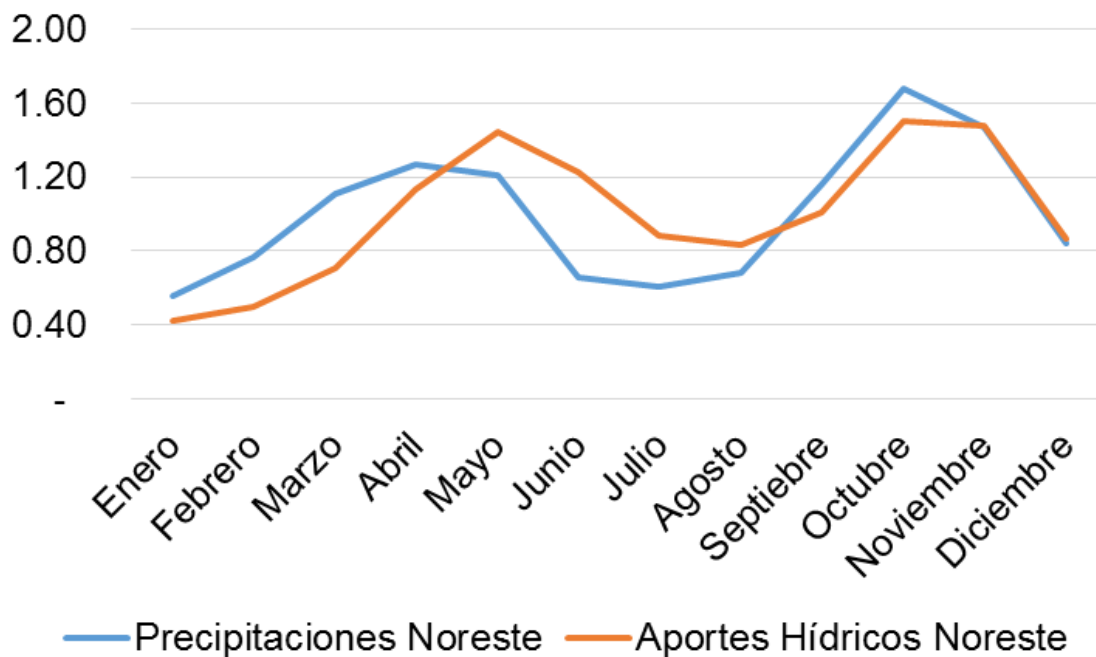
Suroeste



Sur



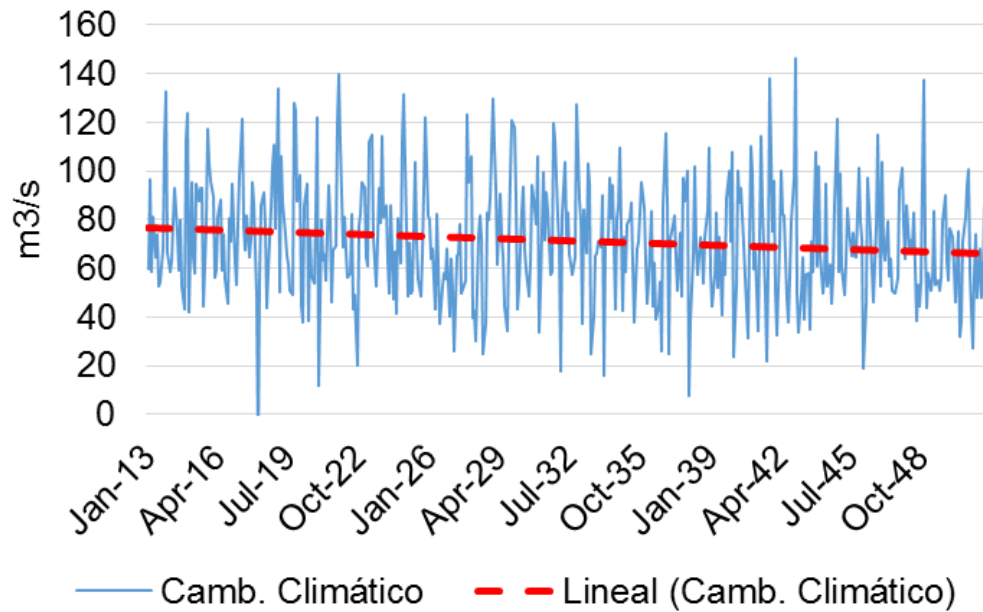
Noreste



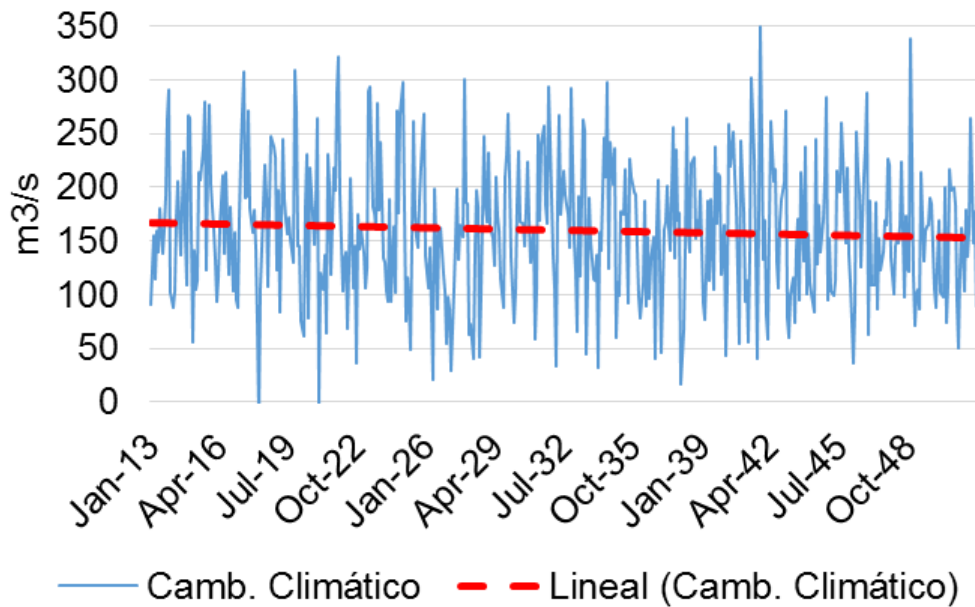
ANEXO 8. PROYECCIÓN DE APORTES HIDROLÓGICOS DE LAS PRINCIPALES CADENAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA EL ESCENARIO DE CAMBIO CLIMÁTICO

Ríos para escenario balanceado de cambio climático:

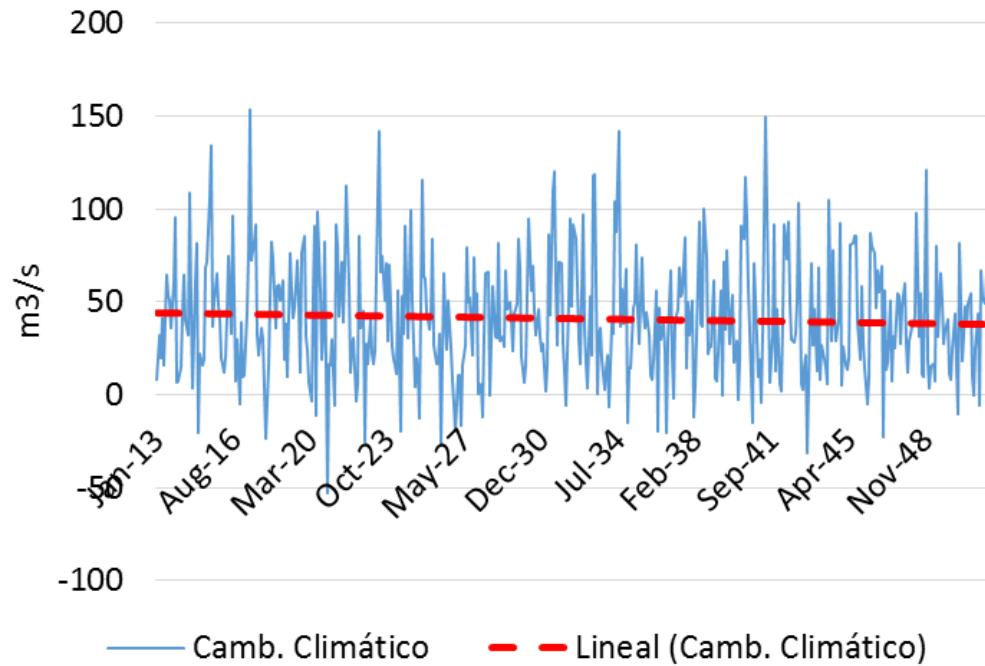
Cadena Alto y Bajo Achicayá



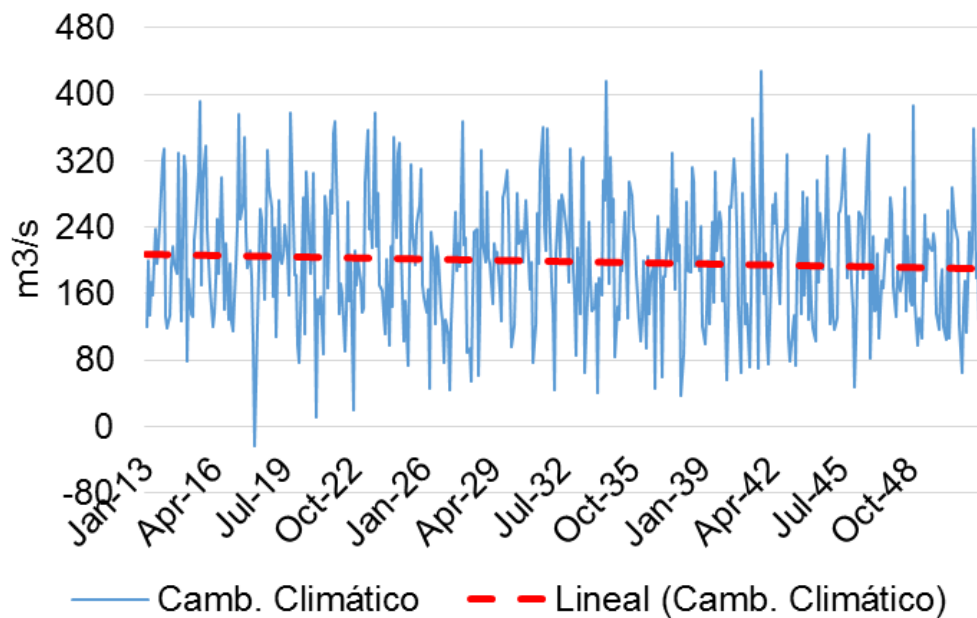
Cadena Guatapé



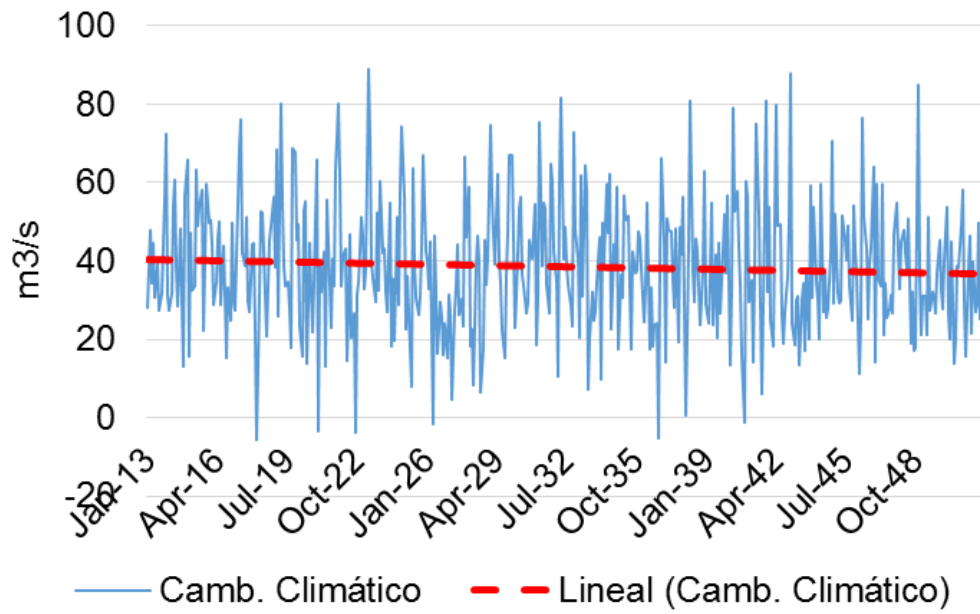
Cadena Paraíso y Guaca



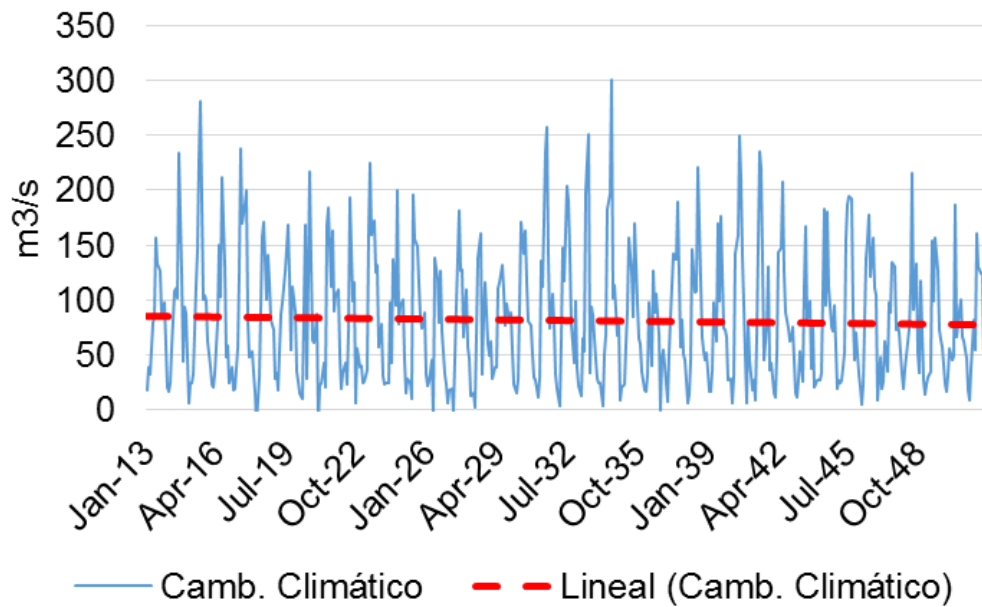
Cadena Guatrón, Porce 2 y 3



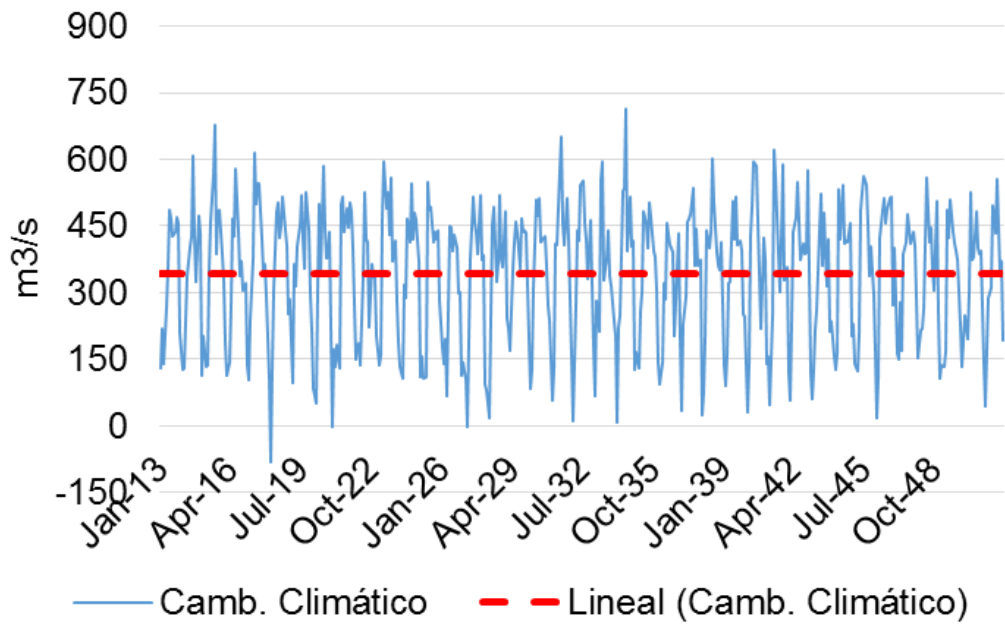
Cadena Estrella y San Francisco



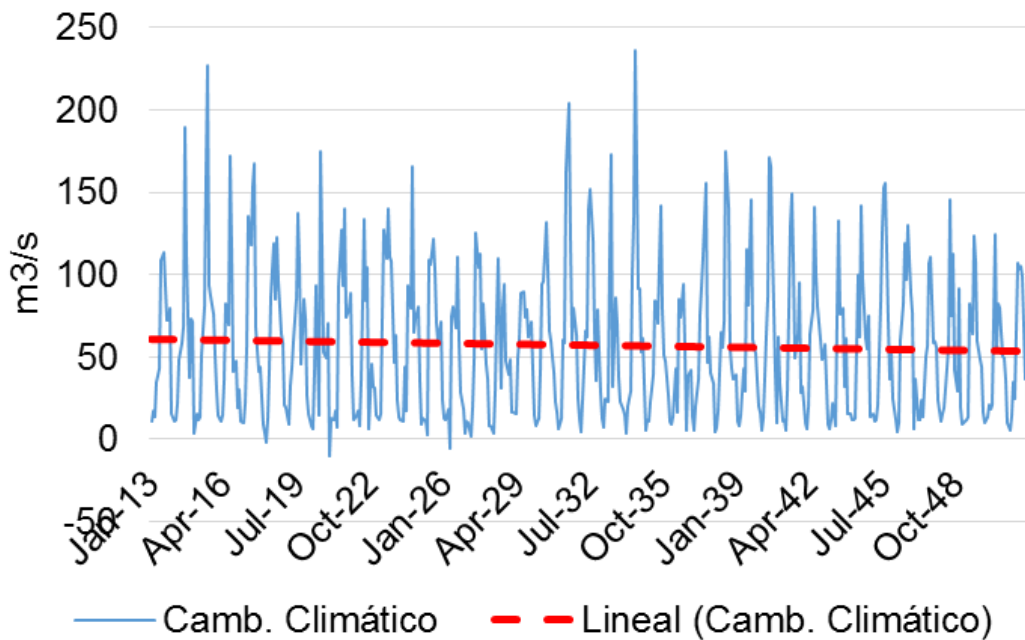
Chivor



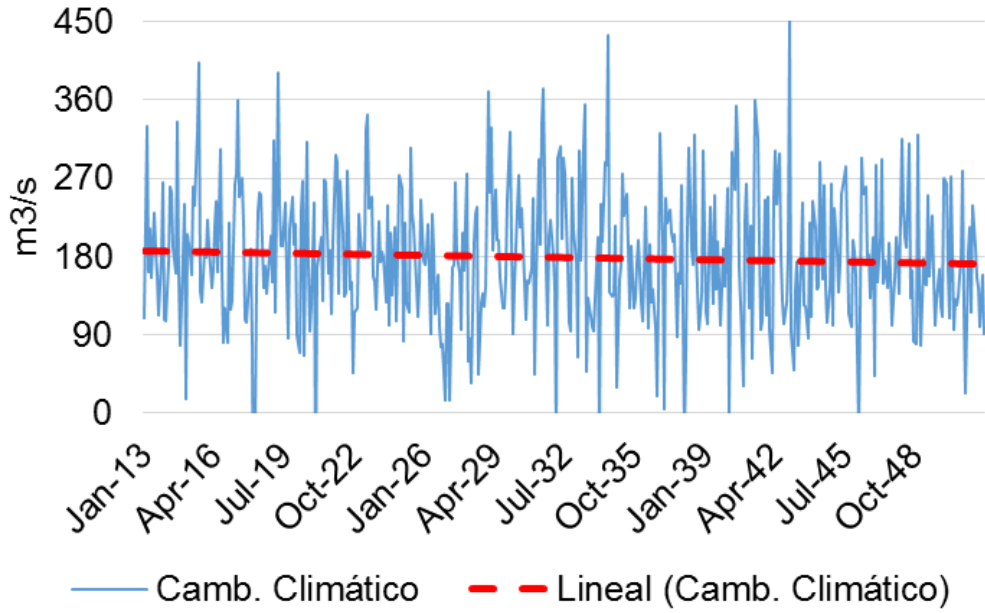
Urrá



Guavio

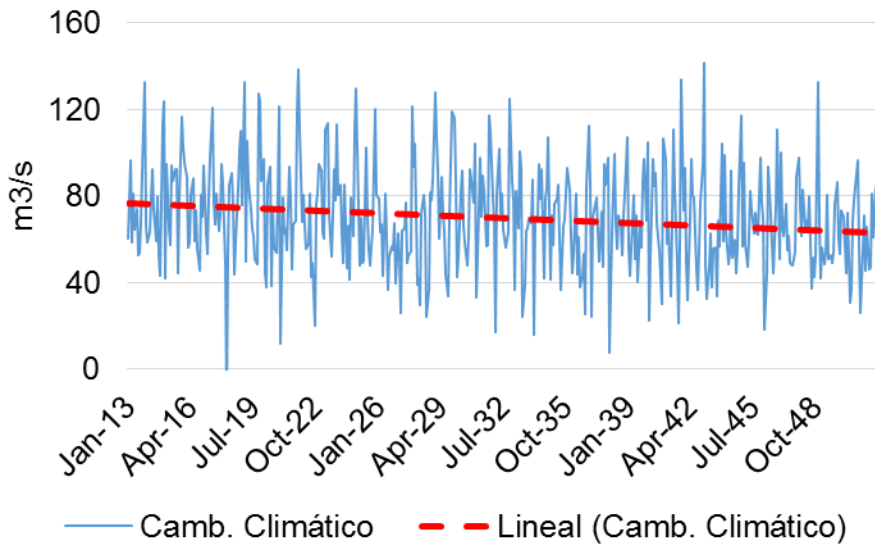


Betania

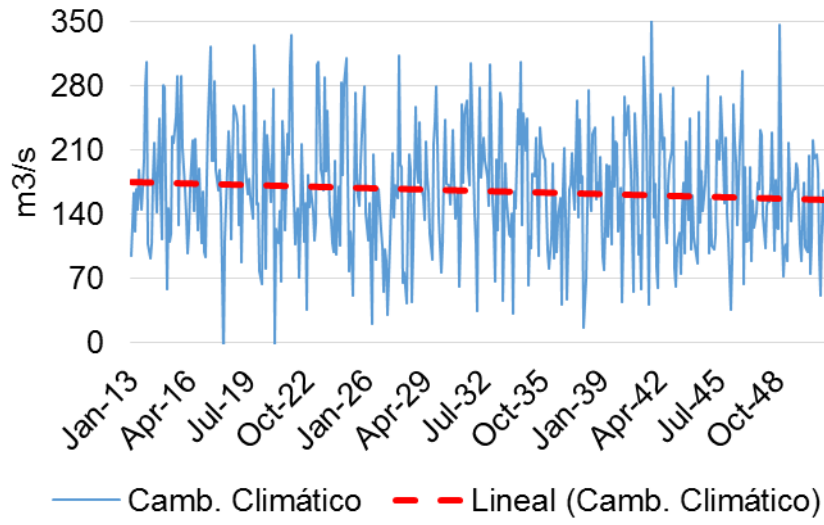


Ríos para escenario pesimista de cambio climático:

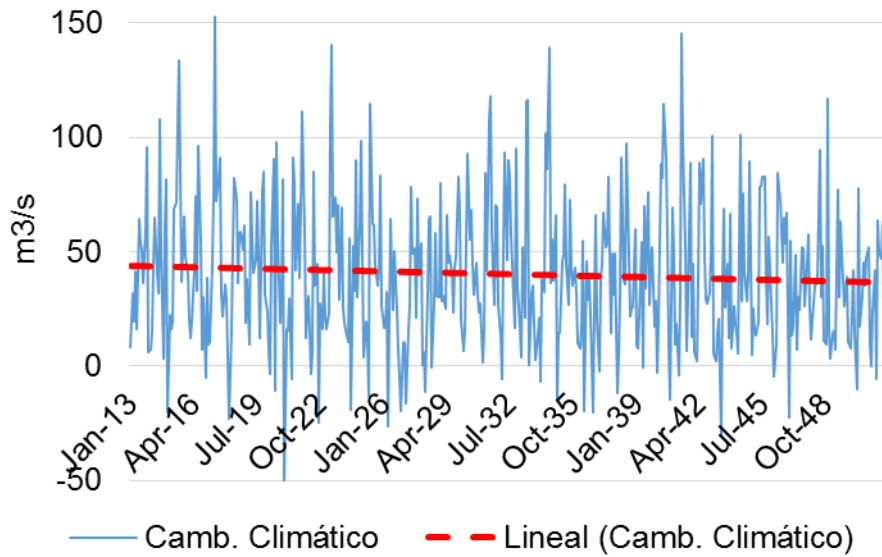
Cadena Alto y Bajo Anchicayá



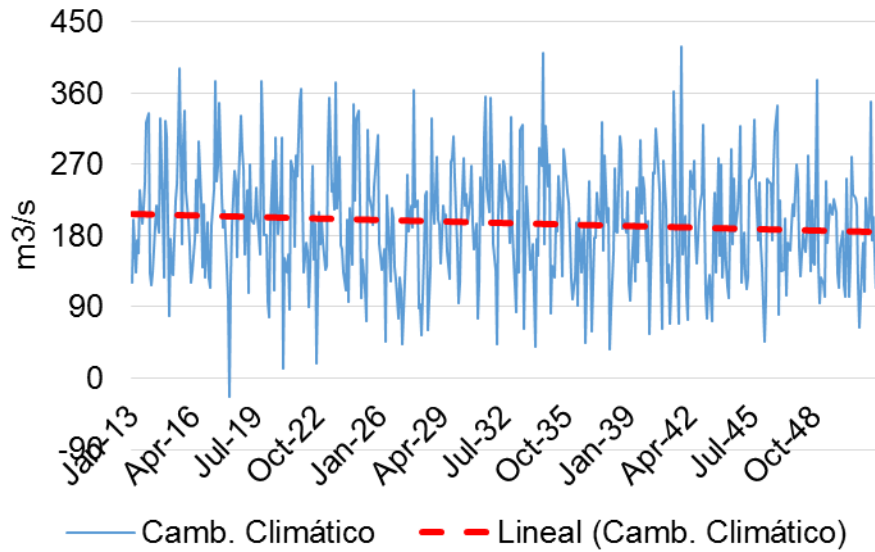
Cadena Guatapé



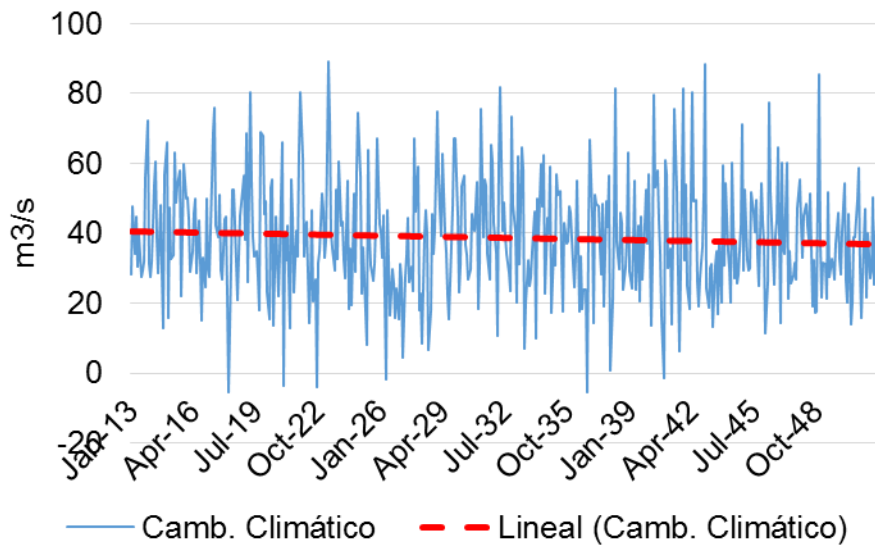
Cadena Paraíso y Guaca



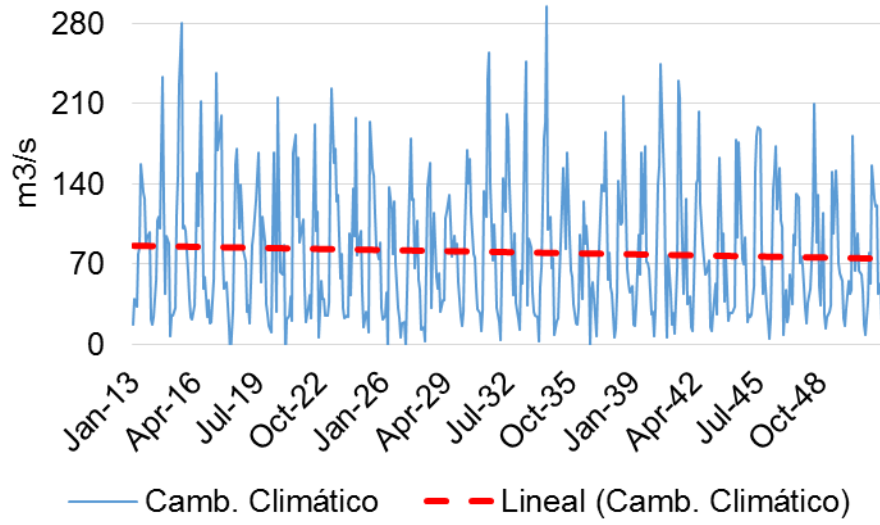
Cadena Guatrón, Force 2 y 3



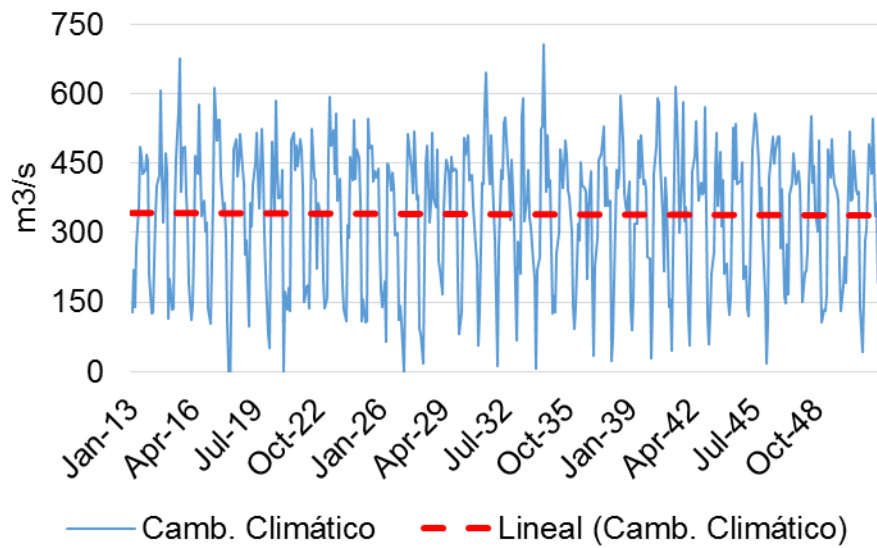
Cadena Estrella y San Francisco



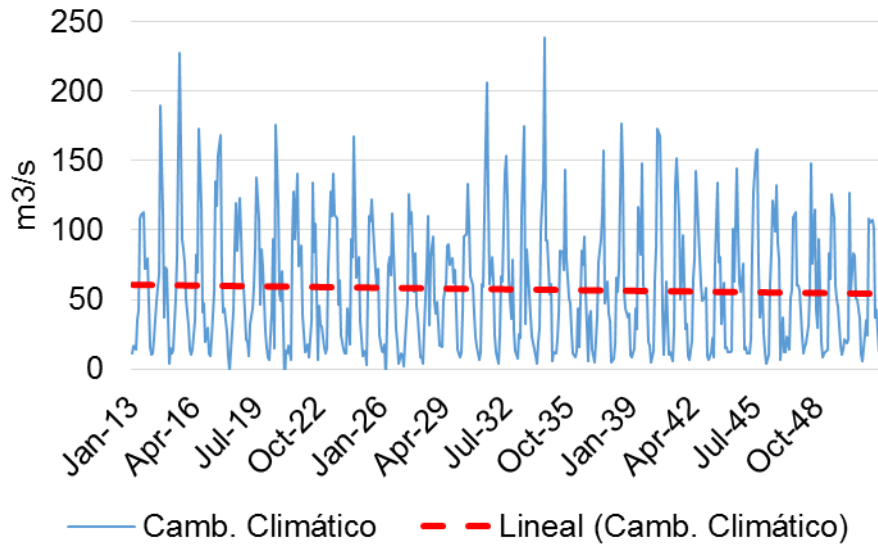
Chivor



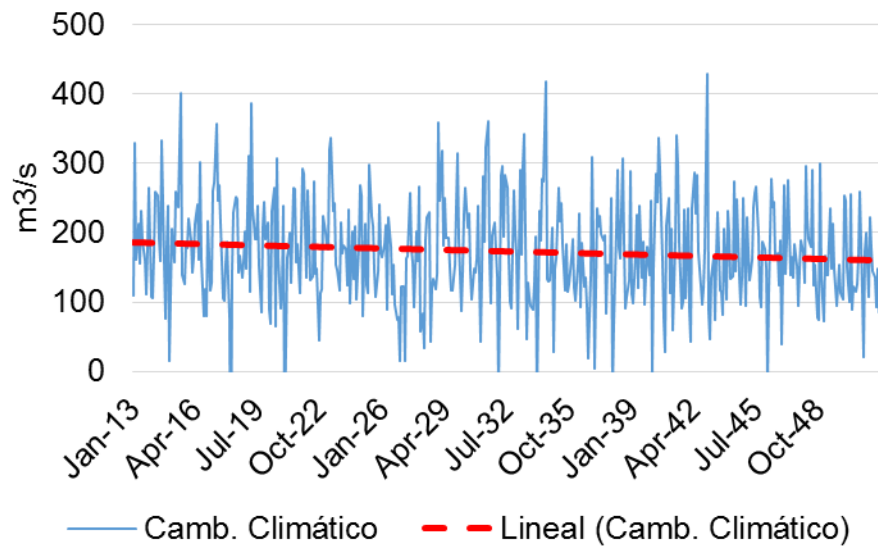
Urra



Guavio



Betania



ANEXO 9. RESULTADOS DEL MODELAJE

Tabla A.9-1. Resultados de los aportes hídricos al sistema.

Año	Escenario Base [GWh]	Cambio Climático Esc. Balanceado [GWh]	Cambio Climático Esc. Pesimista [GWh]
2012	58,543	58,191	58,392
2013	55,574	56,121	55,758
2014	62,242	60,574	60,399
2015	73,648	74,828	74,389
2016	61,977	61,243	61,598
2017	73,064	74,199	73,556
2018	72,473	69,749	71,737
2019	90,984	91,719	93,873
2020	78,380	77,698	76,801
2021	91,665	93,841	92,147
2022	71,452	66,573	67,288
2023	94,123	94,391	94,459
2024	87,435	85,612	85,809
2025	82,928	81,099	79,342
2026	65,870	63,379	62,365
2027	83,605	83,449	81,483
2028	78,345	76,312	75,105
2029	99,775	97,536	98,858
2030	95,351	91,424	91,938
2031	119,974	116,554	115,008
2032	114,566	111,440	108,759
2033	101,027	95,643	94,564
2034	116,822	114,629	112,200
2035	120,511	115,342	113,107
2036	94,866	90,510	86,581
2037	122,053	119,810	114,787
2038	121,705	116,387	112,741
2039	124,151	115,520	114,266
2040	141,816	135,492	133,000
2041	140,707	131,779	129,524
2042	150,510	141,217	140,657
2043	120,345	112,576	108,489
2044	145,381	138,293	137,195
2045	166,048	156,540	154,058
2046	166,346	156,176	151,890
2047	161,505	150,168	146,482
2048	167,785	157,012	153,358
2049	155,871	143,886	139,987
2050	162,228	152,762	148,331

Tabla A.9-2. Resultados del costo marginal de la operación del sistema.

Año	Escenario Base [USD/MWh]	Escenario Cambio Climático Balanceado [USD/MWh]	Escenario Cambio Climático Pesimista[USD/MWh]
2012	61.4	64.4	65.8
2013	61.2	52.2	42.6
2014	42.1	42.1	42.2
2015	36.0	53.4	61.8
2016	54.3	67.9	47.7
2017	72.4	47.4	58.4
2018	67.0	64.3	64.4
2019	41.3	35.7	34.7
2020	61.3	77.7	72.0
2021	38.8	50.8	51.3
2022	69.6	48.6	49.7
2023	33.2	43.9	56.6
2024	54.1	67.6	58.6
2025	60.6	53.7	48.4
2026	75.7	84.4	78.8
2027	71.5	65.9	83.7
2028	57.4	77.1	82.1
2029	47.9	32.7	51.3
2030	51.2	69.6	58.9
2031	50.0	46.2	31.7
2032	39.0	59.9	57.2
2033	64.4	63.6	84.1
2034	60.2	80.5	55.0
2035	60.4	58.9	80.1
2036	90.6	105.2	103.1
2037	73.3	80.1	67.9
2038	81.0	82.3	94.2
2039	78.6	57.8	81.6
2040	65.1	130.8	90.7
2041	67.3	98.8	89.3
2042	80.5	100.8	114.2
2043	108.2	125.4	141.9
2044	89.1	101.2	120.1
2045	76.1	86.0	96.0
2046	77.2	105.8	100.6
2047	65.6	119.0	127.2
2048	110.4	117.6	132.0
2049	116.2	159.3	145.1
2050	119.1	157.7	182.4

Tabla A.9-3. Resultados de emisiones de CO2 por la generación térmica, con despacho ideal.

Año	Escenario Base [TonCO2]	Escenario Cambio Climático Balanceado [TonCO2]	Escenario Cambio Climático Pesimista [TonCO2]
2012	5,018,149	4,610,067	5,184,458
2013	4,938,516	5,342,986	4,330,327
2014	1,794,955	2,456,448	3,217,647
2015	1,728,603	3,844,754	6,548,986
2016	5,274,880	6,617,910	4,631,511
2017	9,390,003	3,374,415	6,800,110
2018	6,393,130	5,445,746	8,563,485
2019	2,508,413	2,360,599	1,400,590
2020	5,878,022	10,115,809	8,693,651
2021	2,941,034	5,265,515	4,123,027
2022	7,740,656	3,795,562	2,738,337
2023	1,914,498	3,755,260	4,220,528
2024	4,250,523	6,277,995	5,739,285
2025	4,388,286	3,930,833	3,638,680
2026	8,511,783	11,441,264	8,716,204
2027	7,373,246	9,044,584	11,901,456
2028	5,094,843	9,973,450	9,686,392
2029	3,659,569	1,253,904	4,691,475
2030	4,514,289	6,349,888	5,328,539
2031	4,723,751	2,863,484	1,514,662
2032	1,860,327	4,176,397	4,354,353
2033	7,010,265	5,284,588	13,178,768
2034	7,405,492	11,522,324	4,301,527
2035	4,544,263	6,677,781	8,094,864
2036	12,352,871	15,829,517	14,602,072
2037	6,518,165	7,547,896	6,317,328
2038	8,245,270	6,990,772	12,652,996
2039	7,023,888	5,067,118	7,759,158
2040	6,084,838	14,701,467	10,574,300
2041	6,552,000	11,540,039	10,287,786
2042	8,728,839	11,530,247	14,878,114
2043	14,000,295	17,858,195	19,951,737
2044	8,459,698	10,533,329	14,042,325
2045	7,868,214	8,822,282	10,992,463
2046	8,798,677	12,745,209	11,034,085
2047	4,319,164	13,218,838	14,281,308
2048	12,652,747	12,480,187	15,233,691
2049	12,607,933	19,548,204	19,641,994
2050	14,815,715	19,583,383	22,965,651

Tabla A.9-4. Resultados de emisiones de CO2 por la generación térmica, con despacho ideal.

Año	Escenario Base [Millones TonCO2]	Cambio Climático Esc. Balanceado [Millones TonCO2]	Cambio Climático Esc. Pesimista [Millones TonCO2]
2012	11.19	11.35	11.40
2013	13.90	13.69	13.04
2014	7.74	7.68	8.27
2015	8.27	9.75	11.87
2016	11.65	13.37	11.24
2017	15.80	11.23	13.85
2018	14.88	13.99	15.65
2019	6.46	6.38	5.30
2020	10.69	14.59	13.04
2021	8.08	10.00	9.17
2022	11.86	9.16	8.28
2023	8.32	9.82	10.32
2024	9.69	12.49	11.52
2025	10.59	10.33	10.22
2026	14.31	16.86	15.22
2027	13.71	14.55	17.47
2028	12.05	15.90	16.44
2029	9.75	7.89	11.32
2030	10.32	12.76	11.85
2031	12.21	9.46	8.13
2032	8.14	10.74	10.60
2033	12.69	11.87	18.12
2034	12.30	16.73	10.53
2035	12.82	12.19	14.29
2036	18.39	20.21	19.55
2037	12.39	13.81	12.36
2038	13.86	13.19	18.03
2039	13.79	11.38	13.99
2040	12.28	19.57	16.07
2041	12.96	16.83	15.98
2042	15.30	17.04	19.65
2043	19.39	21.82	23.44
2044	14.87	16.51	19.18
2045	13.48	14.96	16.51
2046	15.57	17.59	16.47
2047	10.27	18.73	19.86
2048	17.92	17.79	20.44
2049	19.21	23.41	24.31
2050	22.02	23.76	25.96