

Impacto del cambio climático sobre la generación hidroeléctrica en la vertiente amazónica de Ecuador

Francisco Pardavila Pino* y Luis Carlos Jemio **

Resumen. Ecuador tiene una tasa de crecimiento económico superior a la media mundial y regional. Este incremento en la renta per cápita trae consigo un mayor consumo de energía eléctrica que el Estado pretende ofertar mediante la construcción de grandes centrales hidroeléctricas, forma de generación eléctrica que en el año 2021 abastecerá el 67,5 % de toda la demanda nacional. Una de las mayores críticas a esta modificación de la matriz energética es su dependencia de la pluviometría, de forma que años secos supondrán inexorablemente la compra de electricidad a Perú y Colombia, a un coste muy superior al de generación. Por este motivo, el presente documento de investigación analiza la existencia de un potencial impacto del cambio climático, expresado a través de las precipitaciones, sobre la producción eléctrica y en caso de contar con un resultado positivo, la cuantificación del coste económico que llevaría asociado. Para dar respuesta a estos dos objetivos se ha contado con información del Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología, datos económicos y demográficos de Naciones Unidas y cifras de consumo eléctrico suministrado por el Consejo Nacional de Electricidad.

Palabras clave. Demanda. Hidroelectricidad. Cambio climático. Pluviometría. Renta per cápita.

Clasificación JEL: C22, O21, Q41, Q52

* Investigador Senior en el Centro Ecuatoriano de Derecho Ambiental (CEDA), Quito, Ecuador.
Email: fpardavila@ceda.org.ec

** Investigador Senior en el Instituto de Estudios Avanzados en Desarrollo (INESAD), La Paz, Bolivia.
Email: lcjemio@inesad.edu.bo

1. Introducción

La dinámica del consumo eléctrico de un país se presenta como una buena aproximación para el análisis del ritmo de crecimiento y desarrollo de su economía. De hecho, muchos expertos definen a la demanda de energía eléctrica como “el indicador del desarrollo”, pues tiene una relación directa con todos los sectores (González, 2009). Por ello, cabe esperar que a medida que incremente la renta per cápita de una nación, lo hará también de manera proporcional su consumo eléctrico.

Este es el caso de Ecuador, en el que la mejora de su economía ha motivado que durante las últimas dos décadas, la oferta de energía del sistema eléctrico haya mantenido un crecimiento sostenido, registrándose una tasa media de incremento anual durante el período 1990-2013, del 6,28 %. En la actualidad, el país genera casi cinco veces más energía eléctrica que hace 24 años, por lo que la oferta eléctrica total ha evolucionado de los 4.912,11 GWh producidos en el año 1990 a los 23.920,98 GWh en 2013 (CONELEC, 2014).

Si se analizan las fuentes empleadas para la generación de electricidad, se observa que durante el período 1990-2013, el aprovechamiento hidroeléctrico pasó de representar el 76 % en la matriz eléctrica, a sólo el 46,1 %. La producción termoeléctrica, que utiliza combustibles fósiles, se incrementó del 21 % al 49,6 %, y la incorporación de centrales de biomasa representó un 1 % de la producción eléctrica de manera constante en el tiempo. Durante estos años, cuando la demanda de electricidad ha sido superior a la oferta, el país ha debido comprar la energía a los países vecinos: Perú y especialmente Colombia. Dicho de otra manera, se ha compensado el mayor consumo eléctrico con la instalación de centrales térmicas y la adquisición de energía del exterior en los momentos en los que la demanda así lo ha exigido (Gráfico 1). La compra de energía a Perú o Colombia supone un importante gasto para el país, dado que el precio del mercado internacional en el año 2013 se situó en los 10,580 cUSD/KWh, muy por encima del precio de compra por la generación eléctrica en Ecuador, establecida en 4,366 cUSD/KWh (CONELEC, 2014).

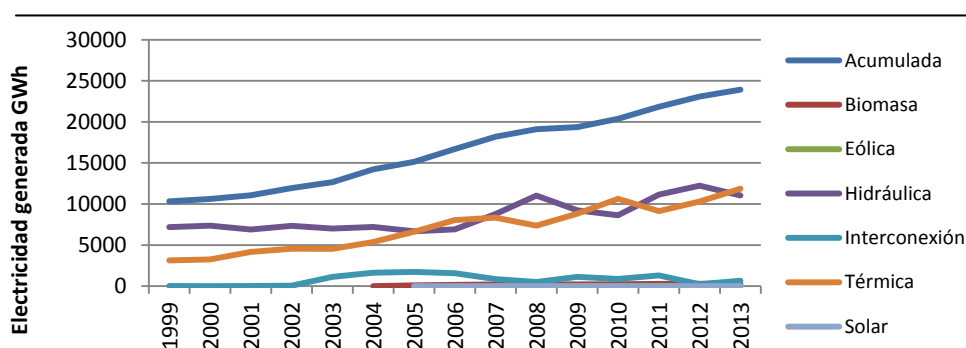


Gráfico 1. Evolución de la fuente de generación eléctrica en Ecuador (GWh/año). Elaboración propia basada en CONELEC (2014).

Las proyecciones apuntan a que la demanda eléctrica mantendrá una tendencia creciente en las próximas décadas, por lo que el Estado ecuatoriano ha debido iniciar acciones para aumentar la potencia instalada. Esta necesidad de incrementar la producción eléctrica ha venido acompañada del cumplimiento de uno de los objetivos del actual Gobierno: modificar la matriz de energía secundaria mediante el fomento de la hidroelectricidad en detrimento de la termoelectricidad a través de la próxima supresión del subsidio al gas de petróleo licuado (GPL) y los derivados del petróleo. De esta manera, se pretende que para el año 2021, el 67,5% de la energía eléctrica consumida en Ecuador proceda del aprovechamiento de los cursos fluviales. Para alcanzar dicho fin, se cuenta con Paute Molino con una potencia de 1.100 MW y además, se han aprobado diversos macro-proyectos instalados en la cuenca Amazónica, entre los que destacan: la central Coca Codo Sinclair con una potencia de 1500 MW, Gualaquiza que contará con 800 MW, San Miguel con 686,3 MW, Paute Cardenillo con 564 MW y Paute Sopladora con una potencia de 487 MW (CONELEC, 2012).

Esta modificación de la fuente energética ha generado diversas críticas, entre las que destaca el hecho de que se use un sistema de producción centralizado y que se parta desde la proyección de un futuro estable, en el que no se contemplan las variaciones climáticas interanuales y los períodos pluviométricamente secos. La energía hidroeléctrica está directamente relacionada con la precipitación, que es la responsable de la modelación de los caudales de los cursos de los ríos. Por lo tanto, años con escasas lluvias o con una distribución irregular, implicará una menor oferta de energía eléctrica (Harrison *et al.*, 2010).

En el presente estudio de investigación nos hemos propuesto analizar la existencia de años secos, la variabilidad y la tendencia periódica de la pluviometría en la vertiente amazónica de los Andes. Basándonos en dicho análisis se busca determinar el impacto socioeconómico del cambio climático sobre la producción energética de Ecuador durante el período 2013-2021 y 2021-2100 así como el costo económico asociado a la propuesta de alternativas económicas.

Para dar respuesta a este objetivo, previamente se deben elaborar modelos de proyección de la demanda y la oferta eléctrica en Ecuador para los períodos antes indicados.

2. Metodología

En el presente estudio, tiene un importante peso las fuentes de información secundarias utilizadas. Con el fin de dar respuesta a los objetivos planteados, se han consultado reportes institucionales así como artículos académicos y científicos, en los que se plasma y explica la situación energética ecuatoriana. Se revisaron también los aspectos legales y las políticas públicas en desarrollo hidroeléctrico en Ecuador, para de esta manera tener una visión más amplia y completa de su situación actual y futura con base en las líneas estratégicas marcadas por el actual Gobierno.

De una manera más concreta, para proyectar la demanda futura de la energía eléctrica en el país se han consultado bases de datos de instituciones internacionales y nacionales, mediante las que se han identificado los factores socioeconómicos que modelarán su evolución. La variación de la oferta eléctrica durante el período 2013-2021 ha sido identificada a través del “Plan Maestro de Electrificación 2012-2021”, en el que se plasma la construcción de los más importantes proyectos generadores de energía eléctrica a escala nacional.

Por último, el estudio de la variabilidad pluviométrica anual e interanual, las tendencias de las precipitaciones medias y la determinación probabilística de la aparición de años secos se ha realizado empleando los datos facilitados por el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI), que abarcan el período 1960-2013. Se han identificado un total de 84 estaciones meteorológicas en la vertiente amazónica de los Andes, de las cuales han sido seleccionadas 27 al ser las únicas con datos de 40 años o más, y poseer al menos el 95% de los meses con lecturas pluviométricas. El concepto de año seco será el definido por Naciones Unidas como “aquel en el que las precipitaciones son al menos un 20% inferior respecto al valor medio” (Naciones Unidas, 2011).

Combinando las proyecciones de oferta y demanda de la energía eléctrica con la existencia de años secos, la variabilidad y la tendencia pluviométrica en la vertiente amazónica de los Andes podremos cuantificar el impacto económico del cambio climático sobre este sector energético. A ello le debemos de agregar el análisis correspondiente a la cuantificación de la generación de electricidad a través de otras fuentes alternativas.

El motivo por el que en este estudio se ha seleccionado únicamente la vertiente amazónica de los Andes, es porque concentra el 90% de todo el potencial hidroeléctrico de Ecuador y es ahí donde están planificados los proyectos más importantes.

Para dar respuesta a los objetivos de la investigación planteados, hemos dividido el período de análisis en dos escenarios:

Escenario 1

Comprende el período de tiempo que abarca desde el año 2013 hasta el año 2021. Se han realizado las proyecciones de la demanda y oferta eléctrica para este lapso temporal y basándonos en ella, se analiza la participación de las centrales hidroeléctricas Coca Codo Sinclair, Gualaquiza, San Miguel, Paute Sopladora, Paute Molino y Paute Cardenillo.

Partiendo desde este análisis contextual, se han estudiado los datos aportados por las estaciones meteorológicas ubicadas en la parte alta de las cuencas hidrográficas que suministran, a través de los cursos fluviales, la energía potencial a las centrales hidroeléctricas. En este análisis de la pluviometría se han estudiado las tendencias, variabilidad interanual y la existencia de años secos.

En caso de que exista un impacto socioeconómico generado por el cambio climático a través de la generación hidroeléctrica, lo cuantificaremos atendiendo a la necesidad de

compra de electricidad en el extranjero frente al costo de compra nacional y la de generación. Además, se ha valorado la opción correspondiente a la instalación de centrales térmicas como alternativa al aprovechamiento de los cursos fluviales.

Escenario 2

Durante este segundo período comprendido entre el año 2021 y el año 2100, desconocemos qué centrales hidroeléctricas se construirán y su ubicación, pero dado que es una estrategia del Estado el desarrollo de esta fuente de energía, proyectaremos la oferta de energía siguiendo la tendencia actual. La proyección de la demanda puede ser calculada a partir de los datos previstos de crecimiento demográfico y adquisitivo de la población ecuatoriana.

Por último, la tendencia y variabilidad pluviométrica en la vertiente amazónica de los Andes será analizada en toda la cordillera, al asumir el hecho de que el Estado pretende instalar proyectos en toda su área, aprovechando así la capacidad de generación eléctrica de las diferentes cuencas hidrográficas.

3. Análisis y proyección de la demanda eléctrica en Ecuador para el año 2021 y 2100

Se ha identificado, mediante el uso del análisis de regresión, cuáles son los principales parámetros que han modelado el consumo eléctrico (Y) en Ecuador durante los últimos 20 años y se ha visto que la población total del país (a), la tasa de urbanización (b) y los ingresos per cápita (c) para el periodo de tiempo comprendido entre 1991 y 2012 son una buena aproximación. Como se puede apreciar en el gráfico inferior, existe una estrecha relación entre estos tres factores y el consumo eléctrico expresado de la siguiente manera:

$$\begin{cases} Y = -121.314 + 3800(a) - 0,008(b) + 0,365(c) \\ R \text{ cuadrado} = 0,958 \end{cases}$$

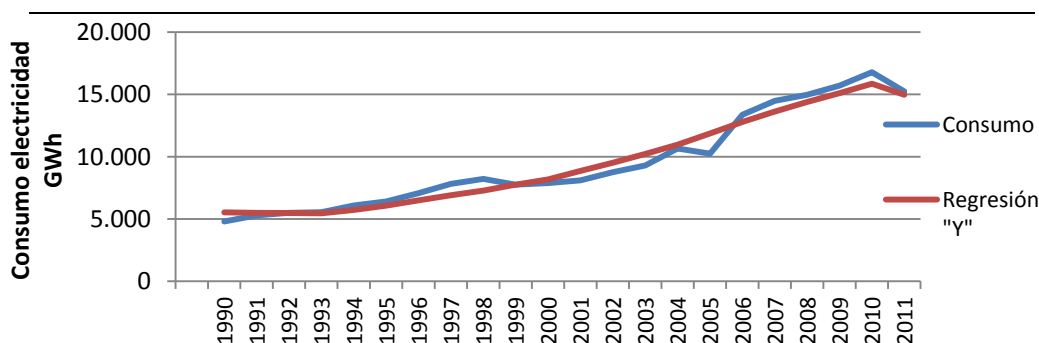


Gráfico 2. Evolución del consumo eléctrico en Ecuador y regresión de las variables. Elaboración propia y datos basados en CEPAL

Se observa que los tres parámetros presentan una elevada correlación respecto al consumo eléctrico nacional, pudiendo de esta manera explicar qué ha modelado la demanda eléctrica durante las últimas dos décadas. De estos tres factores, el más relevante es la renta per cápita, especialmente para el análisis de períodos largos de tiempo, por lo que será quién nos cuantifique la energía eléctrica demandada en el futuro. Prueba de ello es el Gráfico 3, en el que se expresa una relación directa y proporcional entre el consumo per cápita de electricidad y los ingresos per cápita de los diferentes países de Latinoamérica.

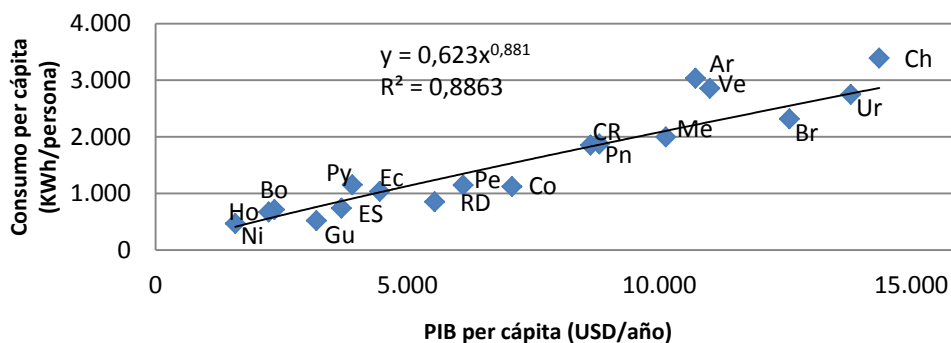


Gráfico 3. Relación entre el consumo y PIB per cápita en países latinoamericanos (año 2012). Datos de CEPAL. Elaboración propia.

A la hora de extrapolar esta tendencia es preciso prestar especial atención al hecho de que el consumo eléctrico depende en gran medida de las temperaturas máximas y mínimas anuales, de manera que se debe de comparar países que se encuentren en una latitud similar. Estados Unidos, Noruega, Canadá o Japón, por ejemplo, son países en los que los inviernos son especialmente fríos y existe un importante repunte en el consumo eléctrico empleado para la calefacción. No obstante, esta relación entre consumo y renta per cápita se mantiene en países con una latitud similar como podemos apreciar en el Gráfico 4.

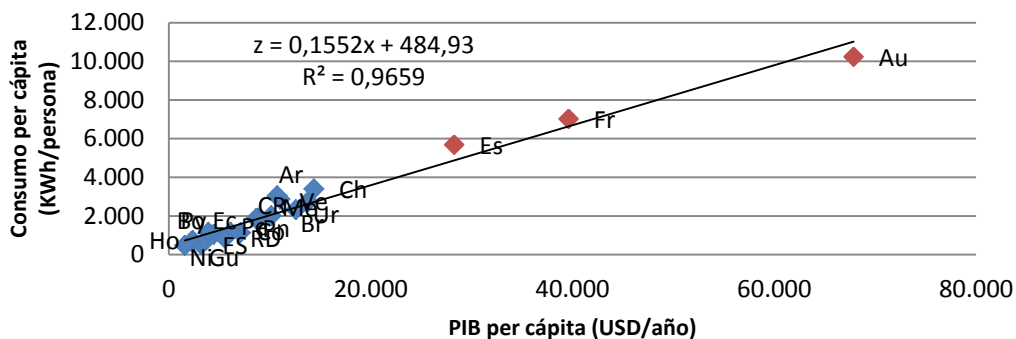


Gráfico 4. Relación entre el consumo eléctrico y PIB per cápita en países latinoamericanos, España, Francia y Australia (año 2012). Datos de CEPAL. Elaboración propia.

Dado que será el PIB per cápita de Ecuador quien determine a largo plazo la demanda eléctrica del país, mediante la regresión previamente calculada ($z = 0,1552x + 484,93$) se podrá establecer de manera aproximada el consumo eléctrico en los próximos decenios. Para calcular la proyección del PIB per cápita se usarán los datos correspondientes a la proyección de la evolución demográfica en Ecuador, efectuado por CELADE (2012). Además, partiendo de una tasa de depreciación de 0,025, una tasa de inversión del 15% y una tasa de crecimiento de la productividad del 0,25%, haciendo uso de la formación bruta de capital fijo y el stock de capital de Ecuador, se ha proyectado el PIB del país para los años 2021 y 2100, tal y como se puede apreciar en la Tabla 1.

	2012	2021	2050	2075	2100
Población	15.506.048	17.706.523	22.992.171	24.404.134	23.799.632
Tasa variación anual		1,45 %	0,9 %	0,26 %	- 0,12 %
PIB (MM USD 2012)	87.494,7	146.605,0	478.543,3	825.298,8	1.117.546,5
Tasa variación anual		5,90 %	4,16 %	2,20 %	1,05 %

Tabla 1. Proyección de la población y el PIB en Ecuador.
Elaboración propia basada en CELADE (2012) y CEPAL (2014)

Con esta información hemos calculado un PIB per cápita de USD 8.279,71 para el año 2021 y de USD 46.956,46 para el año 2100.

La proyección de la demanda eléctrica estimada por el CONELEC para el año 2021 es de 1.835 KWh por habitante bajo un panorama de crecimiento medio (CONELEC, 2012). Para este mismo año y mediante la regresión expresada en el Gráfico 4 en la que aplicamos el PIB per cápita previamente calculado, hemos proyectado una demanda eléctrica de 1.770 KWh por habitante, que equivale a su vez a una demanda total de 31.340 GWh. La diferencia existente entre nuestras estimaciones y las realizadas por el CONELEC son muy reducidas. Dicha variación, bien podría entenderse por los proyectos de modificación de la matriz energética en la que, durante los próximos años, se le dará un fuerte peso a la energía eléctrica frente a la procedente de los hidrocarburos a través de proyectos de gran importancia como la sustitución del GLP por cocinas eléctricas.

Haciendo uso de la misma metodología, para el año 2050, hemos calculado un consumo eléctrico total de 85.420,51 GWh y para el año 2100 de 184.985,01 GWh. Es decir, comparándolo con el consumo actual, multiplicaremos la demanda eléctrica en 5,6 y 12,1 veces respectivamente.

Potencia instalada para cubrir la demanda eléctrica proyectada

Conociendo el consumo de energía a nivel nacional, resulta sencillo calcular con bastante precisión, la potencia instalada para la generación eléctrica necesaria para poder satisfacer la demanda interna. La regresión que relaciona consumo eléctrico y potencia instalada es:

$$\begin{cases} S = 0,3x + 412,01 \\ R^2 = 0,9477 \end{cases}$$

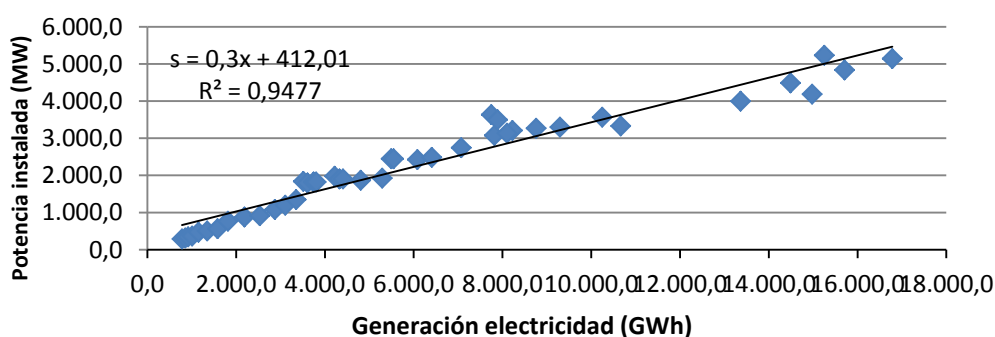


Grafico 7. Relación entre potencia instalada y consumo eléctrico. Período 1970-2012.
Elaboración propia basada en CEPAL

Como hemos visto anteriormente, se proyecta un consumo aproximado de 31.350 GWh para el año 2021, exigiendo una potencia instalada de 9.831,5 MW, cantidad ampliamente inferior a los 12.432,5 MW que tiene previsto instalar el Estado ecuatoriano para ese momento, es decir, un excedente del 26,45 % equivalente a 2.601 MW. En el año 2050 las proyecciones estipulan una demanda energética de 85.420,5 GWh de forma que a su vez, serán necesarios aproximadamente 26.055,7 MW para su generación. Por último, en el año 2100 la demanda evolucionará hasta los 184.985 GWh y con ella se precisará 55.915 MW de potencia para la producción de electricidad.

En el año 2021, las centrales hidroeléctricas Coca Codo Sinclair, Paute Molino, Paute Sopladora, San Miguel, Paute Cardenillo y Gualaquiza supondrán, de manera conjunta 5.237,3 MW, representando un 41,3 % de toda la potencia instalada en el país y un 53,2 % de la necesaria para cubrir la demanda eléctrica nacional.

4. Análisis y proyección de la oferta eléctrica en Ecuador para el año 2021 y 2100

La cordillera de Los Andes actúa como línea divisoria del país y genera dos redes fluviales bien diferenciadas. Una de ellas aglomera a los ríos que desembocan en el Pacífico mientras que en la otra, engloba a los que discurren en la Amazonía. En Ecuador existen un total de 11 sistemas hidrográficos, con un potencial teórico de 37.390 MW y una potencia aprovechable de 21.520 MW, de la cual el 90 % procede de la vertiente Amazónica y el 10 % de la vertiente del Pacífico (CONELEC, 2012). Vemos que existe un amplio margen de aprovechamiento hidroeléctrico teniendo en cuenta que en el 2013 la potencia instalada en el país era de 5.738 MW del cual, el 38,96 % equivalente a 2.237 MW, correspondía al aprovechamiento hídrico para la generación de electricidad (CONELEC, 2014).

De la vertiente del Pacífico, las cuencas hidrográficas de mayor interés por su potencial económicamente aprovechable son las de Esmeraldas (1.194 MW), Jubones (590 MW) y Puyango (229 MW). Respecto a la vertiente del Amazonas debemos destacar Napo-Coca (4.640 MW), Napo-Napo (3.839 MW), Pastaza (4.006 MW), Santiago-Zamora (5.401 MW) y Mayo (500 MW).

Actualmente se aprovecha el 10,3% de la potencia hídrica explotable en la cordillera de los Andes. El Estado ecuatoriano pretende modificar esta situación, de manera que para el año 2021 exista un total de 7.895 MW de energía hidroeléctrica instalados en el país, cantidad equivalente al 36,6% de toda la energía aprovechable en la cordillera andina. Previsiblemente, y atendiendo a los proyectos que se encuentran en fase de análisis, dicha potencia incrementaría hasta los 10.768 MW para el año 2030, suponiendo el uso del 50,05% de toda la potencia aprovechable mediante energía hídrica.

Un hecho resaltable es que, de los nuevos proyectos construidos hasta el año 2021, el 80 % corresponderá al aprovechamiento hidroeléctrico, un 16 % al termoeléctrico y un 4 % al aprovechamiento eólico y geotérmico para la generación de electricidad. Esta fuerte inversión en la energía hidráulica llevará asociada la modificación de la matriz eléctrica en el país, de esta manera, obtenemos una potencia total para el año 2021 constituida en un 67,5 % por aprovechamiento hidroeléctrico, 31,4 % por termoeléctrico y un 1,1 % por energías renovables no convencionales. La variación de la matriz viene marcada en gran medida por las grandes centrales hidroeléctricas objeto de nuestro estudio, quienes conjuntamente aportarán un 41,3 % de toda la potencia instalada en el país en el año 2021 y el 53,2 % de la potencia instalada requerida para cubrir la demanda nacional.

Esta concentración de la generación eléctrica a través de unas pocas cuencas hidrográficas tiene como contrapunto el incrementar la vulnerabilidad del sistema energético de Ecuador, dado que su capacidad para ofertar electricidad está directamente relacionada con la pluviometría por lo que, los años secos vendrán acompañados de la necesidad de compra de electricidad a nuestros países vecinos. En este sentido, es importante resaltar que el precio medio de importación eléctrica de Perú y Colombia es de 10,58 cUSD/KWh, muy por encima de los 4,366 cUSD/KWh que acordó el Gobierno de Ecuador como pago por la generación eléctrica en el país en el año 2013 (CONELEC, 2013 b).

5. Costo de la generación hidroeléctrica y la alternativa de la termoeléctrica

La inversión necesaria para satisfacer la demanda eléctrica del país dependerá en gran medida de la fuente de energía aprovechada y el tamaño de las centrales hidroeléctricas construidas para dicho fin. De esta manera, el coste de inversión varía considerablemente en función de la potencia de la instalación. Para los proyectos construidos durante el periodo 2013-2021 esta relación es la siguiente (CONELEC, 2012):

- a) Centrales hidroeléctricas con una potencia superior a los 100 MW.

Como media, el coste es de 1,24 millones USD por MW de potencia. La relación entre inversión y potencia viene establecida por la regresión:

$$\begin{cases} Y = 1,0196x + 122,28 \\ R^2 = 0,9166 \end{cases}$$

- b) Centrales hidroeléctricas con una potencia comprendida entre los 10MW y los 100 MW.

Para este caso, la relación entre coste y potencia es superior, siendo necesarios como media 1,625 millones USD/MW de potencia instalada.

La regresión por la que se expresa esta relación es:

$$\begin{cases} Y = 1,364x + 7,7174 \\ R^2 = 0,8163 \end{cases}$$

- c) Centrales hidroeléctricas con una potencia inferior a los 10 MW.

Para las centrales de menor tamaño, la relación entre la inversión necesaria y la potencia instalada es ampliamente superior al de los anteriores casos. La media es de 2,625 millones de USD/MW.

La regresión mediante la que se expresa esta relación es:

$$\begin{cases} Y = 2,4325x + 0,9736 \\ R^2 = 0,5997 \end{cases}$$

Una de las conclusiones más evidentes es que la inversión se eleva al disminuir la potencia instalada de la central hidroeléctrica, pasando así de los 1,24 millones USD/MW a los 1,625 millones USD/MW y por último a 2,625 millones USD/MW para cada uno de los tres grupos establecidos. Además, se aprecia que la relación entre inversión y potencia, expresada mediante R^2 , decrece a medida que disminuye la capacidad de la central objeto de estudio.

Estas inversiones por unidad de potencia instalada son superiores a la de centrales termoeléctricas, en las que se precisan 1,122 millones de USD por MW. La regresión que expresa la relación entre inversión y potencia es:

$$\left\{ \begin{array}{l} Y = 2,4325x + 0,9736 \\ R^2 = 0,5997 \end{array} \right.$$

Para el caso de las centrales hidroeléctricas la inversión es el gasto económico más importante, al presentar un coste de mantenimiento y funcionamiento bastante reducido. De esta manera, no resulta erróneo establecer una relación directa entre la inversión inicial y el precio de la electricidad generada. Diferente es la situación de las centrales térmicas, cuya generación eléctrica dependerá en gran medida del combustible empleado y el costo del mismo. Las centrales termoeléctricas pueden utilizar biomasa, fuel, carbón o gas natural, suponiendo un importante incremento en el precio de la electricidad producida y llevando asociado inestabilidad al ser precios habitualmente marcados por el mercado internacional.

Enfocándonos en las centrales objeto de estudio hasta el año 2021, hemos visto que las centrales hidroeléctricas Coca Codo Sinclair, Paute Molino, Paute Sopladora, San Miguel, Paute Cardenillo y Gualaquiza supondrán, de manera conjunta 5.137,3 MW. Esta potencia equivale a una inversión de USD 6.370,25 millones, que a su vez generarán 19.860 GWh/año. Un aspecto muy relevante es la vida útil de una central hidroeléctrica, que variará de 50 a más de 100 años y que a su vez vendrá condicionada, en gran medida, por la gestión de las cuencas. Suponiendo el peor de los escenarios, en el que todas las centrales hidroeléctricas fueran cerradas a las 50 años de vida, esto equivaldría a que conjuntamente han generado 993.041 GWh, por lo que tendríamos un costo de 0,0064 USD/KWh, 6,8 veces inferior al precio pagado por el Estado ecuatoriano la generación eléctrica, al situarse en el año 2013 en 0,04366 USD/KWh y 16,5 veces inferior al precio de compra en el mercado internacional al ser este de 0,1058 USD/KWh.

No hemos encontrado información respecto al costo de la energía eléctrica generada por centrales de carácter térmico en Ecuador, no obstante, diferentes instituciones internacionales (IAE, IRENA 2012) afirman que la generación de electricidad mediante estas fuentes de energía tienen un costo ubicado entre los 2 y 4 cUSD/KWh. Es necesario precisar que, para el caso de Ecuador debería analizarse con mayor detalle, dado que los combustibles procedentes de los hidrocarburos presentan importantes subsidios que reducirían de una forma sustancial los costos derivados de su aprovechamiento.

Una barrera para el actual desarrollo de las centrales termoeléctricas es que Ecuador, pasará en 17-20 años a ser un país importador de petróleo (MEER, 2007). Como consecuencia, los subsidios con los que se cuenta actualmente serán anulados en un futuro cercano encareciendo esta fuente de generación eléctrica. Por el contrario, una ventaja atribuida a las centrales termoeléctricas es su rápida construcción, pudiendo así generar energía en un plazo corto de tiempo en relación con las hidroeléctricas de gran potencia.

6. Variabilidad y tendencia pluviométrica

6.1. Definición de variabilidad y tendencia pluviométrica

Al analizar la variabilidad pluviométrica nos centraremos con especial énfasis en los años o períodos de sequía, fenómeno meteorológico causante de importantes perjuicios en la economía del área afectada y para el caso que tratamos, en la generación hidroeléctrica.

El concepto de sequía varía notablemente en función principalmente del agente sobre el que actúe. Existen diferentes tipos de sequías (Whilhite & Glantz, 1985), pero se centrará el estudio en la meteorológica:

- Meteorológica: Hace referencia al grado de desviación de las precipitaciones durante un período determinado en relación a la media. De esta forma, podemos distinguir entre diferentes categorías de sequía meteorológica en función de la desviación respecto a la media.

CATEGORÍA DE SEQUÍA	RANGO DE VALORES PORCENTUALES
Ligera	20 % a 30 %
Moderada	30 % a 40 %
Fuerte	40 % a 50 %
Aguda	50 % a 60 %
Intensa	>60 %

Tabla2: Categoría de la sequía en función del rango de valores porcentuales
Elaboración propia basada en Whilhite & Glantz (1985).

Existen otras definiciones similares dadas por organismos internacionales, tales como:

- 1) “Fenómeno que se produce naturalmente cuando las lluvias han sido considerablemente inferiores a los niveles normales, causando un desequilibrio hídrico agudo y que perjudica al sistema de producción” (ONU, 1994).
- 2) “Período de tiempo con condiciones meteorológicas anormalmente secas, suficientemente prolongado como para causar desequilibrios hidrológicos” (OMM, 1992).

Fijándonos en estas y otras definiciones similares, observamos puntos en común como son la desviación respecto a la cantidad de precipitaciones “normales” o medias y los consecuentes impactos ambientales o socioeconómicos derivados de la ausencia de agua.

Por tendencia pluviométrica entenderemos el patrón de comportamiento interanual de la precipitación en la vertiente amazónica de la Cordillera andina durante, al menos, los últimos 40 años.

6.2. Área objeto de análisis de la variabilidad y tendencia pluviométrica

- **Período 2013-2021**

Las centrales hidroeléctricas Coca Codo Sinclair, Paute Sopladora, Paute Molino, San Miguel, Gualaquiza y Paute Cardenillo se ubican en la vertiente amazónica de los Andes, en dos áreas geográficas que están representadas en el Gráfico 7. Estas zonas diferenciadas son:

El Área 1 corresponde a la situada más al norte, constituida por la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, actualmente en fase de construcción y ubicada en las coordenadas -0,3 S y 77,7 W. Este área tiene un potencia en vías de instalación de 1500 MW.

El Área 2 es la ubicada más al sur y en ella se engloban las centrales hidroeléctricas Paute Sopladora, Paute Cardenillo, Paute Molino, San Miguel y Gualaquiza. De ellas, Paute Molino está operativa desde el año 1991, Paute Sopladora se encuentra en construcción mientras que las restantes están en fase de estudio. Se enmarcan en una latitud comprendida entre los 2,8 y 3,1 S y una longitud aproximada de 78,5 W.

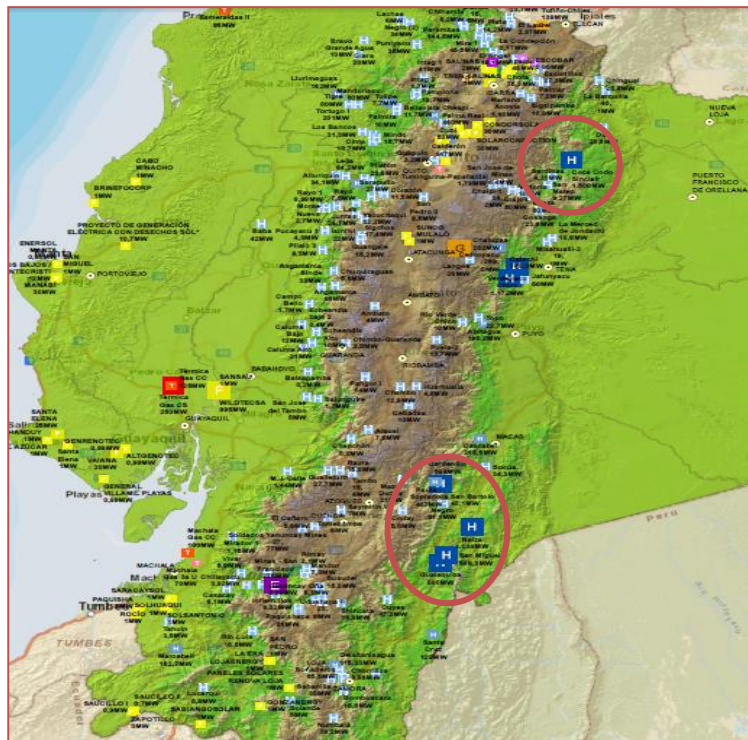


Gráfico 8: Ubicación de las centrales hidroeléctricas objeto de análisis.

Fuente: CONELEC, 2013

- **Período 2021-2100**

El actual Gobierno de Ecuador ha planificado la construcción de centrales hidroeléctricas, para fechas aún no definidas, y ubicadas en cuencas hidrográficas de la Región andina diferentes a las analizadas para el período 2013-2021. Este es el caso de Verdeyacu (1.172 MW), Nariza 1.039 MW) y Catachi (748 MW) que se encuentran en fase de estudio.

Partiendo de este contexto y suponiendo que progresivamente se irá aprovechando de manera acumulativa los recursos fluviales para la generación hidroeléctrica, en este período se estudiará la variabilidad y tendencia pluviométrica para toda la vertiente amazónica de la Cordillera de los Andes ecuatorianos.

6.3. Variabilidad y tendencia pluviométrica para las áreas seleccionadas

- **Área 1: Central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair**

La central Coca Codo Sinclair está situada en la intersección entre los ríos Quijos y Salados y, será en el año 2016 la central hidroeléctrica de mayor potencia en el país, con 1.500 MW.

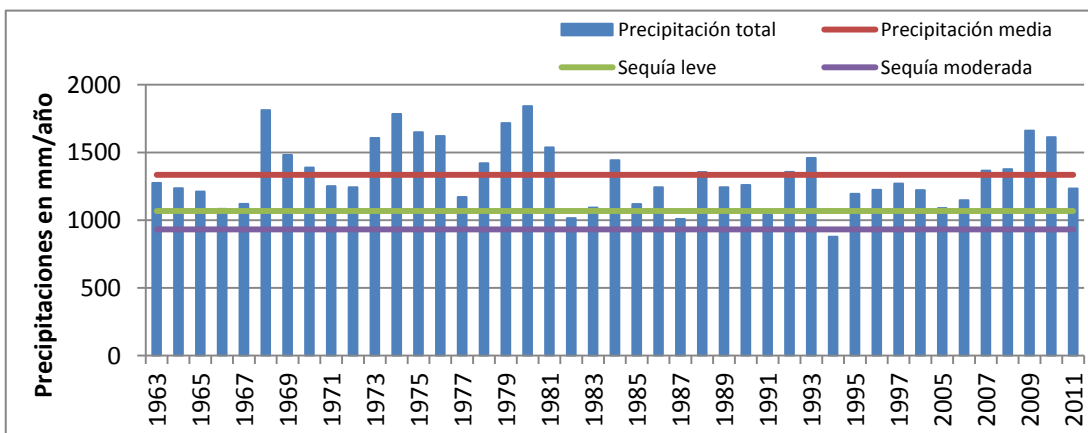
Para analizar la variabilidad climática y su impacto en la producción eléctrica, existen un total de cuatro estaciones meteorológicas que son M188, M436, M203, M490 y dos estaciones limnológicas, H718 y H719. Todas ellas, a excepción de M188 cuentan con datos de escasa calidad, al presentar vacíos en numerosos años, por lo que se centrarán los esfuerzos en esta estación meteorológica para realizar el estudio.

ESTACIÓN	NOMBRE	ALTURA	COORDENADAS
M188	PAPALLACTA	3150	0,36S-78,14W
M203	REVENTADOR	1145	0,42S-77,9W
M436	CAYUJA	2380	0,41S-78,04W
M490	SARDINA	1615	0,37S-77,8W
H718	QUIJOS EN BAEZA	1770	0,45S-77,89W
H719	QUIJOS OYACACHI	1490	0,45S-77,91W

Tabla3: Estaciones meteorológicas y limnográficas correspondientes al Área 1.

La estación M188 aporta datos desde el año 1963 hasta el año 2012, existiendo un vacío en el periodo 1997-2004. Dentro de estos datos pluviométricos, sobresalen los años 1963 y 1976 con 2.519,6 mm/año y 3.810 mm/año respectivamente. Siendo la media de precipitaciones para la serie temporal de 1.410 mm/año, los valores para los años señalados se presentan como anómalos o extremos y por lo tanto, han sido eliminados en nuestro estudio de media, periodos secos y tendencias.

De esta manera, eliminando estos dos valores extremos tenemos una media de 1.334 mm/año y periodos anuales secos de carácter leve para precipitaciones comprendidas



entre 1068 y 933 mm/año y periodos secos moderados entre 932 y 800 mm/año.

Gráfico 9. Precipitación media y períodos anuales secos para M188

Los años de carácter seco son:

SEQUIA LEVE: 1068 a 933 mm/año	
*	1983 con 1015,6 mm/año
*	1988 con 1009,7 mm/año
*	1992 con 1040,5 mm/año
SEQUIA MODERADA: 932 a 800 mm/año	
*	1995 con 877,8 mm/año

Otro aspecto de interés para conocer las dinámicas futuras de precipitación son las tendencias. Durante el periodo 1963-2012 la tendencia ha sido un decrecimiento pluviométrico tal y como observamos en el Gráfico 10.

De esta manera, siguiendo la tendencia actual, para el año 2050 se prevé una precipitación media de 1.195 mm/año y para el año 2100 de 1.086 mm/año. Es decir, en el año 2100 habrá decrecido un 15,03% respecto al valor de tendencia del año 2012. Estos datos los podemos comparar con valores obtenidos a través del programa PRECIS y recogidos en CEPAL (2012), que arrojan para el año 2050 una precipitación de 1.102 mm/año y para el año 2100 de 770 mm/año, siendo una reducción del 39,7%.

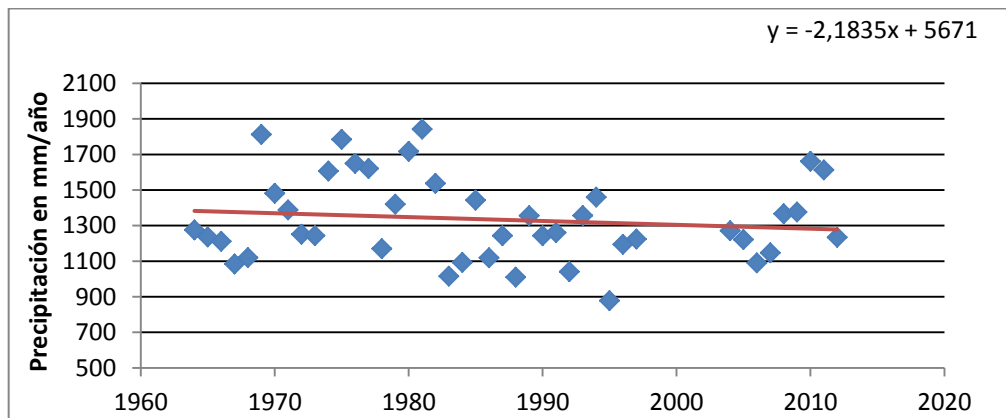


Gráfico 10. Tendencia de la precipitación.
Elaboración propia basada en datos de INAMHI.

Además de la existencia de años secos y la tendencia pluviométrica durante el registro temporal de datos, resulta de gran relevancia el análisis de la variabilidad de las precipitaciones en relación a la media, la cual ha sido cuantificada a partir de la desviación estándar, entendida como la medida del grado de dispersión de los datos con respecto al valor promedio. Para nuestro caso, este valor es de 236,07 mm/año o expresado de diferente manera, un 17,69% respecto al valor medio pluviométrico. Además, consideramos enriquecedor saber si esta variabilidad se ha mantenido constante durante el período de análisis o si ha evolucionado con el tiempo, para ello hemos dividido los datos en dos periodos, el primero de ellos desde 1963 hasta 1984 (22 años) y el segundo desde 1985 hasta 2012 (21 años dado que hay un vacío desde el 1997 hasta el 2004). La desviación estándar para el primer período es de 258,65 mm/año y para el segundo periodo de 188,59 mm/año. Es decir, las precipitaciones durante el segundo periodo han sido más cercanas a la media que los correspondientes al primer intervalo temporal.

- **Área 2: Centrales hidroeléctricas Paute Sopladora, Paute Cardenillo, Paute Molino, San Miguel y Gualaquiza**

Dentro de esta área encontramos diversas estaciones meteorológicas y limnográficas. Las estaciones meteorológicas próximas a las centrales hidroeléctricas son M501, M431, M045, M424 y M139, de las cuales usaremos M045 y M424 como base de datos al ser las únicas que presentan relativa continuidad en los datos pluviométricos. Respecto a las estaciones limnográficas dentro de las cuencas hidrográficas están la H929, H894 y H931, las tres las mantendremos al margen de nuestros estudios al existir importantes vacíos mensuales y anuales en las mediciones, impidiéndonos realizar análisis estadísticos.

ESTACIÓN	NOMBRE	ALTURA	COORDENADAS
M501	MENDEZ	665	2,70S-78,30W
M431	SEVILLA DE ORO	2360	2,79S-78,65W
M045	PALMAS-AZUAY	2400	2,71S-78,62W
M424	SIGSIG	2600	3,04S-78,78W
M139	GUALACEO	2230	2,88S-78,77W
H929	COLLAY	2110	2,73S-78,64W
H894	PAUTE	2104	2,75S-78,70W
H931	GUALACEO	2148	2,86S-78,76W

Tabla4: Estaciones meteorológicas y limnográficas correspondientes al Área 3.

Las estaciones meteorológicas M045 y M424 representan a la cuenca hidrográfica que abastece a las centrales hidroeléctricas de Paute Sopladora, Paute Cardenillo, Paute Molino, San Miguel y Gualaquiza. En este caso, ambas estaciones meteorológicas presentan datos consistentes al no existir vacíos anuales y escasos meses sin mediciones de precipitaciones. La estación M045 abarca desde el año 1972 hasta el 2012 y la estación M424, de mayor antigüedad, desde el año 1968 hasta el año 2012.

La estación meteorológica M045 tiene una precipitación media de 1370,3 mm/año, estando los años secos de carácter leve comprendidos entre los 1096,2 y los 959,2 mm/año. Para esta estación, tal y como podemos apreciar en el Gráfico 11, no existen años que puedan ser considerados secos al estar todos por encima de los 1096,2 mm, mostrando así una tendencia a estar bastante próximos a la media.

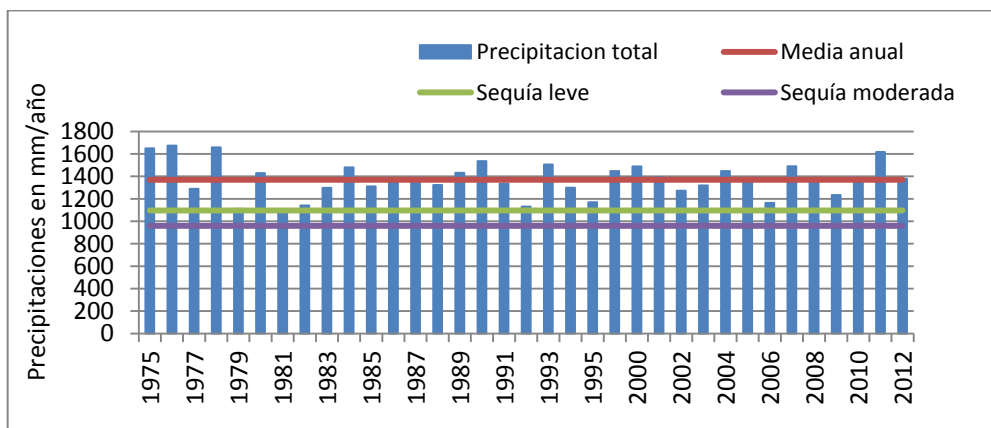


Gráfico 11. Precipitación media y períodos anuales secos para M045.

Elaboración propia basada en INAMHI.

La estación meteorológica M424 tiene una precipitación media considerablemente inferior respecto a la M045, pese a encontrarse en la misma cuenca hidrográfica. La pluviometría anual media es de 753,2 mm, por lo que se considerará año seco de carácter leve a aquellos

cuya precipitación esté comprendida entre los 602,6 y los 527,3 mm, tendrán carácter moderado los que se sitúen entre los 527,3 y los 451 mm. Por último, denominaremos años secos de carácter fuerte a los que estén comprendidos entre los 451 y 376,6 mm.

Como observamos en el Gráfico 12, para esta estación existe una mayor variabilidad climática, existiendo años cuya precipitación es muy inferior a la media del periodo analizado.

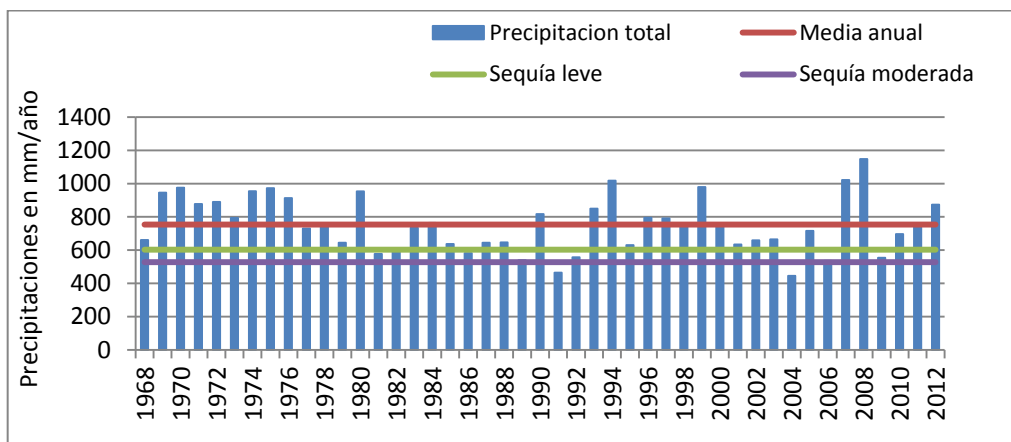


Gráfico 12. Precipitación media y períodos anuales secos para M424.
Elaboración propia basada en INAMHI

Los años caracterizados como secos son:

SEQUIA LEVE: 602 a 527	
*	1981 con 577,6 mm/año
*	1986 con 582,2 mm/año
*	1989 con 539,7 mm/año
*	1992 con 557,5 mm/año
*	2006 con 535 mm/año
*	2009 con 554,3 mm/año
SEQUIA MODERADA: 527 a 451	
*	1991 con 465,1 mm/año
SEQUIA FUERTE: 451 a 376,6	
*	2004 con 445 mm/año

En relación a la proyección de las precipitaciones, aunque en ambas estaciones parece existir una tendencia a la mayor sequía, el comportamiento varía notoriamente entre ellas al ser diferente la pendiente de la recta de dispersión, tal y como podemos observar en los Gráficos 13 y 14.

De esta manera, la tendencia de las precipitaciones para la estación M045 viene definida por la regresión $y = -0,6902 + 2746,1$, mediante la cual calculamos una precipitación media

para el año 2050 de 1331,5 mm/año. Siguiendo esta tendencia, la pluviometría media proyectada para el 2100 es de 1297,1 mm/año, siendo una ligera variación del 4,6 % respecto a la correspondiente a 2012. Según el programa PRECIS, la variación de la pluviometría para esta área será de un 7% al prever una precipitación media para el año 2050 y 2100 de 1262 mm/año.

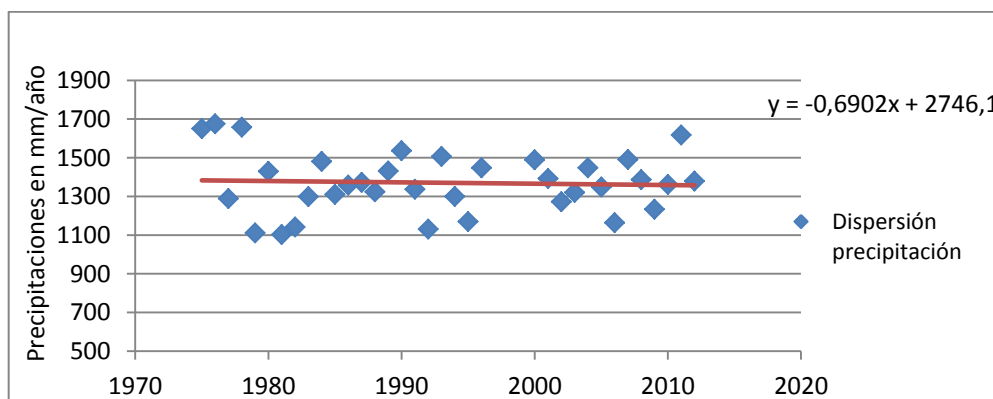


Gráfico 13. Tendencia de la precipitación estación M045.
Elaboración propia basada en datos de INAMHI.

En la estación M424, la tendencia presenta una mayor pendiente definida por la regresión $y = -2,1515x + 5034,8$. Para el año 2050 hemos calculado una precipitación media de 624,45 mm y para el año 2100 de 516,9 mm, suponiendo un decrecimiento de las lluvias en un 11,56% y 26,79% respectivamente. El programa PRECIS coincide con nuestras proyecciones para el año 2050 estableciendo en 618,5 mm la precipitación media y que equivale a una disminución del 12,40% pero por el contrario, diverge respecto a nuestro cálculo para el año 2100 dado que pronostica un incremento de la precipitación hasta los 874 mm/año que es un 23,7% superior respecto al 2012.

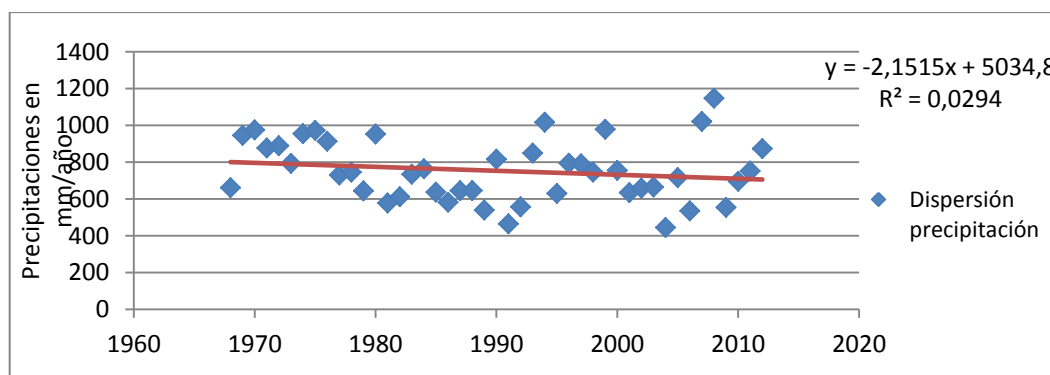


Gráfico 14. Tendencia de la precipitación estación M424.
Elaboración propia basada en datos de INAMHI.

Otro aspecto que estamos considerando en las estaciones es la variabilidad de las precipitaciones. Para este caso, la estación M045 tiene una desviación estándar de 154,19 mm/año, equivalente al 11,25 % sobre la media. La estación M424 tiene una desviación estándar de 164,70 mm/año, que supone el 21,8 % respecto a la precipitación media. Observamos por lo tanto, que la segunda estación presenta no sólo precipitaciones sensiblemente inferiores sino además, una mayor variabilidad y presencia de años secos.

Esta variabilidad ha ido en decrecimiento para la estación M045 que ha pasado de ser de 182,84 mm/año durante el período 1975-1992 a ser de 122,44 mm/año durante el período 1993-2012. La estación M424 ha incrementado con el paso del tiempo su variabilidad al ser de 144,68 entre 1968 y 1990 y de 185,95 desde 1991 hasta la actualidad.

Es relevante hacer notar que los períodos secos en el área 1 y área 2 no supusieron simultáneamente un decrecimiento de las precipitaciones superior al 20 %.

- **Dinámica pluviométrica de la vertiente amazónica de los Andes ecuatorianos**

Con el objetivo de dotar de mayor consistencia al estudio realizado hasta el momento, se ha decidido analizar la tendencia pluviométrica, la variabilidad y la existencia de fenómenos extremos de carácter seco en las 27 estaciones meteorológicas ubicadas en la vertiente amazónica, y que cuentan con datos consistentes. Los resultados son muy heterogéneos, denotando que existe una gran variación de las dinámicas de precipitaciones en espacios reducidos de manera que es preciso estudiar las cuencas hidrográficas de manera independiente; no obstante alguna de las observaciones más relevantes son las siguientes:

- a) La suma de todas las tendencias pluviométricas de las estaciones ponen de manifiesto que existe, como media, una tendencia al decrecimiento de las precipitaciones expresado mediante la regresión lineal " $y = -0,739x + 2296,98$ ".

Esta tendencia significa que si bien en el año 1970 en los Andes ecuatorianos cuyos ríos desembocan en la vertiente amazónica, llovía como media 841,15 litros/m² y año, en el año 2013 esta media ha descendido hasta los 809,37 litros/m² y año, existiendo un decrecimiento medio del 3,78%. Si extendemos esta tendencia hasta el año 2100, tenemos una precipitación media de 745,08 litros/m² y año que significa una disminución del 11,4% respecto a 1970.

- b) No sólo se da el fenómeno de una disminución de las precipitaciones medias, sino que además, como media ha incrementado la variabilidad en un 1,33% en todas las estaciones meteorológicas analizadas.

Tabla 5. Variabilidad en las estaciones andinas de la región amazónica

Variabilidad	Incremento	Decrecimiento
Pequeña (0-5%)	8	4
Mediana (5-10%)	6	2
Grande (>10%)	4	3
Total	18	9

Para analizar dicho fenómeno, hemos dividido el periodo de análisis en dos: desde 1970 hasta 1992 y desde 1993 hasta el 2013. Se ha visto, que en general se ha producido un incremento de la variabilidad, entendida como la variación de los datos respecto a la media. En 18 casos se ha incrementado la variabilidad y en 9 se ha disminuido.

- c) Los períodos secos han sido poco coincidentes en general, de manera que no se puede anunciar un año seco de manera generalizada en los Andes de la vertiente amazónica. A esta afirmación debemos añadirle excepciones concretas tal y como observamos en el siguiente gráfico.

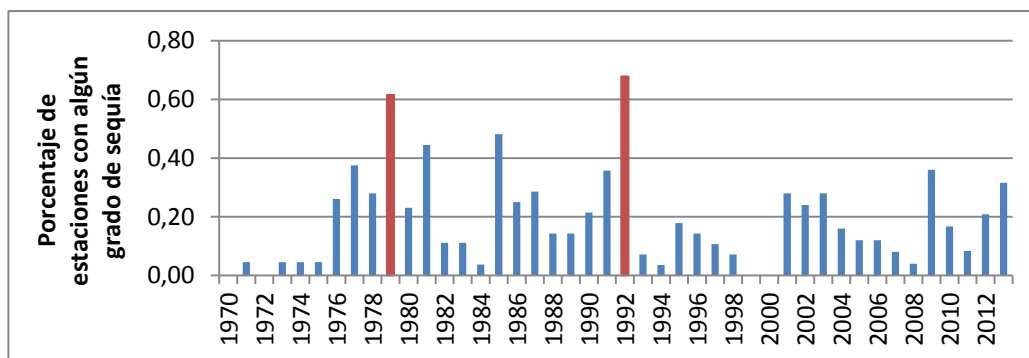


Gráfico 15. Porcentaje de estaciones con algún grado de sequía durante el período 1970-2013. Elaboración propia basada en datos de INAMHI.

Durante los años 1979 y 1992, más de la mitad de las estaciones meteorológicas sufrían algún tipo de sequía. En estas estaciones se daba una sequía media del 28,7 % y el 29,7 % para los años previamente señalados, a lo que, si le suma las estaciones en las que no existía sequía obtenemos una sequía en la región andina de la vertiente amazónica del 17,03 % y el 20,92 % respectivamente.

7. CONCLUSIONES

Siendo Ecuador un país en plena expansión económica, la demanda eléctrica no ha dejado de crecer en las últimas décadas y como hemos visto en el estudio, la tendencia se mantendrá en el futuro. De esta forma, entre 1990 y 2013, el consumo en electricidad ha aumentado casi cinco veces pasando de los 4.800 GWh a los 19.860 GWh y las proyecciones apuntan a que en el año 2021 necesitaremos 31.350 GWh, en el año 2050 se precisarán en torno a 85.420,51 GWh y en año 2100 el consumo se elevará hasta los 184.985,01 GWh. Es decir, llegaremos a consumir 12,1 veces más de la electricidad requerida en el 2010.

Para satisfacer la demanda, Ecuador ha iniciado la construcción de grandes centrales hidroeléctricas que aprovecharán la energía potencial de los cursos fluviales procedentes de la región andina. No obstante, concentrar la producción en grandes infraestructuras que dependen de la pluviometría para su correcto funcionamiento tiene como inconveniente incrementar la vulnerabilidad del sistema frente a variaciones climáticas. En el presente estudio de investigación se ha analizado el impacto socioeconómico del cambio climático en la generación hidroeléctrica, para ello, se ha estudiado las cuencas hidrográficas que abastecerán a las principales centrales hidroeléctricas hasta el 2021 y posteriormente se ha llevado a cabo la misma acción en toda la vertiente amazónica de los Andes hasta el 2100.

En el análisis de la precipitación en las cuencas hidrográficas, uno de los resultados en común de la investigación es que existe una tendencia al decrecimiento de las precipitaciones, de forma que para la estación M188 (Área 1) se prevé una disminución de las lluvias desde el año 2013 hasta el 2100 de un 15,03%, mientras que para la estación M045 y M424 (Área 2) la disminución es del 4,6% y del 12,40% respectivamente. Como media de las tres estaciones meteorológicas, tenemos un decrecimiento pluviométrico del 10,67% para el año 2100, coincidiendo con proyecciones internacionales (PRECIS) que de igual manera prevén una disminución en la región de los Andes ecuatorianos.

Esta tendencia al decrecimiento pluviométrico en las cuencas hidrográficas se observa también de una manera general en la vertiente amazónica de la región andina, donde como media existe una disminución del 3,78% entre 1970 y 2013 y de un 7,9% entre 2013 y 2100. Vemos pues, que la proyección de las precipitaciones en las cuencas que abastecerán de energía hídrica a las grandes centrales hidroeléctricas analizadas, son una buena aproximación de la media de la vertiente amazónica de la región andina.

Otra evidencia extraída del estudio a escala cuenca hidrográfica es que las dinámicas pluviométricas presentan bruscas variaciones en reducidos espacios. Prueba de ello son las estaciones meteorológicas M045 y M424, ubicadas próximas entre sí y representantes del Área 2, y que tienen precipitaciones completamente diferentes, tanto en cantidad como en distribución. Como resultado de esta gran variabilidad de las dinámicas pluviométricas los años secos no se dan de manera coincidente en las diferentes estaciones meteorológicas analizadas. Esta circunstancia favorece a la producción de hidroelectricidad al disminuir su vulnerabilidad, dado que el decrecimiento en la generación de electricidad a través de una

cuenca hidrográfica no tiene porqué venir acompañada de la disminución en la producción de la cuenca adyacente.

Esta misma lectura se puede hacer para la región andina en un marco más amplio, dado que únicamente los años 1979 y 1992 se caracterizan por tener más del 50% de las estaciones meteorológicas bajo algún tipo de sequía. Pese a ser estos años los más secos, la disminución de las precipitaciones es del 28,7% y 29,7% para las estaciones meteorológicas con sequías, y si nos referimos a todas las estaciones meteorológicas, la disminución media es del 17,03% y 20,92% respectivamente.

Pese a que no podamos hablar de año seco de manera global, no obstante, existe una tendencia general a la disminución de las precipitaciones y en algunas estaciones, un incremento de la variabilidad pluviométrica. A nivel de la vertiente amazónica de los Andes de Ecuador, se da un incremento de la variabilidad durante las últimas décadas, siendo la media un incremento del 1,33% por estación.

La existencia de un incremento de la variabilidad, la tendencia negativa de la pluviometría en la vertiente amazónica de los Andes y la existencia de años secos que suponen un decrecimiento máximo de casi el 21% de las precipitaciones, se ve contrarrestado por el hecho de que el Estado ecuatoriano planifique para el año 2021 una potencia instalada superior en un 26,45% a la necesaria para el consumo eléctrico nacional. Este excedente de potencia eléctrica se debe a la intención de vender electricidad sobrante a países de la región.

Basándonos en todo lo expuesto hasta el momento y suponiendo que Ecuador continuará con la política de tener una potencia hidroeléctrica instalada superior a la necesaria para cubrir la demanda interna, podemos concluir que los años secos no supondrán un inconveniente a la seguridad de electricidad en el país. Disminuir este excedente llevará asociado un riesgo de compra de energía eléctrica a Perú y Ecuador, a un precio de 10,58 cUSD/KWh, es decir, 16,5 veces superior al de generación que está situado, según nuestros cálculos, en torno a los 0,64 cUSD/KWh. Por este motivo, se recomienda mantener siempre este excedente potencia instalada que sirva para la venta de electricidad y la adaptación al cambio climático.

Otra recomendación importante resultante del estudio es que la energía eléctrica sea producida de forma complementaria a través de centrales hídricas de tamaño mediano y pequeño (de 100 a 10 MW), pues el coste de instalación no es muy superior y su mayor distribución en la Cordillera de los Andes permitiría disminuir la vulnerabilidad a las variaciones pluviométricas e incrementar la cobertura eléctrica en el país.

Además, se insta al actual gobierno de Ecuador a que instale un mayor número de centrales meteorológicas en cuencas hidrográficas que serán de interés para la generación hidroeléctrica y que de manera paralela, se le dé un mayor seguimiento a las ya operativas con el objetivo de evitar importantes vacíos en los datos meteorológicos.

BIBLIOGRAFÍA

- CELADE, Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía (2012). “Base de datos. Estimaciones y proyecciones de la población”. http://www.eclac.cl/celade/proyecciones/basedatos_BD.htm
- CEPAL, Comisión Económica para América Latina y Caribe (2013). “Bases de datos y publicaciones estadísticas. Datos económicos para Ecuador” http://estadisticas.cepal.org/cepalstat/WEB_CEPALSTAT/Portada.asp
- CEPAL, Comisión Económica para América Latina y Caribe (2012). “La economía del cambio climático en el Ecuador, 2012”.
- CONELEC, Consejo Ecuatoriano de Electricidad (2012). “Plan Estratégico de Electrificación 2012-2021”. CONELEC.
- CONELEC, Consejo Ecuatoriano de Electricidad (2013). “Regulación N° 001/13”. http://www.conelec.gob.ec/normativa/001_13%20Energias%20Renovables.pdf
- CONELEC, Consejo Ecuatoriano de Electricidad (2014). “Estadísticas y Mapas”. http://www.conelec.gob.ec/enlaces_externos.php?l=1&cd_menu=4223
- González Velasco, J (2009). “Energías renovables”. Editorial Reverté
- Harrison G., Whittington H., Gundry H. (2010). “Climate change impacts on hydroelectric power”. University of Edinburgh, UK.
- INAMHI, Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (2013). Base de datos sobre las estaciones meteorológicas en Ecuador.
- MOPU (1990). “Drenaje superficial”. BOE número 123 de 23 de mayo de 1990.
- OMM, Organización Meteorológica Mundial (1992). “Protección de la Atmósfera, los Océanos y los Recursos Hídricos .Aprovechamiento Racional de los Recursos Naturales”. OMM N° 760. Ginebra, Suiza.
- ONU, Organización de Naciones Unidas (1994). “Convención Internacional de Lucha contra la Desertificación en los Países afectados por Sequía Grave o desertificación, en Particular en África”. Doc. A/AC.241/15/Rev 17. Paris.
- Plan Nacional para el Buen Vivir (PNBV), 2009-2013. República de Ecuador. Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo. www.planificacion.gob.ec/wp-content/2012/07/Plan_Nacional_para_el_Buen_Vivir.pdf
- Plan Nacional para el Buen Vivir (PNBV), 2013-2017. República de Ecuador. Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo. http://www.academia.edu/4288998/Plan_Nacional_Buen_Vivir_2013-2017.
- Wilhite, D. A., Glanz, M. H., (1985). “Understanding the drought phenomenon: The role of definitions.” *Water . Int.*, 10, 3, p. 111-120