



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ESTUDIO Y ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO MEDIANTE EL
MODELO PLP

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

FERNANDO PATRICIO ARROS MUÑOZ

PROFESOR GUÍA:
MARCELO MATUS ACUÑA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO SEPÚLVEDA SEPÚLVEDA
ANDRÉS CABA RUTTE

SANTIAGO DE CHILE
2018

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: FERNANDO PATRICIO ARROS MUÑOZ
FECHA: 09/04/2018
PROF. GUÍA: MARCELO MATUS ACUÑA

ESTUDIO Y ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO MEDIANTE EL MODELO PLP

Las interconexiones internacionales el día de hoy son un tema de importancia, ya que tienen grandes beneficios tanto para sistemas pequeños, como grandes, al ayudar a mejorar los precios del país, además de reforzar el sistema mientras mayor se la interconexión.

Con esto en mente, este trabajo da inicio al estudio de una posible interconexión de los países sudamericanos, en particular, los presentes en el el mar del pácifico, Chile, Perú, Ecuador y Colombia. De esta forma, este trabajo presenta los resultados obtenidos del sistema ecuatoriano, para poder realizar futuras investigaciones con respecto a la interconexión de estos países.

Los resultados obtenidos corresponden a los costos marginales, la generación, los niveles de embalse y la cargabilidad de las líneas, cada uno de ellos validados según los supuestos tomados al realizar el modelo. Además, también se muestra como se organiza y funciona el sistema eléctrico ecuatoriano.

Por último, se compara los costos marginales de Ecuador con Colombia, para poder ver si se tiene un beneficio mutuo para ambos países, al realizar una interconexión entre ellos.

Agradecimientos

Este trabajo esta dedicado a todas las personas que me han acompañado durante todo el viaje que ha sido mi carrera universitaria. En primera instancia están mis padres, María Inéz y Fernando, que sin ellos jamás hubiera llegado a este punto de mi vida, ya que ellos han dado todo para que yo pueda estar aquí, siempre apoyandome y aletandome.

A mi hermano, Patricio, que me ha acompañado desde siempre y me ayudado de muchas formas a seguir por el camino que elegí, además de soportarme todo este tiempo aún en los malos timepos.

A mis amigos que conocí en esta Universidad, personas con las que he compartido desde el inicio de la carrera y aún seguimos juntos después de tanto tiempo y espero que siga así.

Y por último, pero no por eso menos, a Dios, ya que creer en él me ha ayudado durante todo el viaje de mi vida, ha tomar lo que la vida misma me da y ver siempre todo de una manera positiva, rogocijandome por todas las cosas que han pasad, siendo esta, una de esas.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos Generales	2
1.3. Objetivos Específicos	2
1.4. Alcance del trabajo	2
1.5. Estructura del Informe	2
2. Marco Conceptual y Antecedentes	4
2.1. Sistema Eléctricos de Potencia	4
2.1.1. Estructuras y aspectos técnicos	4
2.1.2. Generación	5
2.1.3. Tipos de Central	6
2.1.4. Transmisión	7
2.1.5. Consumo	8
2.2. Sistema Eléctrico Ecuador	9
2.2.1. Estructura Institucional	9
2.3. Cadena Productiva	10
2.3.1. Generación	10
2.3.2. Transmisión	11
2.3.3. Distribución	11
2.4. Modelo de Mercado	12
2.4.1. Mercado Eléctrico Mayorista	12
2.4.2. Mercado ocasional	12
2.4.3. Contratos a plazos	12
2.5. Sistema Eléctrico Colombiano	13
2.5.1. Estructura institucional	13
2.5.2. Cadena Productiva	15
2.5.3. Generación	15
2.5.4. Transmisión	16
2.5.5. Distribución	17
2.5.6. Comercialización	17
2.5.7. Modelo de Mercado	17
2.5.8. Mercado Spot o Bolsa de energía	18
2.5.9. Transacciones Colombia-Ecuador	18
2.5.10. Mercado de contratos	18
2.5.11. Coordinación Hidrotérmica	19

3. Metodología	22
3.1. Modelo PLP	22
3.2. Obtención de Datos	23
3.3. Integración del Modelo SDDP a PLP	23
3.3.1. Centrales	23
3.3.2. Hidrologías	24
3.3.3. Etapas	24
3.3.4. Demanda	25
3.3.5. Transmisión	26
3.4. Simulación y Validación	27
4. Análisis y Resultados	28
4.1. Sistema Uninodal Ecuador	28
4.1.1. Costos Marginales	28
4.1.2. Generación	31
4.1.3. Embalses	36
4.2. Sistema Multinodal Ecuador	40
4.2.1. Costos Marginales	40
4.2.2. Generación	42
4.2.3. Embalses	48
4.2.4. Líneas de Transmisión	50
4.2.5. Comparación de los costos marginales con Colombia	51
Conclusión	52
4.3. Trabajos Futuros	54
7. Bibliografía	54
A. Anexo I: Costos Marginales Uninodal y Multinodal	57
B. Anexo II: Generación de las centrales Uninodal y Multinodal	60

Índice de Tablas

2.1. Potencia Nominal Instalada Ecuador 2016	11
3.1. Porcentaje de horas para cada Bloque de la demanda	25
4.1. Comparación real y simulada de la Generación Hidráulica 2017 (Uninodal) .	33
4.2. Comparación real y simulada de la Generación Térmica 2017 (Uninodal) . .	33
4.3. Comparación de los vertimientos reales y simulados para el año 2017	40
4.4. Comparativa de la generación hidráulica real y simulada para el año 2017 (Multinodal)	45
4.5. Comparativa de la generación Térmica real y simulada para el año 2017 (Mul- tinodal)	45
4.6. Comparativa del vertimiento real y simulado embalses Paute y Mazar	49
4.7. Comparativa del vertimiento real y simulado embalses Hidronación y Pucará	49
4.8. My caption	51
A.1. Comparativa de costos marginales uninodales mensuales reales y simulados .	57
A.2. Costos Marginales multinodales mensuales para el año 2017	58
A.3. Costos Marginales multinodales mensuales para el año 2023	58
A.4. Costos Marginales multinodales mensuales para el año 2026	59
B.1. Comparativa de la generación de centrales térmicas real y simulada para el año 2017 Uninodal	60
B.2. Comparativa de la generación de centrales hidráulicas real y simulada para el año 2017 Uninodal	61
B.3. Generación de centrales térmicas uninodal para los años 2017, 2023 y 2026 .	61
B.4. Generación de centrales hidráulicas uninodal para los años 2017, 2023 y 2026	62
B.5. Comparativa de generación de centrales hidráulicas real y simulada para el año 2017 Multinodal	62
B.6. Comparativa de generación de centrales térmicas real y simulada para el año 2017 Multinodal	63
B.7. Generación centrales hidráulicas multinodal para los años 2017, 2023 y 2026	63
B.8. Generación de las centrales térmicas multinodal para los años 2017, 2023 y 2026	63
B.9. Generación de las centrales futuras multinodal para los años 2017, 2023 y 2026	64

Índice de Ilustraciones

2.1. Estructura institucional de Colombia	14
2.2. Composición de la generación del SIN para el 2016	16
2.3. Intersección de la Curva de Costos Futuros e Inmediatos	20
2.4. Tabla comparativa de SDDP y PLP	21
3.1. Proyección de Demanda	25
3.2. Demanda por bloques Enero 2017	26
4.1. Costo Marginal Ecuatoriano Uninodal promedio para las 40 hidrologías	29
4.2. Comparativa costos marginales uninodal y real año 2017	30
4.3. Generación Real de Ecuador en el año 2017	31
4.4. Generación Simulada de Ecuador en el año 2017	32
4.5. Generación de Ecuador para todo el horizonte de tiempo	34
4.6. Generación de Ecuador para el año 2023	35
4.7. Generación de Ecuador para el año 2026	36
4.8. Niveles de volumen embalse Mazar	37
4.9. Niveles de volumen embalse Paute	38
4.10. Volumen del embalse Coca Codo	39
4.11. Comparativa de los costos marginales reales y simulados para el año 2017 (Multinodal)	41
4.12. Costos Marginales Multinodal para todo el periodo de estudio	42
4.13. Generación total para el año 2017 hidrología media	43
4.14. Generación total para el año 2023 hidrología media	43
4.15. Generación total para el año 2026 hidrología media	44
4.16. Generación total para hidrología media	46
4.17. Generación de falla barra PORTO VIEJO 138	47
4.18. Generación de falla CONOCOTO 138	47
4.19. Generación de falla TOTORAS 138	48
4.20. Potencia Paute y Coca Codo Sinclair	50
4.21. Comparativa de costos marginales Ecuador-Colombia	52

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Como sociedad actual, somos muy dependientes de la electricidad, siendo esta parte habitual de la vida de uno y para la gran mayoría un recurso esencial para vivir. Por lo mismo, poder tener un suministro seguro de esta, es una de las labores principales que debe hacer un país. Para poder lograr hacer esto, se deben realizar estudios con horizontes de tiempo a corto, mediano y largo que nos permitan poder resolver las interrogantes de ¿cuánto generar en el día y cómo?, además de poder ver cuando es necesario la construcción de nuevas centrales o líneas de conexión, para poder suministrar la demanda del país.

Bajo todo esto, al realizar dichos estudios se busca entregar la energía de la manera más eficiente y con el menor precio posible, así toda la población pueda tener acceso a esta. Dentro de este punto las centrales de menor costo variables o nulo juegan un papel fundamental, pero lamentablemente no existe un sistema que pueda funcionar solo con ellas, ya que se necesitaría un sistema muy grande e infalible.

Debido a esto, surge la pregunta de si sería eficiente la conexión a gran escala con otros países, para ver si existe una mejora en todo el sistema eléctrico interconectado. La respuesta a esto se puede ver en Europa, donde cada país está interconectado, teniendo un mercado más robusto, con un sistema más barato y seguro. En Ecuador, ya existe este tipo de interconexión con Colombia y Perú, pero en escalas bien bajas, por lo que pensar mejorar dichas interconexión se vuelve algo atractivo, a la vez, de unir a más países como sería el caso de Chile.

Con todo esto, realizar un estudio del Ecuador para poder ver si existe una buena posibilidad de realizar una interconexión entre Chile-Perú-Ecuador-Colombia se hace necesario, más aun, poder tener todo los sistemas en un mismo modelo.

1.2. Objetivos Generales

Los Objetivos Generales del trabajo recaen en realizar una simulación en PLP del sistema eléctrico ecuatoriano aislado lo mas cercana a la realidad posible, que permita ver los diferentes aspectos de esta y, a la vez, realizar una comparación de costos con el sistema Colombiano para ver la factibilidad de la interconexión.

1.3. Objetivos Específicos

Los objetivos específicos son los siguientes:

- Traspasar los datos del modelo SDDP de Ecuador al modelo PLP de Chile
- Validar los datos obtenidos en las simulaciones y mostrar el comportamiento futuro del sistema
- Analizar la generación por tipo del sistema, junto con los costos marginales asociados a ella.
- Realizar una comparación de los costos marginales de Colombia y Ecuador, para ver los beneficios de la interconexión.

1.4. Alcance del trabajo

Se realizará un horizonte de estudio de 10 años, desde el 2017 al 2026.

El trabajo incluye un modelo uninodal, que puede ser utilizado para estudios simplificados y además, un modelo multinodal detallado, para cuando sea necesario tener la información de cada uno de las líneas de transmisión del sistema.

1.5. Estructura del Informe

El presente Informe esta dividido en cuatro secciones las cuales son:

- Capítulo de Marco Conceptual y Antecedentes, que como su nombre lo indica muestra los antecedentes de cada uno de los países, así como también tiene los conceptos de los sistemas eléctricos y de la coordinación hidrotérmica.
- Capítulo de Metodología, donde se habla como se desarrollo el trabajo en concreto, además de mostrar en mayor profundidad como transcribir el formato de SDDP a PLP.
- Capítulo de Análisis de Resultados, donde se muestran los diferentes resultados de las simulaciones y se analiza cada modelo por separado, comparandolo con el real.

- Finalmente se encuentra el Capítulo de Conclusiones donde se muestra las conclusiones del estudio y los trabajos futuros

Capítulo 2

Marco Conceptual y Antecedentes

2.1. Sistema Eléctricos de Potencia

Los sistemas eléctricos de Potencia presentan generalmente tres partes: Generación, Transmisión y Distribución o Consumo. Cada uno de estos elementos se formaron de manera separada y no en conjunto debido a las diferentes necesidades que cada uno satisface. La Generación, generalmente, se ubica lo más cercano posible al recurso a utilizar, por lo que el lugar de construcción siempre quedaba alejado de las ciudades, lo que llevó a la creación de un sistema de transporte para la energía a las ciudades que corresponde a la segunda área, Transmisión. Finalmente, la Distribución es la forma de transportar la energía a cada uno de los residentes. Cada una de estas partes debe funcionar bajo ciertas condiciones impuestas por restricciones técnicas (tensión y frecuencia principalmente) y por la calidad del producto a entregar.[1]

Así un Sistema Eléctrico de Potencia o SEP, corresponde al conjunto de instalaciones que permiten generar, transportar y distribuir la energía eléctrica en condiciones adecuadas de frecuencia, tensión y disponibilidad.

2.1.1. Estructuras y aspectos técnicos

Dentro de los principales aspectos técnicos se encuentran:

Corriente alterna: en un principio los sistemas eléctricos comenzaron utilizando corriente continua gracias a su simplicidad en comparación a la corriente alterna, pero esto se vio rápidamente perjudicado, debido a la incapacidad del cambio de voltaje que presentaba esto, obligando a que el transporte de energía se limitara a pocos kilómetros. Estos problemas, más la utilización de transformadores, llevaron a cambiar el sistema a uno de corriente alterna que resuelve el problema del transporte, además de otros beneficios, como la disminución de

perdidas dentro del mismo transporte.

Frecuencia: se han probado distintas frecuencias desde que se iniciaron los SEP, debido a que no existen diferentes ventajas tanto para frecuencias pequeñas como altas, por ejemplo, con frecuencias pequeñas se tienen impedancias menores ya que esta presenta una relación casi lineal con la frecuencia hasta los 50 Hz. Por otro lado, para frecuencias altas, el ahorro de costo y peso que implica poder tener una sección de los circuitos magnéticos reducida. Con todo esto, la frecuencia ya ha sido normalizada en los diferentes países, tomando valores de 50 Hz para países europeos, asiáticos y algunos latinoamericanos como Chile, y 60 Hz para Estados Unidos y el resto de Latinoamérica. En años recientes, se pueden ver sistemas que coexisten con ambas frecuencias gracias a los avances tecnológicos de la electrónica de potencia.

Numero de Fases: La cantidad de fases utilizadas actualmente corresponde a tres, ya que representan la mejor relación costo/beneficio, desplazando a la monofásica utilizada en un principio. Ahora la monofásica solo se utiliza para instalaciones domiciliarias o en distribución para sectores rurales de pocos consumos[1].

Topología: Debido a las diferentes exigencias que debe tener un SEP y las barreras económicas impuestas por las altas inversiones, existen diferentes topologías dependiendo de la importancia del sistema o de los consumos, los cuales son:

- Sistemas radiales: son aquellos de los que de una determinada subestación sale un alimentador que puede o no ramificarse, pero que nunca volverá a un punto en común en el sistema. Estos son los más baratos, pero presentan una baja seguridad de servicio.
- Sistemas en anillo: En estos se aumenta la seguridad del servicio al alimentar en paralelo de dos o tres fuentes distintas a la vez, mediante líneas continuas, sin interrupción. Así la cantidad de anillos se mantiene reducida con algunos de ellos con ramificaciones.
- Sistemas enmallados: es aquel que presenta múltiples anillos formando una especie de malla, en la cual todos los tramos deben soportar sobrecargas permanentes. Así se tiene la máxima seguridad, pero el mayor costo.

A continuación, se hablará en más de detalle sobre la Generación, la Transmisión y los consumos de un SEP.

2.1.2. Generación

Todo se inicia con las centrales eléctricas que convierten algún recurso energético en electricidad. Dicha conversión generalmente se realiza al tomar dicho recurso, ya sea ríos, gas, viento, vapor, etc y los transforma en energía cinética a través de turbinas para luego mover el generador eléctrico. Por otro lado, los recursos que no son representados por algún fluido, como el sol o algún tipo químico, son transformados a corriente continua, para luego, a través de un inversor, pasar a corriente alterna[1].

Los principales componentes de las centrales son:

- Turbinas: que transforman el recurso energético en energía cinética. Pueden ser hidráulicas (Pelton, Francis, Kaplan) o térmicas (diésel, de gas, a vapor).
- Generadores: que son los encargados de transformar la energía cinética en electricidad. Se utilizan principalmente generadores sincrónicos.
- Transformadores: son los encargados de elevar la tensión de la central para poder ser transportada con la menor cantidad de pérdidas posibles.

2.1.3. Tipos de Central

Centrales Hidráulicas: Son aquellas que funcionan con el movimiento del agua, ya sea por un gran caudal Q o un gran desnivel H .

Debido al ser un recurso que depende de las lluvias o los derretimientos de nieve, esta presenta un comportamiento con alta incertidumbre lo que impide garantizar energía en periodos determinados. Una de sus principales características es que poseen una rápida partida y toma de carga, por lo que se utilizan principalmente para los horarios puntas del día. Finalmente, los costos de operación de estas centrales son casi nulos, pero presentan grandes valores de inversión.

Existen diferentes tipos según como se maneja el caudal:

- Centrales de pasada: son las que en donde la generación depende de las fluctuaciones del agua. No almacenan agua.
- Centrales de embalse: Almacenamiento masivo de agua, que posee una regulación semanal o mensual.
- Centrales mixtas: Poseen pequeños estanques de regulación diaria.
- Centrales de bombeo: en donde el agua es almacenada en un estanque inferior para ser bombeada a un estanque superior cuando sean horas de baja demanda y bajo costo, para luego caer durante las horas puntas de demanda.
- Centrales mareomotrices: se genera a través del desnivel producido por los flujos de agua del mar al embalse o viceversa.
- Centrales marinas: se genera gracias al movimiento de las olas marinas o las corrientes submarinas.

Centrales a vapor: el recurso utilizado por estas centrales es vapor de agua, que se obtiene calentando calderas especiales, a temperatura y presión elevadas. Los combustibles utilizados pueden ser el carbón, diferentes tipos de petróleo o gas natural. Parten lentas y tardan varias horas en poder tomar carga, por lo que no se utilizan para las horas punta del consumo. Finalmente, poseen un costo de operación mayor a las de las centrales hidráulicas, pero los costos de inversión son mucho menores.

Centrales geotérmicas: Son las que generan energía, gracias a las altas temperaturas del magma terrestre a profundidades relativamente cercanas, en las cuales se inyecta agua para

poder generar vapor.

Centrales nucleares: Su forma de operar es parecida a las centrales térmicas convencionales, pero utilizan como combustible un material fisionable.

Centrales de gas: son aquellas en la que los gases calientes de la combustión del gas natural mueven las turbinas, saltándose el paso del calentamiento de agua como las centrales a vapor. Esto permite que sean rápidas en la partida y la toma de carga, por lo que son utilizadas en las horas punta del consumo. Son las que presentan el menor costo de inversión.

Centrales de ciclo combinado: consisten en la combinación de una central de vapor con una de a gas, en la cual se aprovechan los gases de escape de una o dos turbinas de gas, con los cuales se calienta una caldera de una central a vapor convencional. Con esto se logra un menor costo de inversión y una mejora del rendimiento superior al 50

Motores diésel: Se utilizan como centrales de emergencia o para sistemas pequeños. Poseen una muy rápida partida, en los órdenes de minutos, y poseen un funcionamiento eficiente en un amplio rango de cargas.

Centrales eólicas: son aquellas que generan energía a través del recurso del viento, tanto con generadores asíncronos, como síncronos acoplados con un convertidor. Debido a la alta incertidumbre que posee este recurso, no se puede tener estas centrales para suplir determinados consumos a pesar de su costo casi nulo de operación.

Centrales solares: son aquellas que generan energía a través del recurso de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica[1].

2.1.4. Transmisión

Las líneas de transmisión son el principal medio de transporte para poder distribuir la energía eléctrica. Generalmente son líneas aéreas suspendidas mediante aisladores en estructuras. El material utilizado principalmente es el aluminio o aleaciones de este mismo, que le dan mayor resistencia mecánica. Además, por razones tanto eléctricas como mecánicas, las líneas no corresponden a un solo tubo, si no que a varios trenzados

Las líneas de transmisión son el principal medio de transporte para poder distribuir la energía eléctrica. Generalmente son líneas aéreas suspendidas mediante aisladores en estructuras. El material utilizado principalmente es el aluminio o aleaciones de este mismo, que le dan mayor resistencia mecánica. Además, por razones tanto eléctricas como mecánicas, las líneas no corresponden a un solo tubo, si no que a varios trenzados[1].

Clasificación de las redes eléctricas

Según función:

- Redes de usuarios: alimenta directamente un número no demasiado grande de aparatos domésticos o de pequeños motores, cuyas potencias individuales varían entre algunas

decenas de Watts y algunos kW. Utilizan tensiones entre 200 y 400 volts entre fases.

- Redes industriales: Son redes que requieren potencias más elevadas, del orden de la decena de kW, por lo que sus tensiones entre fases son de 500 a 600 volts, teniendo casos de 5 kV si las potencias son muy elevadas.
- Redes de distribución: entregan la potencia y energía requerida a un grupo de redes de usuarios, y que conforman el primer escalón de los SEP. Se utilizan tensiones en el rango de 400 V a 23 kV.
- Redes de repartición o subtransmisión: suministran la potencia a las redes de distribuciones, pero no son más largas que una decena de kilómetros. Solo alimentan de forma directa a ciertos consumidores industriales. Se utilizan tensiones en el rango de 40 a 154 kV
- Redes de transporte: proporcionan alimentación a sectores grandes como lo son provincias, regiones o incluso países. Las tensiones empleadas están en un rango de 220 a 750 kV.
- Redes de interconexión: son uniones entre dos grandes sistemas que se ayudan mutuamente. Los rangos de tensión son iguales a los de las redes de transporte.

Según su tensión:

- Tensiones bajas: son las menores a 1000 Volts y son utilizadas principalmente para los consumos domiciliarios y la mayoría de las industrias.
- Tensiones medias: son las que están en el rango de 1 a 35 kV y que permiten la transmisión en el rango de los MW.
- Tensiones altas: son aquellas comprendidas entre 40 a 300 kV y se usan para el transporte de potencias elevadas.
- Tensiones extremadamente altas: son aquellas con tensiones mayores a los 300 kV que permiten el transporte de altas potencias para distancias aún mayores.

2.1.5. Consumo

Las cargas conectadas a los SEP son de una gran variedad (motores, iluminación, calefactores, etc.) y cada uno de estos se comporta de manera distinta. Además, por su comportamiento dichas cargas consumen diferentes proporciones de potencia activa y reactiva, las cuales se miden con el Factor de Potencia ($\cos(\phi)$) o $\text{tg}(\phi)$. En la Tabla (...), se puede ver la $\text{tg}(\phi)$ para diferentes cargas.

Ambas frecuencias varían con la frecuencia y la tensión según el tipo de consumo, del cual se tienen tres tipos: de potencia constante, de impedancia constante y de corriente constante. Además de variar con la tensión y frecuencia, las cargas también varían con el tiempo, pero no se toma la potencia instantánea como medida, si no que la demanda, que es la potencia promediada en un intervalo de tiempo (15 min, 30 min, 1 hora), para simplificar las variaciones rápidas de las cargas[1].

Consumo: es la energía total solicitada en un periodo de tiempo.

Las curvas de cargas pueden ser diarias, semanales, mensuales, etc. dependiendo del tiempo de estudio y sirven para observar las variaciones lentas a lo largo del tiempo.

Otros conceptos importantes son:

Demanda máxima: es la mayor demanda que presenta durante el periodo.

Periodo de máxima carga: es el periodo donde se presenta las mayores demandas.

Demanda mínima: es la menor demanda presente en un periodo.

Demanda media: es el cociente entre la energía consumida y el periodo considerado.

Factor de carga: es el cociente entre la demanda media y la demanda máxima en un periodo considerado.

Factor demanda: es la relación entre la demanda máxima de uno o varios consumidores durante un periodo específico y la potencia total instalada por esos consumidores.

2.2. Sistema Eléctrico Ecuador

Para poder conocer en su totalidad el sistema eléctrico ecuatoriano se deberían tomar muchas aristas diferentes que no se consideran dentro de los alcances, por lo que solo se tomarán algunos de estos puntos que muestren en rasgos generales como son la estructura institucional, su cadena productiva y el modelo de mercado utilizado.

2.2.1. Estructura Institucional

A continuación, se presentará la estructura institucional de Ecuador, dando algunos detalles esenciales

- Ministerio de coordinación de sectores estratégicos: es el coordinador del sistema eléctrico que tiene como objetivo ser el modelo de gestión para el aprovechamiento racional, sostenible y eficiente de todos los recursos de los sectores estratégicos, generando el máximo beneficio social.
- Ministerio de Electricidad y Energías Renovables: Entidad rectora del sector eléctrico, que satisface las necesidades de energía del país. Sus funciones u objetivos radican, entre otros, en:
 - Incrementar la oferta de generación y transmisión eléctrica.
 - Incremento del uso eficiente de la demanda de energía eléctrica.
 - Incrementar la eficiencia de las empresas de distribución.
 - Incrementar la calidad de servicio de energía eléctrica.
- Agencia de regulación y control de Electricidad: antiguamente Consejo Nacional de Electricidad, cuya función radica en la regular y controlar las actividades del sector

público estratégico de energía eléctrica, con calidez y calidad, precautelando el bienestar de los ciudadanos y el desarrollo sustentable del país.

- Centro Nacional de Control de Energía: es una corporación civil de derecho privado, netamente técnica, que se encarga del manejo técnico y económico de la energía en bloque, garantizando en todo momento una operación adecuada que beneficie al usuario final. Para el año 2015, el CENACE pasa a ser el nuevo operador del sistema llamándose Operador Nacional de Electricidad, CENACE que tiene nuevas funciones como administrador comercial de las transacciones de bloques de energía. Además, deberá operar el sistema siempre manteniendo la seguridad y calidad de servicio del Sistema Nacional Interconectado[2][3].

2.3. Cadena Productiva

La cadena productiva de Ecuador se compone de tres agentes: generación, transmisión y distribución.

2.3.1. Generación

Son todas aquellas plantas que estén conectadas al Sistema Nacional Interconectado independiente de su nivel de capacidad que tiene como obligación explotar sus empresas por su propia cuenta asumiendo los riesgos financieros inherentes de dicho proceso, bajo los principios de transparencia, libre competencia y eficiencia. Cabe destacar que un gran porcentaje de la capacidad de generación pertenece a la Corporación Eléctrica del Ecuador, que fue conformada como la unión de todas las empresas públicas que existían antes del 2009. Además, ninguna persona jurídica o natural puede controlar más del 25 % de la capacidad total del sistema.

Ninguna generación puede realizar actividades de transmisión o distribución, por sí mismo o a través de tercero excepto en casos que la ley lo estipule o que los contratos de concesiones lo establezcan.

Autoproducción o autogenerador: son aquellos que producen energía para su consumo propio, pero que pueden mandar sus excedentes al Mercado Eléctrico Mayorista o a través de terceros[4].

En la Tabla 2.1 se puede ver la potencia nominal instalada para cada tipo de tecnología para el año 2016, en donde se puede apreciar una fuerte presencia de potencia hidráulica, correspondiente al 54.16 %.

Tabla 2.1: Potencia Nominal Instalada Ecuador 2016

Tecnología	MW	%
Hidráulica	4496.36	54.16
Eólica	21.15	0.25
Fotovoltaica	26.48	0.32
Biomasa	144.3	1.74
Biogas	3.4	0.04
Térmica MCI	2027.67	24.42
Térmica Turboga	1121.85	13.51
Térmica Turbovapor	461.87	5.56
Total	8303.08	100

2.3.2. Transmisión

El transporte de la energía eléctrica en Ecuador queda totalmente bajo control de la empresa Transelectric que pertenece a la Corporación Eléctrica de Ecuador, por lo tanto, es una entidad pública. Dicha empresa tiene como obligación crear un plan de expansión que luego será sometido a la aprobación del Organismo Regulador.

Las tensiones empleadas en el Sistema de Transmisión Nacional son de 220 kV en el anillo principal, 138 kV en los ramales y 69 kV en las radiales.

Los transportistas reciben ingresos por remuneraciones de los activos donde se consideran la anualidad de los costos de operación y mantenimiento, además de un costo para la expansión de la transmisión. El modelo utilizado para llevar a cabo esto, es de estampillado, en donde solo las distribuidoras y grandes consumidores deben pagar el uso del sistema de transmisión[5].

2.3.3. Distribución

Son las empresas titulares de una concesión que tienen como obligación prestar el servicio público de suministro de energía a los usuarios finales. Su naturaleza es estatal, manteniendo autonomía administrativa y financiera del comprador único. La principal empresa de distribución es la CNEL que agrupa a 12 empresas de distribución y comercialización que atiende al 50 % de la población.

Consumidor regulado: es la persona jurídica que recibe el servicio de energía eléctrica del distribuidor dentro de la concesión, en donde dicho servicio está sujeto a regulaciones, tarifas y reglamentos establecidos en la Ley.

Grandes consumidores: son todos aquellos consumos que poseen un valor promedio de demandas máximas mensuales iguales o superiores a 650 kW, durante los 6 meses anteriores a la solicitud y un consumo de energía mínimo anual de 4500 MWh.

2.4. Modelo de Mercado

A continuación, se presentarán los tres tipos de mercado que presenta el sistema ecuatoriano.

2.4.1. Mercado Eléctrico Mayorista

Se encuentra conformado por los generadores, distribuidores y grandes consumidores que forman parte del Sistema Interconectado Nacional. Los tipos de transacciones que se pueden realizar son de dos tipos:

- Transacciones en el mercado ocasional (mercado spot).
- Contratos a plazos (mercados de contratos).

Dentro de este mercado se comprenden todas las transacciones realizadas entre generadores; entre generador y distribuidor; y entre generador y grandes consumidores. También incluye las exportaciones e importaciones de energía y potencia[6].

2.4.2. Mercado ocasional

Comúnmente conocido como mercado spot, la producción y la demanda se tasan de forma temporal, por lo que el precio se valora en forma horaria. Dicho precio se calcula en base al costo marginal de una hora, en base a los costos variables de la última generadora en ingresar para suministrar 1 kWh de demanda.

Los generadores pueden comprar y vender energía en el mercado ocasional, mientras que las distribuidoras y grandes consumidores solo pueden comprar energía. La CENACE es la encargada de definir el precio para cada hora y a su vez, solo las generadoras despachadas por esta pueden participar en las transacciones. Finalmente, las compras realizadas por los distintos agentes se valorizan al precio establecido por la CENACE, más el valor del costo por potencia o capacidad y el costo de las pérdidas del sistema[6].

2.4.3. Contratos a plazos

Son aquellos contratos que de manera libre o mediante concursos públicos se acuerdan entre generadores y grandes consumidores y/o entre generadores y distribuidores por un plazo mínimo de un año. Estos contratos deberán ser cumplidos independientemente si la empresa fue despachada o no, en donde para el caso de no ser despachada, el contrato se cumple a través de alguna otra generadora que si fue despachada recibiendo un abono según el precio que corresponda.

Finalmente, también se incluyen actualmente los contratos entre grandes consumidores y

distribuidoras y los contratos internacionales dentro de esta regulación[6].

Modalidades de contrato a plazo

Acuerdos comerciales entre generadores y grandes consumidores o distribuidoras para la entrega de bloque de energía en forma mensual, diaria u horaria. Para estos contratos existen diferentes modalidades que son:

- Pague lo contratado: Como su nombre lo indica, el generador debe abastecer toda la curva de contrato dada aun cuando deba comprar más energía en mercado por no tener una capacidad que pueda cubrir el contrato.
- Pague lo demandado: Este caso es igual al anterior, pero ahora la curva de contrato corresponde a la curva de demanda.
- Pague lo producido con tope de demanda: funciona de igual manera que las anteriores, pero ahora la curva de contrato corresponde a la capacidad máxima de la generadora.

2.5. Sistema Eléctrico Colombiano

Para poder conocer en su totalidad el sistema eléctrico colombiano, se deberían tomar muchas aristas diferentes que no se consideran dentro de los alcances de este trabajo, por lo que solo se tomarán algunos de estos puntos que muestren en rasgos generales como es la estructura institucional, su cadena productiva y el modelo de mercado utilizado.

2.5.1. Estructura institucional

En la Figura 2.1, se muestra un esquemático de la estructura institucional que posee Colombia. A continuación, se detallarán las instituciones más importantes de esta.

Ministerio de Minas y Energía: es la institución que representa la máxima autoridad del sector eléctrico y que tiene como funciones definir las políticas energéticas que se impartirán en el país.

Comisión de Regulación de Energía y Gas: Es una entidad eminentemente técnica, la cuál se encarga de la regulación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, a través de promover la competencia y regular los monopolios naturales, establecer fórmulas tarifarias para los clientes regulados, promover que los servicios sean conferidos con el menor costo posible, etc.

Unidad de planeación minero energética: Unidad administrativa de orden nacional de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Sus funciones recaen en planear de forma íntegra, indicativa, permanente y coordinada con las entidades del sector minero energético, el aprovechamiento de los recursos y, producir y divulgar la información minero

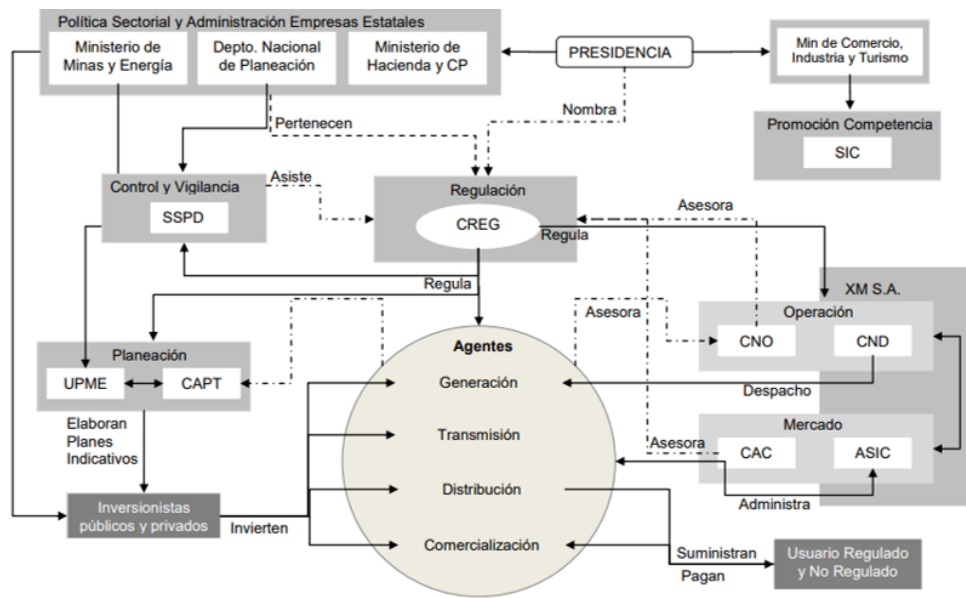


Figura 2.1: Estructura institucional de Colombia

energética. Además, la UPME es el administrador de libre acceso al Sistema de Transmisión Nacional, que a su vez se encarga de realizar cada año el Plan de Expansión Generación Transmisión.

Expertos del Mercado: Entidad encargada de la supervisión de la operación del sistema interconectado nacional y de la administración de la operación comercial del mercado de energía mayorista.

Centro Nacional de Despacho: entidad encargada de la operación del sistema, que entre sus funciones destacan:

- Planear la operación de los recursos, teniendo como objetivo la seguridad, confiabilidad y su economía.
- Ejercer la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de los recursos.
- Coordinar la programación de los mantenimientos tanto de generadoras como de las líneas de interconexión y transmisión.

Mercado de Energía Mayorista: Es el encargado de la administración del Sistema de intercambios comerciales (ASIC) mediante el registro de los contratos de energía a largo plazo. También administra la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía en la bolsa por generadoras y comercializadores.

Consejo Nacional de Operación: Su principal función consiste en acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica[7].

2.5.2. Cadena Productiva

La cadena productiva de Colombia se compone de cuatro agentes: generación, transmisión, distribución y comercialización

2.5.3. Generación

Cualquier agente económico puede participar en la producción energética, en donde las modalidades de transacciones impuestas por la ley son dos: mediante las fuerzas del mercado o a través de los contratos bilaterales.

Existen diferentes tipos de generadores los cuales son:

- Generadores que posean plantas conectadas al Sistema de Transmisión Nacional con capacidades mayores o iguales a 20 MW, las cuales deben declarar capacidad y están en la obligación de ofertar precios para el despacho centralizado.
- Generadores con plantas conectadas al Sistema de Transmisión Nacional con capacidades entre 10 a 20 MW, pueden optar por participar en las ofertas para el despacho centralizado.
- Generadores menores: con capacidades menores a 10 MW no participan del mercado mayorista al no participar del despacho centralizado. Por lo tanto, existen tres formas para poder comercializar dichos generadores: venderle a un comercializador que atiende el mercado regulado directamente sin convocatoria pública y cuando no exista una relación económica entre ellos. Venderla a un comercializador que atiende el mercado a través de una convocatoria pública. Finalmente, venderla a precios pactados libremente entre los siguientes agentes: usuarios no regulados, generadores o comercializadores, en donde la energía pactada se utiliza únicamente para abastecer a usuarios no regulados.
- Autogeneradores: son aquellas personas naturales o jurídicas que producen energía exclusivamente para su propio consumo. No pueden vender su energía ni parcialmente ni en su totalidad, excepto en tiempos de racionamiento como lo tiene estipulado la ley.
- Cogeneradores: son aquellas personas naturales o jurídicas que presenten una producción combinada de energía eléctrica y térmica, destinada al consumo propio o de terceros en procesos industriales o comerciales. Pueden vender su energía en el mercado, previo cumplimiento de los requisitos exigidos por la CREG[8].

A continuación, en las Figuras 2.2, se muestran la capacidad neta de la generación y el porcentaje de generación para el año 2016, en donde nuevamente, al igual que Ecuador, la generación hidráulica es la mayor con un porcentaje de 66 % de la potencia insatallada.

Tabla 5. Capacidad efectiva neta del SIN a diciembre 31 de 2015 y 2016				
Recursos	2015 (MW)	2016 (MW)	Participación (%)	Variación (%)
Hidráulicos	10,892	10,963	66.06%	0.65%
Térmicos	4,743	4,728	28.49%	-0.32%
Gas	1,548	2,128		37.47%
Carbón	1,339	1,329		-0.75%
Fuel - Oil	--	--		0.00%
Combustóleo	299	187		-37.46%
ACPM	1,247	774		-37.93%
Jet1	46	46		0.00%
Gas-Jet A1	264	264		0.00%
Menores	698.42	771.52	4.65%	10%
Hidráulicos	608.55	648.10		6.50%
Térmicos	71.45	105		46.96%
Eólica	18.42	18.42		0.00%
Cogeneradores	86.60	99.60	0.60%	15.01%
Autogeneradores	--	32	0.20%	100%
Total SIN	16,420.02	16,594.52	100%	1.06%

Figura 2.2: Composición de la generación del SIN para el 2016

2.5.4. Transmisión

Son aquellos agentes que realizan la actividad de transporte de energía en los sistemas de tensiones iguales o superiores a 220 kV, las cuales corresponden al Sistema de Transmisión Nacional (STN).

Al ser una actividad de monopolio natural, esta se encuentra regulada en todos los sentidos ya sea, ingreso, calidad o acceso. La forma de remuneración para este sector consiste en una metodología ingreso máximo.

La manera de remunerar la transmisión se basa en un modelo de estampillado o cargo único, que deben pagar todos los usuarios independientes del lugar en que se encuentren. Este cargo único se calcula en base a las mensualidades que se deben pagar a los transmisores y la demanda dada en dicho mes. Los generadores quedan absueltos de dicho cargo[8].

2.5.5. Distribución

Son aquellos agentes que realizan la actividad de transporte para tensiones inferiores a los 220 kV. Dentro de estos se encuentran dos tipos:

Sistema de distribución regional: es el sistema de transporte de energía que está compuesto por todos los activos de conexión al STN y las líneas y subestaciones, que operan a tensiones de 57,5 kV hasta 220 kV y que están conectados entre sí o que la CREG los clasifica como tales. Un STR puede pertenecer a uno o más operadores de red, en el caso colombiano se tienen dos STR, norte y centro-sur. Los usuarios pertenecientes a un mismo STR pagan un único valor por estampilla, de igual forma como se remunera la transmisión.

Sistema de Distribución Local: es el sistema de transporte de energía compuesto por las líneas y subestaciones que operan a tensiones menores a los 57,5 kV, dedicados a la prestación del servicio en uno o en varios mercados. La remuneración de este sistema se basa en una metodología de precio máximo, en donde los usuarios perciben una tarifa fija.

Por último, todas las distribuidoras son a su vez comercializadoras, pero no todas las comercializadoras son distribuidoras.

2.5.6. Comercialización

Los comercializadores son aquellos agentes que realizan la actividad de compra y venta de energía en el mercado, teniendo un rol de intermediario entre los usuarios finales y los agentes que generan, transmiten y distribuyen la energía. Legalmente el comercializador es el prestador del servicio.

La CREG es la encargada de definir a los usuarios regulados y no regulados, siendo los no regulados capaces de negociar sus tarifas con los agentes comercializadores. De esta forma, los comercializadores pueden comercializar en el mercado regulado, en el mercado no regulado o pueden optar por ofrecer el servicio de intermediario en ambos mercados[7].

2.5.7. Modelo de Mercado

El mercado mayorista de Colombia es el conjunto de sistema de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos a largo plazo y de bolsa sobre cantidades y precios definidos.

Los agentes que pueden realizar contratos son los generadores, los comercializadores y los usuarios no regulados. Dentro de estos, solo los generadores y los comercializadores pueden comprar energía de forma directa con la bolsa, por lo que ellos son los responsables frente a la bolsa[7].

A continuación, se verá el mercado spot y de contratos existentes en Colombia.

2.5.8. Mercado Spot o Bolsa de energía

Es el mercado de corto plazo manejado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, en la cual se ejecutan intercambio de oferta y demanda hora a hora, entre las generadoras y los comercializadores. Las generadoras presentan sus ofertas de precios y declaran su capacidad disponible y son despachados según la competitividad entre ellas, siempre y cuando el sistema lo permita.

Dada las ofertas y la demanda horaria a tiempo real, posterior a la operación se establece el precio de la bolsa horaria, la cual se obtiene como el valor de la oferta marginal que cubre el último bloque de la demanda. Con dicho precio se liquidan las transacciones horarias que luego son recaudados y distribuidos por la ASIC.

Cargos por confiabilidad: es una remuneración que se le da aquellos generadores que disponen al mercado una determinada cantidad de energía, llamada energía firme para el cargo por confiabilidad, cuando los precios de la bolsa superan un límite denominado precio de escasez[7].

2.5.9. Transacciones Colombia-Ecuador

Los aspectos importantes de esta interconexión son:

- Se acordó que el despacho económico de cada país considerará la oferta y la demanda del otro país equivalente en los nodos de frontera, es decir, las transacciones internacionales eléctricas se originarían en los despachos coordinados de cada país en conformidad con las respectivas regulaciones.
- Se permiten contratos bilaterales entre Perú y Colombia en donde Ecuador pasaría a ser un país de tránsito de energía.

2.5.10. Mercado de contratos

Contratos bilaterales: Son de carácter financiero, por tanto, la entrega física la realiza el mercado spot. Cada contrato debe ser presentado a la ASIC por las partes involucradas. La liquidación de los contratos se realiza de la siguiente forma:

- Para los generadores: si la diferencia entre generación ideal menos el contrato es positiva, es una venta a la bolsa que se le paga a la generadora según la cantidad de energía a valorar en la hora respectiva. Si la diferencia es negativa, es una compra por lo que la generadora deberá pagar según la cantidad de energía en la misma hora al mismo precio de bolsa.

- Para los comercializadores: al igual que el anterior, se ve la diferencia demanda – contrato y si la diferencia es positiva, es una compra para el comercializador por lo que debe pagar. Si es negativa es una venta y se le debe abonar.

Además, existen tres modalidades de contratos: pague lo contratado, que consiste en que la parte vendedora asume la volatilidad de los precios de la bolsa del bloque contratado. Pague lo demandado, que consiste en que las cantidades vendidas son inciertas y dependen de la demanda del comprador, si no hay demanda no hay transacción. Por último, pague lo demandado condicionado, que consiste en que el vendedor asume los riesgos de precios y cantidades hasta una cantidad limitada[7].

2.5.11. Coordinación Hidrotérmica

La coordinación hidrotérmica corresponde a una optimización simultánea del abastecimiento de la demanda y del uso de los recursos hídricos y térmicos del sistema eléctrico. De esta forma se opera el sistema al menor costo posible, al utilizar los recursos hídricos de la mejor manera posible. Como el nombre lo indica, la CHT toma en cuenta solo las centrales hidroeléctricas y las termoeléctricas para realizar el despacho energético. Además, se busca la gestión óptima del agua de los embalses en largo y corto plazo[9].

La CHT se puede realizar para diferentes periodos de tiempo, definiéndose diferentes simulaciones de corto, mediano o largo plazo. Para cada uno de estos periodos se necesitan diferentes tipos de algoritmos y consideraciones que representan dicho periodo. Por lo tanto, la modelación de CHT es de alta complejidad que ha requerido a un grupo multidisciplinario para poder resolverla, en donde los algoritmos de programación dinámica dual son los más utilizados en varios países del mundo[10].

El dilema de la CHT es la que tiene un operador del sistema al tener que decidir si utilizar el agua embalsada en este momento para suplir la demanda y tener precios bajos, pero que para un futuro ya no se contara con dicha agua y, por consiguiente, se esperan precios mayores. O, todo lo contrario, guardar el agua y utilizarla en un futuro. Esta incertidumbre se da por que no se conoce con exactitud cómo serán los afluentes de los embalses. En la Figura 2.3, se puede ver una representación de esto, en la cual se tiene dos curvas, la función de costos inmediatos y la función de costos futuros. La suma de ambas corresponde a la función objetivo a minimizar para poder encontrar como administrar los embalses en el periodo establecido.

A continuación, se puede ver la fórmula de minimización del modelo, la cual corresponde a un valor esperado.

$$FCFE_a^t(k)(v) = E_k \min_v [FCI_k^t(v) + FCFE_k^t(v)]$$

La CHT tiene el problema de ser de gran dimensión, de naturaleza dinámica y estocástica. La estocasticidad del problema, como ya se mencionó antes, recae en que no se saben los afluentes que pudiesen ocurrir en el periodo de modelación, generando una gran cantidad de escenarios, los que se esquematizan como un árbol de decisiones, en donde el aumento de escenarios es de carácter exponencial[11].

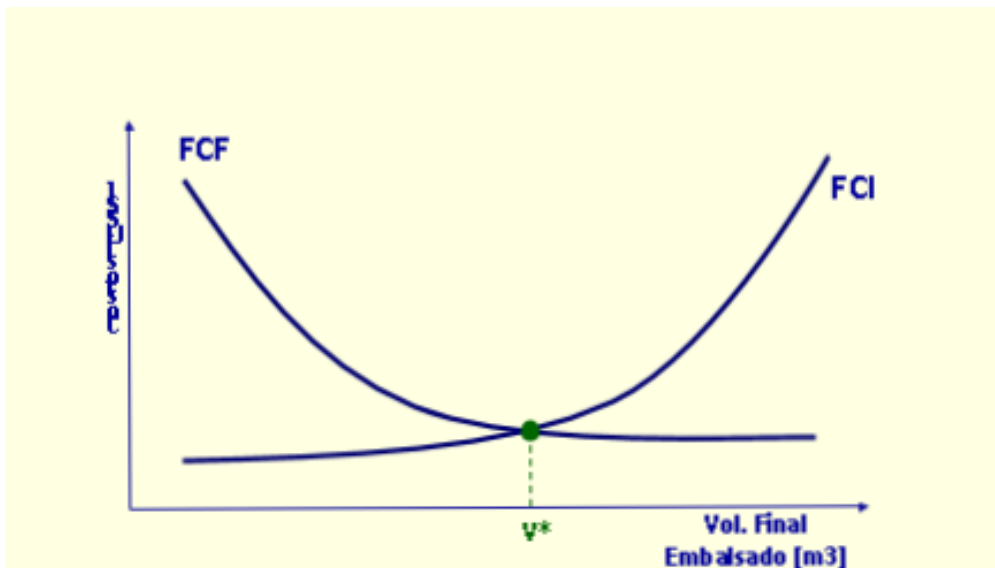


Figura 2.3: Intersección de la Curva de Costos Futuros e Inmediatos

A continuación, se detallarán dos tipos de aplicaciones o software que resuelven la CHT a través del algoritmo de programación dinámica dual estocástica. Estos son:

- Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP): Modelo de planificación a corto, mediano y largo plazo, creado por Power System Research Inc. el año 1992. En este modelo se incorporan dos fases: optimización y simulación de la operación, para etapas semanales. Además, es un modelo multinodal y multiembalse, que resuelve las simulaciones y escenarios en base a un modelo de series de tiempo (CPAR).
- PLP (Programación de Largo Plazo): se diferencia del anterior en que tanto las simulaciones como los escenarios se utilizan series de tiempo históricas.

Finalmente, en la Figura 2.4 se muestra una comparación de ambas aplicaciones.

Nombre	Metodología	Características	Resultados del modelo	Uso de los Resultados
SDDP	-Modelo para planificación de largo, mediano y corto plazo -Utiliza PDDE	-Red multinodal con pérdidas -Tiempo mínimo de representación, semanal caso aleatorio y horario caso determinístico -Representación aleatoria de la hidrología. Series sintéticas basadas en modelo CPAR -Ignora disponibilidad en centrales hidráulicas -Indisponibilidad de centrales térmicas considera por la vía de reducir la capacidad -Horizonte de análisis hasta 10 años	-Producción de centrales -Costo marginal por nudo -Disponibilidad del sistema y cada central -Costos operativos -Racionamiento del sistema -Estadígrafos de generación -Estadígrafos de embalse -Estadígrafos de consumo de combustible -Flujos de potencias en las líneas	-Planificación de la operación de corto y mediano plazo -Planificación en inversiones en generación y transporte -Determinar precios de Nudo -Cálculo de peajes del sistema de transmisión -Cálculo de tarifas en subtransmisión -Planificación de la red de transmisión
PLP	-Modelo para planificación de largo y mediano plazo -Utiliza PDDE	-Red multinodal de la red incluyendo pérdidas. -Tiempo mínimo de representación semanal -Representación aleatoria de la hidrología. Series históricas ingresadas por archivo -Ignora indisponibilidad en centrales hidráulicas -Indisponibilidad de centrales térmicas considera por la vía de reducir la capacidad -Desarrollado para el SIC. Incluye contratos de riego	-Producción de centrales -Costo marginal por nudo -Disponibilidad del sistema y cada central -Costos operativos -Racionamiento del sistema -Estadígrafos de generación -Estadígrafos de embalse -Estadígrafos de consumo de combustible -Flujos de potencias en las líneas	-Planificación de la operación de corto y mediano plazo -Planificación en inversiones en generación y transporte -Determinar precios de Nudo -Cálculo de peajes del sistema de transmisión -Cálculo de tarifas en subtransmisión -Planificación de la red de transmisión

Figura 2.4: Tabla comparativa de SDDP y PLP

Capítulo 3

Metodología

Para poder cumplir con los diferentes objetivos propuestos para el desarrollo de este trabajo, se debe tener una mejor comprensión del modelo utilizado para la obtención de los resultados que avalen dichos objetivos. Por esto, en este capítulo se presentará el Modelo de Programación a Largo Plazo (PLP) utilizado en Chile y cómo se llevó a cabo su integración.

Además, la metodología de trabajo llevada a cabo fue:

- Obtención de los datos de cada sistema
- Integración de dichos datos al modelo PLP
- Simulación de cada sistema
- Comparación de resultados de ambos sistemas

3.1. Modelo PLP

El modelo PLP resuelve la problemática de la planificación de un sistema hidrotérmico con una red de transmisión en un horizonte de medio y largo plazo, sobre la base de matrices afluentes. [12]

El modelo cuenta con un conjunto de elementos que se relacionan y se conectan entre sí, como los son las centrales térmicas, líneas de transmisión, caudales, embalses, barras, canales de riego, etc. Cada uno de estos elementos satisfacen las ecuaciones de balance energético y de flujos según el algoritmo utilizado que asegura esto. El algoritmo utilizado es el SDDP, pero simplificado, donde todos los datos excepto los caudales se consideran determinísticos.

3.2. Obtención de Datos

Los datos utilizados en este trabajo fueron obtenidos de dos fuentes distintas. En el caso de Ecuador, los datos se obtuvieron directamente con el CENACE, entregando todo el sistema eléctrico en formato SDDP, ya que es el modelo utilizado por el coordinador en Ecuador. Dentro de estos datos, no se incluyeron las proyecciones de los precios de los combustibles, por lo que se usó el informe realizado en Chile[13], tomando solo los porcentajes de incremento o rebaja de cada combustible respectivamente.

Los datos de Colombia fueron obtenidos directamente del Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas por realización de estudios anteriores. Estos datos en un principio también estaban dados en formato para SDDP, pero ya han sido llevados al modelo PLP. Estos serán usados, simplemente para poder comparar los costos marginales de ambos países.

3.3. Integración del Modelo SDDP a PLP

Como se dijo anteriormente el modelo PLP considera un conjunto de elementos conectados que representan un sistema eléctrico. Dichos elementos son comunes para todos los algoritmos que resuelven la coordinación hidrotérmica, por lo que, hacer el traspaso de SDDP a PLP es principalmente un cambio de formato en los archivos de entrada del modelo. A continuación, se presentarán los datos principales y su integración al modelo PLP.

3.3.1. Centrales

Las centrales son unos de los principales datos, ya que son las encargadas de generar la potencia en el sistema. Como se mencionó en el Capítulo 2, existen de varios tipos, que concuerdan con los utilizados en PLP. En la matriz energética de Ecuador las centrales se dividen en hidráulicas y térmicas principalmente, ya que los recursos eólicos y solares son casi despreciables o pertenecen al área aislada de las islas Galápagos[5]. Mientras que para Colombia la matriz se compone de centrales térmicas, hidráulicas, eólicas y solares. Para poder ser integradas dichas centrales, se deben tener ciertos parámetros específicos, los cuales son:

- Centrales Térmicas: Costos variables, Rendimiento, Potencia neta, Potencia bruta, Barra de conexión y si es una central futura o no.
- Centrales eólicas y solares: Rendimiento, perfil de generación (que corresponde al recurso respectivo), Potencia neta, Potencia Bruta, Barra de conexión y si es futura o no.
- Centrales Hidráulicas: Depende del tipo de central. Si es un embalse, se debe tener rendimiento, afluente, volumen inicial, volumen máximo y mínimo, vertimiento, potencia neta, potencia bruta, barra de conexión, Hidrología y si es futura o no. Si es una cen-

tral serie, debe tener rendimiento, afluente, potencia neta, vertimiento, potencia bruta, barra de conexión, hidrología y si es futura o no.

Una central serie es aquella que debe turbinar todo el caudal que recibe y pertenece a una serie hidráulica. Mientras que una de pasada no presenta regulación en su generación y no esta presente en una serie hidráulica. La serie hidráulica se determina a través de la generación y/o del vertimiento que esta tengan. Ambas son caudales que van a otras centrales hidraulicas fomandose una serie, por ello el nombre.

Las centrales futuras para poder hacer ingreso en el sistema, se modelan como mantenimientos de estas, por lo que pueden ingresar al sistema en la fecha estipulada sin ningún inconveniente.

Cada uno de estos datos en su mayoría fueron dados en el formato SDDP, por lo que solo se tuvo que ajustar a las planillas de PLP. Los datos en cuestión con problemas fueron los volúmenes iniciales de los embalses, por lo que se decidió utilizar el promedio del máximo y mínimo, la proyección de los costos variables, ya que no se tenia la de los combustibles, pero como se dijo anteriormente, se utilizo el realizado en Chile, y los mantenimientos para las diferentes centrales, debido a que estos reducian la capacidad total del sistema a niveles menores que la demanda total del sistema, por lo que no fueron incorporados en las simulaciones. En cuanto a Colombia, los datos ya estaban definidos correctamente.

3.3.2. Hidrologías

Es parte fundamental para poder realizar la modelación de las centrales hidroeléctricas, la cual debe considerar un numero exacto e igual para cada sistema. El valor final fue de 40 hidroogias, ya que el sistema con menos hidrologías fue Colombia y tenia esta cantidad, por lo que Ecuador también se adaptó a este número. Los datos nuevamente fueron obtenidos directamente del SDDP.

3.3.3. Etapas

Las etapas consideran el horizonte de tiempo de evaluación en el estudio. Para este caso se utilizó que cada etapa corresponde a un mes dividido en cinco bloques, por la complejidad del estudio, ya que con estos números no se pierde fidelidad del sistema y se simplifica en una cierta medida el modelo. El periodo de estudio corresponde a 9 años, ya que los datos presentados por el CENACE tenían ese horizonte de tiempo, además que los informes de expansión de Ecuador llegaban solo hasta el año 2025, como es el ejemplo del Plan Maestro de Electricidad.

Tabla 3.1: Porcentaje de horas para cada Bloque de la demanda

Bloque	Porcentaje de horas [%]
1	2.87
2	2.87
3	14.32
4	42.46
5	37.48

3.3.4. Demanda

La demanda utilizada para cada sistema fue la entregada en el SDDP, para Colombia fue la ya obtenida y la de Ecuador fue entregada directamente por el CENACE, pero se tuvo que cambiar para poder ajustarse al modelo PLP, ya que este utiliza la potencia como demanda, mientras que en SDDP se utiliza la energía. Luego de haber realizado dicho cambio, se procedió a distribuir la demanda en los 5 diferentes bloques antes mencionados, en donde el primer bloque corresponde a la punta de demanda y el último bloque a su valle. La distribución de cada bloque se puede ver en la Tabla 3.1. Finalmente se debe distribuir la demanda en cada barra que posea el sistema, y esto se logró con los datos obtenidos en el SDDP.

En las Figuras 3.1 y 3.2, se puede ver la proyección de la demanda con una tasa de incremento anual del 2% y la demanda en bloques de Enero del 2017. Además en la Tabla 3.1, se muestra la división de los bloques horarios de la demanda.

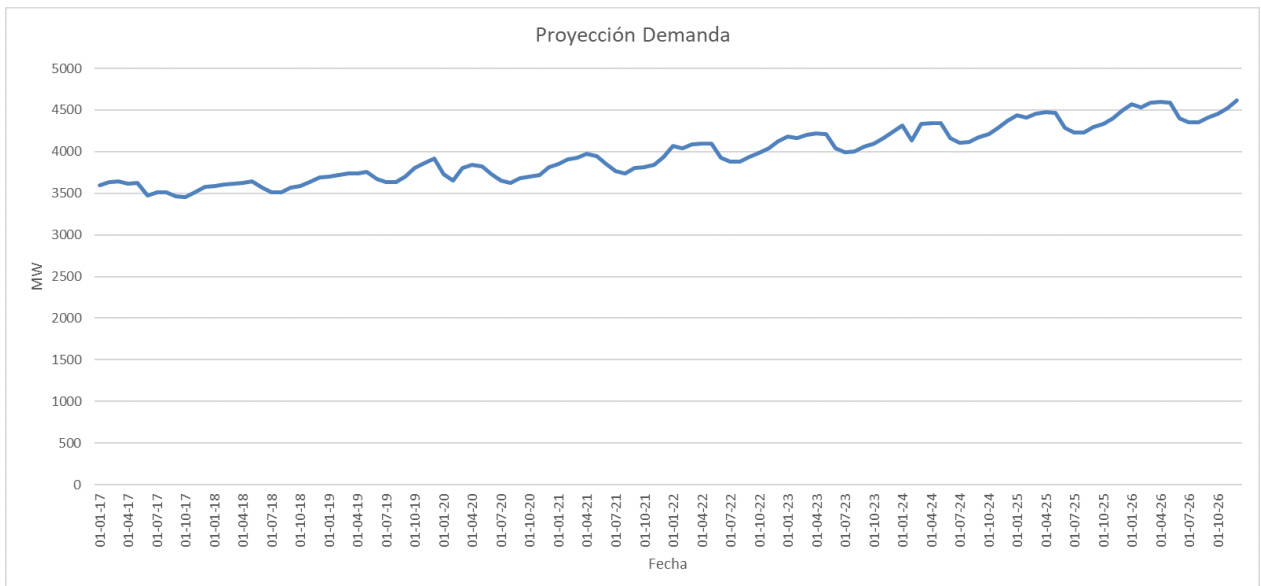


Figura 3.1: Proyección de Demanda

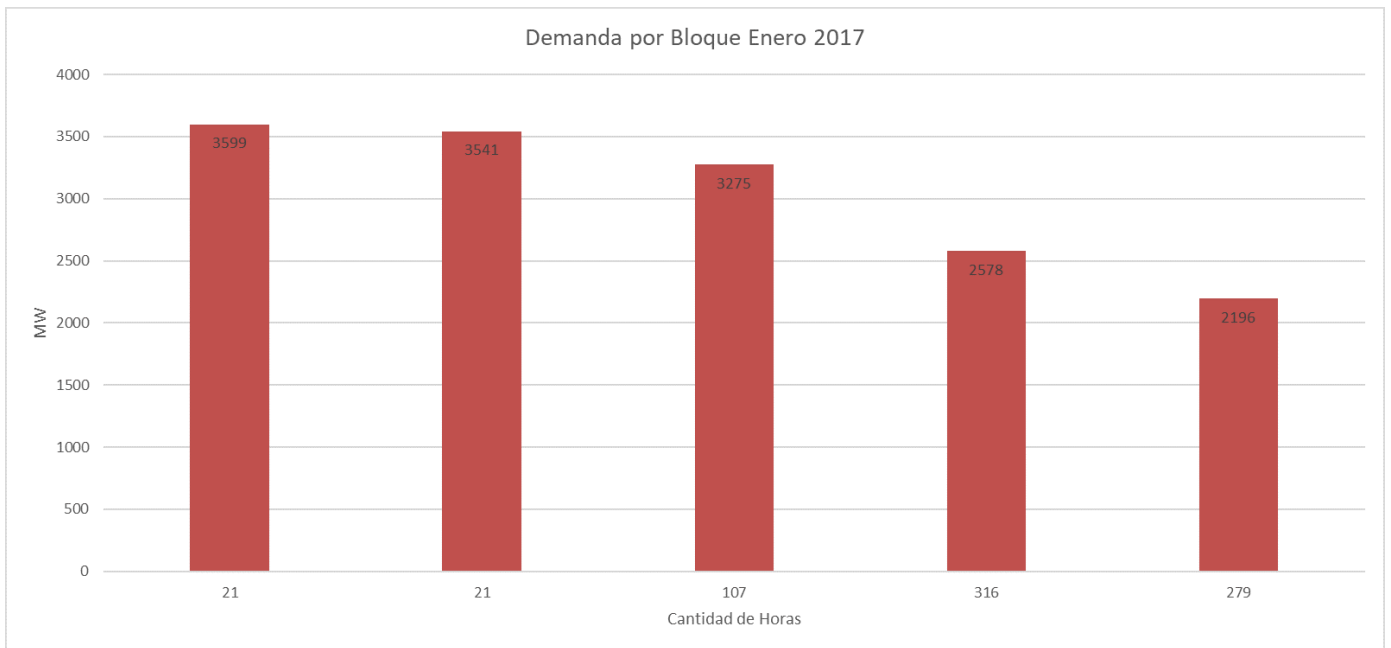


Figura 3.2: Demanda por bloques Enero 2017

3.3.5. Transmisión

La transmisión utilizada en ambos sistemas fue la proporcionada por los archivos del SDDP principalmente, ya que se agregaron líneas futuras según el plan de expansión 2016-2026 de Ecuador[5]. Para Colombia se tomaron los datos obtenidos del SDDP. Para poder colocar estos datos en los archivos del PLP, se deben tener ciertos valores que son: características de la línea, flujo máximo, tensión, barra que conectan, el área y si es futura o no. Cabe destacar que cuando hay barras con diferentes tensiones, estas se deben considerar como dos barras con el mismo nombre, pero se le debe colocar la tensión asociada a cada barra. Además, al igual que en lo anterior, cuando hay líneas de doble circuito, también se le debe colocar el circuito que corresponda, como por ejemplo, C1 y C2 o 1 y 2.

Para este estudio se consideraron las pérdidas en las líneas y se mantuvieron las líneas futuras para poder modelar el problema de la mejor manera posible.

3.4. Simulación y Validación

Las simulaciones realizadas fueron principalmente dos, las cuales se dividen en una simulación para una sola barra en el sistema, uninodal, y una simulación multinodal. Para poder lograr todo esto se hicieron una serie de iteraciones, en las cuales se debía ver los niveles de generación y costo marginales que cada una arrojaba.

Dentro de esto se obtuvieron varios errores, principalmente en proyecciones antiguas de demanda y problemas con centrales catalogadas como térmicas, pero que pertenecían a las centrales hidráulicas de pasada, por lo que se decidió eliminarlas en un principio. Además, se tuvo que ajustar ciertos valores de la capacidad total del sistema, ya que se tenía muchas centrales térmicas como futuras cuando en la realidad no era así.

Cabe mencionar que dentro de los datos de centrales y líneas futuras, habían varias centrales que tenían todas sus especificaciones, pero que no presentaban una fecha de inicio de sus operaciones, por lo que se decidió no utilizarlas, con la excepción de las líneas que conectan las centrales Cardenillo, Quijos y Santa Cruz, ya que estas centrales sí presentaban sus fechas de inicios y funcionaban perfectamente en el modelo uninodal, pero no producían en el multinodal.

Finalmente, todos los datos obtenidos se comparan con información proporcionada por el CENACE [14][15] y ARCONEL [16], que son los principales organismos que controlan el sistema eléctrico de Ecuador, para así tener la mayor seguridad de que el modelo funciona de manera correcta y poder hacer uso de él en el futuro.

Capítulo 4

Análisis y Resultados

A continuación, se realizará el análisis de los costos marginales, la generación, los niveles de embalse y los flujos por las líneas del sistema de Ecuador, para el modelo uninodal y multinodal, mostrando comparativas con los datos reales obtenidos por el CENACE. Además, se hará una comparativa de los costos marginales del sistema Colombiano y Ecuatoriano, bajo la perspectiva de realizar la interconexión de ambos países.

4.1. Sistema Uninodal Ecuador

Ahora, se presentarán los resultados obtenidos para el costo marginal, la generación y los niveles de embalse del modelo uninodal.

4.1.1. Costos Marginales

En la Figura 4.1, se puede ver el costo marginal, para todo el periodo de estudio. Ya que el modelo PLP arroja distintos resultados dependiendo de la cantidad de hidrologías seleccionadas (en este caso fueron 40) el resultado mostrado en la figura es el promedio de todos estos resultados.

En esta Figura se puede ver el comportamiento general que tienen los costos marginales. Hasta el año 2022 se puede ver que la curva se comporta de la manera esperada, al poseer los mayores costos en las estaciones de primavera y verano, principalmente teniendo peaks en los meses de Enero y Diciembre. Esto se debe a que, el impacto que tienen las centrales hidráulicas se ve mas acentuado en los meses de invierno, al haber un mayor afluente en los rios. Además, los costos disminuyen de manera gradual conforme avanza el tiempo. Puede verse un mayor detalle en la Tabla A.1, del anexo.

Costo Marginal Promedio

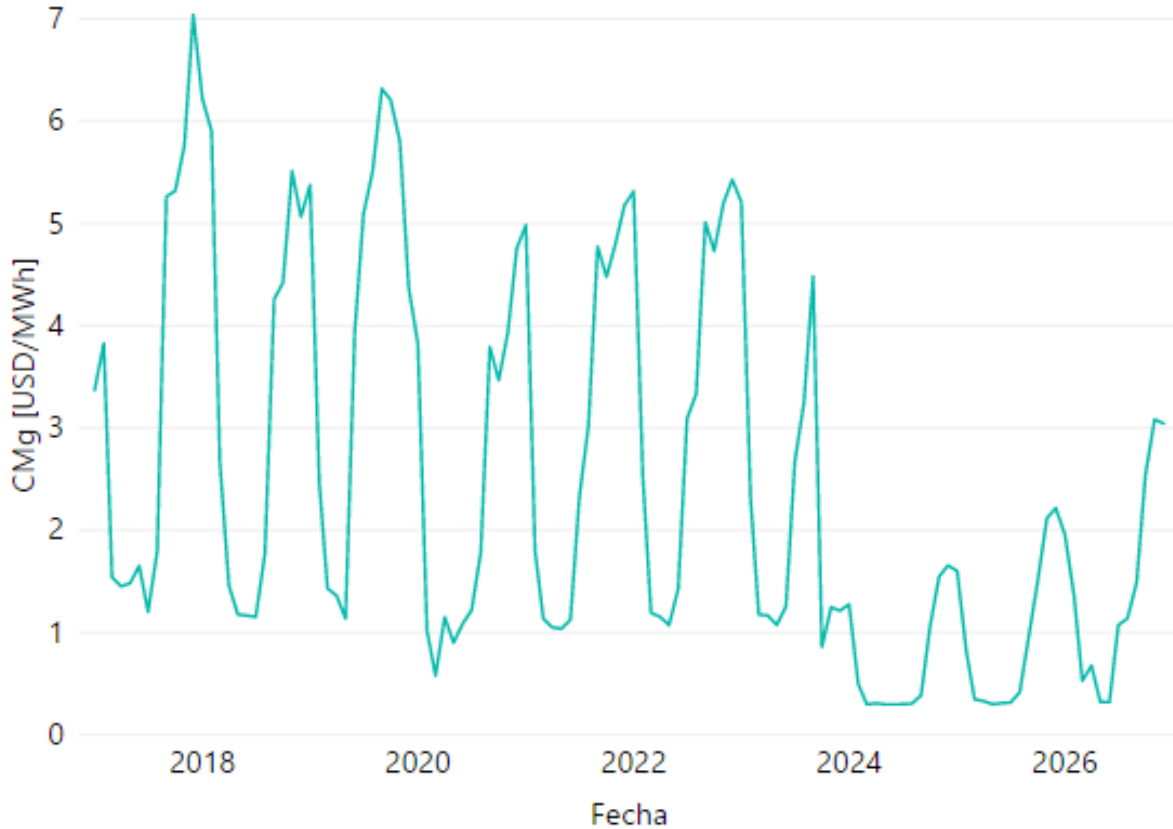


Figura 4.1: Costo Marginal Ecuatoriano Uninodal promedio para las 40 hidrologías

Luego para el mes de Octubre de 2023, se puede ver que los costos marginales disminuyen drásticamente, esto debido al ingreso de la central serie Cardenillo, que posee una capacidad de 595.7 [MW] de potencia neta, desplazando la curva y supliendo gran parte de la demanda. Luego el incremento de los costo va de la mano con el incremento de la demanda.

En la Figura4.2, se puede ver una comparativa de los costos marginales reales del año 2017, junto con los simulados. El comportamiento de la curva simulada es bien parecido a la de la real, solo que esta posee magnitudes menores. Esto es lo esperado, ya que no existen problemas de transmisión y las centrales mas baratas producen el máximo de su capacidad lo que implica menores precios.

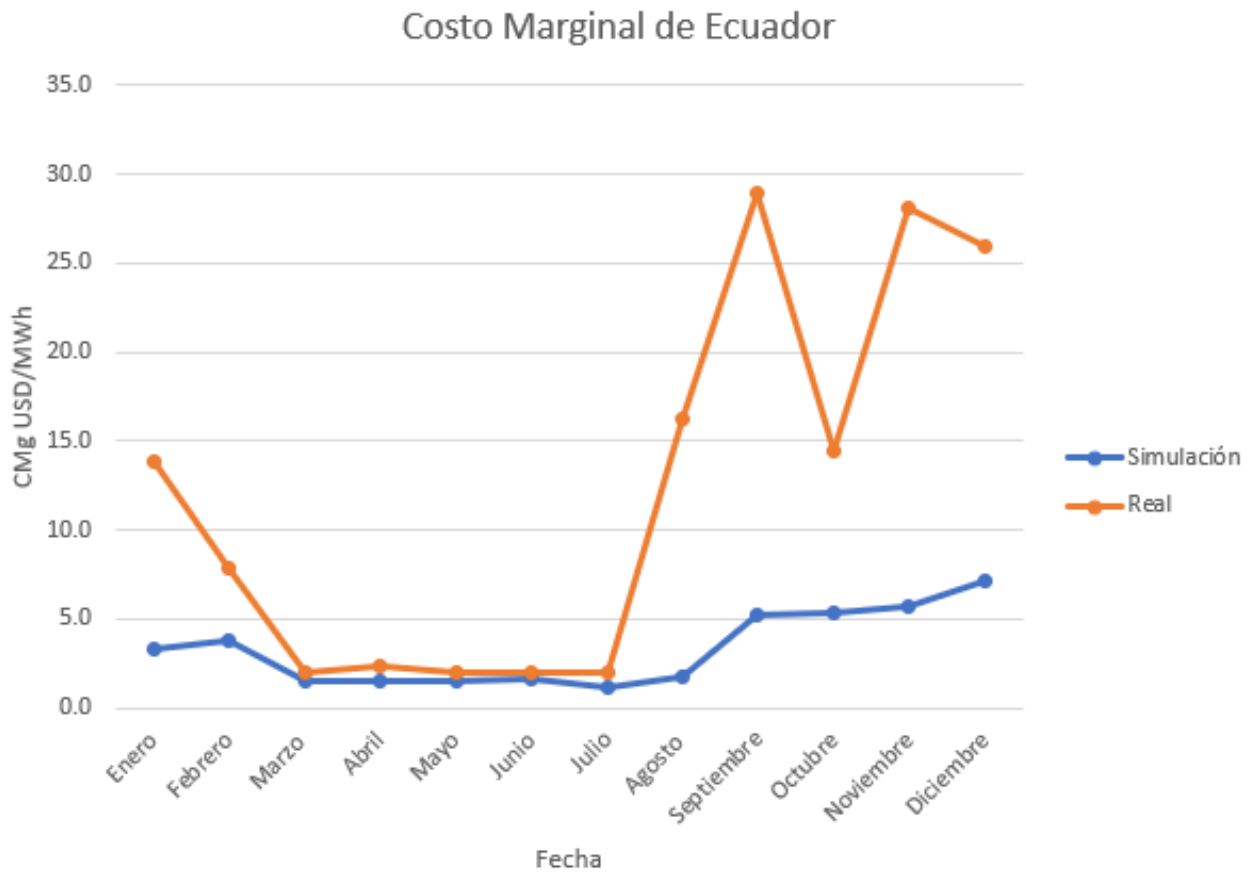


Figura 4.2: Comparativa costos marginales uninodal y real año 2017

4.1.2. Generación

En las Figuras 4.3 y 4.4, podemos ver la matriz energética real del año 2017 y la matriz energética simulada para el mismo año.

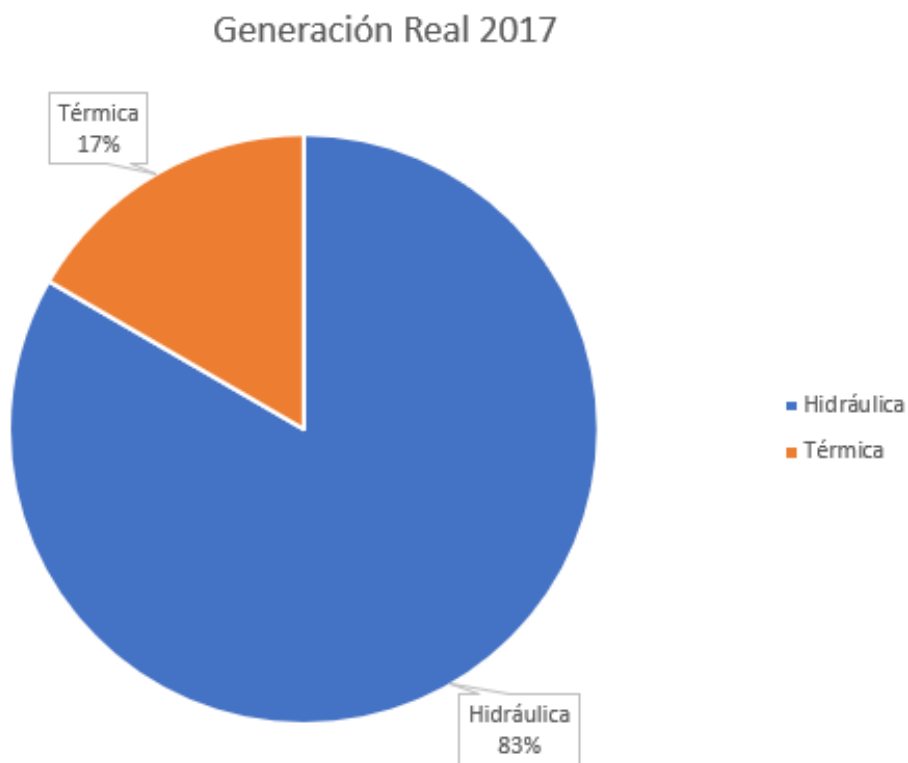


Figura 4.3: Generación Real de Ecuador en el año 2017

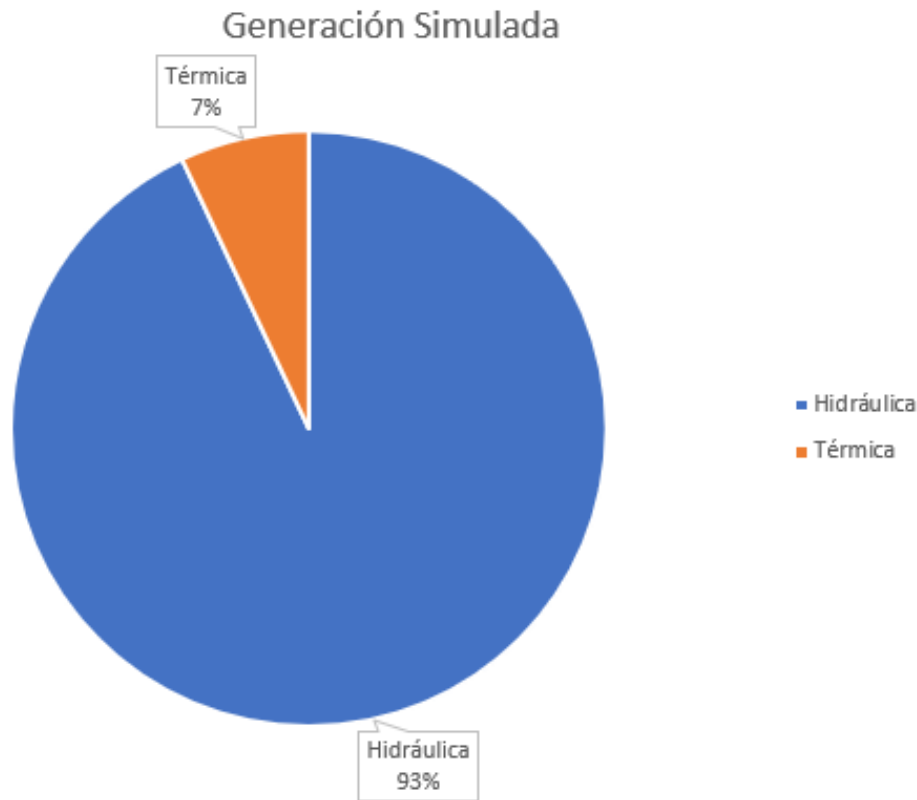


Figura 4.4: Generación Simulada de Ecuador en el año 2017

Con esto, podemos ver que en ambas Figuras la tecnología hídrica es la más predominante, con un 83% para la generación real, mientras que la simulada es de un 93%. Esto concuerda con los resultados obtenidos anteriormente de los costos marginales, ya que el sistema unino-dal produce el máximo de potencia permitido de cada central, priorizando las centrales más baratas. Cabe destacar que para el mes de noviembre del año 2017 entró en funcionamiento la central de MINAS, por lo que su funcionamiento es 100% eficiente, ya que no se tienen sus mantenimientos ni su factor de planta.

En las Tablas 4.1 y 4.2, se muestra la generación hidráulica y térmica de cada mes del año 2017, tanto real como la obtenida en la simulación.

En ellas podemos ver que la generación hidráulica real y simulada son bastante parecidas, con una diferencia del 4% en el total generado del año. Cabe mencionar que la generación real es la bruta, por lo que se incluyen las pérdidas. Por otra parte, la generación térmica tiene una mayor diferencia que se ve reflejada en los valores del costo marginal comentados en la sección anterior. Aún con esto, el comportamiento es parecido entre ambos.

Tabla 4.1: Comparación real y simulada de la Generación Hidráulica 2017 (Uninodal)

Fecha	Real	Simulada	Diferencia (%)
	Hidráulica [GWh]	Hidráulica [GWh]	
Enero	1588.36	1807.67	-13.81
Febrero	1539.43	1683.27	-9.34
Marzo	1840.39	1906.72	-3.60
Abril	1745.60	1828.46	-4.75
Mayo	1809.25	1864.46	-3.05
Junio	1665.04	1796.62	-7.90
Julio	1645.04	1730.97	-5.22
Agosto	1638.46	1745.29	-6.52
Septiembre	1602.46	1646.52	-2.75
Octubre	1683.96	1667.91	0.95
Noviembre	1560.77	1549.05	0.75
Diciembre	1640.88	1515.60	7.63
Total	19959.64	20742.54	-3.92

Tabla 4.2: Comparación real y simulada de la Generación Térmica 2017 (Uninodal)

Fecha	Real	Simulada	Diferencia (%)
	Térmica [GWh]	Térmica [GWh]	
Enero	423.73	120.02	71.68
Febrero	310.38	120.60	61.14
Marzo	339.01	69.61	79.47
Abril	291.35	69.94	75.99
Mayo	276.14	83.24	69.86
Junio	266.01	70.63	73.45
Julio	282.90	66.10	76.63
Agosto	324.33	47.17	85.46
Septiembre	323.40	162.83	49.65
Octubre	338.47	171.94	49.20
Noviembre	380.97	245.31	35.61
Diciembre	427.67	380.11	11.12
Total	3984.36	1607.50	59.65

En la Figura 4.5, se puede ver la generación (energía) de los diferentes tipo de centrales para todo el horizonte de tiempo para una hidrología media.

Generación por tecnología en hidrología media

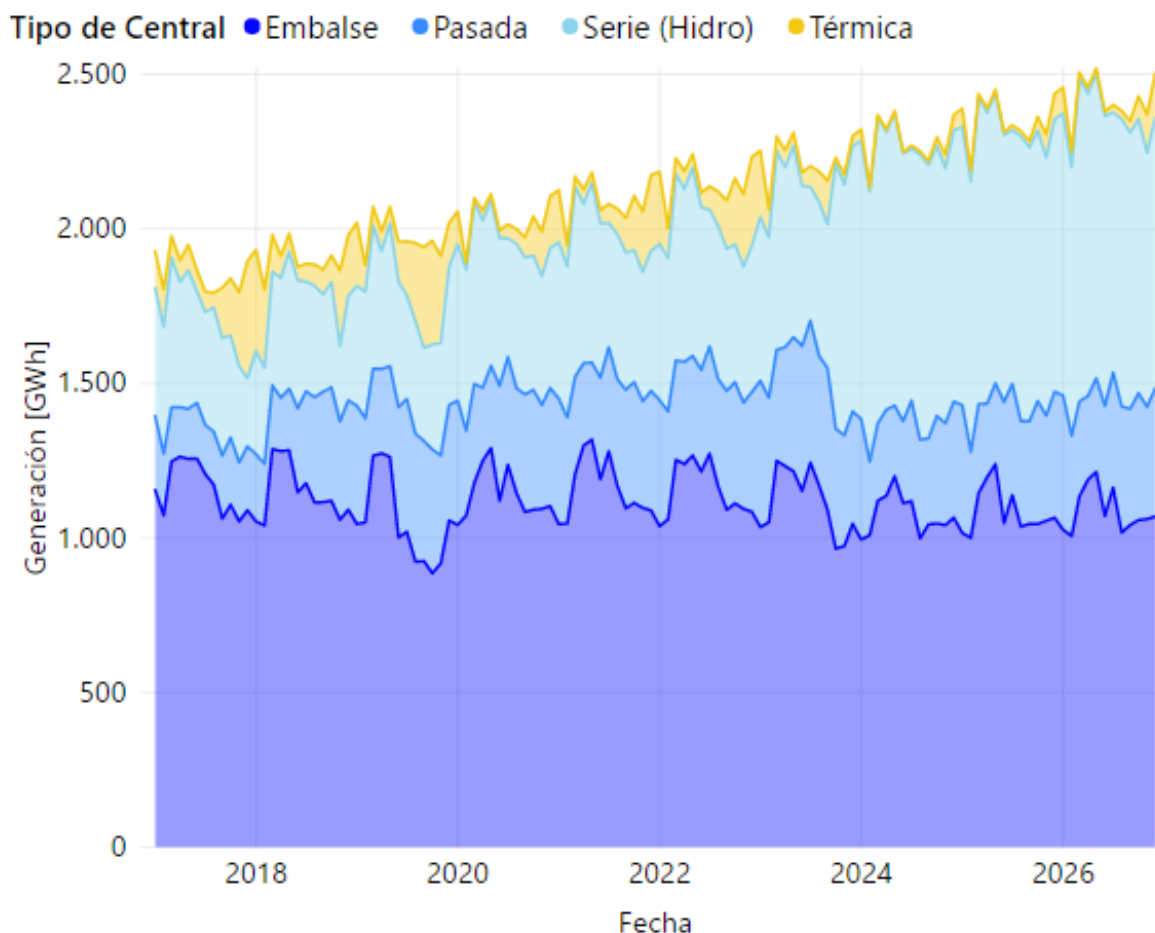


Figura 4.5: Generación de Ecuador para todo el horizonte de tiempo

Los resultados mostrados anteriormente dan evidencia, del aumento de generación hidroeléctrica en el transcurso del tiempo. Las centrales de serie hidráulicas son las que poseen el mayor aumento, bajando la generación producida por los embalses y centrales de pasada en comparación. Esto es de esperar, ya que las tecnologías futuras integradas son en su mayoría centrales serie.

En las Figura 4.6, podemos ver la matriz energética de Ecuador para el año 2023. Esta fecha es elegida, ya que para estas fechas se cumple con la integración de todas las centrales futuras que se modelan, en donde la generación hidráulica es la mayor un de potencia instalada. Además, la generación hidráulica ha sido dividida en en tres tipos, embalse, pasada y serie. Esto para poder distinguir de mejor manera el incremento de dichos tipos. Con todo esto, se puede apreciar que la generación térmica disminuyó en un 3% mientras que la hidráulica lo aumenta. Por otro lado, la generación de los embalses disminuyó den un 62% a un 50%. La generación de pasada aumentó de un 10% a un 28%. Y finalmente la generación serie aumentó de un 19% a un 20%.

Generación [GWh]

Tipo de central ● Embalse ● Serie (Hidro) ● Pasada ● Térmica

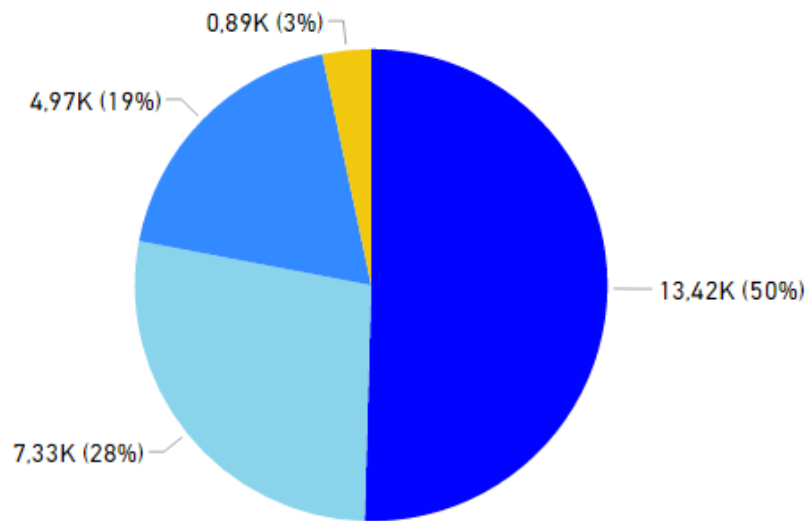


Figura 4.6: Generación de Ecuador para el año 2023

En la Figura 4.7, se puede ver como es la matriz energética para el último año de estudio, en donde la generación térmica disminuyó a un 2%. La generación de embalse disminuyó a un 45%. La generación de pasada disminuyó a un 15%. Y la generación de serie aumentó a un 38%.

Los aumentos de la generación de las centrales hidráulicas dan cuenta de la disminución de los costos marginales anteriormente mostrados. En las Tablas B.1, B.2, B.3 y B.4 del anexo, se da mayor detalle de la generación.

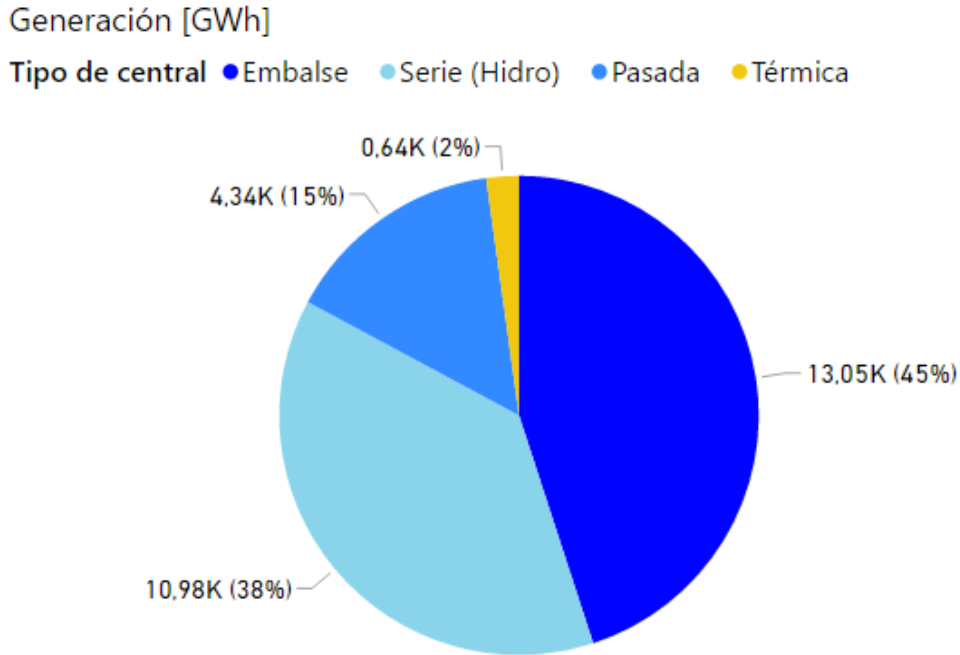


Figura 4.7: Generación de Ecuador para el año 2026

4.1.3. Embalses

Para poder validar todo lo anterior se debe analizar el comportamiento de los volúmenes de agua de los embalses. En este sentido, a continuación, se mostrará el comportamiento de los embalses más representativos del sistema, los cuales son Mazar y Paute.

Los volúmenes (hm³) del embalse Mazar se muestran en la Figura 4.8 y los de Paute en la Figura 4.9.

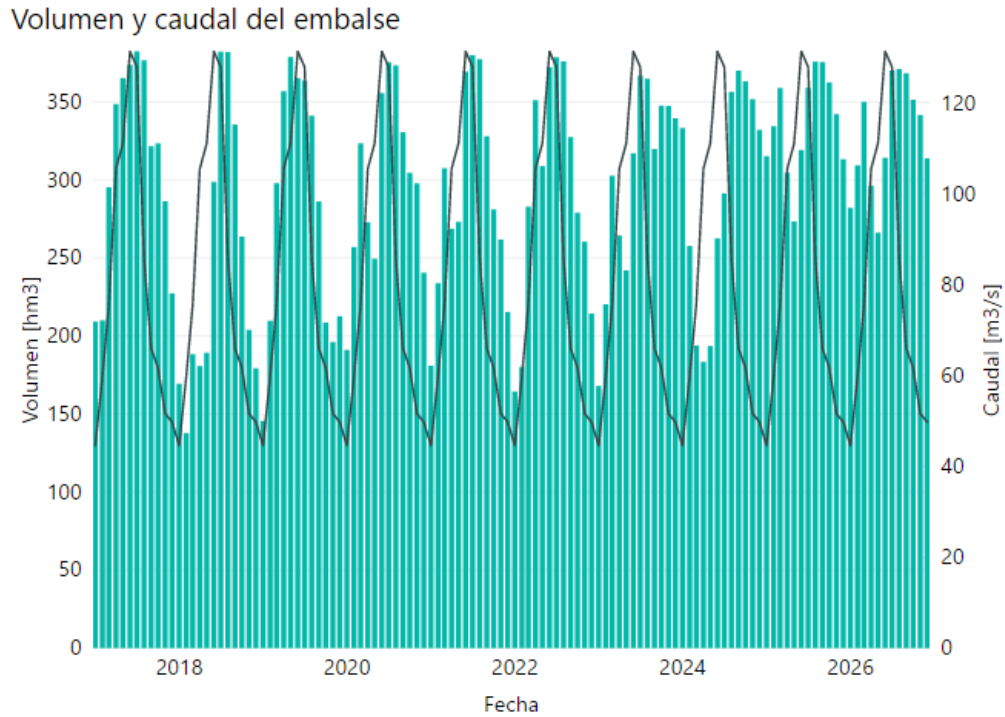


Figura 4.8: Niveles de volumen embalse Mazar

El embalse Mazar, presenta un comportamiento típico el cual consiste en la acumulación de agua para el periodo de invierno, en donde hay un mayor afluente, por lo que se turbinan el excedente o gran parte de este, y lo otro se reserva para el periodo de verano, en donde el afluente es menor y se turbinan el agua de la reserva. Esto se hace para poder mantener los costos de operación los más bajos posibles, y es el objetivo principal de la coordinación hidrotérmica, que concuerda con los resultados obtenidos.

Por otra parte, el embalse Paute presenta un comportamiento parecido, pero la distinción de los dos periodos es mucho menos pronunciada, ya que este tiene un mayor afluente y es un embalse más pequeño que Mazar. Aún con esto, ambos embalses presentan un funcionamiento correcto.

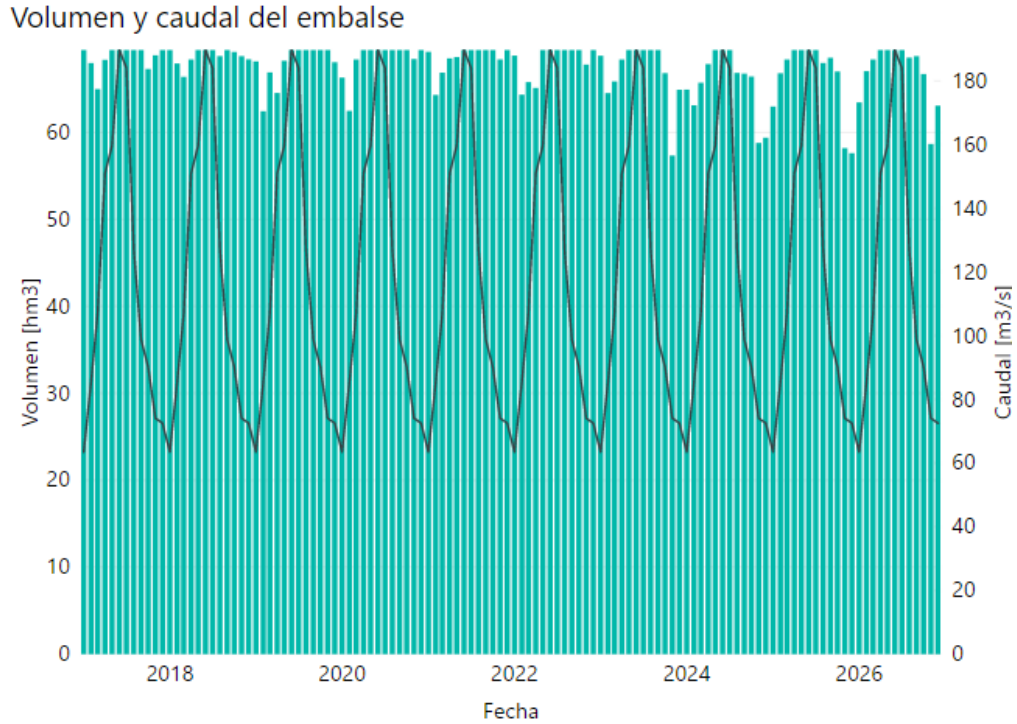


Figura 4.9: Niveles de volumen embalse Paute

El embalse que posee un comportamiento especial es el Coca Codo, ya que este está compuesto de una central de pasada y el embalse en sí. Dicho embalse es pequeño y tiene la función de regulador de la central. En la Figura 4.10, se puede ver el comportamiento del embalse Coca Codo, el cual tiene periodos de acumulación y de turbinados, pero no tan continuos como los embalses anteriores. Cabe destacar, que en la figura sale caudal 0, pero esto es debido a que el afluente del embalse viene dado por el agua turbinada de la central de pasada que posee.

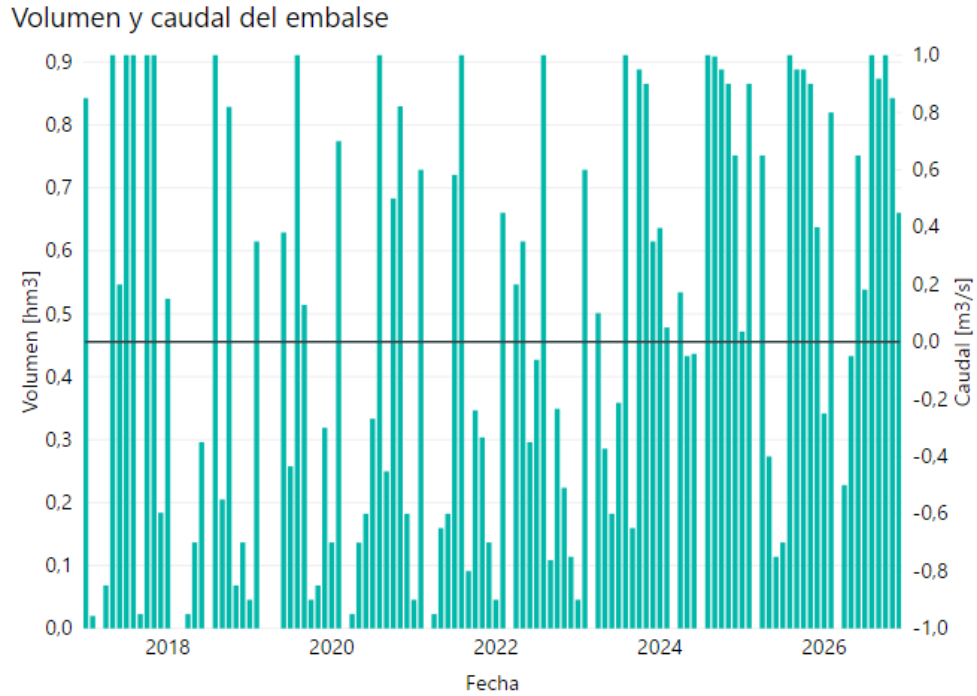


Figura 4.10: Volumen del embalse Coca Codo

Finalmente, en la Tabla 4.3 , se puede ver la comparación de los vertimientos de ambos embalses con los reales, en los cuales se puede apreciar que el vertimiento es mayor en ambos casos para los valores reales, siendo este aproximadamente el doble en su totalidad. Con esto se puede ver que en la simulación se tiene un mayor control de los embalses, al tener niveles de vertimiento menores y mayor mente distirbuidos. Cabe destacar que esto depende mucho de la hidrología, y en los resultados simulados, se tomó una hidrología media.

Tabla 4.3: Comparación de los vertimientos reales y simulados para el año 2017

	Real	Simulada	Real	Simulada
Fecha	Mazar [hm3]	Mazar [hm3]	Paute [hm3]	Paute [hm3]
Enero	0.00	0.00	0.00	16.85
Febrero	0.00	0.66	0.00	28.66
Marzo	20.08	0.91	171.98	25.47
Abril	5.88	3.52	246.92	54.62
Mayo	4.13	5.40	229.09	72.25
Junio	9.54	13.22	165.67	96.12
Julio	15.87	12.76	259.90	92.98
Agosto	17.82	1.82	2.46	56.56
Septiembre	0.00	1.54	0.00	49.91
Octubre	19.10	0.40	14.10	22.63
Noviembre	0.00	0.00	0.00	29.99
Diciembre	0.00	0.00	0.00	35.28
Total	92.42	40.23	1090.12	581.32

4.2. Sistema Multinodal Ecuador

Dentro de esta Sección se analizarán los mismos tópicos que el sistema uninodal, pero además se verán los flujos por las líneas y su cargabilidad para ver si existe alguna saturación que deba ser tratada a futuro. Además, cabe destacar que se tomarán todas las consideraciones antes mencionadas en el capítulo 3.

4.2.1. Costos Marginales

Para poder ver los costos marginales del sistema primero debemos seleccionar barras que representen los principales sectores de consumo. En el caso de Ecuador, las principales zonas de consumos son Guayaquil con el 24.70 % y Quito con el 18.53 %. Con esto, se seleccionaron las barras PASCUALES 230, para Guayaquil; POMASQUI 230 y SANTA ROSA 230 para Quito. Además, como representación de los otros sectores, se tomaron las barras MILAGRO 230 por Machala y MOLINO 230 por Cuenca.

En la Figura 4.11, se muestra una comparativa de los costos marginales simulados y los reales para el año 2017. La curva de la simulación corresponde al promedio de los costos marginales de las barras antes mencionadas. Como se puede ver los costos son menores en la simulación, pero presentan un comportamiento parecido, al tener un valle entre los meses de abril y julio, y en los otros meses presentar valores mayores. Parte de la mitigación de los costos para los últimos meses, corresponde a la incorporación de la central Minas, que como se dijo anteriormente, funciona a máxima eficiencia. Además, el costo marginal promedio real es de 12.2 [USD/MWh], mientras que el simulado es de 8 [USD/MWh], por lo que se tiene una diferencia de 4 [USD/MWh] que es mínima.

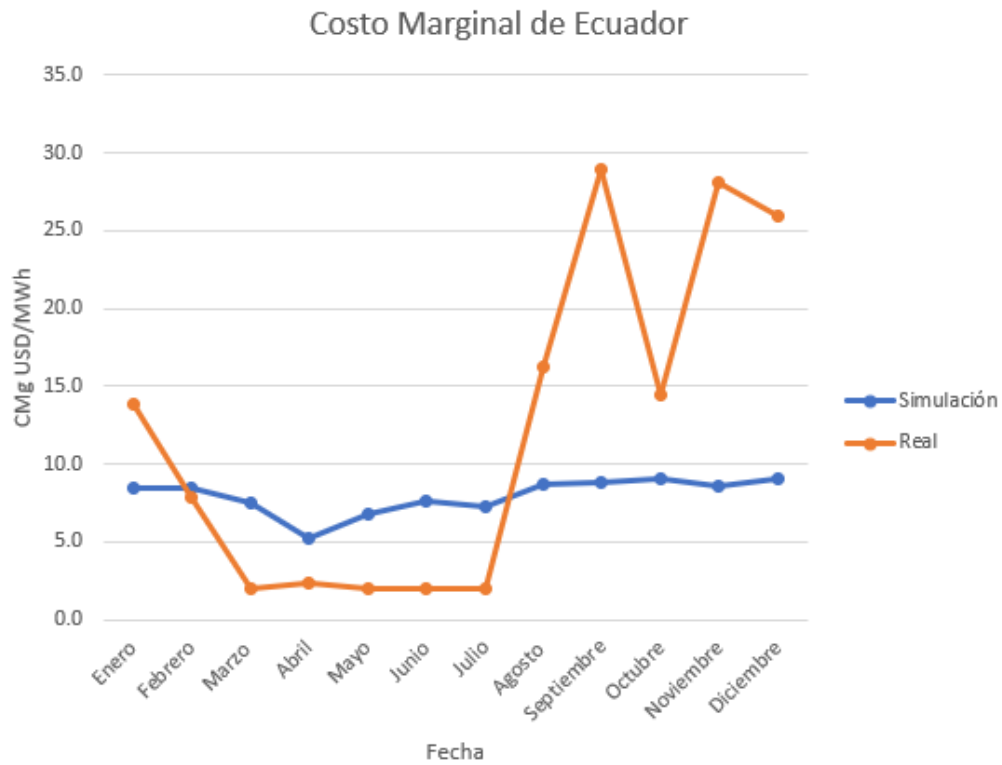


Figura 4.11: Comparativa de los costos marginales reales y simulados para el año 2017 (Multinodal)

En la Figura 4.12, se muestran los costos marginales para todo el periodo de simulación, en la cual se puede apreciar como los costos comienzan a disminuir en el tiempo hasta el año 2023, para luego disminuir bruscamente y comenzar una aumento del costo de forma gradual. Esto se debe, principalmente a la integración de la central Cardenillo, que es la última en entrar en el periodo de la simulación. Cabe destacar, que para poder hacer ingresar la central, se integró junto con las líneas pertinentes, las cuales tienen sus parámetros reales, pero no la fecha de inicio de operación, por lo que se tomó un mes antes del inicio del funcionamiento de la central.

Además, la mayor inyección de energía hidráulica en las barras MILAGRO 230 y MOLINO 230, hace que se vea una diferencia en los costos marginales de las diferentes barras, en donde los otros tienen un mayor concentración de energía térmica. En general, los costos marginales bajan en el tiempo que es lo esperado. Para ver una mejor comparación de los costos marginales ver las Tablas A.2, A.3 y A.4, del anexo.

Finalmente si se comparan los valores obtenidos en el sistema uninodal con el multinodal, se puede ver que ambos presentan el mismo comportamiento, pero los valores del uninodal son mucho menores debido principalmente a no tener un sistema de transmisión y no presentar congestiones.

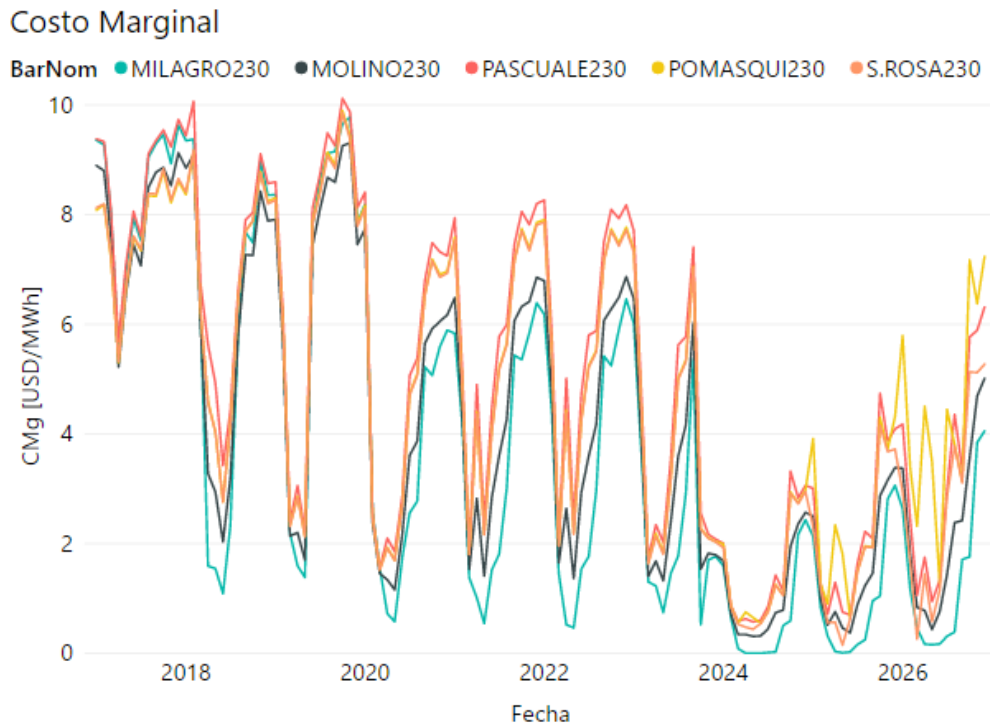


Figura 4.12: Costos Marginales Multinodal para todo el periodo de estudio

4.2.2. Generación

En la Figura 4.13, se puede ver la matriz de generación para el año 2017 de la simulación multinodal de Ecuador para la hidrología media. En ella podemos ver que existe un incremento de la generación térmica con respecto a lo mostrado en el uninodal en un 9%, siendo un 16% en total, que es muy cercano al real de 17%. Con esto se puede ver que los valores de generación están dentro de lo esperado, por lo que la explicación de que los valores del costo marginal sean menores, corresponde a una mayor generación térmica de las centrales mas baratas, que en la realidad no es posible.

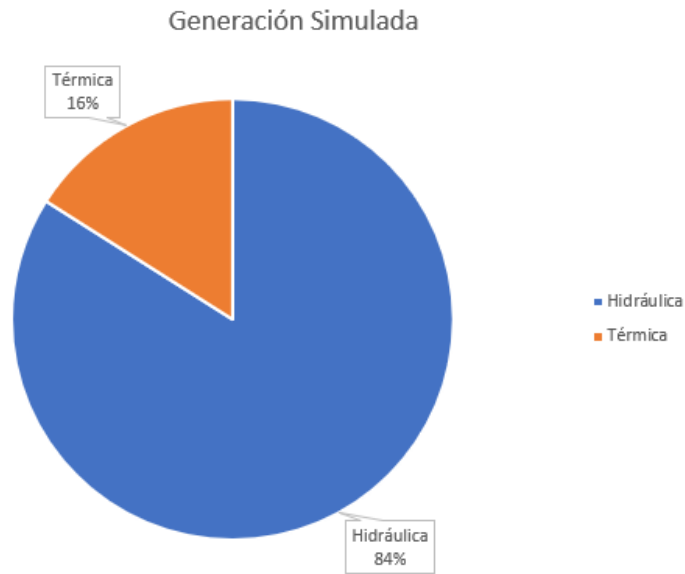


Figura 4.13: Generación total para el año 2017 hidrología media

En las Figuras 4.14 y 4.15, se puede ver la matriz de energía para los años 2023 y 2026 respectivamente, en las cuales si se compara con los resultados obtenidos en el modelo unidodal, la energía térmica es un 7 % el 2023, un 4 % mayor, y un 6 % el 2026, un 4 % mayor. La diferencia del 1 % entre el año 2023 y el 2026, se debe principalmente al aumento de la demanda y a la nula incorporación de nuevas centrales al sistema.

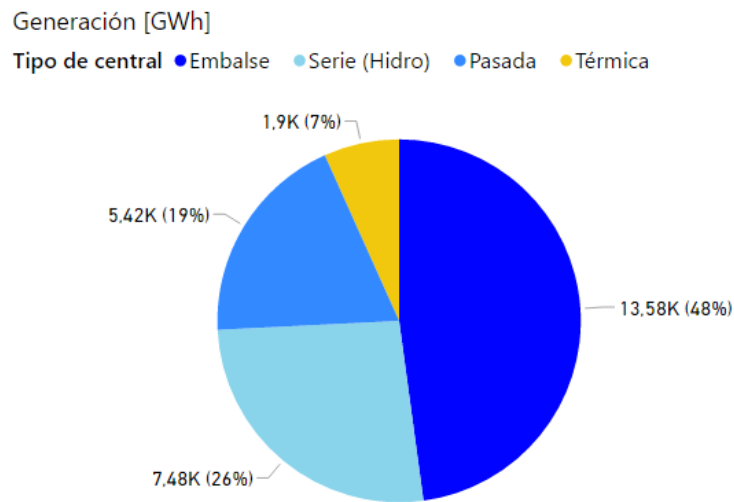


Figura 4.14: Generación total para el año 2023 hidrología media

Generación [GWh]

Tipo de central ● Embalse ● Serie (Hidro) ● Pasada ● Térmica

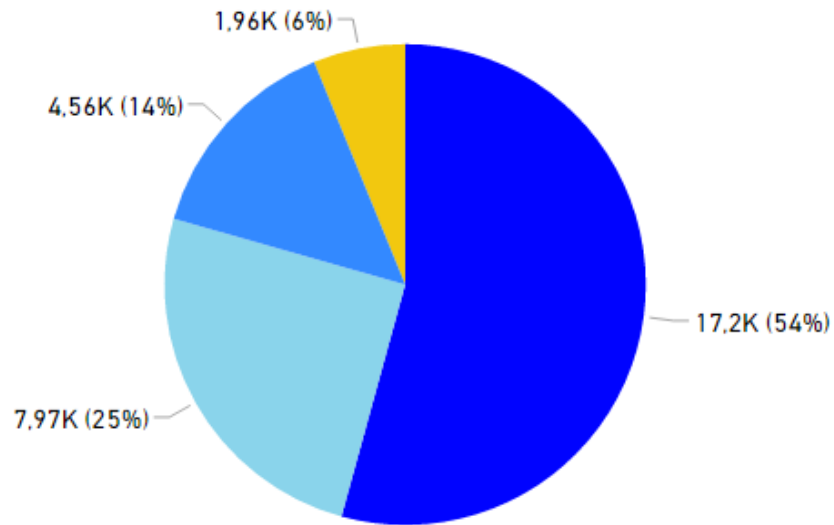


Figura 4.15: Generación total para el año 2026 hidrología media

En las Tablas 4.4 y 4.5, se hace una comparativa de la generación real del año 2017 con la simulada, para una hidrología media. Cabe mencionar que en ambas son la generación bruta. En ambas tablas, se puede apreciar que los valores simulados son mucho más cercanos a los reales, lo cual se debe al sistema de transmisión, por lo que las centrales hidráulicas no se despacharon completamente. Se debe tener en cuenta que la generación total real es un poco mayor, ya que la demanda aumentó un poco más de lo esperado. En las Tablas B.5, B.6, B.7, B.8, B.9, del anexo, se puede ver en mayor detalle la generación de las centrales.

Tabla 4.4: Comparativa de la generación hidráulica real y simulada para el año 2017 (Multi-nodal)

	Real	Simulada	
Fecha	Hidráulica [GWh]	Hidráulica [GWh]	Diferencia (%)
Enero	1588.36	1682.65	-5.94
Febrero	1539.43	1518.64	1.35
Marzo	1840.39	1795.17	2.46
Abril	1745.60	1746.02	-0.02
Mayo	1809.25	1784.98	1.34
Junio	1665.04	1715.41	-3.03
Julio	1645.04	1662.38	-1.05
Agosto	1638.46	1640.52	-0.13
Septiembre	1602.46	1521.86	5.03
Octubre	1683.96	1555.55	7.63
Noviembre	1560.77	1509.68	3.27
Diciembre	1640.88	1457.82	11.16
Total	19959.64	19590.68	1.85

Tabla 4.5: Comparativa de la generación Térmica real y simulada para el año 2017 (Multi-nodal)

	Real	Simulada	
Fecha	Térmica [GWh]	Térmica [GWh]	Diferencia (%)
Enero	423.73	323.54	23.64
Febrero	310.38	343.54	-10.68
Marzo	339.01	247.35	27.04
Abril	291.35	214.36	26.43
Mayo	276.14	268.52	2.76
Junio	266.01	252.03	5.26
Julio	282.90	234.39	17.15
Agosto	324.33	256.71	20.85
Septiembre	323.40	388.91	-20.26
Octubre	338.47	358.51	-5.92
Noviembre	380.97	378.29	0.70
Diciembre	427.67	535.28	-25.16
Total	3984.36	3801.43	4.59

En la Figura 4.16, se puede ver la generación total del periodo de estudio para la hidrología media. En ella podemos apreciar el aumento de la tecnología hídrica en el sistema, que tienen un gran salto para el año 2023, en donde se incorpora la central Cardenillo como ya se mencionó anteriormente.

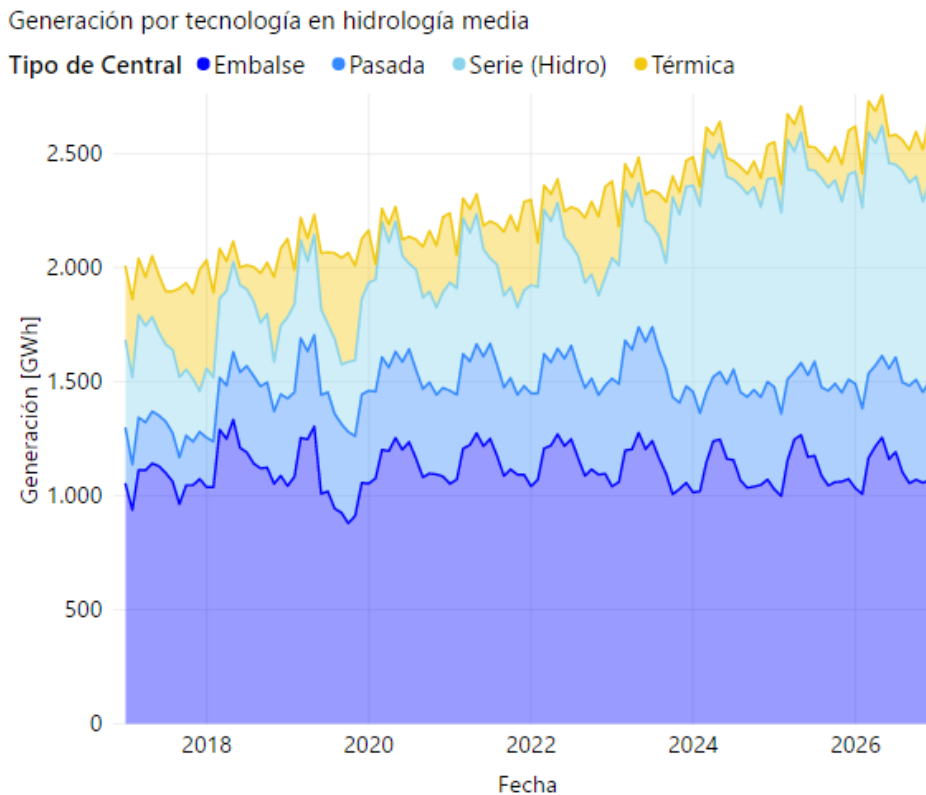


Figura 4.16: Generación total para hidrología media

Dentro del sistema se presentó generación de falla, que corresponde a la barra JIVINO 69 futura, pero esta es debido a que el modelo PLP, no toma barra futuras, por lo que se genera como falla mientras que no se conecte la línea al sistema.

Por otro lado, hay tres puntos que presentan falla por congestión, estas son la barra PORTO VIEJO 138, CONOCOTO 138 y TOTORAS 138 que se pueden ver en las Figuras 4.17, 4.18 y 4.19, respectivamente. La falla en PUERTO VIEJO 138, se debe a que una de las líneas que trae la energía a la barra, de manera local, presenta problemas de congestión y a la vez, la generación local baja, por lo que el modelo prefiere generar falla o si no sería infactible el problema.

La falla en CONCOTO 138 se debe a la saturación de la línea que une esta barra con la barra SANTA ROSA 138. El flujo en esta línea va hacia CONCOTO y luego hacia la barra VICENTINA 138, produciéndose el problema de que el modelo prefiere generar falla a cambiar el flujo de las líneas, ya que esto produciría infactibilidad o un mayor costo del sistema.

Finalmente la falla de TOTORAS, al igual que las anteriores, se produce por congestión de la línea que lleva la energía a ese punto, que en este caso corresponde al cambio de tensión de la barra, pasando de 230 a 138 [kVolts].

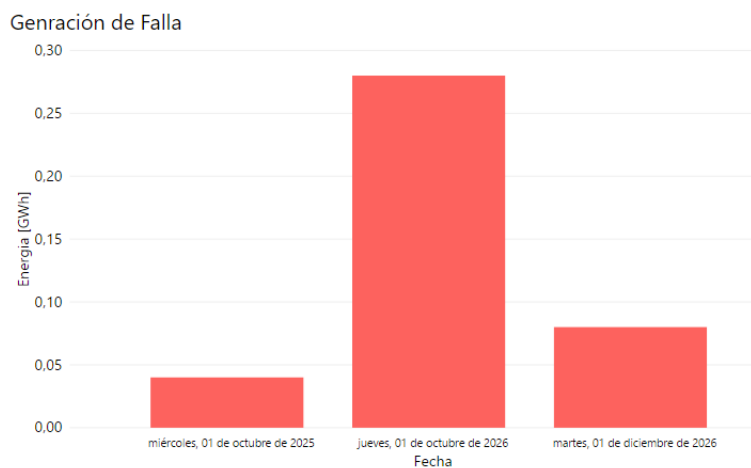


Figura 4.17: Generación de falla barra PORTO VIEJO 138

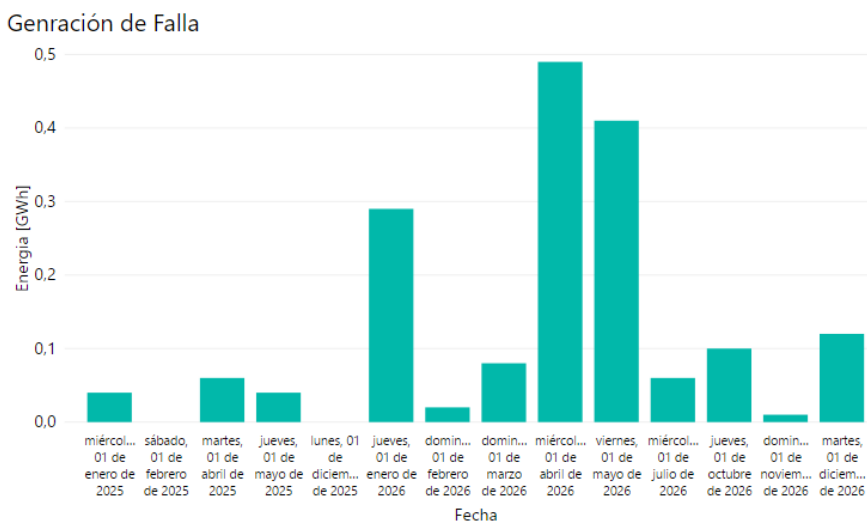


Figura 4.18: Generación de falla CONOCOTO 138

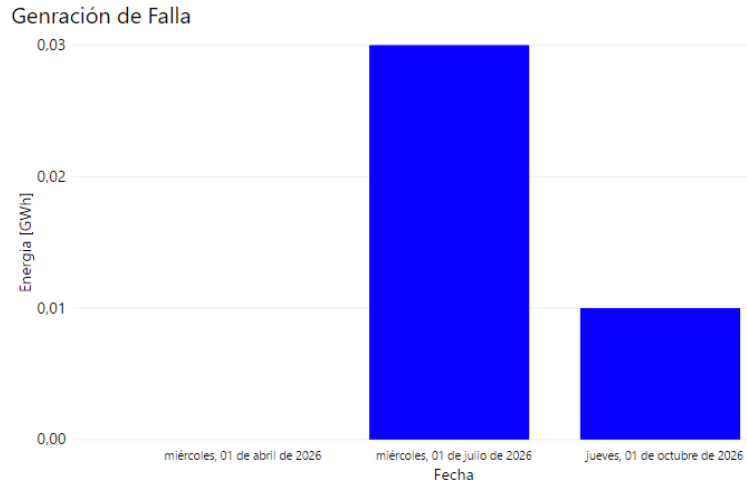


Figura 4.19: Generación de falla TOTORAS 138

4.2.3. Embalses

Para los embalses, su comportamiento es idéntico al del modelo uninodal por que no se analizará en mayor profundidad. Por otro lado, en las Tablas 4.6 y 4.7, se muestra una comparación de los vertimientos de los embalses más importantes del sistema. En ellos podemos ver, que el vertimiento es menor en su totalidad en los resultados de la simulación, excepto Pucará, pero aun éste está en los valores aceptados. Por lo que se puede ver que el modelo PLP realiza el funcionamiento de los embalses de forma más eficiente.

Por último, se debe ver la generación que posee la central Paute y Coca Codo Sinclair, ya que ambos embalses deberían funcionar de forma complementaria, es decir, cuando la central Paute comience a bajar su producción, la central Coca Codo Sinclair comienza a producir en mayor cantifaf. En la Figura 4.20 , se puede apreciar lo que se dijo anteriormente, en donde cada central produce un mínimo de potencia y a la vez cuando una baja su producción, la otra lo sube, comprobando el comportamiento de ambas centrales

Tabla 4.6: Comparativa del vertimiento real y simulado embalses Paute y Mazar

Fecha	Real	Simulada	Real	Simulada
	Mazar [hm ³]	Mazar [hm ³]	Paute [hm ³]	Paute [hm ³]
Enero	0.00	0.00	0.00	24.60
Febrero	0.00	0.36	0.00	31.73
Marzo	20.08	0.34	171.98	43.64
Abril	5.88	0.53	246.92	51.25
Mayo	4.13	1.77	229.09	111.50
Junio	9.54	7.20	165.67	96.09
Julio	15.87	8.15	259.90	130.24
Agosto	17.82	1.78	2.46	57.63
Septiembre	0.00	1.50	0.00	48.45
Octubre	19.10	0.40	14.10	25.17
Noviembre	0.00	0.07	0.00	33.34
Diciembre	0.00	0.28	0.00	33.26
Total	92.42	22.38	1090.12	686.90

Tabla 4.7: Comparativa del vertimiento real y simulado embalses Hidronación y Pucará

Fecha	Real	Simulada	Real	Simulada
	Hidronación [hm ³]	Hidronación [hm ³]	Pucará [hm ³]	Pucará [hm ³]
Enero	0.00	0.00	0.00	1.08
Febrero	0.00	0.00	0.00	127.04
Marzo	0.00	0.00	0.12	100.65
Abril	0.00	0.00	109.35	110.87
Mayo	0.00	0.00	202.20	62.63
Junio	0.00	0.00	7.85	16.32
Julio	0.00	0.09	0.00	7.18
Agosto	0.00	0.00	0.13	6.09
Septiembre	0.00	0.08	0.00	6.69
Octubre	0.28	0.00	0.00	5.91
Noviembre	0.00	0.00	0.00	0.00
Diciembre	0.00	0.00	0.00	9.53
Total	0.28	0.17	319.65	453.99

Potencia centrales Paute y Coca Codo Sinclair

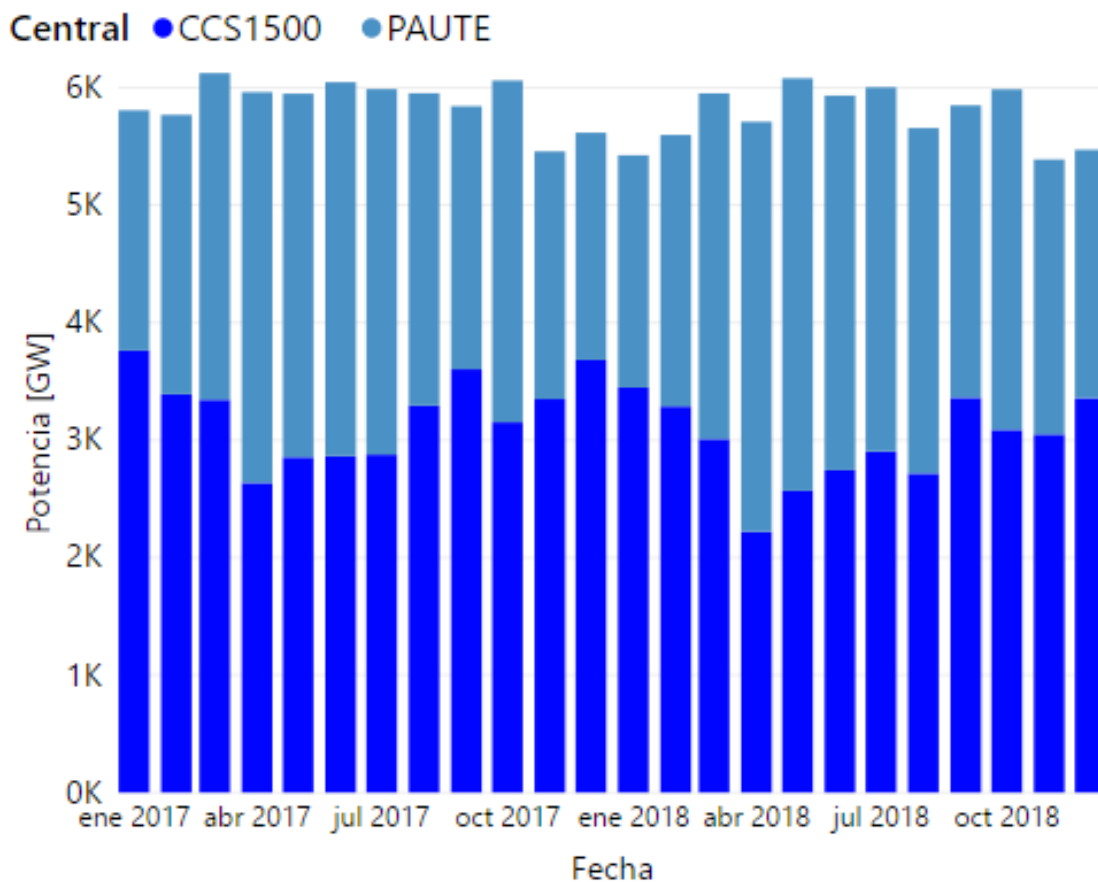


Figura 4.20: Potencia Paute y Coca Codo Sinclair

4.2.4. Líneas de Transmisión

Para esta sección se estudiará la cargabilidad que poseen las líneas, enfocándose en la saturación de estas, ya que es lo que genera los problemas dentro del sistema y muestra en donde es necesario aumentar la capacidad de las líneas.

En la Tabla , se puede ver cuales fueron las líneas que presentaron saturación, mostrando el momento de inicio y el porcentaje de este.

Dentro de las líneas de transmisión mostradas, las líneas PORSGR138 y SGRMOC138, son las que producen el problema de la generación de falla en la barra PORTO VIEJO 138. La línea SROCON138 es la que produce el problema en la barra CONOCOTO 138. Y finalmente, la línea TTOT230/138 produce la falla en la barra TOTORAS 138.

Tabla 4.8: My caption

Línea de Transmisión	Barra A	Barra B	Inicio	Porcentaje [%]
ATQSALITRAL	SALITRAL 138	SALITRAL 69	01-05-2017	38
TSALR138/69	SALITRAL 138	SALITRAL 69	01-05-2017	38
MILCERR230	MILAGRO 230	DOS CERROS 230	01-05-2017	50
PASNPR138	PASCUALES 138	NPROPERINA 138	01-01-2018	17
SGRMOC138	SAN GREGORIO 138	MONTECRISTO 138	01-01-2024	3
PORSGR138	PORTO VIEJO 138	SAN GREGORIO 138	01-10-2023	0.8
SROCON138	SANTA ROSA 138	CONOCOTO 138	01-03-2023	10
TCUE138/69	CUENCA 138	CUENCA 69	01-07-2018	15
TPAST230/138	PASCUALES 230	PASCUALES 138	01-04-2020	13
TQUE230/138	QUEVEDO 230	QUEVEDO 138	01-10-2025	0.5
TTOT230/138	TOTORAS 230	TOTORAS 138	01-06-2024	2

También, junto con las demás, son las que producen las diferencias en los costos marginales antes mostrados, principalmente las línea TTOT230/138 y SROCON138, que llevan la generación de Hidropaute, Hidronación y Coca Codo Sinclair hacia las barras de POMASQUI 230 y SANTA ROSA 230, y la TPAST230/138, que produce la diferencia en la barra PASCUALES 230.

El resto de las líneas, poseen cargabilidades aproximadas a un 60% en promedio, no alterando en gran medida los costos marginales.

Por último, para cerrar estos tópicos, dentro de los datos del SDDP, se tienen una mayor cantidad de centrales y líneas futuras, que deberían entrar en algún momento del periodo simulado, pero no tenían estipulado fechas de ingreso, por lo que no fueron incluidas.

4.2.5. Comparación de los costos marginales con Colombia

En un principio, se dijo que el principal objetivo de poder lograr la modelación de Ecuador en PLP, es realizar la interconexión con Colombia, como es actualmente, pero a la vez ir más allá. Por lo mismo, se realizará una comparación de los costos marginales de ambos modelos.

Para ello se compararán los costos marginales obtenidos en las barras POMASQUI 230 y TULCAN 138, con los costos marginales obtenidos del sistema uninodal de Colombia, para el año 2026, ya que éste es el último año de estudio y la interconexión se ve como un beneficio a futuro. Dichas barras se eligieron, ya que son las más cercanas a Colombia y además, es por donde existe actualmente la interconexión entre ambos países.

En la Figura 4.21, se puede ver dicha comparación. Claramente, los costos de Ecuador son más bajos que los obtenidos en Colombia, lo que indica que si se realiza una interconexión entre ambos países, ambos saldrían favorable. Además, los sistemas, están desfasados, es decir, cuando los costos marginales de Ecuador son bajos, los de Colombia aumenta y vice versa, lo que mejora los beneficios residuales al realizar la interconexión.

Como las dos barras tomadas presentan el mismo comportamiento, se preferiría realizar la interconexión en la barra POMASQUI 230, ya que esta es de mayor tensión.

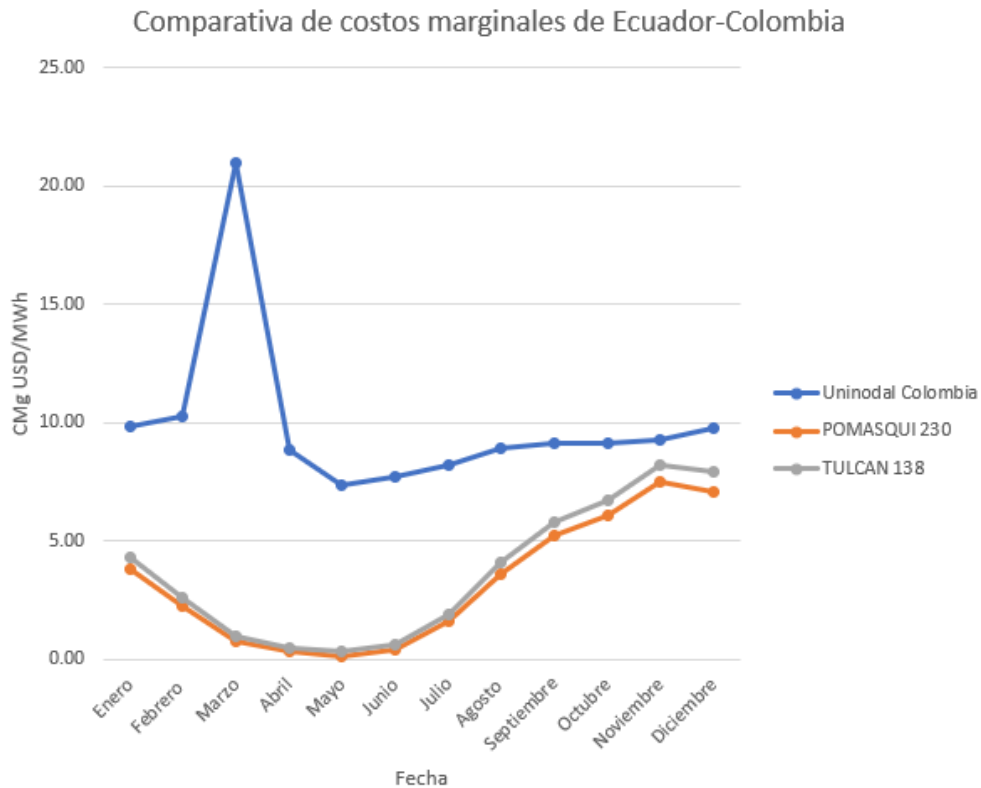


Figura 4.21: Comparativa de costos marginales Ecuador-Colombia

Conclusión

El principal objetivo de este trabajo es poder modelar el sistema eléctrico ecuatoriano en el modelo que se utiliza actualmente en Chile, PLP. Esto se logró en gran medida, ya que se pudo ver que en el modelo multinodal la generación obtenida en la simulación es cercana a la real, con solo 1% de diferencia. Además, los costos marginales están dentro del rango esperado, teniendo una diferencia de 4 [USD/MWh] para el promedio de los costos del año 2017. El comportamiento de los embalses fue el esperado y el del sistema también cumplió con esto, como se puede ver en las curvas y diferentes figuras mostradas.

Se actualizó, los archivos de generación y transmisión necesarios para poder tener un mayor acercamiento a la realidad del sistema, principalmente en la incorporación de líneas de transmisión futuras y en la capacidad total del sistema para el año 2017.

Dentro de todos los análisis realizados, fueron entregados los datos de la generación, los costos marginales, los niveles de embalse, y la cargabilidad de las líneas del sistema, así como también, mostrar cuáles líneas presentaban congestiones en el sistema, afectando los costos marginales obtenidos en años futuros. La generación de falla mostrada, está directamente relacionada con dichas congestiones, por lo que no hay ningún problema en la modelación del sistema.

Además, se pudo comprobar el funcionamiento de las centrales Paute y Coca Codo Sinclair, que no fueron modeladas para funcionar de manera complementaria, pero tuvieron dicho comportamiento.

Finalmente se logró realizar una comparativa de los costos marginales de Ecuador y Colombia, en el punto de interconexión viendo que es realmente beneficioso realizarla, ya que favorecería a ambos países, sobre todo con el aumento de la generación hidráulica que Ecuador tiene planificado. Además, con esto ya se pueden realizar estudios enfocados completamente en la interconexión de estos países.

4.3. Trabajos Futuros

Se propone los siguientes puntos como trabajos futuros para mejorar aun mas el sistema ya realizado, y la vez, poder lograr el objetivo final que es tener la interconexión completa, al tener un modelo de confiable.

- Realizar un estudio detallado de las mantenciones de las diferentes centrales, para poder tener un modelo mucho mas cercano a la realidad.
- Realizar una investigación de los costos variables de las centrales, para poder tener una mejor proyección de estas, además de las proyecciones de los combustibles.
- Realizar una modelación que incluya el funcionamiento complementario de las centrales Paute y Coca Codo Sinclair.
- Realizar una investigación de los caudales de las centrales de pasada, que en estos momentos pasan como térmicas, para poder ser integradas correctamente al sistema.
- Realizar el estudio detallado de la interconexión entre Ecuador y Colombia, que es el siguiente paso de este trabajo.

Bibliografía

- [1] P. B. R. E. Brokering Christie Walter and L. V. Díaz, *Ñom Lufke*. Prentice Hall-Pearson Edición, 2008.
- [2] G. Carrera, *EVOLUCIÓN Y DESAFÍOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO*. presentado en XXIV Seminario Internacional - “Tecnología y Regulación del Mercado Energético II.
- [3] A. E. A. Andrea, *Estudio Energético del Sistema Eléctrico de Ecuador. Impulso a la Energía fotovoltaica*. Universidad Politecnica de Madrid, 2012.
- [4] N. A. Cristian and T. C. John, *Análisis del esquema regulatorio de organización del sector eléctrico ecuatoriano vigente hasta agosto del 2008 y estudio de los efecto del mandato constituyente N15 sobre el mercado eléctrico*. Universidad Politécnica Salesiana, 2013.
- [5] M. de Electricidad y Enrgia Renovable, *Plan Maestro de Electricidad 2016-2025*. Ministerio de Electricidad y Enrgia Renovable, 2016.
- [6] CONELEC, *Regulación del sector eléctrico Ecuatoriano*. <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/ecuador> [en línea].
- [7] C. B. Quintero Montaña Camilo, Salazar Gabriel and O. Daniel, *Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe - Colombia*. OLADE, 2013.
- [8] IPME, *Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2016-2030*. 2016.
- [9] A. D. Nicolás, *ESTUDIO Y MEJORAMIENTO DE UN MODELO DE PREDESPACHO APLICADO A LA OPERACIÓN DE EMBALSES HIDROELÉCTRICOS DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL*. Universidad de Chile.
- [10] T. C. T. Rigoberto and R. PALMA, *SEEDS: Herramienta Educativa para Estudios de Coordinación Hidrotérmica*. Anales del Instituto de Ingenieros, 2008.
- [11] T. Claudio, *Herramienta Docente para Estudios de Coordinación Hidrotérmica*. Universidad de Chile, 2010.
- [12] D. de Estudio de Operación, *Los Modelos PCP y PLP Manual Técnico*. Colbún S.A., 2006.

- [13] D. de Hidrocarburos, *Informe de Proyección de Precios del Combustible 2016-2031*. CNE, 2016.
- [14] CENACE, *Publicaciones de informes mensuales y anuales*. http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownloadview§ionsItemid=50[en línea], 2017.
- [15] CENACE, *Informe Anual 2017*. CENACE, 2017.
- [16] ARCONEL, *Estadística del sector eléctrico ecuatoriano*. <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/> [en línea], 2017.

Apéndice A

Anexo I: Costos Marginales Uninodal y Multinodal

Tabla A.1: Comparativa de costos marginales uninodales mensuales reales y simulados

	2017	2023	2026	Real 2017
Fecha	Costo Marginal [USD/MWh]			
Enero	3.35	5.21	1.96	13.9
Febrero	3.83	2.32	1.36	7.9
Marzo	1.54	1.18	0.53	2.0
Abril	1.45	1.17	0.68	2.3
Mayo	1.48	1.07	0.32	2.0
Junio	1.65	1.26	0.32	2.0
Julio	1.20	2.67	1.07	2.0
Agosto	1.79	3.25	1.14	16.3
Septiembre	5.26	4.48	1.49	28.9
Octubre	5.32	0.86	2.55	14.4
Noviembre	5.76	1.25	3.08	28.1
Diciembre	7.04	1.21	3.04	26.0
Promedio	3.31	2.16	1.46	12.15

Tabla A.2: Costos Marginales multinodales mensuales para el año 2017

		2017	2023	2026
	Tecnología	Energía [GWh]		
MINAS	Hidráulica	204.55	1547.36	1547.00
DELSITANISAG	Hidráulica	0.00	1190.72	953.34
PALMIRANANE	Hidráulica	0.00	67.92	67.92
CARDENILLO	Hidráulica	0.00	1243.04	5063.05
PILATON	Hidráulica	0.00	266.24	271.45
VERDECHICO	Hidráulica	0.00	83.92	82.91
PUSUNO	Hidráulica	0.00	247.48	248.02
QUIJOS	Hidráulica	0.00	425.51	425.51
SANANTONIO	Hidráulica	0.00	61.17	61.03
NORMANDIA	Hidráulica	0.00	314.24	290.71
TOACHI	Hidráulica	0.00	1181.92	1178.55
CHORRILLOS	Hidráulica	0.00	28.35	28.12
SANTA CRUZ	Hidráulica	0.00	907.43	731.18
SABANILLA	Hidráulica	0.00	284.40	248.10
TERMOGUAYAS3	Térmica	2.85	0.12	2.46
TERMOGUAYAS2	Térmica	4.40	0.24	3.57
TERMOGUAYAS4	Térmica	0.11	0.00	0.09
TERMOGUAYAS1	Térmica	0.80	0.17	2.22
EDC1	Térmica	288.05	0.00	0.03
EDC2	Térmica	196.69	0.00	0.01
EDC3	Térmica	0.00	0.00	0.00
CCTGMACHALA	Térmica	0.00	460.95	212.21

Tabla A.3: Costos Marginales multinodales mensuales para el año 2023

	MILAGRO 230	MOLINO 230	PASCUALES 230	POMASQUI 230	SANTA ROSA 230
Fecha	Costo Marginal [USD/MWh]				
Enero	9.36	8.89	9.38	8.08	8.13
Febrero	9.27	8.80	9.33	8.18	8.19
Marzo	8.03	7.60	8.09	7.22	7.25
Abril	5.49	5.22	5.69	5.31	5.33
Mayo	6.94	6.55	7.08	6.65	6.67
Junio	7.93	7.46	8.06	7.58	7.61
Julio	7.53	7.07	7.60	7.34	7.37
Agosto	9.04	8.50	9.11	8.34	8.39
Septiembre	9.30	8.77	9.35	8.34	8.38
Octubre	9.46	8.86	9.54	8.78	8.84
Noviembre	8.93	8.53	9.24	8.22	8.26
Diciembre	9.63	9.13	9.73	8.61	8.66
Promedio	8.41	7.95	8.52	7.72	7.76

Tabla A.4: Costos Marginales multinodales mensuales para el año 2026

	MILAGRO 230	MOLINO 230	PASCUALES 230	POMASQUI 230	SANTA ROSA 230
Fecha	Costo Marginal [USD/MWh]				
Enero	6.01	6.46	7.71	7.36	7.31
Febrero	3.65	3.90	4.70	4.44	4.40
Marzo	1.30	1.40	1.73	1.65	1.63
Abril	1.23	1.68	2.34	2.18	2.13
Mayo	0.74	1.32	2.03	1.84	1.81
Junio	1.46	2.40	3.50	3.21	3.19
Julio	1.77	3.60	5.63	5.02	4.99
Agosto	2.91	4.16	5.77	5.35	5.32
Septiembre	5.37	6.03	7.41	7.04	7.03
Octubre	0.52	1.54	2.55	2.27	2.26
Noviembre	1.70	1.82	2.17	2.11	2.09
Diciembre	1.76	1.79	2.08	2.03	2.03
Promedio	2.37	3.01	3.97	3.71	3.68

Apéndice B

Anexo II: Generación de las centrales Uninodal y Multinodal

Tabla B.1: Comparativa de la generación de centrales térmicas real y simulada para el año 2017 Uninodal

	Real	Simulada
	Energía [GWh]	
ELECTROGAYAS	1031.11	160.60
TERMOGAS MACHALA	1210.26	79.26
TERMOPICHINCHA	267.31	40.15
TERMOESMERALDAS	744.09	168.54
ELECTROQUIL	0.00	0.00
GENEROCA	5.83	0.00
Otros	725.76	1158.50
Total	3984.36	1607.05

Tabla B.2: Comparativa de la generación de centrales hidráulicas real y simulada para el año 2017 Uninodal

	Real	Simulada
	Energía [GWh]	
HIDROPAUTE	7497.37	7301.95
HIDROAGOYÁN	2359.80	2025.60
HIDRONACIÓN	1196.51	1661.07
HIDROAZOGUES	20.18	19.16
COCA CODO SINCLAIR	6242.65	6253.96
HIDROABANICO	317.47	239.73
ELECAUSTRO	411.03	121.49
ECUAGESA	209.01	164.25
FMA TAMBO	42.29	33.42
HVICTORIA	28.58	22.98
SIGCHOS	26.79	24.38
Otros	1515.30	2874.55
Total	19866.98	20742.54

Tabla B.3: Generación de centrales térmicas uninodal para los años 2017, 2023 y 2026

	2017	2023	2026
	Energía [GWh]		
ELECTROGAYAS	160.60	3.90	0.49
TERMOGAS MACHALA	79.26	626.34	428.32
TERMOPICHINCHA	40.15	1.24	0.79
TERMOESMERALDAS	168.54	21.06	18.14
ELECTROQUIL	0.00	0.00	0.00
GENEROCA	0.00	0.00	0.00
Otros	1158.50	232.50	186.48
Total	1607.05	885.04	634.22

Tabla B.4: Generación de centrales hidráulicas uninodal para los años 2017, 2023 y 2026

	2017	2023	2026
	Energía [GWh]		
HIDROPAUTE	7301.95	7694.05	7515.10
HIDROAGOYÁN	2025.60	1944.05	1980.86
HIDRONACIÓN	1661.07	1546.72	1425.57
HIDROAZOGUES	19.16	70.98	67.40
COCA CODO SINCLAIR	6253.96	5628.66	5226.98
HIDROABANICO	239.73	228.51	200.39
ELECAUSTRO	121.49	133.32	127.09
ECUAGESA	164.25	152.08	129.62
FMA TAMBO	33.42	31.78	26.16
HVICTORIA	22.98	25.63	19.76
SIGCHOS	24.38	21.37	17.95
Otros	2874.55	7874.95	11206.26
Total	20742.54	25352.10	27943.14

Tabla B.5: Comparativa de generación de centrales hidráulicas real y simulada para el año 2017 Multinodal

	Real	Simulada
	Energía [GWh]	
HIDROPAUTE	7497.37	7428.78
HIDROAGOYÁN	2359.80	2038.40
HIDRONACIÓN	1196.51	1666.53
HIDROAZOGUES	20.18	28.19
COCA CODO SINCLAIR	6242.65	6422.02
HIDROABANICO	317.47	300.24
ELECAUSTRO	411.03	146.73
ECUAGESA	209.01	207.69
FMA TAMBO	42.29	41.80
HVICTORIA	28.58	28.72
SIGCHOS	26.79	29.84
Otros	1515.30	1251.74
Total	19866.98	19590.68

Tabla B.6: Comparativa de generación de centrales térmicas real y simulada para el año 2017 Multinodal

	Real	Simulada
	Energía [GWh]	
ELECTROGAYAS	1031.11	791.08
TERMOGAS MACHALA	1210.26	586.99
TERMOPICHINCHA	267.31	409.28
TERMOESMERALDAS	744.09	764.08
ELECTROQUIL	0.00	1.26
GENEROCA	5.83	8.06
Otros	725.76	1240.68
Total	3984.36	3801.43

Tabla B.7: Generación centrales hidráulicas multinodal para los años 2017, 2023 y 2026

	2017	2023	2026
	Energía [GWh]		
HIDROPAUTE	7428.78	7719.14	7448.69
HIDROAGOYÁN	2038.40	1961.30	1972.34
HIDRONACIÓN	1666.53	1598.23	1481.42
HIDROAZOGUES	28.19	74.85	73.19
COCA CODO SINCLAIR	6422.02	5880.72	5584.22
HIDROABANICO	300.24	229.29	175.16
ELECAUSTRO	146.73	151.65	139.08
ECUAGESA	207.69	185.02	176.48
FMA TAMBO	41.80	38.42	28.28
HVICTORIA	28.72	28.72	28.72
SIGCHOS	29.84	28.05	28.05
Otros	1251.74	7874.95	11206.26
Total	19590.68	25770.34	28341.89

Tabla B.8: Generación de las centrales térmicas multinodal para los años 2017, 2023 y 2026

	2017	2023	2026
	Energía [GWh]		
ELECTROGAYAS	791.08	834.25	1228.20
TERMOGAS MACHALA	586.99	461.48	214.85
TERMOPICHINCHA	409.28	188.12	136.15
TERMOESMERALDAS	764.08	284.02	191.11
ELECTROQUIL	1.26	0.00	0.00
GENEROCA	8.06	0.36	7.84
Otros	1240.68	135.16	196.30
Total	3801.43	1903.39	1974.45

Tabla B.9: Generación de las centrales futuras multinodal para los años 2017, 2023 y 2026

		2017	2023	2026
	Tecnología	Energía [GWh]		
MINAS	Hidráulica	204.55	1547.36	1547.00
DELSITANISAG	Hidráulica	0.00	1190.72	953.34
PALMIRANANE	Hidráulica	0.00	67.92	67.92
CARDENILLO	Hidráulica	0.00	1243.04	5063.05
PILATON	Hidráulica	0.00	266.24	271.45
VERDECHICO	Hidráulica	0.00	83.92	82.91
PUSUNO	Hidráulica	0.00	247.48	248.02
QUIJOS	Hidráulica	0.00	425.51	425.51
SANANTONIO	Hidráulica	0.00	61.17	61.03
NORMANDIA	Hidráulica	0.00	314.24	290.71
TOACHI	Hidráulica	0.00	1181.92	1178.55
CHORRILLOS	Hidráulica	0.00	28.35	28.12
SANTA CRUZ	Hidráulica	0.00	907.43	731.18
SABANILLA	Hidráulica	0.00	284.40	248.10
TERMOGUAYAS3	Térmica	2.85	0.12	2.46
TERMOGUAYAS2	Térmica	4.40	0.24	3.57
TERMOGUAYAS4	Térmica	0.11	0.00	0.09
TERMOGUAYAS1	Térmica	0.80	0.17	2.22
EDC1	Térmica	288.05	0.00	0.03
EDC2	Térmica	196.69	0.00	0.01
EDC3	Térmica	0.00	0.00	0.00
CCTGMACHALA	Térmica	0.00	460.95	212.21