

UNIVERSIDAD ESAN



Análisis de mecanismos de asignación de rentas de congestión, empleando la teoría de juegos cooperativos, y su aplicación en el caso de la integración del Perú con otros mercados eléctricos

Tesis presentada para cumplir con uno de los requisitos para la obtención del grado académico de Maestro en Gestión de la Energía:

Jair Alfonso Chavez Briones

Josue Fernando Fernandez Marquez

Paul Pedro Laurente Lagos

Programa de la Maestría en Gestión de la Energía

Lima, 04 de abril de 2019

Esta tesis

Análisis de mecanismos de asignación de rentas de congestión, empleando la teoría de juegos cooperativos, y su aplicación en el caso de la integración del Perú con otros mercados eléctricos

Ha sido aprobada por:

.....
César Fuentes Cruz (Jurado)

.....
Víctor Fernández Guzmán (Jurado)

.....
Jaime Raúl Mendoza Gacon (Asesor)

Universidad Esan

2019

A mi familia y Lizeth, por su constante e incondicional apoyo.
Jair Chávez.

A mis padres; Isabel y Josue, a mis hermanos, a mi esposa Keiko y a mi hijo Octavio,
motivos de perseverancia.
Josué Fernández

A mis padres y hermanas por su incondicional e infinito apoyo; a mi hija por ser mi
principal motivación y a Adela por compartir su vida conmigo.
Paul Laurente.

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Antecedentes.....	1
1.2. Descripción del problema.....	2
1.3. Objetivos de la investigación.....	4
1.3.1. <i>Objetivo general</i>	4
1.3.2. <i>Objetivos específicos</i>	4
1.4. Justificación de la investigación.....	5
1.5. Contribución.....	6
1.6. Alcance.....	6
1.7. Limitaciones.....	7
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.....	8
2.1. Redes eléctricas.....	8
2.2. Interconexión internacional.....	8
2.2.1. <i>Beneficios de las interconexiones internacionales</i>	9
2.2.2. <i>Integración eléctrica</i>	10
2.3. Rentas de congestión.....	10
2.4. Factores que limitan la capacidad en líneas de transmisión.....	11
2.4.1. <i>Limitaciones térmicas</i>	11
2.4.2. <i>Limitaciones de estabilidad</i>	12
2.4.3. <i>Limitación de tensión o voltaje</i>	13
2.4.4. <i>Limitación de la operación</i>	14
2.4.5. <i>Limitación del flujo de potencia</i>	14
2.5. Teoría de juegos cooperativos.....	16
2.5.1. <i>Juegos con utilidad transferible (TU-Games)</i>	18
2.5.2. <i>Concepto de equidad</i>	21
2.5.3. <i>Métodos de solución de juegos cooperativos</i>	22
2.5.3.1. <i>Valor de Shapley</i>	22
2.5.3.2. <i>Método del nucléolo</i>	25
2.5.3.3. <i>Índice de Banzhaf</i>	25
2.5.4. <i>Características principales de los juegos cooperativos</i>	26

2.6.	Teoría de juegos repetidos	27
2.7.	Conclusiones del capítulo	28
CAPÍTULO III. CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS EN ESTUDIO.....		29
3.1.	Introducción	29
3.2.	Sistema eléctrico peruano	30
	3.2.1. <i>Antecedentes</i>	30
	3.2.2. <i>Aspectos relevantes del sector eléctrico peruano</i>	32
	3.2.3. <i>Descripción del mercado eléctrico peruano</i>	34
3.3.	Sistema eléctrico ecuatoriano	37
	3.3.1. <i>Antecedentes</i>	37
	3.3.2. <i>Aspectos relevantes del sector eléctrico ecuatoriano</i>	37
	3.3.3. <i>Descripción del mercado eléctrico ecuatoriano</i>	38
3.4.	Sistema eléctrico colombiano	39
	3.4.1. <i>Antecedentes</i>	39
	3.4.2. <i>Aspectos relevantes del sector eléctrico colombiano</i>	40
	3.4.3. <i>Descripción del mercado eléctrico colombiano</i>	41
3.5.	Evaluación de consecuencias a las rentas por congestión en sistemas compuestos por generación mayoritariamente hídrica o térmica	43
3.6.	Conclusiones del capítulo	43
CAPÍTULO IV. NORMATIVA SOBRE RENTAS DE CONGESTIÓN		45
4.1.	Decisiones de la Comunidad Andina de Naciones (CAN)	45
4.2.	Procedimiento actual para el tratamiento de las rentas de congestión.....	47
4.3.	Conclusiones del capítulo	48
CAPÍTULO V. TRATAMIENTO DE LAS CONGESTIONES.....		50
5.1.	Asignación de Rentas de Congestión en diferentes mercados eléctricos	50
5.2.	Análisis comparativo de los diferentes mecanismos de asignación basados en juegos cooperativos.....	55
5.3.	Conclusiones del capítulo	57
CAPÍTULO VI. METODOLOGÍA		58
6.1.	Descripción de la metodología	58

6.2.	Escenarios	59
6.3.	Premisas de entrada	61
6.4.	Modelo utilizado para el cálculo de la repartición de las rentas de congestión	63
6.5.	Evaluación de la viabilidad técnica propuesta	68
6.6.	Evaluación de la viabilidad económica de la propuesta	69
6.7.	Conclusiones del capítulo	69
CAPÍTULO VII. RESULTADOS		71
7.1.	Relación de las rentas de congestión frente a las ventas de energía	71
7.2.	Resultados de repartición de rentas congestión por cada criterio analizado..	78
7.3.	Análisis de sensibilidad	83
7.4.	Conclusiones del capítulo	85
CAPÍTULO VIII. CONCLUSIONES		88
CAPÍTULO IX. RECOMENDACIONES		91
ANEXOS		92
BIBLIOGRAFÍA.....		150

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Imagen III-1 Producción de energía eléctrica por tecnología en el Perú	33
Imagen III-2 Evolución de la participación por tipo de recurso energético en la producción de energía eléctrica 2000 - 2018	33
Imagen III-3 Comparación de la potencia instalada en el SEIN al término 2017 y 2018	34
Imagen III-4 Transacciones en el mercado eléctrico	36
Imagen III-5 Producción eléctrica mensual de Ecuador 2015-2018.....	38
Imagen III-6 Producción eléctrica mensual de Colombia 2015-2018	40
Imagen III-7 Estructura del mercado eléctrico colombiano.....	41
Imagen IV-1 Decisiones de la CAN	46
Imagen IV-2 Ejemplo de transacciones con y sin congestión	47
Imagen VI-1 Modelo Binodal Perú – Ecuador	60
Imagen VI-2 Modelo Binodal Ecuador - Colombia	60
Imagen VI-3 Modelo Trinodal.....	61
Imagen VI-4 Diagrama de Flujo para la asignación de rentas de congestión mediante método Shapley.....	66
Imagen VI-5 Diagrama de Flujo para la asignación de rentas de congestión mediante el método del Nucléolo	67
Imagen VI-6 Primer caso de intercambio internacional	68
Imagen VI-7 Intercambio entre los 3 países	68
Imagen VII-1 Escenario 1-Distribución de rentas de congestión	80
Imagen VII-2 Escenario 2-Distribución de rentas de congestión	80
Imagen VII-3 Escenario 4-Distribución de rentas de congestión	81
Imagen VII-4 Escenario 5-Distribución de rentas de congestión	81
Imagen VII-5 Escenario 7-Distribución de rentas de congestión	82

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla V-1 Métodos de asignación de rentas de congestión	56
Tabla V-2 Tabla comparativa de métodos de solución de juegos cooperativos	56
Tabla VII-1 Matriz de escenarios simulados	71
Tabla VII-2 Venta total de energía con Escenario A	73
Tabla VII-3 Venta total de energía con Escenario B	73
Tabla VII-4 Venta total de energía con Escenario 1	74
Tabla VII-5 Venta total de energía con Escenario 2	75
Tabla VII-6 Venta total de energía con Escenario 4	75
Tabla VII-7 Venta total de energía con Escenario 5	76
Tabla VII-8 Venta total de energía con Escenario 7	76
Tabla VII-9 Proporción que representan las rentas por congestión respecto a las ventas de energía	77
Tabla VII-10 Rentas de congestión obtenidas en cada escenario para cada coalición o alianza bimodal/trinodal	78
Tabla VII-11 Distribución de las rentas de congestión para cada escenario empleando diferentes criterios de repartición	79
Tabla VII-12 Resumen de resultados del análisis de sensibilidad-2% de crecimiento de demanda y disponibilidad variable.	84
Tabla VII-13 Resumen de resultados del análisis de sensibilidad-0% disponibilidad de hidroeléctricas de Ecuador y demanda variable	84
Tabla VII-14 Resumen de resultados del análisis de sensibilidad-25% disponibilidad de hidroeléctricas de Ecuador y demanda variable	85

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO I	92
ANEXO II	95
ANEXO III	96
ANEXO IV	97
ANEXO V	98
ANEXO VI	101
ANEXO VII	104
ANEXO VIII	107
ANEXO IX	110
ANEXO X	113
ANEXO XI	116
ANEXO XII	119
ANEXO XIII	122
ANEXO XIV	125
ANEXO XV	128
ANEXO XVI	131
ANEXO XVII	131
ANEXO XVIII	132
ANEXO XIX	132
ANEXO XX	133
ANEXO XXI	133
ANEXO XXII	134
ANEXO XXIII	134
ANEXO XXIV	135
ANEXO XXV	135
ANEXO XXVI	136
ANEXO XXVII	136
ANEXO XXVIII	137
ANEXO XXIX	137
ANEXO XXX	138
ANEXO XXXI	138

ANEXO XXXII	139
ANEXO XXXIII.....	139
ANEXO XXXIV	140
ANEXO XXXV	142
ANEXO XXXVI.....	144
ANEXO XXXVII	146
ANEXO XXXVIII.....	148

GLOSARIO DE TÉRMINOS

ASIC

Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales

CAN

Comunidad Andina de Naciones. Organización internacional que cuenta con diversos órganos e instituciones que integran el Sistema Andino de Integración. Actualmente, cuenta con Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú como países miembros.

COES

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. Entidad privada encargada de coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

DFT

Derechos Financieros de Transmisión.

MERCOSUR

Es un proceso de integración regional fundado en 1991 por Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay.

MINEM

Ministerio de Energía y Minas. Entidad del Estado que se encarga de las políticas de alcance nacional en materia del desarrollo sostenible de las actividades minero-energéticas, contribuyendo al desarrollo humano, así como la disminución del impacto ambiental.

SDDP

Modelo de despacho hidrotérmico con representación de la red de transmisión, utilizado en los estudios operativos de corto, mediano y largo plazo.

SEIN

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

SIEPAC

Sistema de Interconexión Eléctrica para países de América Central.

AGRADECIMIENTO

Un especial agradecimiento al Ing. Jaime Mendoza por su asesoría y gran apoyo.

JAIR ALFONSO CHÁVEZ BRIONES

Magíster en Gestión de la Energía de la Universidad ESAN. Ingeniero Industrial de la Universidad de Lima. Experiencia en el área comercial de la generación de energía eléctrica. Conocimiento de inglés y dominio de diversas herramientas computacionales. Con aspiraciones de desarrollo profesional en la gestión de energía.

FORMACIÓN

- 2016-2019 **UNIVERSIDAD ESAN**
Magíster en Gestión de la Energía
- 2013 **UNIVERSIDAD DE LIMA**
Título de Ingeniero Industrial
- 2004-2009 **UNIVERSIDAD DE LIMA**
Bachiller en Ingeniería Industrial

EXPERIENCIA

- Ene. 2019 – **GEA WESTFALIA SEPARATOR PERÚ**
Actualidad Rubro: Empresa proveedora de maquinarias industriales
Cargo: Ingeniero de Ventas y Servicios
Principales funciones:
Búsqueda de nuevos proyectos industriales con el fin de ofrecer productos. Búsqueda de clientes potenciales a fin de mejorar la cartera. Visitas a los actuales clientes para coordinar el estado de sus máquinas y programar futuros servicios. Coordinación con los clientes sobre sus servicios a realizar y elaboración de cotizaciones. Elaboración de informes relacionados a servicios que se realizaron.
- Dic. 2013 – **KALLPA GENERACIÓN S.A.**
Dic. 2018 Rubro: Generación de energía eléctrica
Cargo: Analista Comercial
Elaboración y evaluación de propuestas de suministro de energía eléctrica a clientes. Elaboración de informes para la gerencia comercial sobre clientes potenciales. Análisis de la competencia a nivel generación. Facturaciones a clientes libres y regulados. Elaboración del informe mensual de ventas y margen a la gerencia comercial. Preparación y envío de información comercial y operativa a entidades como el MINEM, OSINERGMIN y otros.
- Mar. 2011 – **STATKRAFT PERÚ S.A. (EX - SN POWER PERÚ S.A.)**
Nov. 2013 Rubro: Generación de energía eléctrica.
Cargo: Asistente Comercial
Análisis de la competencia. Análisis de riesgo de SN Power y de las principales empresas generadoras. Revisión e informes de las compensaciones existentes en el mercado spot. Programación y coordinación del despacho de las centrales de SN Power en el corto plazo. Optimización del despacho de las centrales de SN Power en tiempo real.
- Feb. 2010 – **ENEL GENERACIÓN PERÚ S.A.A. (EX – EDEGEL S.A.A.)**
Ene. 2011 Rubro: Generación de energía eléctrica

JOSUÉ FERNANDO FERNÁNDEZ MÁRQUEZ

Magíster en Gestión de la Energía de la Universidad ESAN. Ingeniero mecánico titulado y colegiado bilingüe con experiencia destacada en ingeniería, supervisión y puesta en marcha de proyectos para la industria energética y gas, ingeniería de detalle en la industria minera, ingeniería y montaje de sistemas HVACR. Elaboración de propuestas técnicas para proyectos mineros. Habilidades destacadas de análisis, organización y comunicación. Capacidad para trabajar en equipo y bajo presión.

FORMACIÓN

- 2016-2019 **UNIVERSIDAD ESAN**
Magíster en Gestión de la Energía
- 2015 **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**
Título de Ingeniero Mecánico
- 2006-2010 **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**
Bachiller en Ingeniería Mecánica

EXPERIENCIA

- Set. 2017 – **HLC INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN S.A.C.**
A la Fecha Ingeniería de detalle del sistema de enfriamiento del área de refinería y electrodeposición para Minsur. Ingeniería de detalle del proyecto de ampliación a 36,000TMPD de Shahuindo. Elaboración de la ingeniería de detalle del proyecto EPC-TRUCK SHOP de Marcobre. Elaboración de ingeniería de detalle y estudios técnicos para diferentes compañías mineras en el Perú.
- Abr. 2017- **CALS COLD SAC**
Oct. 2017 Cargo: Jefe de Mantenimiento
Gestión de mantenimiento de equipos HVACR para BCP, Nestlé, Ban Bif, Nokia, Sodexo. Gestión de mantenimiento de chiller de 180 TR, inspección, análisis de fallas, causa raíz y ahorro energético. Supervisión de limpieza química de chillers de 750TR y análisis de ahorro energético. Elaboración de propuestas técnicas económicas de sistemas HVACR.
- May. 2015 – **CONSULTORIA DE GENERACIÓN Y ENERGIA SAC.** Asesoría técnica para la determinación de los costos de mantenimiento y precios en barra de la nueva central térmica de Iquitos (Gent Rent). Asesoría técnica para la evaluación técnica - económica de potenciales centrales térmicas a gas natural en el Perú-Electro Perú.
- Nov. 2014 – **HLC INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN S.A.C.**
May. 2015 Proyecto: Shahuindo- Ingeniería de detalle para el procesamiento metalúrgico de 10,000TMPD.
- Nov. 2013 – **PIC-MARUBENI ENERGY GROUP**
Ene. 2011 Proyecto: EPC Santo Domingo de los Olleros-Central Térmica Termochilca. O&M central térmica-Aguaytía.

PAUL PEDRO LAURENTE LAGOS

Magíster en Gestión de la Energía de la Universidad ESAN. Ingeniero Electricista de la Universidad Nacional del Centro del Perú. Experiencia en el área comercial y operaciones del sector eléctrico en las actividades de generación y transmisión de energía. Conocimiento de la normativa y procedimientos del sector eléctrico, con especial interés en la gestión de energía eléctrica.

FORMACIÓN

- 2016-2019 **UNIVERSIDAD ESAN**
Magíster en Gestión de la Energía
- 2013 **UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CENTRO DEL PERU**
Título de Ingeniero Electricista
- 2006-2011 **UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CENTRO DEL PERU**
Bachiller en Ingeniería Eléctrica

EXPERIENCIA

- Jul. 2016 – **ABENGOA PERÚ (OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO)**
Actualidad Rubro: Operación y Mantenimiento de líneas de transmisión de alta y extra alta tensión
Cargo: Ingeniero de Centro de Control y Subestaciones
Principales funciones:
Supervisar las variables eléctricas de las subestaciones y líneas de transmisión, verificando que se encuentren dentro de los límites de operación normal. Ejecutar maniobras para recuperación de un sistema en estado de alerta o emergencia, en coordinación con el COES
Reconocer y analizar las alarmas del SCADA para determinar el estado del sistema eléctrico.
- Jul. 2015 – **EGESUR (EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SUR)**
Jun. 2016 Rubro: Generación de energía eléctrica
Cargo: Analista de Operaciones
Gestionar, coordinar, programar, ejecutar y analizar la operación en tiempo real de las instalaciones de las Centrales Hidroeléctricas de EGESUR. Coordinar y ejecutar las maniobras con el COES en estado normal, alerta, emergencia y recuperación. Responsable de Coordinar y Elaborar los Programas de mantenimiento Semanal y Diario.
- Abr. 2016- **ELECTROPERU S.A.**
Abr. 2017 Rubro: Generación de energía eléctrica.
Cargo: Ingeniero Junior de Operaciones
Coordinación de la operación de las centrales de generación y de los equipos de transmisión de Electroperú. Realización de turnos en el centro de control supervisando las variables eléctricas de los grupos de generación mediante el sistema SCADA, análisis de las alarmas del SCADA para determinar el estado del sistema eléctrico y de los equipos de las centrales. Elaboración de informes de falla para envío al COES y al OSINERGMIN.

RESUMEN EJECUTIVO

Debido a las propuestas de integración de los mercados eléctricos de los países sudamericanos en las últimas dos décadas, se ha analizado en la presente tesis diferentes mecanismos de asignación de las rentas de congestión originadas por la integración del Perú con los mercados eléctricos de Colombia y Ecuador, esperando contribuir con la búsqueda de equidad cuando se asignan recursos de valor entre grupos estratégicos. El objetivo principal de la tesis es analizar mecanismos equitativos de asignación de las rentas de congestión, empleando la teoría de juegos cooperativos.

El estudio comienza analizando los diferentes mercados eléctricos integrados existentes a nivel Latinoamérica y mundial y la manera en que tratan las congestiones de los enlaces de interconexión, siendo el criterio 50/50 el más usado, así mismo se revisa conceptos teóricos sobre juegos cooperativos y los diferentes factores que originan congestiones en las líneas de transmisión.

Al respecto se desprende que, la integración de mercados eléctricos puede generar mercados más eficientes, sin embargo, siempre que exista una diferencia de precios entre las barras de inyección y barra de retiro se producirán rentas de congestión en dicho enlace.

También, se concluye que existen diferentes factores que limitan la capacidad de las líneas de transmisión como son los factores térmicos, factores de estabilidad, factores de operación, factores de flujo de potencia y factores por limitaciones de voltaje, generando rentas de congestión siendo uno de los más importantes los factores térmicos de las líneas de transmisión.

Respecto a los métodos de solución de juegos cooperativos, se han analizados dos métodos: El método de Shapley y el Nucleolo, ambos métodos soportados en la teoría de juegos cooperativos, donde el primero toma en cuenta la contribución marginal de cada agente del juego a la coalición, mientras que el segundo analiza la máxima insatisfacción de los agentes del juego cuando forman una coalición o cooperan. Los porcentajes de distribución de las rentas obtenidas empleando ambos criterios se han

comparado con el criterio 50/50 establecido por la CAN obteniendo diferencias significativas especialmente en el caso de Colombia y Perú.

El análisis continúa con la elaboración del modelo simplificado del sistema eléctrico de cada país utilizando el software SDDP representado mediante un modelo binodal y trinodal, con el objetivo de obtener los costos marginales (USD/MWh) y los flujos de potencia (MW) mensuales que se transfieren entre los nodos de interconexión de cada país, con la finalidad de utilizarlos en el cálculo de las rentas de congestión. Al respecto, se han considerado 12 escenarios entre conexiones binodales y trinodales, donde en cada escenario se varía la demanda y el porcentaje de disponibilidad de las hidroeléctricas de Ecuador. Las rentas de congestión obtenidas para cada escenario representan la función característica $V(S)$ cuando los países en estudio forman una alianza; esta alianza ha sido denominada coalición según la teoría de juegos cooperativos. La función característica $V(S)$ obtenida permite obtener los porcentajes de repartición de rentas de congestión para cada país empleando las librerías especializadas para solución de juegos cooperativos en el software Matlab.

Una severa limitación del SDDP es que considera escenarios de reducción sostenida de oferta manteniendo demandas inelásticas. La consecuencia de ello es que los valores de ventas de energía aumentan considerablemente con respecto al valor de ventas que se obtendría si se considera la elasticidad de la demanda para los escenarios críticos simulados.

Los resultados obtenidos muestran que los métodos de solución analizados aplicando teoría de juegos cooperativos brindan resultados similares pero no iguales, esto es porque parten de conceptos diferentes, es decir el método de Shapley considera la contribución marginal de cada jugador a la coalición, sin embargo el Nucléolo analiza la máxima insatisfacción entre coaliciones minimizando la diferencia de beneficios entre todas las opciones de asignación de beneficios y los beneficios obtenidos de la coalición para cada agente integrante del juego.

Por otra parte se observa que la renta por congestión representa el 5.4% de las ventas totales de energía para el escenario donde el porcentaje de disponibilidad de las hidroeléctricas de Ecuador es 0% con un crecimiento de la demanda de 2% (escenario

1), para el escenario donde el porcentaje de disponibilidad de las hidroeléctricas de Ecuador es 25% con un crecimiento de la demanda de 2% (escenario 4) representa 3.9%, mientras para el escenario donde el porcentaje de disponibilidad de las hidroeléctricas de Ecuador es 50% con un crecimiento de la demanda de 2% (escenario 7) representa solo el 1.2%, esto se debe a que al tener menor disponibilidad de energía hidráulica en el escenario 1, aumentan las transferencias de energía entre Perú – Ecuador y Colombia – Ecuador ambos en el sentido hacia Ecuador generando congestión en los enlaces internacionales e incrementado el precio de la energía en el extremo de Ecuador y como consecuencia elevando las rentas por congestión. Por lo tanto, se concluye que por encima del 50% de disponibilidad de las hidroeléctricas el porcentaje rentas/ventas de energía son ínfimas (menos del 1%).

Adicionalmente se observa también que la renta por congestión representa el 3.3% de las ventas totales de energía para el escenario donde el porcentaje de disponibilidad de las hidroeléctricas de Ecuador es 0% con un crecimiento de la demanda de 4% (escenario 2), mientras para el escenario donde el porcentaje de disponibilidad de las hidroeléctricas de Ecuador es 25% con un crecimiento de la demanda de 4% (escenario 5) representa el 2.9%, sin embargo las ventas totales de energía son mayores para los escenarios 2 y 5 con respecto a los escenarios 1, 4 y 7, esto es razonable debido a que los escenarios 2 y 5 consideran mayor porcentaje de crecimiento de la demanda y por lo que se traduce en ventas de energía al costo marginal. Así mismo, se observa la tendencia decreciente de la relación rentas/ventas de energía, concluyéndose que para escenarios por encima del 50% de disponibilidad de las hidroeléctricas el porcentaje rentas/ventas de energía continuarían disminuyendo hasta llegar a menos del 1%.

Finalmente, los resultados del análisis de sensibilidad no son concluyentes en cuanto a las magnitudes, pero sí en cuanto a la tendencia del porcentaje de asignación de las rentas de congestión para cada país, siendo Ecuador y Perú los países más beneficiados; además se observa que una variación del porcentaje de disponibilidad de las hidroeléctricas en Ecuador genera una ligera variación del porcentaje de rentas de congestión para cada país, lo mismo sucede cuando se varía el porcentaje de crecimiento de la demanda.

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

Pérez (2007), en su investigación “Rentas de Congestión en las Transacciones Internacionales de Electricidad; Análisis para Transacciones Ecuador - Colombia”, tiene como objetivo realizar planteamientos y simulaciones de asignaciones de las rentas de congestión a través de criterios y comparar los resultados obtenidos con cada uno de ellos para extraer conclusiones y recomendaciones que puedan sustentar un reclamo de Ecuador en este sentido. Este trabajo busca aportar conceptos teóricos, estadísticos, jurídicos y técnicos que respalden un planteamiento adecuado de asignación de las denominadas rentas de congestión.

Posteriormente, Bastidas (2009), en el estudio que realizó sobre “Aplicación de Derechos Financieros al Sistema de Transmisión de Perú como Cobertura contra Riesgos derivados de la Congestión”, menciona que, para solucionar la problemática, en diversos mercados basados en precios nodales, se han implementado sistemas de Derechos Financieros de Transmisión (DFT) en sus diversas modalidades, como un medio de cobertura contra tal riesgo de congestión. Asimismo, el objetivo de su estudio es determinar si es económicamente viable implementar el esquema de DFT dentro del mercado eléctrico del Perú, como mecanismo de cobertura contra riesgos debido a congestiones de corto plazo dadas las características de la industria y de la topología del sistema eléctrico interconectado nacional. Este análisis es necesario pues en algunos mercados, el nivel de riesgo de las transacciones de corto plazo puede ser pequeño debido a diversos motivos, tales como la predictibilidad de la oferta, un reducido volumen de las transacciones, la configuración robusta de la red, entre otros, lo cual no justificaría la implementación de un sistema de DFT.

Asimismo, Gómez (2010), en su estudio “Metodología para el manejo de contratos para las rentas de congestión debidas a las transacciones internacionales de energía con aplicación para el caso específico de Ecuador”, detalla que la combinación de los derivados financieros y los esquemas de contratación mediante subastas, aplicados sobre un producto que se valora a partir de las estimaciones futuras de los precios de la

energía en ambos países, permite identificar las ventajas y desventajas de cada una de las alternativas de tal forma que apoyen una posible decisión del Regulador al momento de introducir un nuevo cambio en el manejo de las rentas de congestión.

Por último, la Decisión CAN 816 (CAN, 2017) “Marco Regulatorio para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”, tiene como una de sus reglas que “Las Rentas de Congestión que se originen en cada Enlace Internacional sean asignadas en partes iguales, es decir, 50% para cada uno de los dos países que comparten el Enlace Internacional.”

1.2. Descripción del problema

El proceso de integración eléctrica entre los países andinos: Bolivia, Perú, Ecuador y Colombia, tiene como marco de referencia los principios establecidos por la CAN, siendo uno de sus principales objetivos:

[I]a interconexión de los sistemas eléctricos de los Países Miembros y los intercambios comerciales intracomunitarios de electricidad pueden brindar importantes beneficios a los Países Miembros en términos económicos, sociales y ambientales y pueden conducir a la utilización óptima de sus recursos energéticos y a la seguridad y confiabilidad en el suministro eléctrico (CAN, Decisión 757, 2011, pág. 1).

La integración eléctrica es un proceso complejo y de largo plazo que involucra tanto los aspectos técnicos relacionados con la generación y transmisión de la electricidad, como la armonización de los mercados mediante marcos legales afines, y va desde la construcción de una red como infraestructura que conecta los sistemas eléctricos de dos o más países, hasta la creación de un mercado regional o suprarregional.

Los países latinoamericanos han decidido desarrollar interconexiones con países vecinos y desarrollaron mercados regionales de electricidad, como en el caso del MERCOSUR, el SIEPAC y la CAN.

Este proceso de integración regional tiene un hito fundamental en la Decisión CAN 536 donde se establecieron las directivas generales de interconexión y regulatorio¹.

¹ Esta Decisión CAN se mantiene actualmente en suspensión.

Posteriormente, se emite la Decisión CAN 757 (CAN, Decisión 757, 2011), la cual establece un régimen transitorio a aplicarse para el caso Colombia con Ecuador y Ecuador con Perú. Dentro del caso Colombia con Ecuador, se dispone que:

[I]as rentas de congestión que se originen por la diferencia de precios en los extremos del enlace internacional, entre Colombia y Ecuador, no serán asignadas a los propietarios del mismo, sino que serán asignadas en partes iguales para cada mercado, es decir el 50% para el sistema importador y el 50% para el sistema exportador, y no serán afectadas por la ejecución de contratos de exportación. En caso de haber contratos de exportación, el agente exportador deberá reconocer a los mercados las rentas de congestión, en una cantidad igual a la proporción de su intercambio horario respecto del intercambio total en la respectiva hora (CAN, Decisión 757, 2011, pág. 4).

En el caso Ecuador con Perú, prácticamente las transacciones están sujetas a intercambios de excedentes de potencia y energía y no se basa en despachos económicos conjuntos, es así como los intercambios sólo se podrían dar actualmente hasta el límite de la capacidad de transmisión.

El Ministerio de Energía y Minas del Perú (MINEM) mediante DECRETO SUPREMO N° 011-2012-EM (MEM, 2012a) aprobó el Reglamento Interno para la aplicación de la Decisión CAN 757 y autoriza al Comité de Operación Económica del Sistema (COES) a suscribir los acuerdos operativos y de intercambio de información con los operadores de los sistemas eléctricos de los otros países miembros de la CAN, que sean necesarios para la implementación de los intercambios de electricidad en el marco de la Decisión CAN 757.

El COES tomando en cuenta las Bases Legales de la Decisión 757 de la CAN y el D.S. N° 011-2012-EM (MEM, 2012b) establece el Procedimiento Técnico PR-43 (COES, PR-43 "Intercambios Internacionales de Electricidad en el Marco de la Decisión 757 de la CAN", 2016a) "INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD EN EL MARCO DE LA DECISION 757 DE LA CAN". Mediante este procedimiento el COES prácticamente asume un rol de coordinador que determina la capacidad de transmisión del enlace internacional, los excedentes de potencia y energía del SEIN e intercambia información con el operador eléctrico ecuatoriano, es decir aún se tiene un uso limitado de esta interconexión debido a la ausencia de un mecanismo comercial para realizar las transacciones entre los países de corto y largo

plazo. Por lo tanto, es importante tener en cuenta que el comportamiento de los precios de la electricidad está altamente relacionado con las reglas y la estructura del mercado, y a través de los precios se dan señales importantes, por ejemplo, a la expansión de capacidad, por lo que se debe tener cuidado al elegir un esquema de mercado para la integración de estos países, de manera que se logren los objetivos de la integración sin poner en peligro la sostenibilidad del sistema.

Es así que, dado que aún no es claro el mecanismo para la asignación de las rentas de congestión en las interconexiones del Perú con otros mercados, lo más seguro es que se adopte el esquema que plantea (Restrepo Sanchez & Gonzales Diez) de que:

[l]as rentas de congestión que se originen por la diferencia de precios en los extremos del enlace internacional, no serán asignadas a los propietarios del mismo, sino que serán asignadas en partes iguales para cada mercado, es decir el 50% para el sistema importador y el 50% para el sistema exportador, y no serán afectadas por la ejecución de contratos de exportación. (Restrepo Sanchez & Gonzales Diez, 2017, pág. 27).

Por ello la presente tesis analiza, desde un enfoque matemático empleando la teoría de juegos cooperativos, diferentes métodos de asignación o repartición de las rentas de congestión en el mercado de corto plazo, originados por la interconexión del sistema eléctrico peruano con los sistemas eléctricos colombiano y ecuatoriano.

1.3. Objetivos de la investigación

1.3.1. Objetivo general

Analizar mecanismos eficientes y equitativos de asignación de las rentas de congestión, empleando la teoría de juegos cooperativos; en el caso de integración del sistema eléctrico peruano con otros mercados eléctricos.

1.3.2. Objetivos específicos

Para alcanzar el Objetivo General antes enunciado, progresiva y secuencialmente se cumple con los siguientes objetivos específicos:

1. Revisión del marco conceptual referido a las redes eléctricas, interconexiones internacionales, integración de mercados eléctricos y rentas de congestión.
2. Revisión del marco conceptual referido a la teoría de juegos cooperativos y su aplicación en la distribución de beneficios equitativos.
3. Revisión el marco conceptual referido a los precios en barra de la energía y cómo dichos precios se ven afectados por las congestiones de energía en las líneas.
4. Análisis de los lineamientos establecidos en las decisiones de la CAN.
5. Análisis de las causas principales que generan congestión en las líneas de transmisión eléctrica.
6. Elaboración de modelos binodales y trinodales simplificado de los sistemas eléctricos de Perú, Ecuador y Colombia y establecer escenarios críticos de operación con el fin de simular dichos escenarios empleando el software SDDP para calcular las rentas de congestión entre Perú-Ecuador, Ecuador-Colombia y Ecuador-Perú-Colombia.
7. Uso de algoritmos de solución de juegos cooperativos utilizando el software Matlab para obtener el porcentaje de las rentas de congestión obtenidas en cada escenario simulado con el SDDP y comparar los resultados en Excel.
8. Realizar un análisis de sensibilidad del porcentaje de rentas de congestión con respecto al porcentaje de crecimiento de la demanda y el porcentaje de disponibilidad de hidroeléctricas de Ecuador.

1.4. Justificación de la investigación

Esta Investigación es necesaria para el país, puesto que permitirá sugerir un mecanismo adecuado para tratar las rentas de congestión originadas por una integración eléctrica internacional futura.

Es necesaria para los organismos involucrados, puesto que les brindará herramientas adicionales para la asignación de rentas de congestión.

Es conveniente para el mundo académico, ya que le permitirá tener un estudio nuevo sobre el tratamiento de asignación de rentas de congestión.

También será importante a la sociedad, ya que es el punto de partida para futuras investigaciones que realicen los estudiantes de postgrado respecto a la repartición de rentas de congestión y optimizar los resultados obtenidos.

1.5. Contribución

El presente trabajo contribuirá con los esquemas de interconexión del Perú con otros mercados eléctricos y se generen rentas por congestión ya que se podrán utilizar mecanismos de asignación desde un punto de vista económico matemático aplicando la teoría de juegos cooperativos para distribuir dichas rentas de manera equitativa.

Este estudio contribuirá a expandir la red de transmisión entre los países integrantes de la CAN, con el fin de llevar a cabo mayores transacciones de energía eléctrica, derivando en el fomento de mayores inversiones a los países en donde funcione coordinadamente un mercado único de transacciones de energía y con un adecuado mecanismo de asignación de las rentas de congestión.

1.6. Alcance

El alcance del presente trabajo es analizar, desde un enfoque económico-matemático, métodos para la asignación de las rentas de congestión que se originan por la interconexión eléctrica del mercado eléctrico peruano con los mercados eléctricos de los países de Latinoamérica, específicamente los países integrantes de la CAN.

En el análisis se emplearán conceptos económicos matemáticos de optimización, los cuales nos permitirá saber cuán eficiente o equitativa es la repartición de las rentas originadas por la congestión y proponer este método en un probable comercio de energía en Latinoamérica.

1.7. Limitaciones

A continuación, se describen las limitaciones de la presente tesis:

El análisis de las rentas de congestión se realiza para la interconexión de los sistemas eléctricos de Colombia, Ecuador y Perú considerando un periodo de 10 años desde el 2019 hasta el 2028.

La determinación del porcentaje de repartición de las rentas de congestión en la presente investigación se circunscribe a períodos en los cuales los tres sistemas eléctricos (Colombia, Ecuador y Perú) operan coordinadamente con las líneas de interconexión en su máxima capacidad, para lo cual se ha considerado la ocurrencia de un evento fortuito hipotético que restringe la oferta hidroeléctrica en Ecuador durante los meses de enero, febrero, marzo y abril de los años 2022, 2024 y 2028.

Un aspecto importante a tener en cuenta dentro de las limitaciones encontradas en el desarrollo de la presente tesis, está referido al acceso de información de los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión de Ecuador y Colombia, por lo que se han estimado dichos parámetros, utilizando textos técnicos especializados de sistemas eléctricos de transmisión para instalaciones de características similares. Asimismo, es importante señalar que el programa de optimización (SDDP) utilizado para la determinación de los costos marginales, no toma en cuenta demandas elásticas, por lo que ello representa una limitación en el modelo.

Adicionalmente, es preciso mencionar que, si bien la metodología permite alcanzar los objetivos principales, posibilitando un análisis de los porcentajes de asignación de rentas de congestión aplicando los métodos de solución de juegos cooperativos y compararlos con respecto al criterio 50/50 de la CAN, se ha requerido de un tratamiento complementario para lo cual se han simulado escenarios de operación, considerando rangos de variaciones en la oferta y la demanda para los tres sistemas eléctricos (restricción de la oferta en Perú o Colombia, así como el análisis de juegos repetitivos, formación de estrategias y coaliciones, etc. para diferentes escenarios de crecimiento de la demanda).

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

2.1. Redes eléctricas

Una red eléctrica se define como una interconexión de componentes eléctricos que en su conjunto hacen posible el flujo de energía de un lugar a otro. Llevando este concepto a las líneas de transmisión que es el ámbito en el que nos interesa, la definición que podemos dar es, las redes eléctricas o “un sistema de transmisión corresponde al conjunto de líneas, subestaciones con transformadores que elevan o reducen la tensión para permitir las interconexiones y diferentes equipos, incluyendo las instalaciones de soporte o postes, destinados al transporte de electricidad desde los puntos de producción hasta los centros de consumo o distribución” (Dammert, García Carpio, & Molinelli, 2008, pág. 70).

2.2. Interconexión internacional

Las interconexiones internacionales están dadas por la unión de dos o más sistemas eléctricos entre dos o más países. Las interconexiones internacionales se realizan buscando que el bienestar en conjunto sea mayor que el bienestar de forma aislada. En el caso peruano podríamos tener interconexiones con todos los países limítrofes, entre ellos Ecuador, Colombia, Brasil, Bolivia y Chile, pero son solo algunos países con los que se logrará la interconexión ya que en la actualidad la única forma de transportar energía es mediante conductores, en este caso líneas de transmisión.

Este método de transporte de energía limita en cierta medida las interconexiones internacionales ya que nuestro país y los países vecinos cuentan con geografías que complican el montaje de las líneas de transmisión haciendo las interconexiones muy costosas y poco eficientes.

2.2.1. Beneficios de las interconexiones internacionales

Según el estudio (CIER, 2000), el cual obtuvo como resultado beneficios cuantificables y no cuantificables de las interconexiones entre países de América del Sur, se mencionan posibles corredores eléctricos entre los que figuran:

- Ecuador, Colombia, Perú y Venezuela
- Bolivia y Brasil
- Brasil y Uruguay
- Área Mercosur
- Chile y Perú.

Dentro de los beneficios cuantificables de estas interconexiones se tienen:

- Se pueden importar fuentes de producción más económicas
- Dar mejor uso a la infraestructura actual de generación eléctrica mejorando su calidad de servicio
- Optimización de la operación de los embalses
- Mejora el uso de la capacidad de transmisión optimizando el uso de la infraestructura de transporte eléctrico al permitir una mayor utilización de la capacidad remanente para la optimización del despacho debido al incremento de la capacidad de transporte por la existencia de caminos alternativos ante situaciones de emergencia.

Como parte de los beneficios no cuantificables se tienen:

- Reducción del impacto ambiental como consecuencia de la optimización del despacho, con reducción del uso de combustibles originado por la estacionalidad complementaria de las centrales hidroeléctricas entre países.
- Integración de zonas aisladas o mejora de calidad en zonas con conexión radial.
- Mejora del abastecimiento asociado al mallado de las redes nacionales y al bajo riesgo de no suministro por indisponibilidad de la importación.
- Estabilidad regulatoria.

2.2.2. Integración eléctrica

El Perú forma parte de la Comunidad Andina de Naciones (CAN). Como parte de los acuerdos tomados se tiene la Decisión CAN 536 (modificada por la Decisión CAN 757), la cual contiene un marco general y reglas básicas para la interconexión internacional y la transferencia de energía entre Perú y Ecuador. Según Pérez (2007), para avanzar hacia una verdadera integración energética regional se han identificado ciertas etapas importantes que se deben cumplir. Estas se pueden listar de la siguiente forma:

- Establecer mercados competitivos a nivel nacional
- Establecer mercados ampliados competitivos a través de interconexiones
- Establecer procesos con convergencia regulatoria
- Establecer Mercados Regionales
- Integración Suprarregional.

En el caso del Perú y Ecuador han superado la primera etapa; se ha creado una interconexión entre los dos, pero aún no se ha logrado establecer un mercado ampliado y mucho menos competitivo.

2.3. Rentas de congestión

Las rentas de congestión se pueden definir como “rentas económicas que se derivan de una transacción internacional de electricidad y tiene relación con el volumen de la transacción y la diferencia de precios en los extremos del enlace internacional de transmisión” (Pérez, 2007, pág. 5).

De forma general se puede indicar que las rentas de congestión se originan, debido a la capacidad limitada de transporte de las líneas de transmisión; esta limitación ocasiona que los precios de la energía sean diferentes entre la barra de inyección y la barra de retiro.

Esta capacidad limitada de transporte de energía ocasiona también que “las líneas de transmisión se vuelvan vinculantes, es decir, cuando es deseable utilizar más capacidad de la disponible, la transmisión se convierte en un recurso escaso. Se dice que una línea está congestionada si la diferencia de precios entre dos nodos es diferente

de cero, en este caso el límite de la misma jugará un papel importante y habrá dos precios diferentes, de no ser así el límite de la línea sería irrelevante y habría un solo precio para la energía.

Estas diferencias hacen que en muchos países se opte por precios nodales diferenciados y cuando se aplican a transferencias internacionales de energía se denominan precios de congestión, donde el producto de la diferencia de dichos precios por las cantidades de energía exportada se denomina Rentas de Congestión” (Stoft, 2002, pág. 389).

2.4. Factores que limitan la capacidad en líneas de transmisión

Se sabe que cada grupo de generación y cada una de las cargas existente afecta a las otras en un sistema eléctrico interconectado. La energía es transportada para abastecer la demanda fluyendo a través de las líneas de transmisión con la condición de que haya suficiente capacidad de transferencia disponible (Contel, 2004).

En un mercado eléctrico, la competencia está sujeta a los impactos que se originan de dichas interacciones y de las limitaciones a las que las líneas de transmisión están sujetas. De manera que el efecto de una restricción sencilla sobre un sistema eléctrico, puede llegar a ocasionar una congestión que haría variar considerablemente el precio en cada barra del sistema (Contel, 2004).

Principalmente se distinguen cinco tipos de restricción que limitan la capacidad de transferencia de potencia de las líneas de transmisión en un sistema de transmisión: restricciones de voltaje, restricciones de estabilidad, restricciones térmicas, restricciones de potencia y restricciones de operación del sistema (Contel, 2004).

2.4.1. Limitaciones térmicas

Este tipo de restricciones son las más frecuentes, limitan la capacidad de una línea de transmisión, cable o transformador de potencia. Se sabe que todos los conductores eléctricos al oponer resistencia al flujo de electrones producen un calentamiento de los mismos (Contel, 2004).

Las temperaturas de los conductores dependen de la corriente y también de parámetros ambientales como: (i) velocidad y (ii) dirección del viento y (iii) temperatura, este último parámetro produce la disipación del calor en el aire. Sin embargo, la capacidad térmica de las líneas de transmisión es generalmente expresada en términos de los flujos de corriente en lugar de las temperaturas actuales debido a que es más fácil su medición. Conocer los límites térmicos de las líneas de transmisión es muy importante, ya que un sobrecalentamiento de las líneas de transmisión conlleva a dos posibles problemas: Pérdida de resistencia mecánica y reducción de su vida útil. Si la temperatura es constantemente alta, la línea se estira y hace que el espacio entre la línea y la tierra sea menor que la distancia mínima de seguridad. Como el sobrecalentamiento se va dando de manera paulatina, los flujos de corriente elevados pueden circular por períodos cortos o limitados de tiempo. De esta forma, para una línea de transmisión, la capacidad térmica normal, corresponde al nivel de flujo de corriente que puede soportar en un tiempo muy prolongado o indefinidamente. Se sabe además que en las líneas de transmisión existen rangos de emergencia que son niveles de corriente donde la línea puede soportar por períodos limitados como unas horas (Contel, 2004).

También, los equipos de potencia como los transformadores, los seccionadores, interruptores, entre otros, están limitados por restricciones térmicas. En el caso de los transformadores, están diseñados para operar con un ascenso máximo de temperatura, disipar el calor producido y simultáneamente proteger el aislamiento del equipo (Contel, 2004).

2.4.2. Limitaciones de estabilidad

La estabilidad de los sistemas de potencia representa también una restricción que se debe tomar en cuenta. Generalmente están agrupados en dos tipos: la prevención del colapso de los voltajes y la sincronización entre los generadores del sistema (Contel, 2004).

En los sistemas eléctricos interconectados, todos los generadores están girando de forma sincronizada a una frecuencia específica (60Hz en el caso de Perú), pero cuando una falla ocurre en el sistema eléctrico, los requerimientos de potencia de los generadores varían, esta falla reduce los requerimientos de los grupos de generación;

sin embargo, la potencia mecánica de la turbina permanece constante, haciendo que el generador se desacelere, luego cuando se supera la falla, se altera el flujo de potencia y la turbina aumenta la velocidad de giro. Esto conduce a oscilaciones en la velocidad de giro del generador y en la frecuencia de los flujos de potencia del sistema. Bajo estas circunstancias el sistema se vuelve inestable, esto es lo que se llama una inestabilidad y conduce a un colapso total del sistema si no se previene o evita. Para evitar esta inestabilidad, la potencia que se transmite entre las redes es limitada a niveles determinados por estudios de operatividad y/o contingencias del sistema. La inestabilidad dinámica generalmente ocurre cuando pequeñas variaciones normales en generación o demanda dan origen a oscilaciones de baja frecuencia. Estas condiciones conducen a grandes fluctuaciones de voltaje y/o frecuencia, dando como resultado una pérdida de la estabilidad del sistema (Contel, 2004).

La inestabilidad en el voltaje se da cuando el sistema eléctrico de transmisión no está adecuadamente diseñado para soportar los flujos de potencia reactiva. Elevadas cantidades de potencia reactiva en líneas de transmisión, generan serias caídas en el voltaje en el extremo del consumidor, generando un aumento de corriente en dicho extremo. Este incremento de corriente genera potencia reactiva adicional y pérdidas de voltaje en el sistema, conduciendo a voltajes aún más bajos en el extremo receptor. Si el proceso continúa, el voltaje colapsa y es necesario que los usuarios sean desconectados para prevenir daños serios (Contel, 2004).

2.4.3. Limitación de tensión o voltaje

Las limitaciones originadas por la inestabilidad del voltaje se llevan a cabo por variaciones en la demanda eléctrica y/o a fallas sobre las líneas de transmisión. Las restricciones sobre los niveles máximos de voltaje son establecidas según el diseño de la línea de transmisión. En caso se sobrepase el máximo permitido, se producen cortocircuitos, interferencias y ruido; y los transformadores y otros equipos presentes en las subestaciones e instalaciones de los consumidores pueden llegar a dañarse severamente (Contel, 2004).

Los niveles mínimos de voltaje también están establecidos por los requerimientos de los consumidores. Los voltajes bajos generan una operación inadecuada de los equipos y dañan severamente los motores eléctricos de los consumidores. El voltaje de

una línea de transmisión eléctrica tiende a caer desde el extremo transmisor hasta el extremo receptor. El gradiente de voltaje a lo largo de la línea es directamente proporcional a los flujos de potencia reactiva y a la reactancia de la línea. Según una evaluación técnica exhaustiva, cuando es necesario, los condensadores en paralelo son instalados en las líneas para controlar las caídas en el voltaje (Contel, 2004).

2.4.4. Limitación de la operación

Este tipo de limitación se produce principalmente por los requerimientos de seguridad y confiabilidad. De esta manera, el control de los flujos de potencia en las líneas de transmisión se vuelve un factor importante. La demanda es directamente proporcional con los flujos de potencia, también está relacionada con la modalidad de operación, también los flujos de potencia varían cuando el sistema de transmisión o distribución se modifica por que algún circuito ha sido desactivado o añadido. Este tipo de limitación también se genera por procedimientos de operación preventiva del operador del sistema para mantenerlo dentro de los límites de seguridad. Generalmente los sistemas eléctricos de potencia se diseñan y se operan proporcionando continuidad del servicio en caso de contingencias o situaciones de emergencia como: pérdida de un grupo generador, salida de operación de una línea de transmisión, o falla de cualquier componente del sistema. Todos los procedimientos preventivos tienen el fin de operar el sistema para evitar interrupciones en el servicio, por cualquier imprevisto o falla de cualquier componente. Incrementando de esta manera la seguridad y confiabilidad de la operación de los sistemas interconectados, reduciendo de esa manera la frecuencia de los problemas que ocurren (Contel, 2004).

2.4.5. Limitación del flujo de potencia

Es bien conocido que la potencia eléctrica fluye entre los distintos puntos del sistema de transmisión sin seguir una trayectoria única. La potencia fluye paralelamente a través de cada trayectoria existente entre la fuente generadora y el consumidor, dependiendo de la impedancia de cada una de las líneas. Una trayectoria con impedancia baja transporta mayor potencia total que una trayectoria con impedancia alta (Contel, 2004).

Por lo tanto, los flujos de potencia pueden circular a través de trayectos paralelos, dependiendo de las condiciones de carga. Este fenómeno se denomina flujos paralelos. Además, un fenómeno que sucede cuando los sistemas de transmisión están interconectados mutuamente se denomina loop flows, que son flujos de potencia que regresan y/o circulan por los sistemas y regresan. La cantidad de potencia a transferir se ve limitada por ambos efectos. Los fenómenos de los flujos paralelos pueden hacer incoherentes acuerdos bilaterales establecidos en el mercado eléctrico de transmisión, ya que la circulación de los flujos de potencia ocurre sin importar quién sea el propietario de las líneas de transmisión. A este problema, también se debe considerar la capacidad de transferencia de energía, por condiciones de estabilidad, puede resultar menor que los límites térmicos de las mismas líneas y esta diferencia puede cambiar de acuerdo a como varíen las condiciones del sistema (Contel, 2004).

La capacidad de las interconexiones o enlaces se ve afectada por la potencia que fluye a través de dicho enlace, debido a que la capacidad de transferencia no puede ser definida o garantizada sobre un período razonable de tiempo, puesto que las capacidades de los enlaces dependen de las condiciones de carga consideradas. La capacidad de transferencia disponible real en un sistema puede diferir en muchos casos de la calculada con software especializados debido a que en los estudios sólo se considera un limitado conjunto de condiciones de operación, sin embargo en la realidad se da una amplia gama de condiciones, que son muy difíciles o imposibles de evaluar en su totalidad (Contel, 2004).

Los factores que conducen al fenómeno de flujos paralelos en un sistema eléctrico de potencia son los principales causantes que dificultan la formación de mercados eficientes; si no existieran tales factores, los mercados competitivos esperarían encontrar un uso eficiente a todos los recursos. Por lo tanto, en los sistemas eléctricos, cuando alguien transmite potencia en un sistema eléctrico no radial, los flujos paralelos que se originan pueden afectar los sistemas y despacho de terceras partes que no estén involucradas en la transacción. Esto constituye una externalidad propiamente. Algunas veces es negativa e incrementa los costos de esas terceras partes, y algunas veces puede ser positiva que hace disminuir esos costos (Contel, 2004).

Se sabe además que la capacidad de interconexión depende principalmente de los flujos existentes en todo el sistema eléctrico. Por lo tanto, es imposible saber la capacidad que se dispondrá en algún período de tiempo futuro sin especificar todos los flujos sobre el sistema (Contel, 2004).

Debido a los flujos paralelos, la necesidad de redespachar otras unidades generadoras en el sistema conduce a costos de oportunidad de operación de corto plazo, cuyo objetivo es respetar las restricciones posibles en el sistema eléctrico de transmisión. El redespacho puede afectar a las unidades más alejadas en las trayectorias condicionadas por las distancias eléctricas. Por lo tanto, el costo de oportunidad del uso de la red eléctrica nace de los costos marginales del redespacho, cuyo valor está relacionado con los precios del mercado spot (Contel, 2004).

Se pueden diferenciar tres tipos de costos que componen la transmisión eléctrica en el mercado de corto plazo: (i) costos debido a la congestión, (ii) costos debido a las pérdidas resistivas, (iii) costos por servicios auxiliares (control de frecuencia, potencia reactiva, reserva en giro).

De los factores mencionados anteriormente, el más importante es el costo debido a la congestión, debido a que afecta la eficiencia del despacho del sistema y el alcance del mercado eléctrico, modificando la concentración del poder de mercado (Contel, 2004).

2.5. Teoría de juegos cooperativos

Un juego es un número finito N de jugadores (normalmente pequeño) que forman coaliciones o grupos sujeto a negociaciones de cooperación entre dichos integrantes del juego, de manera tal que no podrían ser obtenidos de manera íntegra si actúan separadamente (Zolezzi, 2002).

En el contexto económico, la teoría de juegos permite elaborar modelos matemáticos de las interacciones de los agentes racionales. El objetivo de un agente racional es lograr el mejor resultado posible, medido, por ejemplo, por la utilidad del agente a partir de diferentes resultados. Se sabe que, en la teoría de juegos no cooperativos, esto significa maximizar su función de pago específica para el juego,

donde el pago depende de las acciones emprendidas por todos los demás agentes del juego, en cambio en la teoría de juegos cooperativos se permite la formación de coaliciones entre agentes para aumentar su utilidad.

La teoría de juegos cooperativos estudia principalmente cuándo se formarán estas coaliciones y cómo distribuir los costos y/o beneficios obtenidos entre los agentes de la coalición.

La teoría de juegos estudia también la toma de decisiones estratégicas cuando los jugadores tienen conflicto de intereses y/o pueden crear valor cooperando entre sí.

En los juegos cooperativos, el resultado se determina de forma única por la forma en que el jugador se une entre sí, la elección de la estrategia individual no es visible.

El primer concepto que se debe tener claro es el de jugador o agente del juego, esto es una entidad capacitada para tomar decisiones en forma autónoma, en base a un interés unitario que motiva sus decisiones (Kahan & Rapoport, 1984).

El segundo concepto que se debe tener claro es el concepto de coalición. Analíticamente, una coalición S es un subconjunto del conjunto de jugadores N participantes en el juego. La formación de una coalición requiere del acuerdo de cada uno los jugadores de S y no exige acuerdo de los jugadores que no están en S , es decir, aquellos que pertenecen al subconjunto $(N - S)$; de manera que no están permitidos los acuerdos entre jugadores de S y cualquier miembro de $(N - S)$. El conjunto N cuando es visto como una coalición, es llamado la gran coalición (Cardona, 2013).

Ahora introduciendo la siguiente definición: Un juego cooperativo es llamado superaditivo si se cumple:

$$v(S) + v(T) \leq v(S \cup T) \quad \forall S, T \subset N, S \cap T = \emptyset \quad (2.1)$$

En los juegos superaditivos, dos coaliciones desunidas siempre pueden unirse sin perder dinero, por lo tanto, se puede asumir que los jugadores forman la gran coalición, sin embargo, la principal pregunta es cómo distribuir $v(N)$ entre los jugadores de manera justa. Una solución es un vector $x \in R^N$ que representa el pago o beneficio que a cada jugador le corresponde.

También, se define el concepto de juego esencial, de manera que se dice que un juego es esencial si se cumple:

$$v(N) \geq v(1) + v(2) \dots \dots \dots + v(N) \quad (2.2)$$

Esta definición quiere decir que los beneficios obtenidos por la gran coalición son mayores o iguales a la suma de los beneficios obtenidos individualmente.

Acorde a lo expuesto por (Serrano, 2004), señala que una estructura de coaliciones “*d*” describe cómo los jugadores de un determinado juego se agrupan en coaliciones mutuamente exclusivas y excluyentes en forma exhaustiva. Por lo tanto, el conjunto de las *m* coaliciones formadas se representa según la igualdad (2.3).

$$d = \{S_1, S_2, S_3 \dots \dots \dots S_m\} \quad (2.3)$$

Donde *d* es una partición de *N* que debe satisfacer las igualdades (2.4), (2.5) y (2.6).

$$S_j \neq \emptyset \forall j = 1, 2, 3 \dots m \quad (2.4)$$

$$S_i \cap S_j = \emptyset \forall i \neq j \quad (2.5)$$

$$S_i \cup S_j = N \forall S_j \in d \quad (2.6)$$

Las ecuaciones anteriores indican que cada uno de los jugadores existirá en solamente una *j* de las *m* coaliciones no vacías dentro de la estructura de coalición, lo que implica que todos los miembros de una coalición están conectados entre sí, pero no a alguno que no esté en la coalición (Cardona, 2013).

2.5.1. Juegos con utilidad transferible (TU-Games)

El tipo de juego cooperativo más estudiado es el llamado juego de utilidad transferible (TU-Game).

Un TU-Game se caracteriza porque los beneficios otorgados a los jugadores no son exclusivos de un jugador específico. Por lo tanto, es posible distribuir libremente la utilidad entre todos los jugadores. El ejemplo más común e intuitivo sería que los jugadores compiten por dinero y que todos los jugadores tienen una utilidad marginal constante e igual de una unidad monetaria.

La formación de un juego cooperativo con utilidad transferible en forma de coalición o en forma de función característica está definida por:

- Un conjunto finito de jugadores denotado por $N = \{1, 2, \dots, n\}$.
- Una función característica $v: 2^N \rightarrow R$ que asocia a cada subconjunto S de N (o coalición) un número real $v(S)$ que es valor de la coalición, siendo $v(\emptyset) = 0$.

Por tanto, un juego UT se denota como (N, v) donde N como v deben ser adecuadamente definidos. Como puede verse, la única restricción que se impone a una función característica es que a la coalición del conjunto vacío de jugadores se le asigne un pago nulo.

De acuerdo a lo expresado anteriormente, un juego de utilidad transferible tiene la característica que está permitido diferentes repartos del beneficio total de la coalición entre los jugadores que la forman. Por tanto, cuando se analiza un juego cooperativo, un objetivo interesante es conocer las estrategias que deben tomar los diferentes integrantes del juego y conocer el beneficio que obtendría cada jugador si cooperan para formar una coalición con otros jugadores, lo cual se hace demasiado difícil para cualquier juego que pretenda modelar un problema de la vida real. Los problemas de la vida real que se modelan generalmente mediante la teoría de juegos, toman en cuenta diferentes factores en la toma de decisiones o en las coaliciones que se forman y la manera de repartir los beneficios obtenidos. Estas decisiones dependen de variables como la capacidad de negociación, la habilidad de cada jugador o las presiones sociales. De manera que es muy difícil establecer un modelo exacto de una negociación (Palacios, 2009).

Según Palacios (2009), a la hora de buscar resultados, debe hacerse un reparto del pago total $v(N)$ entre los jugadores. El pago a cada jugador puede representarse mediante una función x que a cada jugador del conjunto N le asigne un número real que represente el pago que obtendrá ese jugador en el juego. Esta función puede expresarse mediante el vector de pagos $x = (x_1, x_2, \dots, x_n)$ donde x_i representa el pago al jugador i .

A la hora de usar los juegos cooperativos UT para modelar situaciones de la vida real, existen una serie de restricciones lógicas para el vector de pagos: Para que los

jugadores acepten la distribución de beneficios propuesta por el vector de pagos, tienen que recibir un pago superior al que recibirían si jugaran solos. Este es el llamado principio de individualidad racional (Palacios, 2009):

$$x_i \geq v(\{i\}), \forall i = 1, 2, 3 \dots \dots \dots n \quad (2.7)$$

Un conjunto de jugadores que pudiesen obtener un beneficio cooperando, también exigirá de un vector de pagos un beneficio mayor al que obtendría formando la coalición. De manera similar al principio de individualidad racional, tenemos la condición de racionalidad de grupo o, también llamada, condición de optimalidad de Pareto (Palacios, 2009):

$$\sum_{i \in S} x_i = x(S) \geq v(S) \quad (2.8)$$

Asumiendo que todos los participantes del juego llegan a un acuerdo, formando la gran coalición N , el beneficio total de esa gran coalición viene representado por $v(N)$. Si al finalizar el juego reciben el vector de pagos $x = (x_1, x_2, \dots \dots x_n)$, este vector de pagos satisface el principio de eficiencia cuando:

$$\sum_{i \in N} x_i = v(N) \quad (2.9)$$

Este principio dice que, si se forma la gran coalición N , el beneficio de la misma será repartido en su totalidad por los miembros que la forman.

Los vectores $x \in R^n$ que cumplen con el principio de eficiencia son llamados vectores de pagos eficientes o pre imputaciones para el juego (N, v) .

Podemos por tanto definir el conjunto de pre imputaciones de un juego (N, v) como el conjunto de vectores de distribución de pagos:

$$PI(N, v) = \{(x_1, x_2, \dots \dots x_n) \in R^n : x(N) = v(N)\} \quad (2.10)$$

Con:

$$\sum_{i \in N} x_i = x(N) \quad (2.11)$$

Entonces según Palacios (2009), el conjunto de pre imputaciones no es más que el conjunto de todos los vectores de pagos que cumplen el principio de eficiencia. Si además de este principio, imponemos que los vectores de pagos cumplan el principio de individualidad racional, obtenemos el conjunto de imputaciones de un juego (N, v) :

$$I(N, v) = \{(x_1, x_2, \dots, x_n) \in PI(N, v) : x(N) \geq v(N)\} \forall i = 1, \dots, n \quad (2.12)$$

Luego, se dice que el juego (N, v) es esencial si se verifica que:

$$I(N, v) \neq \emptyset \quad (2.13)$$

2.5.2. Concepto de equidad

La definición del concepto de equidad es un tema que ha generado controversia durante años. Sin embargo, se mencionan diferentes ideas sensibles y relacionadas del concepto de equidad, reconociendo que hay diferentes puntos de vista de lo que debe considerarse justo (Zolezzi, 2002), por ejemplo:

- Los costos y/o beneficios son compartidos igualmente
- Los costos y/o beneficios se asignan proporcionalmente según la necesidad de capacidad.
- Racionalidad individual: a ningún jugador se le asigna un beneficio menor que su beneficio independiente.
- Racionalidad de la coalición (juego esencial): a ninguna coalición secundaria se le asignan beneficios menores que su beneficio independiente.
- Racionalidad de grupo: el beneficio de la gran coalición es superior a la suma de los beneficios independientes de todos los jugadores.
- Simetría: a los jugadores sustitutos se les asignan los mismos beneficios.
- Los beneficios se asignan en función de la contribución de cada jugador a las mejoras de eficiencia en la colaboración forzada (Shapley)
- Insatisfacción minimizada: minimiza la insatisfacción máxima entre los jugadores (Nucléolo)

2.5.3. Métodos de solución de juegos cooperativos

Una vez aprendidos los conceptos teóricos de juegos cooperativos, se puede ahora formular la siguiente interrogante: ¿cuál de todos los posibles vectores de pagos serán aceptado por todos los jugadores?, acorde con lo expuesto en Palacios (2009), existen dos tipos de conceptos de solución en juegos cooperativos. Los conceptos de solución de tipo conjunto, que limitan un conjunto de posibles valores exigiéndole algunas propiedades, y los conceptos de solución de tipo puntual, que eligen entre todos los posibles vectores de pago uno solo.

En la tesis a largo de su desarrollo se centra en conceptos de solución de tipo puntual para los denominados juegos simples. Por tanto, se analizan diferentes conceptos de solución de tipo puntual más influyentes y utilizados en Teoría de Juegos Cooperativos los cuales son: El método de Shapley, el Nucléolo y el índice de Banzhaf.

A continuación, se realizará una breve descripción de los diferentes métodos que la teoría de juegos cooperativos nos brinda para la repartición de rentas y/o costos, dos de los cuales serán aplicados en el desarrollo de la presente tesis.

2.5.3.1. Valor de Shapley

El enfoque de Shapley fue considerar el espacio de todos los juegos que podrían ser jugados por un grupo de jugadores potencialmente muy grande (indicado por la letra U , para significar el universo de todos los jugadores posibles). En un juego particular \mathfrak{V} , los jugadores realmente involucrados están contenidos en cualquier grupo, que es un subconjunto N de U tal que $\mathfrak{V}(S) = \mathfrak{V}(S \cap N)$ para cualquier subconjunto de jugadores $S \subset U$. Si un subconjunto N para un juego v no contiene algún jugador i , entonces i es un jugador nulo, porque i no influyó en el valor $\mathfrak{V}(S)$ de ninguna coalición S . Así que cualquier subconjunto que contiene un jugador es en sí mismo jugador de un juego, y cualquier jugador que no esté incluido en cada subconjunto es un jugador nulo (Roth, 1988).

Shapley definió un valor para los juegos como una función que asigna a cada uno juego \mathfrak{V} un número $\varphi(\mathfrak{V})$ para cada i en U . Él propuso que tal función obedece tres axiomas. El axioma de simetría requiere que los nombres de los jugadores no juegan

ningún papel en la determinación del valor, que debe ser sensible sólo a cómo responde la función característica a la presencia de un jugador en una coalición. En particular, el axioma de simetría requiere que los jugadores, quienes son tratados idénticamente por la función característica, sean tratados idénticamente por el valor (Roth, 1988).

El segundo axioma, generalmente llamado el axioma portador, requiere que la suma de $\varphi_i(\vartheta)$ sobre todos los jugadores i en cualquier operador N igual a $\vartheta(N)$. Porque esto debe ser válido para cualquier operador, implica que $\varphi_i(\vartheta) = 0$ si i es un jugador nulo en ϑ . A veces se piensa que este axioma consta de dos partes: el axioma de la eficiencia ($\sum_{i \in N} \varphi_i(\vartheta) = \vartheta(N)$ para algún portador N), y el axioma del jugador nulo (o a veces "jugador ficticio") (Roth, 1988).

El tercer axioma, ahora llamado el axioma de aditividad, requiere que, para cualquier juego ϑ y ω , $\varphi(\vartheta) + \varphi(\omega) = \varphi(\vartheta + \omega)$ (es decir, $\varphi_i(\vartheta) + \varphi_i(\omega) = \varphi_i(\vartheta + \omega)$, para todo i en U , donde el juego $[\vartheta + \omega]$ se define por $[\vartheta + \omega](S) = \vartheta(S) + \omega(S)$ para cualquier coalición S). Este axioma, que especifica cómo los valores de los diferentes juegos deben estar relacionados entre sí, es la fuerza motriz detrás de la demostración de Shapley de que existe una función única φ definida en el espacio de todos los juegos que satisfagan estos tres axiomas (Roth, 1988).

El valor Shapley es una valoración ex-ante de cada jugador que juega un juego definido como función característica $v(S)$ y la estructura particular de coalición considerada S . La función $(S, v(S))$ no es obvia ni inmediata.

El valor de jugar en un juego determinado cuya función característica toma un valor real en una estructura de coalición dada, se designa por el vector f de los valores de cada jugador, para entender mejor este concepto se debe analizar los siguientes 5 axiomas expuesto en (Serrano, 2004) y en (Sore, 2003):

Axioma 1: Independencia de factores externos al juego

El valor del jugador i es función del juego (N, v) y de la estructura de coalición d solamente, $f = (\beta_1, \beta_2, \beta_3, \dots, \beta_n)$. De esta forma, los únicos factores que intervienen en la determinación del valor Shapley son la función característica y la estructura de la coalición a formar.

Axioma 2: Simetría y tratamiento igualitario

El valor del juego de un jugador no depende de la designación o nombre de los jugadores, es decir, los jugadores simétricos tendrán el mismo valor.

Axioma 3: Optimalidad de Pareto y eficiencia

La suma de los valores de cada jugador en cada coalición, en una determinada estructura de coalición, es igual al valor de esta coalición.

$$\sum_{i \in S} \phi_i = v(S), \forall S \in d \quad (2.14)$$

La suma de los valores de todos los jugadores es $v(N)$: el valor de la gran coalición (en un juego subaditivo, $v(N)$ es la mínima cantidad que los jugadores en conjunto pueden asignarse).

Axioma 4: Jugador nulo o fantasma

Si i es jugador nulo, entonces $\phi_i = 0$; donde un jugador i es nulo si:

$$v(S) = v(S \cup \{i\}), \forall S \in N \quad (2.15)$$

Axioma 5: Aditividad

Este axioma señala que el valor de la suma de dos juegos es la suma de los valores de los juegos:

$$\phi_i(u) = \phi_i(v') + \phi_i(w'), \forall i \in (N \cup M) \quad (2.16)$$

Este axioma propone simplemente que la evaluación de jugadores de un juego compuesto es la suma de la evaluación de los juegos compuestos.

Los 5 axiomas determinan la existencia y unicidad de la función f , denominada valor Shapley, cuyos componentes para la gran coalición de un juego $(N; v)$ están determinados por:

$$\phi_i = \sum_{S \in N} \frac{(n-s)!(s-1)!}{n!} [v(S) - v(S - \{i\})], \quad i \in N \quad (2.17)$$

2.5.3.2. Método del nucléolo

El método del nucléolo se origina del método del núcleo (core) que generalmente es no único, corresponde a todas las configuraciones de pago que cumplen con la racionalidad de coalición, racionalidad individual y la racionalidad global, todas las asignaciones que satisfacen las tres propiedades son denominadas el nucléolo, para definir una asignación de costos únicos dentro de la solución del núcleo, se propone el concepto de nucléolo, una sola solución entre todas las imputaciones pertenecientes al núcleo, este método mide la actitud de una coalición hacia una asignación propuesta por la diferencia entre el costo que puede asegurar y el costo propuesto (o rentas). Como se sabe, el exceso de una coalición está representado por:

$$e(S, x) = v(S) - x(S) = v(S) - \sum_{i \in S} x_i \quad (2.18)$$

El Nucléolo es equivalente a minimizar la máxima insatisfacción. Entonces:

$\min \epsilon, \text{ sujeto a:}$

$$e(S, x) \geq \epsilon \quad \forall S \subset N; S \neq \emptyset \text{ y } x(N) = v(N) \quad (2.19)$$

2.5.3.3. Índice de Banzhaf

El índice de Banzhaf también asigna un único vector de pagos o rentas es el índice, sin embargo es menos estudiado que el valor de Shapley, pero goza, sin embargo, de una posición privilegiada dentro de la Teoría de Juegos ya que fue aceptado como una medida válida de poder por un tribunal (se utilizó para determinar la representación del Consejo de Supervisores del condado de Nassau en el estado de Nueva York) (Magaña, 1996).

El índice de Banzhaf ha sido caracterizado axiomáticamente en (Owen, 1978), (Lehrer, 1988) y (Feltkamp, 1995). Por ser la más simple se mostrará la axiomatización de Feltkamp. Previamente se establecerá el axioma 1 (Magaña, 1996):

Axioma 1: Un jugador $i \in N$ es nulo en el juego v si $v(S) = v(S \setminus \{i\})$ para toda coalición $S \subseteq N$ que lo contenga.

Se dice que un concepto de solución ψ satisface la propiedad del jugador nulo si $\psi_i[v] = 0$ para todo juego v en el que i es un jugador nulo.

Sea un juego v con n jugadores y considérese:

$$\eta[v] = \frac{1}{2^{n-1}} \sum_{i \in N} \sum_{S \subseteq N, i \in S} [v(S) - v(S/\{i\})] \quad (2.20)$$

El índice de Banzhaf es una aplicación $\theta : G_n \rightarrow R^n$ que asigna a cada juego cooperativo v un vector:

$$\theta(v) = (\theta_1(v), \theta_2(v), \theta_3(v) \dots \theta_n(v)) \quad (2.21)$$

Y cumple las propiedades de simetría, jugador nulo y aditividad; satisface:

$$\sum_{i \in N} \psi_i(v) = \eta[v] \quad (2.22)$$

El teorema de Feltkamp, indica que Existe una única función $\theta : G_n \rightarrow R^n$ que satisface las propiedades de simetría, jugador nulo y aditividad y satisface $\sum_{i \in N} \theta_i(v) = \eta[v]$ y está dada por:

$$\theta_i(v) = \sum_{S \subseteq N, i \in S} \frac{1}{2^{n-1}} [v(S) - v(S/\{i\})], \text{ para cada } i \in N \quad (2.23)$$

El índice de Banzhaf es una media ponderada de las contribuciones marginales de cada jugador a las coaliciones a las que pertenece (Velasco Morente & Alcón Giráldez, 2017). Además, el índice de Banzhaf no tiene en cuenta factores como los distintos grados de cooperación entre los jugadores o las incompatibilidades.

2.5.4. Características principales de los juegos cooperativos

Entre las principales características de los juegos cooperativos podríamos mencionar las siguientes:

- El hecho de que varios jugadores pueden unirse o cooperar entre sí con el fin de buscar el máximo beneficio para ellos.
- Los acuerdos que se desarrollan entre los jugadores son vinculantes.

- Todas las acciones son tomadas por estos grupos o coaliciones de modo que recibirán las recompensas a sí mismos.

Asimismo, se podría decir que la equidad es una virtud de la justicia y es lo que se merece cada uno sin excederse o disminuirse. Por otro lado, el término eficiencia se refiere a la capacidad de conseguir o realizar algo usando la menor cantidad de recursos posibles.

En cuanto a los métodos analizados en el presente estudio, como Shapley y Núcleo, cabe decir que estos cuentan con criterios matemáticos que garantizan una distribución equitativa de repartición de beneficios. Tal es así, que dentro de los axiomas que componen estos métodos podemos encontrar el de simetría o trato igualitario, que consiste en recibir un trato similar en situaciones parecidas, razón por la cual con estos métodos de asignación se estaría considerando el principio de equidad para los países que integran el juego cooperativo, en este caso Perú, Ecuador y Colombia.

2.6. Teoría de juegos repetidos

La teoría de juegos repetidos busca analizar la credibilidad de las amenazas o promesas que los jugadores puedan hacerse en situaciones que están sujetas a una interacción repetida (Cerdá, Pérez, & Jimeno, 2004).

Los juegos repetidos sirven para modelar relaciones económicas a las que los jugadores se enfrentan de forma rutinaria. Considerando el presente caso de estudio, esta teoría serviría para modelar las transacciones entre países para la repartición de las rentas de congestión, dado que estas transacciones se realizarían de forma repetida todos los meses en los que existan dichas rentas. En particular, las rentas por congestión se verían afectadas si uno de los países en estudio decide realizar alguna acción para dejar de pagar las rentas por congestión, lo que mostraría que el comportamiento futuro de los países puede influir en las decisiones adoptadas sobre el pago de las rentas por congestión. El reparto de las rentas por congestión en estudio, entonces, podría ser tratado como un juego repetido o recursivo, considerando que se cumple con las

siguientes condiciones: Actúan los mismos jugadores y estos juegan siempre el mismo juego

2.7. Conclusiones del capítulo

Se concluye que las interconexiones entre países pueden generar precios de energía más competitivos, mayor seguridad y calidad de los sistemas eléctricos.

Las nuevas tendencias de generar mercados integrados de electricidad en Latinoamérica, inevitablemente van a generar congestiones de energía debido a las limitaciones en las líneas de transmisión; dichas limitaciones se pueden originar debido al recalentamiento de los conductores (limitaciones térmicas), estabilidad de frecuencia y/o voltaje del sistema, niveles de tensión, limitaciones de la operación establecidos por los operadores del sistema, limitaciones de flujos de potencia, entre otros.

Tales congestiones van a generar una diferencia de precios de energía en las barras de inyección y retiro que darán como resultado rentas de congestión cuyo valor es igual a la diferencia de precios entre las barras de inyección y retiro por la energía que fluye en la línea congestionada (enlace de interconexión). Estas rentas son bienes económicos que los países integrantes del mercado integrado de electricidad deben repartirse teniendo en cuenta conceptos de eficiencia, justicia y equidad.

La teoría de juegos cooperativos brinda herramientas teóricas y metodológicas interesantes para analizar cuando más de dos agentes interactúan en mercados competitivos, además la teoría de juegos cooperativos nos puede ayudar en la solución de conflictos generados por la interacción de dichos agentes (rentas de congestión); por tanto en la presente tesis utilizaremos los conceptos de la teoría de juegos cooperativos y sus métodos de solución según el criterio de Shapley y el nucléolo para la asignación de las rentas de congestión originadas por la interconexión de los 3 países (Ecuador, Colombia y Perú).

CAPÍTULO III. CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS EN ESTUDIO

3.1. Introducción

Las características de los mercados eléctricos tienen diferencias en cada país debido a que cada uno tiene sus propias proyecciones de expansión con el fin de asegurar una adecuada oferta de energía a futuro según lo que requiere al mercado, y en algunos casos es incluso el Estado quien toma la iniciativa de construir centrales de generación.

Debido a que, en muchos de los países de Latinoamérica, los despachos de energía se dan de manera centralizada, se tiene la existencia de diferentes tecnologías que ayudan

[a] mantener en todo momento la generación y la reserva, lo suficientemente disponibles para atender una demanda variable. Es de resaltar que en muchas situaciones el despacho opera a mínimo costo, teniendo claro los costos variables de las plantas generadoras y la operación eficiente del componente hidroeléctrico a través de herramientas informáticas apropiadas. (Díaz Pérez, Gómez Charris, Silva Ortega, & Noriega Angarita, 2017, pág. 5)

En el sector eléctrico existen principalmente dos (2) mercados, el spot que es el mercado de corto plazo y el mercado de largo plazo o de contratos. El mercado de contratos permite manejar el riesgo,

[mientras] la finalidad del mercado spot, es que se utiliza para manejar excedentes y faltantes de los contratos; los distribuidores pueden comprar o vender en el mercado spot los faltantes/sobrantes de energía con relación a sus contratos. Además, se sabe que el manejo del riesgo dentro de la operación del sistema, no debe interferir con el despacho. Por tal razón, las grandes plantas de generación se ven obligadas a comprar en el mercado spot cuando despachan por debajo de lo especificado en sus contratos (Pínzon, 2015).

A continuación, se hará una revisión de los sistemas eléctricos de Perú, Colombia y Ecuador, a fin de conocer sus antecedentes, los aspectos relevantes de cada sector, así como la descripción de sus mercados eléctricos.

3.2. Sistema eléctrico peruano

3.2.1. Antecedentes

Durante la primera mitad del siglo XX, el Perú basó su desarrollo económico en la explotación de una pequeña parte de sus recursos naturales, principalmente los agrícolas y mineros. De 1950 hacia adelante, la actividad económica del país inició un proceso relativamente acelerado de industrialización. Ello ocasionó un aumento de los requerimientos energéticos, tanto para apoyar el desarrollo de la industria manufacturera como para cubrir las necesidades crecientes del consumo doméstico (OSINERGMIN, 2017).

En 1955 se inicia el desarrollo de la regulación del sector eléctrico en el Perú con la Ley de Industria Eléctrica (Presidencia de la República, 1955) , la cual estaba orientada a propiciar el incremento de empresas "Concesionarias" del servicio público de electricidad. Esta ley sirvió de base para un vigoroso desarrollo del abastecimiento eléctrico, especialmente aquel brindado bajo régimen de servicio público (OSINERGMIN, 2017).

Hasta antes de la década de los años 70, el país tuvo gran desarrollo principalmente debido a inversiones privadas nacionales y extranjeras; la industria eléctrica contaba con capitales suizos, estadounidenses e ingleses; contando aún con poca electrificación nacional debido a que sólo las grandes ciudades recibían el servicio de las compañías privadas.

En 1968, se hizo cargo del poder el Gobierno Militar, optando entre otros aspectos, por una política de estatización de las principales actividades económicas, entre ellas la prestación del servicio público de electricidad. En 1972 se expidió el Decreto Ley N° 19521 de creación y organización de la Empresa de Electricidad del Perú. ELECTROPERU S.A, como matriz estatal del sector eléctrico, la cual controlaría las actividades de generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica (OSINERGMIN, 2017).

Ya para la segunda mitad de los años 1980, el gobierno de turno tendría bastante intervención en la economía mediante reducciones y exoneraciones de impuestos, lo cual provocó grandes distorsiones en el mercado; en la industria eléctrica se reflejó en el limitado acceso al servicio público (cobertura menor al 50%) (Quintanilla, 2009).

Para 1992, el gobierno implementó medidas de reformas estructurales orientadas a reducir la intervención del Estado y a eliminar las distorsiones que afectaban al mercado. Estos conjuntos de reformas incluyeron la liberalización del comercio y reformas tributarias. Con ello, se inició una agresiva privatización de empresas públicas, es así como el sector eléctrico sufrió grandes cambios orientado al estructuramiento de un mercado competitivo. Es así como se decreta la Ley 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas” (LCE), la cual determinó la desintegración de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización; otorgándose concesiones y autorizaciones para dichas actividades (OSINERGMIN, 2017).

También se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM. Esta norma estableció valores mínimos límite que las empresas del sector eléctrico deben acatar para cumplir con el producto que entregan y el servicio que prestan. Esta norma fue como un complemento del marco regulatorio.

Para el año 2006 se promulgó la Ley 28832 “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”,

[la] cual se constituyó en una nueva reforma en el marco regulatorio del sector eléctrico. Los cambios relevantes que se introducen con esta Ley 28832, están relacionados con (Bastidas, 2009, pág. 6):

- Contratos, licitaciones e incentivos para el abastecimiento oportuno de electricidad. En este aspecto, se establecieron los mecanismos de contratación de suministro de electricidad como medida preventiva para el abastecimiento de energía eléctrica, mediante Licitaciones (subastas) públicas convocadas por los Distribuidores y Contratos de mediano a largo plazo suscritos con los Generadores ganadores de las subastas.
- La creación de un mercado de corto plazo (spot) donde participan los Generadores, Distribuidores y Clientes Libres. En este mercado las transacciones de energía se realizan en función a los Costos Marginales de Corto Plazo nodales.
- La introducción de las restricciones de capacidad de transmisión para la formación de los Precios Nodales.

- La reforma del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), de manera que no esté conformado únicamente por los Generadores y Transmisores, sino que también se incluya a Distribuidores y Clientes Libres (Bastidas, 2009, pág. 6).

3.2.2. Aspectos relevantes del sector eléctrico peruano

Durante 23 años el mercado eléctrico peruano ha crecido a tasas anuales de 7%, como producto del crecimiento de la actividad económica y la oferta energética no solo acompañó el crecimiento sino lo anticipó e hizo posible que la economía se consolide (Quintanilla, 2016).

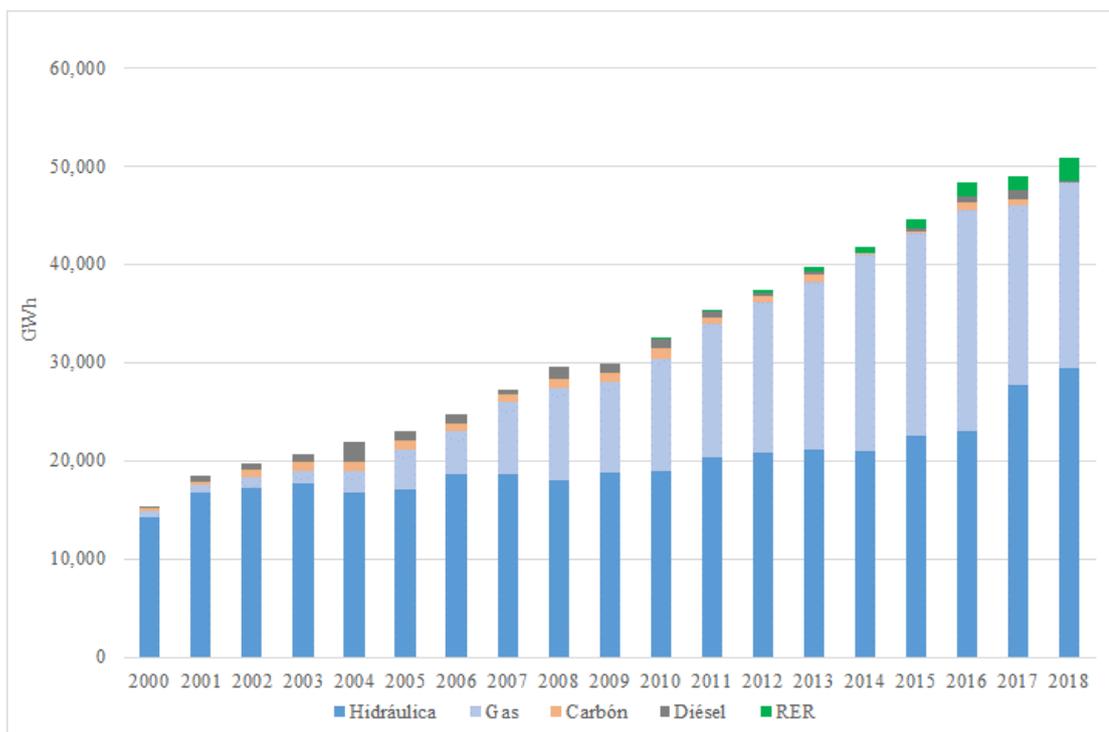
En estos últimos años el gas natural ha sido el gran protagonista del crecimiento eléctrico, cuyo principal lote de producción inició sus operaciones en el año 2004; y llegando a alcanzar una participación de 37% dentro de la matriz eléctrica para el año 2018, lo cual ha hecho que hoy en día el Perú cuente con dos grandes fuentes de energía como la hidroeléctrica y el gas natural, los cuales alcanzan el 95% de participación.

La producción eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) durante el 2018, totalizó 50,817 GWh, lo cual representó un aumento del 3.7% con respecto al mismo periodo de 2017 que fue de 48,993 GWh. En la imagen III-1 se observa la producción de energía eléctrica desde el año 2000 al 2018.

Por otro lado, respecto a la generación por tipo de tecnología, durante el 2018, la producción a base de tecnología hidráulica representó el 57.77% de la producción total nacional mientras que la producción termoeléctrica representó el 37.54%. El 4.69% restante fue generado a base de tecnología RER (Recursos Energéticos Renovables). A la fecha, la producción RER se concentra en biogás, biomasa, cogeneración, solar y eólica.

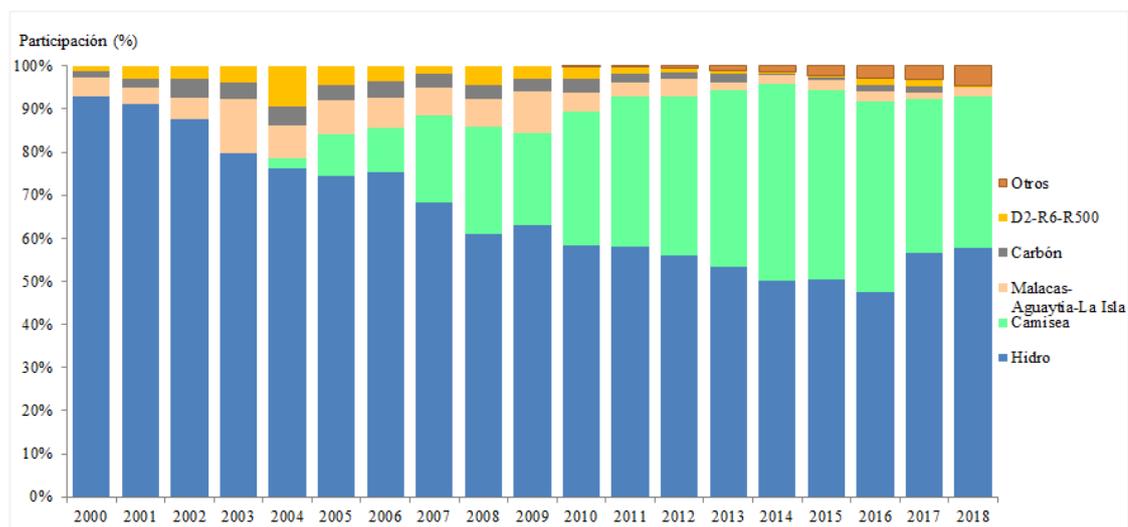
En comparación al año 2017, la producción eléctrica nacional proveniente de la generación hidráulica aumentó en 5.8 % y la generación termoeléctrica disminuyó en 3.5%. En la imagen III-2 se observa la evolución de la participación de los recursos energéticos del año 2000 al 2018.

Imagen III-1 Producción de energía eléctrica por tecnología en el Perú



Fuente: COES-SINAC. Elaboración Propia.

Imagen III-2 Evolución de la participación por tipo de recurso energético en la producción de energía eléctrica 2000 - 2018

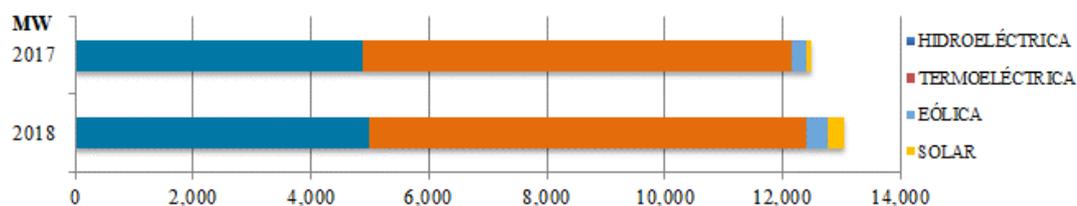


Fuente: COES-SINAC.

En la imagen III-3, se observa que al cierre de 2018 la potencia instalada del SEIN alcanzó los 13,051.6 MW, aumentando en 4.5% respecto a diciembre de 2017. Este aumento se dio principalmente debido al ingreso de unidades RER.

Del total de la potencia efectiva, el 56.67% térmica, 38.27% hidráulica y 5.06% RER.

Imagen III-3 Comparación de la potencia instalada en el SEIN al término 2017 y 2018



Fuente: COES-SINAC.

3.2.3. Descripción del mercado eléctrico peruano

Mercado de Corto Plazo

Los actuales diseños de mercado de corto plazo (MCP) o mercado spot de energía son los que se dieron raíz de las reformas de liberalización realizadas en Chile, Inglaterra, California y España; a partir de los cuales se dio la extensión a otras regiones.

En el mercado eléctrico peruano, la Ley de concesiones eléctricas (LCE) estableció el MCP o spot, el cual sería administrado por el COES, siendo el mercado en donde se saldan las diferencias entre lo realmente producido por los Generadores y las obligaciones de éstos en el despacho económico del sistema, debido a las obligaciones contractuales con terceros. En el MCP se liquidan las transacciones de potencia, energía y servicios complementarios al Costo Marginal de Corto Plazo, participando de este MCP únicamente los Generadores Integrantes del SEIN.

El despacho de energía eléctrica se realiza tomando en cuenta el costo variable declarado y auditado, del más barato al más caro, el cual a su vez indica el costo marginal del sistema, este último calculado por el operador del sistema (COES). Como característica importante, las grandes generadoras son las únicas que pueden participar en el mercado spot, por lo que además de ser productores de energía son comercializadores mayoristas del mercado eléctrico. Así, los generadores pueden vender su energía inyectada y su potencia al costo marginal del sistema. Como

comercializadores que mantienen compromisos de largo plazo con sus clientes deben comprar energía de acuerdo a la demanda de sus clientes así sus centrales no se encuentren despachando. (Díaz Pérez, Gómez Charris, Silva Ortega, & Noriega Angarita, 2017).

Es necesario indicar también que las empresas de generación tienen libertad de firmar contratos a largo plazo con empresas de distribución y compradores libres, lo que les permite tener ingresos a precios fijos por la energía y capacidad firme.

Mercado Mayorista de Electricidad

Con la Ley N° 28832 (Congreso de la República, 2006) el mercado de corto plazo pasó a llamarse mercado mayorista haciendo que se incluya a los grandes usuarios y las distribuidoras como participantes de este mercado, con el fin de que abastezcan a sus compromisos con usuarios libres. Es así que

[el] precio utilizado en el mercado mayorista es igual al costo marginal en el que incurre el sistema para proveer una unidad adicional de energía determinado cada 15 minutos. En la práctica, el despacho económico de los generadores se realiza en orden creciente de costos, así el costo marginal se define como el costo variable de la unidad generadora más costosa que se encuentra operando para abastecer la demanda en un instante determinado (OSINERGMIN, 2017, pág. 135).

Mercado de Contratos

Existen los contratos bajo el régimen de mercado libre y de mercado regulado. Los clientes que participan en el mercado libre de contratos son los denominados usuarios libres, estos se caracterizan por tener una potencia contratada superior a 2500 kW. Para ellos la Ley de Concesiones Eléctricas establece un Régimen de Libertad de Precios en contratos pactados con los generadores. Los clientes con demandas de entre 200 kW a 2 500 kW pueden elegir el régimen de contratación como usuarios libres o usuarios regulados.

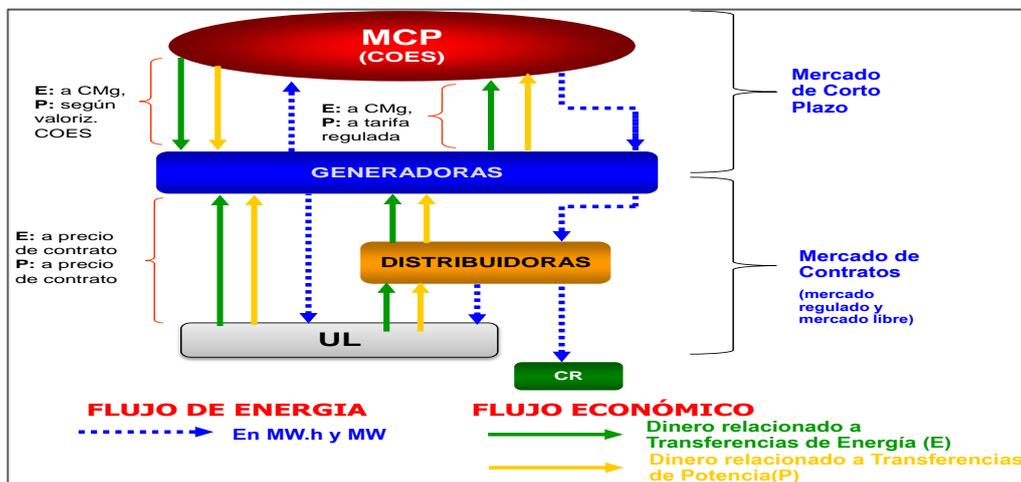
El mercado regulado de contratos está constituido por aquellos contratos que celebran los Generadores con los distribuidores, destinados a atender al servicio público (usuarios regulados). Estos contratos se efectúan mediante:

- Contratos sin Licitación: Cuyos precios no pueden ser superiores a los Precios de Barra a que se refiere el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas (Precios Regulados) (Caicedo, 2013).
- Contratos resultantes de Licitaciones de largo plazo: Contratos derivados de licitaciones convocadas por los Distribuidores, las cuales se realizan de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 28832 (Caicedo, 2013).

Se permiten tres tipos de contratos: Contratos a corto plazo, con una duración determinada por el regulador y con inicio de suministro entre uno y tres años después de la subasta; contratos a mediano plazo, con una duración máxima de cinco años y con inicio de suministro en al menos tres años después de la subasta; y contratos a largo plazo, con una duración de entre cinco y diez años con inicio de suministro al menos tres años después de la subasta.

La imagen III-4 muestra los agentes y las transacciones que se realizan tanto en el mercado de corto plazo como en el mercado de contratos (mercado regulado y mercado libre).

Imagen III-4 Transacciones en el mercado eléctrico



Fuente: OSINERGMIN.

3.3. Sistema eléctrico ecuatoriano

3.3.1. Antecedentes

La primera etapa del mercado eléctrico ecuatoriano se inicia con la Ley Básica de Electrificación, la cual fue promulgada en setiembre de 1973; y que tenía como objetivo que el Estado garantice las necesidades de energía eléctrica, por lo tanto, el servicio eléctrico es un servicio público de interés nacional. Esta Ley restringía la inversión privada y la correcta regulación del sector eléctrico al ser un modelo integrado verticalmente (Gómez V. R., 2017).

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico publicada en Registro Oficial en octubre de 1996 proporciona al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social; promover la competitividad de los mercados de producción de electricidad y las inversiones de riesgo del sector privado para asegurar el suministro a largo plazo. Esta Ley restringía la sólida inversión pública en todo el sector eléctrico, aunque mejoró la institucionalidad puesto que se creó un ente regulador (Gómez V. R., 2017).

Por último, La ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica entró en vigencia en enero del 2015, aquí se realizó una reorganización, perdiendo las entidades su Autonomía Administrativa y Financiera como el cambio en sus facultades. Aunque esta ley restringe la regulación del sector eléctrico, ayudó a fomentar la inversión pública en centrales de generación eléctrica como Coca Codo Sinclair (Gómez V. R., 2017).

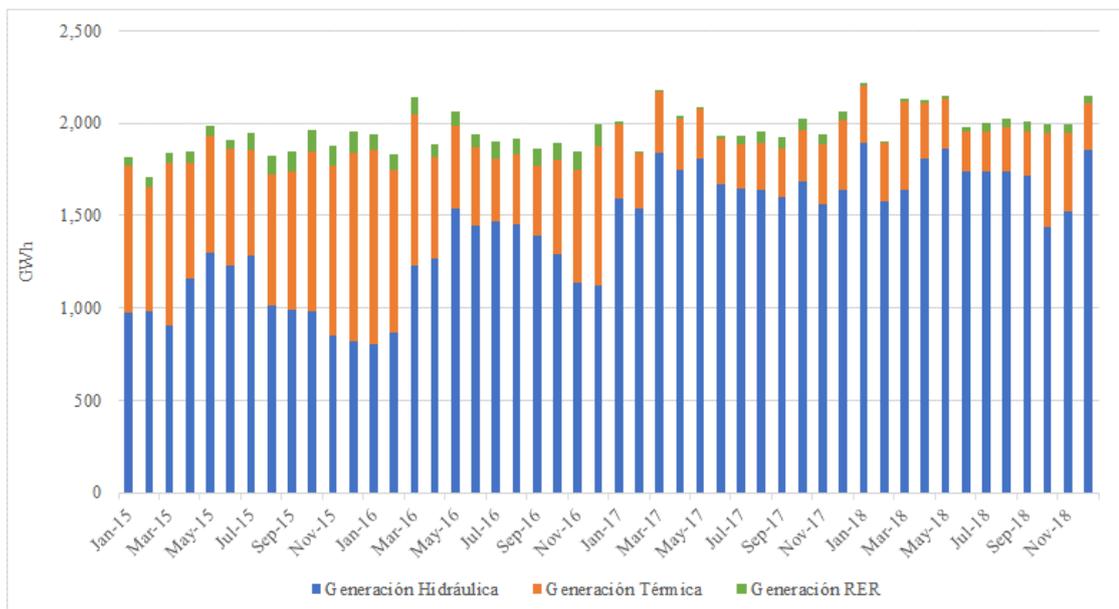
3.3.2. Aspectos relevantes del sector eléctrico ecuatoriano

La producción eléctrica en Ecuador durante el 2018, totalizó 24,668 GWh, lo cual representó un aumento del 3.1% con respecto al mismo periodo de 2017 que fue de 23,925 GWh.

Por otro lado, respecto a la generación por tipo de tecnología, durante el 2018, la producción a base de tecnología hidráulica representó el 83.19% de la producción total nacional mientras que la producción termoeléctrica representó el 15.29%. El 1.52% restante fue generado a base de tecnología RER (Recursos Energéticos Renovables).

En comparación al año 2017, la producción eléctrica nacional proveniente de la generación hidráulica aumentó en 2.8 % y la generación termoeléctrica aumentó en 5.5%. En la imagen III-5 se observa la producción eléctrica mensual por tipo de tecnología desde el año 2015 al año 2018, siendo la tecnología hidráulica la principal fuente de generación.

Imagen III-5 Producción eléctrica mensual de Ecuador 2015-2018



Fuente: CENACE. Elaboración Propia

3.3.3. Descripción del mercado eléctrico ecuatoriano

En el mercado eléctrico ecuatoriano, existen dos tipos de compradores: compradores regulados, que son los clientes de empresas distribuidoras de energía; y los compradores libres. De conformidad con la regulación de Ecuador, para poder ser considerado un comprador libre, es necesario tener un consumo superior a 4500 MWh/año y tener una demanda máxima mayor a 650 kW en los 6 meses anteriores.

En Ecuador las centrales eléctricas se despachan en orden según sus costos variables, no existiendo un mercado mayorista. La producción de cada central eléctrica es valorizada a su costo variable y otra parte se traspasa al mercado regulado, con un mecanismo de cargo variable (Lima, 2014). También hay un cargo fijo para los consumidores regulados, que cubre parte de los costos fijos y de inversión declarados de las centrales eléctricas. Asimismo, el operador del sistema calcula un costo marginal del sistema, que se utiliza para valorar las transacciones internacionales con Colombia. Una característica del mercado ecuatoriano es que sus transacciones internacionales afectan el precio nacional. La importación es considerada como un generador en la frontera y la exportación como una demanda de energía en el nodo frontera (Pínzon, 2015).

3.4. Sistema eléctrico colombiano

3.4.1. Antecedentes

El sector eléctrico colombiano ha tenido varios periodos, así como cambios, siendo uno de los más importantes el periodo de 1971-1980, ya que en este se llevaron a cabo cambios como aumento de la demanda de energía por crecimiento poblacional, desarrollo económico, cambios tecnológicos y políticas del gobierno que fomentaban la ampliación de la cobertura del servicio (Sebastian, 2017).

Para 1991 se hizo una reestructuración de la Constitución, donde se estableció la libre entrada y competencia de todo agente interesado en la prestación de servicios públicos. Con esta nueva Constitución, el Estado pasó de ser un empresario monopólico a ser un ente regulador y controlador que vela para que se cumpla la prestación eficiente y mejora en la calidad de los servicios públicos. Para 1992 se creó la Comisión de Regulación Energética, entidad autónoma e independiente encargada de la regulación del sector. (Sebastian, 2017).

En julio de 1995 entró en funcionamiento el Mercado de Energía Mayorista, mediante la Bolsa de Energía y reglamentado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (Sebastian, 2017).

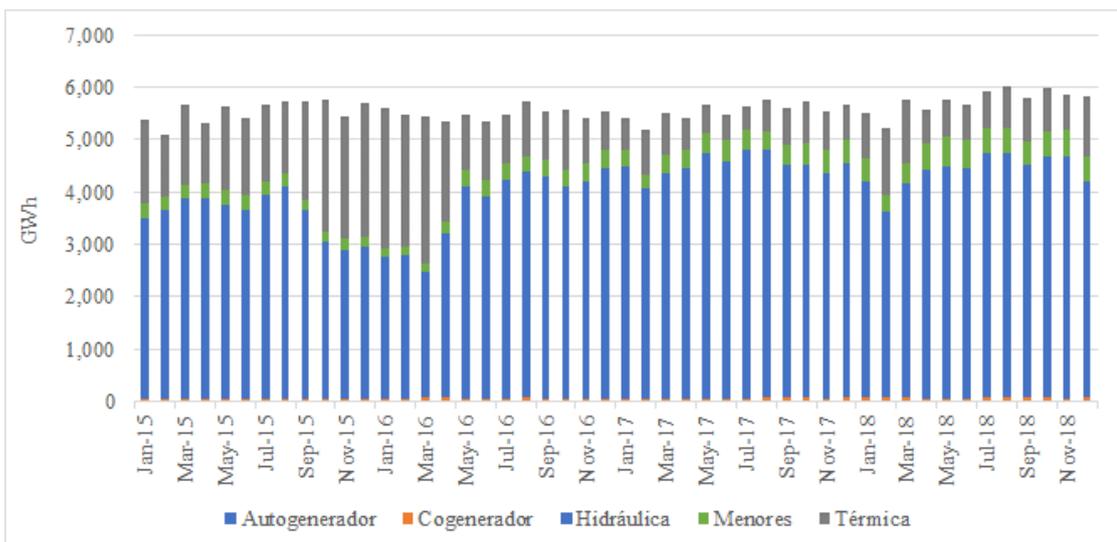
Actualmente el sector eléctrico colombiano se basa en un esquema de libre mercado abierto a capitales privados y la división de actividades, juntamente con la participación y regulación del Estado.

3.4.2. Aspectos relevantes del sector eléctrico colombiano

La producción eléctrica en Colombia durante el 2018, totalizó 68,942 GWh, lo cual representó un aumento del 1.03% con respecto al mismo periodo de 2017 que fue de 66,664 GWh.

Por otro lado, respecto a la generación por tipo de tecnología, durante el 2018, la producción a base de tecnología hidráulica representó el 75.51% de la producción. En la figura III-6 se observa la producción eléctrica por tipo de tecnología desde el año 2015 hasta el año 2018, siendo la tecnología hidráulica la principal fuente de generación eléctrica.

Imagen III-6 Producción eléctrica mensual de Colombia 2015-2018



Fuente: XM Colombia. Elaboración Propia.

3.4.3. Descripción del mercado eléctrico colombiano

El sector eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores adquieren la energía y potencia en un mercado de grandes bloques de energía, el cual opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Para promover la competencia entre generadores, se permite la participación de agentes económicos, públicos y privados, los cuales deberán estar integrados al sistema interconectado para participar en el mercado de energía mayorista. Como se muestra en la imagen III-7, los comercializadores y grandes consumidores actúan celebrando contratos de energía eléctrica con los generadores. El precio de la electricidad en este mercado se establece de común acuerdo entre las partes contratantes, sin la intervención del Estado. La operación y la administración del mercado la realiza XM, el cual tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho -CND-, Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC- y Liquidador y Administrador de Cuentas de cargos por Uso de las Redes del SIN -LAC. (XM Colombia, s.f.)

Imagen III-7 Estructura del mercado eléctrico colombiano



Fuente: XM Colombia.

En el mercado eléctrico colombiano existen dos tipos de compradores: Compradores regulados que son los usuarios finales en compañías de distribución eléctrica y usuarios no regulados que son los clientes libres. De conformidad con la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, para poder ser considerado un comprador o cliente libre, el cliente debe tener un consumo mayor a 55 MWh/mes o tener una capacidad instalada mayor a 0,1 MW. Sin embargo, las compañías de distribución y los compradores libres no pueden hacer compras directamente del mercado spot, sino que deben firmar contratos de suministro con los comercializadores. Es resaltante decir que Colombia es un país donde la actividad de generación está separada verticalmente de la actividad de comercialización y que además las compañías comercializadoras pueden comprar energía en el mercado spot para luego firmar contratos de largo plazo con los generadores y usuarios finales (Quintero, 2013).

El mercado spot funciona en forma de subastas de energía con un mercado del día previo, en el cual los grandes generadores ofertan sus precios de energía los que, en caso de ser asignados, se ven reflejados en el costo de despacho de sus centrales; a su vez deben declarar disponibilidad de operación de las mismas para el día siguiente (Lima, 2014). Las plantas de generación son despachadas en orden de mérito económico, utilizando el precio ofertado el día anterior. Las compañías de generación pueden firmar contratos a plazo con comercializadores para evitar el riesgo de precio del mercado spot con una duración de uno o dos años. Los contratos pueden ser de pago por contrato o de pago por demanda, es decir “*take or pay*” o “*take and pay*”.

El mercado eléctrico colombiano se caracteriza porque no se ofrece un pago directo por la capacidad generada de las centrales eléctricas (lo que sí sucede en países como Perú). Al respecto, Colombia ha iniciado subastas de contratos a largo plazo de obligaciones de suministro de energía firme desde el año 2006. En estos contratos, la empresa de generación acepta la obligación de suministrar cierta cantidad de energía establecida en el contrato cuando el precio spot es mayor que el precio de escasez (dispuesto por la CREG), recibiendo la compañía de generación un pago constante que se llama “Cargo por Confiabilidad”. Dicha remuneración es liquidada y recaudada por el ASIC y pagada por los usuarios del SIN, a través de las tarifas que cobran los comercializadores.

3.5. Evaluación de consecuencias a las rentas por congestión en sistemas compuestos por generación mayoritariamente hídrica o térmica

En los sistemas compuestos por generación mayoritariamente hídrica, la participación que le corresponde de las rentas por congestión es mayor a la participación que en un sistema mayoritariamente térmico debido a que su producción de energía, al ser más económica, se mantendría y se volvería un país exportador de energía, lo cual aumenta su participación en las rentas por congestión. En las interconexiones, los países que obtienen menores rentas por congestión son aquellos cuya generación es mayoritariamente térmica ya que al originarse congestión en las líneas de interconexión y al operar los países como un único sistema, los que despacharán primero serán los que tienen mayor disponibilidad de energía barata, en este caso energía hidráulica.

Otro aspecto que se ve afectado por el tipo de generación, es el sentido del flujo de potencia; en nuestro caso de estudio se observa que Ecuador y Colombia presentan una mayor proporción de generación hidráulica que Perú, por lo que al momento de que se generen rentas por congestión, uno de los países que obtendrá mayor proporción de las rentas por congestión será Ecuador, por dos aspectos, por tener un porcentaje elevado de generación hidráulica y por encontrarse entre los otros dos países, lo que le permite obtener rentas de ambos enlaces.

3.6. Conclusiones del capítulo

De lo expuesto en el presente capítulo, se puede concluir que conocer la tendencia de la demanda de energía eléctrica dentro de la operación de los mercados eléctricos, es de suma importancia para los stakeholders, las empresas eléctricas y los gobiernos, dado que permite formular planes de expansión del sistema de transmisión a largo plazo para un crecimiento seguro, confiable y sostenible evitando de esa manera problemas en el suministro del servicio eléctrico.

Adicionalmente, se concluye que los mercados eléctricos analizados son de naturaleza heterogénea, dada la composición de su matriz energética y las diferencias que existen en su estructura y en los regímenes de propiedad de las empresas. Por otra

parte, los marcos regulatorios de los mercados a largo plazo adoptados por estos países, y en general por los países latinoamericanos, son diferentes por lo que ofrecen un reto a superar si se proyecta a futuro una integración completa de los mercados eléctricos nacionales.

Un aspecto importante a tener en cuenta en el análisis de un mercado eléctrico integrado de los países de Sudamérica, es la existencia de un pago explícito por capacidad a los generadores; por ejemplo, Perú posee este tipo de pago, pero Colombia no posee dicho pago, siendo este hecho un reto a evaluar para una futura integración.

También es importante tener en cuenta que operar bajo un mercado eléctrico integrado con contratos a largo plazo, va a permitir a las grandes empresas generadoras cubrirse contra el riesgo de precios del mercado spot.

CAPÍTULO IV. NORMATIVA SOBRE RENTAS DE CONGESTIÓN

4.1. Decisiones de la Comunidad Andina de Naciones (CAN)

Decisión CAN 536

La Decisión CAN 536, promulgada en diciembre de 2002, establece las directivas generales de interconexión y marco regulatorio entre los países miembros de la CAN; básicamente señala que no se mantendrá la discriminación de precios entre los mercados de los países miembros (CAN, Decisión 536, 2010). En marzo de 2003 se inauguró la interconexión eléctrica Colombia – Ecuador. Y, en julio de 2005, Bolivia anunció su decisión de adherirse a dicha norma comunitaria.

Decisión CAN 720

La Decisión CAN 720, promulgada en noviembre de 2009, suspendió la aplicación de la Decisión CAN 536 por un periodo de 2 años y dio las pautas para reestructurar la Decisión CAN 536. Estableció, además, un régimen transitorio para los intercambios eléctricos entre Colombia y Ecuador sobre los fundamentos establecidos en la Decisión CAN 536 que regirían para el período en que estuviera suspendido el marco general de estos intercambios (López, 2014).

Por otra parte, desde el año 2004, en Perú existen instalaciones para realizar la interconexión eléctrica con Ecuador, sin embargo, en el esquema de intercambio planteado en la Decisión CAN 536 no resultaba viable para llevar a cabo las operaciones entre Ecuador y Perú. En este sentido, ambos países solicitaron que en el marco andino se les extendieran las facultades otorgadas a Colombia y Ecuador para, de esta manera, puedan suscribir acuerdos de intercambio de electricidad, con un carácter de régimen transitorio, de modo de incluir un anexo similar al contenido en la Decisión CAN 720 entre Ecuador y Colombia. Los organismos reguladores de electricidad y de los ministerios de Energía de los Países Miembros de la CAN realizaron el análisis de regímenes bilaterales transitorios para Colombia y Ecuador y para Ecuador y Perú. Las instancias andinas para tales efectos son el Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores (GTOR) y el Comité Andino de Organismos Normativos y Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL). Estos foros cuentan con la participación de Chile, en su calidad de País Miembro Asociado (López, 2014, pág. 49).

Decisión CAN 757

La Decisión CAN 757, que se aprobó en agosto de 2011, sustituye a la Decisión CAN 720 e incorpora un régimen temporal para los intercambios eléctricos entre Ecuador y Perú, además del régimen bilateral transitorio para Colombia y Ecuador. En la imagen IV-1 se observa las principales decisiones de la CAN relacionadas a integración eléctrica de los países a través del tiempo.

Imagen IV-1 Decisiones de la CAN



Fuente: Cámac, 2012.

Decisión CAN 816

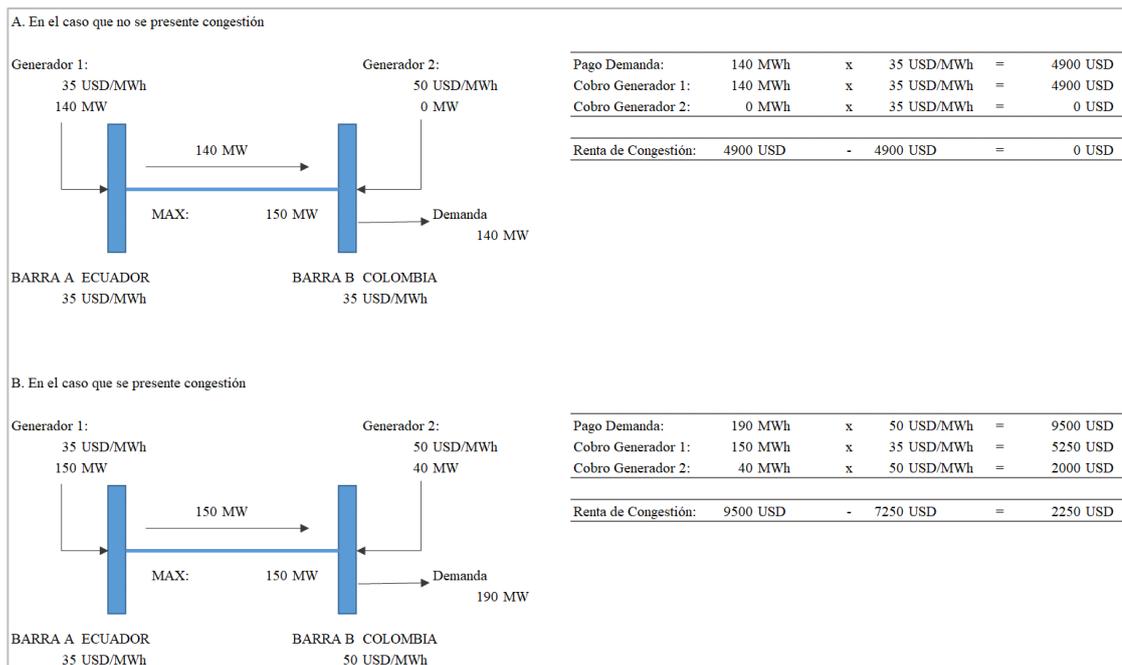
La Decisión CAN 816, que se aprobó en abril de 2017, mantiene la suspensión de a la Decisión CAN 536 así como la vigencia del Régimen Transitorio entre Colombia y Ecuador y entre Ecuador y Perú a que se refiere la Decisión 757, hasta la fecha de la aprobación y publicación en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena, de los reglamentos a los que se refiere la Disposición Transitoria Primera. Mediante esta decisión se establece el Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER), así como el

marco regulatorio del Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP) (CAN, Decisión 816, 2017).

4.2. Procedimiento actual para el tratamiento de las rentas de congestión

De acuerdo con el diseño del mercado y el marco regulatorio, hay muchas formas de manejar la congestión. Las rentas de congestión en el esquema de transacciones internacionales de energía entre países que conforman la CAN se rigen por lo establecido en el Capítulo II de la Decisión CAN 816 de 2017, donde se establece que “Las Rentas de Congestión que se originen en cada Enlace Internacional serán asignadas en partes iguales, es decir, 50% para cada uno de los dos países que comparten el Enlace Internacional.”

Imagen IV-2 Ejemplo de transacciones con y sin congestión



Fuente y elaboración propia.

En la imagen IV-2, se supone que son datos de transacciones entre Colombia y Ecuador, uno caro y otro barato, y una demanda. La demanda y Colombia se encuentran en la Barra B, mientras que Ecuador en la Barra A. Ambas barras están unidas mediante una línea de transmisión, para la cual no se consideran pérdidas en el ejemplo. En el caso en que no hay congestión (A), la línea tiene un límite de capacidad de 150 MW,

suficientes para transportar desde la Barra A los 140 MW requeridos por la demanda. En este caso, los precios marginales en Barra A y Barra B son iguales a 35 USD/MWh, por lo cual no se producen rentas de congestión. Mientras que, en el Caso (B), la demanda aumenta a 190 MW, por lo que el Generador 1 al ser más barato tendría que despachar lo máximo posible, congestionándose la línea de transmisión. En este caso los precios en función a costos marginales son distintos: en la Barra A el precio es 35 USD/MWh y en la Barra B es 50 USD/MWh, con lo cual el pago de la demanda asciende a 9 500 USD y el cobro de la generación totalizaría USD 7 250. Como consecuencia, la renta de congestión asciende a 2 250 USD. Se dice que esta renta de congestión la pagarían ambos países en partes iguales, según la Decisión CAN 816.

4.3. Conclusiones del capítulo

La integración eléctrica es un proceso complejo y de largo plazo que involucra tanto los aspectos técnicos relacionados con la generación y transmisión de la electricidad, como la armonización de los mercados mediante marcos legales afines, y va desde la construcción de una red como infraestructura que conecta los sistemas eléctricos de dos o más países, hasta la creación de un mercado regional o suprarregional.

Con la Decisión CAN 757, se establece un régimen transitorio a aplicarse para el caso Colombia con Ecuador y Ecuador con Perú. Dentro del caso Colombia con Ecuador, se dispone que las rentas de congestión que se originen por la diferencia de precios en los extremos del enlace internacional, entre Colombia y Ecuador, no serán asignadas a los propietarios del mismo, sino que serán asignadas en partes iguales para cada mercado, es decir el 50% para el sistema importador y el 50% para el sistema exportador, y no serán afectadas por la ejecución de contratos de exportación. Este esquema es prácticamente el que se seguiría para el caso de Ecuador con Perú.

A la fecha se tiene la Decisión CAN 816, “Marco Regulatorio para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”, la cual tiene como una de sus reglas que “Las Rentas de Congestión que se originen en cada Enlace Internacional sean asignadas en partes iguales, es decir, 50% para cada uno de los dos países que comparten el Enlace Internacional.”

Hasta el momento las Decisiones emitidas por la CAN han sido útiles para la repartición de las rentas de congestión, sin embargo, la forma como se realiza la repartición no evidencia un método que muestre alguna base matemática y metodológica con la que se realiza dicha repartición. En sistemas donde existan más de dos agentes la repartición de las rentas de congestión requiere de una herramienta estructurada con una metodológica que ayude a realizar una repartición de las rentas de congestión de tal forma que se logre una repartición equitativa entre los participantes.

CAPÍTULO V. TRATAMIENTO DE LAS CONGESTIONES

5.1. Asignación de Rentas de Congestión en diferentes mercados eléctricos

Mercado CAN

En la actualidad, las rentas de congestión en el esquema de transacciones internacionales de energía entre países de la CAN se rigen por lo establecido en el Capítulo II de la Decisión CAN 816 de 2017, donde se establece que “Las Rentas de Congestión que se originen en cada Enlace Internacional serán asignadas en partes iguales, es decir el 50% para el sistema importador y el 50% para el sistema exportador”. A este tipo de esquema se le podría llamar Utilitarista.

Mercado Ibérico España Portugal

El MIBEL es el Mercado Ibérico de Electricidad, el cual gestiona la interconexión entre España y Portugal. El MIBEL tiene como operador de mercado al OMIE. En este mercado, tanto los generadores como los consumidores presentan sus ofertas de compra y venta de energía, y con estos resultados se proceden a determinar los precios para ambos países y se establece el programa de energía a través de la interconexión. (Red Eléctrica de España, 2012, pág. 11).

El papel decisivo lo dan ambos operadores, el REE y REN, tanto para España como Portugal respectivamente, puesto que se calcula la capacidad de intercambio comercial, y si la energía que fluye por la interconexión no supera la capacidad establecida por los operadores, el precio de compra y venta de energía sería el mismo para ambos lados, denominándose a esta situación como acoplamiento de mercados, mientras que si el flujo supera el máximo de capacidad se desacoplarían los mercados y el precio sería distinto en ambas fronteras. La diferencia de precios entre ambas áreas interconectadas, española y portuguesa, genera unos ingresos llamados «rentas de congestión» (Red Eléctrica de España, 2012, pág. 11).

Las subastas coordinadas de contratos financieros para la interconexión eléctrica entre España y Portugal, reguladas por la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la CNMC, tienen como objetivo proporcionar a los agentes cobertura financiera del riesgo de precios que se deriva del proceso de acoplamiento de mercados (market coupling). De este proceso, que se articula a través de un algoritmo común llamado Euphemia, pueden darse precios diferentes para cada país si la capacidad de interconexión es insuficiente para alcanzar la convergencia de precios.

El acoplamiento de mercados es un mecanismo de asignación horaria de capacidad de interconexión entre varios países, incluidos España y Portugal, que toma en consideración todas las ofertas de compra y de venta horarias presentadas al mercado, tanto por los agentes situados en España como por los situados en Portugal, así como la capacidad disponible de interconexión.

En el caso de existir capacidad de interconexión suficiente, las curvas de casación incluyen todas las ofertas de compra y de venta horarias presentadas al mercado y existen un único precio spot en ambos lados de la interconexión (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia CNMC, 2018).

En el caso de existir congestión en la interconexión, o lo que es lo mismo, la diferencia entre las ofertas de compra y venta casadas proporciona un flujo físico de energía a través de la interconexión superior a la capacidad disponible en el sentido del flujo resultante, la casación en cada una de las dos zonas es diferente y como consecuencia resultan precios diferentes, en este caso en España y Portugal, cuya diferencia multiplicada por la capacidad de interconexión da lugar a una renta de congestión para los dos sistemas interconectados, que se distribuye al 50% (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia CNMC, 2018, pág. 5).

La cobertura para el riesgo de precios que se deriva de la posibilidad de congestión en la interconexión se ha instrumentado a través de contratos financieros tipo opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de España a Portugal y de cobertura para exportación de energía eléctrica de Portugal a España (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia CNMC, 2018).

Mercado Eléctrico España – Francia

Según el OMIE, en caso de producirse separación de mercados entre España y Francia, la renta de congestión que se genera debido a la diferencia de precio entre España y Francia se asigna al 50% a los operadores del sistema de ambos países.

UNASUR

Fue creada en el año 2008, y tiene como países miembros a Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Chile, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela y como miembros observadores a Panamá y México.

Las negociaciones que se llevan a cabo en el ámbito energético de UNASUR dependen, en buena medida, del avance en el Tratado Energético Sudamericano. Este instrumento tiene una estructura aprobada, cuyo objetivo principal ha sido la de establecer definiciones básicas y reglas relacionadas con el intercambio de energía entre los países miembros; y posiciones regionales sobre temas cruciales, tales como: seguridad energética, ambiente, desarrollo tecnológico y cooperación técnica (CEPAL, CIER, OLADE, & WEC-LAC, 2013, pág. 37).

En el ámbito de la UNASUR se instituyó el Consejo Energético Sudamericano para el desarrollo de iniciativas de integración energética regional, así como el Consejo de Infraestructura y Planificación - COSIPLAN.

En lo que se refiere a intercambios energéticos, los temas a tratar incluyen, entre otros, los siguientes: libre tránsito de energía, no discriminación, estabilidad contractual y seguridad jurídica, libertad de acceso (de manera regulada) a la capacidad remanente, principios tarifarios, competencia y complementariedad (Srouga, 2017).

Respecto a la repartición de rentas de congestión la tendencia de repartición sería la establecida por la CAN, es decir el criterio 50/50; sin embargo, también hay propuestas de que la repartición de dichas rentas debería ser compartida entre los países, en proporción a la participación de cada uno en los costos de construcción de la interconexión, y no depender del sentido del flujo. (CEPAL, CIER, OLADE, & WEC-LAC, 2013)

SIEPAC y MER

El “Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central” (SIEPAC) comprende dos componentes: (i) el Mercado Eléctrico Regional (MER), que se constituye en un mercado mayorista supranacional que sirve de base para la inversión en el sistema integrado de transmisión; y (ii) un sistema de transmisión regional, que cubre desde Panamá hasta Guatemala, para permitir el funcionamiento físico del MER.

De acuerdo con los fines recogidos en el Tratado Marco que le dio origen, el MER persigue beneficiar a los habitantes de los países miembros, mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad y la creación de las condiciones necesarias que propicien una mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región (CRIE, 2018).

Para constituir el Mercado Regional, los países de América Central aprobaron y ratificaron el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, el cual entró en vigencia en 1999, el cual provee el fundamento jurídico necesario para la operación del Mercado Regional. El Tratado Marco creó la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE y el Ente Operador Regional EOR. La CRIE es el organismo responsable de asegurar la aplicación del Tratado Marco y establecer la regulación regional. Mientras que el EOR es el ente responsable de operar el sistema regional de transmisión y de la administración comercial del sistema.

En la Resolución N° CRIE-7-2017 (Comisión regional de interconexión eléctrica, 2017), se aprobó el Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes y sus Anexos; en esta resolución se dan las pautas que se deben seguir para los intercambios de energía eléctrica entre los países que conforman el mercado. Según ello, un Derecho Firme (DF) está asociado a un Contrato Firme (CF), el DF da derecho para inyectar y retirar energía de la red, mas no te obliga, y el agente tiene derecho a percibir renta de congestión o la obligación de pagarla. El CF es de compra y venta entre agentes de diferentes países. El precio de oferta para obtener un DF debe ser igual o mayor al precio mínimo de Oferta (el cual se halla mediante una metodología de cálculo de precios mínimos aceptables). Para ello, el EOR realiza convocatorias para

asignar los DF, y el titular de este DF tiene derecho a percibir o la obligación de pagar la Renta de Congestión que se calcula para cada periodo de mercado durante la validez del DF.

NORD POOL

El mercado de la energía nórdica fue el primer mercado internacional de energía y está compuesto por cuatro países nórdicos: Suecia, Finlandia, Noruega y Dinamarca. Estos países tienen un intercambio de energía común; aquí las rentas de congestión se asignan con el fin de pagar los costos de redespacho y la remuneración de las expansiones de transmisión o finalmente las tarifas de transporte. Se utilizan para reforzar la red e ir eliminando las congestiones.

El mercado Nord Pool es uno de los mercados europeos más avanzado en cuanto a las interconexiones entre países. Los elementos fundamentales con los que debe contar un sistema eléctrico para hacer posible el diseño de un mercado ideal, son:

- Estructura empresarial lo suficientemente atomizada
- Mix de generación variado
- Una interconexión adecuada con los países vecinos
- Una opinión pública alineada con la idea de que la liberalización es el mejor camino para el ahorro

El origen del mercado nórdico tiene como origen la reforma del sistema noruego en 1991. Suecia en 1993 pone en marcha su reforma lo que permitió la creación de un mercado organizado común. Finlandia se une en 1995. En el caso de Dinamarca las empresas se fueron preparando para la llegada del Nord Pool, uniéndose en 2002 (Pérez A. J., 2006).

El Nord Pool cuenta con un mercado mayorista, que cuenta a partes iguales con un mercado bilateral y un mercado diario organizado. Se calcula los precios marginales del sistema que resultaría si no hubiera congestión.

Mercados regionales (USA)

En países como Estados Unidos, existen diversos mercados de energía, cada uno de ellos con diferentes diseños en su aplicación de sus Derechos Financieros de Transmisión (DFT) (Sun, 2005), (Kristiansen, 2003).

5.2. Análisis comparativo de los diferentes mecanismos de asignación basados en juegos cooperativos

Para asignar las rentas de congestión, existen diferentes métodos y enfoques. Para el desarrollo de esta tesis se evaluarán los métodos basados en la teoría de juegos cooperativos, dado que ha sido utilizada para resolver distintos problemas dentro de los mercados eléctricos competitivos en donde las diferentes estrategias de los agentes es un factor importante a pesar de los desafíos del mercado, con el objetivo de obtener los mayores beneficios posibles. Es por ello que en la presente tesis se analizarán los dos primeros métodos de asignación mostrados a continuación.

- Método de Shapley
- Núcleo
- SCRB
- Índice de Banzhaf

Al respecto, los métodos de SCRB y el índice de Banzhaf no serán desarrollados, debido a lo siguiente:

- El método de SCRB no será considerado porque este método toma en cuenta la disposición a pagar de los usuarios; sin embargo, en el caso de estudio de esta tesis los países buscaran obtener las mayores rentas por congestión.
- El método de Banzhaf tampoco será desarrollado debido a que no toma en cuenta factores como el grado de cooperación entre los jugadores, situación que no concuerda con el propósito de esta tesis, que busca calcular la asignación de rentas de congestión tomando en cuenta la colaboración de cada país en dichas rentas.

A continuación, en la tabla V-1 y V-2 se muestran las características y la comparación respectivamente, de los mecanismos de asignación seleccionados:

Tabla V-1 Métodos de asignación de rentas de congestión

MÉTODO DE ASIGNACIÓN	CARACTERÍSTICAS
Shapley	Genera única asignación de recursos entre los jugadores, tomando en cuenta la contribución marginal de cada jugador.
Núcleo	Solución que tiene en cuenta la diferencia entre el valor de una coalición de jugadores y el beneficio que recibirán donde, basado en la teoría del exceso, se debe minimizar el máximo exceso de cada jugador o lo que es lo mismo la máxima insatisfacción.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V-2 Tabla comparativa de métodos de solución de juegos cooperativos

METODO DE SOLUCIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
SHAPLEY	Determina la contribución marginal que cada jugador aporta al juego, en este caso la renta de congestión.	Requiere de gran esfuerzo computacional cuando el número de jugadores es mayor que 3, ya que las coaliciones crecen exponencialmente.
	Es una forma directa y simple de encontrar una solución a un juego cooperativo independientemente de la dimensionalidad del número de agentes.	El valor de Shapley no necesariamente esta en el núcleo del juego y siempre puede ser calculado aún si el núcleo del juego no existe, cuando ocurre ello no garantiza se minimice la insatisfacción de cada coalición y tampoco la eficiencia y equidad.
	Contiene criterios matemáticos que garantizan una distribución más equitativa y justa de repartición de los beneficios obtenidos en un juego cooperativo.	No analiza el grado de insatisfacción de cada coalición respecto a la gran coalición.
NUCLEOLO	Para 3 agentes, es fácil de calcular y garantiza minimizar la máxima insatisfacción de cada coalición.	Requiere de gran esfuerzo computacional cuando el número de jugadores es mayor que 3, ya que las coaliciones crecen exponencialmente.
	El nucleolo siempre esta en el núcleo cuando existe, de manera que garantiza la satisfacción de todos los agentes.	No toma en cuenta el grado de dominancia entre agentes, de manera que la asignación obedece a criterios racionales y matemáticos de minimizar la insatisfacción entre agentes del juego.
	Contiene criterios matemáticos de optimización garantizando una distribución equitativa y justa de repartición de los beneficios obtenidos en un juego cooperativo.	Requiere de conocimientos matemáticos avanzados para obtener los resultados, sin embargo los resultados son más fiables desde el punto de vista equitativo y justo.

Fuente y elaboración propia.

Cabe señalar que en la actualidad existe una propuesta de repartición de rentas de congestión entre los países de Perú, Ecuador y Colombia. Para dicha propuesta se utilizó el método de Shapley. No obstante, esta tesis busca realizar una comparación entre más de un método, como son el método de Shapley y el método del núcleo.

5.3. Conclusiones del capítulo

Se ha mostrado que el tratamiento y los mecanismos de asignación de las rentas de congestión en mercados integrados difiere a lo largo del mundo pero es una práctica habitual la repartición 50/50 cuando son dos integrantes; por ejemplo, el mercado ibérico España-Portugal remunera las rentas 50/50, lo mismo sucede con el mercado España-Francia, la CAN también establece una repartición de rentas 50/50, en el mercado regional de USA se utiliza un mecanismo denominado derechos financieros de transmisión; este mecanismo se usa como cobertura del riesgo que conlleva las interconexiones de generar congestión. El Nord Pool es un caso diferente ya que las rentas de congestión se asignan con el fin de pagar los costos de redespacho y la remuneración de las expansiones de transmisión o finalmente las tarifas de transporte de cada país integrante.

Como lecciones aprendidas, en temas referentes a la interconexión entre países vecinos, un buen ejemplo de cómo es posible desarrollar un mercado competitivo, donde las rentas de congestión son calculadas como si se tratara de un único sistema sin hacer distinción entre países, es el mercado Nord Pool, el cual ha logrado su consolidación gracias a las reformas llevadas a cabo en cuanto al proceso de homologación en la regulación de los mercados eléctricos de cada uno de los países participantes.

Asimismo, se ha mostrado el análisis comparativo de cuatro métodos basados en los juegos cooperativos. Al respecto, para la elección de los métodos a utilizar se deben tomar en cuenta, además del cumplimiento de los axiomas establecidos en la sección 2.6, las características de las rentas de congestión a repartir a fin de proceder a la selección del método más adecuado al caso de estudio.

Finalmente, se observa también que repartir la renta de congestión entre dos países a 50% cada uno es una práctica habitual (sección 5.1), pero esto variará si los actores son más de dos (2).

CAPÍTULO VI. METODOLOGÍA

6.1. Descripción de la metodología

Para aplicar los métodos de solución en teoría de juegos cooperativos, es necesario plantear el problema de las redes de transmisión como un modelo matemático de programación no lineal, caracterizado por una función objetivo y un conjunto de restricciones como se muestra a continuación (Cardona, 2013):

$$\min C = \sum \Delta F_{G,i}(P_{G,i}) - \sum \Delta F_{B,j}(P_{B,j}) \quad (6.1)$$

$$P_{G,k} - P_{L,k} - P_k(\theta) = 0 \quad (6.2)$$

$$Q_{G,k} - Q_{L,k} - Q_k(\theta) = 0 \quad (6.3)$$

$$P_{G,i,min} \leq P_{G,i} \leq P_{G,i,max} \quad i \in N_G \quad (6.4)$$

$$U_{k,min} \leq U_k \leq U_{k,max} \quad k \in N_B \quad (6.5)$$

$$P_{l,min} \leq P_l \leq P_{l,max} \quad l \in N_L \quad (6.6)$$

Donde la primera ecuación corresponde a la función objetivo, la cual es definida como una variable económica utilizada para estudios de optimización y minimizar los costos o maximizar las utilidades siendo $\Delta F_{Gi}(P_{Gi})$ y $\Delta F_{Bj}(P_{Bj})$ las funciones de costos, donde las variables P_{Gi} y P_{Bj} se convierten en las ofertas hechas por el consumidor de potencia activa del generador i y j respectivamente. Las dos ecuaciones siguientes establece las ecuaciones de flujo de potencia en el nodo k de potencia reactiva y activa, siendo $P_{G,k}$ y $Q_{G,k}$ la potencia activa y reactiva inyectada por el generador al nodo k ; $P_{L,k}$ y $Q_{L,k}$ es la potencia real y reactiva demandada en el nodo k ; $P_k(\theta)$ y $Q_k(\theta)$ son la potencia real y reactiva neta en el nodo k , las 3 últimas ecuaciones son las restricciones de desigualdad que incluyen los límites en los nodos y líneas de transmisión, donde $P_{G,i,min}$ es la potencia real mínima de salida en el generador i ; $P_{G,i,max}$ es la potencia real máxima de salida en el generador i ; $U_{k,min}$ es el mínimo voltaje en el nodo k ; $U_{k,max}$ es el máximo voltaje en el nodo k ; $P_{l,min}$ es el flujo de potencia mínimo que debe pasar por la línea; $P_{l,max}$ es el flujo de potencia máximo

que circula por la línea; N_G , N_B , N_L son el número total de generadores, nodos y líneas respectivamente (Cardona, 2013).

6.2. Escenarios

Para el cálculo de las rentas de congestión durante el periodo estudiado, se ha modelado el sistema eléctrico de cada país utilizando el software SDDP, el cual es un modelo de despacho hidrotérmico con representación de la red de transmisión y utilizado en los estudios operativos de corto, mediano y largo plazos. El modelo calcula la política operativa estocástica de mínimo costo de un sistema hidrotérmico tomando en cuenta detalles operativos de las plantas hidroeléctricas, detalles de las plantas térmicas, representación de los mercados "spot" y de los contratos de suministro, incertidumbre hidrológica, detalles del sistema de transmisión: leyes de Kirchhoff, límites de flujo de potencia en cada circuito, pérdidas, restricciones de seguridad, límites de exportación e importación por área eléctrica, etc., variación de la demanda por escalones y por barra del sistema, con etapas mensuales o semanales (estudios de mediano o largo plazo) o a nivel horario (estudios de corto plazo); Restricciones de suministro del gas natural. Además de la política operativa de mínimo costo, el modelo calcula distintos índices económicos tales como el costo marginal de operación, las tarifas de "peaje" y los costos de congestión de la red, los valores del agua por planta, el costo marginal de restricciones de suministro de combustible entre otros (Macias Parra, 2012, pág. 27).

Esto con el objetivo de obtener los costos marginales (USD/MWh) y los flujos de potencia (MW) mensuales que se transfieren entre los nodos de interconexión de cada país, con la finalidad de utilizarlos en el cálculo de las rentas de congestión.

Al respecto, se han considerado 12 escenarios los cuales se muestran en la tabla VI-1. Cabe mencionar que los escenarios A, B y C corresponden a los escenarios base cuando el sistema opera coordinadamente a mínimo costo sin restricciones; por lo tanto, el cálculo de las rentas de congestión se realiza sólo sobre los escenarios del 1 al 9.

Tabla VI-1. Escenarios

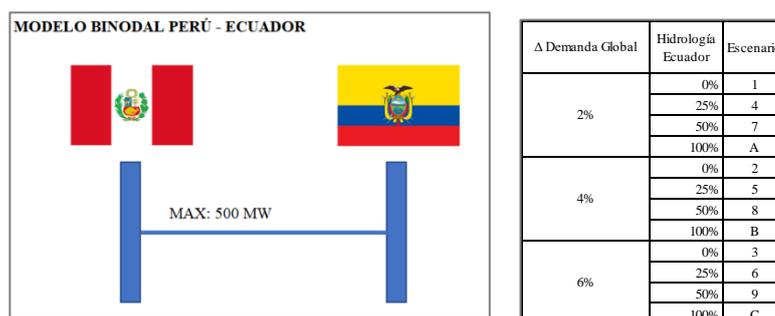
ESCENARIOS			
DISP-HIDRO-ECUADOR	CRECIMIENTO DE LA DEMANDA		
	2%	4%	6%
0%	1	2	3
25%	4	5	6
50%	7	8	9
100%	A	B	C

Fuente y elaboración propia.

Para cada escenario mostrado en la tabla VI-1, se ha realizado la simulación con el software SDDP estableciendo modelos binodales y trinodales indicados a continuación:

- Modelo binodal Ecuador y Perú interconectados y en coalición V(PE).

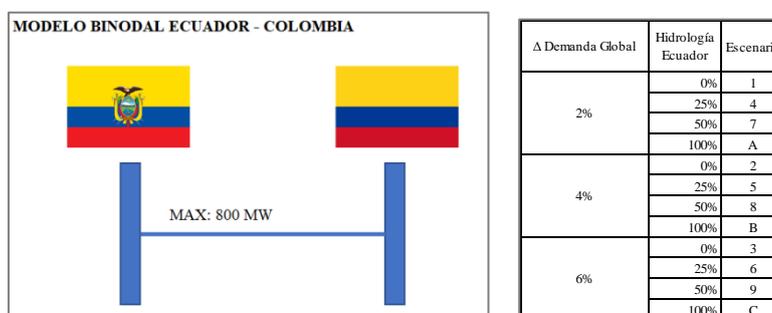
Imagen VI-1 Modelo Binodal Perú – Ecuador



Fuente y elaboración propia.

- Modelo binodal Ecuador y Colombia interconectados y en coalición V(EC).

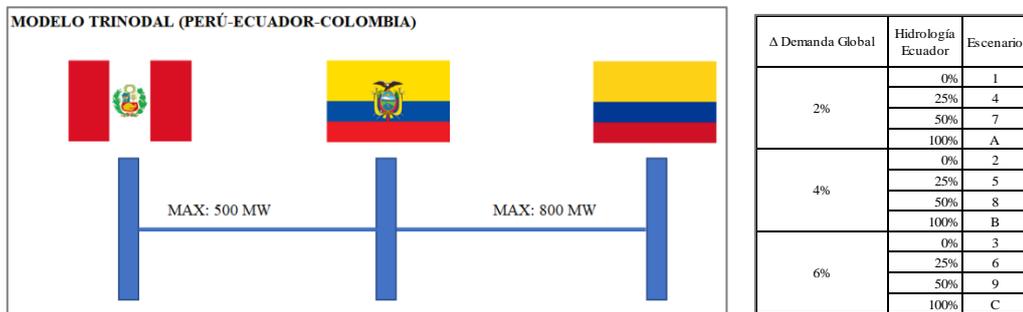
Imagen VI-2 Modelo Binodal Ecuador - Colombia



Fuente y elaboración propia.

- Modelo trinodal Ecuador, Perú y Colombia interconectados y en coalición V(EPC).

Imagen VI-3 Modelo Trinodal



Fuente y elaboración propia.

Las rentas de congestión obtenidas utilizando los modelos binodales y trinodales para cada escenario van a representar la función característica $V(S)$ cuando los países en estudio forman una alianza; esta alianza es denominada coalición en teoría de juegos cooperativos. La función característica $V(S)$ obtenida nos va a permitir obtener los porcentajes de repartición de rentas de congestión cuando se forme cada alianza ayudando de esta manera a cumplir con los objetivos propuestos en la presente tesis.

6.3. Premisas de entrada

Para aplicar los métodos de solución de teoría de juegos cooperativos se han realizado una serie de premisas, simplificaciones y/o supuestos que se describen a continuación:

- El crecimiento de la demanda de Colombia, Perú y Ecuador se ha proyectado para cada escenario analizado durante el periodo de 10 años (ver Anexo III) y se considera inelástica.
- La capacidad máxima del enlace entre Perú y Ecuador se asume igual a 500 MW, y entre Colombia y Ecuador igual a 800 MW a partir del año 2020.

- El porcentaje de disponibilidad de las hidroeléctricas en Ecuador para cada escenario se ha variado durante los meses de enero, febrero, marzo y abril de los años 2022, 2024 y 2028.
- El programa de obras de Colombia, Perú y Ecuador, obtenidos de los ministerios y organismos reguladores de cada país (ver Anexo IV).
- No existe colusión entre agentes para la generación de las rentas de congestión, es decir dichas rentas se producen de manera natural por eventos fortuitos que restringen la disponibilidad de las hidroeléctricas en Ecuador.
- El despacho entre los tres países se produce coordinadamente a mínimo costo (criterio de costo marginal) como si fuese un solo sistema eléctrico interconectado. Adicionalmente, dado que Bogotá, Lima y Quito se encuentran en el mismo huso horario, se consideran horas punta similares.
- La tasa de descuento anual considerada para traer los flujos de las rentas de congestión mensuales durante todo el periodo de 10 años al presente (enero de 2019) es de 12%.
- Las rentas de congestión generadas se distribuyen completamente entre los países que forman la interconexión eléctrica.
- La renta de congestión generada cuando cada país opera aislado es cero y/o menor que cuando estos forman una coalición bilateral o trilateral (juego esencial). De lo contrario no existiría el interés de formar la coalición o ésta sería inestable, por lo que sería mejor no formar parte o dejar la coalición.
- Las rentas de congestión generadas bilateralmente, es decir cuando Ecuador - Perú y Ecuador - Colombia operan interconectados son menores que las rentas de congestión obtenidas cuando operan trilateralmente (juego superaditivo). De lo contrario no existiría el interés de formar la coalición o ésta sería inestable, por lo que estarían mejor sin formar la gran coalición.

- Se considera el mismo mecanismo regulatorio para los tres países interconectados, que consiste en que el Estado de cada país sea el que reciba las rentas de congestión y no el propietario de la línea de transmisión, evitando de esta manera que el negocio de la transmisión se distorsione por el interés de generar la máxima cantidad de rentas de congestión.
- Los límites de voltaje y frecuencia en el sistema eléctrico interconectado permanecen dentro del rango establecido por lo que no existen restricciones por dichos parámetros.
- No existen restricciones de generación térmica durante todo el periodo analizado.
- Los límites de exportación e importación de energía se establecen solamente por la máxima capacidad de cada línea.

No se consideran fenómenos transitorios cuando los tres países están interconectados, dado que se asume un sistema eléctrico robusto con todo el equipamiento necesario para operar dentro de los límites de estabilidad.

6.4. Modelo utilizado para el cálculo de la repartición de las rentas de congestión

El modelamiento de cada sistema eléctrico considera el pleno conocimiento de la matriz energética de cada país en estudio, por lo tanto, se han considerado las siguientes tecnologías en el modelo eléctrico de cada país:

- Tecnología hidroeléctrica
- Tecnología térmica
- Tecnología RER

El modelamiento del sistema eléctrico integral se ha simplificado, considerando:

- Equivalente Thevenin de todas las líneas de transmisión de cada sistema eléctrico.

- Generación hidroeléctrica, térmica y RER concentrada para cada país en estudio.
- Demanda concentrada en el punto de interconexión de cada país en estudio.
- La proyección de la hidrología se ha obtenido de los datos históricos contenidos en los planes de expansión de mediano y largo plazo disponibles en los ministerios de energía y minas de cada país.
- La proyección del crecimiento de la demanda considerando un promedio por cada país en base a sus datos históricos.

Una vez simplificados los modelos eléctricos de cada país, se ha ejecutado el software SDDP para obtener los costos marginales y los flujos de potencia en cada enlace internacional operando bilateralmente (modelo binodal EP y EC) y trilateralmente (modelo trinodal EPC).

Utilizando los supuestos de entrada explicados en el acápite 6.3, se han obtenido los resultados de costos marginales y flujos en los enlaces, así como las rentas de congestión cuando los países forman diferentes alianzas durante el periodo de 10 años (ver tablas desde Anexo V hasta Anexo XV y gráficas desde Anexo XVI hasta Anexo XXXIII) para cada escenario. Estas rentas de congestión representan la función característica $V(S)$ de cada coalición del juego cooperativo y serán los parámetros de entrada para aplicar los métodos de solución de juegos cooperativos empleando el software Matlab.

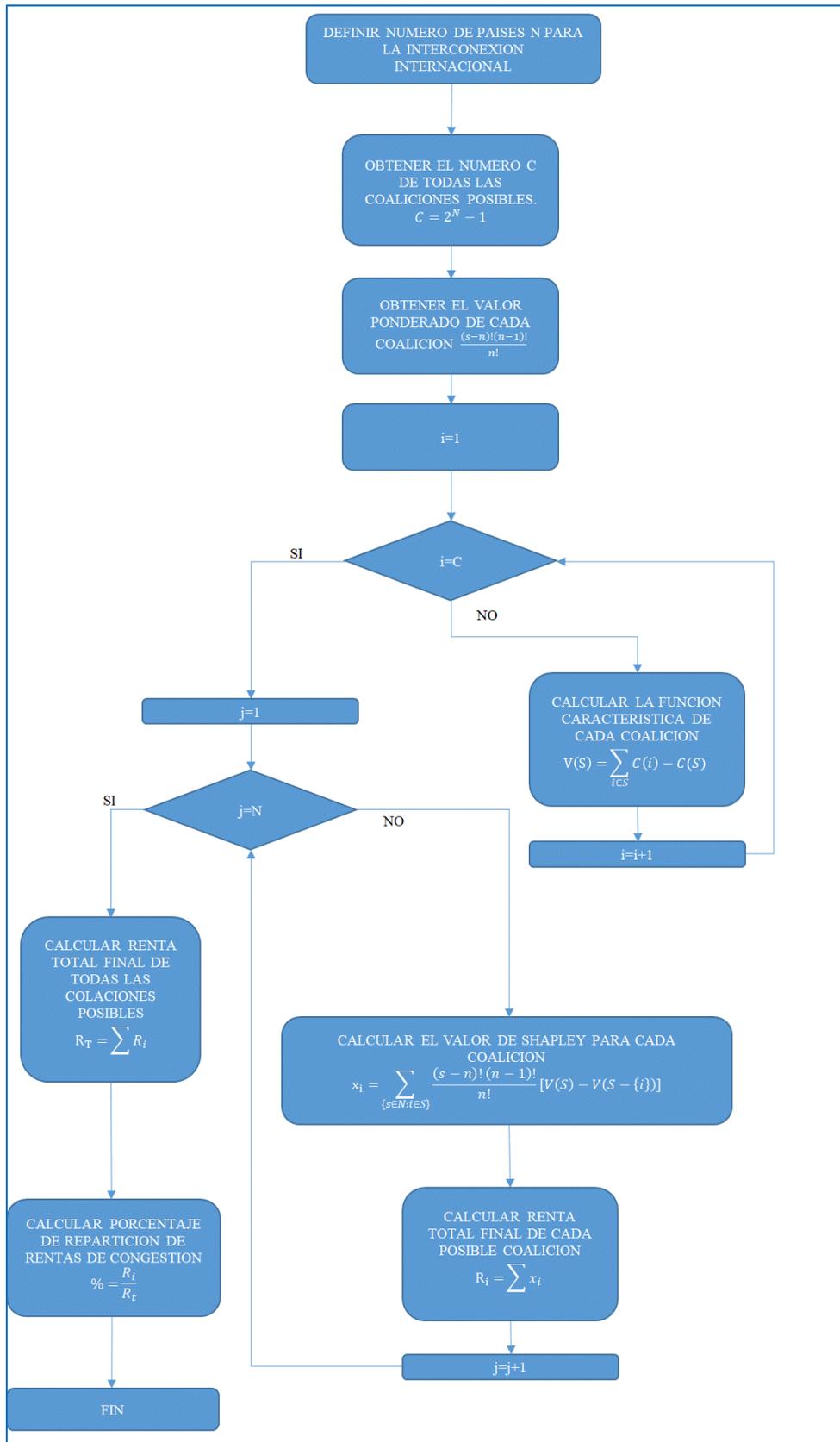
Con las funciones características obtenidas $V(S)$ y con ayuda del software Matlab y su librería especializada para solucionar los escenarios utilizando el criterio de Shapley y el nucléolo (ver anexos XXXIV y XXXV), se ha obtenido el porcentaje de repartición de las rentas de congestión que le corresponde a cada país cuando forman una alianza trilateral.

Finalmente, se ha realizado un análisis para evaluar los efectos de la sensibilidad de las simulaciones considerando cada escenario y su respectiva tasa de crecimiento de la demanda y la indisponibilidad de la capacidad, a fin de encontrar y discutir las

variaciones que se puedan encontrar en los resultados de la asignación de las rentas de congestión considerando los métodos evaluados.

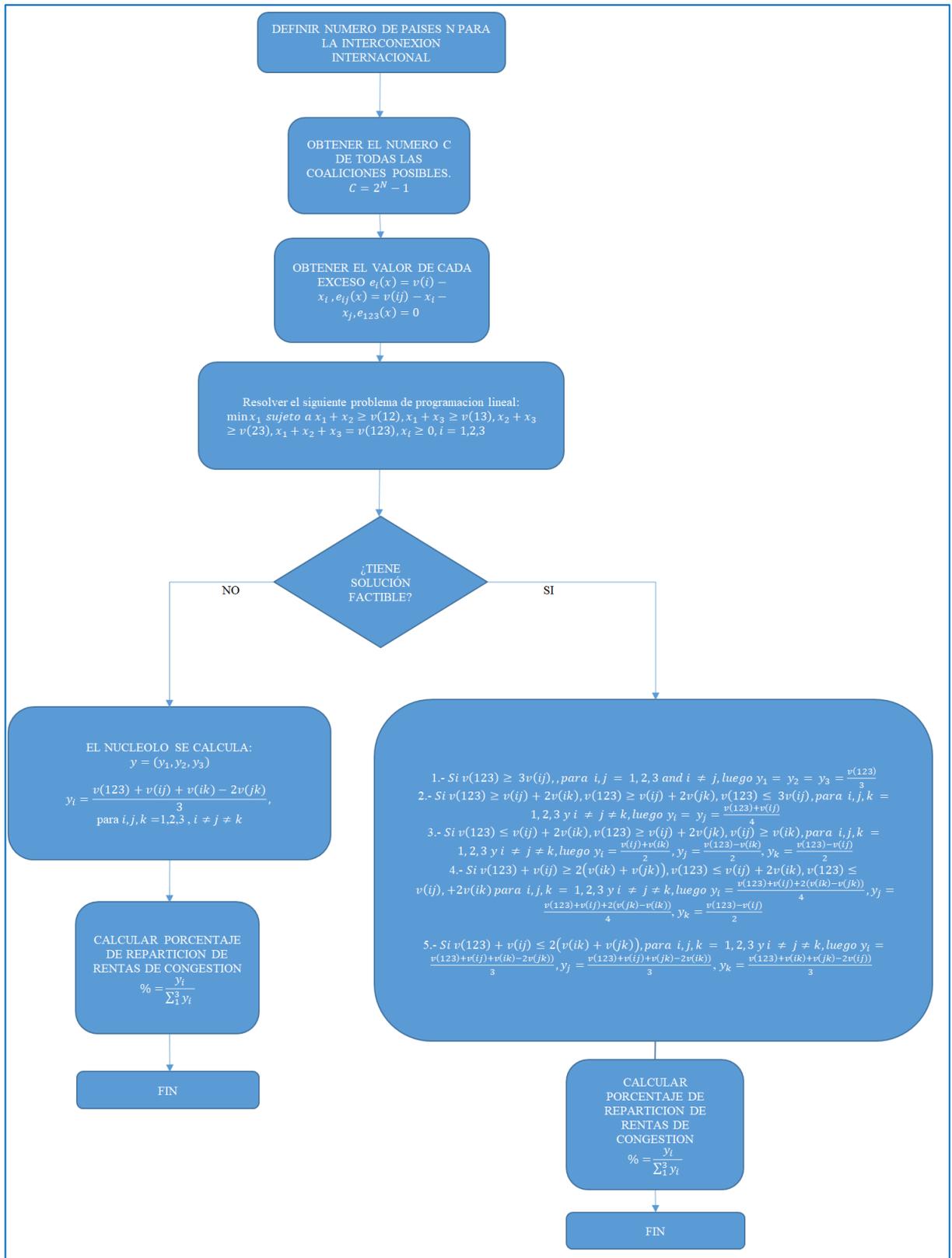
Las imágenes VI-4 y VI-5, muestran los diagramas de flujo que sigue la plantilla en Matlab para calcular los porcentajes de repartición de las rentas de congestión para N jugadores empleando el método de Shapley y Núcleo respectivamente. En este último caso para 3 jugadores que es el caso de estudio.

Imagen VI-4 Diagrama de Flujo para la asignación de rentas de congestión mediante método Shapley



Fuente y elaboración propia.

Imagen VI-5 Diagrama de Flujo para la asignación de rentas de congestión mediante el método del Nucléolo



Fuente y elaboración propia.

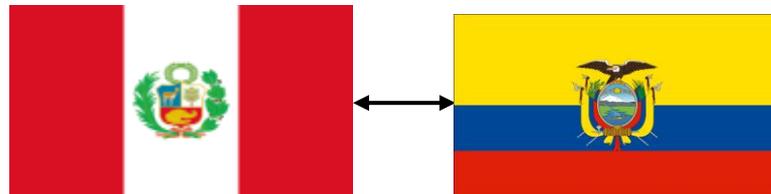
6.5. Evaluación de la viabilidad técnica propuesta

En el desarrollo de la tesis se realizaron cálculos con los dos métodos seleccionados para la asignación de rentas de congestión para cada escenario simulado.

Los casos de estudio utilizados para el desarrollo de esta tesis, consideran enlaces entre los países de Perú, Ecuador y Colombia (ver imágenes VI-6 y VI-7). El primer caso considera intercambios internacionales entre Perú-Ecuador y Ecuador-Colombia; el segundo considera los intercambios internacionales de energía entre los tres países: Perú, Ecuador y Colombia.

Para los casos de estudio se ha tenido en cuenta el límite de transmisión de los enlaces entre los países. Para ello se han considerado los límites técnicos contenidos en los informes emitidos por la Comunidad Andina, quienes han realizado propuestas de interconexión.

Imagen VI-6 Primer caso de intercambio internacional



Fuente y elaboración propia.

Imagen VI-7 Intercambio entre los 3 países



Fuente y elaboración propia.

Desde el punto de vista técnico, la metodología para la asignación de las rentas de congestión originadas por los tres países en análisis empleando la teoría de juegos

cooperativos es viable puesto que tiene sustento científico – matemático con criterios de equidad aplicados en muchos ámbitos de la economía y de la vida diaria para repartir costos y/o beneficios obtenidos por la interacción y formación de coaliciones entre agentes de un juego.

6.6. Evaluación de la viabilidad económica de la propuesta

En cuanto al aspecto económico, la propuesta de calcular las rentas de congestión mediante los métodos de Shapley y Núcleo implica una distribución de las rentas de congestión más equitativa; sin embargo, el empleo de un método u otro de solución estará asociado a las características de las rentas obtenidas por la gran coalición, es decir cuando los tres países están interconectados y las coaliciones son dos a dos, es decir, cuando solo dos países están interconectados.

Adicionalmente los métodos de solución empleando la teoría de juegos cooperativos revelan que, si un país tiene enlaces de interconexión con gran capacidad de transferencia, favorecerá a un mayor porcentaje de asignación de las rentas de congestión cuando estos enlaces alcancen su máxima capacidad. Es por ello estas rentas deben emplearse para la expansión de líneas de interconexión y/o mejorar las capacidades de enlaces entre los países integrantes del mercado eléctrico integrado.

6.7. Conclusiones del capítulo

En el presente capítulo se ha descrito la metodología seguida para la evaluación y análisis de la distribución de las rentas de congestión; se han elaborado los diagramas de flujo para los algoritmos de solución de juegos cooperativos, también se han presentado los escenarios a simular y, finalmente, se ha realizado un análisis desde un enfoque técnico y económico de los métodos de solución propuestos.

Se concluye que el software SDDP es adecuado y confiable para simular enlaces binodales y trinodales en el mercado eléctrico de largo plazo para obtener el costo marginal de la energía y las rentas de congestión.

También se concluye que existen diferentes variables importantes para el modelo del sistema y la construcción de escenarios, como son las proyecciones de oferta y demanda, la capacidad de las líneas de los enlaces internacionales, los mecanismos regulatorios de los países en análisis, las tecnologías disponibles como son térmicas, hídricas y renovables.

Se concluye, además, desde un enfoque técnico, es viable analizar las rentas de congestión de dichas interconexiones empleando la teoría de juegos cooperativos para garantizar una repartición de beneficios equitativa.

CAPÍTULO VII. RESULTADOS

7.1. Relación de las rentas de congestión frente a las ventas de energía

Para determinar la relación entre las rentas de congestión frente a las ventas de energía, se tomará como información de base: La proyección de la demanda desde 2019 al 2028, los costos marginales calculados en el SDDP y el monto total obtenido por las rentas por congestión. Los escenarios considerados se muestran en la tabla VII-1.

Tabla VII-1 Matriz de escenarios simulados

ESCENARIOS			
DISP-HIDRO- ECUADOR	CRECIMIENTO DE LA DEMANDA		
	2%	4%	6%
0%	1	2	3
25%	4	5	6
50%	7	8	9
100%	A	B	C

Fuente y elaboración propia.

Las tablas VII-4, VII-5, VII-6, VII-7 y VII-8 muestran la información descrita en el párrafo anterior considerando los escenarios 1, 2, 4, 5 y 7, ya que, de acuerdo a los resultados de la simulación, estos escenarios tienen un enlace trilateral estable; las tablas mencionadas toman los costos marginales calculados por el SDDP y la demanda proyectada para los escenarios cuya generación hidráulica de Ecuador está al 0%, 25% y 50%.

En las tablas se muestran también los montos calculados por la venta de energía a costo marginal llevadas al presente considerando una tasa de descuento de 12% anual, la demanda usada para este cálculo es la demanda proyectada para los próximos 10 años, tomando como base la demanda del año 2018 con una tasa de crecimiento de 2%, 4% y el porcentaje de disponibilidad de la generación hidráulica de Ecuador, los escenarios con tasa de crecimiento de 6% no son considerados por no formar una alianza estable. Adicionalmente se considera una tasa de crecimiento igual para los 10 años de proyección.

Los costos marginales son obtenidos por el programa de optimización SDDP, el cual es un software que no toma en cuenta demandas elásticas, por lo que ello representa

una limitación en el modelo. Asimismo, es importante señalar que las ventas de energía, para efectos de las simulaciones, han sido calculadas como el producto de la demanda de cada país por su costo marginal promedio de cada año, lo cual no necesariamente refleja las ventas de energía reales de un país, dado que más del 80% de la energía que se vende en estos mercados cuenta con contratos de energía a corto, mediano o largo plazo, tanto para el mercado regulado como para el mercado libre. Cabe resaltar también que en las simulaciones se están asumiendo costos marginales topes que representan a la unidad térmica más cara y que equivalen a 220 USD/MWh.

Con las diferentes tasas de crecimiento y los porcentajes de disponibilidad de generación hidráulica en Ecuador se obtiene nueve escenarios, los tres primeros escenarios son los que consideran una tasa de crecimiento de la demanda de 2% anual para una disponibilidad de 0%, 25% y 50% de generación hidráulica, los tres siguientes escenarios son los que consideran una tasa de crecimiento de la demanda de 4% anual para una disponibilidad de 0%, 25% y 50% de generación hidráulica y los últimos tres escenarios son los que consideran una tasa de crecimiento de 6% para una disponibilidad de 0%, 25% y 50%. De los nueve posibles casos de estudio para determinar la proporción de las rentas de congestión respecto a las ventas de energía solo se consideran los escenarios 1, 2, 4, 5, 7, estos escenarios son considerados porque tienen las siguientes características:

- Cumplen con la condición de superaditividad establecida por la teoría de juegos cooperativos.
- Cumplen con la condición de juego esencial establecida por la teoría de juegos cooperativos.
- Generan mayores rentas de congestión en la alianza trinodal que en la binodal

A continuación, la tabla VII-2 muestra las ventas de energía para el caso base cuando el porcentaje de crecimiento de la demanda es de 2% y el porcentaje de la disponibilidad de las hidroeléctricas en Ecuador es de 100% (escenario A).

Tabla VII-2 Venta total de energía con Escenario A

Año	Demanda Energía Anual GWh			Costo Marginal Promedio Anual US\$/MWh			Ventas de Energía US\$			
	Colombia	Ecuador	Perú	Colombia	Ecuador	Perú	Colombia	Ecuador	Perú	
2019	71,338.70	28,239.20	49,047.80	27.05	33.23	3.86	1,821,798,591	831,114,297	172,355,411	
2020	72,765.20	28,803.80	50,028.70	26.27	26.41	4.64	1,604,544,362	571,138,433	183,515,264	
2021	74,220.70	29,380.00	51,029.30	22.10	22.28	4.45	1,226,042,623	456,948,013	163,544,035	
2022	75,704.90	29,967.50	52,049.90	15.73	16.14	3.98	794,940,142	323,215,406	137,638,082	
2023	77,219.60	30,566.90	53,090.90	10.24	10.28	3.41	470,034,299	186,892,765	107,181,147	
2024	78,763.30	31,177.90	54,152.30	12.09	12.17	3.61	506,342,405	201,710,939	103,562,316	
2025	80,339.00	31,802.10	55,235.40	14.83	14.99	4.10	566,107,921	226,432,996	107,278,528	
2026	81,945.10	32,437.60	56,340.30	16.58	16.63	4.37	575,722,547	228,625,950	103,890,887	
2027	83,584.40	33,086.70	57,467.10	19.59	19.63	4.31	620,837,289	246,195,159	93,506,292	
2028	85,256.10	33,748.20	58,616.80	24.29	24.35	5.01	699,596,146	273,828,588	98,660,814	
							TOTAL	8,885,966,324	3,546,102,545	1,271,132,775

Fuente: Anexo XIV

La tabla VII-3 muestra las ventas de energía para el caso base cuando el porcentaje de crecimiento de la demanda es de 4% y el porcentaje de la disponibilidad de las hidroeléctricas en Ecuador es de 100% (escenario B).

Tabla VII-3 Venta total de energía con Escenario B

Año	Demanda Energía Anual GWh			Costo Marginal Promedio Anual US\$/MWh			Ventas de Energía US\$			
	Colombia	Ecuador	Perú	Colombia	Ecuador	Perú	Colombia	Ecuador	Perú	
2019	71,271.90	28,212.50	49,002.00	11.52	13.95	3.96	770,452,222	352,445,001	176,779,829	
2020	74,765.80	29,595.90	51,404.40	12.53	12.61	5.17	785,597,339	272,984,202	207,220,170	
2021	78,475.50	31,064.50	53,955.20	13.96	14.05	5.50	819,051,568	286,464,931	207,843,421	
2022	82,389.20	32,613.60	56,645.60	17.10	18.11	5.81	948,003,465	354,282,438	207,273,163	
2023	85,815.70	33,970.00	59,001.20	12.01	12.05	5.73	614,158,074	222,667,798	193,240,045	
2024	88,726.90	35,122.20	61,002.80	24.16	23.51	7.14	1,151,574,337	398,889,774	219,204,813	
2025	91,720.10	36,307.20	63,060.80	29.60	29.48	13.47	1,289,000,048	447,855,269	378,256,945	
2026	94,283.90	37,321.50	64,823.00	36.86	36.63	18.56	1,471,660,852	512,176,298	474,228,529	
2027	96,889.50	38,353.60	66,615.20	43.14	42.93	17.32	1,582,728,938	563,994,227	415,661,070	
2028	99,593.70	39,423.50	68,474.20	59.73	56.46	31.65	2,021,250,100	705,088,496	711,336,432	
							TOTAL	11,453,476,942	4,116,848,435	3,191,044,417

Fuente: Anexo XV

Las tablas presentadas a continuación muestran la demanda proyectada del 2019 al 2028 para los países de Perú, Ecuador y Colombia con tasas de crecimiento del 2%, 4%. También se muestra el promedio anual, de los costos marginales calculados por el SDDP y las ventas de energía para cada escenario analizado. El SDDP calcula los costos marginales tomando como datos de entrada la demanda y oferta proyectada.

La demanda proyectada considera la potencia que será consumida por los clientes libres y regulados, la oferta se considera como la potencia instalada de todas las centrales de generación. Con esta información el SDDP realiza la optimización del despacho y entrega como resultado los costos marginales por mes.

Una severa limitación a tener en cuenta del SDDP es que considera escenarios de reducción sostenida de oferta manteniendo demandas inelásticas. La consecuencia de ello es que los valores de ventas de energía aumentan considerablemente con respecto al valor de ventas que se obtendría si se considera la elasticidad de la demanda para escenarios críticos. Las tablas VII-2 y VII-3 muestran lo expresado anteriormente donde se observa que las ventas de energía en escenarios de congestión aumentan aproximadamente al doble de su valor con respecto a las ventas de energía de los escenarios base, es decir el escenario A con los escenarios 1, 4, 7 (ver tablas VII-2, VII-4, VII-6 y VII-8) y el escenario B con los escenarios 2 y 5 (ver tablas VII-3, VII-5 y VII-7).

El escenario número 1 mostrado en la tabla VII-4 considera un crecimiento de 2% anual de la demanda, con 0% de disponibilidad de las centrales de generación hidráulica de Ecuador. En este escenario Ecuador presenta un déficit promedio anual de 6425 GWh que representa el 18% de su demanda (43% abastecido por Perú y 57% abastecido por Colombia) durante los años de congestión.

Tabla VII-4 Venta total de energía con Escenario 1

Año	Demanda Energía Anual GWh			Costo Marginal Promedio Anual US\$/MWh			Ventas de Energía US\$		
	Colombia	Ecuador	Perú	Colombia	Ecuador	Perú	Colombia	Ecuador	Perú
2019	71,338.70	28,239.20	49,047.80	37.05	57.13	7.86	2,495,950,904	1,412,009,094	352,548,560
2020	72,765.20	28,803.80	50,028.70	36.27	36.41	8.64	2,215,575,792	788,783,672	341,866,140
2021	74,220.70	29,380.00	51,029.30	32.10	32.28	8.45	1,782,519,712	663,861,198	311,236,428
2022	75,704.90	29,967.50	52,049.90	28.06	89.71	8.30	1,474,962,183	1,275,365,609	281,221,076
2023	77,219.60	30,566.90	53,090.90	20.24	20.28	7.41	931,579,249	369,592,555	234,111,816
2024	78,763.30	31,177.90	54,152.30	25.25	87.22	8.10	1,102,783,897	1,035,558,203	227,782,125
2025	80,339.00	31,802.10	55,235.40	24.83	24.99	8.10	948,911,068	377,965,143	212,553,848
2026	81,945.10	32,437.60	56,340.30	26.58	26.63	8.37	924,343,080	366,625,839	199,766,709
2027	83,584.40	33,086.70	57,467.10	29.59	29.63	8.31	938,331,822	371,874,659	180,821,578
2028	85,256.10	33,748.20	58,616.80	41.39	95.58	9.02	1,218,451,859	914,118,285	173,869,372
						TOTAL	14,033,409,567	7,575,754,258	2,515,777,652

Fuente: Anexo V

El escenario número 2 mostrado en la tabla VII-5 considera un crecimiento de 4% anual de la demanda, con 0% de disponibilidad de las centrales de generación hidráulica de Ecuador. En este escenario Ecuador presenta un déficit promedio anual de 6912 GWh que representa el 22% de la demanda anual (62% abastecido por Perú y 38% abastecido por Colombia) durante los años de congestión.

Tabla VII-5 Venta total de energía con Escenario 2

Año	Demanda Energía Anual GWh			Costo Marginal Promedio Anual US\$/MWh			Ventas de Energía US\$			
	Colombia	Ecuador	Perú	Colombia	Ecuador	Perú	Colombia	Ecuador	Perú	
2019	71,271.90	28,212.50	49,002.00	31.52	33.95	7.96	2,111,071,776	861,500,292	356,800,719	
2020	74,765.80	29,595.90	51,404.40	32.53	32.61	9.17	2,041,259,478	709,712,093	367,818,786	
2021	78,475.50	31,064.50	53,955.20	33.96	34.05	9.50	1,995,807,294	698,423,252	358,885,192	
2022	82,389.20	32,613.60	56,645.60	41.49	95.05	9.80	2,336,333,411	1,678,574,770	347,808,009	
2023	85,815.70	33,970.00	59,001.20	32.01	32.05	9.73	1,640,006,720	598,789,771	328,309,465	
2024	88,726.90	35,122.20	61,002.80	50.89	97.14	11.13	2,465,962,508	1,503,017,324	340,625,293	
2025	91,720.10	36,307.20	63,060.80	49.60	49.48	17.47	2,163,064,622	752,663,961	490,209,420	
2026	94,283.90	37,321.50	64,823.00	56.86	56.63	22.56	2,273,888,410	792,956,597	577,184,648	
2027	96,889.50	38,353.60	66,615.20	63.14	62.93	21.32	2,318,796,546	827,898,454	511,382,492	
2028	99,593.70	39,423.50	68,474.20	79.04	120.90	37.61	2,671,388,279	1,502,600,888	844,429,962	
							TOTAL	22,017,579,045	9,926,137,402	4,523,453,985

Fuente: Anexo VI

El escenario número 4 mostrado en la tabla VII-6 considera un crecimiento de 2% anual de la demanda, con 25% de disponibilidad de las centrales de generación hidráulica de Ecuador. En este escenario Ecuador presenta un déficit promedio anual de 6369 GWh que representa el 18% de la demanda anual (43% abastecido por Perú y 57% abastecido por Colombia) durante los periodos de congestión.

Tabla VII-6 Venta total de energía con Escenario 4

Año	Demanda Energía Anual GWh			Costo Marginal Promedio Anual US\$/MWh			Ventas de Energía US\$			
	Colombia	Ecuador	Perú	Colombia	Ecuador	Perú	Colombia	Ecuador	Perú	
2019	71,338.70	28,239.20	49,047.80	37.05	57.13	7.86	2,495,950,904	1,412,009,094	352,548,560	
2020	72,765.20	28,803.80	50,028.70	36.27	36.41	8.64	2,215,575,792	788,783,672	341,866,140	
2021	74,220.70	29,380.00	51,029.30	32.10	32.28	8.45	1,782,519,712	663,861,198	311,236,428	
2022	75,704.90	29,967.50	52,049.90	28.06	89.71	8.30	1,474,962,183	1,275,365,609	281,221,076	
2023	77,219.60	30,566.90	53,090.90	20.24	20.28	7.41	931,579,249	369,592,555	234,111,816	
2024	78,763.30	31,177.90	54,152.30	24.88	87.22	8.06	1,055,143,940	1,333,039,733	229,478,890	
2025	80,339.00	31,802.10	55,235.40	24.83	24.99	8.10	948,911,068	377,965,143	212,553,848	
2026	81,945.10	32,437.60	56,340.30	26.58	26.63	8.37	924,343,080	366,625,839	199,766,709	
2027	83,584.40	33,086.70	57,467.10	29.59	29.63	8.31	938,331,822	371,874,659	180,821,578	
2028	85,256.10	33,748.20	58,616.80	41.39	95.58	9.23	1,201,859,335	1,003,385,695	177,811,058	
							TOTAL	13,969,177,086	7,962,503,198	2,521,416,103

Fuente: Anexo VIII

El escenario número 5 mostrado en la tabla VII-7 considera un crecimiento de 4% anual de la demanda, con 25% de disponibilidad de las centrales de generación hidráulica de Ecuador. En este escenario Ecuador presenta un déficit promedio anual de 6831 GWh que representa el 21% de la demanda anual (65% abastecido por Perú y 35% abastecido por Colombia) durante los periodos de congestión.

Tabla VII-7 Venta total de energía con Escenario 5

Año	Demanda Energía Anual GWh			Costo Marginal Promedio Anual US\$/MWh			Ventas de Energía US\$		
	Colombia	Ecuador	Perú	Colombia	Ecuador	Perú	Colombia	Ecuador	Perú
2019	71,271.90	28,212.50	49,002.00	31.52	33.95	7.96	2,111,071,776	861,500,292	356,800,719
2020	74,765.80	29,595.90	51,404.40	32.53	32.61	9.17	2,041,259,478	709,712,093	367,818,786
2021	78,475.50	31,064.50	53,955.20	33.96	34.05	9.50	1,995,807,294	698,423,252	358,885,192
2022	82,389.20	32,613.60	56,645.60	41.49	95.05	9.84	2,336,333,411	1,678,574,770	349,337,383
2023	85,815.70	33,970.00	59,001.20	32.01	32.05	9.73	1,640,006,720	598,789,771	328,309,465
2024	88,726.90	35,122.20	61,002.80	50.24	66.01	11.13	2,417,049,171	1,041,821,783	340,615,052
2025	91,720.10	36,307.20	63,060.80	49.60	49.48	17.47	2,163,064,622	752,663,961	490,209,420
2026	94,283.90	37,321.50	64,823.00	56.86	56.63	22.56	2,273,888,410	792,956,597	577,184,648
2027	96,889.50	38,353.60	66,615.20	63.14	62.93	21.32	2,318,796,546	827,898,454	511,382,492
2028	99,593.70	39,423.50	68,474.20	112.84	120.90	38.90	3,860,879,955	1,502,600,888	873,377,551
				TOTAL			23,158,157,384	9,464,941,860	4,553,920,706

Fuente: Anexo IX

El escenario número 7 mostrado en la tabla VII-8 considera un crecimiento de 2% anual de la demanda, con 50% de disponibilidad de las centrales de generación hidráulica de Ecuador. En este escenario Ecuador presenta un déficit promedio anual de 5272 GWh que representa el 17% de la demanda anual (54% abastecido por Perú y 46% abastecido por Colombia) durante los periodos de congestión.

Tabla VII-8 Venta total de energía con Escenario 7

Año	Demanda Energía Anual GWh			Costo Marginal Promedio Anual US\$/MWh			Ventas de Energía US\$		
	Colombia	Ecuador	Perú	Colombia	Ecuador	Perú	Colombia	Ecuador	Perú
2019	71,338.70	28,239.20	49,047.80	37.05	57.13	7.86	2,495,950,904	1,412,009,094	352,548,560
2020	72,765.20	28,803.80	50,028.70	36.27	36.41	8.64	2,215,575,792	788,783,672	341,866,140
2021	74,220.70	29,380.00	51,029.30	32.10	51.54	8.45	1,782,519,712	1,011,611,612	311,236,428
2022	75,704.90	29,967.50	52,049.90	26.24	26.71	8.04	1,328,590,303	535,573,552	279,280,638
2023	77,219.60	30,566.90	53,090.90	20.24	20.28	7.41	931,579,249	369,592,555	234,111,816
2024	78,763.30	31,177.90	54,152.30	22.45	22.52	7.61	942,122,668	374,132,897	219,158,831
2025	80,339.00	31,802.10	55,235.40	24.83	24.99	8.10	948,911,068	377,965,143	212,553,848
2026	81,945.10	32,437.60	56,340.30	26.58	26.63	8.37	924,343,080	366,625,839	199,766,709
2027	83,584.40	33,086.70	57,467.10	29.59	29.63	8.31	938,331,822	371,874,659	180,821,578
2028	85,256.10	33,748.20	58,616.80	35.08	51.80	9.12	1,012,309,516	569,937,773	178,900,023
				TOTAL			13,520,234,115	6,178,106,797	2,510,244,571

Fuente: Anexo XI

La proporción entre las rentas por congestión y las ventas de energía proyectadas totales de los tres países se muestran resumidamente en la tabla VII-9. Con estas rentas obtenidas, en el numeral 7.2 se calcularán el porcentaje de repartición para cada país empleando la teoría de juegos cooperativos.

Tabla VII-9 Proporción que representan las rentas por congestión respecto a las ventas de energía

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 4	Escenario 5	Escenario 7
Venta de energía (US\$)	24,124,941,478	36,467,170,432	24,453,096,387	37,177,019,950	22,208,585,483
Renta congestión (US\$)	1,295,657,409	1,206,447,900	959,723,964	1,073,327,193	267,836,416
Relación Renta/Venta (US\$)	5.4%	3.3%	3.9%	2.9%	1.2%

Fuente y elaboración propia.

Se observa que la renta por congestión representa menos del 10% de las ventas totales de energía en todos los escenarios. El escenario con mayor proporción de las rentas de congestión es el escenario 1, el que considera el 2% de crecimiento anual de demanda y 0% de disponibilidad de generación hidráulica en Ecuador, esto se debe a que al tener menor disponibilidad de energía hidráulica el costo marginal se eleva y también la transferencia de energía entre Ecuador – Perú y Ecuador – Colombia congestionando los enlaces internacionales, elevando de esa manera las rentas por congestión. El escenario 7 es el que presenta menor proporción de las rentas de congestión respecto a las ventas de energía, la menor proporción se debe a la mayor disponibilidad de energía de las centrales hidráulicas de Ecuador, ya que este escenario considera 50% de la disponibilidad, al tener mayor disponibilidad de energía hidráulica el flujo de potencia o las transferencias por las interconexiones es menor que en el escenario 1, se observa también que la relación rentas/ventas de energía serían próximos a 1% para escenarios donde el porcentaje de disponibilidad de las hidroeléctricas son mayores al 50% (escenario 7). También de los escenarios 2 y 5 se observa la tendencia decreciente de la relación rentas/ventas de energía, estimándose cercano al 1% para porcentajes de disponibilidad de hidroeléctricas menor al 50%.

De las tablas VII-4, VII-5, VII-6, VII-7 y VII-8 (considerando la demanda inelástica debido a los contratos PPA's), se observa que las ventas de energía de Ecuador son mayores que las ventas de energía de Perú, esto es debido a la indisponibilidad de las hidroeléctricas de Ecuador, que eleva los costos marginales por uso de generación térmica para abastecer su demanda.

7.2. Resultados de repartición de rentas congestión por cada criterio analizado

Los escenarios simulados para el cálculo de la renta de congestión se muestran en la tabla VII-1.

Tal como se explicó en el capítulo VI, los escenarios A, B y C representan los casos base cuando los sistemas operan coordinadamente. Por tanto, los escenarios analizados corresponden desde el 1 hasta el 9, donde las variables son el porcentaje de crecimiento de la demanda y el porcentaje de disponibilidad de las hidroeléctricas en Ecuador.

Los resultados de las rentas de congestión obtenidos para cada escenario según la tabla VII-1, se resume en la tabla VII-10.

Tabla VII-10 Rentas de congestión obtenidas en cada escenario para cada coalición o alianza bimodal/trinodal

2% DEMANDA	COALICIÓN (V)						
DISP	V(C-E-P)	V(C-E)	V(E-P)	V(C-P)	V (C)	V (E)	V(P)
0%	\$1,295,657,409.16	\$640,156,424.64	\$922,968,386.83	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
25%	\$959,723,963.81	\$640,156,424.64	\$922,558,511.88	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
50%	\$267,836,415.52	\$23,775,048.62	\$223,187,815.47	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00

4% DEMANDA	COALICIÓN (V)						
DISP	V(C-E-P)	V(C-E)	V(E-P)	V(C-P)	V (C)	V (E)	V(P)
0%	\$1,206,447,900.11	\$246,101,484.42	\$694,438,108.41	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
25%	\$1,073,327,193.07	\$491,615,060.75	\$623,540,041.59	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
50%	\$1,238,211,934.97	\$53,919,540.84	\$1,878,575,989.24	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00

6% DEMANDA	COALICIÓN (v)						
DISP	V(C-E-P)	V(C-E)	V(E-P)	V(C-P)	V (C)	V (E)	V(P)
0%	\$1,963,731,598.85	\$17,152,876.36	\$2,510,023,948.91	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
25%	\$2,048,651,996.73	\$154,323,214.09	\$2,511,559,996.65	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
50%	\$1,867,180,661.79	\$17,152,876.36	\$2,508,243,906.48	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00

Fuente y elaboración propia.

Se observa que, para los escenarios donde la demanda es 6% (escenarios 3, 6 y 9), y un porcentaje de crecimiento de la demanda de 4% con disponibilidad de hidroeléctricas igual a 50% (escenario 8), los valores característicos V(S) no cumplen con la condición de superaditividad; por lo tanto, dichos escenarios son inestables para formar una alianza trilateral, debido a que se obtienen mayores rentas de congestión en

la alianza binodal, es decir la coalición Ecuador – Perú (EP). De igual manera ocurre para el escenario 8.

La tabla VII-11 muestra resumidamente los resultados del porcentaje de rentas de congestión para cada país donde C es Colombia, E es Ecuador y P es Perú empleando diferentes criterios de repartición, es preciso mencionar que las celdas donde se observa 0% son los escenarios donde la coalición trilateral no es estable (escenarios 3, 6, 8 y 9) debido a que no cumplen los criterios de superaditividad y de juego esencial.

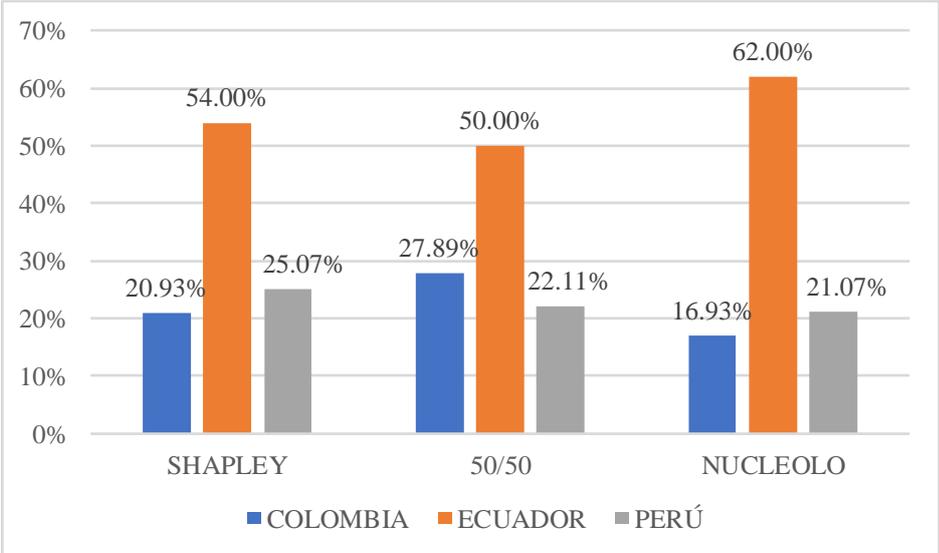
Tabla VII-11 Distribución de las rentas de congestión para cada escenario empleando diferentes criterios de repartición

2% CRECIMIENTO DE LA DEMANDA									
DISP	0%			25%			50%		
PAIS	SHAPLEY	50/50	NUCLEOLO	SHAPLEY	50/50	NUCLEOLO	SHAPLEY	50/50	NUCLEOLO
C	20.93%	27.89%	16.93%	18.95%	23.47%	14.08%	7.04%	4.44%	8.34%
E	54.00%	50.00%	62.00%	54.87%	50.00%	64.61%	48.70%	50.00%	46.10%
P	25.07%	22.11%	21.07%	26.18%	26.53%	21.31%	44.26%	45.56%	45.56%
4% CRECIMIENTO DE LA DEMANDA									
DISP	0%			25%			50%		
PAIS	SHAPLEY	50/50	NUCLEOLO	SHAPLEY	50/50	NUCLEOLO	SHAPLEY	50/50	NUCLEOLO
C	18.53%	16.81%	19.39%	20.85%	9.85%	17.73%	0.00%	0.89%	0.00%
E	49.14%	50.00%	47.42%	53.12%	50.00%	59.36%	0.00%	50.00%	0.00%
P	32.33%	33.19%	33.19%	26.03%	40.15%	22.91%	0.00%	49.11%	0.00%
6% CRECIMIENTO DE LA DEMANDA									
DISP	0%			25%			50%		
PAIS	SHAPLEY	50/50	NUCLEOLO	SHAPLEY	50/50	NUCLEOLO	SHAPLEY	50/50	NUCLEOLO
C	0.00%	0.19%	0.00%	0.00%	0.20%	0.00%	0.00%	0.29%	0.00%
E	0.00%	50.00%	0.00%	0.00%	50.00%	0.00%	0.00%	50.00%	0.00%
P	0.00%	49.81%	0.00%	0.00%	49.80%	0.00%	0.00%	49.71%	0.00%

Fuente y elaboración propia.

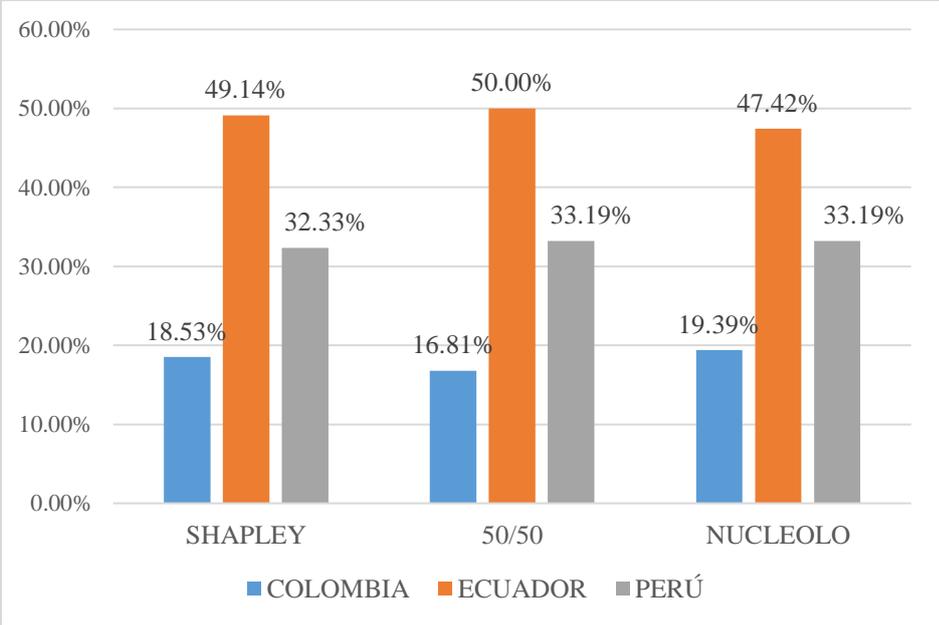
En las imágenes VII-1, VII-2, VII-3, VII-4 y VII-5 se muestra la distribución de rentas de congestión empleando el criterio 50/50, Shapley y Nucléolo para los escenarios donde la alianza trilateral es estable: Escenarios 1, 2, 4, 5 y 7.

Imagen VII-1 Escenario 1-Distribución de rentas de congestión



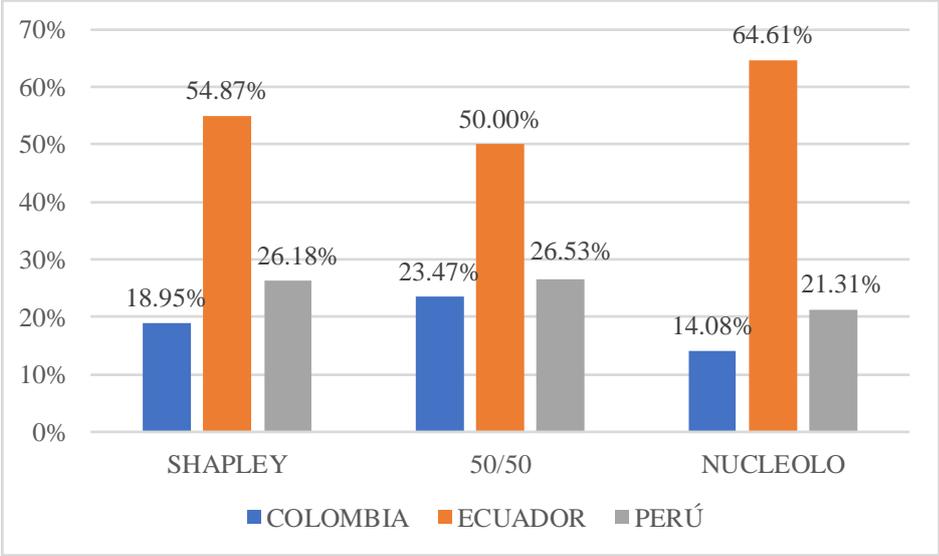
Fuente y elaboración propia.

Imagen VII-2 Escenario 2-Distribución de rentas de congestión



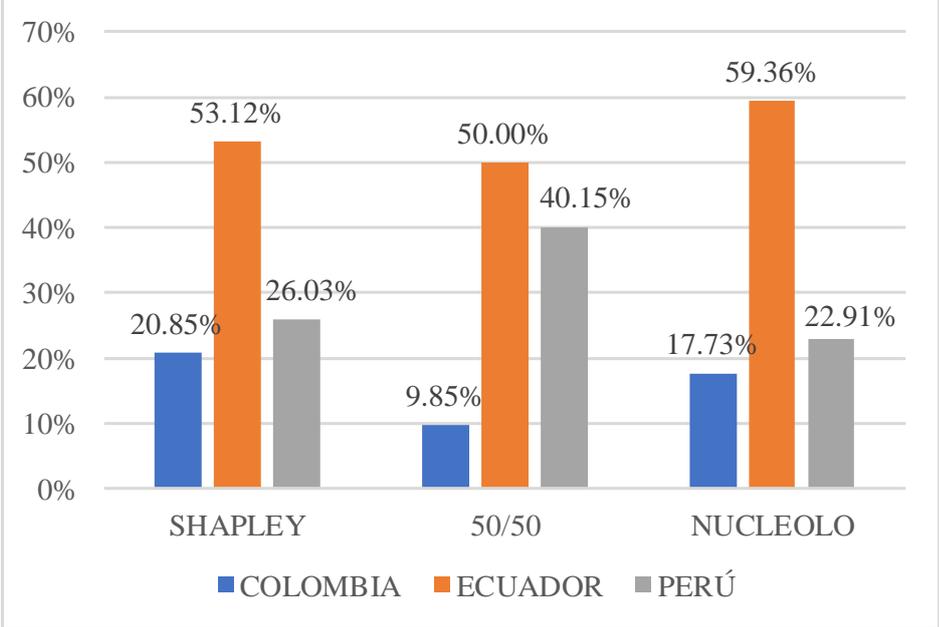
Fuente y elaboración propia.

Imagen VII-3 Escenario 4-Distribución de rentas de congestión



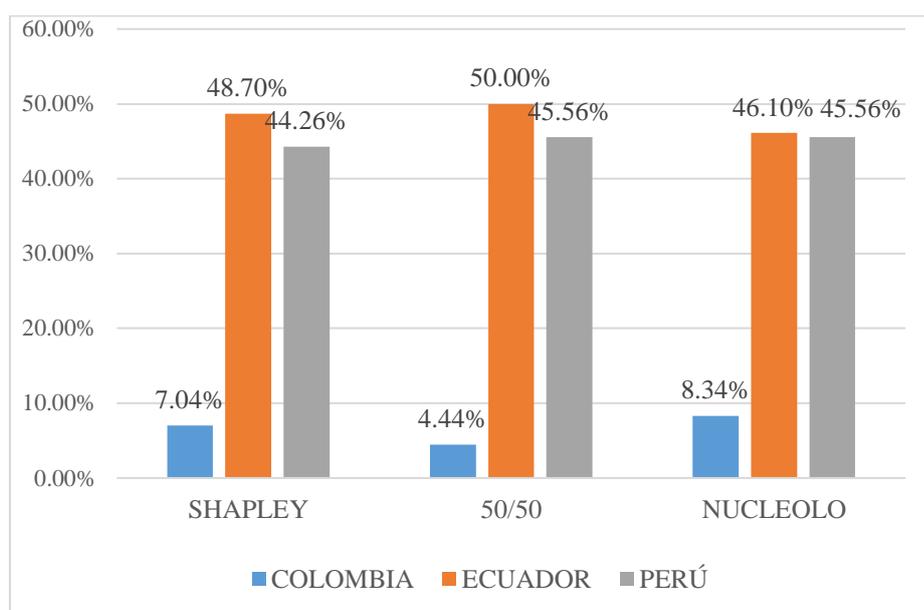
Fuente y elaboración propia.

Imagen VII-4 Escenario 5-Distribución de rentas de congestión



Fuente y elaboración propia.

Imagen VII-5 Escenario 7-Distribución de rentas de congestión



Fuente y elaboración propia.

De la tabla VII-10 se observa que, para un crecimiento de 6% en la demanda, formar la interconexión entre los tres países es inestable puesto que la interconexión bilateral Ecuador-Perú genera más rentas de congestión durante todo el periodo analizado; sin embargo, es preciso mencionar que dichos resultados se deben a una proyección de capacidad de enlace de 500 MW entre Perú y Ecuador y de 800 MW entre Ecuador y Colombia, ya que dichos resultados serían diferentes con una proyección más elevada en la capacidad de enlace entre Perú y Ecuador y como consecuencia se volvería estable la interconexión entre los 3 países.

Por último, se observa que, con ambos métodos de solución de juegos cooperativos: Nucléolo y Shapley, se obtienen valores similares de asignación de las rentas de congestión. Esto es debido a que, de acuerdo con los conceptos de juegos cooperativos donde se tiene en cuenta conceptos de equidad, la solución de ambos métodos está dentro de la frontera denominada núcleo del juego.

7.3. Análisis de sensibilidad

Con los resultados de los escenarios obtenidos en el acápite anterior se ha realizado un análisis de sensibilidad de los porcentajes de repartición de rentas de congestión para Colombia, Ecuador y Perú. Se han realizado 10,000 iteraciones, donde los supuestos de entrada considerados son:

- Variación del porcentaje de crecimiento de la demanda (1% hasta 7%) con un valor medio de 4%
- La variación del % de disponibilidad de las hidroeléctricas de Ecuador (0% hasta 100%) con un valor medio de 50%.

Así mismo, los parámetros de salida obtenidos son:

- El porcentaje de rentas de congestión asignado a cada país: %C, % E, %P.

Cabe mencionar que el análisis de sensibilidad se ha realizado a los escenarios donde es estable la formación de la alianza trilateral (escenarios 1, 2, 4, 5 y 7), además se ha realizado las corridas con los supuestos de entrada por separado para visualizar la variación sobre el porcentaje de asignación de rentas de cada país.

Las gráficas., resultado de la simulación con un índice de confianza de 90% para cada uno de los supuestos de entrada mencionados arriba, se muestran en los anexos XXXVI, XXXVII y XXXVIII.

A continuación, en las tablas VII-12, VII-13 y VII-14, se resumen los parámetros estadísticos de los resultados obtenidos empleando el software Risk simulator².

² Risk Simulator es un potente add-in de Excel utilizado para la simulación, predicción, análisis estadístico y optimización de los actuales modelos de hoja de cálculo Excel. Incluye simulación de Monte Carlo, optimización, herramientas estadísticas y de análisis, y predicciones de series temporales y cross-sectional.

Tabla VII-12 Resumen de resultados del análisis de sensibilidad-2% de crecimiento de demanda y disponibilidad variable.

VARIABLE ESTADÍSTICA	DISP	2% CRECIMIENTO DE LA DEMANDA		
		%C	%E	%P
Mínimo	1%	0%	44.2%	23.8%
Máximo	100%	22.0%	55.9%	52.9%
Media	50.0%	9.8%	49.3%	41.0%
Desviación est	20%	4.6%	3.9%	8.4%
Varianza	0.0416702	0.00213884	0.0014995	0.007047237
Asimetría	1.40444E-05	0.1986918	0.2828219	-0.2849739
Curtosis	2.400229	2.437792	1.723475	1.954972

Fuente y elaboración propia.

De la tabla VII-12, se observa que con un 90% el valor esperado del porcentaje de asignaciones es de 9.8%, 49.3% y 41% para Colombia, Ecuador y Perú respectivamente.

Tabla VII-13 Resumen de resultados del análisis de sensibilidad-0% disponibilidad de hidroeléctricas de Ecuador y demanda variable.

VARIABLE ESTADÍSTICA	DEMAND	0% DISPONIBILIDAD DE HIDROELÉCTRICAS		
		%C	%E	%P
Mínimo	1%	15%	42.6%	21.2%
Máximo	7%	22.3%	56.6%	42.0%
Media	4.0%	18.5%	49.2%	32.3%
Desviación est	1%	1.4%	2.9%	4.3%
Varianza	0.000150017	0.00020182	0.00082973	0.00184992
Asimetría	-1.05117E-05	0.160869	0.1229998	-0.1355059
Curtosis	2.40032	2.432578	2.419179	2.423302

Fuente y elaboración propia.

En la tabla VII-13, se observa que con un 90% el valor esperado del porcentaje de asignaciones es de 18.5%, 49.2% y 32.3% para Colombia, Ecuador y Perú respectivamente.

Tabla VII-14 Resumen de resultados del análisis de sensibilidad-25% disponibilidad de hidroeléctricas de Ecuador y demanda variable.

VARIABLE ESTADÍSTICA	DEMAND	25% DISPONIBILIDAD DE HIDROELÉCTRICAS		
		%C	%E	%P
Mínimo	1%	18%	50.4%	25.9%
Máximo	7%	23.8%	55.9%	26.2%
Media	4.0%	20.8%	53.0%	26.1%
Desviación est	1%	1.2%	1.1%	0.1%
Varianza	0.000150016	0.00013235	0.00012651	3.30557E-07
Asimetría	-2.89539E-05	0.1160976	0.04455998	-1.749774
Curtosis	2.400403	2.417188	2.402884	5.983871

Fuente y elaboración propia.

De la tabla VII-14, se observa que con un 90% el valor esperado del porcentaje de asignaciones es de 20.8%, 53% y 26.1% para Colombia, Ecuador y Perú respectivamente.

7.4. Conclusiones del capítulo

En el presente capítulo se han analizado las rentas de congestión originadas por la interconexión de 3 mercados eléctricos (Perú, Ecuador y Colombia) considerando 9 escenarios. Los resultados revelan el beneficio que se obtendría si se coopera formando un mercado integrado. Un punto a tomar en cuenta es que aplicando la metodología de juegos cooperativos, el Perú no se beneficia en comparación de aplicar el criterio 50/50, pero la repartición de beneficios es más equitativa; sin embargo, Perú se puede beneficiar más en caso los agentes aumenten o se considere otro país en la integración, por ejemplo Chile; en este caso serían 4 países y Perú pasaría a ser uno de los países intermedios obteniendo mayores beneficios, no obstante esto va a depender de las capacidades de las líneas en los enlaces internacionales, puesto que a mayor capacidad de la línea mayores rentas de congestión.

Así mismo se observa que, para los escenarios donde la demanda es 6% (escenarios 3, 6 y 9), y un porcentaje de crecimiento de la demanda de 4% con disponibilidad de hidroeléctricas igual a 50% (escenario 8), los valores característicos $V(S)$ no cumplen con la condición de superaditividad; por lo tanto, dichos escenarios son inestables para

formar una alianza trilateral, debido a que se obtienen mayores rentas de congestión en la alianza binodal, es decir la coalición Ecuador – Perú (EP). De igual manera ocurre para el escenario 8.

Por lo tanto se concluye que los métodos de solución aplicando teoría de juegos cooperativos brindan resultados similares pero no iguales, esto es porque parten de conceptos diferentes, es decir el método de Shapley considera la contribución marginal de cada jugador a la coalición, sin embargo el Nucléolo analiza la máxima insatisfacción entre coaliciones minimizando la diferencia de beneficios entre todas las opciones de pago o asignación de beneficio y los beneficios obtenidos de la coalición para cada agente.

También se observa que la distribución de las rentas de congestión varía para todos los escenarios analizados. Este resultado es coherente, dado que la teoría de juegos considera las contribuciones de cada agente a la gran coalición, de manera que, si se obtienen beneficios totales diferentes, el porcentaje de distribución también es diferente.

Por otra parte, las ventas de energía que se han tomado en cuenta son el reflejo de la valorización de la demanda usando el costo marginal, lo cual no es necesariamente el monto que la demanda paga, dado que ésta se encuentra asegurada mediante precios establecidos en contratos de corto, mediano o largo plazo, tanto para el mercado regulado como para el mercado libre.

Así mismo, de la tabla VII-9 se observa que la renta por congestión representa el 5.4% de las ventas totales de energía para el escenario donde el porcentaje de disponibilidad de las hidroeléctricas de Ecuador es 0% con un crecimiento de la demanda de 2% (escenario 1), para el escenario donde el porcentaje de disponibilidad de las hidroeléctricas de Ecuador es 25% con un crecimiento de la demanda de 2% (escenario 4) representa 3.9%, mientras para el escenario donde el porcentaje de disponibilidad de las hidroeléctricas de Ecuador es 50% con un crecimiento de la demanda de 2% (escenario 7) representa solo el 1.2%, esto se debe a que al tener menor disponibilidad de energía hidráulica en el escenario 1, aumentan las transferencias de energía entre Perú – Ecuador y Colombia – Ecuador ambos en el sentido hacia Ecuador

generando congestión en los enlaces internacionales e incrementado el precio de la energía en el extremo de Ecuador y como consecuencia elevando las rentas por congestión. Por lo tanto, se concluye que por encima del 50% de disponibilidad de las hidroeléctricas el porcentaje rentas/ventas de energía son ínfimas (menos del 1%).

Adicionalmente se observa también que la renta por congestión representa el 3.9% de las ventas totales de energía para el escenario donde el porcentaje de disponibilidad de las hidroeléctricas de Ecuador es 0% con un crecimiento de la demanda de 4% (escenario 2), mientras para el escenario donde el porcentaje de disponibilidad de las hidroeléctricas de Ecuador es 25% con un crecimiento de la demanda de 4% (escenario 5) representa el 2.9%, sin embargo las ventas totales de energía son mayores para los escenarios 2 y 5 con respecto a los escenarios 1, 4 y 7, esto es razonable debido a que los escenarios 2 y 5 consideran mayor porcentaje de crecimiento de la demanda por lo que se traduce en ventas de energía al costo marginal. Así mismo, se observa la tendencia decreciente de la relación rentas/ventas de energía, concluyéndose que para escenarios por encima del 50% de disponibilidad de las hidroeléctricas el porcentaje rentas/ventas de energía continuarían disminuyendo hasta llegar a ser menor del 1%.

Finalmente, se ha realizado un análisis de sensibilidad del porcentaje de asignación de las rentas de congestión para cada país cuando varía el crecimiento de la demanda y la disponibilidad de las hidroeléctricas en Ecuador, analizando parámetros estadísticos como la media o valor esperado, los valores máximos y mínimos, así como la variabilidad de los datos o desviación estándar considerando un porcentaje de confianza de 90%. Los resultados de este análisis no son concluyentes en cuanto a las magnitudes, pero sí en cuanto a la tendencia del porcentaje de asignación de las rentas de congestión para cada país, siendo Ecuador y Perú los países más beneficiados, además se observa que una variación del porcentaje de disponibilidad de las hidroeléctricas en Ecuador genera una ligera variación del porcentaje de rentas de congestión para cada país, lo mismo sucede cuando se varía el porcentaje de crecimiento de la demanda.

CAPÍTULO VIII. CONCLUSIONES

- Se concluye que la integración de mercados eléctricos va a generar mercados más eficientes sin embargo siempre que exista una diferencia de precios entre las barras de inyección y barra de retiro se producirán rentas de congestión en dicho enlace.
- Se concluye que existen diferentes factores que limitan la capacidad de las líneas de transmisión como son los factores térmicos, factores de estabilidad, factores de operación, factores de flujo de potencia y factores por limitaciones de voltaje, generando rentas de congestión. Las rentas de congestión aparecen en dichas interconexiones debido a la capacidad limitada de transporte que caracterizan a las líneas de transmisión.
- Se concluye que el método de Shapley y/o el método del Núcleo pueden ser utilizados para asignar de manera equitativa las rentas de congestión; sin embargo, la elección de un método u otro va a depender de lo que se quiera lograr entre los países que forman la gran coalición, es decir si la repartición debe satisfacer el criterio de minimizar las insatisfacciones de los países integrantes se deberá emplear el Núcleo; por otro lado, si se requiere satisfacer el criterio de equidad basado en la contribución marginal de cada agente se debería emplear el método de Shapley.
- Los precios en barra, al igual que los costos marginales, se ven afectados por la indisponibilidad de la generación hidráulica en Ecuador, ya que, al reducir la disponibilidad de los grupos de generación hidráulica en Ecuador, para cubrir su demanda pondrá en operación centrales térmicas cuyo costo de operación es más elevado y al no ser suficiente la generación térmica se realizará la importación de energía de los países vecinos. Al ser la demanda a suministrar mayor a la capacidad de las líneas de interconexión, se genera las rentas de congestión por la transferencia de energía por los enlaces internacionales.

- Se concluye que la CAN establece una repartición de rentas de congestión 50/50 para interconexiones binodales, sin embargo, no dice nada acerca de la repartición de rentas de congestión entre más de dos países, siendo así útil el uso de las herramientas matemáticas empleando teoría de juegos cooperativos para la asignación equitativa.

- Se concluye que el software SDDP es confiable para modelar enlaces binodales y trinodales simplificados a largo plazo y obtener los costos marginales y las rentas de congestión generada en dichos enlaces sin embargo tiene una severa limitación debido a que considera escenarios de reducción sostenida de oferta manteniendo demandas inelásticas. La consecuencia de ello es que los valores de ventas de energía aumentan considerablemente con respecto al valor de ventas que se obtendría si se considera la elasticidad de la demanda para escenarios críticos. Las tablas VII-2 y VII-3 comparadas con las tablas VII-4, VII-5 VII-6, VII-7 y VII-8, muestran lo expresado anteriormente donde se observa que las ventas de energía en escenarios de congestión aumentan aproximadamente al doble de su valor con respecto a las ventas de energía de los escenarios base, por otra parte se observa que existen escenarios que pueden hacer que la interconexión entre Colombia, Ecuador y Perú no genere beneficios por repartición de rentas de congestión, debido a que las rentas que se generan cuando están interconectados los 3 países son menores que cuando sólo Perú y Ecuador lo están; esto se aprecia en los escenarios 3,6, 8 y 9 indicados en la tabla VII-1 y en la tabla VII-10. Sin embargo, se debe tomar en cuenta que los beneficios de la interconexión no sólo están limitados a las rentas de congestión, sino también al aprovechamiento de las complementariedades, la sostenibilidad y confiabilidad del sistema en su conjunto, el estímulo a la competencia, así como por la optimización en el uso de los recursos de cada país de manera integrada.

- Se concluye que para obtener el valor de Shapley y nucléolo de un juego que genera beneficios con el fin de repartir equitativamente entre todos los integrantes del juego dichos beneficios, pueden ser calculados rápidamente mediante los algoritmos de solución empleando el software Matlab y su librería MatTuGames evitando de esta manera cálculos analíticos extensos y minimizando las probabilidades de errores.

- Se concluye del análisis de sensibilidad considerando como supuestos de entrada la variación de la demanda y la disponibilidad de hidroeléctricas en Ecuador, la existencia de baja sensibilidad entre dichos supuestos de entrada y el % de asignación de las rentas de congestión para cada país, además se observa que Ecuador es el país que se beneficiaría más de la alianza entre Colombia, Ecuador y Perú, ya que en todos los escenarios (con un porcentaje de confianza de 90%), el valor esperado del porcentaje de repartición de las rentas de congestión está cercano al 50%; por otro lado, el valor esperado para Perú está en el rango de 32% a 40% y en el caso de Colombia alrededor de 10%. Sin embargo, dichos valores podrían verse afectados por la capacidad de la línea en el enlace internacional entre Perú - Ecuador y Ecuador - Colombia, la matriz energética de cada país y las futuras estrategias en materia de energía de los países vecinos a los que integran la alianza trilateral.

CAPÍTULO IX. RECOMENDACIONES

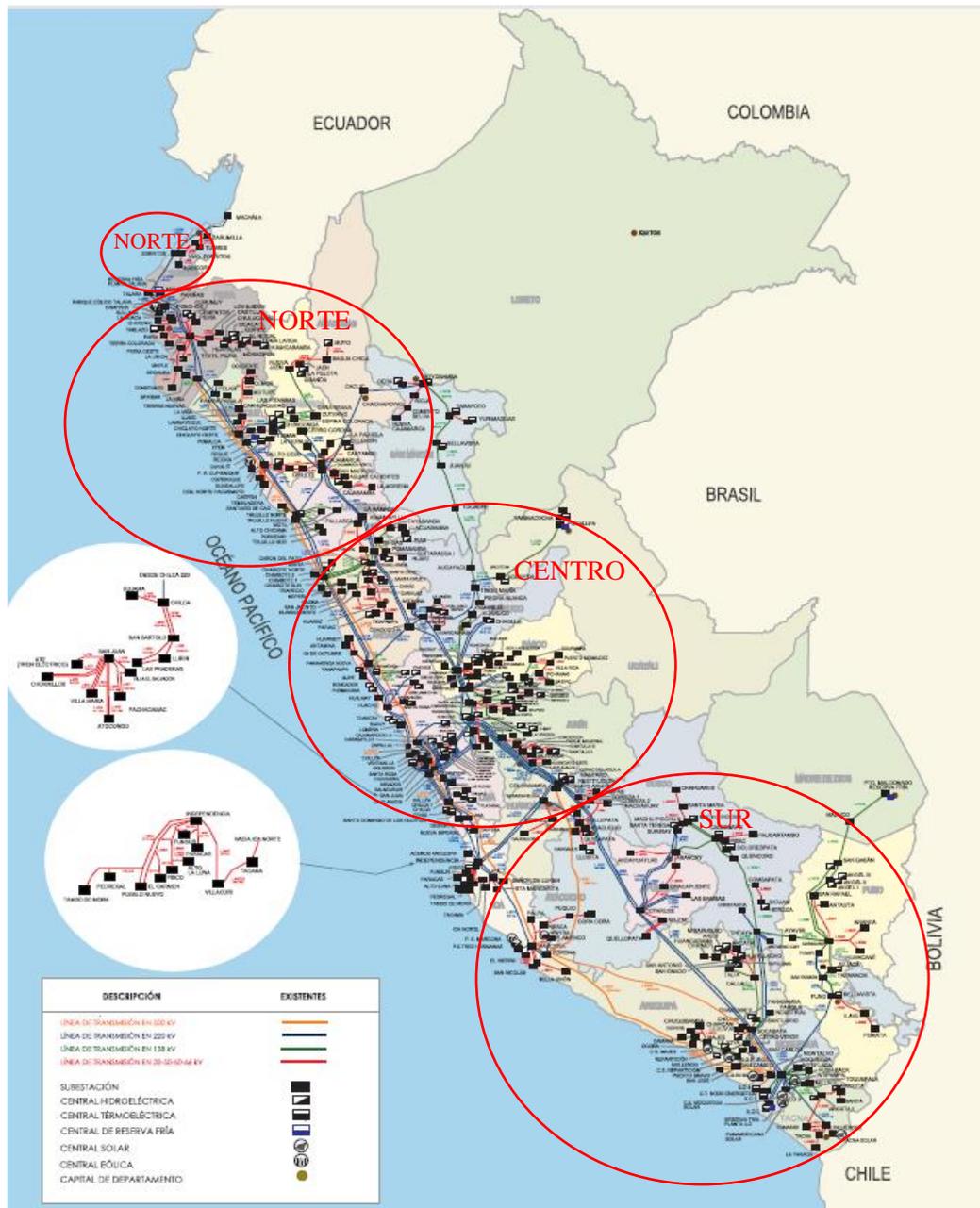
- Se sugiere continuar investigando los métodos de asignación de rentas de congestión integrando más de 3 mercados eléctricos, a fin de que la asignación pueda evaluarse y validarse con otros criterios no considerados en esta investigación.
- Los países integrantes de la CAN, e incluso todos los países de Latinoamérica, deben aunar esfuerzos para analizar con mayor detalle el comportamiento de mercados eléctricos integrados y el tratamiento de las rentas de congestión originadas por diferentes escenarios empleando la teoría de juegos cooperativos y formación de coaliciones.
- Es importante evaluar, cuando se implementen los mecanismos de contratos entre agentes, como parte de los marcos regulatorios de interconexión, los efectos de los Derechos Financieros de Transmisión (DFT), como medios de cobertura contra los riesgos de congestión, así como su impacto con relación a los métodos de asignación de rentas de congestión para las transacciones de corto plazo.

ANEXO I

REDUCCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO A 4 NODOS

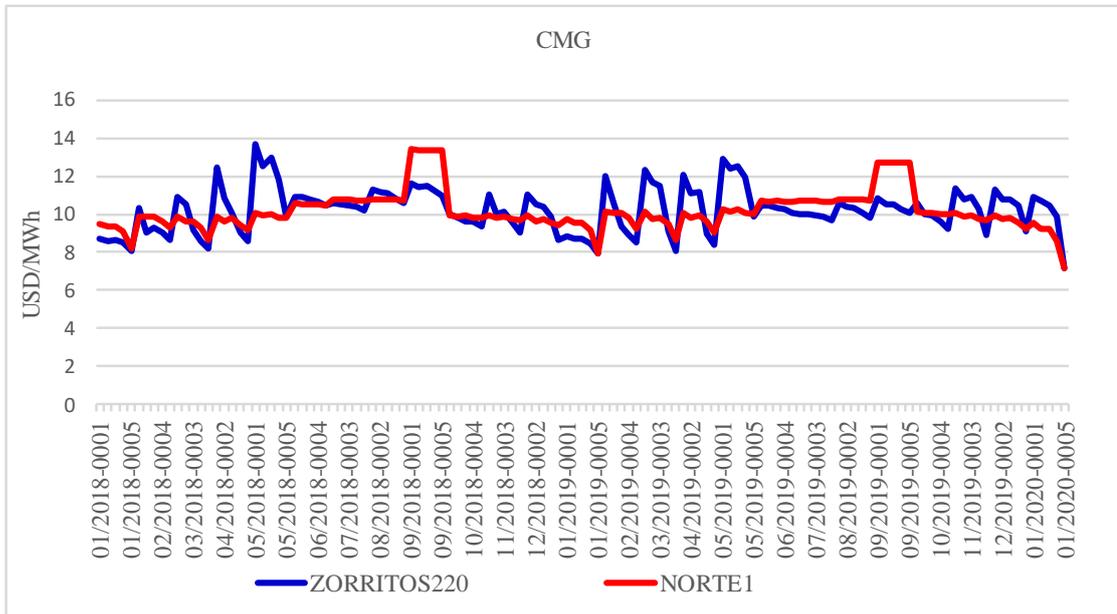
En el presente estudio se ha logrado reducir la red peruana a 4 Nodos, con el fin de demostrar que mediante esta reducción se podría simular como un nodo cada país.

Para ello, se ha tomado el Programa de Mediano Plazo del COES correspondiente al mes de setiembre 2018, y reducido este mismo a 4 nodos (Sur, Centro, Norte y Norte1), tal como se muestra en la gráfica líneas abajo. El Norte 1 está representado por la zona de Zorritos.



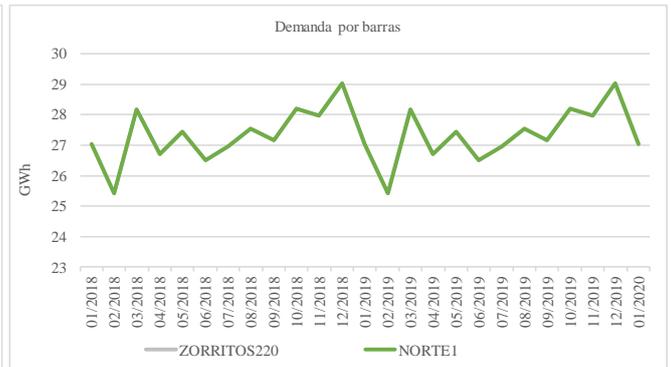
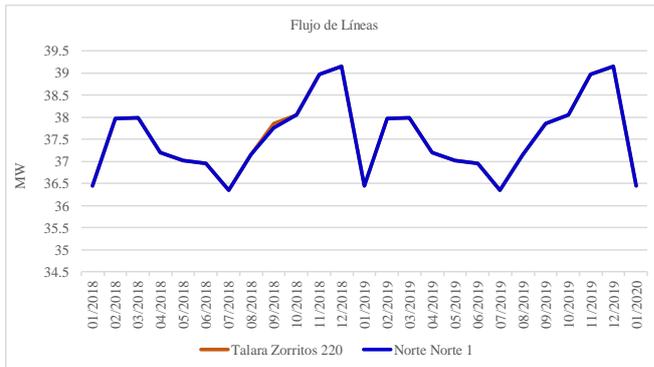
Fuente: COES-SINAC

Con ello se ha simulado mediante un programa de optimización ambas redes, tanto la red completa del COES como la red reducida, obteniendo los siguientes resultados:



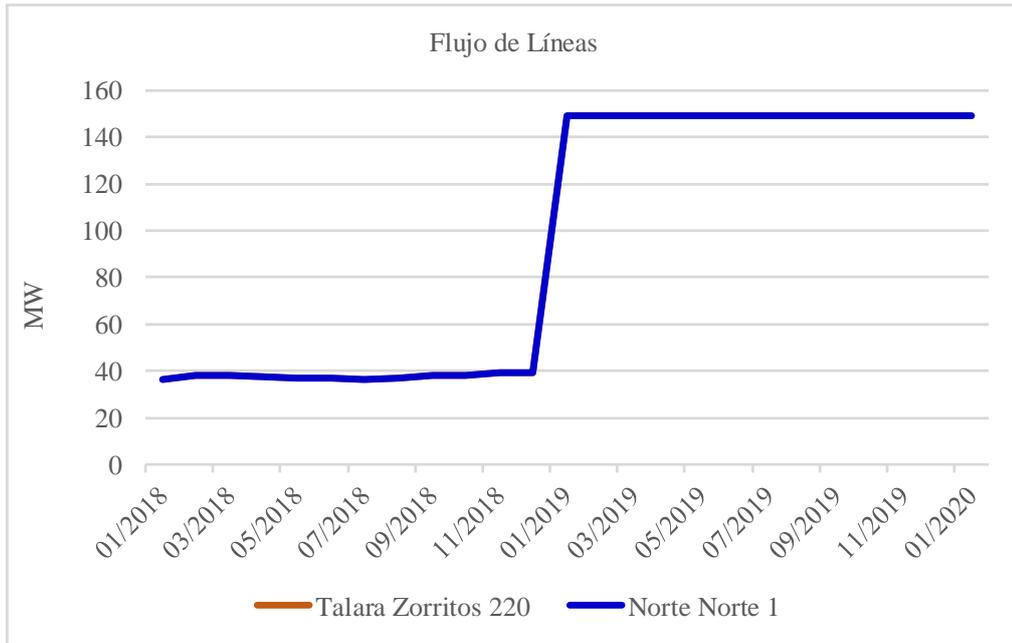
Fuente y elaboración propia.

CMG (USD/MWh)	COES	COES	3 NODOS
	TALARA220	ZORRITOS220	NORTE 1
Promedio 2018	10.23	10.23	10.20
Promedio 2019	10.23	10.23	10.23

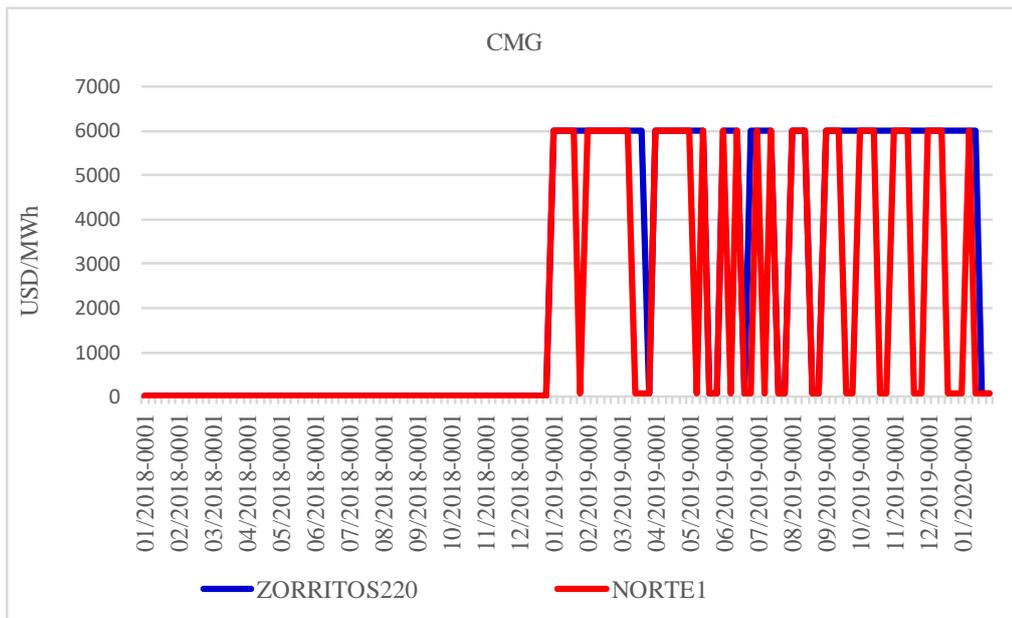


Fuente y elaboración propia.

Adicionalmente, se agregaron 120 MW de carga en ambas redes tanto en la red completa del COES como en la red reducida a 4 nodos, obteniendo los siguientes resultados:



Fuente y elaboración propia.



Fuente y elaboración propia.

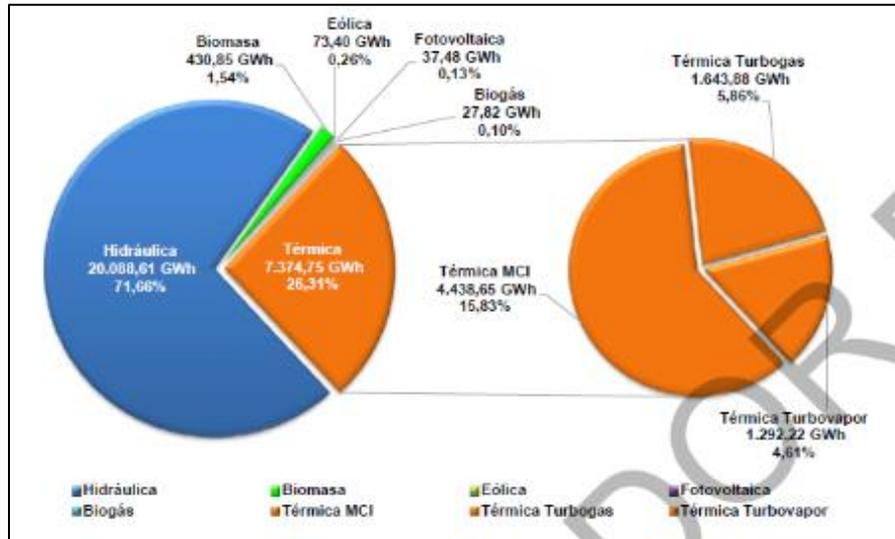
CMG (USD/MWh)	COES	COES	3 NODOS
	TALARA220	ZORRITOS220	NORTE1
Promedio 2018	9.65	9.65	9.41
Promedio 2019	11.64	5,210.23	3,729.41

Fuente y elaboración propia.

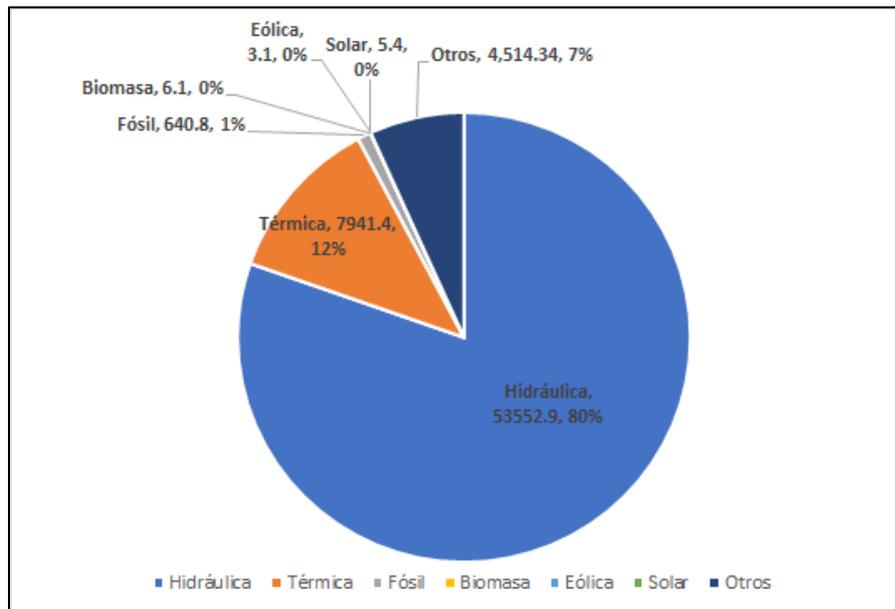
ANEXO II

DATOS DE LOS PAÍSES INVOLUCRADOS EN LA INTERCONEXIÓN

En el presente estudio se han obtenido datos de los países involucrados en la interconexión como son Ecuador y Colombia. A continuación, se muestran las matrices energéticas de ambos países:



Fuente: CENACE.



Fuente: XM Colombia

ANEXO III
PROYECCIÓN DE DEMANDA

Caso Actual	Promedio Crecimiento Global 4%									
	Energía		Energía		Energía		Energía			%
Perú	GWh	Ecuador	GWh	Colombia	GWh	Total	GWh			
2019	49,002	2019	28,213	2019	71,272	2019	148,486			
2020	51,404	2020	29,596	2020	74,766	2020	155,766	1.05		
2021	53,955	2021	31,065	2021	78,476	2021	163,495	1.05		
2022	56,646	2022	32,614	2022	82,389	2022	171,648	1.05		
2023	59,001	2023	33,970	2023	85,816	2023	178,787	1.04		
2024	61,003	2024	35,122	2024	88,727	2024	184,852	1.03		
2025	63,061	2025	36,307	2025	91,720	2025	191,088	1.03		
2026	64,823	2026	37,322	2026	94,284	2026	196,428	1.03		
2027	66,615	2027	38,354	2027	96,890	2027	201,858	1.03		
2028	68,474	2028	39,424	2028	99,594	2028	207,491	1.03		

CASOS	Promedio Crecimiento Global 6%									
	Energía		Energía		Energía		Energía			%
Perú	GWh	Ecuador	GWh	Colombia	GWh	Total	GWh			
2019	50,971	2019	29,347	2019	74,136	2019	154,454			
2020	54,030	2020	31,108	2020	78,584	2020	163,721	1.06		
2021	57,271	2021	32,974	2021	83,299	2021	173,544	1.06		
2022	60,707	2022	34,952	2022	88,297	2022	183,956	1.06		
2023	64,350	2023	37,049	2023	93,595	2023	194,994	1.06		
2024	68,211	2024	39,272	2024	99,211	2024	206,694	1.06		
2025	72,304	2025	41,628	2025	105,163	2025	219,095	1.06		
2026	76,642	2026	44,126	2026	111,473	2026	232,242	1.06		
2027	81,240	2027	46,774	2027	118,162	2027	246,177	1.06		
2028	86,115	2028	49,580	2028	125,253	2028	260,947	1.06		

CASOS	Promedio Crecimiento Global 2%									
	Energía		Energía		Energía		Energía			%
Perú	GWh	Ecuador	GWh	Colombia	GWh	Total	GWh			
2019	48,990	2019	28,110	2019	71,110	2019	148,210			
2020	50,029	2020	28,804	2020	72,765	2020	151,598	1.02		
2021	51,029	2021	29,380	2021	74,221	2021	154,630	1.02		
2022	52,050	2022	29,968	2022	75,705	2022	157,722	1.02		
2023	53,091	2023	30,567	2023	77,220	2023	160,877	1.02		
2024	54,152	2024	31,178	2024	78,763	2024	164,094	1.02		
2025	55,235	2025	31,802	2025	80,339	2025	167,377	1.02		
2026	56,340	2026	32,438	2026	81,945	2026	170,723	1.02		
2027	57,467	2027	33,087	2027	83,584	2027	174,138	1.02		
2028	58,617	2028	33,748	2028	85,256	2028	177,621	1.02		

Fuente y elaboración propia.

ANEXO IV
PROYECCIÓN DE OFERTA

MW	Perú (*)			Ecuador (**)			Colombia (***)		
	Hidráulica	Térmica	RER	Hidráulica	Térmica	RER	Hidráulica	Térmica	RER
2019	103	0	78	186	0	0	900	57	104
2020	50	0	0	0	0	0	0	0	363
2021	90	0	0	0	0	0	600	0	158
2022	10	318	0	0	0	200	600	0	35
2023	163	200	0	734	0	0	0	0	662
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0

(*) Fuente: Proyectos de inversión en el sector eléctrico - Osinergmin

(**) Fuente: Plan Maestro de Electricidad 2016-2025 - Ministerio de Electricidad y Energía Renovable de Ecuador

(***) Fuente: Plan de expansión de referencia de generación - transmisión 2017 - 2031 - Ministerio de Energía y Minas de Colombia

ANEXO V

RESULTADOS DE SIMULACIÓN – ESCENARIO 1

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
01/2019	5876.1	2326	4040	28.91	70.70	4.39	-466.83	160.00
02/2019	5525	2187.1	3798.6	35.84	44.12	7.39	-381.33	160.00
03/2019	6041.8	2391.6	4153.9	48.80	61.01	6.62	-430.92	160.00
04/2019	5852.1	2316.5	4023.5	31.27	36.31	6.61	-317.80	151.94
05/2019	6065.9	2401.2	4170.6	42.47	46.89	8.39	-279.80	160.00
06/2019	5844.8	2313.7	4018.5	30.85	51.74	8.85	-374.18	142.38
07/2019	5970.6	2363.4	4104.9	38.27	43.48	8.83	-341.04	160.00
08/2019	6063.1	2400.1	4168.7	32.78	42.33	8.90	-365.32	160.00
09/2019	5934.1	2349	4080	46.21	54.77	9.13	-350.32	160.00
10/2019	6102.9	2415.8	4195.9	40.54	75.08	8.60	-486.70	160.00
11/2019	5941.9	2352.1	4085.2	33.96	48.34	8.44	-445.02	160.00
12/2019	6120.4	2422.7	4208	34.12	108.09	8.01	-500.00	160.00
01/2020	5995.8	2373.4	4122.3	31.08	31.28	6.58	-410.44	500.00
02/2020	5635.3	2230.7	3874.5	36.30	36.45	8.43	-205.20	500.00
03/2020	6162.8	2439.5	4237.1	48.69	48.85	7.24	-303.15	500.00
04/2020	5970.4	2363.3	4104.8	29.63	29.63	7.19	-138.00	386.50
05/2020	6187.8	2449.4	4254.4	38.99	38.99	8.99	-5.37	500.00
06/2020	5962.3	2360.2	4099.4	30.00	30.00	9.05	-213.30	378.81
07/2020	6089.7	2410.6	4186.9	35.18	35.19	9.05	-114.73	500.00
08/2020	6183.1	2447.6	4251.1	31.14	31.28	9.18	-259.33	414.29
09/2020	6051.8	2395.6	4160.8	43.34	43.34	11.16	-132.27	475.96
10/2020	6223.9	2463.7	4279.2	40.94	41.16	9.09	-426.16	500.00
11/2020	6059.6	2398.7	4166.2	33.33	33.66	9.08	-375.56	500.00
12/2020	6242.7	2471.1	4292	36.08	36.52	8.65	-533.80	500.00
01/2021	6117.9	2421.7	4206.3	26.39	26.75	6.61	-547.39	416.02
02/2021	5747.7	2275.2	3951.7	31.29	31.44	8.50	-209.82	500.00
03/2021	6285.9	2488.3	4321.8	34.35	34.51	7.24	-311.91	500.00
04/2021	6090.8	2411	4187.6	26.09	26.09	5.84	-255.99	261.65
05/2021	6312.1	2498.6	4339.7	33.39	33.40	8.92	-74.01	466.10
06/2021	6082.5	2407.7	4182	27.76	27.87	9.17	-369.32	259.16
07/2021	6211.8	2458.9	4270.8	31.17	31.17	9.18	-161.30	457.81
08/2021	6305.7	2496.1	4335.4	28.72	28.93	9.18	-368.65	301.90
09/2021	6171.7	2443.1	4243.2	41.87	41.99	10.90	-292.43	360.12
10/2021	6347.5	2512.6	4364.2	37.71	37.92	8.92	-455.59	500.00
11/2021	6180	2446.3	4248.9	32.78	33.13	8.68	-379.78	500.00
12/2021	6367.1	2520.5	4377.7	33.28	33.71	8.17	-548.09	500.00
01/2022	6242.4	2471	4291.9	26.74	220.00	6.53	-800.00	500.00
02/2022	5862.2	2320.5	4030.5	34.14	220.00	8.28	-800.00	500.00
03/2022	6411.5	2538	4408.1	35.05	220.00	7.17	-800.00	500.00
04/2022	6213.8	2459.7	4272.2	30.87	220.00	7.09	-800.00	500.00

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
05/2022	6438.7	2548.7	4426.8	29.09	29.09	8.59	-245.74	309.25
06/2022	6204.8	2456.1	4266	18.80	18.92	8.81	-539.21	125.00
07/2022	6336.4	2508.2	4356.5	27.60	27.60	8.76	-297.29	290.75
08/2022	6430.7	2545.7	4421.4	22.46	22.58	8.90	-556.71	125.00
09/2022	6294.1	2491.5	4327.4	24.64	24.75	10.64	-477.76	174.40
10/2022	6473.5	2562.5	4450.8	32.26	32.65	8.90	-453.30	496.01
11/2022	6302.5	2494.8	4333.2	27.59	27.89	8.83	-519.68	335.34
12/2022	6494.3	2570.8	4465.1	27.65	28.24	7.05	-622.26	402.37
01/2023	6368.8	2521.1	4378.7	17.50	17.62	5.18	-548.77	125.00
02/2023	5979.2	2366.9	4110.9	22.06	22.13	5.62	-242.57	168.92
03/2023	6540	2588.8	4496.5	21.75	21.84	5.53	-351.48	176.94
04/2023	6338.8	2509.2	4358.1	14.46	14.46	5.30	-80.93	125.00
05/2023	6567.8	2599.9	4515.7	22.01	22.01	7.39	-77.69	125.00
06/2023	6329.4	2505.5	4351.7	15.30	15.30	8.87	-140.63	125.00
07/2023	6463	2558.3	4443.5	19.47	19.47	8.78	-127.43	125.00
08/2023	6558.6	2596.1	4509.2	17.15	17.15	8.90	-155.85	125.00
09/2023	6419.3	2541.1	4413.5	16.73	16.73	10.51	-128.93	124.13
10/2023	6602.6	2613.5	4539.4	28.61	28.62	8.68	-289.97	320.01
11/2023	6428.1	2544.4	4419.4	23.90	24.00	7.38	-387.25	151.22
12/2023	6624	2622.1	4554.3	23.50	23.66	6.62	-516.92	233.00
01/2024	6496.8	2571.7	4466.8	21.79	220.00	6.58	-800.00	500.00
02/2024	6098.8	2414.2	4193.2	34.14	220.00	8.29	-800.00	500.00
03/2024	6671	2640.7	4586.5	35.02	220.00	7.24	-800.00	500.00
04/2024	6465.8	2559.4	4445.5	30.87	220.00	7.17	-800.00	500.00
05/2024	6699.3	2651.9	4606	25.46	25.46	7.39	-92.77	155.15
06/2024	6455.9	2555.5	4438.5	15.51	15.58	8.86	-214.21	125.00
07/2024	6591.9	2609.4	4532.2	24.59	24.59	8.94	-173.81	128.85
08/2024	6689.1	2647.9	4598.9	17.17	17.24	9.10	-252.85	125.00
09/2024	6547.4	2591.7	4501.5	19.15	19.20	10.77	-198.62	125.00
10/2024	6734.3	2665.7	4630	30.14	30.16	8.69	-323.01	355.79
11/2024	6556.2	2595.2	4507.6	24.30	24.41	7.38	-403.14	185.10
12/2024	6756.8	2674.6	4645.6	25.24	25.39	6.77	-528.95	266.86
01/2025	6627.3	2623.3	4556.4	20.65	21.56	5.37	-631.68	159.79
02/2025	6220.8	2462.5	4277	26.62	26.69	7.50	-237.95	268.34
03/2025	6805	2693.7	4678.7	27.79	27.88	7.29	-329.22	274.10
04/2025	6595.6	2610.9	4534.7	19.60	19.61	5.85	-177.33	125.00
05/2025	6833.5	2705.1	4698.2	29.07	29.07	8.58	-75.35	219.47
06/2025	6585	2606.7	4527.3	15.94	16.02	9.60	-270.22	125.00
07/2025	6723	2661.3	4622.3	27.54	27.54	8.87	-134.29	192.07
08/2025	6822.3	2700.6	4690.5	21.43	21.52	8.97	-295.87	125.00
09/2025	6677.9	2643.4	4591.3	21.61	21.67	10.65	-257.92	125.00
10/2025	6868.9	2719	4722.6	32.11	32.38	8.76	-308.00	420.13
11/2025	6687.3	2647.2	4597.7	27.27	27.37	8.49	-363.04	248.95

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
12/2025	6892.4	2728.4	4738.7	27.86	28.01	7.20	-489.97	331.80
01/2026	6759.7	2675.8	4647.5	22.66	22.80	5.60	-564.43	176.22
02/2026	6345.1	2511.7	4362.5	26.70	26.70	6.97	-145.76	293.90
03/2026	6941.9	2747.9	4772.8	28.45	28.45	7.32	-230.59	291.06
04/2026	6727.6	2663.1	4625.5	21.60	21.60	6.74	-126.80	125.00
05/2026	6970.5	2759.3	4792.5	28.85	28.85	8.26	-7.48	243.19
06/2026	6716.1	2658.5	4617.6	16.27	16.34	10.48	-228.70	124.61
07/2026	6856.4	2714.1	4714	27.65	27.65	8.98	-65.91	216.59
08/2026	6958.2	2754.4	4784	22.49	22.57	8.99	-252.85	125.00
09/2026	6811.1	2696.1	4682.9	33.98	34.05	10.72	-216.45	125.00
10/2026	7006.6	2773.5	4817.3	32.39	32.64	9.01	-234.43	440.97
11/2026	6821	2700.1	4689.6	27.89	27.89	8.80	-256.69	266.24
12/2026	7030.9	2783.1	4834.1	29.53	29.55	8.40	-388.48	354.27
01/2027	6894.9	2729.3	4740.4	25.72	25.87	6.61	-535.71	218.58
02/2027	6472.3	2562.1	4449.9	28.04	28.04	7.34	-111.13	341.64
03/2027	7081.7	2803.3	4869	41.59	41.59	7.24	-204.31	339.12
04/2027	6862.3	2716.4	4718.1	22.21	22.21	6.65	-158.63	125.00
05/2027	7110.3	2814.6	4888.6	30.52	30.52	8.26	-5.00	290.95
06/2027	6850.1	2711.5	4709.6	18.93	19.02	8.84	-277.16	125.00
07/2027	6992.3	2767.9	4807.5	28.08	28.08	9.02	-39.69	262.95
08/2027	7096.9	2809.3	4879.3	24.13	24.13	9.11	-273.97	125.00
09/2027	6946.9	2749.9	4776.2	40.31	40.31	10.81	-201.80	150.08
10/2027	7146.9	2829.1	4913.7	34.81	34.95	8.95	-190.88	488.32
11/2027	6957.5	2754.1	4783.6	29.34	29.35	8.69	-253.07	312.05
12/2027	7172.3	2839.2	4931.2	30.74	30.76	8.08	-386.60	401.88
01/2028	7032.7	2783.8	4835.2	35.70	220.00	8.21	-800.00	500.00
02/2028	6601.7	2613.3	4539	72.65	220.00	7.84	-799.91	500.00
03/2028	7224.5	2859.8	4967.1	63.36	220.00	7.73	-789.92	500.00
04/2028	6999.8	2770.9	4812.6	46.24	220.00	7.66	-800.00	500.00
05/2028	7253.1	2871	4986.7	33.86	33.86	9.10	99.30	370.00
06/2028	6986.5	2765.5	4803.4	26.71	26.71	10.86	-217.26	135.75
07/2028	7131	2822.7	4902.9	31.14	31.14	9.18	38.32	341.74
08/2028	7238.1	2865.2	4976.5	28.40	28.40	9.17	-195.83	169.91
09/2028	7085.5	2804.9	4871.6	42.67	42.67	10.87	-74.99	230.99
10/2028	7290.2	2885.8	5012.2	41.66	41.80	9.17	-138.65	500.00
11/2028	7096.7	2809.2	4879.3	31.31	31.32	9.24	-177.53	395.55
12/2028	7316.3	2896.1	5030.3	44.96	45.24	9.13	-295.89	482.54

Fuente y elaboración propia.

ANEXO VI

RESULTADOS DE SIMULACIÓN – ESCENARIO 2

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
01/2019	5870.4	2323.8	4036.2	28.91	34.10	4.72	-463.33	160.00
02/2019	5520	2185	3795.1	31.73	32.94	7.39	-287.96	160.00
03/2019	6036.1	2389.4	4150.1	33.37	36.10	6.58	-356.88	160.00
04/2019	5846.7	2314.4	4019.8	26.58	26.96	6.61	-223.99	148.59
05/2019	6060.3	2398.9	4166.7	34.29	34.65	8.66	-218.20	160.00
06/2019	5839.3	2311.5	4014.8	28.95	29.53	8.85	-336.52	138.94
07/2019	5964.9	2361.1	4101.1	32.26	32.65	8.83	-253.70	160.00
08/2019	6057.5	2397.8	4164.7	30.02	30.51	9.08	-298.20	160.00
09/2019	5928.6	2346.8	4076.1	31.91	32.26	9.17	-305.79	160.00
10/2019	6097.1	2413.5	4192	35.48	39.92	8.83	-428.44	160.00
11/2019	5936.3	2349.9	4081.4	31.42	34.46	8.59	-379.39	160.00
12/2019	6114.7	2420.4	4204	33.01	42.71	8.07	-463.76	160.00
01/2020	6160.6	2438.6	4235.7	31.35	31.53	7.12	-353.17	500.00
02/2020	5790.2	2292	3981	32.89	32.88	8.52	-1.13	500.00
03/2020	6332.2	2506.6	4353.6	33.81	33.95	9.04	-179.37	500.00
04/2020	6134.6	2428.3	4217.6	28.99	28.99	8.48	65.04	488.43
05/2020	6358	2516.8	4371.3	35.80	35.79	9.20	86.43	500.00
06/2020	6126.3	2425.1	4212.1	29.72	29.70	10.37	-42.66	481.73
07/2020	6257.1	2476.9	4302.1	32.41	32.41	9.51	-16.21	500.00
08/2020	6353.1	2514.9	4368	30.21	30.33	9.51	-74.99	500.00
09/2020	6218.1	2461.4	4275.2	32.04	32.04	11.23	-41.99	500.00
10/2020	6395.1	2531.5	4396.8	36.14	36.27	9.10	-250.49	500.00
11/2020	6226.3	2464.7	4280.9	32.62	32.78	9.09	-243.29	500.00
12/2020	6414.2	2539.1	4410.1	34.12	34.33	8.85	-397.45	500.00
01/2021	6468.7	2560.6	4447.4	31.52	31.73	7.39	-434.94	500.00
02/2021	6077.2	2405.6	4178.3	34.08	34.07	8.76	-67.61	500.00
03/2021	6646.2	2630.9	4569.6	35.23	35.40	10.08	-248.41	500.00
04/2021	6440	2549.3	4427.8	29.17	29.18	8.50	-37.41	477.92
05/2021	6673.9	2641.9	4588.6	37.10	37.08	9.35	64.86	500.00
06/2021	6431.1	2545.8	4421.7	30.27	30.27	11.79	-116.43	477.26
07/2021	6567.9	2599.9	4515.7	34.36	34.36	10.19	-68.25	500.00
08/2021	6667.1	2639.2	4583.9	31.11	31.26	10.19	-165.17	500.00
09/2021	6525.5	2583.2	4486.6	32.54	32.64	11.32	-106.08	497.63
10/2021	6711.5	2656.7	4614.4	42.44	42.59	9.12	-274.69	500.00
11/2021	6534.2	2586.5	4492.5	34.40	34.56	8.78	-295.95	500.00
12/2021	6732.2	2664.9	4628.7	34.81	35.03	8.53	-481.86	500.00
01/2022	6793.6	2689.3	4670.9	35.83	220.00	8.26	-800.00	500.00
02/2022	6379.8	2525.5	4386.4	74.60	220.00	10.43	-799.51	500.00
03/2022	6977.7	2762	4797.3	65.81	220.00	10.05	-789.25	500.00

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
04/2022	6762.4	2676.9	4649.4	49.98	220.00	8.36	-800.00	500.00
05/2022	7007.2	2773.7	4817.7	37.42	37.40	9.23	-24.21	500.00
06/2022	6752.6	2673	4642.7	29.86	29.98	11.03	-262.06	422.70
07/2022	6895.8	2729.7	4741.1	34.21	34.33	9.19	-135.02	500.00
08/2022	6998.6	2770.4	4811.7	29.46	29.63	9.56	-264.46	459.92
09/2022	6849.8	2711.5	4709.5	32.50	32.61	12.63	-160.45	495.39
10/2022	7045.1	2788.8	4843.8	40.51	40.68	9.58	-311.73	500.00
11/2022	6859	2715.1	4715.8	34.20	34.40	9.27	-368.15	500.00
12/2022	7067.6	2797.7	4859.3	35.83	36.19	10.06	-520.64	500.00
01/2023	7077.8	2801.8	4866.2	27.94	28.10	8.28	-297.19	492.09
02/2023	6644.9	2630.4	4568.7	32.43	32.41	10.06	122.90	499.51
03/2023	7268	2877	4996.9	33.50	33.60	10.38	-70.08	499.81
04/2023	7044.5	2788.6	4843.3	27.87	27.87	7.69	28.05	333.51
05/2023	7299	2889.2	5018.3	36.04	36.02	9.37	198.21	500.00
06/2023	7034.1	2784.4	4836.1	29.41	29.41	11.23	-60.47	331.63
07/2023	7182.4	2843.2	4938.2	32.81	32.67	9.34	156.94	500.00
08/2023	7288.7	2885.1	5011.1	28.53	28.53	9.64	-32.67	354.66
09/2023	7133.9	2823.9	4904.8	30.80	30.76	12.17	58.26	420.67
10/2023	7337.5	2904.5	5044.8	38.50	38.61	9.37	-102.18	500.00
11/2023	7143.5	2827.8	4911.5	31.59	31.72	9.11	-115.40	500.00
12/2023	7361.4	2914.1	5061.3	34.33	34.52	10.15	-310.35	500.00
01/2024	7318.6	2897	5031.8	52.11	220.00	8.29	-800.00	500.00
02/2024	6870.4	2719.6	4723.6	89.21	220.00	11.35	-792.42	500.00
03/2024	7514.8	2974.8	5166.8	99.01	220.00	11.07	-777.99	500.00
04/2024	7283.8	2883.2	5007.8	61.68	220.00	9.15	-800.00	500.00
05/2024	7546.7	2987.4	5188.6	42.68	42.42	11.40	216.57	498.88
06/2024	7272.6	2878.8	5000.1	31.25	31.25	11.82	-37.57	428.59
07/2024	7425.7	2939.4	5105.5	36.93	36.81	9.90	149.00	500.00
08/2024	7535.3	2982.8	5180.8	32.34	32.34	11.45	-41.25	463.70
09/2024	7375.5	2919.6	5070.9	45.14	33.74	18.14	73.80	497.85
10/2024	7586.2	3003	5215.9	49.15	49.01	11.56	-47.55	500.00
11/2024	7385.7	2923.6	5077.9	36.00	36.11	9.20	-130.04	500.00
12/2024	7611.6	3013	5233.1	37.90	38.07	10.28	-325.51	500.00
01/2025	7566.1	2995	5201.9	36.76	36.94	8.56	-337.71	500.00
02/2025	7102	2811.4	4882.9	47.28	47.11	15.85	186.31	498.71
03/2025	7768.9	3075.4	5341.5	59.34	59.19	14.89	-26.61	500.00
04/2025	7529.9	2980.7	5177.1	40.98	40.77	25.97	128.05	493.05
05/2025	7801.6	3088.2	5363.9	54.33	54.07	34.63	246.45	473.12
06/2025	7517.8	2975.9	5168.8	49.11	48.92	24.96	-60.33	478.65
07/2025	7675.6	3038.3	5277.2	47.03	46.76	10.67	235.74	500.00
08/2025	7788.7	3083.1	5355	41.14	40.99	11.76	80.92	500.00
09/2025	7623.9	3017.9	5241.7	50.98	50.78	29.06	24.24	469.79
10/2025	7842.1	3104.2	5391.7	59.61	59.59	11.83	18.87	500.00

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
11/2025	7634.7	3022.2	5249.1	45.95	45.93	9.97	-19.92	500.00
12/2025	7868.8	3114.9	5410	61.58	61.60	11.75	-248.28	500.00
01/2026	7777.5	3078.6	5347.3	42.59	42.59	8.87	-198.27	500.00
02/2026	7300.6	2889.9	5019.4	52.94	52.65	11.36	322.93	500.00
03/2026	7987.3	3161.7	5491.4	64.53	64.31	15.18	96.61	500.00
04/2026	7740.6	3064.1	5321.9	47.78	47.48	9.56	179.72	500.00
05/2026	8020.2	3174.7	5514.1	57.46	57.13	34.45	328.51	500.00
06/2026	7727.3	3058.9	5312.7	53.26	53.08	29.89	-5.87	464.46
07/2026	7888.9	3122.7	5423.8	54.53	54.17	17.47	273.86	500.00
08/2026	8005.7	3169	5504.4	49.98	49.77	41.39	22.61	351.41
09/2026	7836.6	3102	5388	57.19	56.98	36.29	99.68	434.58
10/2026	8061.6	3191.1	5542.4	75.44	75.24	36.00	107.09	500.00
11/2026	7848.1	3106.6	5395.8	54.72	54.45	16.91	112.69	500.00
12/2026	8089.5	3202.2	5561.8	70.37	70.25	11.90	-125.64	500.00
01/2027	7992.3	3163.8	5495.1	49.63	49.63	8.64	-131.85	500.00
02/2027	7502.6	2969.8	5158.3	65.76	64.84	10.89	302.31	500.00
03/2027	8209	3249.6	5644.1	73.26	73.20	15.08	149.73	500.00
04/2027	7954.7	3148.9	5469.2	52.97	52.95	9.28	193.15	500.00
05/2027	8242.2	3262.7	5666.8	61.89	61.86	14.14	322.42	500.00
06/2027	7940.4	3143.2	5459.3	56.59	56.26	31.94	13.42	484.55
07/2027	8105.4	3208.5	5572.7	58.77	58.45	22.46	289.69	500.00
08/2027	8226.5	3256.4	5656.1	55.52	55.27	46.54	17.16	354.69
09/2027	8052.8	3187.6	5536.5	63.98	63.72	33.02	143.80	415.10
10/2027	8284.6	3279.4	5696	83.54	83.37	37.58	89.78	500.00
11/2027	8065	3192.6	5544.9	60.56	60.32	13.14	136.12	500.00
12/2027	8314	3291.1	5716.2	74.13	74.20	11.90	-57.74	500.00
01/2028	8215.3	3251.9	5648.3	65.55	220.00	11.36	-712.82	500.00
02/2028	7712	3052.8	5302.2	139.13	220.00	12.81	-532.56	500.00
03/2028	8439.4	3340.8	5802.4	66.20	220.00	21.66	-621.57	500.00
04/2028	8176.9	3236.8	5622	60.76	220.00	34.06	-634.06	500.00
05/2028	8472.7	3353.9	5825.4	81.58	68.44	37.02	431.21	500.00
06/2028	8161.4	3230.6	5611.3	73.28	73.06	56.06	-70.26	251.99
07/2028	8330.3	3297.4	5727.3	65.69	65.20	50.36	230.18	369.92
08/2028	8455.4	3347	5813.4	60.80	60.56	49.77	209.26	462.66
09/2028	8277.2	3276.5	5690.8	98.94	74.77	61.49	209.82	318.71
10/2028	8516.1	3371.1	5855.1	88.77	88.34	51.09	243.27	500.00
11/2028	8290.1	3281.6	5699.7	69.21	69.18	36.95	174.18	500.00
12/2028	8546.9	3383.1	5876.3	82.53	82.50	27.02	-31.04	500.00

Fuente y elaboración propia.

ANEXO VII

RESULTADOS DE SIMULACIÓN – ESCENARIO 3

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
01/2019	6106.5	2417.2	4198.4	34.13	82.23	5.94	-500.00	160.00
02/2019	5741.7	2272.8	3947.7	51.77	73.75	7.42	-409.38	160.00
03/2019	6278.8	2485.4	4316.9	56.42	96.97	6.74	-466.44	160.00
04/2019	6081.6	2407.4	4181.4	46.08	51.93	7.17	-310.58	160.00
05/2019	6303.8	2495.4	4334.1	57.72	57.93	8.77	-311.84	160.00
06/2019	6073.9	2404.4	4176.2	47.68	60.21	9.11	-393.57	160.00
07/2019	6204.6	2456.1	4265.9	50.49	52.73	9.09	-361.10	160.00
08/2019	6301	2494.2	4332.1	42.01	49.38	9.13	-393.90	160.00
09/2019	6166.9	2441.1	4239.9	49.66	58.59	10.88	-390.19	160.00
10/2019	6342.1	2510.5	4360.3	66.51	220.00	8.83	-499.37	160.00
11/2019	6174.9	2444.3	4245.5	44.46	76.59	8.68	-485.98	160.00
12/2019	6360.4	2517.7	4373	51.24	220.00	8.21	-498.78	160.00
01/2020	6475.3	2563.3	4452	48.00	48.25	7.39	-472.41	500.00
02/2020	6086	2409.1	4184.3	76.03	76.03	9.12	-142.08	500.00
03/2020	6655.6	2634.6	4576	92.36	92.36	10.08	-276.90	500.00
04/2020	6447.8	2552.4	4433.1	53.13	53.13	8.83	-90.39	500.00
05/2020	6682.6	2645.3	4594.6	73.20	73.20	9.40	-30.34	500.00
06/2020	6439.1	2548.9	4427.2	58.13	58.29	11.30	-240.56	500.00
07/2020	6576.8	2603.4	4521.8	58.16	58.16	10.19	-90.61	500.00
08/2020	6677.5	2643.3	4591.1	54.21	54.21	10.45	-180.25	500.00
09/2020	6535.7	2587.1	4493.5	60.66	60.66	12.82	-223.33	500.00
10/2020	6721.6	2660.7	4621.4	80.68	80.68	9.20	-412.70	500.00
11/2020	6544.3	2590.6	4499.4	57.66	57.85	9.11	-320.86	500.00
12/2020	6741.9	2668.8	4635.3	72.40	72.64	9.21	-495.52	500.00
01/2021	6866.3	2718	4720.9	56.01	56.29	8.40	-510.70	500.00
02/2021	6450.7	2553.5	4435.1	79.66	79.89	11.00	-280.14	500.00
03/2021	7054.8	2792.6	4850.4	99.01	99.01	10.96	-376.24	500.00
04/2021	6835.9	2705.9	4699.8	55.10	55.10	8.88	-166.83	500.00
05/2021	7084.2	2804.3	4870.6	220.00	220.00	11.50	-141.67	500.00
06/2021	6826.3	2702.3	4693.4	66.98	67.19	13.18	-310.62	500.00
07/2021	6971.7	2759.7	4793.2	66.66	66.66	11.94	-220.33	500.00
08/2021	7077	2801.4	4865.6	57.96	58.15	12.06	-279.96	500.00
09/2021	6926.6	2741.9	4762.4	90.95	90.95	16.02	-269.67	500.00
10/2021	7123.9	2820	4898	219.69	220.00	9.91	-520.17	500.00
11/2021	6935.8	2745.5	4768.6	65.74	66.05	9.20	-457.38	500.00
12/2021	7146.1	2828.7	4913.1	76.90	77.73	10.47	-618.83	500.00
01/2022	7280.7	2882	5005.8	74.71	220.00	8.42	-799.64	500.00
02/2022	6837.4	2706.5	4700.9	139.09	220.00	11.77	-782.81	500.00
03/2022	7477.9	2960.1	5141.4	105.55	220.00	21.58	-769.57	500.00

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
04/2022	7247.3	2868.8	4982.7	54.43	220.00	34.23	-739.27	500.00
05/2022	7509.7	2972.7	5163.2	220.00	220.00	34.46	-223.34	500.00
06/2022	7236.8	2864.7	4975.6	68.62	68.85	24.87	-401.55	500.00
07/2022	7390.2	2925.4	5081.1	219.70	220.00	10.92	-311.10	500.00
08/2022	7500.4	2969	5156.8	62.59	62.62	35.23	-424.31	458.80
09/2022	7341	2905.9	5047.2	97.32	97.60	61.91	-479.57	304.29
10/2022	7550.3	2988.7	5191	220.00	220.00	16.34	-495.62	500.00
11/2022	7350.8	2909.8	5053.9	79.33	80.20	13.08	-560.19	500.00
12/2022	7574.3	2998.3	5207.7	103.96	106.84	10.43	-717.11	500.00
01/2023	7719.5	3055.7	5307.5	74.47	74.83	8.75	-435.07	500.00
02/2023	7247.2	2868.9	4982.8	114.63	114.63	35.68	-76.11	500.00
03/2023	7926.9	3137.8	5449.9	103.38	103.38	14.89	-290.27	500.00
04/2023	7683	3041.3	5282.3	220.00	220.00	33.44	-15.74	500.00
05/2023	7960.6	3151.1	5473.2	220.00	220.00	34.36	102.58	500.00
06/2023	7671.6	3036.8	5274.6	69.48	69.48	36.06	-148.07	500.00
07/2023	7833.6	3100.9	5385.8	220.00	220.00	10.17	-9.99	500.00
08/2023	7949.4	3146.7	5465.5	82.54	82.54	58.31	-148.38	467.10
09/2023	7780.6	3079.9	5349.5	96.95	96.95	60.80	-165.79	370.23
10/2023	8002.7	3167.8	5502.1	220.00	220.00	35.93	-227.42	500.00
11/2023	7791.1	3084.1	5356.7	219.74	220.00	13.79	-310.26	500.00
12/2023	8028.8	3178.2	5520.1	219.73	220.00	11.81	-524.67	500.00
01/2024	8183.3	3239.4	5626.4	65.61	220.00	11.37	-716.46	500.00
02/2024	7682.1	3040.9	5281.7	139.14	220.00	44.16	-532.83	500.00
03/2024	8402.8	3326.2	5777.3	66.20	220.00	39.62	-578.34	500.00
04/2024	8144.4	3223.9	5599.6	61.12	220.00	42.28	-620.46	500.00
05/2024	8438.3	3340.3	5801.7	220.00	220.00	43.83	-10.33	500.00
06/2024	8131.9	3219	5591	220.00	220.00	69.52	-180.91	484.23
07/2024	8303.2	3286.8	5708.7	220.00	220.00	67.49	-13.34	490.48
08/2024	8425.7	3335.3	5792.9	220.00	220.00	93.02	-102.43	395.46
09/2024	8247	3264.6	5670	219.11	220.00	93.33	-415.96	115.78
10/2024	8482.6	3357.8	5832.1	219.16	220.00	63.91	-402.78	403.33
11/2024	8258.4	3269	5678	220.00	220.00	34.95	-168.43	500.00
12/2024	8510.9	3369.1	5851.6	219.87	220.00	38.27	-355.44	500.00
01/2025	8675.1	3434	5964.5	219.86	220.00	38.51	-412.51	500.00
02/2025	8142.9	3223.4	5598.5	220.00	220.00	95.67	-166.08	500.00
03/2025	8907.7	3526.1	6124.2	219.88	220.00	49.54	-368.61	500.00
04/2025	8633.5	3417.5	5935.9	220.00	220.00	46.26	-157.38	500.00
05/2025	8945.1	3540.9	6150	220.00	220.00	107.07	-103.09	403.72
06/2025	8619.8	3412.1	5926.3	216.06	220.00	111.91	-356.44	215.89
07/2025	8800.5	3483.6	6050.7	218.76	220.00	134.94	-318.15	125.00
08/2025	8930.3	3535	6139.9	215.24	220.00	148.87	-408.70	125.00
09/2025	8741.3	3460.2	6010	209.76	220.00	155.39	-420.57	26.34
10/2025	8991.4	3559.2	6182	219.92	220.00	108.54	-283.70	430.00

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
11/2025	8753.7	3465.1	6018.5	219.88	220.00	59.92	-391.55	500.00
12/2025	9022.1	3571.3	6203	216.92	220.00	49.32	-519.05	500.00
01/2026	9195.4	3640	6322.2	219.91	220.00	49.44	-377.17	500.00
02/2026	8631.7	3416.8	5934.7	220.00	220.00	96.82	-12.49	500.00
03/2026	9443.4	3738.1	6492.7	220.00	220.00	108.13	-29.60	497.35
04/2026	9151.8	3622.7	6292.1	220.00	220.00	55.61	-109.89	500.00
05/2026	9482.4	3753.6	6519.4	220.00	220.00	96.77	30.34	500.00
06/2026	9136.2	3616.4	6281.4	216.89	220.00	167.63	-417.15	122.31
07/2026	9327.1	3692.2	6412.8	219.84	220.00	158.63	-109.64	125.00
08/2026	9465.4	3746.9	6507.8	216.89	220.00	174.95	-210.95	125.00
09/2026	9265.4	3667.7	6370.2	218.56	220.00	174.64	-294.56	114.68
10/2026	9531.2	3772.9	6553	219.82	220.00	138.77	-246.54	235.26
11/2026	9278.9	3673	6379.6	220.00	220.00	111.36	-32.52	434.51
12/2026	9564.4	3786.1	6575.9	220.00	220.00	60.32	-176.74	500.00
01/2027	9747	3858.4	6701.5	219.92	220.00	68.50	-29.92	500.00
02/2027	9149.8	3621.9	6290.7	220.00	220.00	97.03	-33.67	500.00
03/2027	10011	3963	6883.1	220.00	220.00	108.18	-94.45	492.35
04/2027	9701.3	3840.2	6669.9	220.00	220.00	62.41	-18.21	500.00
05/2027	10052	3979	6911.1	220.00	220.00	101.40	13.73	500.00
06/2027	9683.7	3833.2	6657.9	218.15	220.00	174.65	-172.99	117.33
07/2027	9885	3912.9	6796.2	219.81	220.00	162.74	-187.23	177.24
08/2027	10033	3971.3	6897.9	219.78	220.00	165.28	-264.66	125.00
09/2027	9820.8	3887.6	6752	219.81	220.00	188.01	-217.09	111.11
10/2027	10104	3999.3	6946.5	215.45	220.00	181.52	-271.71	198.77
11/2027	9835.7	3893.5	6762.4	219.79	220.00	160.43	-223.96	202.83
12/2027	10139	4013.6	6971.1	220.00	220.00	108.27	-112.93	498.63
01/2028	10332	4089.7	7103.5	148.66	220.00	118.21	-273.19	500.00
02/2028	9698.8	3839.2	6668.3	218.94	220.00	130.35	-210.78	500.00
03/2028	10614	4201.3	7297.1	218.67	220.00	150.97	-271.72	500.00
04/2028	10284	4070.7	7070.2	148.66	220.00	112.72	-273.13	500.00
05/2028	10655	4217.9	7326	220.00	220.00	196.33	-146.82	279.82
06/2028	10264	4063	7056.8	214.76	220.00	206.50	-272.92	178.99
07/2028	10476	4147	7202.8	219.71	220.00	199.82	-206.72	227.04
08/2028	10634	4209.3	7311	214.40	220.00	197.31	-270.23	168.70
09/2028	10410	4120.6	7157	218.47	220.00	73.86	-272.92	106.90
10/2028	10710	4239.5	7363.6	220.00	220.00	217.78	-173.00	362.56
11/2028	10426	4127	7168.2	219.69	220.00	191.92	-251.99	244.19
12/2028	10749	4254.8	7390	220.00	220.00	178.73	-168.22	433.81

Fuente y elaboración propia.

ANEXO VIII

RESULTADOS DE SIMULACIÓN – ESCENARIO 4

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
01/2019	5876.1	2326	4040	28.91	70.70	4.39	-466.83	160.00
02/2019	5525	2187.1	3798.6	35.84	44.12	7.39	-381.33	160.00
03/2019	6041.8	2391.6	4153.9	48.80	61.01	6.62	-430.92	160.00
04/2019	5852.1	2316.5	4023.5	31.27	36.31	6.61	-317.80	151.94
05/2019	6065.9	2401.2	4170.6	42.47	46.89	8.39	-279.80	160.00
06/2019	5844.8	2313.7	4018.5	30.85	51.74	8.85	-374.18	142.38
07/2019	5970.6	2363.4	4104.9	38.27	43.48	8.83	-341.04	160.00
08/2019	6063.1	2400.1	4168.7	32.78	42.33	8.90	-365.32	160.00
09/2019	5934.1	2349	4080	46.21	54.77	9.13	-350.32	160.00
10/2019	6102.9	2415.8	4195.9	40.54	75.08	8.60	-486.70	160.00
11/2019	5941.9	2352.1	4085.2	33.96	48.34	8.44	-445.02	160.00
12/2019	6120.4	2422.7	4208	34.12	108.09	8.01	-500.00	160.00
01/2020	5995.8	2373.4	4122.3	31.08	31.28	6.58	-410.44	500.00
02/2020	5635.3	2230.7	3874.5	36.30	36.45	8.43	-205.20	500.00
03/2020	6162.8	2439.5	4237.1	48.69	48.85	7.24	-303.15	500.00
04/2020	5970.4	2363.3	4104.8	29.63	29.63	7.19	-138.00	386.50
05/2020	6187.8	2449.4	4254.4	38.99	38.99	8.99	-5.37	500.00
06/2020	5962.3	2360.2	4099.4	30.00	30.00	9.05	-213.30	378.81
07/2020	6089.7	2410.6	4186.9	35.18	35.19	9.05	-114.73	500.00
08/2020	6183.1	2447.6	4251.1	31.14	31.28	9.18	-259.33	414.29
09/2020	6051.8	2395.6	4160.8	43.34	43.34	11.16	-132.27	475.96
10/2020	6223.9	2463.7	4279.2	40.94	41.16	9.09	-426.16	500.00
11/2020	6059.6	2398.7	4166.2	33.33	33.66	9.08	-375.56	500.00
12/2020	6242.7	2471.1	4292	36.08	36.52	8.65	-533.80	500.00
01/2021	6117.9	2421.7	4206.3	26.39	26.75	6.61	-547.39	416.02
02/2021	5747.7	2275.2	3951.7	31.29	31.44	8.50	-209.82	500.00
03/2021	6285.9	2488.3	4321.8	34.35	34.51	7.24	-311.91	500.00
04/2021	6090.8	2411	4187.6	26.09	26.09	5.84	-255.99	261.65
05/2021	6312.1	2498.6	4339.7	33.39	33.40	8.92	-74.01	466.10
06/2021	6082.5	2407.7	4182	27.76	27.87	9.17	-369.32	259.16
07/2021	6211.8	2458.9	4270.8	31.17	31.17	9.18	-161.30	457.81
08/2021	6305.7	2496.1	4335.4	28.72	28.93	9.18	-368.65	301.90
09/2021	6171.7	2443.1	4243.2	41.87	41.99	10.90	-292.43	360.12
10/2021	6347.5	2512.6	4364.2	37.71	37.92	8.92	-455.59	500.00
11/2021	6180	2446.3	4248.9	32.78	33.13	8.68	-379.78	500.00
12/2021	6367.1	2520.5	4377.7	33.28	33.71	8.17	-548.09	500.00
01/2022	6242.4	2471	4291.9	26.74	220.00	6.53	-800.00	500.00
02/2022	5862.2	2320.5	4030.5	34.14	220.00	8.28	-800.00	500.00
03/2022	6411.5	2538	4408.1	35.05	220.00	7.17	-800.00	500.00

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
04/2022	6213.8	2459.7	4272.2	30.87	220.00	7.09	-800.00	500.00
05/2022	6438.7	2548.7	4426.8	29.09	29.09	8.59	-245.74	309.25
06/2022	6204.8	2456.1	4266	18.80	18.92	8.81	-539.21	125.00
07/2022	6336.4	2508.2	4356.5	27.60	27.60	8.76	-297.29	290.75
08/2022	6430.7	2545.7	4421.4	22.46	22.58	8.90	-556.71	125.00
09/2022	6294.1	2491.5	4327.4	24.64	24.75	10.64	-477.76	174.40
10/2022	6473.5	2562.5	4450.8	32.26	32.65	8.90	-453.30	496.01
11/2022	6302.5	2494.8	4333.2	27.59	27.89	8.83	-519.68	335.34
12/2022	6494.3	2570.8	4465.1	27.65	28.24	7.05	-622.26	402.37
01/2023	6368.8	2521.1	4378.7	17.50	17.62	5.18	-548.77	125.00
02/2023	5979.2	2366.9	4110.9	22.06	22.13	5.62	-242.57	168.92
03/2023	6540	2588.8	4496.5	21.75	21.84	5.53	-351.48	176.94
04/2023	6338.8	2509.2	4358.1	14.46	14.46	5.30	-80.93	125.00
05/2023	6567.8	2599.9	4515.7	22.01	22.01	7.39	-77.69	125.00
06/2023	6329.4	2505.5	4351.7	15.30	15.30	8.87	-140.63	125.00
07/2023	6463	2558.3	4443.5	19.47	19.47	8.78	-127.43	125.00
08/2023	6558.6	2596.1	4509.2	17.15	17.15	8.90	-155.85	125.00
09/2023	6419.3	2541.1	4413.5	16.73	16.73	10.51	-128.93	124.13
10/2023	6602.6	2613.5	4539.4	28.61	28.62	8.68	-289.97	320.01
11/2023	6428.1	2544.4	4419.4	23.90	24.00	7.38	-387.25	151.22
12/2023	6624	2622.1	4554.3	23.50	23.66	6.62	-516.92	233.00
01/2024	6496.8	2571.7	4466.8	21.79	220.00	6.58	-800.00	421.73
02/2024	6098.8	2414.2	4193.2	34.10	220.00	8.29	-721.27	500.00
03/2024	6671	2640.7	4586.5	34.21	220.00	7.24	-728.31	500.00
04/2024	6465.8	2559.4	4445.5	27.26	220.00	6.74	-794.99	413.63
05/2024	6699.3	2651.9	4606	25.46	25.46	7.39	-92.77	155.15
06/2024	6455.9	2555.5	4438.5	15.51	15.58	8.86	-214.21	125.00
07/2024	6591.9	2609.4	4532.2	24.59	24.59	8.94	-173.81	128.85
08/2024	6689.1	2647.9	4598.9	17.17	17.24	9.10	-252.85	125.00
09/2024	6547.4	2591.7	4501.5	19.15	19.20	10.77	-198.62	125.00
10/2024	6734.3	2665.7	4630	30.14	30.16	8.69	-323.01	355.79
11/2024	6556.2	2595.2	4507.6	24.30	24.41	7.38	-403.14	185.10
12/2024	6756.8	2674.6	4645.6	25.24	25.39	6.77	-528.95	266.86
01/2025	6627.3	2623.3	4556.4	20.65	21.56	5.37	-631.68	159.79
02/2025	6220.8	2462.5	4277	26.62	26.69	7.50	-237.95	268.34
03/2025	6805	2693.7	4678.7	27.79	27.88	7.29	-329.22	274.10
04/2025	6595.6	2610.9	4534.7	19.60	19.61	5.85	-177.33	125.00
05/2025	6833.5	2705.1	4698.2	29.07	29.07	8.58	-75.35	219.47
06/2025	6585	2606.7	4527.3	15.94	16.02	9.60	-270.22	125.00
07/2025	6723	2661.3	4622.3	27.54	27.54	8.87	-134.29	192.07
08/2025	6822.3	2700.6	4690.5	21.43	21.52	8.97	-295.87	125.00
09/2025	6677.9	2643.4	4591.3	21.61	21.67	10.65	-257.92	125.00
10/2025	6868.9	2719	4722.6	32.11	32.38	8.76	-308.00	420.13

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
11/2025	6687.3	2647.2	4597.7	27.27	27.37	8.49	-363.04	248.95
12/2025	6892.4	2728.4	4738.7	27.86	28.01	7.20	-489.97	331.80
01/2026	6759.7	2675.8	4647.5	22.66	22.80	5.60	-564.43	176.22
02/2026	6345.1	2511.7	4362.5	26.70	26.70	6.97	-145.76	293.90
03/2026	6941.9	2747.9	4772.8	28.45	28.45	7.32	-230.59	291.06
04/2026	6727.6	2663.1	4625.5	21.60	21.60	6.74	-126.80	125.00
05/2026	6970.5	2759.3	4792.5	28.85	28.85	8.26	-7.48	243.19
06/2026	6716.1	2658.5	4617.6	16.27	16.34	10.48	-228.70	124.61
07/2026	6856.4	2714.1	4714	27.65	27.65	8.98	-65.91	216.59
08/2026	6958.2	2754.4	4784	22.49	22.57	8.99	-252.85	125.00
09/2026	6811.1	2696.1	4682.9	33.98	34.05	10.72	-216.45	125.00
10/2026	7006.6	2773.5	4817.3	32.39	32.64	9.01	-234.43	440.97
11/2026	6821	2700.1	4689.6	27.89	27.89	8.80	-256.69	266.24
12/2026	7030.9	2783.1	4834.1	29.53	29.55	8.40	-388.48	354.27
01/2027	6894.9	2729.3	4740.4	25.72	25.87	6.61	-535.71	218.58
02/2027	6472.3	2562.1	4449.9	28.04	28.04	7.34	-111.13	341.64
03/2027	7081.7	2803.3	4869	41.59	41.59	7.24	-204.31	339.12
04/2027	6862.3	2716.4	4718.1	22.21	22.21	6.65	-158.63	125.00
05/2027	7110.3	2814.6	4888.6	30.52	30.52	8.26	-5.00	290.95
06/2027	6850.1	2711.5	4709.6	18.93	19.02	8.84	-277.16	125.00
07/2027	6992.3	2767.9	4807.5	28.08	28.08	9.02	-39.69	262.95
08/2027	7096.9	2809.3	4879.3	24.13	24.13	9.11	-273.97	125.00
09/2027	6946.9	2749.9	4776.2	40.31	40.31	10.81	-201.80	150.08
10/2027	7146.9	2829.1	4913.7	34.81	34.95	8.95	-190.88	488.32
11/2027	6957.5	2754.1	4783.6	29.34	29.35	8.69	-253.07	312.05
12/2027	7172.3	2839.2	4931.2	30.74	30.76	8.08	-386.60	401.88
01/2028	7032.7	2783.8	4835.2	35.70	220.00	8.01	-786.11	500.00
02/2028	6601.7	2613.3	4539	72.65	220.00	7.88	-799.91	500.00
03/2028	7224.5	2859.8	4967.1	63.36	220.00	9.91	-789.92	500.00
04/2028	6999.8	2770.9	4812.6	46.24	220.00	8.10	-796.56	500.00
05/2028	7253.1	2871	4986.7	33.86	33.86	9.10	99.30	370.00
06/2028	6986.5	2765.5	4803.4	26.71	26.71	10.86	-217.26	135.75
07/2028	7131	2822.7	4902.9	31.14	31.14	9.18	38.32	341.74
08/2028	7238.1	2865.2	4976.5	28.40	28.40	9.17	-195.83	169.91
09/2028	7085.5	2804.9	4871.6	42.67	42.67	10.87	-74.99	230.99
10/2028	7290.2	2885.8	5012.2	41.66	41.80	9.17	-138.65	500.00
11/2028	7096.7	2809.2	4879.3	31.31	31.32	9.24	-177.53	395.55
12/2028	7316.3	2896.1	5030.3	44.96	45.24	9.13	-295.89	482.54

Fuente y elaboración propia.

ANEXO IX

RESULTADOS DE SIMULACIÓN – ESCENARIO 5

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
01/2019	5870.4	2323.8	4036.2	28.91	34.10	4.72	-463.33	160.00
02/2019	5520	2185	3795.1	31.73	32.94	7.39	-287.96	160.00
03/2019	6036.1	2389.4	4150.1	33.37	36.10	6.58	-356.88	160.00
04/2019	5846.7	2314.4	4019.8	26.58	26.96	6.61	-223.99	148.59
05/2019	6060.3	2398.9	4166.7	34.29	34.65	8.66	-218.20	160.00
06/2019	5839.3	2311.5	4014.8	28.95	29.53	8.85	-336.52	138.94
07/2019	5964.9	2361.1	4101.1	32.26	32.65	8.83	-253.70	160.00
08/2019	6057.5	2397.8	4164.7	30.02	30.51	9.08	-298.20	160.00
09/2019	5928.6	2346.8	4076.1	31.91	32.26	9.17	-305.79	160.00
10/2019	6097.1	2413.5	4192	35.48	39.92	8.83	-428.44	160.00
11/2019	5936.3	2349.9	4081.4	31.42	34.46	8.59	-379.39	160.00
12/2019	6114.7	2420.4	4204	33.01	42.71	8.07	-463.76	160.00
01/2020	6160.6	2438.6	4235.7	31.35	31.53	7.12	-353.17	500.00
02/2020	5790.2	2292	3981	32.89	32.88	8.52	-1.13	500.00
03/2020	6332.2	2506.6	4353.6	33.81	33.95	9.04	-179.37	500.00
04/2020	6134.6	2428.3	4217.6	28.99	28.99	8.48	65.04	488.43
05/2020	6358	2516.8	4371.3	35.80	35.79	9.20	86.43	500.00
06/2020	6126.3	2425.1	4212.1	29.72	29.70	10.37	-42.66	481.73
07/2020	6257.1	2476.9	4302.1	32.41	32.41	9.51	-16.21	500.00
08/2020	6353.1	2514.9	4368	30.21	30.33	9.51	-74.99	500.00
09/2020	6218.1	2461.4	4275.2	32.04	32.04	11.23	-41.99	500.00
10/2020	6395.1	2531.5	4396.8	36.14	36.27	9.10	-250.49	500.00
11/2020	6226.3	2464.7	4280.9	32.62	32.78	9.09	-243.29	500.00
12/2020	6414.2	2539.1	4410.1	34.12	34.33	8.85	-397.45	500.00
01/2021	6468.7	2560.6	4447.4	31.52	31.73	7.39	-434.94	500.00
02/2021	6077.2	2405.6	4178.3	34.08	34.07	8.76	-67.61	500.00
03/2021	6646.2	2630.9	4569.6	35.23	35.40	10.08	-248.41	500.00
04/2021	6440	2549.3	4427.8	29.17	29.18	8.50	-37.41	477.92
05/2021	6673.9	2641.9	4588.6	37.10	37.08	9.35	64.86	500.00
06/2021	6431.1	2545.8	4421.7	30.27	30.27	11.79	-116.43	477.26
07/2021	6567.9	2599.9	4515.7	34.36	34.36	10.19	-68.25	500.00
08/2021	6667.1	2639.2	4583.9	31.11	31.26	10.19	-165.17	500.00
09/2021	6525.5	2583.2	4486.6	32.54	32.64	11.32	-106.08	497.63
10/2021	6711.5	2656.7	4614.4	42.44	42.59	9.12	-274.69	500.00
11/2021	6534.2	2586.5	4492.5	34.40	34.56	8.78	-295.95	500.00
12/2021	6732.2	2664.9	4628.7	34.81	35.03	8.53	-481.86	500.00
01/2022	6793.6	2689.3	4670.9	35.83	220.00	8.26	-800.00	500.00
02/2022	6379.8	2525.5	4386.4	74.60	220.00	10.77	-799.51	500.00
03/2022	6977.7	2762	4797.3	65.81	220.00	10.05	-789.92	500.00

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
04/2022	6762.4	2676.9	4649.4	49.98	220.00	8.56	-800.00	500.00
05/2022	7007.2	2773.7	4817.7	37.42	37.40	9.23	-24.21	500.00
06/2022	6752.6	2673	4642.7	29.86	29.98	11.03	-262.06	422.70
07/2022	6895.8	2729.7	4741.1	34.21	34.33	9.19	-135.02	500.00
08/2022	6998.6	2770.4	4811.7	29.46	29.63	9.56	-264.46	459.92
09/2022	6849.8	2711.5	4709.5	32.50	32.61	12.63	-160.45	495.39
10/2022	7045.1	2788.8	4843.8	40.51	40.68	9.58	-311.73	500.00
11/2022	6859	2715.1	4715.8	34.20	34.40	9.27	-368.15	500.00
12/2022	7067.6	2797.7	4859.3	35.83	36.19	10.06	-520.64	500.00
01/2023	7077.8	2801.8	4866.2	27.94	28.10	8.28	-297.19	492.09
02/2023	6644.9	2630.4	4568.7	32.43	32.41	10.06	122.90	499.51
03/2023	7268	2877	4996.9	33.50	33.60	10.38	-70.08	499.81
04/2023	7044.5	2788.6	4843.3	27.87	27.87	7.69	28.05	333.51
05/2023	7299	2889.2	5018.3	36.04	36.02	9.37	198.21	500.00
06/2023	7034.1	2784.4	4836.1	29.41	29.41	11.23	-60.47	331.63
07/2023	7182.4	2843.2	4938.2	32.81	32.67	9.34	156.94	500.00
08/2023	7288.7	2885.1	5011.1	28.53	28.53	9.64	-32.67	354.66
09/2023	7133.9	2823.9	4904.8	30.80	30.76	12.17	58.26	420.67
10/2023	7337.5	2904.5	5044.8	38.50	38.61	9.37	-102.18	500.00
11/2023	7143.5	2827.8	4911.5	31.59	31.72	9.11	-115.40	500.00
12/2023	7361.4	2914.1	5061.3	34.33	34.52	10.15	-310.35	500.00
01/2024	7318.6	2897	5031.8	47.84	80.16	8.29	-787.73	500.00
02/2024	6870.4	2719.6	4723.6	85.43	88.20	11.35	-753.71	500.00
03/2024	7514.8	2974.8	5166.8	99.01	109.17	11.07	-768.22	500.00
04/2024	7283.8	2883.2	5007.8	61.68	220.00	9.15	-800.00	500.00
05/2024	7546.7	2987.4	5188.6	42.68	42.42	11.40	216.57	498.88
06/2024	7272.6	2878.8	5000.1	31.25	31.25	11.82	-37.57	428.59
07/2024	7425.7	2939.4	5105.5	36.93	36.81	9.90	149.00	500.00
08/2024	7535.3	2982.8	5180.8	32.34	32.34	11.45	-41.25	463.70
09/2024	7375.5	2919.6	5070.9	45.14	33.74	18.14	73.80	497.85
10/2024	7586.2	3003	5215.9	49.15	49.01	11.56	-47.55	500.00
11/2024	7385.7	2923.6	5077.9	36.00	36.11	9.20	-130.04	500.00
12/2024	7611.6	3013	5233.1	37.90	38.07	10.28	-325.51	500.00
01/2025	7566.1	2995	5201.9	36.76	36.94	8.56	-337.71	500.00
02/2025	7102	2811.4	4882.9	47.28	47.11	15.85	186.31	498.71
03/2025	7768.9	3075.4	5341.5	59.34	59.19	14.89	-26.61	500.00
04/2025	7529.9	2980.7	5177.1	40.98	40.77	25.97	128.05	493.05
05/2025	7801.6	3088.2	5363.9	54.33	54.07	34.63	246.45	473.12
06/2025	7517.8	2975.9	5168.8	49.11	48.92	24.96	-60.33	478.65
07/2025	7675.6	3038.3	5277.2	47.03	46.76	10.67	235.74	500.00
08/2025	7788.7	3083.1	5355	41.14	40.99	11.76	80.92	500.00
09/2025	7623.9	3017.9	5241.7	50.98	50.78	29.06	24.24	469.79
10/2025	7842.1	3104.2	5391.7	59.61	59.59	11.83	18.87	500.00

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
11/2025	7634.7	3022.2	5249.1	45.95	45.93	9.97	-19.92	500.00
12/2025	7868.8	3114.9	5410	61.58	61.60	11.75	-248.28	500.00
01/2026	7777.5	3078.6	5347.3	42.59	42.59	8.87	-198.27	500.00
02/2026	7300.6	2889.9	5019.4	52.94	52.65	11.36	322.93	500.00
03/2026	7987.3	3161.7	5491.4	64.53	64.31	15.18	96.61	500.00
04/2026	7740.6	3064.1	5321.9	47.78	47.48	9.56	179.72	500.00
05/2026	8020.2	3174.7	5514.1	57.46	57.13	34.45	328.51	500.00
06/2026	7727.3	3058.9	5312.7	53.26	53.08	29.89	-5.87	464.46
07/2026	7888.9	3122.7	5423.8	54.53	54.17	17.47	273.86	500.00
08/2026	8005.7	3169	5504.4	49.98	49.77	41.39	22.61	351.41
09/2026	7836.6	3102	5388	57.19	56.98	36.29	99.68	434.58
10/2026	8061.6	3191.1	5542.4	75.44	75.24	36.00	107.09	500.00
11/2026	7848.1	3106.6	5395.8	54.72	54.45	16.91	112.69	500.00
12/2026	8089.5	3202.2	5561.8	70.37	70.25	11.90	-125.64	500.00
01/2027	7992.3	3163.8	5495.1	49.63	49.63	8.64	-131.85	500.00
02/2027	7502.6	2969.8	5158.3	65.76	64.84	10.89	302.31	500.00
03/2027	8209	3249.6	5644.1	73.26	73.20	15.08	149.73	500.00
04/2027	7954.7	3148.9	5469.2	52.97	52.95	9.28	193.15	500.00
05/2027	8242.2	3262.7	5666.8	61.89	61.86	14.14	322.42	500.00
06/2027	7940.4	3143.2	5459.3	56.59	56.26	31.94	13.42	484.55
07/2027	8105.4	3208.5	5572.7	58.77	58.45	22.46	289.69	500.00
08/2027	8226.5	3256.4	5656.1	55.52	55.27	46.54	17.16	354.69
09/2027	8052.8	3187.6	5536.5	63.98	63.72	33.02	143.80	415.10
10/2027	8284.6	3279.4	5696	83.54	83.37	37.58	89.78	500.00
11/2027	8065	3192.6	5544.9	60.56	60.32	13.14	136.12	500.00
12/2027	8314	3291.1	5716.2	74.13	74.20	11.90	-57.74	500.00
01/2028	8215.3	3251.9	5648.3	216.09	220.00	11.32	-674.73	500.00
02/2028	7712	3052.8	5302.2	216.23	220.00	12.72	-517.85	500.00
03/2028	8439.4	3340.8	5802.4	215.50	220.00	38.18	-550.67	500.00
04/2028	8176.9	3236.8	5622	94.43	220.00	32.78	-584.13	500.00
05/2028	8472.7	3353.9	5825.4	81.58	68.44	37.02	431.21	500.00
06/2028	8161.4	3230.6	5611.3	73.28	73.06	56.06	-70.26	251.99
07/2028	8330.3	3297.4	5727.3	65.69	65.20	50.36	230.18	369.92
08/2028	8455.4	3347	5813.4	60.80	60.56	49.77	209.26	462.66
09/2028	8277.2	3276.5	5690.8	98.94	74.77	61.49	209.82	318.71
10/2028	8516.1	3371.1	5855.1	88.77	88.34	51.09	243.27	500.00
11/2028	8290.1	3281.6	5699.7	69.21	69.18	36.95	174.18	500.00
12/2028	8546.9	3383.1	5876.3	82.53	82.50	27.02	-31.04	500.00

Fuente y elaboración propia.

ANEXO X

RESULTADOS DE SIMULACIÓN – ESCENARIO 6

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
01/2019	6106.5	2417.2	4198.4	34.13	82.23	5.94	-500.00	160.00
02/2019	5741.7	2272.8	3947.7	51.77	73.75	7.42	-409.38	160.00
03/2019	6278.8	2485.4	4316.9	56.42	96.97	6.74	-466.44	160.00
04/2019	6081.6	2407.4	4181.4	46.08	51.93	7.17	-310.58	160.00
05/2019	6303.8	2495.4	4334.1	57.72	57.93	8.77	-311.84	160.00
06/2019	6073.9	2404.4	4176.2	47.68	60.21	9.11	-393.57	160.00
07/2019	6204.6	2456.1	4265.9	50.49	52.73	9.09	-361.10	160.00
08/2019	6301	2494.2	4332.1	42.01	49.38	9.13	-393.90	160.00
09/2019	6166.9	2441.1	4239.9	49.66	58.59	10.88	-390.19	160.00
10/2019	6342.1	2510.5	4360.3	66.51	220.00	8.83	-499.37	160.00
11/2019	6174.9	2444.3	4245.5	44.46	76.59	8.68	-485.98	160.00
12/2019	6360.4	2517.7	4373	51.24	220.00	8.21	-498.78	160.00
01/2020	6475.3	2563.3	4452	48.00	48.25	7.39	-472.41	500.00
02/2020	6086	2409.1	4184.3	76.03	76.03	9.12	-142.08	500.00
03/2020	6655.6	2634.6	4576	92.36	92.36	10.08	-276.90	500.00
04/2020	6447.8	2552.4	4433.1	53.13	53.13	8.83	-90.39	500.00
05/2020	6682.6	2645.3	4594.6	73.20	73.20	9.40	-30.34	500.00
06/2020	6439.1	2548.9	4427.2	58.13	58.29	11.30	-240.56	500.00
07/2020	6576.8	2603.4	4521.8	58.16	58.16	10.19	-90.61	500.00
08/2020	6677.5	2643.3	4591.1	54.21	54.21	10.45	-180.25	500.00
09/2020	6535.7	2587.1	4493.5	60.66	60.66	12.82	-223.33	500.00
10/2020	6721.6	2660.7	4621.4	80.68	80.68	9.20	-412.70	500.00
11/2020	6544.3	2590.6	4499.4	57.66	57.85	9.11	-320.86	500.00
12/2020	6741.9	2668.8	4635.3	72.40	72.64	9.21	-495.52	500.00
01/2021	6866.3	2718	4720.9	56.01	56.29	8.40	-510.70	500.00
02/2021	6450.7	2553.5	4435.1	79.66	79.89	11.00	-280.14	500.00
03/2021	7054.8	2792.6	4850.4	99.01	99.01	10.96	-376.24	500.00
04/2021	6835.9	2705.9	4699.8	55.10	55.10	8.88	-166.83	500.00
05/2021	7084.2	2804.3	4870.6	220.00	220.00	11.50	-141.67	500.00
06/2021	6826.3	2702.3	4693.4	66.98	67.19	13.18	-310.62	500.00
07/2021	6971.7	2759.7	4793.2	66.66	66.66	11.94	-220.33	500.00
08/2021	7077	2801.4	4865.6	57.96	58.15	12.06	-279.96	500.00
09/2021	6926.6	2741.9	4762.4	90.95	90.95	16.02	-269.67	500.00
10/2021	7123.9	2820	4898	219.69	220.00	9.91	-520.17	500.00
11/2021	6935.8	2745.5	4768.6	65.74	66.05	9.20	-457.38	500.00
12/2021	7146.1	2828.7	4913.1	76.90	77.73	10.47	-618.83	500.00
01/2022	7280.7	2882	5005.8	74.71	220.00	8.52	-799.64	500.00
02/2022	6837.4	2706.5	4700.9	139.09	220.00	14.44	-782.81	500.00
03/2022	7477.9	2960.1	5141.4	105.55	220.00	12.98	-768.23	500.00

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
04/2022	7247.3	2868.8	4982.7	82.42	220.00	13.73	-739.27	500.00
05/2022	7509.7	2972.7	5163.2	220.00	220.00	34.46	-223.34	500.00
06/2022	7236.8	2864.7	4975.6	68.62	68.85	24.87	-401.55	500.00
07/2022	7390.2	2925.4	5081.1	219.70	220.00	10.92	-311.10	500.00
08/2022	7500.4	2969	5156.8	62.59	62.62	35.23	-424.31	458.80
09/2022	7341	2905.9	5047.2	97.32	97.60	61.91	-479.57	304.29
10/2022	7550.3	2988.7	5191	220.00	220.00	16.34	-495.62	500.00
11/2022	7350.8	2909.8	5053.9	79.33	80.20	13.08	-560.19	500.00
12/2022	7574.3	2998.3	5207.7	103.96	106.84	10.43	-717.11	500.00
01/2023	7719.5	3055.7	5307.5	74.47	74.83	8.75	-435.07	500.00
02/2023	7247.2	2868.9	4982.8	114.63	114.63	35.68	-76.11	500.00
03/2023	7926.9	3137.8	5449.9	103.38	103.38	14.89	-290.27	500.00
04/2023	7683	3041.3	5282.3	220.00	220.00	33.44	-15.74	500.00
05/2023	7960.6	3151.1	5473.2	220.00	220.00	34.36	102.58	500.00
06/2023	7671.6	3036.8	5274.6	69.48	69.48	36.06	-148.07	500.00
07/2023	7833.6	3100.9	5385.8	220.00	220.00	10.17	-9.99	500.00
08/2023	7949.4	3146.7	5465.5	82.54	82.54	58.31	-148.38	467.10
09/2023	7780.6	3079.9	5349.5	96.95	96.95	60.80	-165.79	370.23
10/2023	8002.7	3167.8	5502.1	220.00	220.00	35.93	-227.42	500.00
11/2023	7791.1	3084.1	5356.7	219.74	220.00	13.79	-310.26	500.00
12/2023	8028.8	3178.2	5520.1	219.73	220.00	11.81	-524.67	500.00
01/2024	8183.3	3239.4	5626.4	100.52	220.00	11.42	-716.46	500.00
02/2024	7682.1	3040.9	5281.7	213.19	220.00	44.16	-517.62	500.00
03/2024	8402.8	3326.2	5777.3	101.42	220.00	39.62	-581.02	500.00
04/2024	8144.4	3223.9	5599.6	93.65	220.00	42.28	-613.49	500.00
05/2024	8438.3	3340.3	5801.7	220.00	220.00	43.83	-10.33	500.00
06/2024	8131.9	3219	5591	220.00	220.00	69.52	-180.91	484.23
07/2024	8303.2	3286.8	5708.7	220.00	220.00	67.49	-13.34	500.00
08/2024	8425.7	3335.3	5792.9	220.00	220.00	93.02	-102.43	395.46
09/2024	8247	3264.6	5670	219.11	220.00	93.33	-415.96	115.78
10/2024	8482.6	3357.8	5832.1	219.16	220.00	63.91	-402.78	403.33
11/2024	8258.4	3269	5678	220.00	220.00	34.95	-168.43	500.00
12/2024	8510.9	3369.1	5851.6	219.87	220.00	38.27	-355.44	500.00
01/2025	8675.1	3434	5964.5	219.86	220.00	38.51	-412.51	500.00
02/2025	8142.9	3223.4	5598.5	220.00	220.00	95.67	-166.08	500.00
03/2025	8907.7	3526.1	6124.2	219.88	220.00	49.54	-368.61	500.00
04/2025	8633.5	3417.5	5935.9	220.00	220.00	46.26	-157.38	500.00
05/2025	8945.1	3540.9	6150	220.00	220.00	107.07	-103.09	403.72
06/2025	8619.8	3412.1	5926.3	216.06	220.00	111.91	-356.44	215.89
07/2025	8800.5	3483.6	6050.7	218.76	220.00	134.94	-318.15	125.00
08/2025	8930.3	3535	6139.9	215.24	220.00	148.87	-408.70	125.00
09/2025	8741.3	3460.2	6010	209.76	220.00	155.39	-420.57	26.34
10/2025	8991.4	3559.2	6182	219.92	220.00	108.54	-283.70	430.00

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
11/2025	8753.7	3465.1	6018.5	219.88	220.00	59.92	-391.55	500.00
12/2025	9022.1	3571.3	6203	216.92	220.00	49.32	-519.05	500.00
01/2026	9195.4	3640	6322.2	219.91	220.00	49.44	-377.17	500.00
02/2026	8631.7	3416.8	5934.7	220.00	220.00	96.82	-12.49	500.00
03/2026	9443.4	3738.1	6492.7	220.00	220.00	108.13	-29.60	500.00
04/2026	9151.8	3622.7	6292.1	220.00	220.00	55.61	-109.89	500.00
05/2026	9482.4	3753.6	6519.4	220.00	220.00	96.77	30.34	500.00
06/2026	9136.2	3616.4	6281.4	216.89	220.00	167.63	-417.15	122.31
07/2026	9327.1	3692.2	6412.8	219.84	220.00	158.63	-109.64	125.00
08/2026	9465.4	3746.9	6507.8	216.89	220.00	174.95	-210.95	125.00
09/2026	9265.4	3667.7	6370.2	218.56	220.00	174.64	-294.56	114.68
10/2026	9531.2	3772.9	6553	219.82	220.00	138.77	-246.54	235.26
11/2026	9278.9	3673	6379.6	220.00	220.00	111.36	-32.52	434.51
12/2026	9564.4	3786.1	6575.9	220.00	220.00	60.32	-176.74	500.00
01/2027	9747	3858.4	6701.5	219.92	220.00	68.50	-29.92	500.00
02/2027	9149.8	3621.9	6290.7	220.00	220.00	97.03	-33.67	500.00
03/2027	10011	3963	6883.1	220.00	220.00	108.18	-94.45	500.00
04/2027	9701.3	3840.2	6669.9	220.00	220.00	62.41	-18.21	500.00
05/2027	10052	3979	6911.1	220.00	220.00	101.40	13.73	500.00
06/2027	9683.7	3833.2	6657.9	218.15	220.00	174.65	-172.99	117.33
07/2027	9885	3912.9	6796.2	219.81	220.00	162.74	-187.23	177.24
08/2027	10033	3971.3	6897.9	219.78	220.00	165.28	-264.66	125.00
09/2027	9820.8	3887.6	6752	219.81	220.00	188.01	-217.09	111.11
10/2027	10104	3999.3	6946.5	215.45	220.00	181.52	-271.71	198.77
11/2027	9835.7	3893.5	6762.4	219.79	220.00	160.43	-223.96	202.83
12/2027	10139	4013.6	6971.1	220.00	220.00	108.27	-112.93	500.00
01/2028	10332	4089.7	7103.5	148.66	220.00	101.78	-270.23	500.00
02/2028	9698.8	3839.2	6668.3	218.94	220.00	130.46	-210.78	500.00
03/2028	10614	4201.3	7297.1	218.67	220.00	151.71	-271.72	500.00
04/2028	10284	4070.7	7070.2	148.66	220.00	118.76	-273.13	500.00
05/2028	10655	4217.9	7326	220.00	220.00	196.33	-146.82	279.82
06/2028	10264	4063	7056.8	214.76	220.00	206.50	-272.92	178.99
07/2028	10476	4147	7202.8	219.71	220.00	199.82	-206.72	227.04
08/2028	10634	4209.3	7311	214.40	220.00	197.31	-270.23	168.70
09/2028	10410	4120.6	7157	218.47	220.00	73.86	-272.92	106.90
10/2028	10710	4239.5	7363.6	220.00	220.00	217.78	-173.00	362.56
11/2028	10426	4127	7168.2	219.69	220.00	191.92	-251.99	244.19
12/2028	10749	4254.8	7390	220.00	220.00	178.73	-168.22	433.81

Fuente y elaboración propia.

ANEXO XI

RESULTADOS DE SIMULACIÓN – ESCENARIO 7

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
01/2019	5876.1	2326	4040	28.91	70.70	4.39	-466.83	160.00
02/2019	5525	2187.1	3798.6	35.84	44.12	7.39	-381.33	160.00
03/2019	6041.8	2391.6	4153.9	48.80	61.01	6.62	-430.92	160.00
04/2019	5852.1	2316.5	4023.5	31.27	36.31	6.61	-317.80	151.94
05/2019	6065.9	2401.2	4170.6	42.47	46.89	8.39	-279.80	160.00
06/2019	5844.8	2313.7	4018.5	30.85	51.74	8.85	-374.18	142.38
07/2019	5970.6	2363.4	4104.9	38.27	43.48	8.83	-341.04	160.00
08/2019	6063.1	2400.1	4168.7	32.78	42.33	8.90	-365.32	160.00
09/2019	5934.1	2349	4080	46.21	54.77	9.13	-350.32	160.00
10/2019	6102.9	2415.8	4195.9	40.54	75.08	8.60	-486.70	160.00
11/2019	5941.9	2352.1	4085.2	33.96	48.34	8.44	-445.02	160.00
12/2019	6120.4	2422.7	4208	34.12	108.09	8.01	-500.00	160.00
01/2020	5995.8	2373.4	4122.3	31.08	31.28	6.58	-410.44	500.00
02/2020	5635.3	2230.7	3874.5	36.30	36.45	8.43	-205.20	500.00
03/2020	6162.8	2439.5	4237.1	48.69	48.85	7.24	-303.15	500.00
04/2020	5970.4	2363.3	4104.8	29.63	29.63	7.19	-138.00	386.50
05/2020	6187.8	2449.4	4254.4	38.99	38.99	8.99	-5.37	500.00
06/2020	5962.3	2360.2	4099.4	30.00	30.00	9.05	-213.30	378.81
07/2020	6089.7	2410.6	4186.9	35.18	35.19	9.05	-114.73	500.00
08/2020	6183.1	2447.6	4251.1	31.14	31.28	9.18	-259.33	414.29
09/2020	6051.8	2395.6	4160.8	43.34	43.34	11.16	-132.27	475.96
10/2020	6223.9	2463.7	4279.2	40.94	41.16	9.09	-426.16	500.00
11/2020	6059.6	2398.7	4166.2	33.33	33.66	9.08	-375.56	500.00
12/2020	6242.7	2471.1	4292	36.08	36.52	8.65	-533.80	500.00
01/2021	6117.9	2421.7	4206.3	26.39	26.75	6.61	-547.39	416.02
02/2021	5747.7	2275.2	3951.7	31.29	31.44	8.50	-209.82	500.00
03/2021	6285.9	2488.3	4321.8	34.35	34.51	7.24	-311.91	500.00
04/2021	6090.8	2411	4187.6	26.09	26.09	5.84	-255.99	261.65
05/2021	6312.1	2498.6	4339.7	33.39	33.40	8.92	-74.01	466.10
06/2021	6082.5	2407.7	4182	27.76	27.87	9.17	-369.32	259.16
07/2021	6211.8	2458.9	4270.8	31.17	31.17	9.18	-161.30	457.81
08/2021	6305.7	2496.1	4335.4	28.72	28.93	9.18	-368.65	301.90
09/2021	6171.7	2443.1	4243.2	41.87	41.99	10.90	-292.43	360.12
10/2021	6347.5	2512.6	4364.2	37.71	105.37	8.92	-455.59	500.00
11/2021	6180	2446.3	4248.9	32.78	110.90	8.68	-379.78	500.00
12/2021	6367.1	2520.5	4377.7	33.28	115.55	8.17	-548.09	500.00
01/2022	6242.4	2471	4291.9	21.98	24.92	5.42	-731.22	244.19
02/2022	5862.2	2320.5	4030.5	28.42	28.79	8.28	-520.90	459.94
03/2022	6411.5	2538	4408.1	28.11	28.48	6.74	-538.02	403.26

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
04/2022	6213.8	2459.7	4272.2	26.07	26.44	5.54	-687.78	244.51
05/2022	6438.7	2548.7	4426.8	29.09	29.09	8.59	-245.74	309.25
06/2022	6204.8	2456.1	4266	18.80	18.92	8.81	-539.21	125.00
07/2022	6336.4	2508.2	4356.5	27.60	27.60	8.76	-297.29	290.75
08/2022	6430.7	2545.7	4421.4	22.46	22.58	8.90	-556.71	125.00
09/2022	6294.1	2491.5	4327.4	24.64	24.75	10.64	-477.76	174.40
10/2022	6473.5	2562.5	4450.8	32.26	32.65	8.90	-453.30	496.01
11/2022	6302.5	2494.8	4333.2	27.59	27.89	8.83	-519.68	335.34
12/2022	6494.3	2570.8	4465.1	27.65	28.24	7.05	-622.26	402.37
01/2023	6368.8	2521.1	4378.7	17.50	17.62	5.18	-548.77	125.00
02/2023	5979.2	2366.9	4110.9	22.06	22.13	5.62	-242.57	168.92
03/2023	6540	2588.8	4496.5	21.75	21.84	5.53	-351.48	176.94
04/2023	6338.8	2509.2	4358.1	14.46	14.46	5.30	-80.93	125.00
05/2023	6567.8	2599.9	4515.7	22.01	22.01	7.39	-77.69	125.00
06/2023	6329.4	2505.5	4351.7	15.30	15.30	8.87	-140.63	125.00
07/2023	6463	2558.3	4443.5	19.47	19.47	8.78	-127.43	125.00
08/2023	6558.6	2596.1	4509.2	17.15	17.15	8.90	-155.85	125.00
09/2023	6419.3	2541.1	4413.5	16.73	16.73	10.51	-128.93	124.13
10/2023	6602.6	2613.5	4539.4	28.61	28.62	8.68	-289.97	320.01
11/2023	6428.1	2544.4	4419.4	23.90	24.00	7.38	-387.25	151.22
12/2023	6624	2622.1	4554.3	23.50	23.66	6.62	-516.92	233.00
01/2024	6496.8	2571.7	4466.8	19.43	19.64	5.22	-621.13	125.00
02/2024	6098.8	2414.2	4193.2	22.83	22.90	5.87	-294.32	213.77
03/2024	6671	2640.7	4586.5	25.73	25.84	6.81	-380.99	211.14
04/2024	6465.8	2559.4	4445.5	19.37	19.38	5.39	-314.03	125.00
05/2024	6699.3	2651.9	4606	25.46	25.46	7.39	-92.77	155.15
06/2024	6455.9	2555.5	4438.5	15.51	15.58	8.86	-214.21	125.00
07/2024	6591.9	2609.4	4532.2	24.59	24.59	8.94	-173.81	128.85
08/2024	6689.1	2647.9	4598.9	17.17	17.24	9.10	-252.85	125.00
09/2024	6547.4	2591.7	4501.5	19.15	19.20	10.77	-198.62	125.00
10/2024	6734.3	2665.7	4630	30.14	30.16	8.69	-323.01	355.79
11/2024	6556.2	2595.2	4507.6	24.30	24.41	7.38	-403.14	185.10
12/2024	6756.8	2674.6	4645.6	25.24	25.39	6.77	-528.95	266.86
01/2025	6627.3	2623.3	4556.4	20.65	21.56	5.37	-631.68	159.79
02/2025	6220.8	2462.5	4277	26.62	26.69	7.50	-237.95	268.34
03/2025	6805	2693.7	4678.7	27.79	27.88	7.29	-329.22	274.10
04/2025	6595.6	2610.9	4534.7	19.60	19.61	5.85	-177.33	125.00
05/2025	6833.5	2705.1	4698.2	29.07	29.07	8.58	-75.35	219.47
06/2025	6585	2606.7	4527.3	15.94	16.02	9.60	-270.22	125.00
07/2025	6723	2661.3	4622.3	27.54	27.54	8.87	-134.29	192.07
08/2025	6822.3	2700.6	4690.5	21.43	21.52	8.97	-295.87	125.00
09/2025	6677.9	2643.4	4591.3	21.61	21.67	10.65	-257.92	125.00
10/2025	6868.9	2719	4722.6	32.11	32.38	8.76	-308.00	420.13

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
11/2025	6687.3	2647.2	4597.7	27.27	27.37	8.49	-363.04	248.95
12/2025	6892.4	2728.4	4738.7	27.86	28.01	7.20	-489.97	331.80
01/2026	6759.7	2675.8	4647.5	22.66	22.80	5.60	-564.43	176.22
02/2026	6345.1	2511.7	4362.5	26.70	26.70	6.97	-145.76	293.90
03/2026	6941.9	2747.9	4772.8	28.45	28.45	7.32	-230.59	291.06
04/2026	6727.6	2663.1	4625.5	21.60	21.60	6.74	-126.80	125.00
05/2026	6970.5	2759.3	4792.5	28.85	28.85	8.26	-7.48	243.19
06/2026	6716.1	2658.5	4617.6	16.27	16.34	10.48	-228.70	124.61
07/2026	6856.4	2714.1	4714	27.65	27.65	8.98	-65.91	216.59
08/2026	6958.2	2754.4	4784	22.49	22.57	8.99	-252.85	125.00
09/2026	6811.1	2696.1	4682.9	33.98	34.05	10.72	-216.45	125.00
10/2026	7006.6	2773.5	4817.3	32.39	32.64	9.01	-234.43	440.97
11/2026	6821	2700.1	4689.6	27.89	27.89	8.80	-256.69	266.24
12/2026	7030.9	2783.1	4834.1	29.53	29.55	8.40	-388.48	354.27
01/2027	6894.9	2729.3	4740.4	25.72	25.87	6.61	-535.71	218.58
02/2027	6472.3	2562.1	4449.9	28.04	28.04	7.34	-111.13	341.64
03/2027	7081.7	2803.3	4869	41.59	41.59	7.24	-204.31	339.12
04/2027	6862.3	2716.4	4718.1	22.21	22.21	6.65	-158.63	125.00
05/2027	7110.3	2814.6	4888.6	30.52	30.52	8.26	-5.00	290.95
06/2027	6850.1	2711.5	4709.6	18.93	19.02	8.84	-277.16	125.00
07/2027	6992.3	2767.9	4807.5	28.08	28.08	9.02	-39.69	262.95
08/2027	7096.9	2809.3	4879.3	24.13	24.13	9.11	-273.97	125.00
09/2027	6946.9	2749.9	4776.2	40.31	40.31	10.81	-201.80	150.08
10/2027	7146.9	2829.1	4913.7	34.81	34.95	8.95	-190.88	488.32
11/2027	6957.5	2754.1	4783.6	29.34	29.35	8.69	-253.07	312.05
12/2027	7172.3	2839.2	4931.2	30.74	30.76	8.08	-386.60	401.88
01/2028	7032.7	2783.8	4835.2	27.12	95.90	7.14	-406.36	292.58
02/2028	6601.7	2613.3	4539	36.06	104.69	7.88	-172.43	500.00
03/2028	7224.5	2859.8	4967.1	45.46	45.57	9.91	-170.79	450.47
04/2028	6999.8	2770.9	4812.6	30.94	31.20	7.67	-361.14	287.23
05/2028	7253.1	2871	4986.7	33.86	33.86	9.10	99.30	370.00
06/2028	6986.5	2765.5	4803.4	26.71	26.71	10.86	-217.26	135.75
07/2028	7131	2822.7	4902.9	31.14	31.14	9.18	38.32	341.74
08/2028	7238.1	2865.2	4976.5	28.40	28.40	9.17	-195.83	169.91
09/2028	7085.5	2804.9	4871.6	42.67	42.67	10.87	-74.99	230.99
10/2028	7290.2	2885.8	5012.2	41.66	108.00	9.17	-138.65	500.00
11/2028	7096.7	2809.2	4879.3	31.31	31.32	9.24	-177.53	395.55
12/2028	7316.3	2896.1	5030.3	44.96	45.24	9.13	-295.89	482.54

Fuente y elaboración propia.

ANEXO XII

RESULTADOS DE SIMULACIÓN – ESCENARIO 8

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
01/2019	5870.4	2323.8	4036.2	28.91	68.83	4.70	-465.91	160.00
02/2019	5520	2185	3795.1	35.71	43.92	7.39	-380.31	160.00
03/2019	6036.1	2389.4	4150.1	48.80	61.01	6.62	-430.11	160.00
04/2019	5846.7	2314.4	4019.8	31.27	36.31	6.61	-321.99	148.59
05/2019	6060.3	2398.9	4166.7	42.47	46.89	8.66	-278.08	160.00
06/2019	5839.3	2311.5	4014.8	30.85	51.74	8.84	-376.64	138.94
07/2019	5964.9	2361.1	4101.1	38.19	43.40	8.89	-339.47	160.00
08/2019	6057.5	2397.8	4164.7	32.78	42.33	8.89	-364.37	160.00
09/2019	5928.6	2346.8	4076.1	46.19	54.76	9.13	-349.75	160.00
10/2019	6097.1	2413.5	4192	40.54	75.08	8.68	-485.72	160.00
11/2019	5936.3	2349.9	4081.4	33.96	48.34	8.59	-444.04	160.00
12/2019	6114.7	2420.4	4204	34.12	108.09	8.01	-500.00	160.00
01/2020	6160.6	2438.6	4235.7	35.34	35.73	6.61	-489.21	500.00
02/2020	5790.2	2292	3981	42.87	42.87	8.52	-179.64	500.00
03/2020	6332.2	2506.6	4353.6	52.00	52.19	10.01	-352.07	500.00
04/2020	6134.6	2428.3	4217.6	34.79	34.80	8.48	-69.56	488.43
05/2020	6358	2516.8	4371.3	50.28	50.28	9.07	-27.84	500.00
06/2020	6126.3	2425.1	4212.1	44.96	45.18	10.05	-193.00	481.73
07/2020	6257.1	2476.9	4302.1	41.31	41.44	9.13	-144.65	500.00
08/2020	6353.1	2514.9	4368	35.36	35.37	9.59	-222.00	500.00
09/2020	6218.1	2461.4	4275.2	48.37	48.37	11.87	-186.10	500.00
10/2020	6395.1	2531.5	4396.8	65.53	65.77	9.12	-359.24	500.00
11/2020	6226.3	2464.7	4280.9	39.33	39.56	9.09	-394.90	500.00
12/2020	6414.2	2539.1	4410.1	51.99	55.80	8.85	-527.73	500.00
01/2021	6468.7	2560.6	4447.4	35.82	40.33	7.39	-558.13	500.00
02/2021	6077.2	2405.6	4178.3	44.30	44.48	8.76	-236.32	500.00
03/2021	6646.2	2630.9	4569.6	54.15	54.37	10.04	-418.47	500.00
04/2021	6440	2549.3	4427.8	35.90	36.03	7.48	-164.34	477.92
05/2021	6673.9	2641.9	4588.6	51.28	51.28	9.32	-82.51	500.00
06/2021	6431.1	2545.8	4421.7	46.93	47.30	10.97	-284.45	477.26
07/2021	6567.9	2599.9	4515.7	46.32	46.50	10.19	-187.83	500.00
08/2021	6667.1	2639.2	4583.9	38.85	39.05	10.19	-300.38	500.00
09/2021	6525.5	2583.2	4486.6	48.58	48.73	12.53	-281.55	500.00
10/2021	6711.5	2656.7	4614.4	68.25	68.59	9.15	-423.83	500.00
11/2021	6534.2	2586.5	4492.5	45.16	45.45	8.88	-446.59	500.00
12/2021	6732.2	2664.9	4628.7	55.39	59.49	8.54	-576.62	500.00
01/2022	6793.6	2689.3	4670.9	34.86	41.75	8.26	-608.17	500.00
02/2022	6379.8	2525.5	4386.4	50.43	50.71	10.58	-471.24	500.00
03/2022	6977.7	2762	4797.3	55.99	60.09	10.05	-546.27	500.00

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
04/2022	6762.4	2676.9	4649.4	46.39	50.45	8.46	-548.97	500.00
05/2022	7007.2	2773.7	4817.7	52.75	52.91	9.24	-184.11	500.00
06/2022	6752.6	2673	4642.7	45.87	46.32	11.33	-428.66	422.87
07/2022	6895.8	2729.7	4741.1	45.61	45.80	9.13	-251.32	500.00
08/2022	6998.6	2770.4	4811.7	35.75	35.96	9.92	-399.56	459.92
09/2022	6849.8	2711.5	4709.5	48.24	48.56	12.66	-330.38	500.00
10/2022	7045.1	2788.8	4843.8	67.75	68.11	9.52	-472.23	500.00
11/2022	6859	2715.1	4715.8	41.74	45.53	9.28	-494.54	500.00
12/2022	7067.6	2797.7	4859.3	54.51	59.55	10.06	-610.98	500.00
01/2023	7077.8	2801.8	4866.2	32.08	32.45	8.27	-432.55	492.09
02/2023	6644.9	2630.4	4568.7	42.81	42.81	10.61	-58.32	500.00
03/2023	7268	2877	4996.9	52.26	52.43	10.50	-236.35	500.00
04/2023	7044.5	2788.6	4843.3	33.68	33.68	7.63	-106.48	333.51
05/2023	7299	2889.2	5018.3	47.21	47.17	9.28	68.58	500.00
06/2023	7034.1	2784.4	4836.1	44.64	44.64	11.35	-212.76	332.07
07/2023	7182.4	2843.2	4938.2	40.07	40.03	9.29	35.94	500.00
08/2023	7288.7	2885.1	5011.1	33.65	33.65	9.60	-179.57	354.66
09/2023	7133.9	2823.9	4904.8	46.60	46.60	12.25	-91.47	425.30
10/2023	7337.5	2904.5	5044.8	65.35	65.57	9.66	-248.68	500.00
11/2023	7143.5	2827.8	4911.5	40.56	40.73	9.18	-258.47	500.00
12/2023	7361.4	2914.1	5061.3	54.70	54.98	10.07	-458.83	500.00
01/2024	7318.6	2897	5031.8	38.35	42.20	8.29	-496.07	500.00
02/2024	6870.4	2719.6	4723.6	51.13	51.13	11.35	-52.24	500.00
03/2024	7514.8	2974.8	5166.8	86.57	86.57	11.14	-245.59	500.00
04/2024	7283.8	2883.2	5007.8	47.70	47.87	8.91	-201.95	500.00
05/2024	7546.7	2987.4	5188.6	55.55	55.55	11.39	37.01	500.00
06/2024	7272.6	2878.8	5000.1	49.50	49.50	12.10	-179.09	433.10
07/2024	7425.7	2939.4	5105.5	51.28	51.28	10.70	19.59	500.00
08/2024	7535.3	2982.8	5180.8	44.45	44.61	12.00	-152.84	463.70
09/2024	7375.5	2919.6	5070.9	51.22	51.22	18.55	-107.80	500.00
10/2024	7586.2	3003	5215.9	72.84	72.84	12.39	-283.24	500.00
11/2024	7385.7	2923.6	5077.9	51.81	51.99	9.20	-235.65	500.00
12/2024	7611.6	3013	5233.1	65.15	65.42	10.28	-460.49	500.00
01/2025	7566.1	2995	5201.9	49.82	50.12	8.56	-457.83	500.00
02/2025	7102	2811.4	4882.9	77.83	77.83	11.47	-111.13	500.00
03/2025	7768.9	3075.4	5341.5	94.96	94.96	14.81	-225.81	500.00
04/2025	7529.9	2980.7	5177.1	53.07	53.07	13.94	-47.41	500.00
05/2025	7801.6	3088.2	5363.9	220.00	220.00	34.63	7.73	500.00
06/2025	7517.8	2975.9	5168.8	60.66	60.66	19.48	-180.65	500.00
07/2025	7675.6	3038.3	5277.2	56.82	56.82	10.75	3.48	500.00
08/2025	7788.7	3083.1	5355	54.50	54.50	14.64	-80.14	500.00
09/2025	7623.9	3017.9	5241.7	88.22	88.22	24.50	-106.09	500.00
10/2025	7842.1	3104.2	5391.7	220.00	220.00	11.58	-369.17	500.00

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
11/2025	7634.7	3022.2	5249.1	58.26	58.45	9.75	-265.05	500.00
12/2025	7868.8	3114.9	5410	72.62	72.91	11.18	-464.98	500.00
01/2026	7777.5	3078.6	5347.3	68.19	68.32	9.27	-342.81	500.00
02/2026	7300.6	2889.9	5019.4	83.15	83.15	10.92	-46.73	500.00
03/2026	7987.3	3161.7	5491.4	100.34	100.34	15.08	-187.28	500.00
04/2026	7740.6	3064.1	5321.9	54.96	54.96	9.53	-23.25	500.00
05/2026	8020.2	3174.7	5514.1	220.00	220.00	17.95	48.00	500.00
06/2026	7727.3	3058.9	5312.7	66.20	66.20	36.60	-167.42	500.00
07/2026	7888.9	3122.7	5423.8	61.69	61.69	19.21	1.58	500.00
08/2026	8005.7	3169	5504.4	56.49	56.49	39.37	-67.29	500.00
09/2026	7836.6	3102	5388	92.60	92.60	41.11	-21.78	500.00
10/2026	8061.6	3191.1	5542.4	220.00	220.00	35.71	-197.33	500.00
11/2026	7848.1	3106.6	5395.8	77.68	77.68	17.20	-237.16	500.00
12/2026	8089.5	3202.2	5561.8	103.36	103.64	11.89	-447.97	500.00
01/2027	7992.3	3163.8	5495.1	78.58	78.91	8.62	-411.36	500.00
02/2027	7502.6	2969.8	5158.3	126.29	126.29	10.82	-34.10	500.00
03/2027	8209	3249.6	5644.1	220.00	220.00	14.81	-235.90	500.00
04/2027	7954.7	3148.9	5469.2	220.00	220.00	9.18	-42.62	500.00
05/2027	8242.2	3262.7	5666.8	220.00	220.00	11.42	68.00	500.00
06/2027	7940.4	3143.2	5459.3	68.62	68.62	19.19	-174.68	500.00
07/2027	8105.4	3208.5	5572.7	220.00	220.00	15.24	-51.72	500.00
08/2027	8226.5	3256.4	5656.1	63.36	63.36	26.19	-207.95	441.98
09/2027	8052.8	3187.6	5536.5	98.92	98.92	50.62	-127.13	407.77
10/2027	8284.6	3279.4	5696	220.00	220.00	23.90	-114.68	500.00
11/2027	8065	3192.6	5544.9	220.00	220.00	12.67	-194.95	500.00
12/2027	8314	3291.1	5716.2	219.74	220.00	11.89	-439.90	500.00
01/2028	8215.3	3251.9	5648.3	118.64	118.64	11.07	-372.32	500.00
02/2028	7712	3052.8	5302.2	220.00	220.00	11.44	-92.88	500.00
03/2028	8439.4	3340.8	5802.4	220.00	220.00	21.65	-89.59	500.00
04/2028	8176.9	3236.8	5622	220.00	220.00	12.96	-168.31	500.00
05/2028	8472.7	3353.9	5825.4	220.00	220.00	36.87	118.83	500.00
06/2028	8161.4	3230.6	5611.3	219.84	220.00	62.36	-425.61	195.87
07/2028	8330.3	3297.4	5727.3	220.00	220.00	52.64	39.58	430.47
08/2028	8455.4	3347	5813.4	220.00	220.00	57.93	-140.48	375.93
09/2028	8277.2	3276.5	5690.8	220.00	220.00	56.25	-132.06	411.78
10/2028	8516.1	3371.1	5855.1	219.89	220.00	55.50	-207.57	424.78
11/2028	8290.1	3281.6	5699.7	220.00	220.00	50.95	-16.44	500.00
12/2028	8546.9	3383.1	5876.3	220.00	220.00	20.33	-245.50	500.00

Fuente y elaboración propia.

ANEXO XIII

RESULTADOS DE SIMULACIÓN – ESCENARIO 9

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
01/2019	6106.5	2417.2	4198.4	34.13	82.23	5.94	-500.00	160.00
02/2019	5741.7	2272.8	3947.7	51.77	73.75	7.42	-409.38	160.00
03/2019	6278.8	2485.4	4316.9	56.42	96.97	6.74	-466.44	160.00
04/2019	6081.6	2407.4	4181.4	46.08	51.93	7.17	-310.58	160.00
05/2019	6303.8	2495.4	4334.1	57.72	57.93	8.77	-311.84	160.00
06/2019	6073.9	2404.4	4176.2	47.68	60.21	9.11	-393.57	160.00
07/2019	6204.6	2456.1	4265.9	50.49	52.73	9.09	-361.10	160.00
08/2019	6301	2494.2	4332.1	42.01	49.38	9.13	-393.90	160.00
09/2019	6166.9	2441.1	4239.9	49.66	58.59	10.88	-390.19	160.00
10/2019	6342.1	2510.5	4360.3	66.51	220.00	8.83	-499.37	160.00
11/2019	6174.9	2444.3	4245.5	44.46	76.59	8.68	-485.98	160.00
12/2019	6360.4	2517.7	4373	51.24	220.00	8.21	-498.78	160.00
01/2020	6475.3	2563.3	4452	48.00	48.25	7.39	-472.41	500.00
02/2020	6086	2409.1	4184.3	76.03	76.03	9.12	-142.08	500.00
03/2020	6655.6	2634.6	4576	92.36	92.36	10.08	-276.90	500.00
04/2020	6447.8	2552.4	4433.1	53.13	53.13	8.83	-90.39	500.00
05/2020	6682.6	2645.3	4594.6	73.20	73.20	9.40	-30.34	500.00
06/2020	6439.1	2548.9	4427.2	58.13	58.29	11.30	-240.56	500.00
07/2020	6576.8	2603.4	4521.8	58.16	58.16	10.19	-90.61	500.00
08/2020	6677.5	2643.3	4591.1	54.21	54.21	10.45	-180.25	500.00
09/2020	6535.7	2587.1	4493.5	60.66	60.66	12.82	-223.33	500.00
10/2020	6721.6	2660.7	4621.4	80.68	80.68	9.20	-412.70	500.00
11/2020	6544.3	2590.6	4499.4	57.66	57.85	9.11	-320.86	500.00
12/2020	6741.9	2668.8	4635.3	72.40	72.64	9.21	-495.52	500.00
01/2021	6866.3	2718	4720.9	56.01	56.29	8.40	-510.70	500.00
02/2021	6450.7	2553.5	4435.1	79.66	79.89	11.00	-280.14	500.00
03/2021	7054.8	2792.6	4850.4	99.01	99.01	10.96	-376.24	500.00
04/2021	6835.9	2705.9	4699.8	55.10	55.10	8.88	-166.83	500.00
05/2021	7084.2	2804.3	4870.6	220.00	220.00	11.50	-141.67	500.00
06/2021	6826.3	2702.3	4693.4	66.98	67.19	13.18	-310.62	500.00
07/2021	6971.7	2759.7	4793.2	66.66	66.66	11.94	-220.33	500.00
08/2021	7077	2801.4	4865.6	57.96	58.15	12.06	-279.96	500.00
09/2021	6926.6	2741.9	4762.4	90.95	90.95	16.02	-269.67	500.00
10/2021	7123.9	2820	4898	219.69	220.00	9.91	-520.17	500.00
11/2021	6935.8	2745.5	4768.6	65.74	66.05	9.20	-457.38	500.00
12/2021	7146.1	2828.7	4913.1	76.90	77.73	10.47	-618.83	500.00
01/2022	7280.7	2882	5005.8	71.10	71.99	8.54	-633.36	500.00
02/2022	6837.4	2706.5	4700.9	120.93	121.77	14.29	-548.20	500.00
03/2022	7477.9	2960.1	5141.4	104.35	105.09	12.98	-614.57	500.00

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
04/2022	7247.3	2868.8	4982.7	219.46	220.00	14.33	-621.94	500.00
05/2022	7509.7	2972.7	5163.2	220.00	220.00	34.46	-223.34	500.00
06/2022	7236.8	2864.7	4975.6	68.62	68.85	24.87	-401.55	500.00
07/2022	7390.2	2925.4	5081.1	219.70	220.00	10.92	-311.10	500.00
08/2022	7500.4	2969	5156.8	62.59	62.62	35.23	-424.31	458.80
09/2022	7341	2905.9	5047.2	97.32	97.60	61.91	-479.57	304.29
10/2022	7550.3	2988.7	5191	220.00	220.00	16.34	-495.62	500.00
11/2022	7350.8	2909.8	5053.9	79.33	80.20	13.08	-560.19	500.00
12/2022	7574.3	2998.3	5207.7	103.96	106.84	10.43	-717.11	500.00
01/2023	7719.5	3055.7	5307.5	74.47	74.83	8.75	-435.07	500.00
02/2023	7247.2	2868.9	4982.8	114.63	114.63	35.68	-76.11	500.00
03/2023	7926.9	3137.8	5449.9	103.38	103.38	14.89	-290.27	500.00
04/2023	7683	3041.3	5282.3	220.00	220.00	33.44	-15.74	500.00
05/2023	7960.6	3151.1	5473.2	220.00	220.00	34.36	102.58	500.00
06/2023	7671.6	3036.8	5274.6	69.48	69.48	36.06	-148.07	500.00
07/2023	7833.6	3100.9	5385.8	220.00	220.00	10.17	-9.99	500.00
08/2023	7949.4	3146.7	5465.5	82.54	82.54	58.31	-148.38	467.10
09/2023	7780.6	3079.9	5349.5	96.95	96.95	60.80	-165.79	370.23
10/2023	8002.7	3167.8	5502.1	220.00	220.00	35.93	-227.42	500.00
11/2023	7791.1	3084.1	5356.7	219.74	220.00	13.79	-310.26	500.00
12/2023	8028.8	3178.2	5520.1	219.73	220.00	11.81	-524.67	500.00
01/2024	8183.3	3239.4	5626.4	220.00	220.00	11.37	-501.72	500.00
02/2024	7682.1	3040.9	5281.7	220.00	220.00	44.64	-92.98	500.00
03/2024	8402.8	3326.2	5777.3	220.00	220.00	39.62	-171.27	500.00
04/2024	8144.4	3223.9	5599.6	220.00	220.00	42.28	-124.66	500.00
05/2024	8438.3	3340.3	5801.7	220.00	220.00	43.83	-10.33	500.00
06/2024	8131.9	3219	5591	220.00	220.00	69.52	-180.91	484.23
07/2024	8303.2	3286.8	5708.7	220.00	220.00	67.49	-13.34	490.48
08/2024	8425.7	3335.3	5792.9	220.00	220.00	93.02	-102.43	395.46
09/2024	8247	3264.6	5670	219.11	220.00	93.33	-415.96	115.78
10/2024	8482.6	3357.8	5832.1	219.16	220.00	63.91	-402.78	403.33
11/2024	8258.4	3269	5678	220.00	220.00	34.95	-168.43	500.00
12/2024	8510.9	3369.1	5851.6	219.87	220.00	38.27	-355.44	500.00
01/2025	8675.1	3434	5964.5	219.86	220.00	38.51	-412.51	500.00
02/2025	8142.9	3223.4	5598.5	220.00	220.00	95.67	-166.08	500.00
03/2025	8907.7	3526.1	6124.2	219.88	220.00	49.54	-368.61	500.00
04/2025	8633.5	3417.5	5935.9	220.00	220.00	46.26	-157.38	500.00
05/2025	8945.1	3540.9	6150	220.00	220.00	107.07	-103.09	403.72
06/2025	8619.8	3412.1	5926.3	216.06	220.00	111.91	-356.44	215.89
07/2025	8800.5	3483.6	6050.7	218.76	220.00	134.94	-318.15	125.00
08/2025	8930.3	3535	6139.9	215.24	220.00	148.87	-408.70	125.00
09/2025	8741.3	3460.2	6010	209.76	220.00	155.39	-420.57	26.34
10/2025	8991.4	3559.2	6182	219.92	220.00	108.54	-283.70	430.00

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
11/2025	8753.7	3465.1	6018.5	219.88	220.00	59.92	-391.55	500.00
12/2025	9022.1	3571.3	6203	216.92	220.00	49.32	-519.05	500.00
01/2026	9195.4	3640	6322.2	219.91	220.00	49.44	-377.17	500.00
02/2026	8631.7	3416.8	5934.7	220.00	220.00	96.82	-12.49	500.00
03/2026	9443.4	3738.1	6492.7	220.00	220.00	108.13	-29.60	497.35
04/2026	9151.8	3622.7	6292.1	220.00	220.00	55.61	-109.89	500.00
05/2026	9482.4	3753.6	6519.4	220.00	220.00	96.77	30.34	500.00
06/2026	9136.2	3616.4	6281.4	216.89	220.00	167.63	-417.15	122.31
07/2026	9327.1	3692.2	6412.8	219.84	220.00	158.63	-109.64	125.00
08/2026	9465.4	3746.9	6507.8	216.89	220.00	174.95	-210.95	125.00
09/2026	9265.4	3667.7	6370.2	218.56	220.00	174.64	-294.56	114.68
10/2026	9531.2	3772.9	6553	219.82	220.00	138.77	-246.54	235.26
11/2026	9278.9	3673	6379.6	220.00	220.00	111.36	-32.52	434.51
12/2026	9564.4	3786.1	6575.9	220.00	220.00	60.32	-176.74	500.00
01/2027	9747	3858.4	6701.5	219.92	220.00	68.50	-29.92	500.00
02/2027	9149.8	3621.9	6290.7	220.00	220.00	97.03	-33.67	500.00
03/2027	10011	3963	6883.1	220.00	220.00	108.18	-94.45	492.35
04/2027	9701.3	3840.2	6669.9	220.00	220.00	62.41	-18.21	500.00
05/2027	10052	3979	6911.1	220.00	220.00	101.40	13.73	500.00
06/2027	9683.7	3833.2	6657.9	218.15	220.00	174.65	-172.99	117.33
07/2027	9885	3912.9	6796.2	219.81	220.00	162.74	-187.23	177.24
08/2027	10033	3971.3	6897.9	219.78	220.00	165.28	-264.66	125.00
09/2027	9820.8	3887.6	6752	219.81	220.00	188.01	-217.09	111.11
10/2027	10104	3999.3	6946.5	215.45	220.00	181.52	-271.71	198.77
11/2027	9835.7	3893.5	6762.4	219.79	220.00	160.43	-223.96	202.83
12/2027	10139	4013.6	6971.1	220.00	220.00	108.27	-112.93	498.63
01/2028	10332	4089.7	7103.5	220.00	220.00	116.95	-68.14	500.00
02/2028	9698.8	3839.2	6668.3	220.00	220.00	131.47	-31.86	498.36
03/2028	10614	4201.3	7297.1	220.00	220.00	150.97	-26.36	500.00
04/2028	10284	4070.7	7070.2	220.00	220.00	118.29	-60.98	500.00
05/2028	10655	4217.9	7326	220.00	220.00	196.33	-146.82	279.82
06/2028	10264	4063	7056.8	214.76	220.00	206.50	-272.92	178.99
07/2028	10476	4147	7202.8	219.71	220.00	199.82	-206.72	227.04
08/2028	10634	4209.3	7311	214.40	220.00	197.31	-270.23	168.70
09/2028	10410	4120.6	7157	218.47	220.00	73.86	-272.92	106.90
10/2028	10710	4239.5	7363.6	220.00	220.00	217.78	-173.00	362.56
11/2028	10426	4127	7168.2	219.69	220.00	191.92	-251.99	244.19
12/2028	10749	4254.8	7390	220.00	220.00	178.73	-168.22	433.81

Fuente y elaboración propia.

ANEXO XIV

RESULTADOS DE SIMULACIÓN – ESCENARIO A

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
01/2019	5876.1	2326	4040	18.907	28.696	0.3925	-466.83	160
02/2019	5525	2187.1	3798.6	25.838	24.121	3.3892	-381.33	160
03/2019	6041.8	2391.6	4153.9	38.801	25.009	2.624	-430.92	160
04/2019	5852.1	2316.5	4023.5	21.269	26.309	2.6131	-317.8	151.94
05/2019	6065.9	2401.2	4170.6	32.469	36.885	4.3917	-279.8	160
06/2019	5844.8	2313.7	4018.5	20.853	38.741	4.8512	-374.18	142.38
07/2019	5970.6	2363.4	4104.9	28.27	33.482	4.8268	-341.04	160
08/2019	6063.1	2400.1	4168.7	22.782	32.325	4.8953	-365.32	160
09/2019	5934.1	2349	4080	36.206	40.774	5.1309	-350.32	160
10/2019	6102.9	2415.8	4195.9	30.544	38.082	4.5987	-486.7	160
11/2019	5941.9	2352.1	4085.2	23.955	36.338	4.4407	-445.02	160
12/2019	6120.4	2422.7	4208	24.123	37.09	4.0144	-500	160
01/2020	5995.8	2373.4	4122.3	21.079	21.284	2.5766	-410.44	500
02/2020	5635.3	2230.7	3874.5	26.296	26.448	4.4296	-205.2	500
03/2020	6162.8	2439.5	4237.1	38.688	38.845	3.237	-303.15	500
04/2020	5970.4	2363.3	4104.8	19.628	19.628	3.1881	-138	386.5
05/2020	6187.8	2449.4	4254.4	28.994	28.994	4.9859	-5.3735	500
06/2020	5962.3	2360.2	4099.4	20	20	5.0535	-213.3	378.81
07/2020	6089.7	2410.6	4186.9	25.177	25.186	5.0494	-114.73	500
08/2020	6183.1	2447.6	4251.1	21.139	21.275	5.1804	-259.33	414.29
09/2020	6051.8	2395.6	4160.8	33.344	33.344	7.161	-132.27	475.96
10/2020	6223.9	2463.7	4279.2	30.943	31.158	5.0885	-426.16	500
11/2020	6059.6	2398.7	4166.2	23.332	23.662	5.081	-375.56	500
12/2020	6242.7	2471.1	4292	26.077	26.517	4.6456	-533.8	500
01/2021	6117.9	2421.7	4206.3	16.386	16.752	2.6123	-547.39	416.02
02/2021	5747.7	2275.2	3951.7	21.293	21.438	4.5027	-209.82	500
03/2021	6285.9	2488.3	4321.8	24.352	24.509	3.237	-311.91	500
04/2021	6090.8	2411	4187.6	16.093	16.093	1.8431	-255.99	261.65
05/2021	6312.1	2498.6	4339.7	23.387	23.396	4.9205	-74.012	466.1
06/2021	6082.5	2407.7	4182	17.762	17.872	5.1696	-369.32	259.16
07/2021	6211.8	2458.9	4270.8	21.166	21.174	5.1804	-161.3	457.81
08/2021	6305.7	2496.1	4335.4	18.715	18.932	5.1804	-368.65	301.9
09/2021	6171.7	2443.1	4243.2	31.874	31.988	6.898	-292.43	360.12
10/2021	6347.5	2512.6	4364.2	27.71	27.917	4.9223	-455.59	500
11/2021	6180	2446.3	4248.9	22.782	23.125	4.6781	-379.78	500
12/2021	6367.1	2520.5	4377.7	23.282	23.71	4.168	-548.09	500
01/2022	6242.4	2471	4291.9	11.975	14.921	1.4498	-731.22	244.19
02/2022	5862.2	2320.5	4030.5	16.768	16.873	3.4378	-398.84	363.54

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
03/2022	6411.5	2538	4408.1	17.88	18.195	2.7436	-497.02	365.3
04/2022	6213.8	2459.7	4272.2	11.598	11.608	1.5423	-426.59	125
05/2022	6438.7	2548.7	4426.8	19.09	19.09	4.587	-245.74	309.25
06/2022	6204.8	2456.1	4266	8.798	8.921	4.8062	-539.21	125
07/2022	6336.4	2508.2	4356.5	17.598	17.598	4.7577	-297.29	290.75
08/2022	6430.7	2545.7	4421.4	12.457	12.581	4.8983	-556.71	125
09/2022	6294.1	2491.5	4327.4	14.644	14.748	6.643	-477.76	174.4
10/2022	6473.5	2562.5	4450.8	22.264	22.647	4.9034	-453.3	496.01
11/2022	6302.5	2494.8	4333.2	17.587	17.893	4.8339	-519.68	335.34
12/2022	6494.3	2570.8	4465.1	17.646	18.235	3.0464	-622.26	402.37
01/2023	6368.8	2521.1	4378.7	7.501	7.621	1.1792	-548.77	125
02/2023	5979.2	2366.9	4110.9	12.063	12.13	1.6236	-242.57	168.92
03/2023	6540	2588.8	4496.5	11.752	11.839	1.5323	-351.48	176.94
04/2023	6338.8	2509.2	4358.1	4.462	4.462	1.3032	-80.925	125
05/2023	6567.8	2599.9	4515.7	12.011	12.011	3.3895	-77.69	125
06/2023	6329.4	2505.5	4351.7	5.302	5.302	4.8675	-140.63	125
07/2023	6463	2558.3	4443.5	9.471	9.471	4.784	-127.43	125
08/2023	6558.6	2596.1	4509.2	7.145	7.145	4.8983	-155.85	125
09/2023	6419.3	2541.1	4413.5	6.734	6.734	6.505	-128.93	124.13
10/2023	6602.6	2613.5	4539.4	18.605	18.619	4.6846	-289.97	320.01
11/2023	6428.1	2544.4	4419.4	13.898	14.002	3.3822	-387.25	151.22
12/2023	6624	2622.1	4554.3	13.504	13.66	2.6161	-516.92	233
01/2024	6496.8	2571.7	4466.8	9.433	9.642	1.2216	-621.13	125
02/2024	6098.8	2414.2	4193.2	12.827	12.896	1.8736	-278.39	203.8
03/2024	6671	2640.7	4586.5	15.73	15.842	2.8093	-380.99	211.14
04/2024	6465.8	2559.4	4445.5	5	5.066	1.3878	-156.09	125
05/2024	6699.3	2651.9	4606	15.459	15.459	3.3902	-92.771	155.15
06/2024	6455.9	2555.5	4438.5	5.511	5.578	4.8569	-214.21	125
07/2024	6591.9	2609.4	4532.2	14.593	14.593	4.9403	-173.81	128.85
08/2024	6689.1	2647.9	4598.9	7.168	7.238	5.1017	-252.85	125
09/2024	6547.4	2591.7	4501.5	9.148	9.204	6.766	-198.62	125
10/2024	6734.3	2665.7	4630	20.138	20.155	4.6939	-323.01	355.79
11/2024	6556.2	2595.2	4507.6	14.304	14.405	3.3814	-403.14	185.1
12/2024	6756.8	2674.6	4645.6	15.235	15.387	2.765	-528.95	266.86
01/2025	6627.3	2623.3	4556.4	10.653	11.555	1.3664	-631.68	159.79
02/2025	6220.8	2462.5	4277	16.618	16.691	3.5028	-237.95	268.34
03/2025	6805	2693.7	4678.7	17.793	17.883	3.2891	-329.22	274.1
04/2025	6595.6	2610.9	4534.7	9.601	9.607	1.8532	-177.33	125
05/2025	6833.5	2705.1	4698.2	19.065	19.065	4.5814	-75.354	219.47
06/2025	6585	2606.7	4527.3	5.939	6.019	5.5957	-270.22	125
07/2025	6723	2661.3	4622.3	17.539	17.539	4.8678	-134.29	192.07
08/2025	6822.3	2700.6	4690.5	11.433	11.523	4.9748	-295.87	125
09/2025	6677.9	2643.4	4591.3	11.605	11.674	6.653	-257.92	125

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
10/2025	6868.9	2719	4722.6	22.114	22.383	4.7629	-308	420.13
11/2025	6687.3	2647.2	4597.7	17.274	17.373	4.486	-363.04	248.95
12/2025	6892.4	2728.4	4738.7	17.863	18.009	3.2032	-489.97	331.8
01/2026	6759.7	2675.8	4647.5	12.657	12.804	1.597	-564.43	176.22
02/2026	6345.1	2511.7	4362.5	16.703	16.703	2.9685	-145.76	293.9
03/2026	6941.9	2747.9	4772.8	18.451	18.451	3.3208	-230.59	291.06
04/2026	6727.6	2663.1	4625.5	11.603	11.603	2.7362	-126.8	125
05/2026	6970.5	2759.3	4792.5	18.848	18.848	4.2586	-7.4845	243.19
06/2026	6716.1	2658.5	4617.6	6.267	6.341	6.476	-228.7	124.61
07/2026	6856.4	2714.1	4714	17.652	17.652	4.9812	-65.908	216.59
08/2026	6958.2	2754.4	4784	12.489	12.569	4.9936	-252.85	125
09/2026	6811.1	2696.1	4682.9	23.982	24.049	6.723	-216.45	125
10/2026	7006.6	2773.5	4817.3	22.39	22.635	5.0069	-234.43	440.97
11/2026	6821	2700.1	4689.6	17.891	17.891	4.8048	-256.69	266.24
12/2026	7030.9	2783.1	4834.1	19.532	19.551	4.4003	-388.48	354.27
01/2027	6894.9	2729.3	4740.4	15.715	15.872	2.6123	-535.71	218.58
02/2027	6472.3	2562.1	4449.9	18.041	18.041	3.3429	-111.13	341.64
03/2027	7081.7	2803.3	4869	31.594	31.594	3.2395	-204.31	339.12
04/2027	6862.3	2716.4	4718.1	12.214	12.214	2.6548	-158.63	125
05/2027	7110.3	2814.6	4888.6	20.52	20.52	4.2568	-4.999	290.95
06/2027	6850.1	2711.5	4709.6	8.927	9.016	4.8435	-277.16	125
07/2027	6992.3	2767.9	4807.5	18.081	18.081	5.0201	-39.687	262.95
08/2027	7096.9	2809.3	4879.3	14.13	14.131	5.1066	-273.97	125
09/2027	6946.9	2749.9	4776.2	30.306	30.306	6.809	-201.8	150.08
10/2027	7146.9	2829.1	4913.7	24.808	24.945	4.9496	-190.88	488.32
11/2027	6957.5	2754.1	4783.6	19.339	19.348	4.6879	-253.07	312.05
12/2027	7172.3	2839.2	4931.2	20.743	20.764	4.0779	-386.6	401.88
01/2028	7032.7	2783.8	4835.2	17.115	17.361	3.1432	-406.36	292.58
02/2028	6601.7	2613.3	4539	20.3	20.3	3.884	-27.395	421.74
03/2028	7224.5	2859.8	4967.1	35.073	35.073	5.5327	-122.9	421.19
04/2028	6999.8	2770.9	4812.6	17.178	17.178	2.7513	-114.43	137.41
05/2028	7253.1	2871	4986.7	23.86	23.86	5.1013	99.296	370
06/2028	6986.5	2765.5	4803.4	16.711	16.711	6.864	-217.26	135.75
07/2028	7131	2822.7	4902.9	21.138	21.138	5.1804	38.323	341.74
08/2028	7238.1	2865.2	4976.5	18.395	18.395	5.1657	-195.83	169.91
09/2028	7085.5	2804.9	4871.6	32.671	32.671	6.873	-74.992	230.99
10/2028	7290.2	2885.8	5012.2	31.66	31.804	5.1723	-138.65	500
11/2028	7096.7	2809.2	4879.3	21.311	21.32	5.2421	-177.53	395.55
12/2028	7316.3	2896.1	5030.3	34.957	35.24	5.132	-295.89	482.54

Fuente y elaboración propia.

ANEXO XV

RESULTADOS DE SIMULACIÓN – ESCENARIO B

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
01/2019	5870.4	2323.8	4036.2	8.91	14.10	0.72	-463.33	160.00
02/2019	5520	2185	3795.1	11.73	12.94	3.39	-287.96	160.00
03/2019	6036.1	2389.4	4150.1	13.37	16.10	2.58	-356.88	160.00
04/2019	5846.7	2314.4	4019.8	6.58	6.96	2.61	-223.99	148.59
05/2019	6060.3	2398.9	4166.7	14.29	14.65	4.66	-218.20	160.00
06/2019	5839.3	2311.5	4014.8	8.95	9.53	4.85	-336.52	138.94
07/2019	5964.9	2361.1	4101.1	12.26	12.65	4.83	-253.70	160.00
08/2019	6057.5	2397.8	4164.7	10.02	10.51	5.08	-298.20	160.00
09/2019	5928.6	2346.8	4076.1	11.91	12.26	5.17	-305.79	160.00
10/2019	6097.1	2413.5	4192	15.48	19.92	4.83	-428.44	160.00
11/2019	5936.3	2349.9	4081.4	11.42	14.46	4.59	-379.39	160.00
12/2019	6114.7	2420.4	4204	13.01	22.71	4.07	-463.76	160.00
01/2020	6160.6	2438.6	4235.7	11.35	11.53	3.12	-353.17	500.00
02/2020	5790.2	2292	3981	12.89	12.88	4.52	-1.13	500.00
03/2020	6332.2	2506.6	4353.6	13.81	13.95	5.04	-179.37	500.00
04/2020	6134.6	2428.3	4217.6	8.99	8.99	4.48	65.04	488.43
05/2020	6358	2516.8	4371.3	15.80	15.79	5.20	86.43	500.00
06/2020	6126.3	2425.1	4212.1	9.72	9.70	6.37	-42.66	481.73
07/2020	6257.1	2476.9	4302.1	12.41	12.41	5.51	-16.21	500.00
08/2020	6353.1	2514.9	4368	10.21	10.33	5.51	-74.99	500.00
09/2020	6218.1	2461.4	4275.2	12.04	12.04	7.23	-41.99	500.00
10/2020	6395.1	2531.5	4396.8	16.14	16.27	5.10	-250.49	500.00
11/2020	6226.3	2464.7	4280.9	12.62	12.78	5.09	-243.29	500.00
12/2020	6414.2	2539.1	4410.1	14.12	14.33	4.85	-397.45	500.00
01/2021	6468.7	2560.6	4447.4	11.52	11.73	3.39	-434.94	500.00
02/2021	6077.2	2405.6	4178.3	14.08	14.07	4.76	-67.61	500.00
03/2021	6646.2	2630.9	4569.6	15.23	15.40	6.08	-248.41	500.00
04/2021	6440	2549.3	4427.8	9.17	9.18	4.50	-37.41	477.92
05/2021	6673.9	2641.9	4588.6	17.10	17.08	5.35	64.86	500.00
06/2021	6431.1	2545.8	4421.7	10.27	10.27	7.79	-116.43	477.26
07/2021	6567.9	2599.9	4515.7	14.36	14.36	6.19	-68.25	500.00
08/2021	6667.1	2639.2	4583.9	11.11	11.26	6.19	-165.17	500.00
09/2021	6525.5	2583.2	4486.6	12.54	12.64	7.32	-106.08	500.00
10/2021	6711.5	2656.7	4614.4	22.44	22.59	5.12	-274.69	500.00
11/2021	6534.2	2586.5	4492.5	14.40	14.56	4.78	-295.95	500.00
12/2021	6732.2	2664.9	4628.7	14.81	15.03	4.53	-481.86	500.00
01/2022	6793.6	2689.3	4670.9	14.857	21.749	4.26	-608.17	500
02/2022	6379.8	2525.5	4386.4	25.348	25.557	6.578	-322.06	500

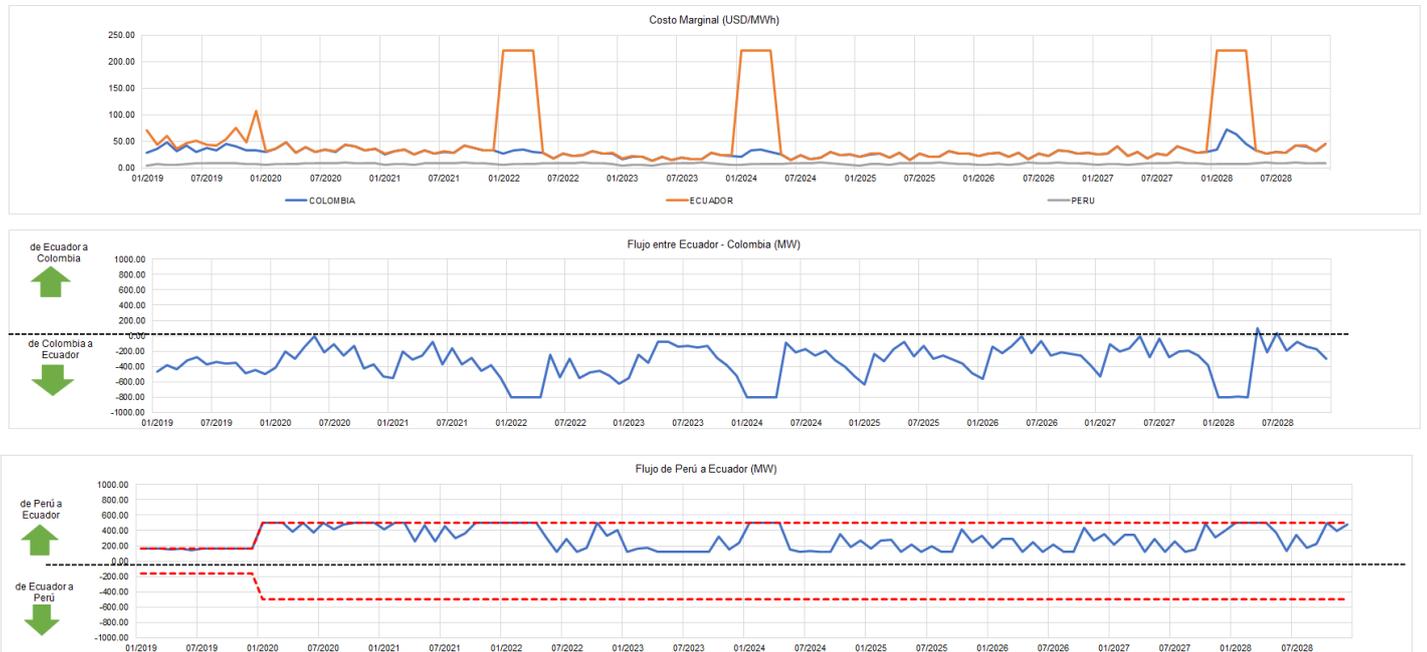
	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
03/2022	6977.7	2762	4797.3	34.585	38.279	6.047	-500.46	500
04/2022	6762.4	2676.9	4649.4	16.651	16.812	4.3583	-314.26	422.86
05/2022	7007.2	2773.7	4817.7	17.42	17.40	5.23	-24.21	500.00
06/2022	6752.6	2673	4642.7	9.86	9.98	7.03	-262.06	422.87
07/2022	6895.8	2729.7	4741.1	14.21	14.33	5.19	-135.02	500.00
08/2022	6998.6	2770.4	4811.7	9.46	9.63	5.56	-264.46	459.92
09/2022	6849.8	2711.5	4709.5	12.50	12.61	8.63	-160.45	500.00
10/2022	7045.1	2788.8	4843.8	20.51	20.68	5.58	-311.73	500.00
11/2022	6859	2715.1	4715.8	14.20	14.40	5.27	-368.15	500.00
12/2022	7067.6	2797.7	4859.3	15.83	16.19	6.06	-520.64	500.00
01/2023	7077.8	2801.8	4866.2	7.94	8.10	4.28	-297.19	492.09
02/2023	6644.9	2630.4	4568.7	12.43	12.41	6.06	122.90	500.00
03/2023	7268	2877	4996.9	13.50	13.60	6.38	-70.08	500.00
04/2023	7044.5	2788.6	4843.3	7.87	7.87	3.69	28.05	333.51
05/2023	7299	2889.2	5018.3	16.04	16.02	5.37	198.21	500.00
06/2023	7034.1	2784.4	4836.1	9.41	9.41	7.23	-60.47	332.07
07/2023	7182.4	2843.2	4938.2	12.81	12.67	5.34	156.94	500.00
08/2023	7288.7	2885.1	5011.1	8.53	8.53	5.64	-32.67	354.66
09/2023	7133.9	2823.9	4904.8	10.80	10.76	8.17	58.26	425.30
10/2023	7337.5	2904.5	5044.8	18.50	18.61	5.37	-102.18	500.00
11/2023	7143.5	2827.8	4911.5	11.59	11.72	5.11	-115.40	500.00
12/2023	7361.4	2914.1	5061.3	14.33	14.52	6.15	-310.35	500.00
01/2024	7318.6	2897	5031.8	18.351	22.202	4.2907	-496.07	500
02/2024	6870.4	2719.6	4723.6	30.553	30.553	7.345	-30.908	500
03/2024	7514.8	2974.8	5166.8	66.573	66.573	7.142	-245.59	500
04/2024	7283.8	2883.2	5007.8	22.813	22.93	5.1094	-91.114	434.98
05/2024	7546.7	2987.4	5188.6	22.68	22.42	7.40	216.57	500.00
06/2024	7272.6	2878.8	5000.1	11.25	11.25	7.82	-37.57	433.10
07/2024	7425.7	2939.4	5105.5	16.93	16.81	5.90	149.00	500.00
08/2024	7535.3	2982.8	5180.8	12.34	12.34	7.45	-41.25	463.70
09/2024	7375.5	2919.6	5070.9	25.14	13.74	14.14	73.80	500.00
10/2024	7586.2	3003	5215.9	29.15	29.01	7.56	-47.55	500.00
11/2024	7385.7	2923.6	5077.9	16.00	16.11	5.20	-130.04	500.00
12/2024	7611.6	3013	5233.1	17.90	18.07	6.28	-325.51	500.00
01/2025	7566.1	2995	5201.9	16.76	16.94	4.56	-337.71	500.00
02/2025	7102	2811.4	4882.9	27.28	27.11	11.85	186.31	500.00
03/2025	7768.9	3075.4	5341.5	39.34	39.19	10.89	-26.61	500.00
04/2025	7529.9	2980.7	5177.1	20.98	20.77	21.97	128.05	500.00
05/2025	7801.6	3088.2	5363.9	34.33	34.07	30.63	246.45	500.00
06/2025	7517.8	2975.9	5168.8	29.11	28.92	20.96	-60.33	500.00
07/2025	7675.6	3038.3	5277.2	27.03	26.76	6.67	235.74	500.00
08/2025	7788.7	3083.1	5355	21.14	20.99	7.76	80.92	500.00
09/2025	7623.9	3017.9	5241.7	30.98	30.78	25.06	24.24	500.00

	Demanda (GWh)			Costo Marginal (USD/MWh)			Flujos por las líneas (MW)	
	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	COLOMBIA	ECUADOR	PERU	ECU COL	PER ECU
10/2025	7842.1	3104.2	5391.7	39.61	39.59	7.83	18.87	500.00
11/2025	7634.7	3022.2	5249.1	25.95	25.93	5.97	-19.92	500.00
12/2025	7868.8	3114.9	5410	41.58	41.60	7.75	-248.28	500.00
01/2026	7777.5	3078.6	5347.3	22.59	22.59	4.87	-198.27	500.00
02/2026	7300.6	2889.9	5019.4	32.94	32.65	7.36	322.93	500.00
03/2026	7987.3	3161.7	5491.4	44.53	44.31	11.18	96.61	500.00
04/2026	7740.6	3064.1	5321.9	27.78	27.48	5.56	179.72	500.00
05/2026	8020.2	3174.7	5514.1	37.46	37.13	30.45	328.51	500.00
06/2026	7727.3	3058.9	5312.7	33.26	33.08	25.89	-5.87	500.00
07/2026	7888.9	3122.7	5423.8	34.53	34.17	13.47	273.86	500.00
08/2026	8005.7	3169	5504.4	29.98	29.77	37.39	22.61	500.00
09/2026	7836.6	3102	5388	37.19	36.98	32.29	99.68	500.00
10/2026	8061.6	3191.1	5542.4	55.44	55.24	32.00	107.09	500.00
11/2026	7848.1	3106.6	5395.8	34.72	34.45	12.91	112.69	500.00
12/2026	8089.5	3202.2	5561.8	50.37	50.25	7.90	-125.64	500.00
01/2027	7992.3	3163.8	5495.1	29.63	29.63	4.64	-131.85	500.00
02/2027	7502.6	2969.8	5158.3	45.76	44.84	6.89	302.31	500.00
03/2027	8209	3249.6	5644.1	53.26	53.20	11.08	149.73	500.00
04/2027	7954.7	3148.9	5469.2	32.97	32.95	5.28	193.15	500.00
05/2027	8242.2	3262.7	5666.8	41.89	41.86	10.14	322.42	500.00
06/2027	7940.4	3143.2	5459.3	36.59	36.26	27.94	13.42	500.00
07/2027	8105.4	3208.5	5572.7	38.77	38.45	18.46	289.69	500.00
08/2027	8226.5	3256.4	5656.1	35.52	35.27	42.54	17.16	441.98
09/2027	8052.8	3187.6	5536.5	43.98	43.72	29.02	143.80	407.77
10/2027	8284.6	3279.4	5696	63.54	63.37	33.58	89.78	500.00
11/2027	8065	3192.6	5544.9	40.56	40.32	9.14	136.12	500.00
12/2027	8314	3291.1	5716.2	54.13	54.20	7.90	-57.74	500.00
01/2028	8215.3	3251.9	5648.3	98.64	98.64	7.092	-372.32	500
02/2028	7712	3052.8	5302.2	63.54	63.37	7.436	79.489	500
03/2028	8439.4	3340.8	5802.4	40.56	40.32	17.648	-60.349	500
04/2028	8176.9	3236.8	5622	54.13	54.20	7.76	33.426	500
05/2028	8472.7	3353.9	5825.4	61.58	48.44	33.02	431.21	500.00
06/2028	8161.4	3230.6	5611.3	53.28	53.06	52.06	-70.26	195.87
07/2028	8330.3	3297.4	5727.3	45.69	45.20	46.36	230.18	430.47
08/2028	8455.4	3347	5813.4	40.80	40.56	45.77	209.26	375.93
09/2028	8277.2	3276.5	5690.8	78.94	54.77	57.49	209.82	411.78
10/2028	8516.1	3371.1	5855.1	68.77	68.34	47.09	243.27	424.78
11/2028	8290.1	3281.6	5699.7	49.21	49.18	32.95	174.18	500.00
12/2028	8546.9	3383.1	5876.3	62.53	62.50	23.02	-31.04	500.00

Fuente y elaboración propia.

ANEXO XVI

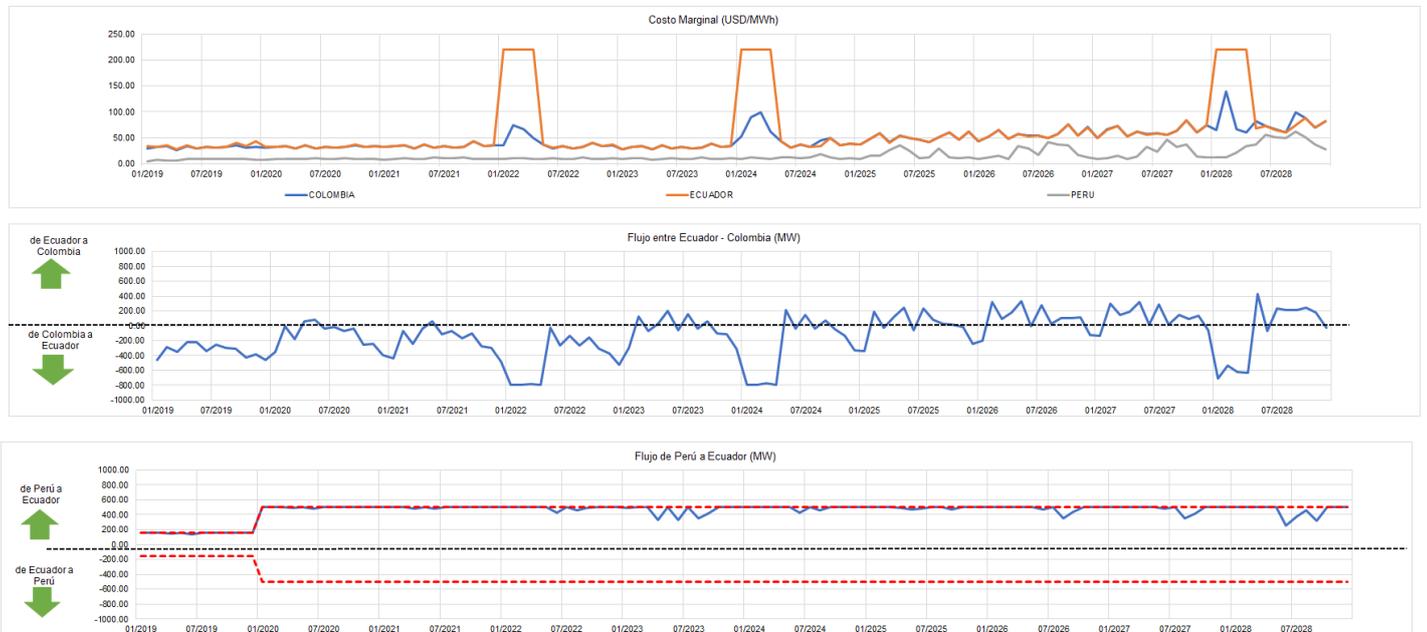
EVOLUCIÓN DEL COSTO MARGINAL Y FLUJOS DE ENERGÍA PARA EL ESCENARIO 1



Fuente y elaboración propia.

ANEXO XVII

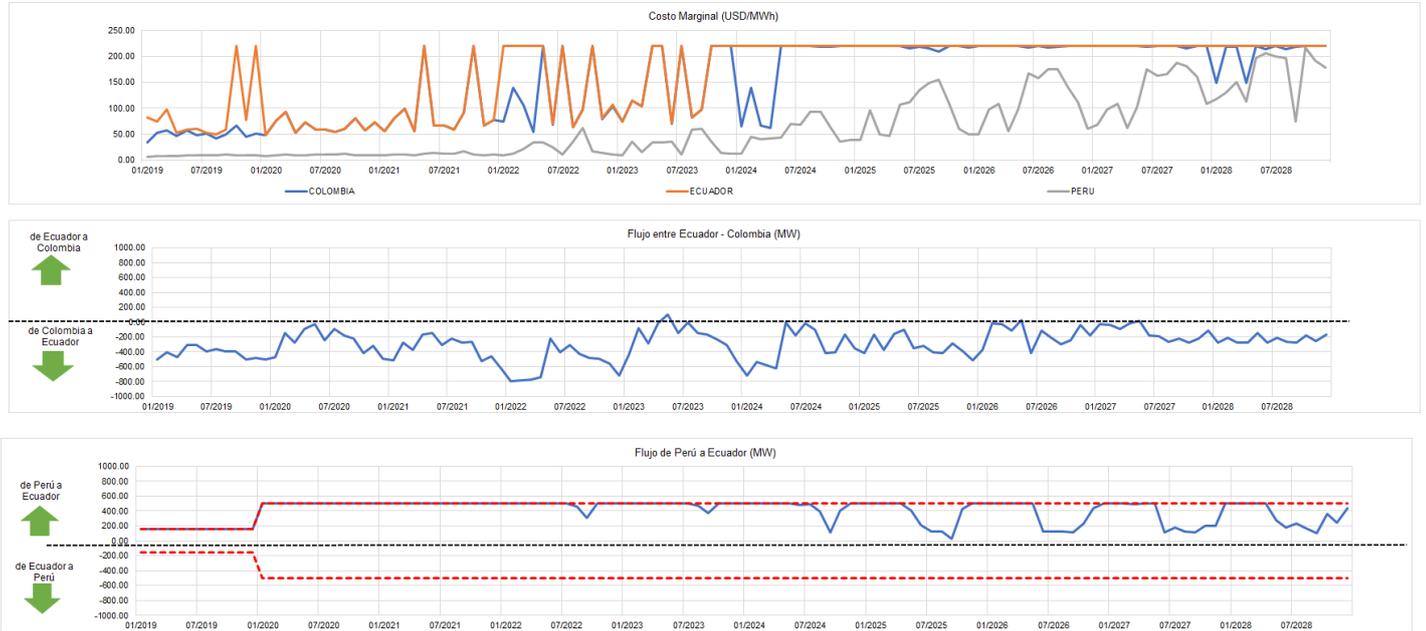
EVOLUCIÓN DEL COSTO MARGINAL Y FLUJOS DE ENERGÍA PARA EL ESCENARIO 2



Fuente y elaboración propia.

ANEXO XVIII

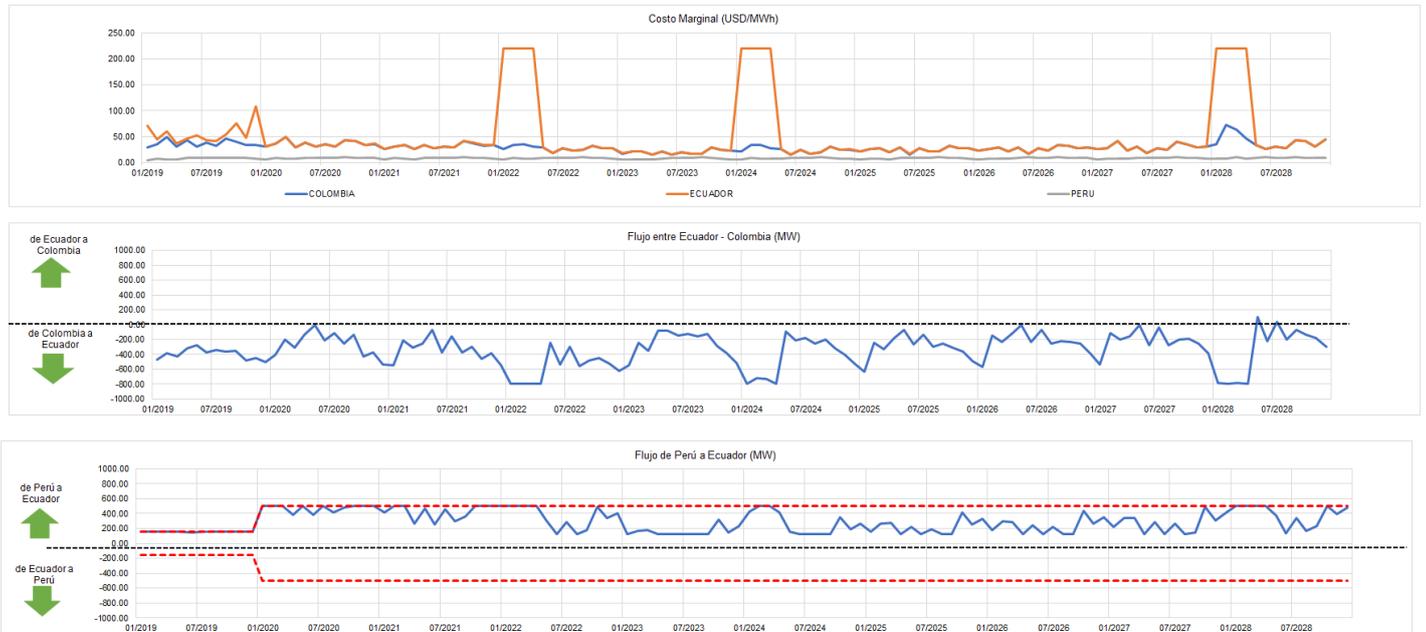
EVOLUCIÓN DEL COSTO MARGINAL Y FLUJOS DE ENERGÍA PARA EL ESCENARIO 3



Fuente y elaboración propia.

ANEXO XIX

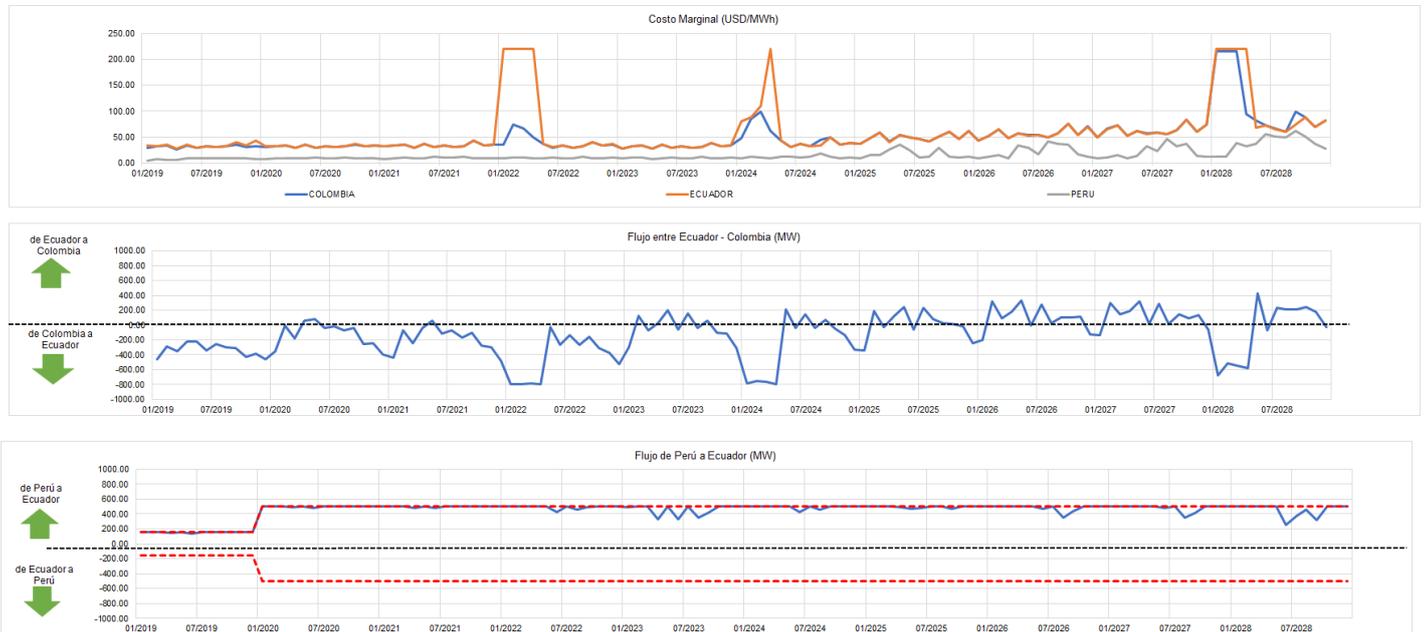
EVOLUCIÓN DEL COSTO MARGINAL Y FLUJOS DE ENERGÍA PARA EL ESCENARIO 4



Fuente y elaboración propia.

ANEXO XX

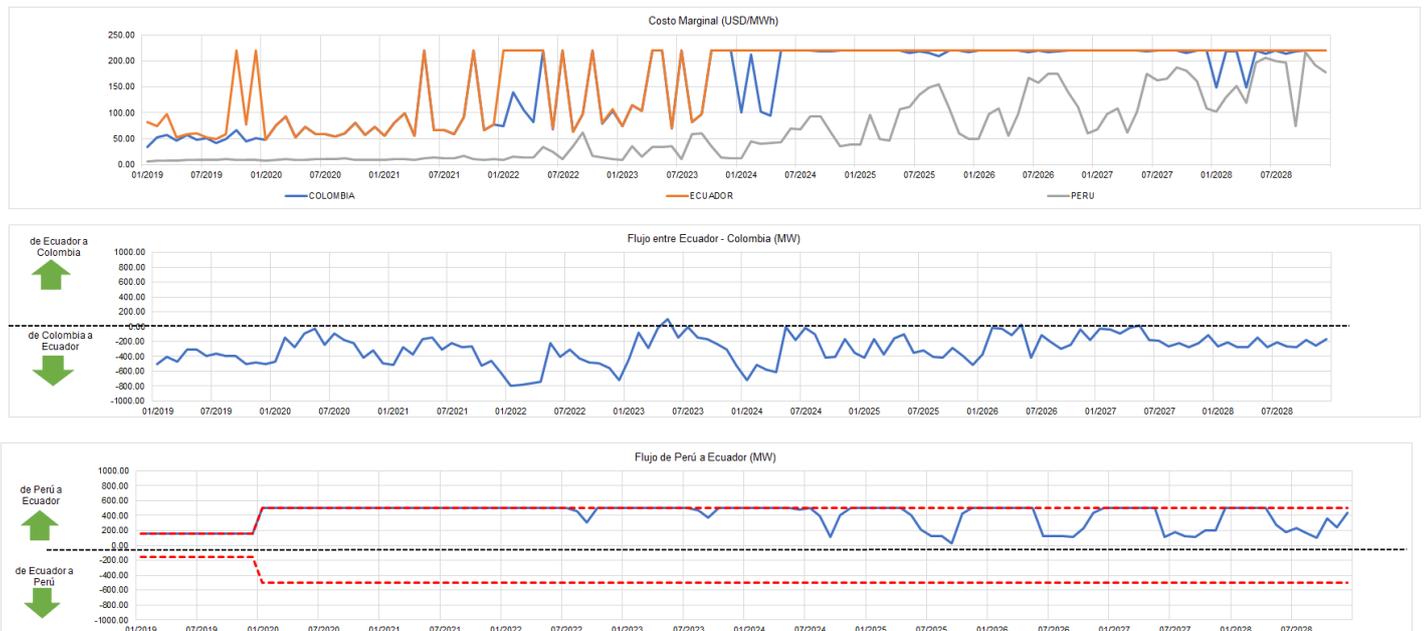
EVOLUCIÓN DEL COSTO MARGINAL Y FLUJOS DE ENERGÍA PARA EL ESCENARIO 5



Fuente y elaboración propia.

ANEXO XXI

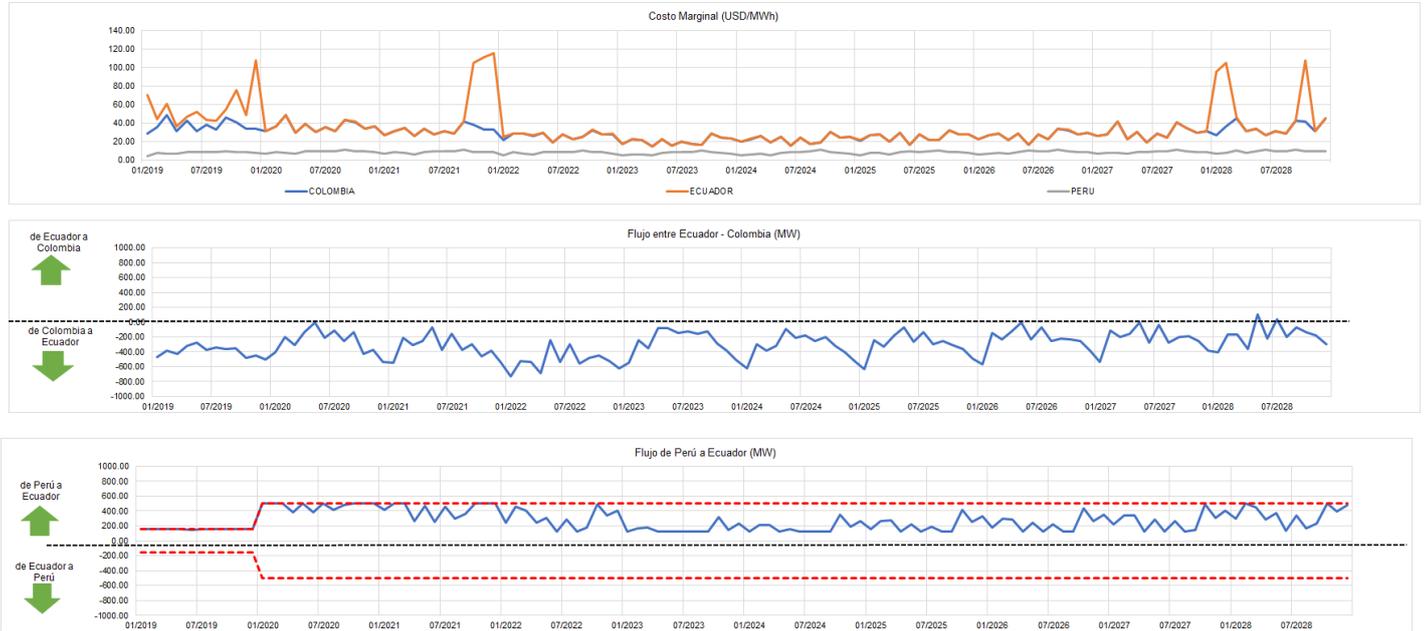
EVOLUCIÓN DEL COSTO MARGINAL Y FLUJOS DE ENERGÍA PARA EL ESCENARIO 6



Fuente y elaboración propia.

ANEXO XXII

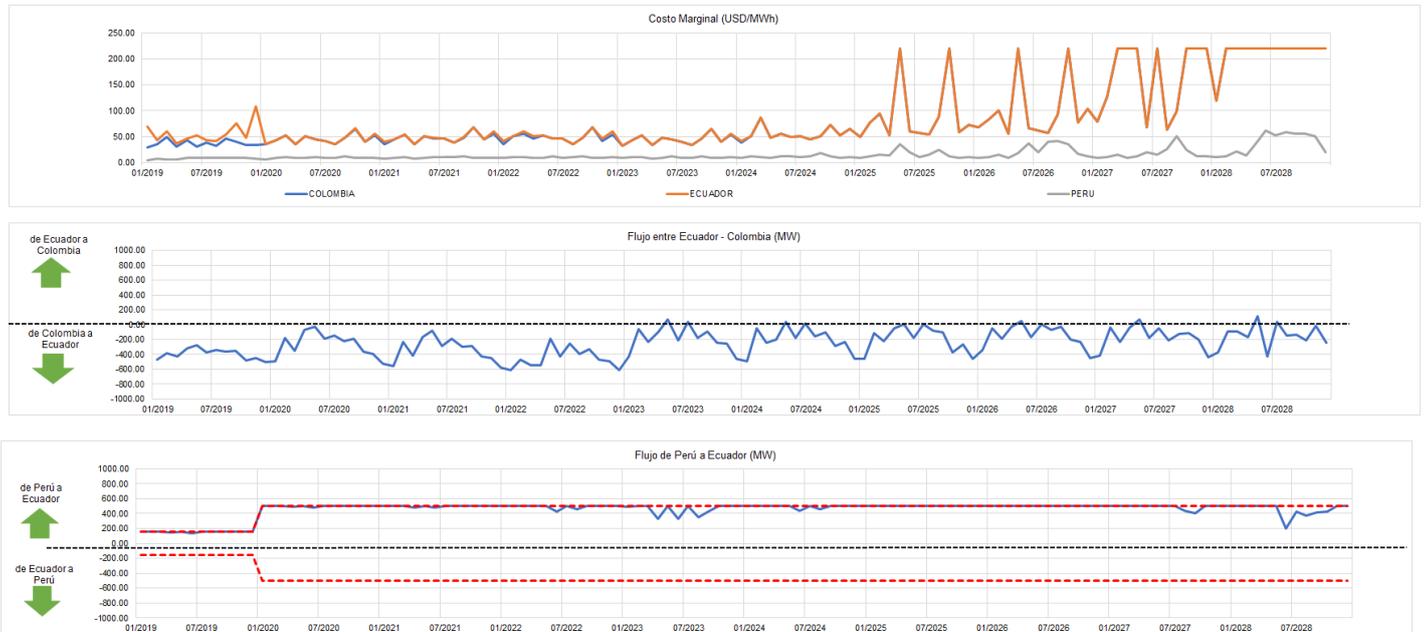
EVOLUCIÓN DEL COSTO MARGINAL Y FLUJOS DE ENERGÍA PARA EL ESCENARIO 7



Fuente y elaboración propia.

ANEXO XXIII

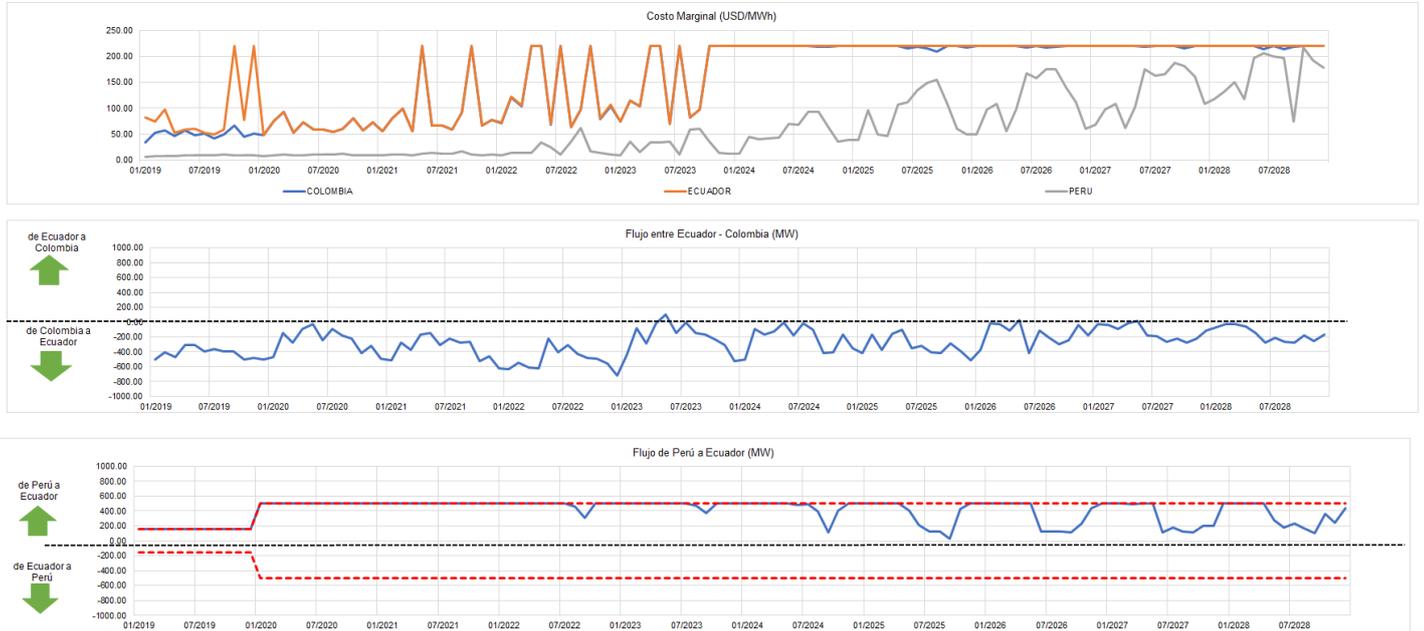
EVOLUCIÓN DEL COSTO MARGINAL Y FLUJOS DE ENERGÍA PARA EL ESCENARIO 8



Fuente y elaboración propia.

ANEXO XXIV

EVOLUCIÓN DEL COSTO MARGINAL Y FLUJOS DE ENERGÍA PARA EL ESCENARIO 9



Fuente y elaboración propia.

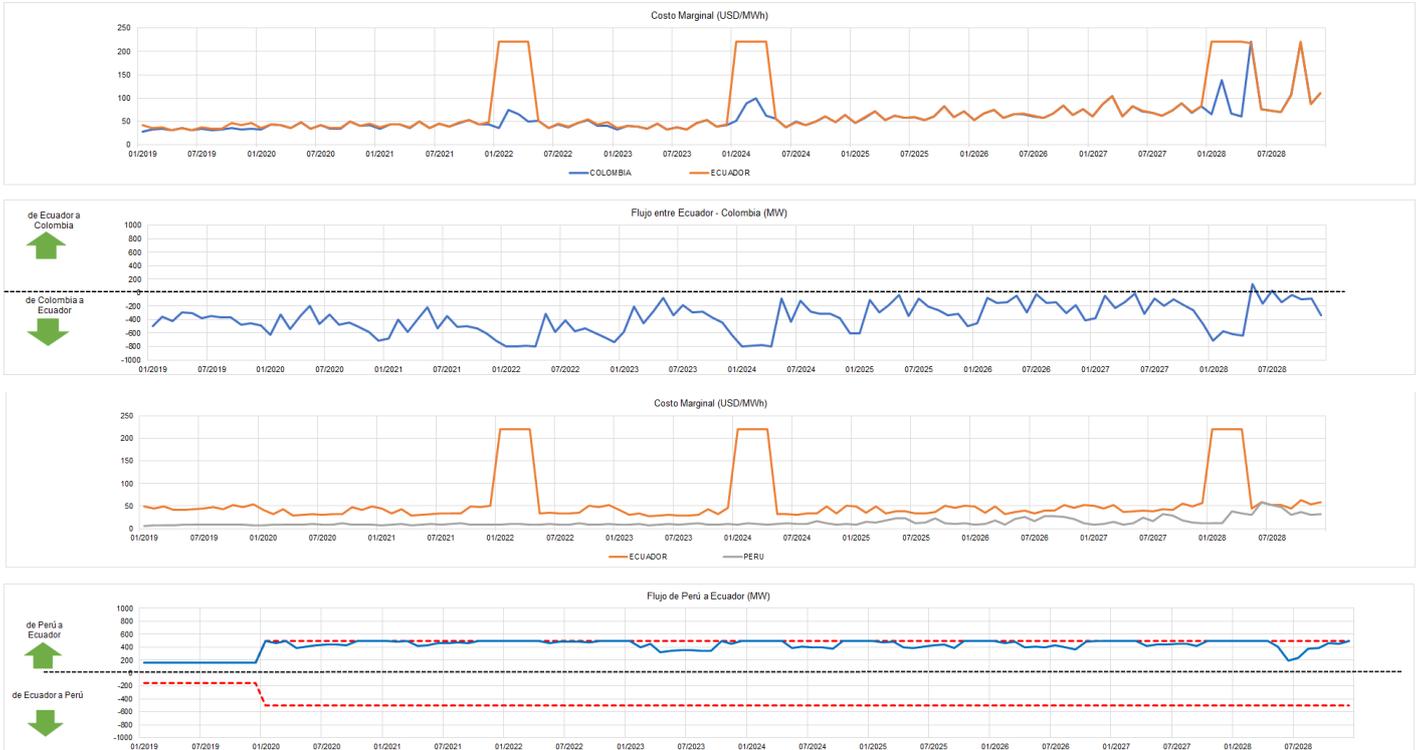
ANEXO XXV

EVOLUCIÓN DEL COSTO MARGINAL Y FLUJOS DE ENERGÍA PARA EL ESCENARIO 1-MODELO BINODAL



ANEXO XXVI

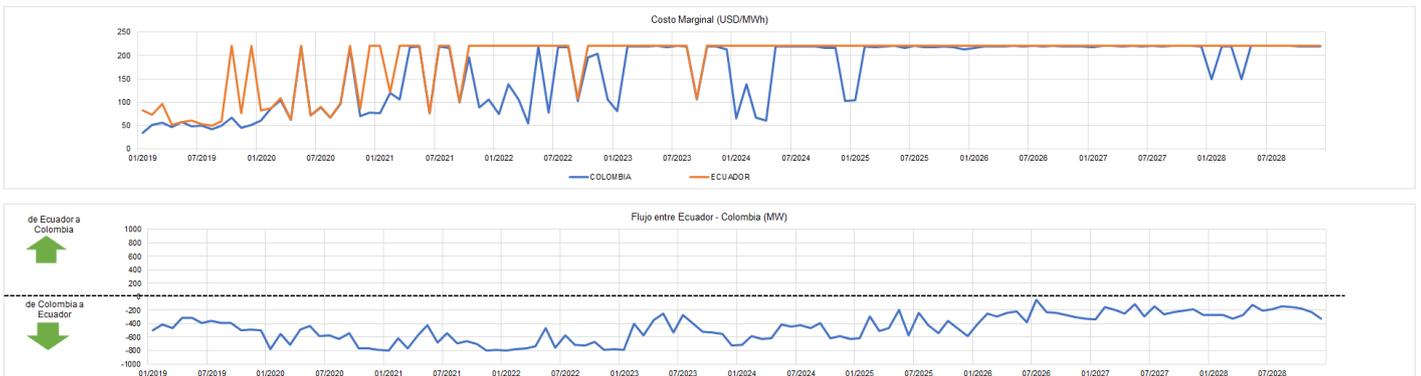
EVOLUCIÓN DEL COSTO MARGINAL Y FLUJOS DE ENERGÍA PARA EL ESCENARIO 2-MODELO BINODAL



Fuente y elaboración propia.

ANEXO XXVII

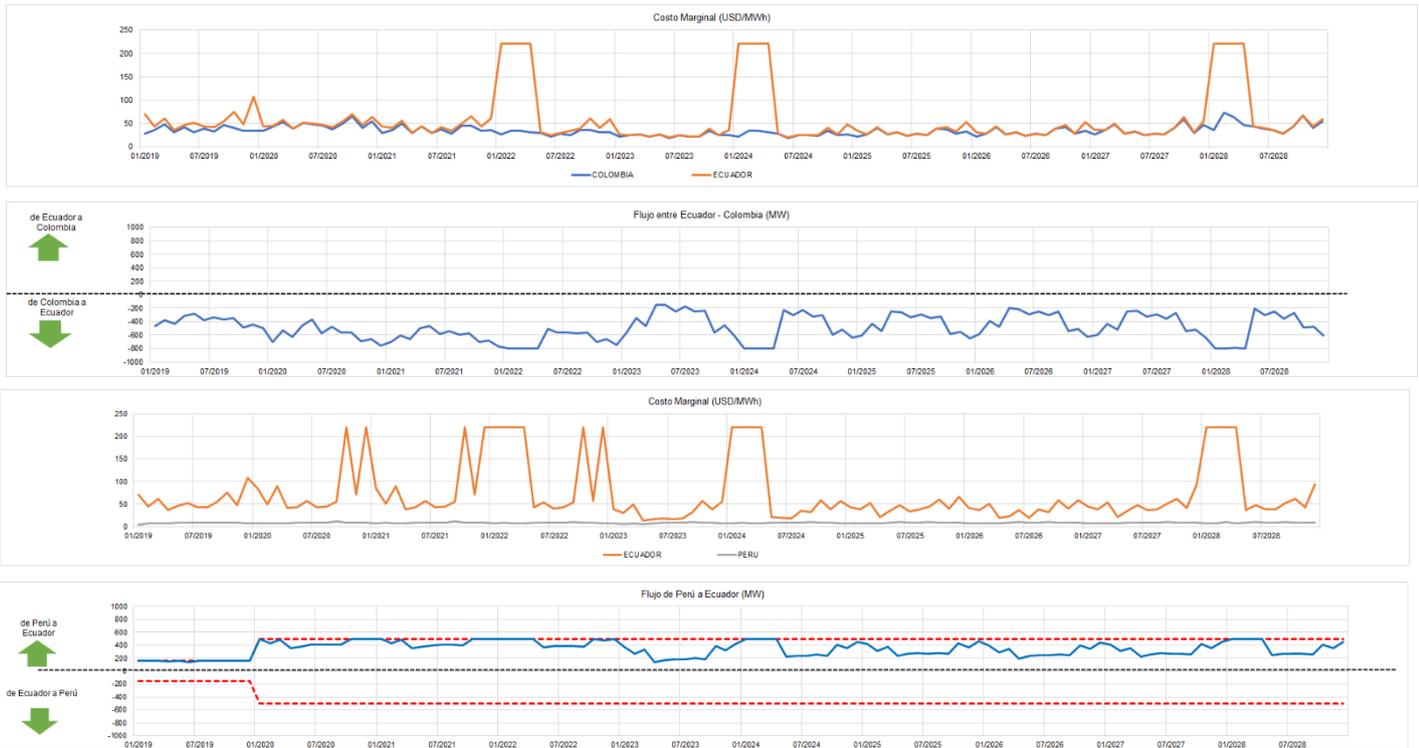
EVOLUCIÓN DEL COSTO MARGINAL Y FLUJOS DE ENERGÍA PARA EL ESCENARIO 3-MODELO BINODAL



Fuente y elaboración propia.

ANEXO XXVIII

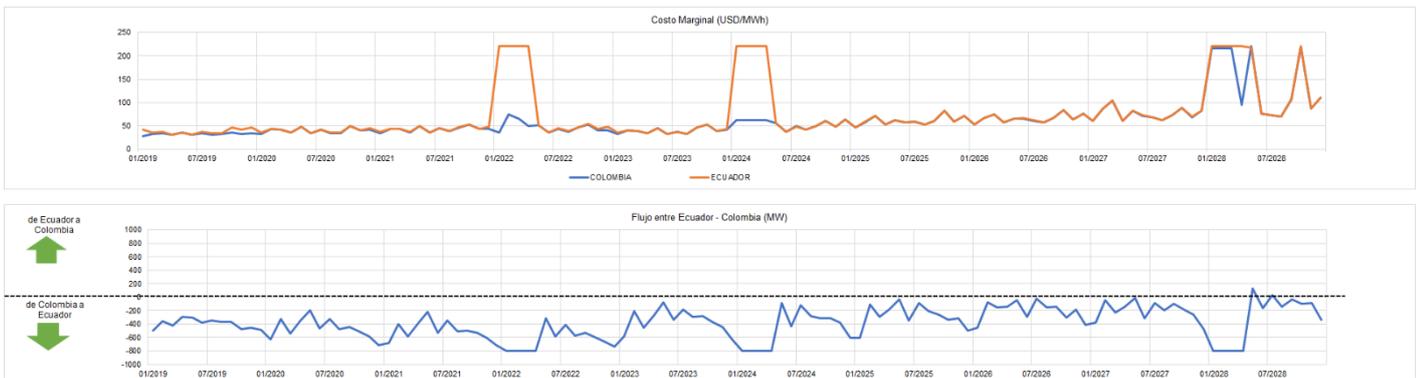
EVOLUCIÓN DEL COSTO MARGINAL Y FLUJOS DE ENERGÍA PARA EL ESCENARIO 4-MODELO BINODAL



Fuente y elaboración propia.

ANEXO XXIX

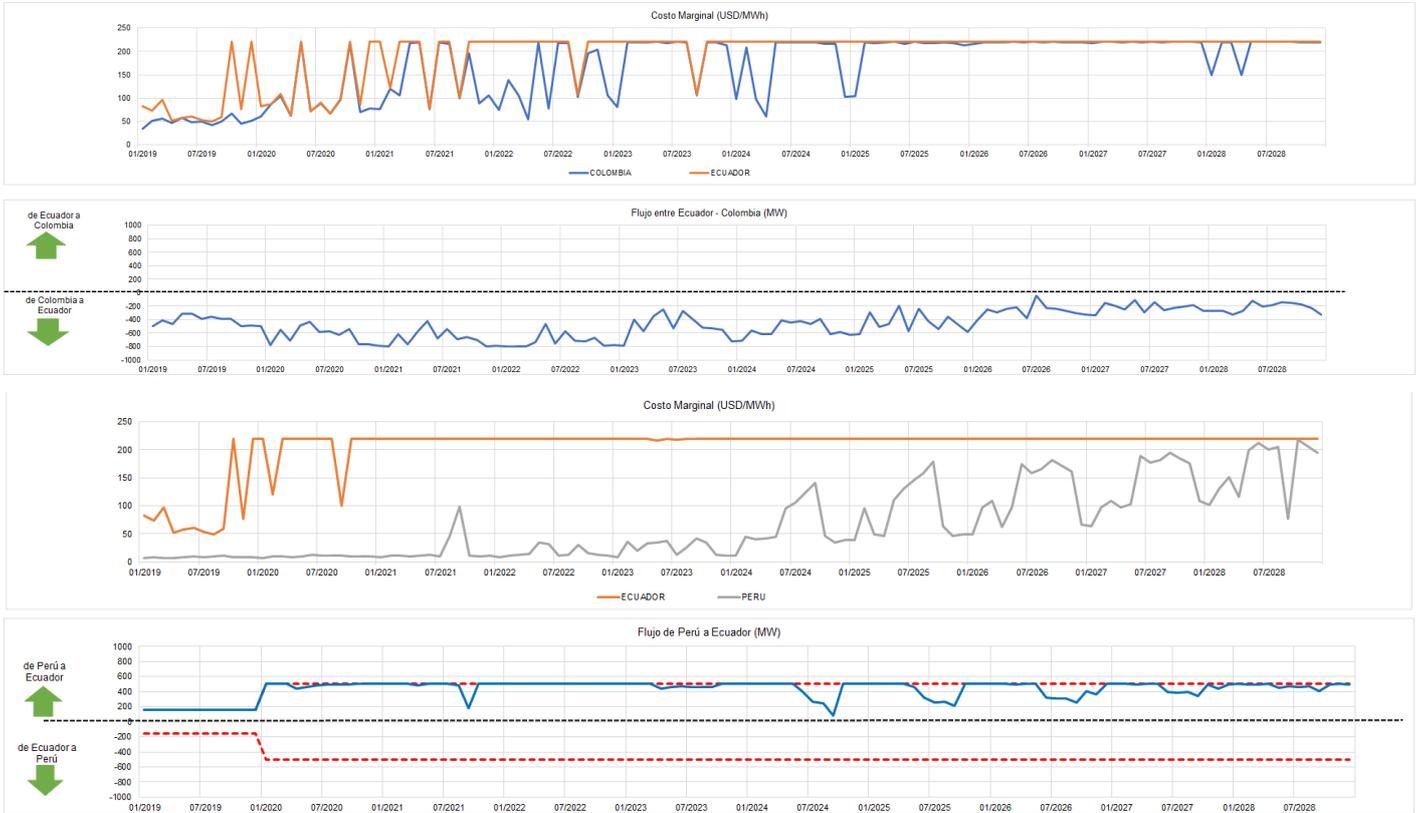
EVOLUCIÓN DEL COSTO MARGINAL Y FLUJOS DE ENERGÍA PARA EL ESCENARIO 5-MODELO BINODAL



Fuente y elaboración propia.

ANEXO XXX

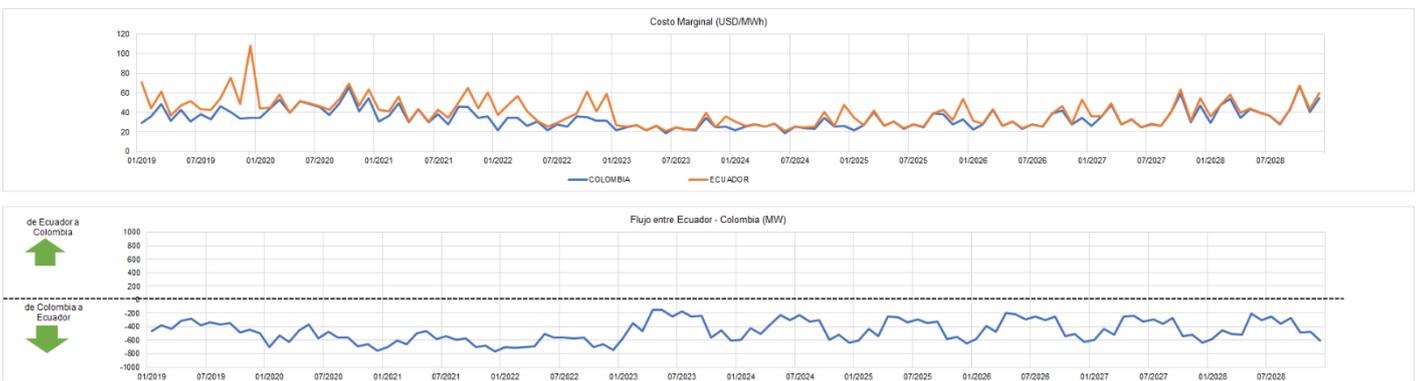
EVOLUCIÓN DEL COSTO MARGINAL Y FLUJOS DE ENERGÍA PARA EL ESCENARIO 6-MODELO BINODAL



Fuente y elaboración propia.

ANEXO XXXI

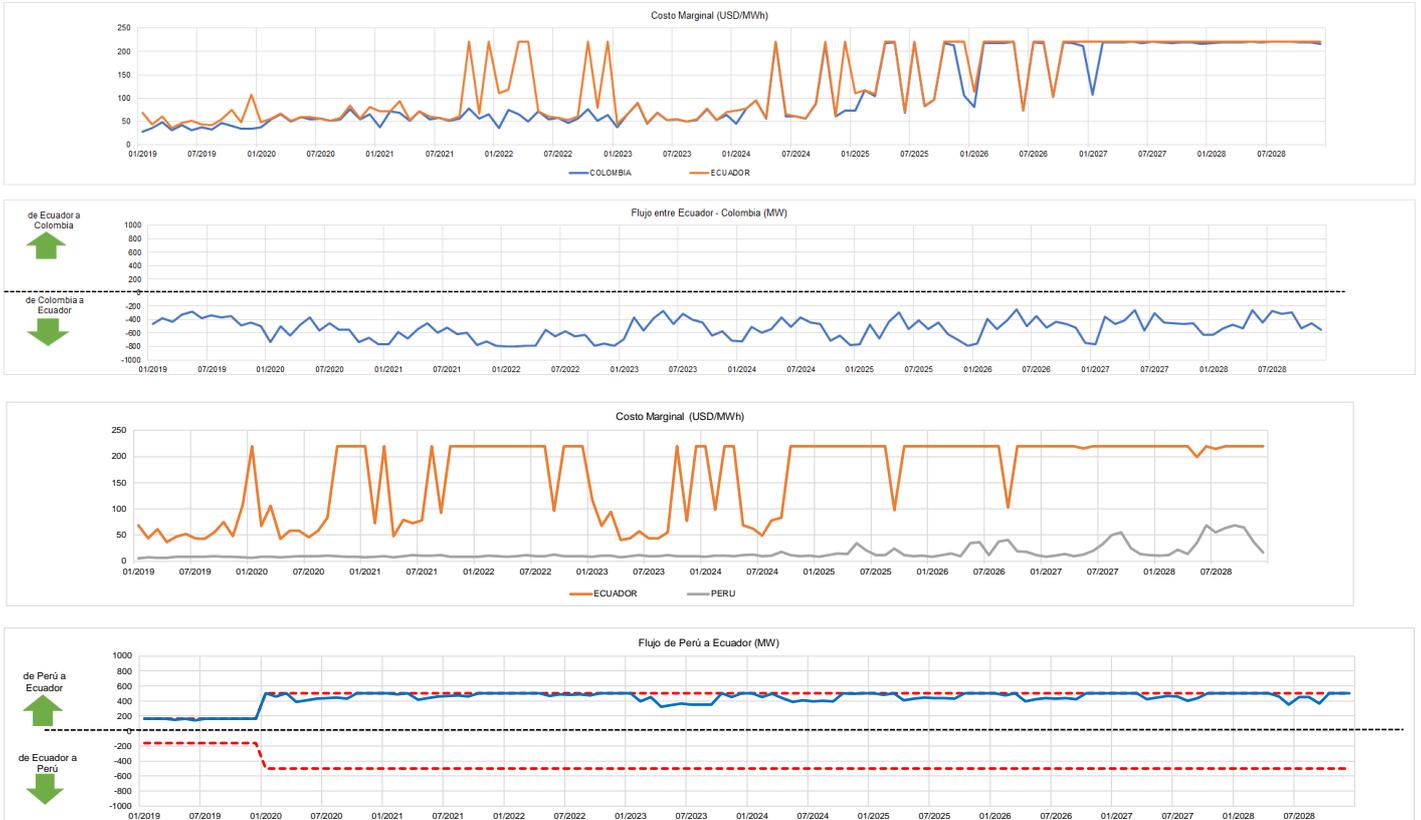
EVOLUCIÓN DEL COSTO MARGINAL Y FLUJOS DE ENERGÍA PARA EL ESCENARIO 7-MODELO BINODAL



Fuente y elaboración propia.

ANEXO XXXII

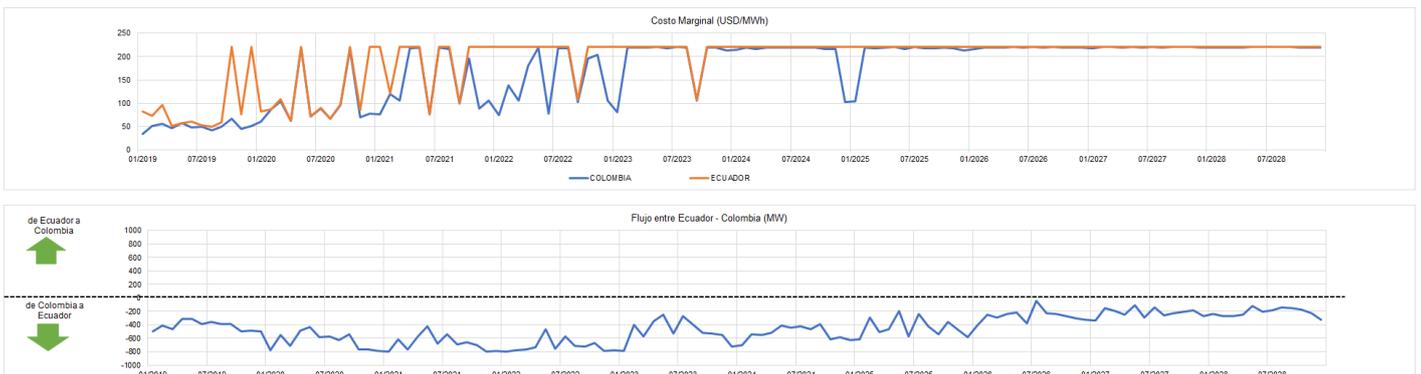
EVOLUCIÓN DEL COSTO MARGINAL Y FLUJOS DE ENERGÍA PARA EL ESCENARIO 8-MODELO BINODAL



Fuente y elaboración propia.

ANEXO XXXIII

EVOLUCIÓN DEL COSTO MARGINAL Y FLUJOS DE ENERGÍA PARA EL ESCENARIO 9-MODELO BINODAL



ANEXO XXXIV

ALGORITMO DE SOLUCION DE JUEGOS COOPERATIVOS CON UNIDAD TRANSFERIBLE APLICANDO EL NUCLEOLO CON EL SOFTWARE MATLAB

V.2016

```
function [x1, fmin]=nucl(v,tol)

if nargin<2
    tol=10^6*eps;
end

N=length(v);
[~, n]=log2(N);
if N==3
    x1=StandardSolution(v);
    return
end

S=1:N;
for k=1:n, A1(:,k) = -bitget(S,k);end
A1(N+1,:)= -A1(end,:);
A1(:,end+1)=-1;
A1(N:N+1,end)=0;
A2=sparse(A1);
B1=[-v';v(N)];
C=[zeros(1,n),1];

k=1:n;
ra = reasonable_outcome(v);
vi=v(bitset(0,k));
cvr=vi==ra;
if any(cvr)
    fi=find(cvr);
    ra(fi)=Inf;
end
if sum(vi)>v(N)
    error('sum of lower bound exceeds value of grand coalition! No
solution can be found that satisfies the constraints.')
end
lb=[vi,-Inf];
ub=[ra,Inf];

options.Display='off';
options.Simplex='on';
options.LargeScale='on';
options.Algorithm='dual-simplex';
options.TolFun=1e-10;
options.TolX=1e-10;
options.TolRLPFun=1e-10;
options.MaxIter=256;
%opts
%% for dual-simplex
options.MaxTime=9000;
options.Preprocess='none';
options.TolCon=1e-6;
options.MaxIter=10*(N+n);
```

```

it=0:-1:1-n;
while 1

[xmin,fmin,exitflag,~,lambda]=linprog(C,A2,B1,[],[],lb,ub,[],options)
;
x=xmin;
x1=x';
x1(end)=[];
lambda.ineqlin;
bS1=find(lambda.ineqlin'>tol);
bA=find(A1(:,end)==0)';
bS2=setdiff(bS1,bA);
if isempty(bS2)==1
    break;
end
mS2=rem(floor(bA(:)*pow2(it)),2);
tmS2=mS2';
rk=rank(mS2);
ov=ones(1,n);
wgh=pinv(tmS2)*ov';
posQ=all(wgh>-tol);
if exitflag ~= 1
    warning('Prn:Exit','Probably no nucleolus found!')
    break;
elseif rk==n && posQ == 1
    x1=full(x1);
    break;
end
A1(bS2,end)=0;
A2=sparse(A1);
B1(bS2)=B1(bS2)+fmin;
end

```

ANEXO XXXV

ALGORITMO DE SOLUCION DE JUEGOS COOPERATIVOS CON UNIDAD TRANSFERIBLE APLICANDO EL METODO DE SHAPLEY CON EL SOFTWARE MATLAB V.2016

```
function A1=coalition(n);

for i=1:n-1
    k(i)=nchoosek(n,i);
end
A=zeros(2^n-2,n);
A1=A;
k1=1:n;
nn1=1;
for i=1:n
    x=nchoosek(k1,i);
    [n1 n2]=size(x);
    A(nn1:nn1+n1-1,1:n2)=x;
    nn1=nn1+n1;
end
m=sum(k);
for i=1:m
    for j=1:n
        kk=A(i,j);
        if kk>0
            A1(i,kk)=1;
        else
            end
        end
    end
end

function S=shap1(n,v);

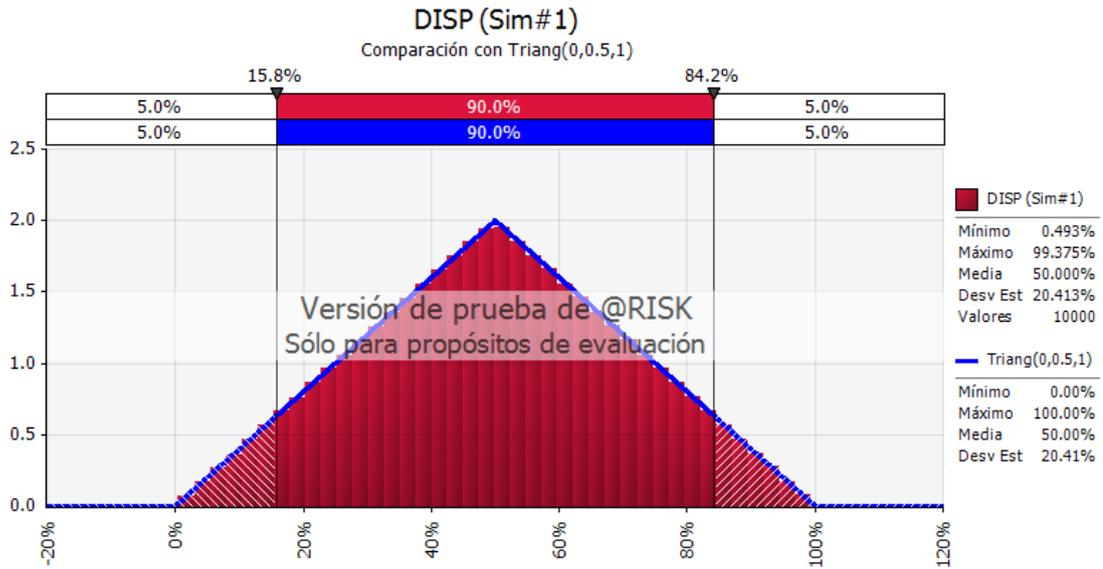
A=coalition(n);
ss=ones(1,n);
A=[A' ss']';
    for k=1:n
        k1=zeros(1,m);
        k2=k1;
        A2=0*A;
        for i=1:m
            if A(i,k)>0
                k1(i)=v(i);
                A2(i,:)=A(i,:);
            else
                end
        end
        end
        A3=A2;
        A3(:,k)=0;
        for i=1:m
            for j=1:m
                if A3(i,1:n)==A(j,1:n);
                    k2(i)=v(j);
                else
                    end
            end
        end
    end
end
```

```
k3=k1-k2;
k4=sum(A2. ');
r=zeros(1,m);
mm=factorial(n-1);
for i=1:m
    if k4(i)>0
        r(i)=mm./nchoosek(n-1,k4(i)-1);
    else
    end
end
S(k)=sum(k3.*r)/sum(r);
end
```

ANEXO XXXVI

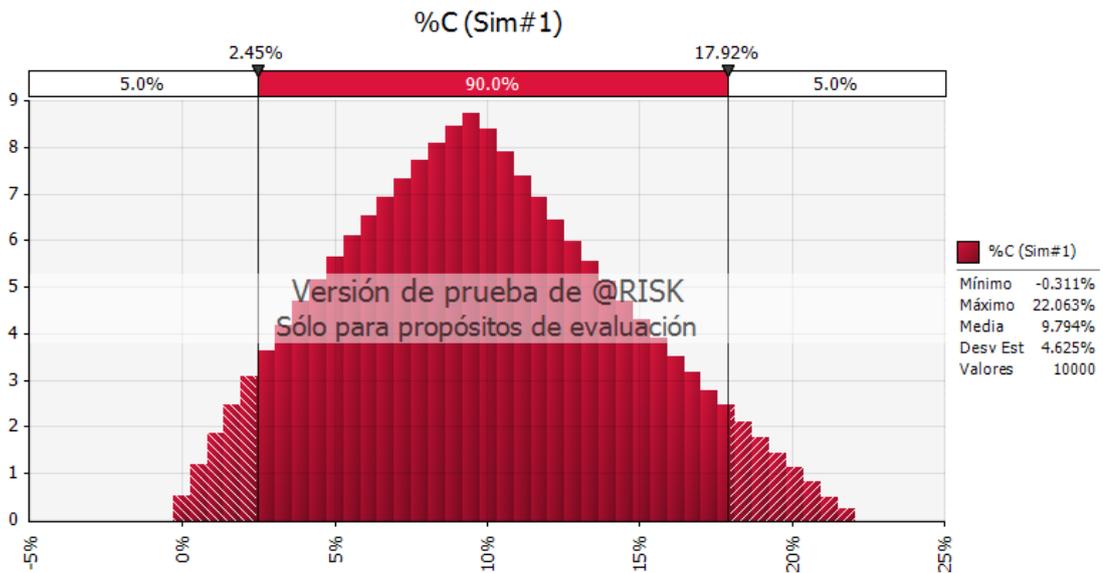
SENSIBILIDADES CON 2% DE CRECIMIENTO DE DEMANDA Y DISPONIBILIDAD HIDRÁULICA DE ECUADOR VARIABLE

Supuestos de entrada de la disponibilidad de las hidroeléctricas de Ecuador – 2% de
crecimiento de demanda y disponibilidad variable



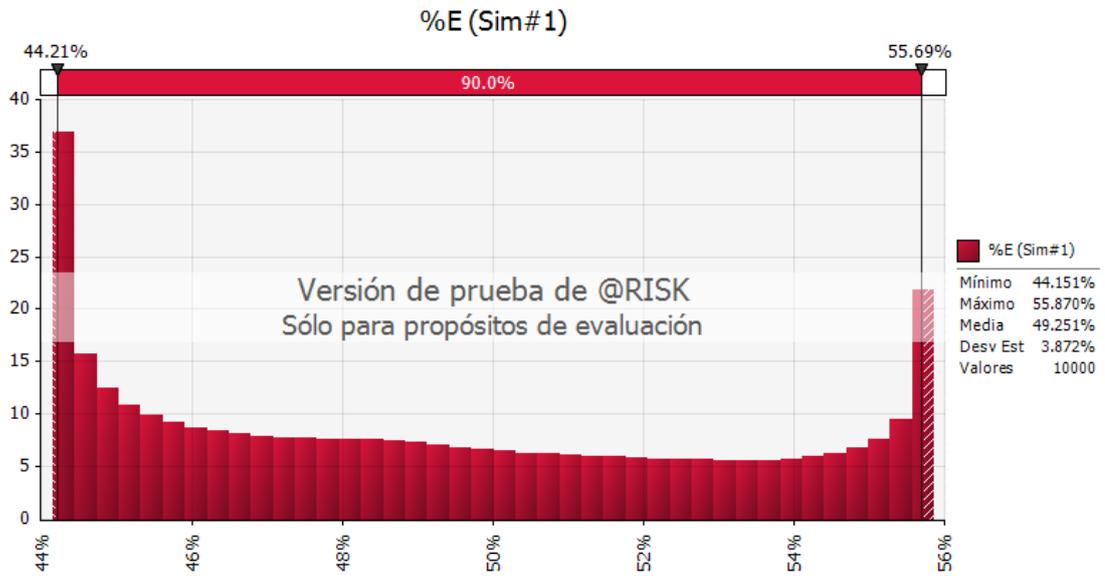
Fuente: Risk Simulator
Elaboración Propia

Resultado de la sensibilidad del porcentaje de rentas de congestión para Colombia – 2% de
crecimiento de demanda y disponibilidad variable



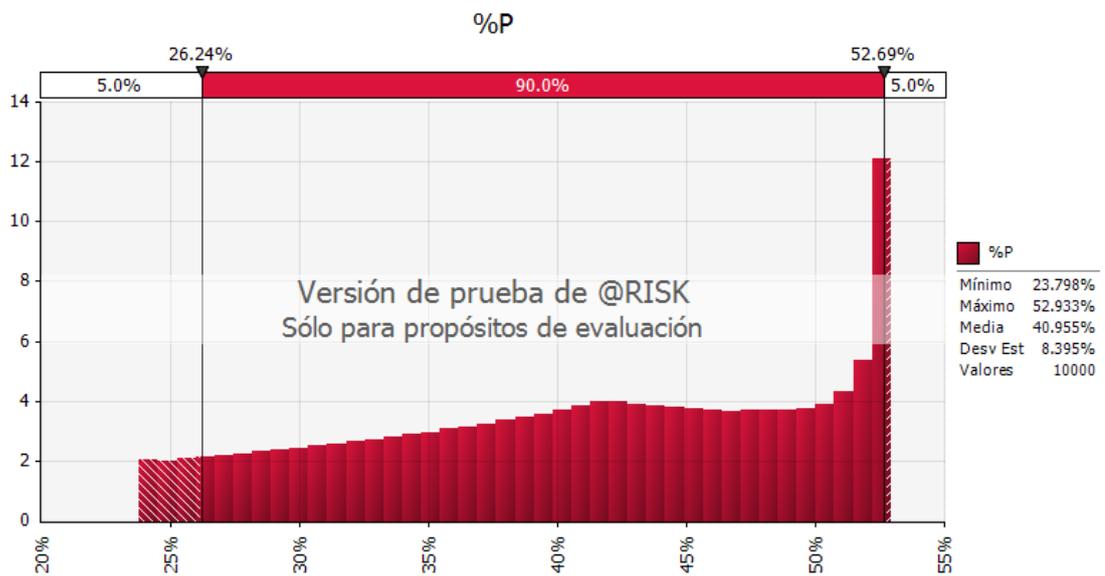
Fuente: Risk Simulator
Elaboración Propia

Resultado de la sensibilidad del porcentaje de rentas de congestión para Ecuador – 25% de disponibilidad y demanda variable



Fuente: Risk Simulator
Elaboración Propia

Resultado de la sensibilidad del porcentaje de rentas de congestión para Perú – 2% de crecimiento de demanda y disponibilidad variable

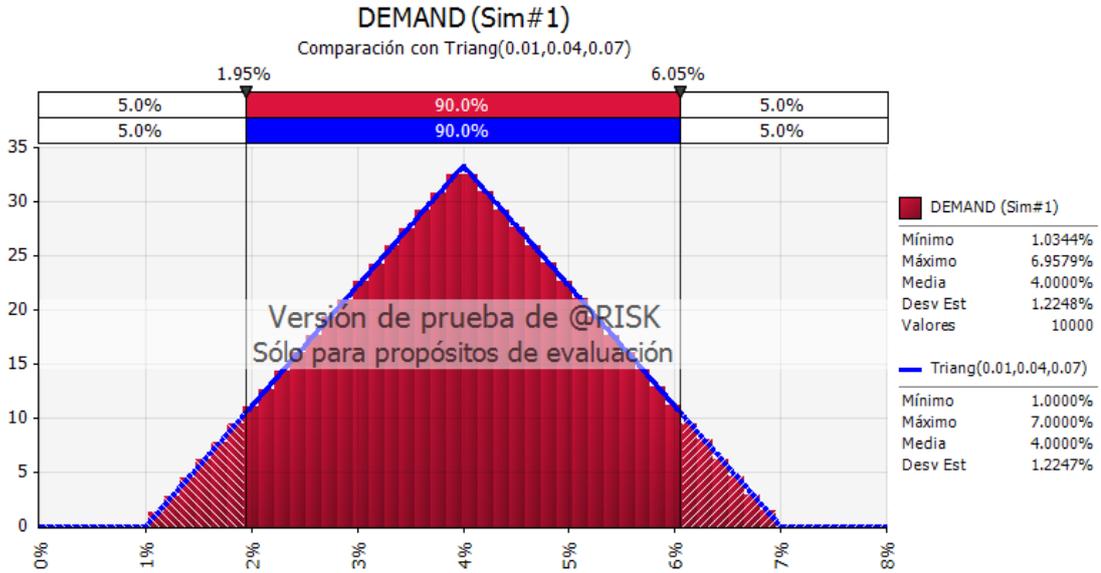


Fuente: Risk Simulator
Elaboración Propia

ANEXO XXXVII

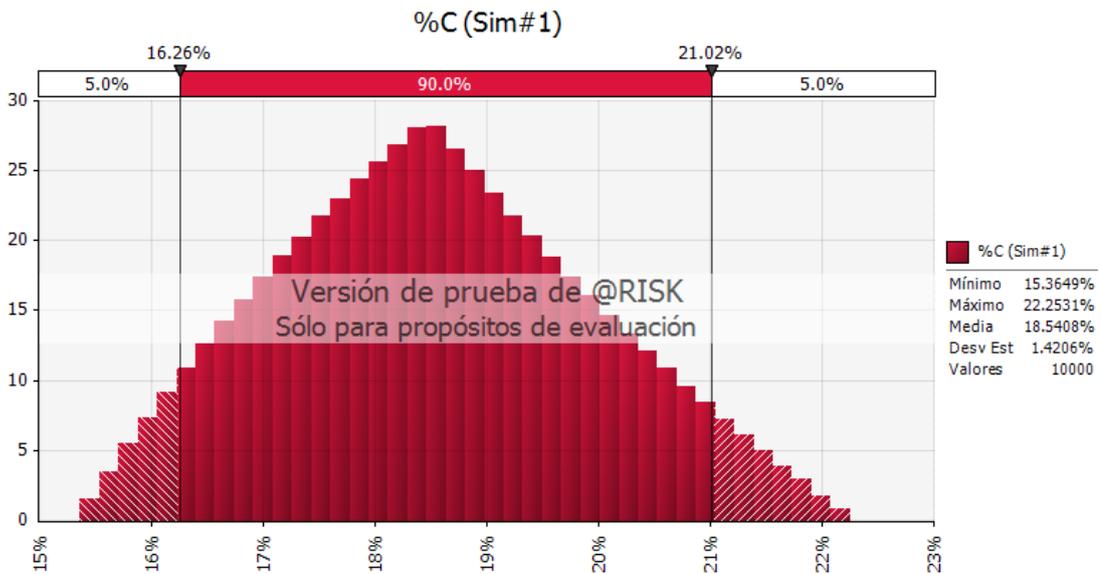
**SENSIBILIDADES CON CRECIMIENTO DE DEMANDA VARIABLE Y
DISPONIBILIDAD HIDRÁULICA DE ECUADOR DE 0%**

Supuestos de entrada de la disponibilidad de las hidroeléctricas de Ecuador – 0% de
disponibilidad y demanda variable



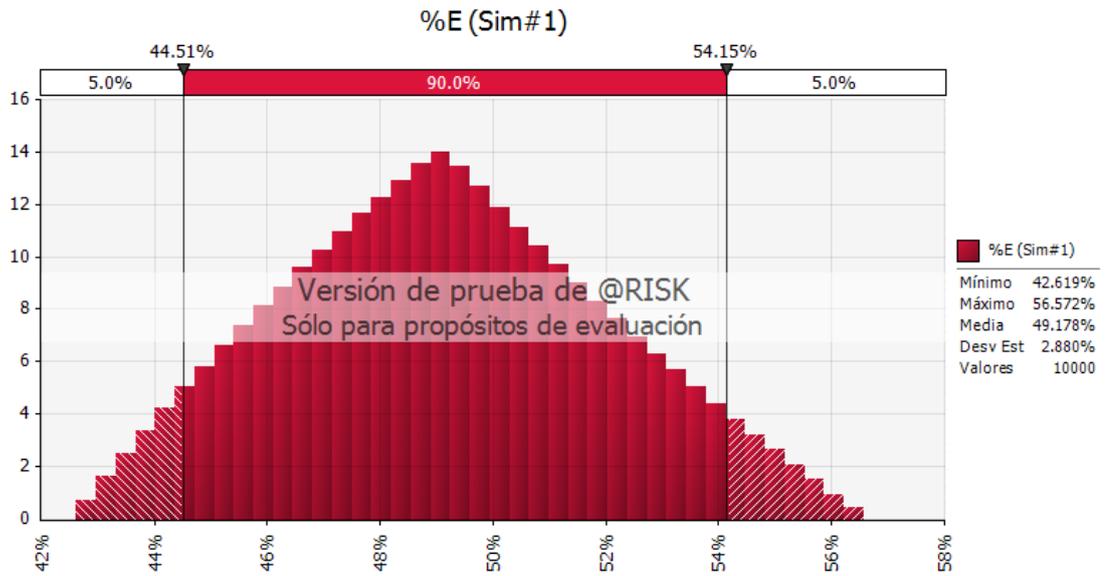
Fuente: Risk Simulator
Elaboración Propia

Resultado de la sensibilidad del porcentaje de rentas de congestión para Colombia – 0% de
disponibilidad y demanda variable



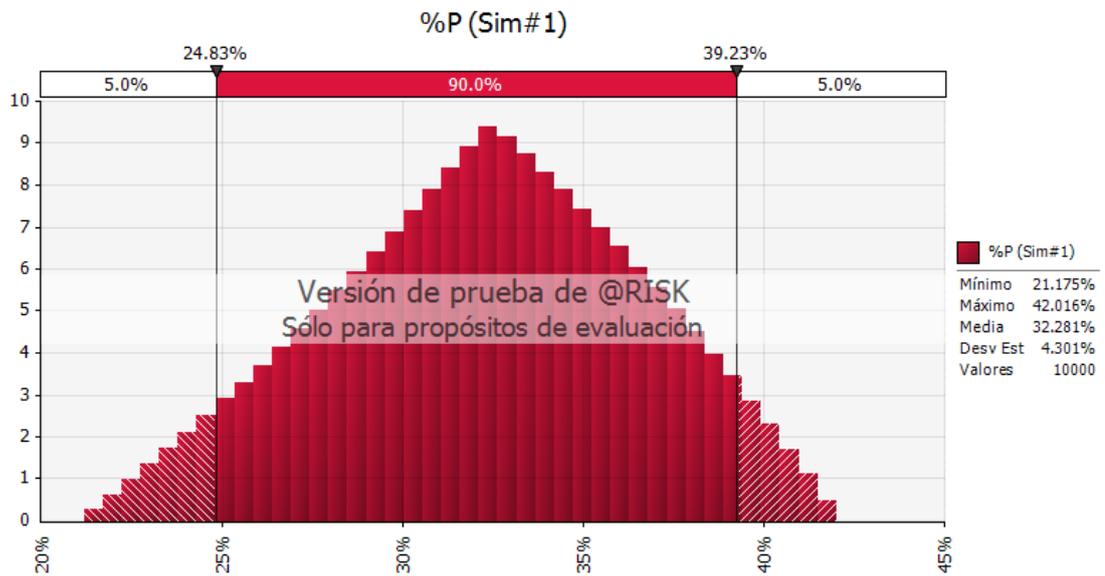
Fuente: Risk Simulator
Elaboración Propia

Resultado de la sensibilidad del porcentaje de rentas de congestión para Ecuador – 0% de disponibilidad y demanda variable



Fuente: Risk Simulator
Elaboración Propia

Resultado de la sensibilidad del porcentaje de rentas de congestión para Perú – 0% de disponibilidad y demanda variable

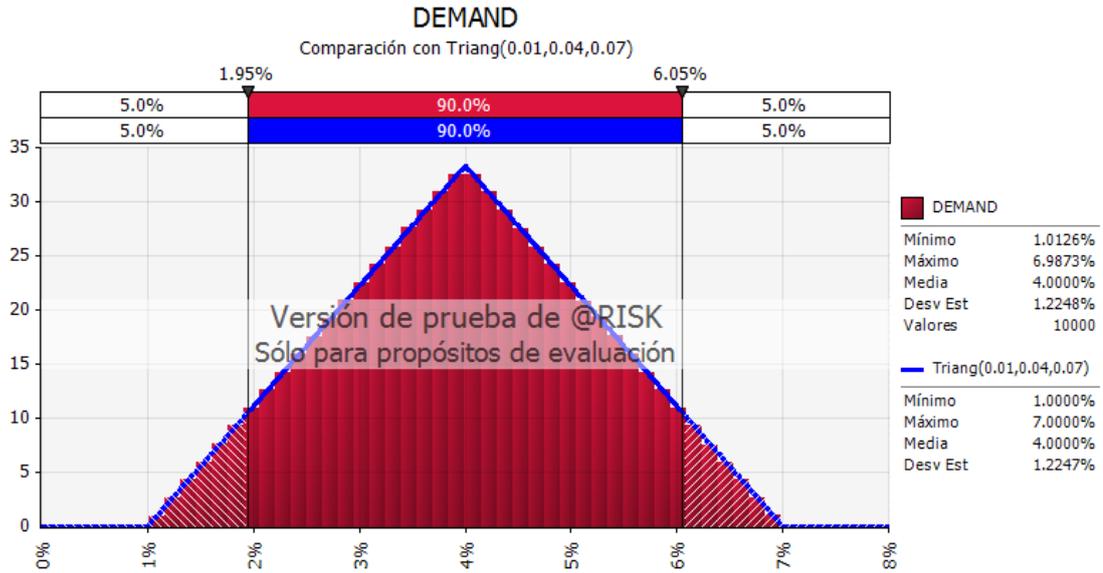


Fuente: Risk Simulator
Elaboración Propia

ANEXO XXXVIII

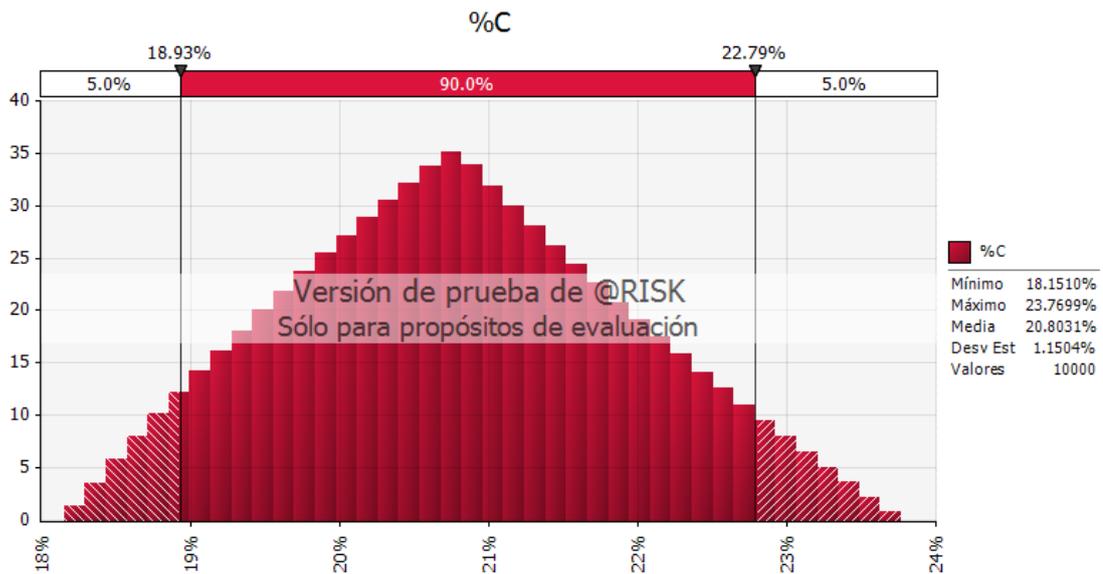
SENSIBILIDADES CON CRECIMIENTO DE DEMANDA VARIABLE Y DISPONIBILIDAD HIDRÁULICA DE ECUADOR DE 25%

Supuestos de entrada de la disponibilidad de las hidroeléctricas de Ecuador – 25% de disponibilidad y demanda variable



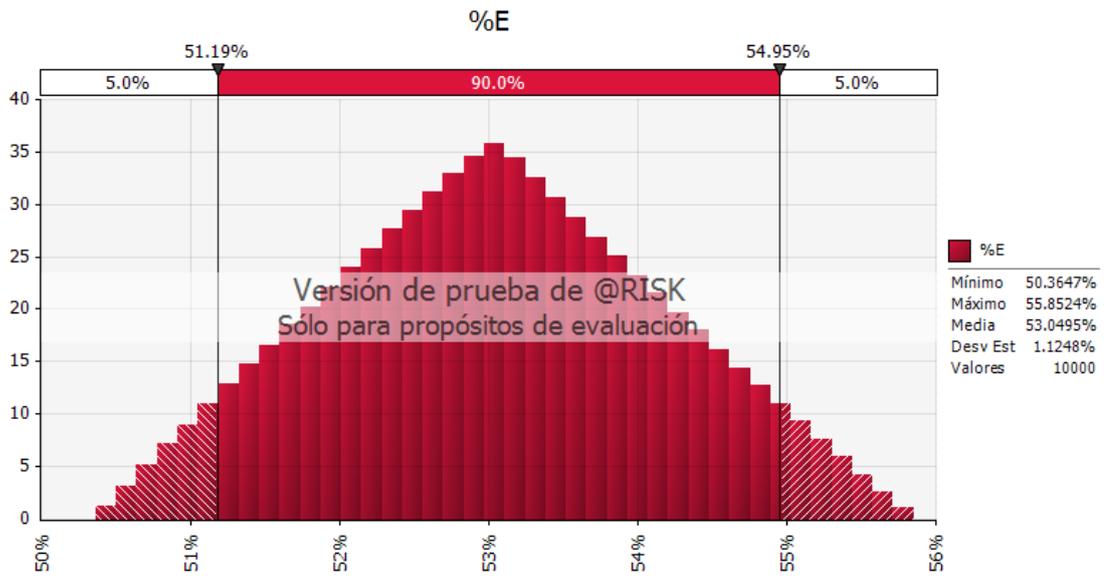
Fuente: Risk Simulator
Elaboración Propia

Resultado de la sensibilidad del porcentaje de rentas de congestión para Colombia – 25% de disponibilidad y demanda variable



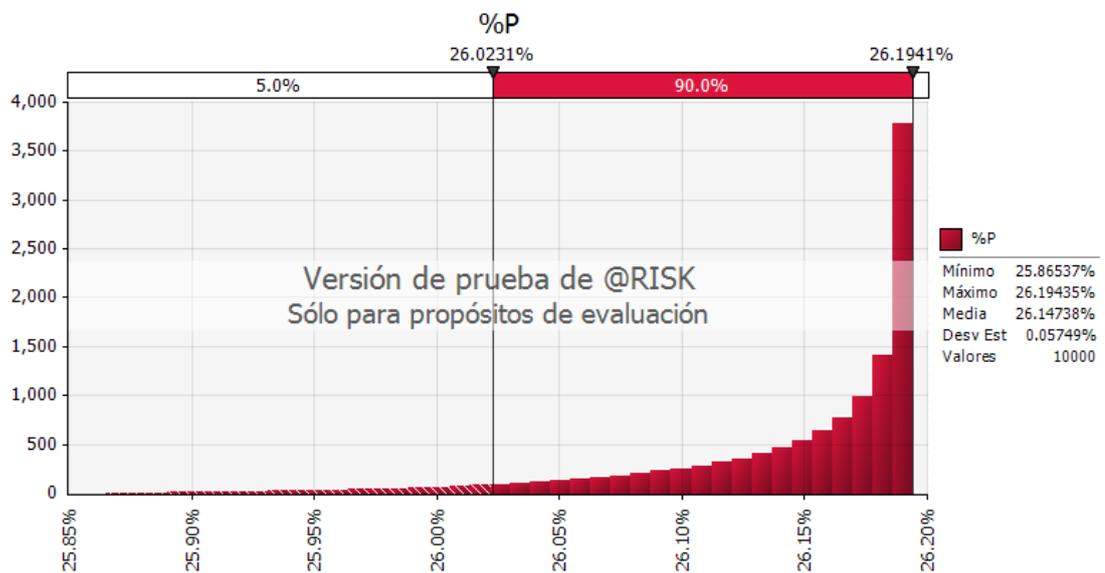
Fuente: Risk Simulator
Elaboración Propia

Resultado de la sensibilidad del porcentaje de rentas de congestión para Ecuador – 25% de disponibilidad y demanda variable



Fuente: Risk Simulator
Elaboración Propia

Resultado de la sensibilidad del porcentaje de rentas de congestión para Perú – 25% de disponibilidad y demanda variable



Fuente: Risk Simulator
Elaboración Propia

BIBLIOGRAFÍA

- Bastidas, T. R. (2009). *Aplicación de Derechos Financieros al Sistema de Transmisión de Perú como Cobertura contra Riesgos derivados de la Congestión*. Lima.
- Bjorndal, E. S. (2005). *Finding core solutions for power system fixed cost allocation*. IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib., Vol. 152, N° 2, March.
- Caicedo, B. G. (2013). *Mecanismos de subastas para la contratación de energía en mercados eléctricos*. Santiago de Chile.
- Cámac, D. (Setiembre de 2012). *Modelos Comerciales para Intercambios de Electricidad e Integración Energética*. San José, Costa Rica.
- CAN, C. A. (2009). Decisión 720. *Sobre la vigencia de la Decisión 536 "Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad"*.
- CAN, C. A. (2010). Decisión 536. *Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad*. CAN.
- CAN, C. A. (2011). Decisión 757. *Sobre la Vigencia de la Decisión 536 "Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad"*. CAN.
- CAN, C. A. (2017). Decisión 816. *Marco Regulatorio para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad*. CAN.
- Cardona, J. F. (2013). *Implementacion de metodologia para la asignacion de costos de congestion para un mercado electrico*. Universidad Tecnologica de Pereira.
- Castillo, R. I. (2013). *Apuntes sobre la integración eléctrica regional y propuestas para avanzar*. OLADE.
- CEPAL, CIER, OLADE, & WEC-LAC. (2013). *Energía: Una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe*.
- Cerdá, E., Pérez, J., & Jimeno, J. L. (2004). *Teoría de Juegos*. Madrid: Pearson Educación S.A.
- CIER. (2000). *Interconexiones Regionales de Mercados Eléctricos*.
- COES. (2016a). PR-43 "Intercambios Internacionales de Electricidad en el Marco de la Decisión 757 de la CAN".
- COES. (2016b). *Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 – 2026*. COES.

- Colombia, M. d. (2017). *Plan de expansión de referencia generación - transmisión 2017 - 2031*. Bogotá.
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia CNMC. (2018). *Supervisión sobre el desarrollo de la subasta coordinada de contratos financieros para la interconexión eléctrica entre España y Portugal*. Barcelona.
- Comisión regional de interconexión eléctrica. (2017). *Resolución CRIE-7-2017*. Guatemala.
- Comunidad Andina. (18 de 03 de 2018). *Comunidad Andina*. Obtenido de <http://www.comunidadandina.org/>
- Congreso de la República. (2006). Ley 28832. *Ley para asegurar el desarrollo eficiente de generación*.
- Contel, J. (2004). *Análisis de los mecanismos de asignación de la capacidad de interconexión para las interconexiones del sistema eléctrico Español*. Tesis de Maestría-Universidad Pontificia de Comillas.
- Contreras, J. (1997). *A Cooperative Game Theory Approach to Transmission Planning in Power Systems*. Univ. California at Berkeley. : Ph.D., Dept. Elect. Eng. Comput. Sci.
- Contreras, J. y. (1999). *Coalition formation in transmission expansion planning*. IEEE Transaction on Power Systems, vol. 14, nº3, pp 1144-1152. .
- CRIE, C. (2018). *Reglamento del Mercado Eléctrico Regional*.
- Dagum, C. (1991). *Renta y Distribución de la Riquiza, Desigualdad y Pobreza: Teoría, Modelos y Aplicaciones*. EUSTAT.
- Dammert, A., García Carpio, R., & Molinelli, F. (2008). *Regulación y supervisión del sector eléctrico*. Lima, Perú: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Díaz Pérez, S., Gómez Charris, Y., Silva Ortega, J., & Noriega Angarita, E. (2017). *Estudio comparativo de modelos de mercados eléctricos en países de América Latina. Espacios*.
- Ecuador, M. d. (2017). *Plan maestro de electricidad 2016-2025*. Quito.
- Erli, G. T. (2005). *Transmission expansion cost allocation based on cooperative game theory for congestion relief*. Electrical Power and Energy System.

- Evans, F. (2002). *Asignación de Costos en la Expansión de los sistemas de transmisión mediante teoría de juegos cooperativos: Aproximación del Kernel*. Chile: Tesis de Magíster Pontificia Universidad Católica de Chile. .
- Feltkamp, V. (1995). Alternative axiomatic characterizations of the Shapley and Banzhaf values. *International Journal of Game Theory*.
- Gómez, P. V. (2010). *Metodología para el manejo de contratos para las rentas de congestión debidas a las transacciones internacionales de energía con aplicación para el caso específico de Ecuador*. Medellín.
- Gómez, V. R. (2017). *Análisis de la Evolución Normativa del Sector Eléctrico Ecuatoriano*. Guayaquil.
- Grimaldo, G. J. (2017). *Modelo para pronosticar la demanda de energía eléctrica utilizando los producto interno brutos sectoriales: Caso de Colombia*. *Espacios*, 38(22), 3–15. Bogota.
- Hogan, W. (2002). *Financial Transmission Right Formulations*. Center for Business and Government John F. Kennedy School, Harvard University, Cambridge Massachusetts.
- Kahan, J., & Rapoport, A. (1984). *Theories of Coalition Formation*. Lawrence Erlbaum Associates, Inc.
- Kristiansen, T. (2003). Markets for Financial Transmission Rights. Norwegian University of Science and Technology, Department of Electrical Power Engineering.
- Lehrer, E. (1988). An axiomatization of the Banzhaf value. *International Journal of Game Theory*.
- Lima, J. L. (2014). *Foro Latinoamericano de Competencia. Sesión II: Los Mercados de la Electricidad en América Latina: Integración Regional y Cuestiones Relativas a la Competencia*. Montevideo.
- López, A. A. (2014). *Comportamiento del mercado eléctrico colombiano por los intercambios de electricidad regional con la CAN y caso de estudio con Ecuador*. Medellín.
- Macias, P. A. (2012). *Estudio de generacion electrica bajo escenario de cambio climatico*. UPME.
- Magaña, L. A. (1996). *Formación de coaliciones en los juegos cooperativos y juegos con múltiples alternativas*. Catalunya: Tesis.

- MEM, M. d. (2012a). DECRETO SUPREMO N° 011-2012-EM.
- MEM, M. d. (2012b). DECRETO SUPREMO N° 011-2012-EM.
- OSINERGMIN. (2017). *La Industria de la Electricidad en el Perú*. Lima: OSINERGMIN.
- OSINERGMIN. (s.f.). *Supervisión de proyectos de generación*. Obtenido de <http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/proyectos/generacion>
- Owen, G. (1978). Characterization of the Banzhaf-Coleman Index. *SIAM Journal on Applied Mathematics*.
- Palacios, M. (2009). *Estudios de índices de poder y sus aplicaciones*. Tesis.
- Pérez, A. J. (2006). *Los Mercados Eléctricos en Europa*. Madrid.
- Pérez, I. S. (2007). *Rentas de Congestión de las Transacciones Internacionales de Electricidad; Análisis para Transacciones Ecuador - Colombia*. Quito.
- Perez, J., & Sur, M. (1990). *Indicadores adelantados de actividad económica*. Centro de Predicción Económica L.R. Klein.
- Pindyck, R., & Rubinfeld, D. (2001). *Microeconomía*. Pearson Education.
- Pínzon, R. C. (2015). *Estudio comparativo de modelos de mercado eléctrico, estructura institucional, métodos de regulación y estructuras tarifarias*. OLADE, Bogota.
- Presidencia de la República. (1955). Ley de la industria eléctrica. *Decreto Ley N° 12378*.
- Quintanilla, E. (2009). *Autonomía del Organismo Regulador de Energía del Perú: Un estudio de caso*. Lima.
- Quintanilla, E. (2016). *Perú: Soluciones para un mercado eléctrico de alto crecimiento*. Lima: Osinergmin.
- Quintero, M. C. (2013). *Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe - Colombia*.
- Red Eléctrica de España. (2012). *Interconexiones Eléctricas*. Madrid.
- Restrepo Sanchez, J. M., & Gonzales Diez, S. (2017). *Factores esenciales para la viabilidad de la integración eléctrica regional. Caso de estudio: interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá*.
- Roth, A. E. (1988). *Essays in honor of Lloyd S. Shapley*.
- Rubio, J. (1999). *Metodología de Asignación de Costes de la Red de Transporte en un contexto de Regulación abierta a la competencia*. Tesis Doctoral Universidad Pontificia de Comillas.

- Rudnick, H., & Zolezzi, J. (2000). *Planificación y Expansión de la Transmisión en Mercados Eléctricos Competitivos*. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Rudnick, H., Palma, R., & Fernández, J. (1995). *Marginal Pricing and suplement cost allocation in transmission open access*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, Nº 2, Mayo, pp. 1125-1132. .
- Sebastian, G. J. (2017). *Historia del sector eléctrico colombiano*.
- Serrano, R. (2004). *Planificación de la Expansión de la Transmisión desde la perspectiva privada utilizando Teoría de Juegos Cooperativos*. Tesis de Magíster Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Sore, F. (2003). *Definición de un Sistema Troncal usando Teoría de Juegos Cooperativos*. Tesis de Magíster Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Srouga, A. (2017). *Integración energética: Sin fronteras para la energía*. CIER.
- Stamtsis, G., & Erlich, I. (2004). *Use of Cooperative Game Theory in Power System Fixed-Cost Allocation*. IEE Proc. – Gener. Transm. Distrib., Vol. 151, Nº 3, May.
- Stoft, S. (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. IEEE/Wiley.
- Sun, J. (2005). U.S. Financial Transmission Rights: Theory and Practice. Department of Economics Iowa State University.
- Velasco Morente, F., & Alcón Giráldez, D. A. (2017). *Estudio de los índices de poder y su aplicación a los cortes generales*. Sevilla: Tesis, España.
- XM Colombia*. (s.f.). Obtenido de <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/descripcion-del-sistema-electrico-colombiano.aspx>
- Young, H., Okada, N., & Hashimoto, T. (1982). *Cost allocation in water resources development*.
- Zeleny, M., & Cochrane, J. (1973). *Multiple Criteria Decision Making*. University of South Carolina Press, Columbia: Cochrane, J.L., Zeleny, M., Editores.
- Zolezzi, J. (2002). *Asignación de costos de transmisión vía juegos cooperativos y formación de coaliciones*. Santiago de Chile.