

ESQUEMA BILATERAL PARA EL INTERCAMBIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA ECUADOR-PERÚ

Fabián Abril C.

Departamento de Planificación de la Empresa Eléctrica de Riobamba S.A.

Víctor H. Hinojosa

Departamento de Energía Eléctrica, Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso – Chile

RESUMEN

El proyecto de integrar los sistemas nacionales por medio de la interconexión eléctrica binacional entre Ecuador y Perú fue terminado en septiembre del 2004 y es una parte de un plan superior que abarca toda la región y que ya viene dando sus frutos como fue el caso entre Colombia y Ecuador, por citar un ejemplo cercano.

La idea de ultimar los detalles para poner en ejecución esquemas bilaterales que permitan la comercialización de la energía eléctrica como tal requiere además de la red de interconexión, metodologías que faciliten el intercambio de energía eléctrica binacional entre Ecuador y Perú. Estos intercambios traen consigo beneficios económicos para ambos países y permitirán que situaciones como la emergencia de Machala vivida en el 2005 o épocas de estiaje, no afecten el suministro de energía eléctrica a los consumidores ecuatorianos.

Las metodologías para el intercambio bilateral de electricidad entre Ecuador y Perú, son las siguientes: Metodología de Despacho Bilateral y una segunda Metodología que es Decisión de Intercambios. Ambas metodologías determinan los períodos en los cuales es posible importar/exportar energía eléctrica, generando estas transferencias beneficios para los países interconectados.

En esta investigación se plantea dos propuestas metodológicas: Despacho Bilateral y Decisión de Intercambios, las cuales buscan la integración eléctrica entre los mercados eléctricos de Ecuador y Perú. Se considera a Ecuador y Colombia como un solo sistema. Por lo que, esta investigación realiza la comparación de ambas metodologías y cuantifica los beneficios económicos tanto para la importación/exportación de energía eléctrica. Además, de determinar los períodos que le representen el mayor beneficio neto al país resultado de cada metodología, a fin de determinar una de las propuestas que permitan el intercambio bilateral de electricidad a corto plazo, considerando condiciones iniciales y restricciones de interconexión

para abastecer la demanda radial en un horizonte de 24 horas.

PALABRAS CLAVES: Intercambio, Restricciones, Optimización, Mercados Eléctricos.

1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años la economía mundial ha mostrado una tendencia a la integración de mercados; las ventajas comparativas y competitivas que esta estrategia ofrece apenas se están aprovechando. El sector eléctrico desempeña un importante papel dinámico en la economía de la gran mayoría de los países por ser quién genera, distribuye y comercializa parte de la energía eléctrica necesaria para poner en funcionamiento día a día empresas, hogares e infinidad de funciones que serían impensables de realizar sin este servicio. El sector eléctrico no es ajeno a este fenómeno y por esto su mercado muestra claras tendencias de integración regional que apuntan a la conformación de mercados eléctricos comunes para varios países, por ello las empresas del sector eléctrico deben enfocar sus esfuerzos hacia este objetivo pues este es el panorama del mercado en el futuro.

La firma del Acuerdo de Cartagena dio inicio al proceso de integración andino, esta iniciativa de Bolivia, Colombia, Ecuador, Chile (que luego se retiró), Perú y Venezuela nació como una nueva opción dentro del proceso más amplio de integración latinoamericana. En diciembre de 2002 se aprobó la Decisión CAN 536, que brindó el marco jurídico comunitario para impulsar el desarrollo del tema eléctrico entre los países miembros.

Producto de esta Decisión iniciaron sus trabajos el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad -CANREL, así como sus Grupos Técnicos: Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad -GTOR, creado en junio de 2003 y encargado de formular propuestas que conducen al avance del proceso de armonización de los marcos

normativos necesarios para la plena implementación de la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad y el Grupo de Trabajo de Organismos Planificadores de Servicios de Electricidad -GOPLAN, creado en enero de 2004 y encargado de elaborar propuestas y realizar acciones de coordinación con las entidades energéticas y eléctricas de los países andinos.

La importancia de encontrar soluciones frente a los posibles obstáculos de integración, reside en el hecho que es probable que los actores perjudicados generen resistencia u oposición al proceso de integración. Esto constituye una barrera significativa a la integración, más el camino hacia la integración de mercados eléctricos no debe considerar los beneficios a nivel de actores del mercado eléctrico, ni siquiera a nivel de país, sino debe considerar los beneficios a nivel regional de tal forma de reinvertirlos en las zonas con menor grado de desarrollo energético de la región.

Si analizamos el caso de la importación de energía eléctrica se encuentra que debido a la exportación de energía los costos marginales en el importador se ven disminuidos debido a que ingresa generación más eficiente. Por lo que la demanda se ve beneficiada debido a que ve un costo marginal menor (Beneficio de la demanda), mientras que los generadores se ven perjudicados debido a que perciben un costo marginal menor por su energía e inclusive existen generadores que son desplazados (Perjuicio para la generación). Si se analiza el beneficio neto para el país importador, resulta que es positivo. Para el caso del país exportador es un análisis similar.

El proyecto de estudio, considera la regulación CONELEC No. 002/04, la cual establece en el ámbito operativo y comercial el procedimiento para llevar a cabo la coordinación de los despachos económicos efectuado por los Administradores de los Mercados interconectados.

En este sentido, en esta investigación se plantea propuestas metodológicas en busca de la integración eléctrica entre los países de Ecuador y Perú. Se considera a Ecuador y Colombia como un solo sistema.

Por todo lo anterior es importante conocer y analizar las propuestas que permitan el intercambio de energía eléctrica en forma bilateral y cuantificar los beneficios derivados de las transacciones de intercambio.

2. DESCRIPCIÓN DE METODOLOGÍAS

2.1 Despacho Bilateral Ecuador-Perú

El Despacho Bilateral es un proceso con el cual se obtiene la programación de los recursos de generación disponibles (centrales de tipo hidráulica, térmicas a gas y térmicas con motor de combustión interna, entre otras) para un período de 24 horas y cuya intervención es ordenada por mérito económico.

Consecuentemente, las decisiones de importar electricidad desde Perú hacia Ecuador o viceversa, se realizan bajo la interacción de sus despachos económicos en base a la comparación de costos totales.

2.1.1 Función objetivo

La propuesta metodológica de Despacho Bilateral se plantea bajo el siguiente algoritmo:

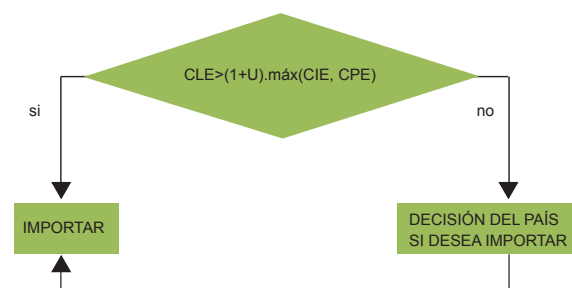


FIGURA 1: Algoritmo para la Metodología Bilateral Ecuador-Perú

Consecuentemente, este algoritmo se basa en el siguiente criterio: si el costo de abastecer la demanda radial con generación local (CLE) es superior al costo de abastecer la misma demanda radial con importación de energía (CIE) o el costo de abastecer dicha demanda con exportación de energía (CPE). Por lo tanto, se habilita la importación para todo el día caso contrario no se habilita la importación para ninguna hora.

Esta propuesta metodológica se encuentra compuesto por tres tipos de costos con los cuales se abastecerá la demanda radial y estos son los que se indican a continuación:

Costo de abastecer la demanda radial con recursos de generación local

$$CLE = \sum_{t=1}^{24} PMI_t \times DR_t \quad (2.1)$$

Donde:

t: Índice del período y viene expresado en horas.

PMI: Precio marginal para cada período horario, con el cual se cubre directamente la demanda radial a través del parque generador autónomo del país importador y viene expresado en USD/MWh.

DR: Bloques de demanda radial que serían abastecidas por el país exportador y viene expresado en MWh.

Costo de abastecer la demanda radial con importación de electricidad

$$CIE = \sum_{t=1}^{24} POI_t \times DR_t + CONX + DESX \quad (2.2)$$

Donde:

t: Índice del período y viene expresado en horas.

POI: Precio de oferta al que está dispuesto a comprar la electricidad el país importador y viene expresado en USD/MWh.

DR: Bloques de demanda radial que serían abastecidas por el país exportador y viene expresado en MWh.

CONX: Costo con el cual se procede a conectar el enlace que alimenta la carga radial de Ecuador desde Perú o viceversa y se encuentra a cargo del país exportador y viene expresado en USD.

DESX: Costo con el que se incurre a desconectar el enlace que alimenta la carga radial de Ecuador desde Perú o viceversa y se encuentra a cargo del país exportador y viene expresado en USD.

Costo del país exportador para abastecer la demanda radial del país importador

$$CPE = \sum_{t=1}^{24} POE_t \times DR_t + CONX + DESX \quad (2.3)$$

Donde:

t: Índice del período y viene expresado en horas.

POE: Precio de oferta al que está dispuesto a vender la electricidad el país exportador para cubrir el bloque de demanda radial del país que desea importar electricidad y viene expresado en USD/MWh.

DR: Bloques de demanda radial que serían abastecidas por el país exportador y viene expresado en MWh.

CONX: Costo con el cual se procede a conectar el enlace que alimenta la carga radial de Ecuador desde Perú o viceversa y se encuentra a cargo del país exportador.

DESX: Costo con el cual se incurre a desconectar el enlace que alimenta la carga radial de Ecuador desde Perú o viceversa y se encuentra a cargo del país exportador.

2.2 Decisión de Intercambios Ecuador-Perú

La Decisión de Intercambios, es una opción de intercambio que permite evaluar para cada hora que tan factible y beneficioso le resulta al país importar energía eléctrica al realizar una búsqueda exhaustiva (proceso de optimización) de todas las posibles opciones de intercambio a través de un árbol de búsqueda o grafo orientado usando la programación dinámica como herramienta de solución.

2.2.1 Función Objetivo

$$\max \sum_{t=1}^{24} (POI_t - POE_t) \times D_t \times u_t - CS_t \times y_t - CD_t \times z_t \quad (2.4)$$

Sujeto a:

Número máximo de arranques: 1

Tiempo mínimo de operación y parada: 1 hora

Condiciones iniciales de conexión:

Si $x(0)$ es el estado inicial \Leftrightarrow Costo($x(0)$) = 0 caso contrario \Leftrightarrow Costo($x(0)$) = $-\infty$

Donde:

t: Índice del período y viene expresado en horas.

POI': Precio de oferta al que está dispuesto a comprar la electricidad el país importador y se considera como equivalente, ya que es del resultado de la influencia del umbral sobre el **POI** y viene expresado en USD/MWh.

POE: Precio de oferta al que está dispuesto a vender la electricidad el país exportador, para abastecer el bloque de demanda radial para cada hora del país que desea importar electricidad y viene expresado en USD/MWh.

DR: Bloques de demanda radial que serían abastecidas por el país exportador y viene expresado en MWh.



CS: Costo con el cual incurre al conectar el enlace que alimenta la carga radial de Ecuador desde Perú o viceversa y se encuentra a cargo del país exportador y viene expresado en USD.

CD: Costo con el cual se refiere a la desconexión del enlace que alimenta la carga radial de Ecuador desde Perú o viceversa y se encuentra a cargo del país exportador y viene expresado en USD.

En base a las restricciones operativas para el enlace radial Ecuador-Perú, las cuales se ven representados por medio de un grafo orientado que contempla 24 etapas o períodos para los cuatro posibles estados asociados a ellas, como se indica a continuación:

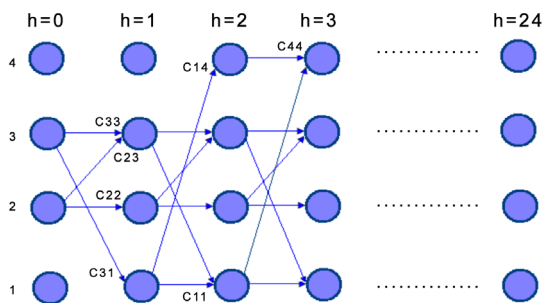


FIGURA 2: Grafo orientado Metodología de Decisión de Intercambios

Donde los estados operativos alineados en forma horizontal se representan mediante un círculo o nodo, los cuales describen la siguiente información:

- (1) El bloque se encuentra conectado y posteriormente ha sido sincronizado en el transcurso del día.
- (2) El bloque se encuentra conectado pero no se ha producido en el transcurso del día sincronización alguna.
- (3) El bloque se encuentra desconectado pero no se ha producido en el transcurso del día sincronización alguna.
- (4) El bloque se encuentra desconectado y posteriormente ha sido sincronizado en el transcurso del día.

Mientras que los estados operativos alineados en forma vertical, representan la interacción entre cada estado, es decir los posibles estados que puede tomar.

3. DESCRIPCIÓN DE CASOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el estudio se han propuesto dos casos que se detallan a continuación:

Caso de Importación: se considera los despachos diarios programados de generación para los sistemas de Ecuador y Perú comprendido entre los días: 21 y 27 de mayo del 2005 (Emergencia de Machala), para lo cual se toman en cuenta los costos marginales del Mercado Eléctrico de Ecuador (ubicados en la barra Pascuales a 230 kV) bajo el criterio de mantener el aporte hidráulico y variabilizar el aporte térmico. Además se consideran los precios de oferta de exportación (precios nodales) y costos de conexión/desconexión (costos operativos) obtenidos de la página web del COES de Perú para el período analizado y se procede a elaborar un nuevo despacho de Ecuador y Colombia (autónomo) con el fin de determinar los costos marginales antes de la importación de energía. Para la solución del problema de intercambio bilateral se considera la interconexión existente con Colombia

Para poder llevar a cabo las simulaciones, la importación se considera como una generación adicional en el nodo frontera, a fin de incluir dentro del despacho diario programado de los recursos de generación ecuatoriano.

Una vez resuelto los períodos horarios de intercambio se procede a cuantificar los beneficios atribuibles a la importación de energía para cada metodología.

Caso de Exportación: en este último caso con el fin de realizar un análisis y comparación entre los modelos presentados se utilizará una supuesta exportación hacia el sistema peruano durante el mes de junio del 2007, período en que marginó la central hidroeléctrica Paute. En ese período existió condiciones de vertimiento en la central Paute, por lo que se asume que se pudo haber dado las condiciones para la exportación al sistema eléctrico peruano.

La exportación de energía se considera como una demanda adicional que se incluye al despacho diario programado del parque de generación ecuatoriano, tal como si se tratase de la demanda de un gran usuario y además se incluye los respectivos cargos asociados a la exportación propios del sector eléctrico.

Para este caso, es un análisis similar al de importación de energía es así que se procede a desarrollar un nuevo despacho Colombia, Ecuador y Perú interconectados y se considera los costos marginales del Mercado Eléctrico de Perú (ubicados en la S/E Santa Rosa a 220 kV).

Para cada uno de los casos previamente establecidos, se presentan en forma gráfica los costos marginales de los mercados eléctricos Ecuador y Perú resultado de los intercambios atribuibles a la importación/exportación de energía.

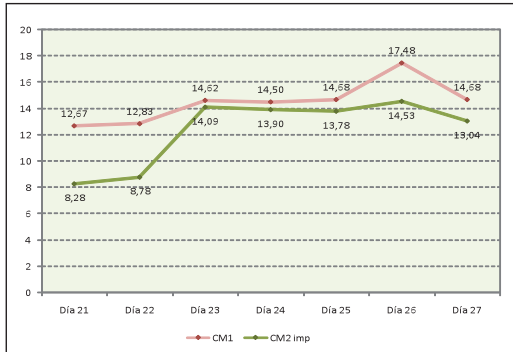


FIGURA 3: Costos marginales ponderados del MEM ecuatoriano durante la semana del 21-27 mayo del 2005 (antes y después de la importación)

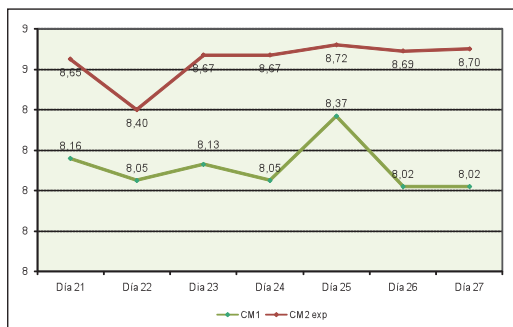


FIGURA 4: Costos marginales promedio del sistema peruano durante la semana del 21-27 mayo del 2005 (antes y después de la exportación)

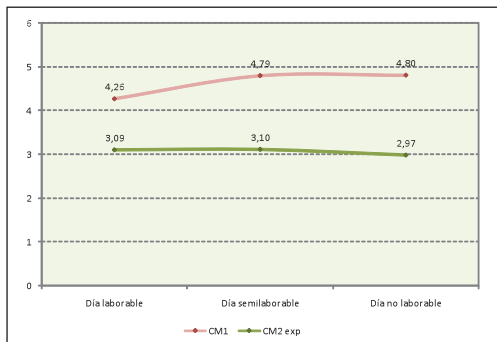


FIGURA 5: Precios marginales ponderados del MEM ecuatoriano durante el período junio del 2007 (antes y después de la exportación)

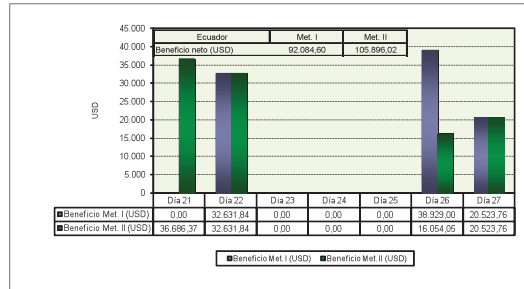


FIGURA 6: Beneficio económico de Ecuador frente a la importación de electricidad desde Perú

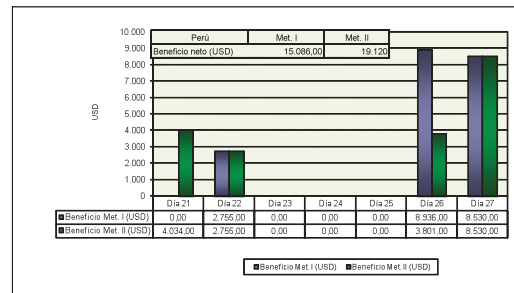


FIGURA 7: Beneficio económico de Perú frente a la exportación de electricidad hacia Ecuador

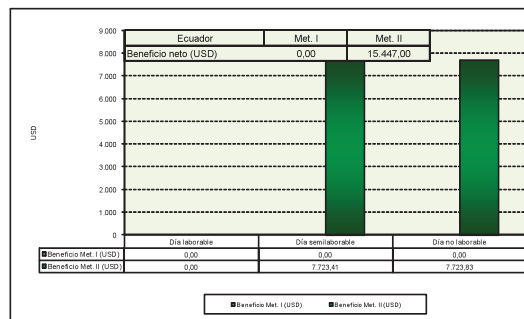


FIGURA 8: Beneficio económico de metodologías frente al caso de exportación de electricidad hacia Perú

Respecto al proceso de optimización, los resultados que se recogen en la figura 9, del total de combinaciones factibles, se considera la que reporte el mejor beneficio como se puede apreciar en el estado 1, lo cual significa que se habilita la importación. Sin embargo, la diferencia entre la condición inicial asumida de -999.999 y las utilidades del generador y costos por detener el generador que se agregan en cada etapa a lo largo del proceso de optimización, reflejan valores negativos en los estados 2 y 4. De ser el caso, que el camino óptimo de intercambio hubiese resultado ser el estado 2, el Ecuador puede optar por no participar del intercambio para esas horas.

ACERA	Metodología: Despacho Bilateral				Metodología: Decisión de Intercambios								
	C/E (USD)	E/E (USD)	D/E (USD)	P/E (USD)	ENCENDIDO				APAGADO				
					Fluj. Zorritos-Machala (MWh)	Fluj. Zorritos-Machala (MWh)	Estadio 1 (USD)	Estadio 2 (USD)	Estadio 3 (USD)	Estadio 4 (USD)			
0 - 1	3.990,37	5.860,05	4.458,08	0,00	31,99	-999.999,00	-999.999,00	0,00	-999.999,00	0,00	-999.999,00	0,00	-999.999,00
1 - 2	3.804,51	4.000,75	2.860,65	0,00	30,50	276,75	-998.264,57	0,00	-566,99	0,00	-566,99	0,00	-566,99
2 - 3	3.542,56	3.713,03	2.963,89	0,00	28,40	1.051,05	-997.490,28	0,00	276,75	0,00	276,75	0,00	276,75
3 - 4	3.517,61	3.688,85	2.644,93	0,00	28,20	1.821,71	-996.719,61	0,00	1.051,05	0,00	1.051,05	0,00	1.051,05
4 - 5	3.592,45	3.771,36	2.701,21	0,00	29,80	2.612,51	-995.928,82	0,00	1.821,71	0,00	1.821,71	0,00	1.821,71
5 - 6	3.704,72	3.891,84	2.785,62	0,00	29,70	3.430,44	-995.110,88	0,00	2.612,51	0,00	2.612,51	0,00	2.612,51
6 - 7	3.342,98	3.502,14	2.513,62	0,00	26,80	4.159,54	-994.381,76	0,00	3.430,44	0,00	3.430,44	0,00	3.430,44
7 - 8	3.555,03	3.729,02	2.875,07	0,00	29,50	4.938,34	-993.602,96	0,00	4.159,54	0,00	4.159,54	0,00	4.159,54
8 - 9	3.929,25	4.133,06	3.000,91	0,00	31,50	5.764,34	-992.776,99	0,00	4.938,34	0,00	4.938,34	0,00	4.938,34
9 - 10	4.241,09	4.475,02	3.239,08	0,00	34,00	6.669,36	-991.871,97	0,00	5.764,34	0,00	5.764,34	0,00	5.764,34
10 - 11	4.390,78	4.636,09	3.353,40	0,00	35,20	7.608,54	-990.932,69	0,00	6.669,36	0,00	6.669,36	0,00	6.669,36
11 - 12	4.303,46	4.537,78	3.288,71	0,00	34,50	8.523,58	-990.017,74	0,00	7.608,54	0,00	7.608,54	0,00	7.608,54
12 - 13	4.253,57	4.484,11	3.249,60	0,00	34,10	9.426,93	-989.114,39	0,00	8.523,58	0,00	8.523,58	0,00	8.523,58
13 - 14	4.228,62	4.459,88	3.229,55	0,00	33,90	10.324,12	-988.217,20	0,00	9.426,93	0,00	9.426,93	0,00	9.426,93
14 - 15	4.103,88	4.321,18	3.134,28	0,00	32,90	11.190,93	-987.350,39	0,00	10.324,12	0,00	10.324,12	0,00	10.324,12
15 - 16	4.116,35	4.335,43	3.143,81	0,00	33,00	12.061,40	-986.479,92	0,00	11.190,93	0,00	11.190,93	0,00	11.190,93
16 - 17	4.166,25	4.393,68	3.181,92	0,00	33,40	12.947,71	-985.593,61	0,00	12.061,40	0,00	12.061,40	0,00	12.061,40
17 - 18	4.752,52	5.045,46	3.629,67	0,00	38,10	13.862,54	-984.548,78	0,00	12.947,71	0,00	12.947,71	0,00	12.947,71
18 - 19	6.245,37	6.785,28	4.396,23	0,00	44,20	15.878,88	-982.662,34	0,00	13.862,54	0,00	13.862,54	0,00	13.862,54
19 - 20	6.146,46	6.673,58	3.938,15	0,00	43,50	18.120,07	-980.421,25	0,00	15.878,88	0,00	15.878,88	0,00	15.878,88
20 - 21	5.345,38	5.798,78	3.876,38	0,00	41,80	19.812,93	-978.728,40	0,00	18.120,07	0,00	18.120,07	0,00	18.120,07
21 - 22	5.713,00	6.138,62	3.938,68	0,00	45,80	21.558,16	-976.983,17	0,00	19.812,93	0,00	19.812,93	0,00	19.812,93
22 - 23	5.139,21	5.489,44	3.543,09	0,00	41,20	23.097,88	-975.443,44	0,00	21.558,16	0,00	21.558,16	0,00	21.558,16
23 - 24	4.428,20	4.695,94	3.007,75	0,00	35,50	24.437,39	-974.103,93	0,00	23.097,88	0,00	23.097,88	0,00	23.097,88
	104.553,62	112.359,08	78.249,09										

FIGURA 9: Resultados de las simulaciones frente al Intercambio Bilateral de Energía, 21 de mayo del 2005

Análisis de resultados

- De los resultados que se presenta en la figura 3, se observa que los nuevos costos marginales dentro del mercado eléctrico ecuatoriano mostraron una disminución debido al ingreso de generación más eficiente por parte del sistema peruano. Por lo tanto la demanda se ve beneficiada debido a que ve un costo marginal menor, mientras que los generadores se ven perjudicados debido a que perciben un costo marginal menor por su energía y se produce un desplazamiento de algunos generadores, debido al ingreso de generación de menor costo. Por lo tanto, se comprueba que siempre es adecuado importar energía eléctrica.
- A efectos del presente análisis, se presenta un incremento en los nuevos costos marginales dentro del mercado eléctrico peruano correspondientes a las nuevas demandas totales (local más exportación), produciéndose para los generadores una ganancia económica, sin embargo la demanda nacional percibe un perjuicio debido al incremento de precios.
- En las figuras 6, 7 y 8 se puede observar que la propuesta bajo Decisión de Intercambios presenta un mayor beneficio respecto a la metodología de Despacho Bilateral ya que está basada en un proceso de optimización e implica el uso de un algoritmo que maximiza el beneficio económico. Por lo tanto es una mejor opción.
- Se observa un mayor beneficio por parte del método de Decisión de Intercambios

respecto al Despacho Bilateral, tomando en cuenta que ambas metodologías realizaron una comparación de precios.

- Para la determinación de los períodos de intercambio para ambas propuestas metodológicas: Despacho Bilateral y Decisión de Intercambios, se consideran los costos marginales (barra de mercado ubicado en la S/E Santa Rosa-Perú) además de los precios de oferta de exportación (precio nodal en la barra Machala-Ecuador) e importación (precio nodal en la barra de Zorritos-Perú). Además se considera las características y restricciones de la operación radial del sistema.

4. CONCLUSIONES

- La propuesta metodológica de Despacho Bilateral, es simple y transparente. Sin embargo, la decisión puede incluir intercambios no convenientes en el transcurso del día y reducir los potenciales beneficios económicos para ambos países.
- La propuesta de Decisión de Intercambios, conduce a mejores condiciones de intercambio, debido a que efectúa una búsqueda exhaustiva de todas las posibles opciones de intercambio por medio de la programación dinámica además de la versatilidad para incorporar las diversas restricciones que se imponen a las transacciones radiales de energía eléctrica, tales como: número de maniobras en el día, costos operativos (conexión/desconexión).
- El grado de análisis en el desarrollo de cada modelo analizado puede lucir complejo y resultar menos comprensible y transparente para los usuarios, en nuestro caso los Operadores del Mercado Eléctrico de Ecuador y Perú.
- Mediante los beneficios alcanzados cuando se importa electricidad hacia Ecuador existe una pérdida para los generadores y un ahorro por parte de los consumidores. Siendo el método basado en la programación dinámica la que presenta un beneficio económico de USD 13.811,42 respecto al modelo de Despacho Bilateral ya que es un proceso de optimización. No obstante, Ecuador puede optar por no participar del intercambio de energía para una hora determinada cuando



la ruta de optimización de intercambio es negativa. Por lo tanto es la mejor opción.

- Los métodos propuestos para el intercambio bilateral basan su aplicación en condiciones similares, ambas propuestas metodológicas disponen como condición de inicialización un arranque durante el período analizado tanto de importación como exportación, con el fin de reducir costos derivados de la conexión/desconexión del enlace radial. Estos sobrecostos que no se presentan en la interconexión entre Colombia y Ecuador por citar un ejemplo, se deben distribuir entre quienes reciben los beneficios.
- Las propuestas metodológicas para determinar el intercambio bilateral de electricidad entre los mercados ecuatoriano y peruano, son opciones alternativas eficientes y participativas a un posible despacho coordinado tripartito entre Colombia, Ecuador y Perú; así ambas metodologías han demostrado cumplir con estas premisas.

5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] CENACE, COES, “*Metodología Despacho Bilateral Ecuador-Perú en Operación Radial, propuesta preliminar*”, Agosto 2006.
- [2] CENACE, “*Modelo para la Decisión De Intercambios considerando la Operación Radial de la Interconexión Ecuador-Perú*”, Enero 2005.
- [3] Mercados Energéticos S.A., “*Estudio de Transacciones de Electricidad entre las Regiones Andina, América Central y Mercosur, Factibilidad de su Integración -Primera fase*”, 2006.
- [4] J. A. Oscullo, “*Pago de Potencia a través de Opciones: perspectivas de aplicación al Mercado Eléctrico del Ecuador*”, Tesis de Maestría, Universidad Andina Simón Bolívar Sede Ecuador, 2007.

6. CURRICULUM VITAE



Edwin Fabián Abril Carvajal.-Nació en Ambato-Tungurahua en 1982. Realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional y recibió su título de Ingeniero Eléctrico en Abril del 2008

Sus principales intereses son procesos de optimización vinculados al intercambio de energía eléctrica entre mercados de energía y la planificación de sistemas eléctricos de distribución.

Actualmente, se desempeña como Ingeniero Eléctrico en el Departamento de Planificación de la Empresa Eléctrica de Riobamba S.A.



Víctor Hugo Hinojosa Mateus.-Nació en Quito, Ecuador en 1975. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 2000 y de Doctor en Ingeniería Eléctrica del Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, República Argentina, en 2007.

En el período de febrero de 2006 hasta septiembre de 2008 se desempeñó como Investigador en el Área de Investigación y Desarrollo de la Corporación Centro Nacional de Control de Energía – CENACE. Actualmente, es profesor del Departamento de Energía Eléctrica en la Universidad Federico Santa María de Valparaíso, Chile.

Sus principales áreas de interés están enmarcadas en la Operación y Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia utilizando Técnicas de Inteligencia Artificial.