

Análisis de la planeación y evaluación de sistemas eléctricos mediante Matpower

Darwin Cuasapaz, Ricardo Rosero, Iván Pazmiño

SUCRE Instituto Tecnológico Superior

Carrera de Electricidad Av. 10 de Agosto N26-27 y Luis Mosquera Narvárez, Quito, Ecuador

dcuasapaz@tecnologicosucre.edu.ec, rrosero@tecnologicosucre.edu.ec, ipazmino@tecnologicosucre.edu.ec

RESUMEN

En el sector eléctrico, los participantes de mercado requieren tener la capacidad de optimizar los recursos de tal manera que los ofertantes y consumidores obtengan los mejores beneficios. Se realizará el análisis de un sistema eléctrico de 9 barras mediante flujo óptimo de potencia comparando los resultados de usar los modelos AC-OPF y DC-OPF. De esta manera se pretende observar las variaciones en costos marginales al usar los dos métodos. Considerando también los efectos de la congestión de las líneas de transmisión sobre los precios nodales y las rentas de congestión, así como la aparición de precios sombra. El estudio se realiza mediante el uso del software MATLAB junto con la herramienta MATPOWER que permiten la resolución del flujo óptimo de potencia.

Palabras Clave: Sistema eléctrico de potencia, flujo óptimo de potencia, costos marginales, rentas de congestión, MATPOWER.

Introducción

A mediados de la década de los ochenta, el sector eléctrico mundial viene experimentando una serie de cambios, motivados principalmente, por una necesidad de eficiencia en la producción de energía eléctrica. En gran parte del mundo, el principal cambio en el sector consiste en un paso gradual a las economías de mercado, lo que ha permitido la introducción de competencia en sectores como; la generación de energía, caracterizada por una creciente y activa participación del sector privado, esta participación requiere la optimización de los recursos usados en generación, transmisión y distribución, de tal manera, que los proveedores obtengan un beneficio [1], [2]. Uno de los métodos usados para la optimización de costos en el sector eléctrico es el flujo óptimo de potencia [3].

El Flujo óptimo de potencia es un problema de optimización no lineal usado para minimizar costos de generación y transmisión de un sistema de potencia que se encuentra sujeto a restricciones definidas por las leyes de Ohm y Kirchhoff [4].

Se pueden diferenciar dos enfoques principales para el flujo óptimo de potencia. El AC-OPF que se caracteriza porque constituye un problema de solución complejo como consecuencia de la característica no lineal de las ecuaciones de potencia. Debido a la complejidad del AC-DC es más usual el uso del DC-OPF que permite la relajación del problema ya que permite linealizar el modelo del sistema de potencia al considerarlo como un sistema de DC, de tal manera que las ecuaciones de flujo de potencia estándar consideran únicamente la potencia activa P_G y los ángulos de voltaje θ en el vector de las variables de optimización.

La compensación de mercado utiliza DC-OPF (en el momento) en problemas muy grandes, estas aproximaciones en DC son más adecuadas para sistemas de transmisión (no distribución) [5].

El AC-OPF es utilizado principalmente para la optimización de acciones de operación y control a diferencia del DC-OPF las ecuaciones de flujo de energía de CA son completas, pero no convexas (en su forma original), por lo que no existe garantía de que encontrar el

óptimo global, considerándose intratable para sistemas muy grandes [6].

Es necesario que todo el conjunto de quipos e instalaciones que conforman un SEP sean gestionadas de forma eficiente y sistemática para maximizar el uso de los recursos energéticos y minimizar los costos de operación [7].

Metodología

Para establecer los primeros parámetros de la investigación, es necesario establecer las fijaciones de precios de operación en mercados zonales y nodales, de esta forma; en los mercados spot europeos, los precios zonales son comúnmente utilizados para aliviar la congestión de la red zonal. El precio aplica una orden de mérito para enviar energía desde una ubicación a otra, los precios zonales dan un precio uniforme dentro de cada área de precios, sin embargo, no proporciona suficientes señales de precios a los participantes del mercado con respecto a la escasa capacidad de transmisión, cabe señalar que independientemente del área de precio es decir nodal o zonal se busca maximizar el beneficio social [3].

La fijación de precios nodales, da el valor óptimo para cada ubicación y produce flujos viables dentro de la red, y se considera que da señales de mercado más claras [5].

Las áreas de precios nodales están limitadas por las ecuaciones 1 y 2

$$q_i^s - q_i^d = \sum_{j:(i,j) \in L} f_{ij} - \sum_{j:(j,i) \in L} f_{ji}, \forall i \in N$$

$$-CAP_{ji} \leq f_{ij} \leq CAP_{ij}, \forall i, j \in N^{Nodal}$$

El Precio Sombra se refiere a una tasa de cambio del valor óptimo ante una modificación marginal del lado derecho de una restricción, entendiendo como marginal una modificación que permita mantener las actuales restricciones activas para el problema (se conserva la base óptima).

Para el análisis se utilizará el Sistema IEEE de 9 barras y 3 generadores. Las barras 5, 7 y 9 se toman como nodos pilotos, mientras que las 1, 2 y 3 son de control, para la obtención de resultados se utilizó Matpower y Matlab como software de análisis.

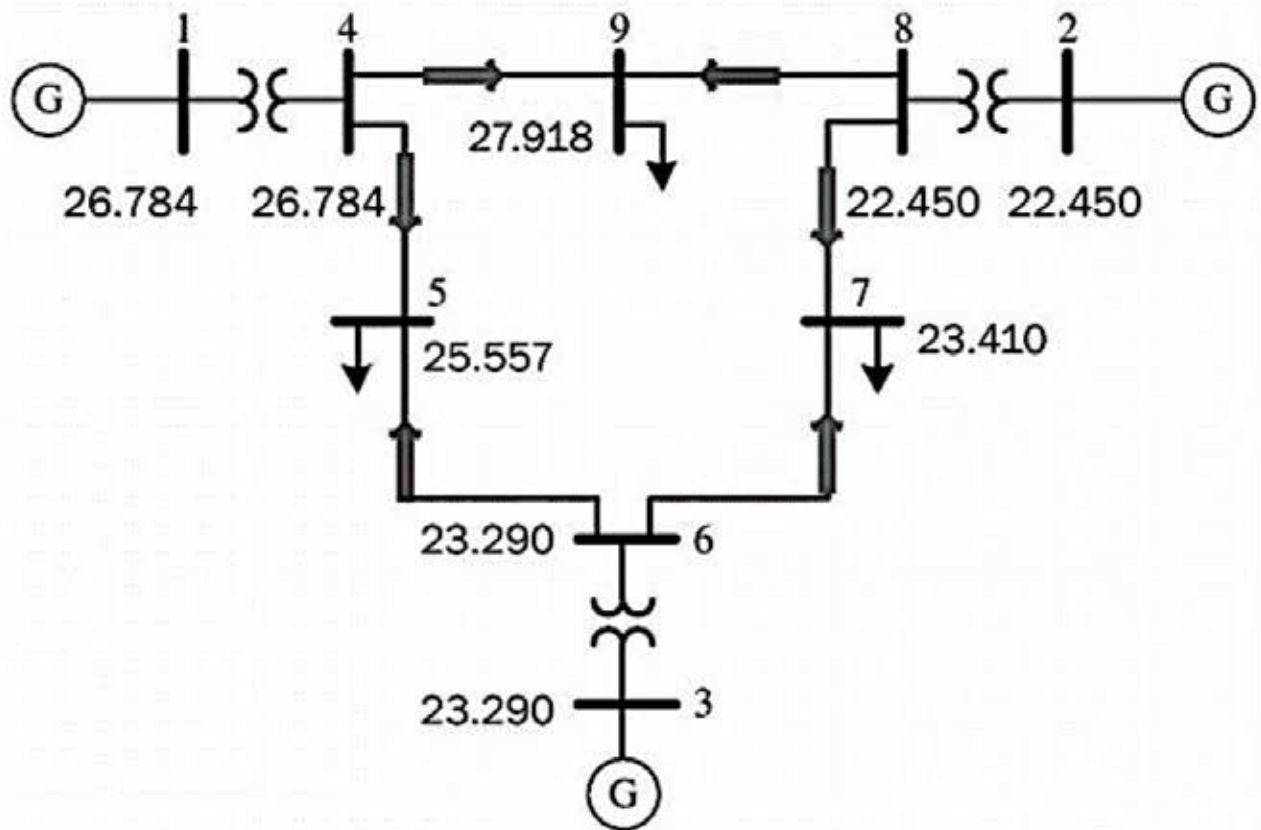


Fig.1. Sistema de prueba IEEE 9 barras. Fuente: IEEE

Las características que posee el sistema de prueba IEEE de nueve barras son mostradas en la tabla 1.

Tabla 1. Características IEEE 9 barras.

Nombre	Tipo	PG	Qc	PC	QC	V (p.u)	⊠
		MW	MVAR	MW	MVAR		
Barra 1	V _∞	-	-	0	0	1.050	0
Barra 2	PV	163	-	0	0	1.025	-
Barra 3	PV	85	-	0	0	1.025	-
Barra 4	PQ	0	0	0	0	-	-
Barra 5	PQ	0	0	125	50	-	-
Barra 6	PQ	0	0	90	30	-	-
Barra 7	PQ	0	0	0	0	-	-
Barra 8	PQ	0	0	100	35	-	-
Barra 9	PQ	0	0	0	0	-	-

Fuente: IEEE

De esta forma se presenta la comparación de los flujos de potencia DC y AC bajo el siguiente criterio.

El Flujo DC es un simple modelo lineal para la potencia activa, también se desearía tener lo mismo para la potencia reactiva, la cual; está determinada fuertemente por la magnitud de los voltajes de las barras. Al usar este método, se asume que el voltaje en todas las barras es 1[pu] con lo que no existe inyección de potencia reactiva, en cuanto a las pérdidas, no se las considera por lo que se presenta un valor de cero.

En cuanto al Flujo AC; es un modelo que usa la potencia activa y reactiva para encontrar la solución en todas las barras, además, considera las pérdidas, en este caso los voltajes en las barras ya no son 1[pu], por lo cual, van a variar sus magnitudes hasta encontrar una solución y de acuerdo con las tolerancias la solución propuesta puede ser o no considerada.

De esta forma, se muestra en la tabla 2 el flujo obtenido en DC mientras que en la tabla 3 se presenta el flujo determinado en AC.

Tabla 2. Flujo en DC

Bus #	Voltaje		Generación		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P(MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	0	86,56	0	-	-
2	1	6,04	134,38	0	-	-
3	1	4,003	94,06	0	-	-
4	1	-2,857	-	-	-	-
5	1	-4,635	-	-	90	0
6	1	0,845	-	-	-	-
7	1	-1,338	-	-	100	0
8	1	1,228	-	-	-	-
9	1	-5,43	-	-	125	0
Total:			315	0	315	0

Fuente: Autores

Tabla 3. Flujo en AC

Bus #	Voltaje		Generación		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P(MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	0,000	89,8	12,94	-	-
2	1,097	4,4893	134,32	0,05	-	-
3	1,087	3,249	94,19	-22,62	-	-
4	1,094	-2,463	-	-	-	-
5	1,084	-3,982	-	-	90	30
6	1,	0,602	-	-	-	-
7	1,089	-1,197	-	-	100	35
8	1,	0,905	-	-	-	-
9	1,072	-4,616	-	-	125	50
Total:			318	-9,63	315	115

Fuente: Autores

De la misma forma, se presenta el análisis que relaciona el costo de despacho con el costo incremental con las pérdidas y el incremento del despacho. Así, la tabla 4 muestra los costos de despacho ante un flujo en DC con un costo total de 5216.03 \$/h, mientras que la tabla 5 expone el análisis de los costos de despacho ante un flujo en AC obteniéndose un costo total de 5296.69 \$/h.

Tabla 4. Flujo en DC costos de despacho

Bus #	Generación		Load		Lambda (\$/MVA-h)	
	P(MW)	Q (MVAr)	P(MW)	Q (MVAr)	P	Q
1	86,56	0	-	-	24,044	-
2	134,38	0	-	-	24,044	-
3	94,06	0	-	-	24,044	-
4	-	-	-	-	24,044	-
5	-	-	90	0	24,044	-
6	-	-	-	-	24,044	-
7	-	-	100	0	24,044	-
8	-	-	-	-	24,044	-
9	-	0	125	0	24,044	-
Total:	315	0	315	0		115

Fuente: Autores

Tabla 5. Flujo en AC costos de despacho

Bus #	Generación		Load		Lambda (\$/MVA-h)	
	P(MW)	Q (MVAr)	P(MW)	Q (MVAr)	P	Q
1	89,8	12,94	-	-	24,756	-
2	134,32	0,05	-	-	24,035	-
3	94,19	-22,62	-	-	24,076	-
4	-	-	-	-	24,756	0,004
5	-	-	90	30	24,998	0,027
6	-	-	-	-	24,076	-
7	-	-	100	35	24,254	0,036
8	-	-	-	-	24,035	-
9	-	-	125	50	24,999	0,112
Total:	318,31	-9,63	315	115		115

Fuente: Autores

Esta variación entre los costos de despacho se debe a que al considerar las pérdidas en las líneas se debe aumentar la generación para que los voltajes sean adecuados en las cargas lo cual encarece el sistema. Como se indica en las tablas anteriores además aparecen los precios sombra que son valores ocultos dentro del despacho, también debemos considerar que las cargas necesitan de reactivos lo cual tiene un precio también.

Presentados estos datos, es necesario establecer una comparativa de los precios nodales en AC y DC de modo que; Cuando se tiene un flujo DC, el precio en cada nodo debe ser igual debido a que las pérdidas son nulas, mientras que; cuando se tiene un flujo en AC aparecen los precios sombra debido a las limitaciones de voltaje que encarecen el despacho del sistema, si se considera la congestión los precios nodales aumentan por la restricción de flujo en las líneas. Así, la comparativa de precios nodales con respecto a P se muestran en la figura 2.

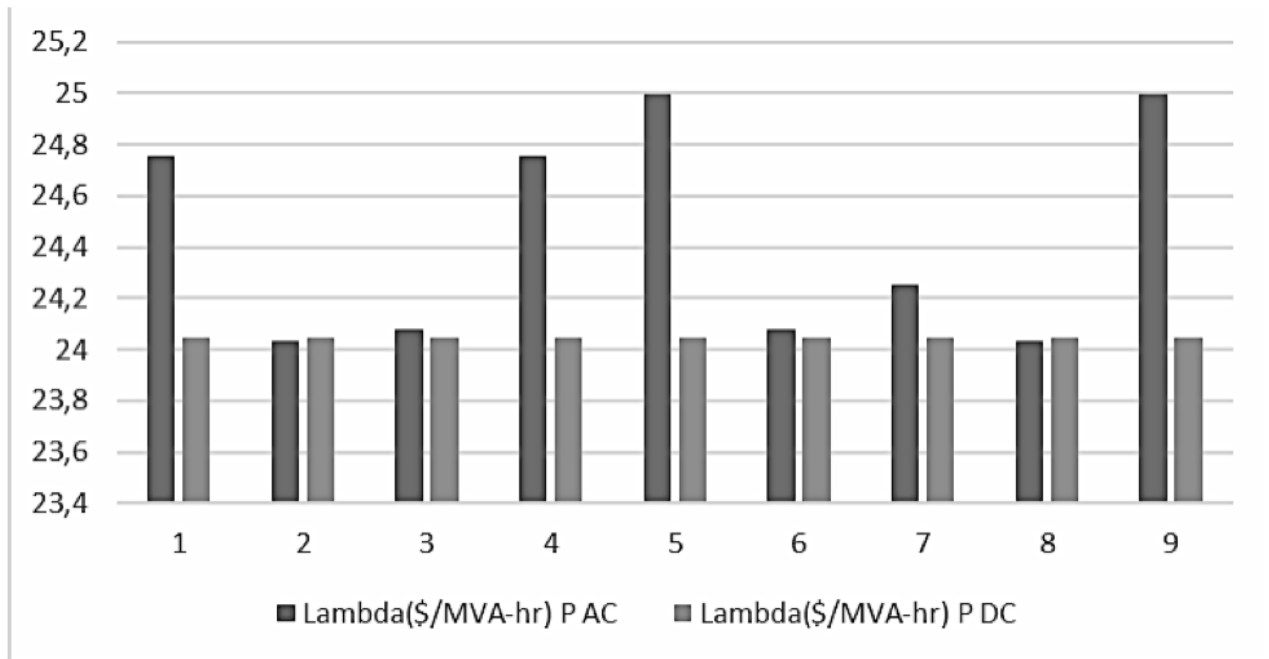


Fig. 2. Comparación de precios nodales con respecto a P. Fuente: Autores

En base a los resultados expuestos, es claramente apreciable que; en el caso de flujo DC los generadores en cada nodo poseen costos marginales relativamente en los mismos valores, e igual a 24.044 \$/MWh, mientras que en el flujo AC, el generador número dos es el más barato con un costo de 24.035 \$/MWh.

Debido a esta deducción, se presenta en la tabla 6 y en la tabla 7 el flujo en DC y AC generador con el costo más barato, respectivamente.

Tabla 6. Flujo en DC generador con el costo más barato

Bus #	Voltaje		Generación		Load		Lambda (\$/MVA-hr)	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	P	Q
1	1	0	86,56	0	-	-	24,0	-
2	1	6,04	134,38	0	-	-	24,0	-
3	1	4,003	94,06	0	-	-	24,0	-

Fuente: Autores

Tabla 7. Flujo en AC generador con el costo más barato

Bus	Voltaje		Generación		Load		Lambda (\$/MVA-hr)	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	P	Q
1	1,1	0	89,8	12,94	-	-	24,756	-
2	1,097	4,893	134,32	0,05	-	-	24,035	-
3	1,087	3,249	94,19	-22,62	-	-	24,076	-

Fuente: Autores

Establecido el generador más barato es necesario establecer las limitaciones potenciales de estos elementos, de esta manera, Los límites en la generación se utilizan para obtener restricciones comerciales entre diferentes áreas de precios. En la práctica, establecer límites adecuados de capacidad es complicado ya que los límites bajos no podrían utilizar completamente la capacidad de la red, a su vez; los altos pueden causar mucha congestión [3]. Una vez revisado el reporte generado mediante MathPower se observa (Ver tabla 1) que el costo de generación más barato corresponde al generador dos.

La obtención del precio sombra, tanto para DC como para AC se muestran mediante las tablas 8 y 9 respectivamente. Es necesario aclarar que el valor de la función objetivo para DC es 5216.03 \$/hr mientras que para AC el valor de la función objetivo es 5296.69 \$/hr.

Tabla 8. Flujo en DC para cálculo del precio sombra

Bus	Voltaje		Generación		Load		Lambda (\$/mva-hr)	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	P	Q
1	1,000	0.000	86,56	0	-	-	24,044	-
2	1,000	6.040	134,38	0	-	-	24,044	-
3	1,000	4.003	94,06	0	-	-	24,044	-
4	1,000	-2.857	-	-	-	-	24.044	-
5	1,000	-4.635	-	-	90	0	24.044	-
6	1,000	0.845	-	-	-	-	24.044	-
7	1,000	-1.338	-	-	100	0	24.044	-
8	1,000	1.228	-	-	-	-	24.044	-
9	1,000	-5.430	-	-	125	0	24.044	-
Total				0	315	0		

Fuente: Autores

Tabla 9. Flujo en DC para cálculo de precio sombra

Bus	Voltaje		Generación		Load		Lambda (\$/mva-hr)	
	#	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	P
1	1,100	0	89,8	12,94	-	-	24,756	-
2	1,097	4,893	134,32	0,05	-	-	24,035	-
3	1,087	3,249	94,19	-22,62	-	-	24,076	-
4	1,094	-2,463	-	-	-	-	24,756	-
5	1,084	-3,982	-	-	90	30	24,998	-
6	1,1	0,602	-	-	-	-	24,076	-
7	1,089	-1,197	-	-	10	35	24,254	-
8	1,1	0,905	-	-	-	-	24,035	-
9	1,072	-4,616	-	-	125	50	24,999	-
Total			318,31	-9,63	315	115		

Fuente: Autores

Resultados

De esta manera, los resultados obtenidos para el costo de generación de P en AC y en DC se muestran en las figuras 3 y 4 respectivamente.

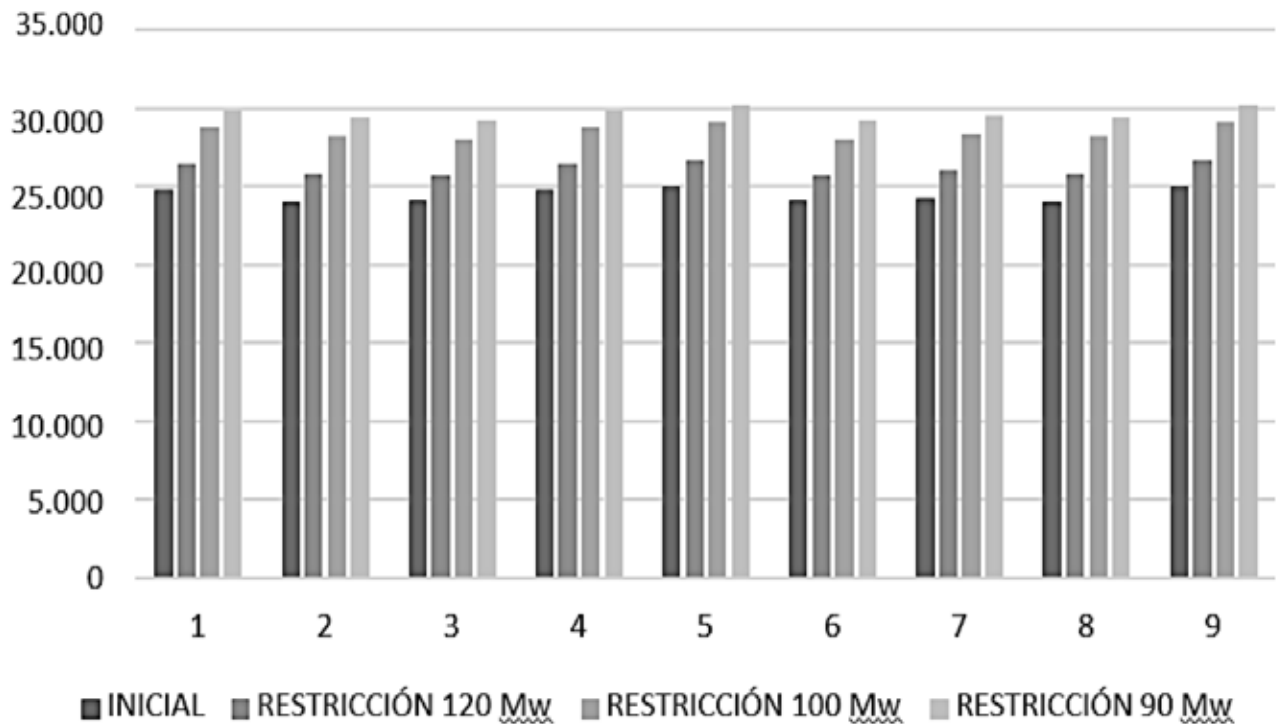


Fig. 3. Costo de generación en AC.

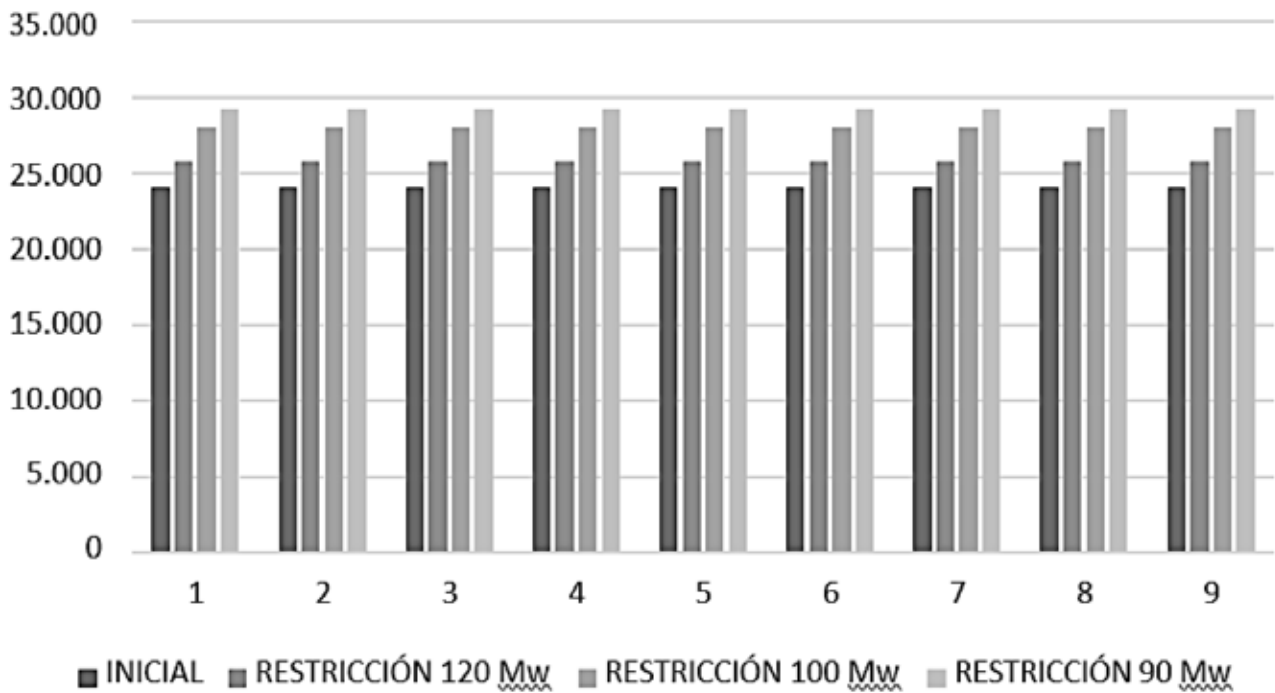


Fig. 4. Costo de generación en DC.

Para la obtención del precio sombra tomamos como referencia el valor de la función objetivo, en este caso; para AC 5296.69 \$/hr mientras que para DC 5216.03 \$/hr, posteriormente, restamos el valor de las funciones objetivo obtenidas previamente, una vez ingresadas las restricciones, los resultados se observan en la figura 5.

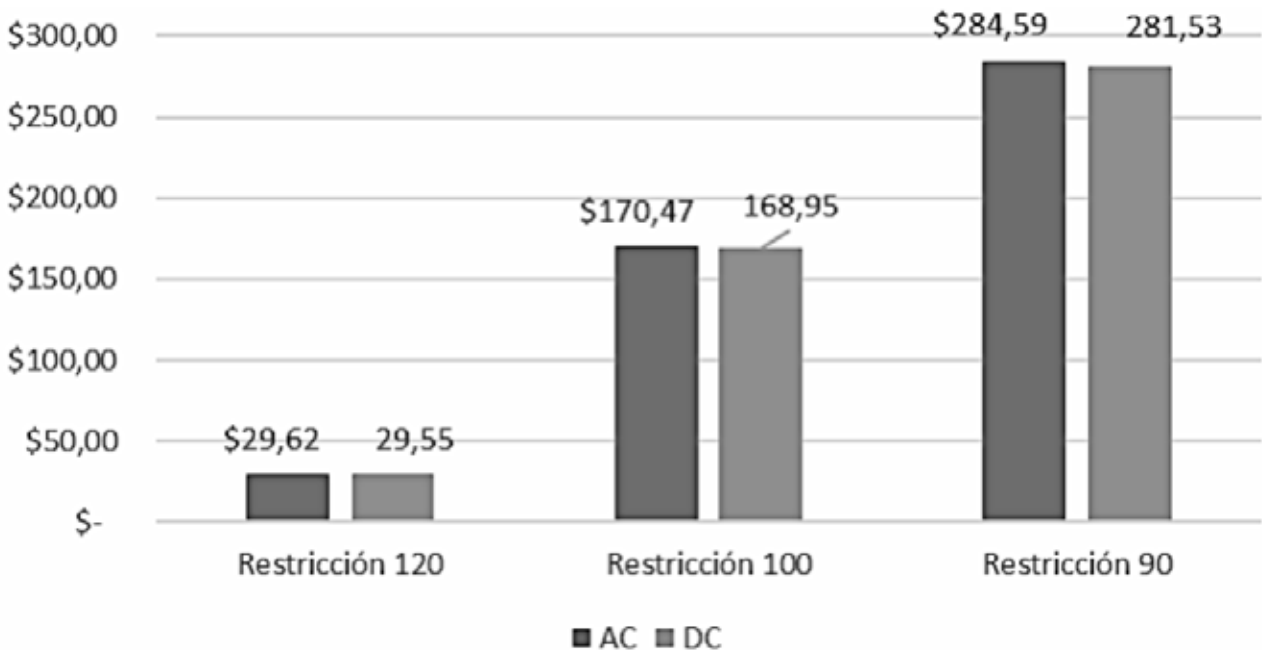


Fig. 5. Determinación del precio sombra

De la misma forma que se realizó la limitación de la potencia en los generadores más baratos, se plantea las limitaciones de potencia en los nodos. Así, aleatoriamente se decidió limitar la potencia en la línea 6 (nodos 7-8) y 8 (nodos 8-9) para poder analizar precios nodales, costos y flujos.

Es importante mencionar que las pérdidas se consideran únicamente en el flujo AC más no en el DC ya que en este, se linealizan las ecuaciones y eso desencadena en la omisión la parte reactiva en el flujo de potencia. Como se observa en la figura 5, al colocar la restricción en menores proporciones las pérdidas disminuyen.

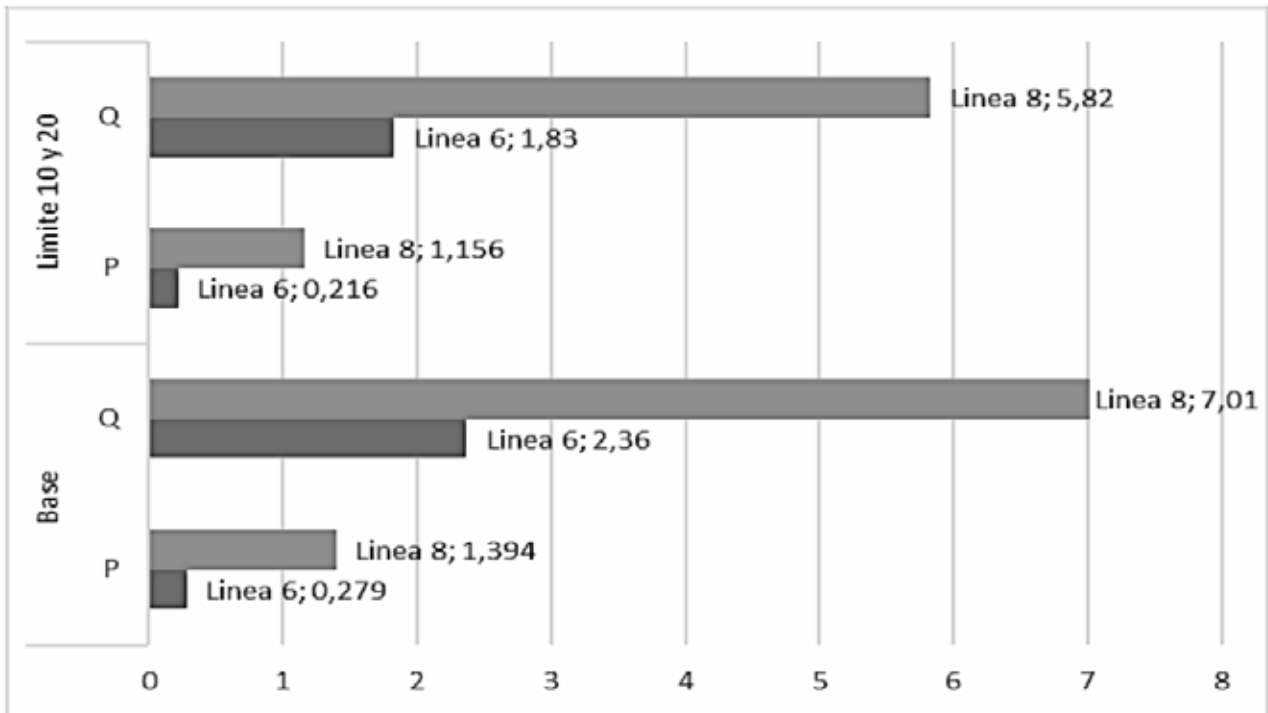


Fig. 6. Comparación de pérdidas en los nodos de análisis

De forma individual, se consideran las limitaciones de potencia en las líneas 6 y líneas 8 tanto para el BUS 7 (base y límite), BUS 8 (base y límite) y BUS 9 (base y límite) en las figuras 7,8,9 y 10.

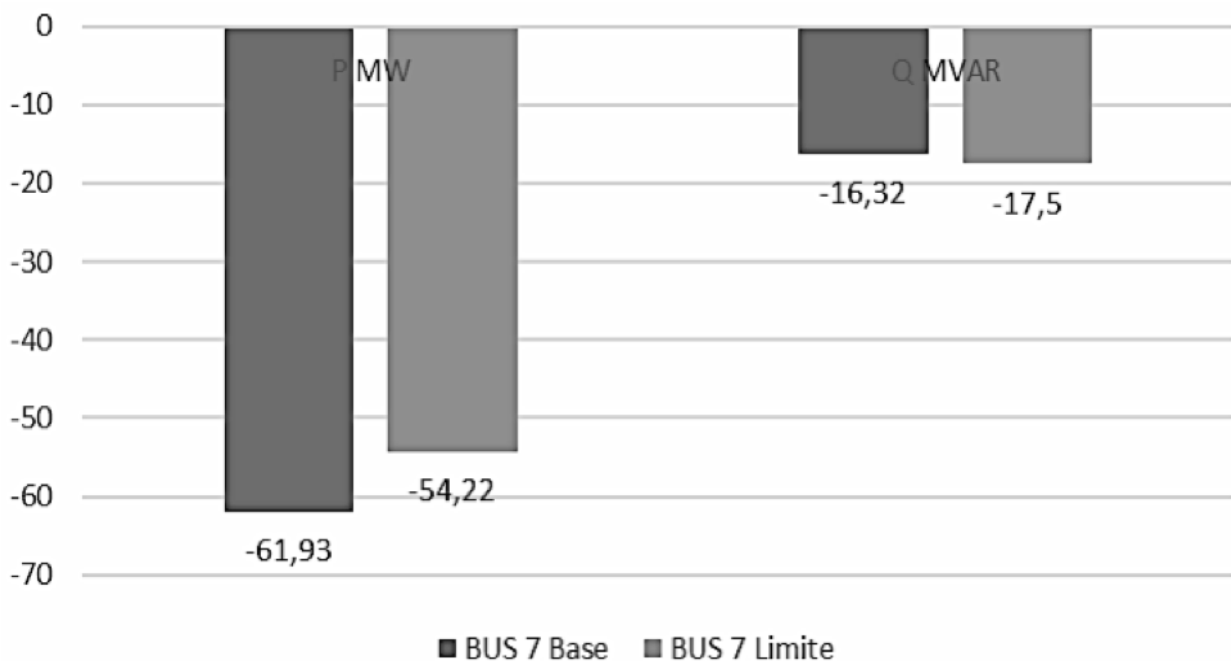


Fig. 7. Limitación de potencia para línea 6 en BUS7.

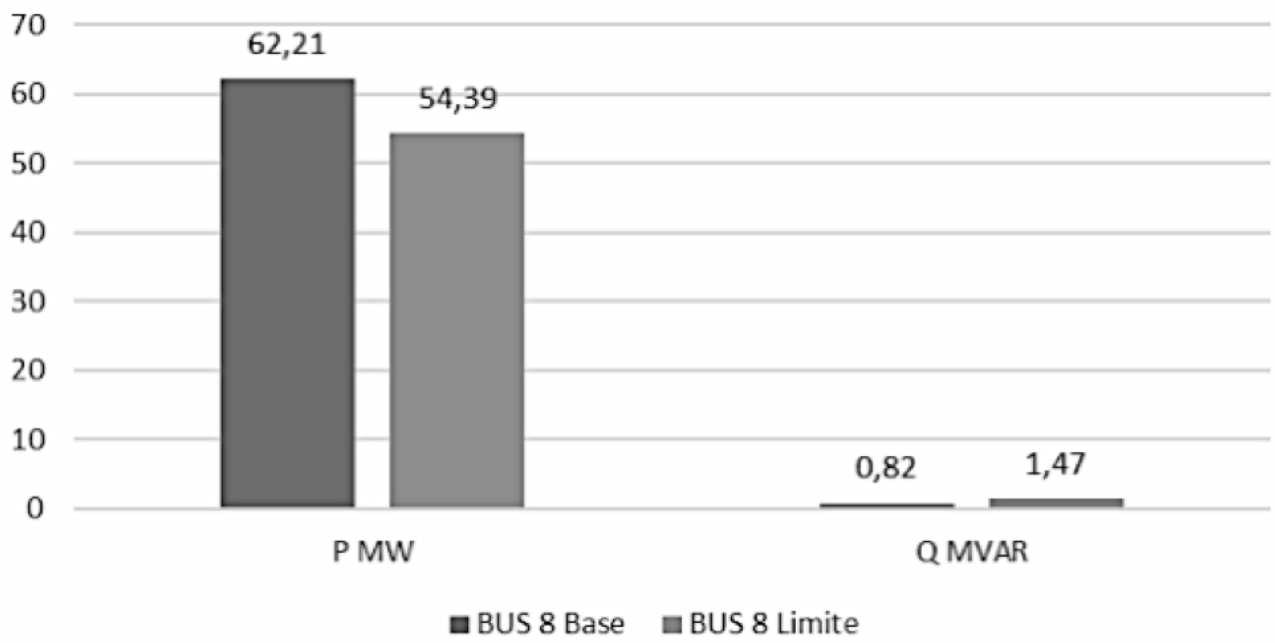


Fig. 8. Limitación de potencia para línea 6 en BUS8.

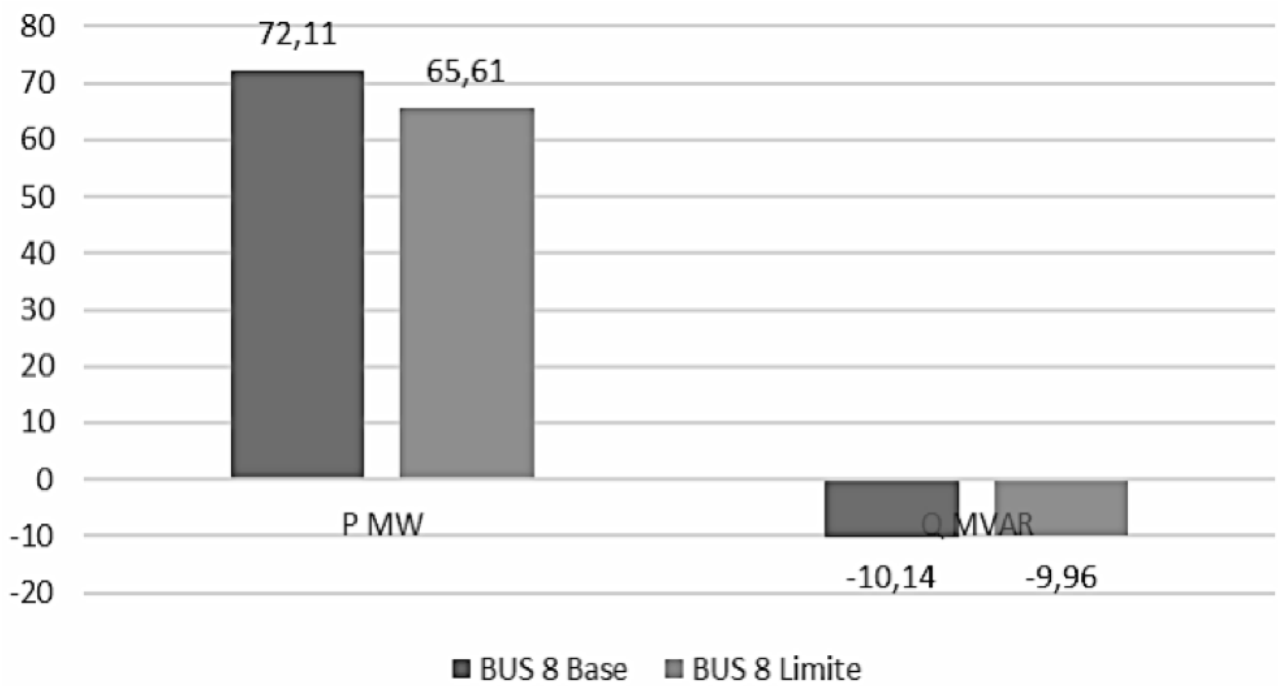


Fig. 9. Limitación de potencia para línea 8 en BUS 7.

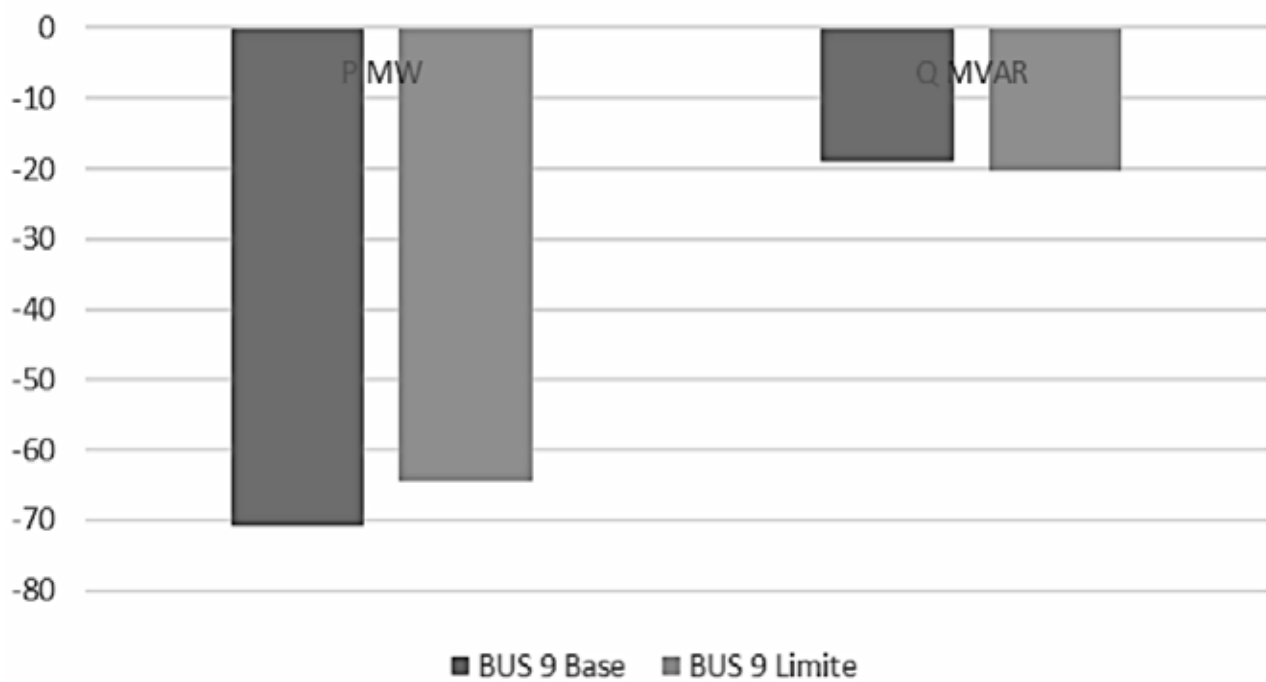
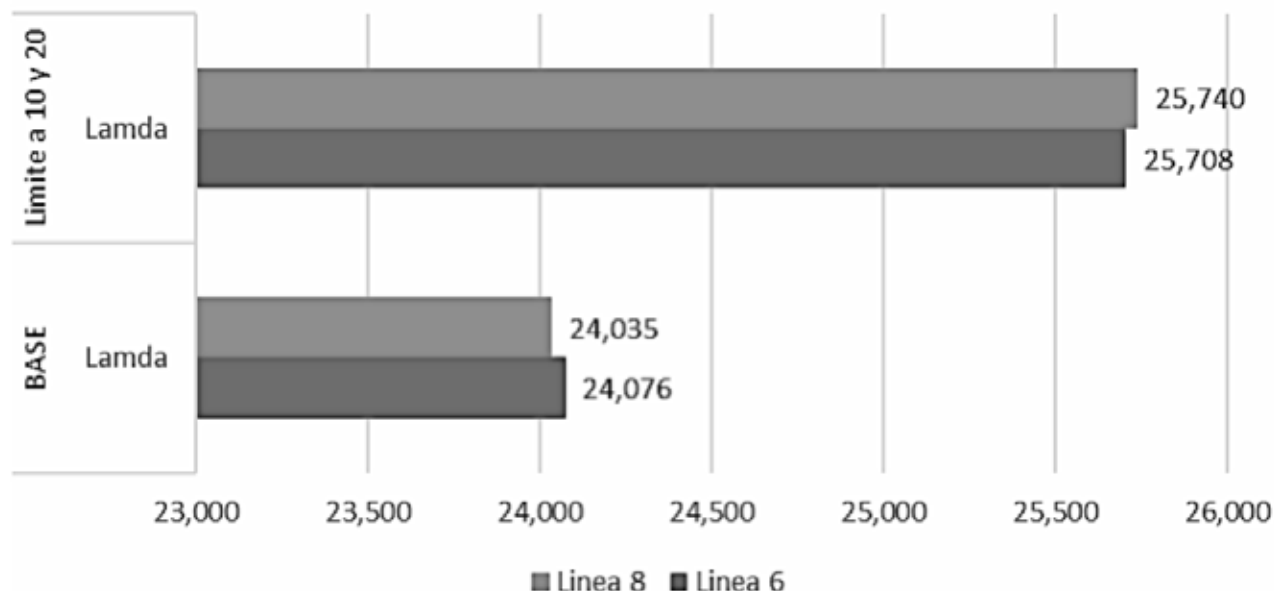


Fig. 10. Limitación de potencia para línea 8 en BUS8.

El costo de generación, así como los precios nodales (Ver gráficas 7, 8, 9 y 10) tienden a subir, cabe indicar que el precio nodal se multiplica con la potencia generada.

De esta manera, se presenta en la figura 11 los costos de generación con restricciones en las 6 y 8 analizadas previamente.

Fig. 11 Costo de generación con restricciones en línea 6 y 8.



Finalmente, es necesario calcular las rentas de congestión para flujos de potencia en AC y DC sin restricción y el flujo en DC sin límites, cabe destacar que el flujo en la línea se sitúa en el límite que se estableció previamente. De esta forma, la tabla 10 muestra la renta de congestión para el flujo en DC sin restricción, la tabla 11 indica la renta de congestión para el flujo en AC sin restricción y la tabla 12 muestra la renta de congestión para el flujo en DC con límites.

Tabla 10. Rentas de congestión del flujo en DC sin restricción

DC SIN RESTRICCION						
Brnch #	From Bus	Lambda (\$/MWh) P	To Bus	Lambda (\$/MWh) P	rateA	Renta congestión
1	1	24,552	4	24,552	250	0
2	4	24,552	5	24,552	250	0
3	5	24,552	6	24,552	150	0
4	3	24,552	6	24,552	300	0
5	6	24,552	7	24,552	150	0
6	7	24,552	8	24,552	250	0
7	8	24,552	2	24,552	250	0
8	8	24,552	9	24,552	250	0
9	9	24,552	4	24,552	250	0

Fuente: Autores

Tabla 11. Rentas de congestión del flujo en AC sin restricción

AC SIN RESTRICCION						
Brnch #	From Bus	Lambda (\$/MWh) P	To Bus	Lambda (\$/MWh) P	rateA	Renta congestión
1	1	25,25	4	25,25	250	0
2	4	25,25	5	24,501	250	62,75
3	5	24,501	6	24,567	150	-140,1
4	3	24,567	6	24,567	300	0
5	6	24,567	7	24,762	150	29,25
6	7	24,762	8	24,547	250	-53,75
7	8	24,547	2	24,547	250	0
8	8	24,547	9	24,505	250	239,5
9	9	25,505	4	25,25	250	-63,75

Fuente: Autores

Tabla 12. Renta de congestión del flujo en DC con límite.

DC CON LIMITE						
Brnch #	From Bus	Lambda (\$/MWh) P	To Bus	Lambda (\$/MWh) P	rateA	Renta congestión
1	1	34,546	4	34,546	250	0
2	4	34,546	5	31,43	250	779
3	5	31,43	6	25,671	150	863,85
4	3	25,671	6	25,671	300	0
5	6	25,671	7	22,257	150	512,1
6	7	22,257	8	14,8	40	298,28

Fuente: Autores

Conclusiones

El valor máximo que se puede establecer en la barra dos es de 134.38 Mw al colocar valores mayores automáticamente el programa coloca por defecto una restricción en el generador dos de 134,38Mw.

Respecto al DC OPTIMAL POWER FLOW al colocar restricciones de potencia inferiores a 134.38Mw en el generador con costo de generación más barato, el módulo del voltaje se mantiene sin embargo el ángulo varío, a su vez la potencia de los generadores uno y tres varían para compensar la carga, el costo de generación se incrementa a medida que la restricción de potencia en el generador más barato disminuye

Respecto al AC OPTIMAL POWER FLOW al colocar restricciones de potencia inferiores a 134,38 Mw en el generador con costo de generación más barato, tanto módulo como ángulo en el voltaje cambian, la potencia activa generada varia ene l caso de la potencia reactiva se empiezan a generar valores negativos principalmente en el generador dos, el costo de generación está en función de las restricciones.

Tanto DC-OPF como AC-OPF a medida que la restricción de generación en el generador más barato disminuye el precio sombra aumenta.

Los flujos de potencia en DC se usan para analizar nuestro sistema inicial sin considerar las pérdidas y no da una referencia para tener datos iniciales del SEP.

En los flujos AC se asemeja más a la realidad del SEP la desventaja radica en que al aumentar las restricciones de potencia reactiva el sistema tal vez no converge si los límites de voltaje son muy pequeños o las restricciones no son adecuadas al sistema.

Las rentas de congestión aparecen con el desbalance creado por las restricciones impuestas en las líneas de transmisión lo cual crea un desequilibrio de precios nodales. Por este motivo en el flujo en que no se consideran restricciones el valor de la renta de congestión es nulo en todas las líneas.

Referencias

- B. k. Sarkar, A. De, and A. Chakrabarti, "Impact of Distributed Generation for congestion relief in power networks," in 2012 1st International Conference on Power and Energy in NERIST (ICPEN), 2012, pp. 1–6.
- I. H. Rowlands, "Envisaging feed-in tariffs for solar photovoltaic electricity: European lessons for Canada," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 9, no. 1, pp. 51–68, Feb. 2005.
- D. Moya, R. Torres, and S. Stegen, "Analysis of the Ecuadorian energy audit practices: A review of energy efficiency promotion," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, pp. 289–296, Sep. 2016.
- Wei, T., Desmond, C., & Xin, L. (2012). DC Optimal Power Flow: Uniqueness and. IEEE Conference on Smart Grid Communications. Obtenido de <https://ieeexplore.ieee.org/document/6486058>. Accedido el 05 de enero de 2020
- L. Eduardo, G. Vega, L. Eduardo, and G. Vega, "Estimación y análisis de precios nodales como efecto de las restricciones de transmisión en el mercado mayorista de Colombia Assessment and analysis of local marginal prices as an effect of electric transmission constraints in the Colombian power market," vol. 30, no. 3, pp. 71–85 (2010)
- E. Bjørndal, M. Bjørndal, and H. Cai, "Nodal Pricing in a Coupled Electricity Market," 11th International Conference on the European Energy Market (EEM14) (2014)
- Z. Zhang, Y. Zhang, S. Member, Q. Huang, S. Member, and W. Lee, "Market-oriented Optimal Dispatching Strategy for a Wind Farm with a Multiple Stage Hybrid," vol. 4, no. 4, pp. 417–424 (2018)
- Bjørndal, M., & Jörnsten, K. "Benefits from coordinating congestion management — The Nordic power market," vol. 35, pp. 1978–1991 (2007)