

EXPANSIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ECUATORIANO USANDO ALGORITMOS EVOLUTIVOS

Byron Omar Nuques Ochoa
Bajo la supervisión del Dr. Víctor Hugo Hinojosa
Escuela Politécnica Nacional

RESUMEN

Este artículo presenta el análisis a considerarse en uno de los subsistemas parciales del sistema eléctrico de potencia como es la planificación de la red de transmisión, donde por medio de un algoritmo heurístico se estima la mejor opción de expansión en la red tomando en cuenta un horizonte de planificación estático a largo plazo.

El algoritmo evolutivo se encuentra aplicado considerando la Expansión del Sistema de Transmisión de un sistema de prueba de 6 barras y del Sistema Nacional de Transmisión Ecuatoriano a 230 [kV] y 500 [kV].

PALABRAS CLAVE: Expansión del Sistema de Transmisión, Algoritmo de Rebotos Simulados, Flujo óptimo de potencia DC, Energía No Suministrada.

1. INTRODUCCIÓN

Anteriormente la planificación en la red de transmisión se realizaba de forma intuitiva basada principalmente de experiencias pasadas. Hoy en día la planificación tiene numerosos análisis como ruta de identificación y selección, utilizando modelos matemáticos o heurísticos, que minimicen o maximicen una función objetivo sujeta a un conjunto de restricciones.

La planificación de los sistemas eléctricos de potencia corresponde a una compleja toma de decisiones técnico-económicas a darse en el tiempo, estableciendo qué facilidades se deben proveer para satisfacer una demanda por electricidad futura, buscando optimizar nuevas instalaciones de generación y líneas de transmisión tal que el costo de operación así como el costo el de inversión sea el menor posible.

En el caso de Ecuador proyectos de generación eléctrica de características importantes se encuentran planificados para su construcción y operación en los próximos años. La necesidad de expandir la red de transmisión con un horizonte de planificación estático a largo plazo (costo de inversión en el proceso de expansión para un período específico de estudio de 10 a 15 años) y tomando en cuenta un conjunto de características técnico – económicas permitirá obtener un modelo de red óptimo, vinculando los proyectos de generación previamente planificados con los principales centros de consumo o con sistemas vecinos a través de redes de alta tensión 230 [kV] y 500[kV].

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Flujos de potencia en un SEP

Son ampliamente utilizados para realizar diversos tipos de estudio tales como: planificación operativa del sistema, control en tiempo real, y planificación en la expansión de generación y transmisión del sistema eléctrico de potencia.

La solución a las ecuaciones de flujos de potencia $\vec{g} = (\vec{x}, \vec{u}, \vec{p}) = \mathbf{0}$ son consideradas aceptables cuando las variables de estado \vec{x} (voltajes en magnitud y ángulo), y variables dependientes $\vec{h}(\vec{x})$ (flujos de potencia en los elementos) se encuentran dentro de sus límites normales de operación, en caso de no estarlo se realizan ajustes o modificaciones en las variables de control \vec{u} de los elementos que conforman el sistema (potencias de generación, posición de taps, entre otros), de tal manera que lleve al mismo a condiciones normales de operación para satisfacer las condiciones de las variables independientes de carga y topología preestablecidas \vec{p} .

Las ecuaciones con las que un flujo de potencia trabaja son altamente no lineales debido a la función seno y coseno que estas poseen es por ello que se aplican diversas técnicas de optimización para su resolución, tales como el método de Gauss-Seidel, Newton Raphson, Newton Raphson Desacoplado Rápido entre otros, de todos ellos el método de Newton Raphson es el que mejores resultados alcanza debido a su característica dinámica e iterativa, transformando las ecuaciones no lineales en lineales.

2.2 Flujo Óptimo de Potencia (OPF)

El principal objetivo de un OPF es optimizar las condiciones de operación del sistema en estado estacionario, determinando el valor de las potencias de generación tal que minimicen una función objetivo y cumplan una serie de restricciones que satisfagan al problema.

Posee diversas aplicaciones que van desde la Planificación hasta la Operación del sistema eléctrico de potencia, dependiendo de su requerimiento se puede incorporar a su función objetivo aspectos económicos, de seguridad y ambientales, los cuales pueden ser resueltos usando un algoritmo adecuado de optimización.

De manera general un OPF puede ser expresado como un problema de optimización no lineal con restricciones.

$$\text{Min } f(\bar{x}, \bar{u})$$

Sujeto a:

$$g(\bar{x}, \bar{u}) = 0$$

$$h(\bar{x}, \bar{u}) \leq 0$$

Donde:

$g(\bar{x}, \bar{u})$: representa las restricciones de igualdad,

$h(\bar{x}, \bar{u})$: corresponde a las restricciones de desigualdad (límites en las variables de control y límites de operación del sistema de potencia).

3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El modelo matemático a ser implementado en el proceso de expansión presenta una serie de problemas al momento de definirlo puesto que en su formulación intervienen un conjunto de variables y restricciones como son: variables continuas (flujos por las líneas de transmisión), variables enteras (número de circuitos a ser implementados en las líneas de transmisión), restricciones (lineales y no lineales) haciendo de este un problema de naturaleza no lineal entera mixta, del cual a medida que aumenta el tamaño de la red aumenta el número de variables y por ende el número de soluciones a ser evaluadas, presentándose una explosión combinatoria a causa de la gran cantidad de posibles caminos de solución.

Históricamente Garver [12], fue quien expuso el problema de expansión de forma matemática y propone una solución por medio de la programación lineal, desde entonces se han desarrollado una serie de técnicas de programación en búsqueda de la solución óptima a dicho problema como los métodos matemáticos o exactos: programación no lineal, programación entera mixta, método de descomposición de Benders, entre otros. Por otro lado en la actualidad se han dado paso a una serie de métodos heurísticos como algoritmos genéticos, optimización por enjambre de partículas PSO, simulated annealing, entre otros, los mismos que consiguen buenos resultados en un tiempo de cómputo aceptable al proceso de expansión.

4. MODELO MATEMÁTICO

La expansión del sistema de transmisión se lo formula en dos etapas.

- ✓ Determinando las ecuaciones necesarias de flujos de potencia AC o DC.

- ✓ Estableciendo un algoritmo de optimización para resolver el conjunto de las ecuaciones mencionadas, en este caso se aplica un modelo heurístico.

4.1. Modelo DC

El modelo matemático escogido para poder representar la expansión de la red de transmisión es aplicando las ecuaciones de flujos de potencia en DC

Representación simbólica:

- N : Número de nodos
- ND : Número de condiciones de demanda
- v : Función objetivo.
- c_{ij} : Costo de añadir un circuito entre los nodos "i - j".
- n_{ij}^0 : Número de circuitos iniciales existentes entre los nodos "i - j".
- d_{ik} : Carga en el nodo i durante la condición de demanda k .
- \bar{n}_{ij} : Número máximo de circuitos permitidos en una línea de transmisión desde el nodo i al nodo j .
- n_{ij} : Número de nuevos circuitos en la rama "i - j".
- \bar{f}_{ij} : Capacidad de flujo de un circuito en la rama "i - j".
- f_{ij} : Flujo de potencia a través de un circuito en la rama "i - j".
- γ_{ij} : Susceptancia de un circuito en la rama "i - j".
- \bar{g}_i : Capacidad de generación en el nodo i .
- g_{ik} : Generación en el nodo i durante la condición k .
- θ_{ik} : Ángulo de fase de voltaje en el nodo i durante la condición k .
- S : Matriz de incidencia de nodos.
- Ω : Conjunto de todos los circuitos candidatos.
- \bar{F} : Vector de generadores artificiales o ficticios con elementos r_{ik} .
- r_{ik} : Pérdida de carga en el nodo i durante la condición k .
- τ : Parámetro de penalización asociado a la energía no servida \$/MWh.

Función objetivo

Representado por la suma de los costos de nuevas líneas de transmisión mas la penalización por carga no servida en el sistema de potencia.

Minimizar

$$v = \sum_{(i,j)} c_{ij} n_{ij} + \tau \sum_{i=1}^N r_{ik}$$

Sujeto a:

- ✓ Ecuaciones de balance nodal

$$Sf_{ij,k} + g_{ik} + r_{ik} = d_{ik}$$

$$i = 1, 2, \dots, N; \quad k = 1, 2, \dots, ND$$

- ✓ Flujos de potencia

$$f_{ij} - \gamma_{ij} (n_{ij}^0 + n_{ij}) \cdot (\theta_i - \theta_j) = 0$$

- ✓ Capacidad en las líneas de transmisión

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij}^0 + n_{ij}) \bar{f}_{ij}$$

- ✓ Capacidad de generación

$$0 \leq g_{ik} \leq \bar{g}_i$$

$$i = 1 \dots N; \quad k = 1 \dots ND$$

- ✓ Límite de pérdida de carga

$$0 \leq r_{ik} \leq d_{ik}$$

$$i = 1, 2, \dots, N; \quad k = 1, 2, \dots, ND$$

- ✓ Límite en el número de circuitos

$$0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall i, j \in \Omega$$

El problema de optimización planteado en este trabajo es resuelto por medio de una técnica de optimización heurística (Algoritmo Evolutivo de Rebotes Simulados), que ha dado en otros problemas de optimización muy buenos resultados.

4.2. Algoritmo evolutivo de rebotes simulados (SRA)

Constituye un algoritmo de aproximación basado en el proceso físico de colisiones inelásticas.

Proceso Físico de Rebotes Simulados

Suponiendo que se lanza una pelota con coeficiente de elasticidad cercano a 1 sobre una superficie S, la pelota caerá sobre la superficie debido a la acción del campo gravitatorio en el cual esta inmersa. El choque producido por la caída podrá afectar a la energía cinética de la pelota si parte de esta energía es disipada en deformaciones permanentes (choque inelástico). Estas deformaciones serán proporcionales a la energía cinética del choque, siendo esta la equivalente a la diferencia de energía potencial desde el punto de choque hasta la altura desde la cual cae la pelota. Si el proceso no es detenido, los rebotes se detendrán cuando la energía cinética de la pelota sea cero. En este proceso de rebotes inelásticos, la pelota choca con distintos puntos de la superficie, desviada por los mismos rebotes sobre una superficie no plana. Si la superficie posee "valles" y "lomas", los puntos pertenecientes a un valle tendrán menor energía potencial que las lomas. Por la acción de la gravedad, la pelota buscará detenerse sobre algún valle, y dependiendo de la energía cinética que posea, será capaz de saltar montes para explorar nuevos valles.

La analogía con un problema de optimización combinatorial se realiza haciendo una equivalencia entre la superficie de rebotes y el espacio de

soluciones, y entre la altura de cada punto de la superficie y el valor de la función de costo correspondiente a esa solución. El SRA resulta así una extrapolación multidimensional del proceso físico de rebotes. Debido a la acción de la gravedad y a la pérdida gradual de energía cinética y potencial debido a las colisiones, al final del proceso de rebotes simulados, la pelota se detiene sobre el mínimo global (punto de menor altura de la superficie) o sobre algún mínimo local cercano al global. La Figura 1 muestra por simplicidad un ejemplo unidimensional: como se muestra con las líneas de trayectoria, la pelota puede alcanzar el mínimo global (escalón 11) si es lanzada desde el punto A o C; sin embargo, es atrapada en el mínimo local del escalón 14 si la pelota es lanzada desde el punto B. Es decir, el mínimo global es alcanzado si la energía potencial inicial (E_0), y el porcentaje de pérdida de energía debido a colisiones inelásticas () permiten saltar todos los mínimos locales durante el proceso de rebotes.

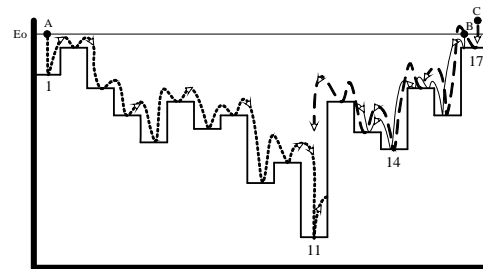


FIGURA 1: Ejemplo Unidimensional de Rebotes Simulados

En el SRA las deformaciones producidas por las colisiones pueden ser de tres tipos:

- Deformación transitoria**, es decir, que la pelota no pierde energía cinética por ser la altura de la caída pequeña.
- Deformación leve**, cuando la pelota rebota sobre las paredes de un valle por ser su energía potencial menor que la altura del punto de destino, disminuyendo su energía potencial en un valor pequeño.
- Deformación permanente**, cuando la pelota pierde energía cinética debido a una colisión provocada por una altura considerable de caída.

5. EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN USANDO EL ALGORITMO EVOLUTIVO SRA

Las variables de entrada a ser consideradas en el proceso de expansión son: un horizonte de planificación, datos de generación y demanda previamente planificados y posibles caminos de solución (líneas de transmisión - L/T que conforman el sistema). El planteamiento del problema en la expansión de la red involucra por un lado, que las variables de entrada generen un conjunto de ecuaciones definidas a través de un modelo de flujos

de potencia en DC y por otro lado, la aplicación del SRA para resolver dicho modelamiento matemático.

La utilización del SRA realizará la optimización de la expansión del sistema de transmisión, encontrando la mejor topología técnica y económica a intervenir en el proceso de expansión del sistema de transmisión.

Sistema de Garver

A continuación se presenta un sistema de potencia de prueba (ver Figura 2) donde los datos de generación así como de demanda, actual y planificada se presentan en la Tabla 1.

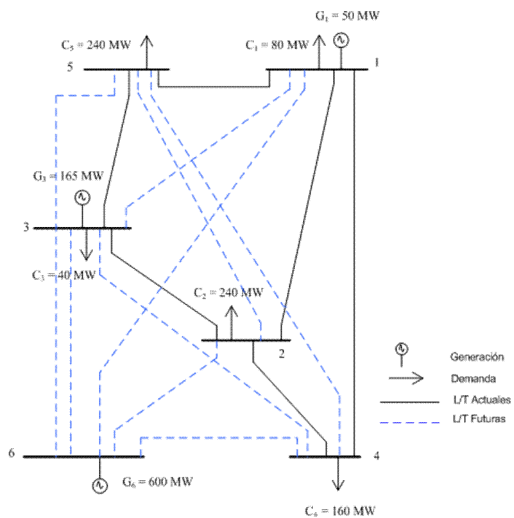


FIGURA 2 Posibles alternativas de interconexión

En el sistema propuesto existe un total de 15 caminos de interconexión para satisfacer el pronóstico de la demanda en el sistema, de los cuales 6 son actuales y 9 son futuros.

TABLA 1: Parámetros de generación y demanda

Ni	Generación			Demanda			
	Nombre	Actual [MW]	Futura [MW]	CVP [US \$/MWh]	Nombre	Actual [MW]	Futura [MW]
1	G1	50		2	D1	20	80
2	G2				D2	60	240
3	G3	165		30	D3	10	40
4	G4				D4	40	160
5	G5				D5	60	240
6	G6		600	40	D6		
	GT	215	600		DT	190	760

En este ejemplo se modela el problema de expansión para un horizonte de planificación estático donde, por medio del SRA se determina la mejor alternativa tanto técnica como económica que satisfaga los requerimientos del sistema para un año de estudio. La Tabla 2, proporciona los datos eléctricos de las líneas de transmisión actuales y futuras, a formar parte del sistema de potencia.

TABLA 2: Parámetros de las líneas de transmisión

Ni	Nj	X p.u.	Límite f_{ij} [MW]	Costo en miles de US \$
1	2	0,40	100,00	40
1	3	0,38	100,00	38
1	4	0,60	80,00	60
1	5	0,20	100,00	20
1	6	0,68	70,00	68
2	3	0,20	100,00	20
2	4	0,40	100,00	40
2	5	0,31	100,00	31
2	6	0,30	100,00	30
3	4	0,59	82,00	59
3	5	0,20	100,00	20
3	6	0,48	100,00	48
4	5	0,63	75,00	63
4	6	0,30	100,00	30
5	6	0,61	78,00	61

5.1. Implementación práctica

- 1) La formación de un espacio de soluciones (Θ) constituido por una serie de condiciones o configuraciones iniciales (x_0^k) .

$$\begin{aligned}
 X_0^1 &= (3 \ 4 \ 3 \ 3 \ 4 \ 3 \ 3 \ 4 \ 4 \ 3 \ 4 \ 4 \ 4 \ 4) && \text{Máximo \#} \\
 X_0^2 &= (3 \ 3 \ 3 \ 3 \ 3 \ 3 \ 3 \ 3 \ 3 \ 3 \ 3 \ 3 \ 3) && \text{circuitos} \\
 X_0^3 &= (3 \ 2 \ 3 \ 3 \ 2 \ 3 \ 3 \ 2 \ 2 \ 3 \ 2 \ 2 \ 2) \\
 X_0^4 &= (2 \ 2 \ 2 \ 2 \ 2 \ 2 \ 2 \ 2 \ 2 \ 2 \ 2 \ 2 \ 2) \\
 X_0^5 &= (2 \ 1 \ 2 \ 2 \ 1 \ 2 \ 2 \ 1 \ 1 \ 2 \ 1 \ 1 \ 1) \\
 X_0^6 &= (1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1) \\
 X_0^7 &= (1 \ 0 \ 1 \ 1 \ 0 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0) && \text{Mínimo \#} \\
 &&& \text{circuitos}
 \end{aligned}$$

Para este caso, los parámetros a formar parte de una condición inicial (x_0^k) se lo hace tomando en cuenta condiciones extremas en la configuración topológica, las cuales pueden ir desde el sobredimensionamiento de la red (agregar 3 circuitos en las líneas presentes del sistema y 4 circuitos en el caso de líneas de transmisión futuras) hasta evaluar la condición actual del sistema de potencia.

- 2) Una estructura de vecindad Φ_s (configuraciones cercanas o adyacentes a una determinada solución) alrededor del punto de rebote s , para el caso dimensional d las transiciones pueden realizarse de izquierda a derecha o viceversa a lo que se lo denomina mínima estructura de vecindad $\Phi = 2 * d$.
- 3) Construcción de la próxima variante a ser evaluada.

$$z \in \Phi_s \Leftrightarrow \begin{cases} x_{j(z)} = x_{j(s)} \pm a \quad \forall j = 1, \dots, d \\ x_{j(z)} = x_{j(s)} \quad \forall j = 1, \dots, d \end{cases}$$

Donde:

Q : número entero positivo aleatorio con distribución uniforme,

z : es una solución vecina de s ,

- 4) Valor del parámetro de simulación (coeficiente de elasticidad) comprendido en el rango $0,7 \leq \alpha \leq 0,99$
- 5) Criterio de aceptación: la solución de transición es elegida aleatoriamente entre las soluciones pertenecientes a la estructura de vecindad (Φ_z) y, si la energía correspondiente a la nueva solución es menor que la energía del proceso, esta se considera como nuevo punto de rebote. Caso contrario es elegida una nueva solución correspondiente a la estructura de vecindad.

$$Pr[(j = \text{próxima solución}]_k) = \begin{cases} 1 & \text{si } f_{(j)} \leq E_k \\ 0 & \text{si } f_{(j)} > E_k \end{cases}$$

El proceso finaliza cuando la energía de la pelota al producirse un rebote no permite alcanzar una solución vecina, es decir una solución de costo cuyo valor sea menor que la energía de la pelota.

La solución al problema de expansión del sistema de prueba aplicando la técnica de optimización da como resultado un valor de inversión de US \$ 200.000 en la implementación de las siguientes líneas de transmisión: 1 circuito en la L/T₃₋₅, 2 circuitos en la L/T₂₋₄ y 4 circuitos en la L/T₂₋₆. La topología cumple con todas las características técnicas impuestas en el modelo DC y es la mostrada en la Figura 3.

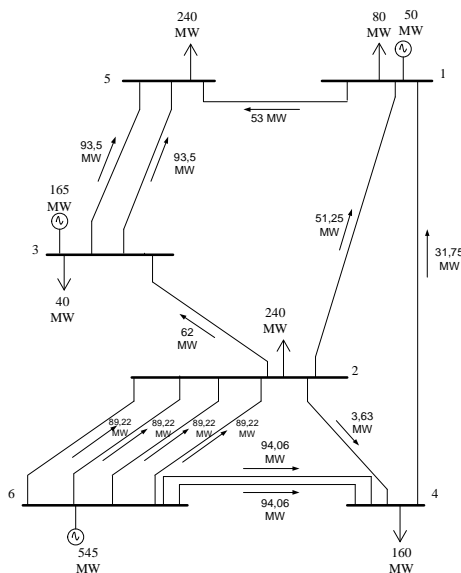


FIGURA 3: Solución al problema de expansión de 6 barras propuesto por Garver

6. HIPÓTESIS DE SIMULACIÓN A SER CONSIDERADAS EN EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ECUATORIANO

En base a un horizonte de planificación estático multianual se realiza la expansión del sistema de transmisión con diferentes hipótesis de simulación tanto de demanda como de generación, con la finalidad de obtener un modelo en la expansión de la red que pueda ser comparable con el propuesto por la Empresa Nacional de Transmisión de Energía S.A. (TRANSELECTRIC). El problema de expansión considera dos Etapas:

• Etapa I

TRANSELECTRIC en base a estudios técnico-económicos elaboró el plan de expansión del sistema de transmisión considerando la proyección de demanda anual de potencia [MW] para el período 2008 – 2017 de la época de estiaje en barras de carga del sistema. En esta investigación se aprovechará para analizar cuál es el año en que el sistema de generación abastecerá la demanda (no exista carga no abastecida), por lo que se considera como máximo horizonte de planificación al año 2022.

Es por este motivo que al aplicar la técnica de optimización del SRA es necesario por medio de un modelo cuantitativo formal o estadístico realizar una extensión en el pronóstico de la demanda hasta el año 2022, siguiendo la misma tendencia lineal de la curva de demanda característica encontrada para el período 2008 – 2017 en cada una de las barras, estos datos conocidos son extrapolados hasta el año 2022 utilizando una tasa constante de crecimiento anual promedio del 4%.

• Etapa II

Con la nueva inyección de potencia planificada en el sistema en los próximos años, proyectos de generación de grandes características, en su mayoría hidroeléctricos, como el proyecto Mazar, Sopladora, Minas – Jubones y Coca Codo Sinclair (CCS) alcanzando este último los 1500 [MW] en su operación para el año 2015. Con esta cantidad de energía económica, es probable que a partir del año 2011 el Estado ecuatoriano promueva la integración al servicio de la sociedad del uso de cocinas eléctricas de inducción desplazando de esta manera el consumo del gas licuado de petróleo en los hogares, a más de ello con el proyecto CCS llegando a operar con la capacidad mencionada, el Ecuador con visión de ser un país exportador de energía podría llegar a exportar energía (500 [MW]) al Sistema Eléctrico de Colombia obteniendo así grandes beneficios económicos para el Estado.

Con estas dos hipótesis de estudio, se toma como base histórica la proyección de demanda máxima anual de potencia [MW] para el período 2008 – 2010 utilizada por TRANSELECTRIC para realizar el plan de expansión, a partir del año 2011 al integrar el uso de cocinas eléctricas se prevé un incremento constante en la demanda anual del 7% en cada una de las barras de carga, y en el año 2015 se añade a la demanda total la

transferencia de potencia de 500 [MW] al sistema Colombiano; Error! No se encuentra el origen de la referencia..

A cada etapa en el pronóstico de la demanda se le ha considerado un parque de generación, así tenemos:

- **Parque Generador Eléctrico Ecuatoriano A**

El parque generador mostrado en la Tabla 3, corresponde al que TRANSELECTRIC utilizó para la elaboración del plan de expansión 2008 – 2017.

TABLA 3: Parámetros de las centrales de generación a satisfacer la demanda de la Etapa I

Ni	Nombre del nodo	Tipo de Generador	Capacidad [MW]	CVP [US \$ / MWh]
1	Molino	Hidroeléctrico	1058,400	2,000
1	Molino	Térmico	21,200	38,977
1	Molino	Térmico	3,200	74,800
1	Molino	Térmico	3,300	100,560
2	Zhoray	Hidroeléctrico	216,000	2,000
3	Milagro	Hidroeléctrico	15,000	2,000
3	Milagro	Térmico	169,200	42,460
4	San Idelfonso	Térmico	182,000	42,460
4	San Idelfonso	Hidroeléctrico	337,000	2,000
5	Esclusas	Térmico	150,000	42,080
6	Trinitaria	Térmico	133,000	51,625
11	Quevedo	Hidroeléctrico	295,600	2,000
12	Santo Domingo	Térmico	132,500	29,600
13	Santa Rosa	Hidroeléctrico	43,000	2,000
13	Santa Rosa	Térmico	32,400	47,260
14	Pomasqui	Hidroeléctrico	48,170	2,000
14	Pomasqui	Térmico	1,800	89,540
15	Totoras	Térmico	32,600	42,116
15	Totoras	Hidroeléctrico	580,880	2,000
16	Piño	Hidroeléctrico	1510,000	2,000
17	Riobamba	Hidroeléctrico	14,700	2,000
18	Pasto	Interconexión	500,000	150,000
19	Sopladora	Hidroeléctrico	312,000	2,000
	Potencia neta [MW]		5791,950	

- **Parque Generador Eléctrico Ecuatoriano B**

En la Tabla 4 se muestra el parque generador actual más la incorporación de todos los proyectos de generación contemplados en la expansión propuesta por el Consejo Nacional de Electricidad del Ecuador.

TABLA 4: Unidades de Generación a satisfacer la demanda correspondiente a la Etapa II

Ni	Nombre del nodo	Tipo de Generador	Capacidad [MW]	CVP [US \$ / MWh]
1	Molino	Hidroeléctrico	503,4	2
1	Molino	Térmico	21,2	38,977
1	Molino	Térmico	3,2	74,8
1	Molino	Térmico	3,3	100,56
2	Zhoray	Hidroeléctrico	216	2
3	Milagro	Hidroeléctrico	15	2
3	Milagro	Térmico	8	71,825
3	Milagro	Térmico	169,2	42,46
3	Milagro	Térmico	11,4	79,28
4	San Idelfonso	Térmico	182	42,46
4	San Idelfonso	Hidroeléctrico	337	2
5	Esclusas	Térmico	177	77
5	Esclusas	Térmico	102	83,267
5	Esclusas	Térmico	150	42,08
6	Trinitaria	Térmico	133	51,625
6	Trinitaria	Térmico	146	56,65
6	Trinitaria	Térmico	79,5	63,78
6	Trinitaria	Térmico	114,5	84,6
6	Trinitaria	Térmico	38	90
6	Trinitaria	Térmico	34,4	51,53
8	Pascuales	Térmico	8,8	66,45
8	Pascuales	Térmico	2,7	82,194
8	Pascuales	Térmico	277	77,163
11	Quevedo	Térmico	30	95,73
11	Quevedo	Térmico	295,6	2
12	Santo Domingo	Térmico	132,5	29,6
12	Santo Domingo	Hidroeléctrico	228	2
13	Santa Rosa	Térmico	9,2	68,47
13	Santa Rosa	Térmico	32,4	47,25
13	Santa Rosa	Hidroeléctrico	43	2
13	Santa Rosa	Térmico	51,3	94,15
13	Santa Rosa	Térmico	3,8	42,46
14	Pomasqui	Hidroeléctrico	58,17	2
14	Pomasqui	Térmico	1,8	89,54
15	Totoras	Térmico	32,6	42,116
15	Totoras	Hidroeléctrico	580,88	2
15	Totoras	Térmico	4,6	86,1
16	Piño	Hidroeléctrico	1510	2
17	Riobamba	Térmico	2	81,59
17	Riobamba	Térmico	1,1	76,4
17	Riobamba	Hidroeléctrico	14,7	2
19	Sopladora	Hidroeléctrico	312	2
	Potencia neta MW		6076,25	

El sistema de generación a ser evaluado por el SRA, corresponde a una simplificación en el número de las centrales de generación tanto actuales como futuras que pueden existir en un nodo, agrupándolas por tipo de central (hidroeléctrica o térmica), capacidad de generación de potencia [MW] y costo variable de producción (CVP) [US \$/MWh] del parque generador termoeléctrico. Por lo cual se tomó como referencia el CVP del mes de abril del año 2008, información provista por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

Las líneas de transmisión a formar parte de los posibles caminos de solución a ser evaluados por el SRA son las que se muestran en la Tabla 5. Estas líneas son las que TRANSELECTRIC considera en el Plan de Expansión propuesto para el Sistema del Ecuador, tanto en la primera versión para el horizonte 2007 – 2016, como en la actualización realizada para el período 2008 – 2017.

TABLA 5 Líneas de transmisión a ser consideradas por el SRA

Nombre de la línea	Nivel de voltaje [Kv]	Longitud [Km]	Capacidad [MW]	Número de circuitos	Reactancia p.u.	Costo en millones de [US \$]	
Milagro	Esclusas	230	54	353	2	0,0395	12,7
Milagro	San Idelfonso	230	135	340	2	0,0889	29,587
Trinitaria	Esclusas	230	6	353	1	0,004	5,555
Quevedo	Totoras	230	155	353	2	0,1274	24,075
Sta. Rosa	Piño	230	30	342	2	0,0272	4,8195
Pomasqui	Piño	230	36	342	2	0,0244	5,7835
Totoras	Sopladora	230	205	342	1	0,1513	19,777
Riobamba	Sopladora	230	163,3	342	1	0,1515	15,671
Sopladora	Molino	230	6	342	2	0,0054	1,2
Sopladora	Yaguachi	500	205	1000	1	0,1661	70,197
Piño	Sopladora	500	340	1000	1	0,1531	99,28
Piño	Yaguachi	500	300	1000	1	0,1765	86,257
						Inversión total	374,902

7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez definido tanto el parque de generación con el que se va a trabajar como la demanda que se requiere

abastecer, el algoritmo de rebotes simulados presenta los siguientes resultados:

Caso I

Horizonte de Planificación Estático

- ✓ Etapa I
- ✓ Parque generador A con Coca Codo Sinclair (CCS) a 432 MW y 1500 MW.
- ✓ Máximo número de circuitos permitidos = 2
- ✓ Estructura de vecindad considerando un solo circuito.

El parque generador A, solo puede abastecer la demanda hasta el año 2021, años posteriores a este año necesitan una nueva inyección de potencia en el sistema. Cabe destacar que el año de operación de la Central CCS en su primera etapa solo lo hace hasta el año 2018, viendo la necesidad en el año 2019 de entrar la segunda etapa de este proyecto.

El resultado de la expansión de la transmisión para este año se muestra en la Figura 4.

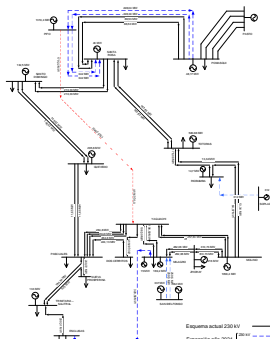


FIGURA 4: Expansión del SNT año 2021

Caso II

Horizonte de Planificación Multianual

- ✓ Etapa I
- ✓ Parque generador A con CCS a 432 MW y 1500 MW.
- ✓ Máximo número de circuitos permitidos = 2
- ✓ Estructura de vecindad considerando un solo circuito.

El resultado de la expansión de la transmisión para esta planificación se muestra en la Figura 5.

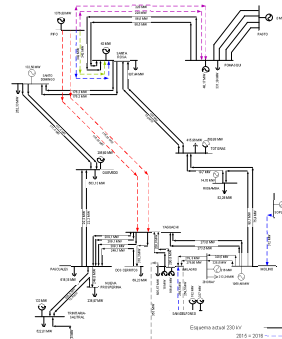


FIGURA 5: Expansión del SNT período 2015 - 2021

La Planificación bajo este modelo se da por medio de un horizonte de planificación multianual donde el resultado encontrado en la Figura 5, corresponde a un modelo en el cual se actualizan las líneas de transmisión año a año. Tomando los mismos datos característicos del Caso I, a diferencia de ese año, en el 2019 su operación aparte de mantener la topología, segrega de una mejor manera el uso de generadores térmicos.

Caso III

Horizonte de Planificación Multianual

- ✓ Etapa I
- ✓ Parque generador A con CCS 1500 MW.
- ✓ Máximo número de circuitos permitidos = 2
- ✓ Estructura de vecindad considerando un solo circuitos.

El resultado de la expansión de la transmisión para esta planificación se muestra en la Figura 6.

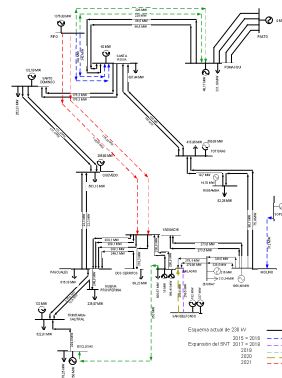


FIGURA 6: Expansión del SNT período 2015 - 2021

Caso IV

Horizonte de Planificación Estático Multianual:

- ✓ Etapa I
- ✓ Parque generador A con CCS a 1500 MW.
- ✓ Máximo número de circuitos permitidos = 2
- ✓ Estructura de vecindad considerando dos circuitos.

El resultado de la expansión de la transmisión para esta planificación se muestra en la Figura 7.

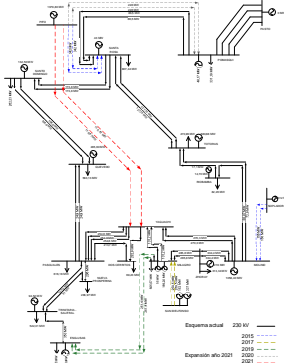


FIGURA 7: Expansión del SNT período 2015 – 2021

Caso V

Horizonte de Planificación Estático Multianual:

- ✓ Etapa II
- ✓ Parque Generador B con CCS a 1500 [MW] y Paute a 360 [MW]
- ✓ Máximo número de circuitos permitidos = 2
- ✓ Estructura de vecindad considerando un solo circuitos.

El resultado de la expansión de la transmisión para esta planificación se muestra en la Figura 8.

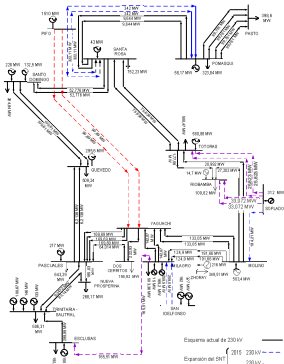


FIGURA 8: Expansión del SNT período 2015 – 2016

Caso VI

Horizonte de Planificación Estático Multianual:

- ✓ Etapa II
- ✓ Parque Generador B con CCS a 1500 [MW]
- ✓ Máximo número de circuitos permitidos = 2
- ✓ Estructura de vecindad considerando dos circuitos.

El resultado de la expansión de la transmisión para esta planificación se muestra en la Figura 9.

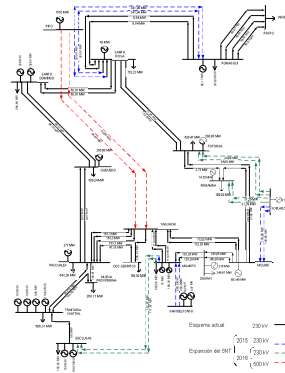


FIGURA 9: Expansión del SNT período 2015 – 2021

Caso VII

Horizonte de Planificación Estático Multianual:

- ✓ Etapa II
- ✓ Parque Generador B con CCS a 1500 [MW]
- ✓ Máximo número de circuitos permitidos = 4
- ✓ Estructura de vecindad considerando dos circuitos.

El resultado de la expansión de la transmisión para esta planificación se muestra en la Figura 10.

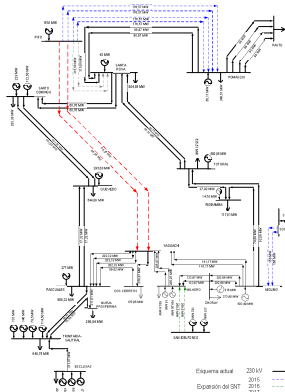


FIGURA 10: Expansión del SNT período 2015 – 2018

7.1. Comparación con el Plan de Expansión propuesto por TRANSELECTRIC

El transmisor mediante estudios eléctricos establece las siguientes líneas de transmisión necesarias en el proceso de expansión para el período 2008 – 2017 (ver Tabla 6), las propuestas con el equipo a intervenir deben garantizar la operación de la red en función de las regulaciones vigentes en el sector eléctrico ecuatoriano obteniendo beneficios medioambientales y socioeconómicos [10].

TABLA 6 Parámetros de líneas de transmisión propuestas por TRANSELECTRIC para el período 2008 – 2017

Nombre de la línea		Nivel de voltaje [kV]	Longitud [Km]	Capacidad [MW]	Número de circuitos	Costo en millones de [US \$]
Milagro	Esclusas	230	54	353	2	12,700
Milagro	San Idelfonso	230	135	340	2	29,587
Tritaria	Esclusas	230	6	353	1	5,555
Quevedo	Totoras	230	155	353	2	24,075
Sta. Rosa	Piño	230	30	342	2	4,520
Pomasqui	Piño	230	38	342	2	5,784
Totoras	Sopladora	230	206	342	1	1,200
Riobamba	Sopladora	230	163,3	342	1	1,200
Sopladora	Molino	230	6	342	2	2,400
Sopladora	Yaguachi	500	205	1000	1	70,197
Piño	Yaguachi	500	300	1000	1	86,257
Inversión total						243,774

Cada uno de los casos de estudio, presentan una inversión menor al obtenido por la empresa de transmisión por lo que se procede a realizar la siguiente comparación.

- **Caso I - II**

En el Caso I, se evaluó la expansión del sistema de transmisión en base a un horizonte de planificación estático obteniendo como resultado al proceso una topología que difiere en las líneas de transmisión necesarias de un año respecto a otro.

En el Caso II, para evitar el problema de los elementos de red resultantes de un año respecto a otro, se procede a efectuar una actualización anual de las líneas de transmisión solución obtenidas en un año de estudio, las cuales pasarán a formar parte de la configuración existente en el próximo año. Dando paso a un horizonte de planificación estático multianual el cual presenta mejores características al momento de determinar las líneas de transmisión necesarias para un período de estudio.

Por otro lado las soluciones a la expansión en ambos casos de análisis, corresponden a requerimientos mínimos de los elementos de red ante el crecimiento de la demanda.

- **Caso III, Caso IV**

La evaluación correspondiente a ambos casos bajo un horizonte de planificación estático multianual, da como resultado un modelo en el cual para el Caso III define los requerimientos mínimos pero necesario en líneas de transmisión para realizar la expansión. En cambio el Caso IV posee la ventaja de incorporar hasta dos circuitos por cada línea de transmisión lo cual hace de este un sistema mucho más confiable en caso de producirse alguna falla en las líneas de transmisión futuras.

- **Caso V, VI, VII**

Corresponde a una hipótesis particular en el cual se toma en cuenta una visión de Ecuador a futuro como país exportador de energía, donde el parque generador actual y planificado hasta el año 2015 está disponible para atender no solo la demanda de potencia interna del sistema sino necesidades de energía eléctrica de otro país hasta el año 2018.

La inversión en la expansión del sistema de transmisión para cada uno de los casos de estudio así como la propuesta por TRANSELECTRIC se muestran en la Tabla 7.

TABLA 7 Soluciones encontradas a la expansión del SNT

Nombre	Período de solución	Costo de inversión en millones de [US\$]
Caso I	2021	151,689
Caso II	2015 - 2021	165,421
Caso III	2015 - 2021	165,421
Caso IV	2015 - 2021	169,750
Caso V	2015 - 2017	212,460
Caso VI	2015 - 2017	216,790
Caso VII	2015 - 2018	162,830
TRANSELECTRIC	2008 - 2017	243,774

En esta tabla se puede apreciar que a partir del Caso I hasta el Caso IV se realiza la comparación con la Alternativa propuesta por TRANSELECTRIC, donde de todas las inversiones, la de menor valor es la que se efectúa con un horizonte de planificación estático correspondiente al Caso I con 151,689 millones de dólares, pero esta solución no es tan confiable ya que solo toma en cuenta un requerimiento mínimo en el número de circuitos de las líneas de transmisión a implementarse.

Por otro lado la solución expuesta en el Caso IV a pesar de tener una inversión más elevada de 169,75 millones de dólares es mucho más confiable desde el punto de vista técnico.

Por lo tanto la solución óptima al proceso de expansión es aquella localizada en el Caso IV con un costo de 169,75 millones de dólares por las justificaciones ya mencionadas representando un ahorro del 30,366% para el sistema respecto a la Alternativa propuesta por TRANSELECTRIC.

El diagrama unifilar óptimo para la expansión del SNT corresponde al que se encuentra en la Figura 7.

El Caso VII también representa una solución ideal para la expansión ya que el monto de inversión es de 162,83 millones de dólares, pero posee la característica de no tomar en cuenta la generación y demanda previstas con las que TRANSELECTRIC realizó el plan de expansión. Sin embargo es una solución que debe ser tomada en cuenta si la visión de Ecuador es la de ser un país exportador de energía eléctrica pero solo con la condición que el sistema de generación solo podrá abastecer la demanda hasta el año 2018, su diagrama unifilar corresponde al que se muestra en la Figura 10.

8. CONCLUSIONES

- En esta investigación se ha analizado un modelo de optimización basado en Inteligencia Artificial

que busca resolver el problema de Expansión del Sistema de Transmisión del Ecuador. La optimización deberá decidir ¿Qué?, ¿Cuánto? y ¿Dónde? se deberá adicionar nuevos elementos en la red del Sistema Eléctrico de Potencia.

- El Flujo Óptimo de Potencia en Corriente Directa (DC-OPF) es una herramienta de suma importancia en la Planificación de la Expansión de Sistemas de Transmisión, debido a que éste realiza la programación de las unidades hidrotérmicas mientras optimiza una función de costos del sistema considerando en la optimización restricciones de seguridad, el cual se traduce en considerar límites en los elementos del sistema.
- Los resultados obtenidos en esta investigación para la Expansión del Sistema de Transmisión del Ecuador muestran que no se requiere para el pronóstico de demanda de la Etapa I, la construcción de las líneas de transmisión de 500 kV como propone TRASELECTRIC en su plan de expansión (2008 – 2017). Al contrario la operación de estas líneas de transmisión se la considera (2016) cuando se realiza el pronóstico de la demanda de la Etapa II (Exportación a Colombia y la central Paute con su energía firme).
- Los resultados obtenidos en la Planificación de la Expansión del Sistema de Transmisión del Ecuador utilizando el Algoritmo de Rebotes simulados obtiene planes de expansión más económicos que los propuestos por TRASELECTRIC, esto debido a que plantean un problema de optimización. Actualmente la Empresa de Transmisión, no cuenta con una Metodología formal para la Expansión del Sistema, por lo que se plantea la posibilidad de que este desarrollo sea utilizado por TRASELECTRIC para optimizar de una mejor manera la Expansión del Sistema de Transmisión.
- Por todas estas razones, tanto los modelos y algoritmos desarrollados en esta Investigación como los resultados que con ellos se obtiene en la aplicación de sistemas de prueba – Garver y de sistemas reales – Ecuador, son sin duda un aporte significativo en el área de la Planificación de Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica.
- Como trabajo futuro en la misma línea de investigación se plantea realizar la modelación y simulación de la Planificación Dinámica de la Expansión, simplemente se deberá considerar, en el Algoritmo de Rebotes Simulados, un vector solución para cada año del horizonte de planificación considerado y resolver con la misma metodología de solución el problema de optimización.
- Se podría complementar el modelo de expansión desarrollado con la incorporación de criterios de calidad del servicio y confiabilidad en el sistema.

Esto se podría realizar considerando: Flujo de Potencia en corriente alterna (AC), el cual analizará límites de voltajes en el sistema y, Análisis de Contingencia, para analizar posibles desabastecimientos de la demanda ante posibles eventos.

- Incorporar en la Metodología desarrollada en este trabajo un Análisis de Riesgo, con el objetivo de agregar las incertidumbres relacionadas con el desarrollo del Plan de Expansión propuesto.
- Una desventaja a presentarse en el algoritmo evolutivo es la separación al problema de flujos de potencia en AC como en DC, puesto que de no hacerlo el tiempo de cómputo aumenta considerablemente.
- Éste trabajo, además de ser un desarrollo aplicable a otros problemas de la Planificación y Operación de Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica, obtiene resultados confiables para cada uno de los problemas evaluados en tiempos que se encuentran dentro de los rangos esperados y aceptables.

9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] ARGÜELLO GABRIEL, “Análisis y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia”, Marzo 1988.
- [2] PRABHA KUNDUR, “Power System Stability and Control”, editorial McGraw-Hill, Inc. 1996.
- [3] A. J. WOOD, B. F. WOLLENBERG, “Power Generation, Operation and Control”. JOHN WILEY & SONS. NEW YORK, 1996 (2ª ED).
- [4] E. ACHA, C. ESQUIVEL, H. PÉREZ, C. CAMACHO, “Modelling and Simulation in Power Networks”. JOHN WILEY & SONS, LTD, 2004.
- [5] R. ZIMMERMAN, C. MURILLO SÁNCHEZ. “MATPOWER”, A Matlab™ Power System Simulation Package. Version 3.2. September 21, 2007.
- [6] TURAN GÖNEN, “Electric Power Transmission System Engineering”
- [7] SALAZAR GABRIEL, “Tarificación Óptima de Servicios de Transmisión en Mercados Competitivos de Energía Eléctrica”, Tesis Doctoral, Universidad Nacional de San Juan, 2005.
- [8] HOESE A., “A new algorithm of combinatorial optimization applied to the evaluation of a stand-alone electric generation system”, Proceedings of the 24th Argentine Conference on Informatics and Operations Research, Argentina, pp. 47-54, 1995.
- [9] TRASELECTRIC SA, “Flujos de Carga Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Período 2008 – 2017”.
- [10] TRASELECTRIC SA, “Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Período 2008 – 2017”

- [11] CARREÑO FRANCO, "Distribución de Costos Considerando Cargos por Uso en el Proceso de la Expansión de Sistemas de Transmisión Aplicando Teoría de Juegos", Tesis de Maestría, Universidad Tecnológica de Pereira, 2003.
- [12] GARVER LEN L., "Transmission Network Estimation Using Linear Programming", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PAS – 89, No 7, September/ October 1970.
- [13] <http://www.iie.org.mx/control99/art1.pdf>.
- [14] Resolución SE 0002/ 2002 Boletín Oficial.
- [15] MONTICELLI ROMERO, "Test Systems and Mathematical Models for Transmission Network Expansion Planning" IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution Vol. 1499, No 1, January 2002.
- [16] TRANSELECTRIC SA, "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Período 2007 – 2016".