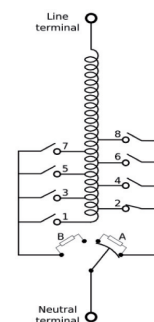


Modelo de impedancia simplificado para transformadores con regulación en carga con un flujo de cargas óptimo

Simplified impedance model for transformers with controlled charging in optimal load flow



M. A. Abdel-Moamen¹, Salah Kamel¹, Francisco Jurado²

¹ Aswan University. Faculty of Engineering. Aswan Governorate – 81528 Aswan (Egypt). abdelmoamen@aswu.edu.eg

² Universidad de Jaén. Escuela Politécnica Superior. Cinturón Sur – 23700 Linares (Jaén). Tfno: +34 953 648518

DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/7978> | Recibido: 26/02/2016 • Aceptado: 08/05/2016

ABSTRACT

- This paper presents a multi-objective optimization methodology for power systems including on-load tap changing (OLTC) transformers. A simple model for OLTC is developed based on impedance approach. In this model, the OLTC transformer with the connected transmission line are represented as a modified π equivalent circuit as a function in tap ratio. The admittance matrix of system is amended to include this new equivalent circuit. A multi-objective optimization related to generation cost and transmission losses for power systems including OLTC transformer is developed. Finally, the developed OLTC transformer model in optimal load flow has been validated using the standard IEEE 30-bus and IEEE 118-bus test systems.
- **Key Words:** Multi-Objective, Optimal Power Flow, OLTC Transformers.

RESUMEN

Este artículo presenta una metodología de optimización multiobjetivo para sistemas eléctricos de potencia incluyendo los transformadores con regulación en carga (*On-Load Tap Changing*, OLTC). Se ha desarrollado un modelo simple para el transformador OLTC basado en el método de la impedancia. En este modelo, el transformador OLTC con la línea de transporte conectada se representa como un circuito equivalente modificado en π en función de la relación de transformación. La matriz de admitancias del sistema se ha modificado para incluir este nuevo circuito equivalente. Se ha desarrollado una optimización multi-objetivo relacionada con los costes de generación y las pérdidas de transporte incluyendo el transformador OLTC. Finalmente, se ha validado el modelo del transformador OLTC propuesto en el flujo de cargas óptimo utilizando los sistemas de transporte IEEE 30-barras y IEEE 118-barras.

Palabras clave: Multiobjetivo, flujo de cargas óptimo, transformadores OLTC.

1. INTRODUCCIÓN

El flujo de cargas común se establece mediante la especificación de las cargas en Megavatios (MW) y Megavares (MVar) que se suministran en ciertos nudos o barras del sistema de transporte y por las potencias generadas y los módulos de tensión en las restantes barras del este sistema junto con una descripción topológi-

ca completa del sistema, que incluye sus impedancias. El objetivo es determinar las tensiones de las barras a partir de las cuales se determinan las corrientes y las pérdidas en las líneas. El resultado de un flujo de cargas indica al operador del sistema de qué manera se cargan las líneas del sistema, la variación de las tensiones en las diferentes barras, qué parte de la energía generada se pierde y donde se exceden los límites de transporte [1-7]. Para el operador, la generación fija corresponde solamente a una situación instantánea. Los requisitos de planificación y de operación muy a menudo requieren un ajuste de las potencias generadas de acuerdo con ciertos criterios. Uno de los más obvios es alcanzar un mínimo del coste de generación. La aplicación de este criterio supone la determinación inmediata de las potencias de entrada y de las tensiones de barra que proporcionan un mínimo del coste de la generación. El problema se puede generalizar alcanzando diferentes objetivos del flujo de cargas original. Mientras que el modelo de flujo de cargas se mantiene igual, se considera el problema de flujo de cargas óptimo (OPF) donde el objetivo es una función escalar de las variables de estado. Sin embargo, el OPF es un problema de programación no lineal estático destinado al ajuste de los controles del sistema de potencia de manera que se optimiza una cierta función objetivo al tiempo que se satisface un conjunto de restricciones físicas y operativas impuestas por las limitaciones del equipo y los requisitos de seguridad. Un programa de OPF determina los ajustes de las variables de control seleccionadas para lograr un funcionamiento óptimo en estado estacionario del sistema eléctrico de potencia [8-14]. Los métodos OPF se agrupan en términos generales como convencionales e inteligentes. Las metodologías convencionales incluyen las técnicas bien conocidas, tales como; método del gradiente, método de Newton, programación cuadrática, programación lineal y el método de punto interior. Las metodologías inteligentes comprenden métodos desarrollados recientemente y populares como los algoritmos genéticos o la optimización basada en la nube de partículas [8].

Los transformadores OLTC han sido los principales componentes de las redes eléctricas y aplicaciones industriales en los últimos años. Los transformadores OLTC permiten la regulación de tensión y/o el desplazamiento de fase sin interrupción de la carga [15-17]. Los modelos de transformadores de potencia a frecuencia fundamental han existido durante muchos años [18-28]. La contribución de los transformadores con cambiador de tomas y los compensadores estáticos VAR a la estabilidad de tensión de los sistemas de potencia se estudió en [22]. En [23], se propuso un modelo mejorado capaz de incorporar el comportamiento de

las barras controladas por OLTC mediante el uso de técnicas de complementariedad. Este nuevo modelo condujo a una mejor evaluación de la capacidad de carga del sistema y a unos valores más apropiados para los puntos críticos de operación. En [24], la coordinación adecuada de la excitación del generador, del OLTC y del STATCOM para alcanzar un funcionamiento eficaz del sistema se logró mediante redes neuronales que proporcionaron los ajustes del regulador de tensión, de tal manera que las desviaciones de tensión en las barras fueran mínimas. En [25], se desarrolló una formulación general y una metodología eficiente para el cambio de tomas y el regulador de potencia reactiva en los sistemas de distribución.

Este artículo presenta un nuevo modelo en estado estacionario para transformadores OLTC que está basado en la representación de la impedancia. Las principales ventajas del modelo del transformador OLTC son: el módulo de la tensión se puede controlar con un bajo coste en comparación con los reguladores de tensión tales como SVC y STATCOM; el modelo desarrollado puede ser implementado en el código del flujo de cargas original sin grandes modificaciones, de esta forma, la reutilización del código original se mejora y el tiempo para alcanzar la solución se reduce especialmente para sistemas de gran escala y para las aplicaciones on-line; se puede implementar un elevado número de OLTCs sin problemas de convergencia; el modelo propuesto converge de forma rápida e independientemente de las condiciones iniciales; finalmente, se observa que el algoritmo propuesto se puede aplicar a sistemas más grandes y no presenta dificultades de cálculo.

2. EL FLUJO DE CARGAS ÓPTIMO

2.1. LAS FUNCIONES OBJETIVO

El objetivo de un algoritmo de flujo de cargas óptimo (OPF) es encontrar el punto de funcionamiento en estado estacionario de un sistema de transporte-generación, que minimiza unas funciones predeterminadas (coste de generación y / o pérdidas de transporte).

- Minimización del coste total de generación

Para la minimización del coste de generación, se consideran las potencias generadas (MW). El modelo de coste es una función cuadrática,

$$C_{P_{Gi}} = a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i \text{ $/hr} \quad (1)$$

Donde a_i , b_i y c_i son los coeficientes de coste y P_{Gi} es la generación de potencia activa en MW del generador i . Entonces, la función objetivo para todo el sistema eléctrico de potencia se puede escribir como la suma de los costes de todos los generadores.

$$f_1(x) = \sum_i (a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i) \text{ $/hr} \quad (2)$$

La minimización de (2) reducirá los costes de generación totales.

- Minimización de las pérdidas de potencia activa

También es posible expresar el OPF como una minimización de las pérdidas de potencia activa en el sistema de transporte. Las pérdidas de potencia activa de una línea de transmisión i se expresan como,

$$P_{lossi} = \text{Re}(I_i^2 R_i) \text{ MW} \quad (3)$$

Donde I_i y R_i representan la corriente y la resistencia en A y Ω , respectivamente, de la línea de transporte i . La función objetivo considerando todo el sistema eléctrico de potencia se puede expresar como la suma de las pérdidas en todas las líneas de transporte:

$$f_2(x) = \sum_i \text{Re}(I_i^2 R_i) \text{ MW} \quad (4)$$

- La función multiobjetivo (costes de generación y pérdidas de potencia activa)

La optimización multiobjetivo proporciona la configuración óptima de todas las variables, de tal manera que tanto las pérdidas de transporte como el coste de generación del sistema se reducen al mínimo al mismo tiempo. En el estudio propuesto, la función objetivo se define como la suma de ambos objetivos con diferentes factores de ponderación,

$$f_3(x) = w_1 f_1(x) + w_2 f_2(x) \quad (5)$$

$$f_3(x) = w_1 \sum_i (a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i) + w_2 \left(\sum_i \text{Re}(I_i^2 R_i) \right) \quad (6)$$

Donde w_1 y w_2 son los factores de ponderación. La función objetivo (6) se puede resolver mediante la asignación de diferentes factores de ponderación a w_1 and w_2 , de forma que: $w_1 + w_2 = 1$. Un nuevo modelo se ha propuesto con objeto de convertir la función de optimización multiobjetivo en una función de optimización de objetivo más simple. Esto se ha logrado, mediante la conversión del segundo sumando $f_2(x)$ en MW a $f_2(x)$ en \$/hr multiplicando por un factor λ_{slack} \$/MWhr.

Donde λ_{slack} es el coste incremental en la barra de compensación o *slack*. λ_{slack} es el principal responsable de suministrar las pérdidas de transporte [29] por lo que su incorporación en el modelo propuesto parece apropiada. Así que ahora w_1 y w_2 , puede ser asumidas $w_1 = 1 - \lambda_{\text{slack}}$ y $w_2 = \lambda_{\text{slack}}$ y (6) puede ser reescrita como,

$$f_3(x) = (1 - \lambda_{\text{slack}}) \sum_i (a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i) + \lambda_{\text{slack}} \left(\sum_i \text{Re}(I_i^2 R_i) \right) \quad (7)$$

Así pues, el OPF para un sistema eléctrico de potencia práctico se puede representar en la siguiente forma,

$$\text{Minimizar: } f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (\text{función objetivo}) \quad (8)$$

$$\text{Sujeto a } g(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = 0 \quad (\text{restricción de igualdad}) \quad (9)$$

$$h(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \leq 0 \quad (\text{restricción de desigualdad})$$

$$\text{Donde } \mathbf{x} = [Q_{G1}, \dots, Q_{Gn}, \delta_{G1}, \dots, \delta_{Gn}, V_{PQ1}, \dots, V_{PQn}, \delta_{PQ1}, \dots, \delta_{PQn}]^T \text{ y}$$

$$\mathbf{u} = [P_{G1}, \dots, P_{Gn}, V_{G1}, \dots, V_{Gn}, Tap_1, \dots, Tap_{nT}]^T$$

y $g(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ y $h(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ en (9) puede reescribirse como:

$$g(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \begin{bmatrix} P_i \\ Q_i \end{bmatrix} = 0 \quad (10)$$

$$h(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \begin{bmatrix} P_{Gi}^{min} - P_{Gi} \\ P_{Gi} - P_{Gi}^{max} \\ V_{Gi}^{min} - V_{Gi} \\ V_{Gi} - V_{Gi}^{max} \\ T_i^{min} - T_i \\ T_i - T_i^{max} \\ Q_{Gi}^{min} - Q_{Gi} \\ Q_{Gi} - Q_{Gi}^{max} \\ V_i^{min} - V_i \\ V_i - V_i^{max} \\ [S_{fi}]^2 - [S_{fi}^{max}]^2 \end{bmatrix} \leq 0 \quad (11)$$

donde

n es el conjunto de índices de las barras

n_t es el conjunto de índices de los transformadores

n_G es el conjunto de índices de barras de los generadores

P_{Gi} es la potencia de generación activa en la barra i

Q_{Gi} es la potencia de generación reactiva en la barra i

S_{fi} es la potencia aparente en la línea i (desde la barra f a la barra t)

Tap_i es la relación de transformación en el transformador i

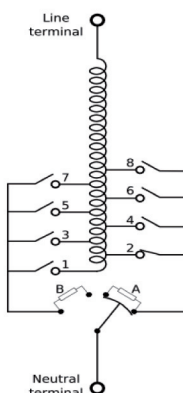
V_i es el módulo de la tensión en la barra i

La función objetivo anterior puede minimizar el coste de generación total del sistema como $f_1(x)$ en la ecuación (2), o minimizar las pérdidas totales de potencia activa del sistema como $f_2(x)$ en la ecuación (4), o como función multiobjetivo $f_3(x)$ de la ecuación (5).

3. MODELO DE TRANSFORMADOR OLTC

El OLTC es un transformador con una relación variable de transformación que se puede utilizar para controlar la tensión de uno de sus terminales. En este artículo, el OLTC se modela mediante un circuito equivalente en π con elementos que dependen de la relación de transformación.

En la Fig. 1, el OLTC está conectado entre los nudos f y t . Tiene una relación de transformación variable (Tap) y una admitancia Y . La relación de transformación puede ser constante o variable y su valor está dado en (12).



(a) Representación esquemática

Fig. 1: Representación esquemática y el circuito equivalente del transformador OLTC

$$Tap = \frac{V_f}{V_{f1}} = \frac{I_{f1}}{I_f} \quad (12)$$

Se desprecia la reactancia de magnetización. El Tap se determina para mantener la tensión en la barra controlada (nudo t en la Fig.1) a un valor deseado, V_{ref} . Cuando el módulo de la tensión, V_t , en la barra controlada está fuera de los límites fijados por el regulador, se toma una acción de control para llevar la tensión V_t de nuevo al valor deseado V_{ref} [23].

La matriz de admitancias para el transformador OLTC se formula aplicando las leyes de Kirchhoff según la Fig. 1 (b). Las expresiones de las corrientes I_{f1} y I_t como funciones de las tensiones V_{f1} y V_t se dan en (13).

$$\begin{bmatrix} I_{f1} \\ I_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{ff} & Y_{ft} \\ Y_{tf} & Y_{tt} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{f1} \\ V_t \end{bmatrix} \quad (13)$$

donde $V_f = |V_f|e^{j\theta_f}$ y $V_t = |V_t|e^{j\theta_t}$, I_f e I_t son las corrientes en las ramas ff y tt respectivamente.

$|V_f|$ e $|V_t|$ son los módulos de las tensiones en las barras f y t .

θ_f y θ_t son los ángulos de las tensiones en las barras f y t .

$$Y_{ff} = Y_{tt} = Y + j \frac{B_c}{2} \quad Y_{ft} = Y_{tf} = -Y$$

Sustituyendo (12) en (13), las expresiones para las corrientes I_f y I_t como funciones de las tensiones V_f e V_t se puede expresar como:

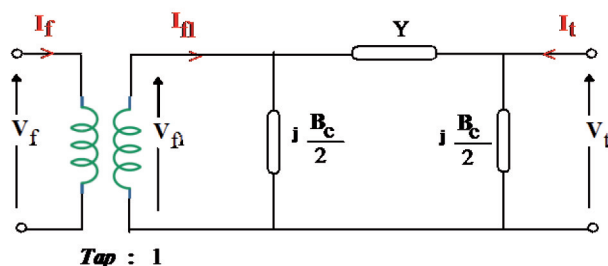
$$\begin{bmatrix} I_f \\ I_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y'_{ff} & Y'_{ft} \\ Y'_{tf} & Y'_{tt} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_f \\ V_t \end{bmatrix} \quad (14)$$

donde,

$$Y'_{ff} = G'_{ff} + jB'_{ff} = \frac{Y + j \frac{B_c}{2}}{tap^2}, \quad Y'_{tt} = G'_{tt} + jB'_{tt} = Y + j \frac{B_c}{2} \quad \& \quad Y'_{ft} = Y'_{tf} = G'_{ft} + jB'_{ft} = -\frac{Y}{tap} \quad (15)$$

Las ecuaciones correspondientes al OLTC desde la barra f a la barra t , se pueden calcular como:

$$S_{ft} = P_{ft} + jQ_{ft} = V_f I_f^* = V_f \left(\frac{Y + j \frac{B_c}{2}}{tap^2} V_f - \frac{Y}{tap} V_t \right)^* \quad (16)$$



(b) Circuito equivalente

$$S_{ft} = P_{ft} + jQ_{ft} = V_f I_f^* = V_f \left(\frac{Y + j \frac{B_c}{\text{tap}^2} V_f - \frac{Y}{\text{tap}} V_t \right)^* \quad (17)$$

Basado en el circuito equivalente del transformador OLTC mostrado en la Fig. 1 (b), se puede derivar un modelo simplificado de admitancia nodal para el transformador OLTC. Por lo tanto, el nuevo circuito equivalente del transformador OLTC se muestra en la Fig. 2.

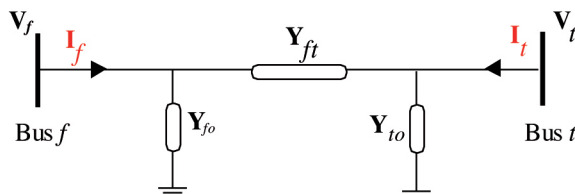


Fig. 2: Circuito equivalente en π incluyendo el transformador OLTC

Usando las potencias aparentes S_f and S_t inyectadas en las barras f y t , respectivamente, P_{ft} , Q_{ft} se tiene,

$$\begin{aligned} P_{ft} &= G'_{ff} V_f^2 + (G'_{ft} \cos \delta_{ft} + B'_{ft} \sin \delta_{ft}) V_f V_t \\ Q_{ft} &= -B'_{ff} V_f^2 + (G'_{ft} \sin \delta_{ft} - B'_{ft} \cos \delta_{ft}) V_f V_t \end{aligned} \quad (18)$$

Barra No.	$P_{G, \text{Min}}$ MW	$P_{G, \text{Max}}$ MW	$Q_{G, \text{Min}}$ MVAR	$Q_{G, \text{Max}}$ MVAR	Coeficientes de coste		
					a	b	c
1	50	200	-20	150	0.00375	2.00	0.0
2	20	80	-20	60	0.01750	1.75	0.0
5	15	50	-15	62.5	0.06250	1.00	0.0
8	10	35	-15	48.7	0.00834	3.25	0.0
11	10	30	-10	40.0	0.02500	3.00	0.0
13	12	40	-15	44.7	0.02500	3.00	0.0

Tabla 1: Coeficientes de coste y límites de generación para el sistema de transporte IEEE 30-barras

Barra No.	Carga		Barra No.	Carga	
	MW	MVAR		MW	MVAR
1	0	0	16	3.5	1.8
2	21.7	12.7	17	9.0	5.8
3	2.4	1.2	18	3.2	0.9
4	7.6	1.6	19	9.5	3.4
5	94.2	19.0	20	2.2	0.7
6	0	0	21	17.5	11.2
7	22.8	10.9	22	0	0
8	30.0	30.0	23	3.2	1.6
9	0	0	24	8.7	6.7
10	5.8	2.0	25	0	0
11	0	0	26	3.5	2.3
12	11.2	7.5	27	0	0
13	0	0	28	0	0
14	6.2	1.6	29	2.4	0.9
15	8.2	2.5	30	10.6	1.9

Tabla 2: Cargas para el sistema de transporte IEEE 30-barras (carga total = 283.4 MW, 126.2 MVAR)

de forma similar,

$$\begin{aligned} P_{ft} &= G'_{tt} V_t^2 + (G'_{tf} \cos \delta_{tf} + B'_{tf} \sin \delta_{tf}) V_f V_t \\ Q_{ft} &= -B'_{tt} V_t^2 + (G'_{tf} \sin \delta_{tf} - B'_{tf} \cos \delta_{tf}) V_f V_t \end{aligned} \quad (19)$$

donde,

$$G'_{ff} = \frac{R}{\text{tap}^2}, B'_{ff} = \frac{X + \frac{B_c}{2}}{\text{tap}^2}, G'_{tt} = R, B'_{tt} = X + \frac{B_c}{2} \quad (20)$$

$$G'_{ft} = G'_{tf} = -\frac{R}{\text{tap}}, B'_{ft} = -\frac{X}{\text{tap}} \text{ and } \delta_{ft} = \delta_f - \delta_t = -\delta_{tf}$$

Los elementos del circuito equivalente en π incluyendo el transformador OLTC mostrados en la Fig. 2 son,

$$Y_{f0} = Y'_{ff} - Y'_{ft} = Y \left(\frac{1}{\text{tap}^2} - \frac{1}{\text{tap}} \right) + j \frac{B_c}{2}, Y_{ft} = Y'_{ft} = -\frac{Y}{\text{tap}} \text{ and } Y_{t0} = Y'_{tt} - Y'_{ft} = Y \left(1 - \frac{1}{\text{tap}} \right) + j \frac{B_c}{2} \quad (21)$$

Las pérdidas de potencia (S_{Loss}) en la línea l que conecta la barra f y la barra t están dadas como,

$$S_{\text{Loss}} = S_{ft} + S_{tf} = P_{\text{Loss}} + jQ_{\text{Loss}} \quad (22)$$

donde,

$$\begin{aligned} P_{\text{Loss}} &= G'_{ff} V_f^2 + G'_{tt} V_t^2 + 2G'_{ft} \cos \delta_{ft} V_f V_t \\ Q_{\text{Loss}} &= -B'_{ff} V_f^2 - B'_{tt} V_t^2 - 2B'_{ft} \cos \delta_{ft} V_f V_t \end{aligned} \quad (23)$$

Ahora la formulación OPF se modifica para incluir los parámetros del transformador OLTC y la función objetivo se toma como: la minimización de los costes de generación según la ecuación (1), la minimización de las pérdidas totales de potencia activa como se da en (3), y la minimización de ambos costes como se indica en (6). Algunas restricciones incluyen las ecuaciones de flujo de cargas, los límites de generación, los límites de tensión, la capacidad de transporte de la línea, que tienen que ser satisfechas. La acción de control consiste en modificar la posición del Tap. Esta posición puede adoptar un número determinado de saltos discretos. En los problemas matemáticos que implican OPF, la diferencia entre estos saltos se supone pequeña, lo que supone que el Tap puede ser modelado como una función continua. El coste de generación normalmente se considera como una función cuadrática o como una aproximación lineal por tramos. De acuerdo con (1), (3) y (6), las restricciones de igualdad y desigualdad son,

Barra No.	Capacitancia (p.u.)
10	0.19
24	0.04

Tabla 3: Posiciones de los condensadores en el sistema de transporte IEEE 30-barras

Transformador No.	Barra		Relación de transformación	
	De	A	%	Relación (p.u.)
1	6	9	-2.2	0.978
2	6	10	-3.1	0.969
3	4	12	-6.8	0.932
4	28	27	-3.2	0.968

Tabla 4: Datos de los transformadores en el sistema de transporte IEEE 30-barras

$$P_{gi} - P_{di} - \sum_{j=1}^N V_i V_j Y_{ij} (Tap) \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) = 0 \quad (24)$$

$$Q_{gi} - Q_{di} + \sum_{j=1}^N V_i V_j Y_{ij} (Tap) \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) = 0 \quad (25)$$

$$P_{ft}^{spec} - P_{ft} = 0 \quad (26)$$

Restricciones de desigualdad

$$P_{gi}^{\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} \quad \forall i \in NG \quad (27)$$

$$Q_{gi}^{\min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{\max} \quad \forall i \in NG \quad (28)$$

$$Tap_i^{\min} \leq Tap_i \leq Tap_i^{\max} \quad \forall i \in NTap \quad (29)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad \forall i \in N \quad (30)$$

$$MVA_i^{\min} \leq MVA_i \leq MVA_i^{\max} \quad \forall i \in NB \quad (31)$$

donde a , b and c son los coeficientes de coste

N es el conjunto de índices de las barras

$NTap$ es el conjunto de índices de los transformadores

NG es el conjunto de índices de barras de los generadores

NB es el conjunto de índices de las ramas

Y_{ij} modulo y ángulo de fase del elemento en la matriz de admitancia

P_{gi} es la potencia de generación activa en la barra i

Q_{gi} es la potencia de generación reactiva en la barra i

P_{di} es la potencia de carga activa en la barra i

Q_{di} es la potencia de carga reactiva en la barra i

P_{ft} es el flujo de potencia activa calculado desde f a t

P_{ft}^{spec} es el flujo de potencia activa especificado desde f a t

Tap_i es la relación de transformación en el transformador i

V_i es el módulo de la tensión en la barra i

θ_i es el ángulo de la tensión en la barra i

4. RESULTADOS

El sistema de transporte IEEE 30-barras se muestra en la Fig. 4. Los datos del sistema se han tomado de [30]. Sin embargo, los datos de los generadores, cargas, condensadores en derivación, y transformadores del sistema IEEE de 30 barras se proporcionan en las Tablas 1 a 4. En todos los casos la base del sistema se considera 100 MVA. Para todos los análisis en este sistema, el límite inferior de la tensión es se toma igual a 0,95 p.u., y el límite superior

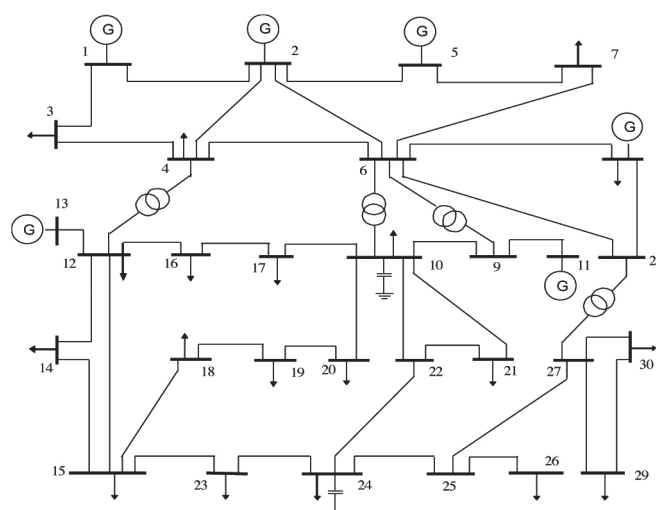


Fig. 4: Sistema de transporte IEEE 30-barras

Minimización de	Solo costes		Solo pérdidas		Costes y pérdidas	
	Tap fijo	OLTC ajustable	Tap fijo	OLTC ajustable	Tap fijo	OLTC ajustable
V_i (p.u.)	V_1	1.0500	1.05	1.0500	1.05	1.05
	V_2	1.0397	1.0381	1.0488	1.0416	1.0401
	V_5	1.0143	1.0113	1.0314	1.0172	1.0144
	V_8	1.0237	1.0192	1.0398	1.0293	1.025
	V_{11}	1.0997	1.0934	1.0816	1.0940	1.089
	V_{13}	1.0835	1.0886	1.0783	1.0809	1.0842
P_G (MW)	PG1	176.12	176.14	51.71	144.02	144.03
	PG2	48.86	48.84	80	55.74	55.71
	PG5	21.52	21.51	50	23.44	23.44
	PG8	22.22	22.14	35	35	35
	PG11	12.26	12.24	30	16.78	16.76
	PG13	12.00	12.00	40	15.87	15.83
TAP (%)	T11	0	4.375(7) [*]	0	7.5(12) [*]	5(8) [*]
	T12	0	-8.125(-13) [*]	0	-10(-16) [*]	-8.75(-14) [*]
	T15	0	0.625(1) [*]	0	0.(0) [*]	0(0) [*]
	T36	0	-5.625(-9) [*]	0	-4.375(-7) [*]	-5.625(-9) [*]
$\sum P_G$ (MW)	292.97	292.878	286.709	286.647	290.858	290.77
$\sum P_{loss}$ (MW)	9.574	9.478	3.309	3.247	7.458	7.370
$\sum Cost$ (\$/hr)	802.753	802.404	968.161	968.013	810.796	810.464

Tabla 5. Resultados para el sistema de transporte IEEE 30-barras (Tolerancia de 10^{-6})

(*)Este número indica el número de salto discreto, - debajo + por encima de la referencia (valor cero)

1.10 p.u. para los barras de los generadores 2, 5, 8, 11, y 13, y 1,05 p.u para los barras restantes, incluyendo la barra de compensación o *slack*. La variación típica de la relación de transformación de los transformadores se asume de $\pm 10\%$, por lo general en 33 saltos discretos (0,625% por salto).MATLAB se ha utilizado para validar el algoritmo propuesto.

Las cálculos OPF se han llevado a cabo para diferentes casos

de estudio y sus soluciones se resumen brevemente en las siguientes secciones, con una tolerancia estándar de 10^{-8} (0.0001 MW/MVAR).

-Minimización de los costes de generación

Se ha realizado un OPF en el sistema de transporte IEEE 30-barras para minimizar los costes de generación. El coste mínimo de

Minimización de		Solo costes		Solo pérdidas		Costes y pérdidas	
		Tap fijo	OLTC ajustable	Tap fijo	OLTC ajustable	Tap fijo	OLTC ajustable
V ₀ (p.u.) Barra	1	1.0233	1.0334	1.023	1.0495	1.0209	1.0309
	4	1.0512	1.0589	1.034	1.0600	1.0515	1.0589
	6	1.0434	1.0517	1.0342	1.0598	1.0436	1.0516
	8	1.0454	1.0414	1.0395	0.9884	1.0454	1.0413
	10	1.0483	1.0525	1.041	0.9906	1.0485	1.0527
	12	1.0404	1.0493	1.0298	1.0551	1.0403	1.049
	15	1.0372	1.0486	1.0323	1.055	1.0373	1.0488
	18	1.0392	1.0505	1.0335	1.0554	1.0392	1.0506
	19	1.0365	1.048	1.0338	1.0563	1.0366	1.0482
	24	1.0475	1.0508	1.0413	1.058	1.0475	1.0509
	25	1.06	1.06	1.0427	1.06	1.0600	1.06
	26	1.06	1.06	1.0387	0.9932	1.0600	1.06
	27	1.04	1.0456	1.0379	1.0568	1.0401	1.0458
	31	1.0335	1.0412	1.029	1.0489	1.0336	1.0413
	32	1.0383	1.0446	1.0377	1.0568	1.0384	1.0447
	34	1.0394	1.0565	1.0327	1.0583	1.0394	1.0566
	36	1.0378	1.055	1.0292	1.0562	1.0377	1.0551
	40	1.0298	1.0447	1.0302	1.0545	1.0298	1.0448
	42	1.0331	1.0448	1.0341	1.0556	1.0331	1.0449
	46	1.041	1.0457	1.0331	1.0482	1.041	1.0458
	49	1.0543	1.0587	1.0453	1.06	1.0543	1.0587
	54	1.0346	1.0419	1.037	1.0517	1.0346	1.0419
	55	1.0344	1.0419	1.0394	1.054	1.0345	1.0419
	56	1.0342	1.0416	1.038	1.0526	1.0342	1.0416
	59	1.0486	1.0587	1.0423	1.0568	1.0486	1.0587
	61	1.0511	1.06	1.0458	1.06	1.0511	1.06
	62	1.0487	1.056	1.0455	1.0599	1.0487	1.056
	65	1.06	1.06	1.0567	0.9944	1.06	1.06
	66	1.06	1.06	1.0452	1.06	1.06	1.06
	69	1.06	1.06	1.0515	1.06	1.06	1.06
	70	1.0393	1.0399	1.0503	1.0594	1.0393	1.0398
	72	1.0405	1.0425	1.0456	1.0587	1.0405	1.0425
	73	1.0384	1.0392	1.0493	1.0591	1.0384	1.0392
	74	1.0221	1.0225	1.0457	1.0542	1.0221	1.0226
	76	1.0119	1.0123	1.0378	1.0455	1.0119	1.0123
	77	1.0467	1.0472	1.0496	1.0561	1.0467	1.0472
	80	1.0595	1.06	1.0537	1.06	1.0595	1.06
	85	1.0504	1.0505	1.0578	1.06	1.0504	1.0505
	87	1.057	1.0572	1.0578	1.06	1.057	1.0572
	89	1.06	1.06	1.0593	1.06	1.06	1.06
	90	1.0418	1.0418	1.0535	1.0543	1.0418	1.0418
	91	1.0456	1.0457	1.0593	1.06	1.0456	1.0457
	92	1.0499	1.05	1.0563	1.0578	1.0499	1.05
	99	1.0537	1.0541	1.0566	1.06	1.0537	1.0541
	100	1.0582	1.0585	1.0577	1.06	1.0582	1.0585
	103	1.0512	1.0515	1.0579	1.06	1.0512	1.0515
	104	1.0425	1.0428	1.058	1.06	1.0425	1.0428
	105	1.0402	1.0405	1.0581	1.06	1.0402	1.0405
	107	1.0341	1.0343	1.058	1.06	1.0341	1.0344
	110	1.0413	1.0416	1.0581	1.06	1.0414	1.0416
	111	1.049	1.0493	1.0581	1.06	1.0491	1.0493
	112	1.034	1.0343	1.0581	1.06	1.034	1.0343
	113	1.0456	1.0559	1.0351	1.056	1.0455	1.0559
	116	1.043	1.06	1.0497	0.9937	1.043	1.06

Tabla 6. Resultados para el sistema de transporte IEEE 118-barras (Tolerancia de 10⁻⁸)
(.): este número indica el número de salto discreto, - debajo + por encima de la referencia (valor cero)

PG(MW) Barra	1	25.83	25.1	94.77	94.79	14.09	13.31
	4	0	0	69.21	69.23	0	0
	6	0	0	99.49	99.48	1.08	0.7
	8	0	0	32.16	31.95	0	0
	10	400.96	401.15	50	50	402.33	402.56
	12	85.67	85.62	90	90	86.1	86.06
	15	19.8	19.8	100	100	21.2	21.27
	18	12.09	12.3	66.41	66.57	13.15	13.42
	19	20.82	20.83	84.52	84.75	21.8	21.86
	24	0	0	15.08	14.24	0	0
	25	194.32	194.32	30	30	194.57	194.57
	26	280.46	280.53	40	40	280.85	280.93
	27	10.91	10.79	100	100	11.53	11.43
	31	7.25	7.25	10	10	7.26	7.25
	32	15.45	15.35	100	100	16.11	16.05
	34	2.29	3.21	100	100	3.05	4
	36	8.52	9.16	68.13	70.98	9.18	9.85
	40	48.91	48.59	100	100	49.25	48.95
	42	41.33	40.92	100	100	41.52	41.12
	46	19.06	19.05	23	23	19.07	19.06
	49	193.71	193.72	240	240	193.77	193.78
	54	49.54	49.51	50	50	49.55	49.52
	55	31.92	31.42	100	100	32.1	31.61
	56	32.4	31.86	100	100	32.59	32.05
	59	149.55	149.58	200	200	149.61	149.64
	61	148.39	148.46	133.66	134.74	148.45	148.52
	62	0	0	100	100	0	0
	65	353.1	353.07	90	90	353.25	353.23
	66	349.78	349.74	90	90	349.93	349.88
	69	454.32	454.7	100	100	454.49	454.88
	70	0	0	71.27	71.2	0	0
	72	0	0	11.99	12.01	0	0
	73	0	0	6	6	0	0
	74	17.74	17.91	100	100	17.97	18.14
	76	23.6	23.64	100	100	23.76	23.8
	77	0	0	100	100	0	0
	80	431.75	431.62	303.96	303.35	431.88	431.76
	85	0	0	100	100	0	0
	87	3.63	3.63	5	5	3.63	3.63
	89	502.36	502.28	82.98	81.8	502.44	502.35
	90	0	0	100	100	0	0
	91	0	0	37.36	37.22	0	0
	92	0	0	100	100	0	0
	99	0	0	41.99	42	0	0
	100	231.52	231.49	120.48	119.77	231.56	231.53
	103	38.27	38.27	22.99	22.99	38.28	38.27
	104	0	0	38.01	38	0	0
	105	5.56	5.49	64.61	64.45	5.62	5.55
	107	29.24	29.2	57.66	57.67	29.28	29.23
	110	7.26	7.22	44.38	44.37	7.29	7.26
	111	35.25	35.25	0	0	35.25	35.25
	112	36.6	36.58	68	68	36.62	36.59
	113	0	0	16.17	16.18	0	0
	116	0	0	85.42	84.52	0	0
TAP (%) Línea			-3.125 (-5) [*] 6.25 (10) [*] -1.875(-3) [*]				-3.125 (-5) [*] 6.25 (10) [*] -1.875 (-3) [*]
	8	0		0	-8.125(13) [*] -5.625(-9) [*]	0	
	32	0	-2.5(-4) [*]	0	-6.25 (-10) [*]	0	-2.5(-4) [*]
	36	0		0	-7.50 (-12) [*]	0	-1.875(-3) [*]
	51	0	-1.875(-3) [*]	0	-6.875(-11) [*]	0	0 (0) [*]
	93	0		0	-6.8 75 (-11) [*]	0	
	95	0	0(0) [*]	0	-7.50 (-12) [*]	0	-1.25(-2) [*]
	102	0		0	-8.75 (-14)	0	
	107	0	-1.25(-2) [*]	0	.	0	-5(-8) [*]
	127	0	-5(-8) [*] -1.25(-2) [*]	0	-7.50 (-12) .	0	-1.25 (-2) .
$\sum P_G$ (MW)		4319	4318.6	4254.7	4254	4319	4318.87
$\sum P_{loss}$ (MW)		77	76.60	12.71	12.256	77.44	76.87
$\sum Cost$ (\$/hr)		129640	129615	150765	150778	129643	129618

Tabla 6. Resultados para el sistema de transporte IEEE 118-barras (Tolerancia de 10⁻⁸)

(.)*: este número indica el número de salto discreto, - debajo + por encima de la referencia (valor cero)

generación resultante es 802.404 \$ / hr. Además, la pérdidas de transporte $\sum I^2 Z$ son (9.478 + j 42.90)

- Minimización de las pérdidas de transporte

Se ha realizado un OPF en el sistema de transporte IEEE 30-barras para minimizar las pérdidas totales de transporte. Las pérdidas de transporte totales mínimas representan 3.247 MW. Además, el coste de generación es 968.013 \$/hr.

- Optimización multiobjetivo de costes de generación y las pérdidas de transporte

Por último, ha realizado un OPF en el sistema de transporte IEEE 30-barras para minimizar los costes de generación y las pérdidas de transporte de forma simultánea. Los costes de generación suponen 810.520 \$/hr y las pérdidas de transporte 7.237 MW.

También, se ha realizado un OPF en el sistema de transporte IEEE 118-barras considerando la minimización de los costes de generación, la minimización de las pérdidas totales de transporte y la minimización multiobjetivo.

5. CONCLUSIÓN

Este trabajo ha presentado un algoritmo de flujo de cargas óptimo con un nuevo modelo simple de transformador con regulación en carga (OLTC). Se ha desarrollado una optimización multiobjetivo de los costes de generación y las pérdidas de transporte utilizando el algoritmo de Newton. Sin embargo, se ha conseguido una escasa diferencia en los costes de generación, potencia generada y costes de generación horarios al optimizar las posiciones de los cambiadores de tomas.

Por otra parte, el modelo desarrollado ha presentado muchas ventajas, en primer lugar, el modelo de transformador OLTC se puede implementar en el código del flujo de cargas original sin grandes modificaciones, por lo tanto, la reutilización del código original ha sido mejorada y el tiempo para alcanzar la solución se ha reducido especialmente para sistemas de gran escala y para las aplicaciones on-line. En segundo lugar, se puede implementar un elevado número de OLTCs sin problemas de convergencia. Por último, el modelo propuesto converge de forma rápida e independientemente de las condiciones iniciales. También se ha observado que el algoritmo propuesto se puede aplicar a sistemas más grandes y no presenta dificultades de cálculo. El modelo de transformador OLTC propuesto se ha validado utilizando los sistemas de transporte IEEE 30-barras y IEEE 118-barras, y todos los resultados se han llevado a cabo utilizando MATLAB.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Grainger JJ, Stevenson WD. "Power System Analysis". McGraw-Hill, 1994
- [2] Kamel S, Abdel-Akher M, Jurado F, Ruiz-Rodríguez FJ. "Modeling and Analysis of Voltage and Power Control Devices in Current Injections Load Flow Method". Electric Power Components and Systems. 2013. Vol. 41. P. 324-344.
- [3] Kamel S, Abdel-Akher M, Jurado F. "Improved NR Current Injection Load Flow Using Power Mismatch Representation of PV Bus". International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2013. Vol. 53. P. 64-68.
- [4] Kamel S, Jurado F. "Power Flow Analysis with Easy Modeling of Interline Power Flow Controller". Electric Power Systems Research. 2014. Vol. 108. P. 234-244.
- [5] Tinney WF, Hart CE. "Power flow solution by Newton's method". IEEE Transactions on Power Systems. November 1967. Vol. PAS-86. P. 1449-1456.
- [6] da Costa VM, Martins N, Pereira JLR. "Developments in the Newton-Raphson power flow formulation based on current injections". IEEE Transactions on

- Power Systems. November 1999. Vol. 14. P. 1320-1326.
- [7] Arrillaga J, Arnold CP. "Computer Analysis of Power Systems". John Wiley & Sons, 1990
- [8] Zhu J. "Optimization of Power System Operation". 2nd Edition, SBN: 978-1-118-85415-0, February 2015, Wiley-IEEE Press
- [9] Alsac O, Stott B. "Optimal Power Flow with Steady-State Security". IEEE Trans on Power Apparatus and Systems. June 1974. Vol. PAS- 93. No. 3. P. 745-751.
- [10] Sim DI, Ashley B, Brewer B, Hughes A, Tinney WF. "Optimal power flow by Newton approach". IEEE Trans. on Power Apparatus Systems. Oct. 1984. Vol. PAS-103, No. 10. P. 2864-2880.
- [11] Padhy NP, Abdel Moamen MA. "A Generalized Newton's Optimal Power Flow Modeling with FACTS Devices". International Journal of Modeling and Simulation - ISSN: 0228-6203. 2008. Vol 28. No 3. P. 229-238.
- [12] Padhy NP, Abdel Moamen MA. "Optimal Placement of FACTS Devices for Practical Utilities". International Journal of Power and Energy Systems. 2007. Vol. 27. No 2, P. 193-204.
- [13] Padhy NP, Abdel Moamen MA. "Power Flow Control and Solutions with Multiple and Multi type FACTS Devices". International Journal of Electric Power System Research, ISSN: 0378-7796. June 2005. Vol.74. P. 341-351.
- [14] Abdel Moamen MA, Padhy NP. "Multi-Objective Optimal Power Flow Model With TCSC for Practical Power Networks". IEEE Power Engineering Society General Meetings. June 2004. P. 686-690.
- [15] Calovic SM. "Modeling and Analysis of ULTC Transformer Control System". IEEE Trans on Power Apparatus and Systems. July 1984. Vol. PAS-103. No.7, P. 1909-1913.
- [16] Peterson NM, Mayer WS. "Automatic Adjustment of Transformer and Phase-Shifter Taps in the Newton Power Flow". IEEE Trans on Power Apparatus and Systems. 1971. Vol. PAS- 90. No. 1. P.103-108.
- [17] Acha E, Ambriz H, Fuerte-Esquivel CR. "Advanced Transformer Control Modeling in an Optimal Power Flow Using Newton's Method". IEEE Transactions on Power Systems. July 1984. Vol. PAS-103. P. 1909 - 1915.
- [18] Stagg GW, El-Abiad AH. "Computer Methods in Power System Analysis". McGraw-Hill, 1968.
- [19] Elgerd O. "Electric energy systems theory: an introduction" McGraw- Hill, 1971.
- [20] N. M. Petersoli and W. Scott-Meyer, "Automatic adjustment of transformer and phase shifter taps in the Newton power flow". IEEE Tronc on Power Apparatus and Systems. Feb. 1971. Vol. PAS-90. No. I. P. 103-108.
- [21] Shen CM, Laughton M. "Determination of optimum power-system operating conditions under constraints". Proceedings of the Institution of Electrical Engineers. Feb. 1969. Vol. 116. No. 2, P. 225-239.
- [22] EL-Sadek MZ, Dessouky MM, Mahmoud GA, Rashed WI, "Combined use of tap-changing transformer and static VAR compensator for enhancement of steady-state voltage stabilities", Electric Power Systems Research, Vol. 45, April 1998, P. 47-55.
- [23] Roman C., Rosehart W. "Complementarity model for load tap changing transformers in stability based OPF problem". Electric Power Systems Research, Volume 76, Issues 6-7, April 2006, P. 592-599, ISSN 0378-7796, DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epr.2005.09.015>
- [24] Sumathi S, Bansilal, "Artificial Neural Network for coordinated control of STATCOM, generator excitation and tap changing transformer". International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 64, Jan. 2015, P. 536-541.
- [25] Wang LY, Zhang BH, Wang KQ, Guo Z, Zhang GC, Luo SB, Xie H, Yu GL, Xue J, "An approximate solution to lower tap changing or capacitors regulator times in reactive power control in distribution systems". International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 28, Sep. 2006, P. 491-495.
- [26] Hu J, Marinelli M, Coppo M, Zecchino A, Bindner HW, "Coordinated voltage control of a decoupled three-phase on-load tap changer transformer and photovoltaic inverters for managing unbalanced networks". Electric Power Systems Research, Vol.131, Feb. 2016, P. 264-274.
- [27] Afzalain A, Saadatpoor A, Wonham WM, "Systematic supervisory control solutions for under-load tap-changing transformers". Control Engineering Practice, Vol.16, Sep. 2008, P. 1035-1054.
- [28] Niknam T, Azizipناه-Abarghoee R, Narimani MR, "A new multi objective optimization approach based on TLBO for location of automatic voltage regulators in distribution systems". Engineering Applications of Artificial Intelligence, Vol. 25, Dec. 2012, P. 1577-1588
- [29] Saadat H. "Power System Analysis", 3rd edition McGraw Hill, New York, 2010
- [30] Alsac O, Stott B. "Optimal Power Flow with Steady-State Security". IEEE Trans on Power Apparatus and Systems. June 1974. Vol. PAS- 93. No. 3. P. 745-751.