

**ESTADO DEL ARTE
SOBRE
ESTRATEGIAS
PARA LA REGULACIÓN DE
VOLTAJE EN REDES DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA
CON ALTO GRADO DE
GENERACIÓN
DISTRIBUIDA
RENOVABLE**

Alejandro Palacios
Universidad del Valle
Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Directores:
Diego Fernando Echeverry
Sandra Milena Londoño

INTRODUCCIÓN

Los *sistemas de distribución eléctrica* (DS *Distribution System*) son la última etapa en el transporte de energía eléctrica desde los generadores hasta los *usuarios finales* dentro del sistema eléctrico de potencia (EPS *electrical power system*) [1]. La electricidad transportada a través de los DS en las dos décadas anteriores se ha caracterizado por provenir en mayor grado de fuentes hidráulicas, nucleares y fósiles (como carbón, petróleo, gas, etc) [2]. Estas últimas al ser empleadas tanto para la generación eléctrica como en el sector del transporte [3] han traído como consecuencia un incremento del calentamiento global a raíz de los gases de efecto invernadero que se liberan en su proceso de combustión [4].

Como respuesta a esta problemática en los años recientes se ha dado paso al incremento de la generación a pequeña escala instalada dentro del DS conocida como generación distribuida (DG *Distributed Generation*) ya sea de carácter renovable (Renewable Energy Sources RES) como la fotovoltaica, solar térmica, eólica, biomasa y micro turbinas hidráulicas [5] o no renovable. Algunas de estas fuentes renovables son intermitentes y su generación depende de condiciones ambientales [6]. Esto causa problemas de estabilidad, confiabilidad, aumento en las pérdidas y mala *calidad de energía* [7][8].

Entre los parámetros más importantes de calidad de la energía se encuentra el *nivel de tensión*, el cual se ve afectado por los flujos de potencia bidireccionales [9], la ubicación de la DG [10], la topología de la red y las impedancias del DS. En este trabajo se abarcan las soluciones más destacadas para realizar el control de la tensión en un DS cuando hay presencia de DG de tipo RES.

En el capítulo 2 trata del control de tensión a través de un cambiador de tomas, en el capítulo 3 se trata del control de tensión mediante el control del flujo de potencia reactiva esto a través de la gestión de bancos de condensadores, en el capítulo 4 hace referencia al impacto del almacenamiento de energía en el control de tensión, en el capítulo 5 se enfoca en los algoritmos construidos en los inversores de la DG para el control de tensión, en el capítulo 6 hace referencia a las comunicaciones y su influencia y finalmente en el capítulo 7 trata sobre la localización óptima de DG para el control de tensión.

Capítulo 1

IMPACTO EN LA TENSIÓN DEBIDO AL INCREMENTO EN LA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Los sistemas de distribución modernos han sido diseñados para recibir grandes cantidades de potencia y transmitirla de manera vertical[11], empleando para ello la red de transmisión, la de sub transmisión y finalmente el DS, conformado este ultimo por la red de media tensión (*medium voltage* MV) y la de baja tensión (*low voltage* LV) [12] consiguiendo así suplir los usuarios finales [13]. Sin embargo con el crecimiento de la GD en los DS se ha dado lugar a la aparición de flujos de potencia inversos (desde la carga hacia el DS) lo cual acompañado por los altos valores en la relación R/X (resistencia reactancia) principalmente en los circuitos de LV, dan lugar a la aparición de sobre tensiones en los nodos del DS [14][12].

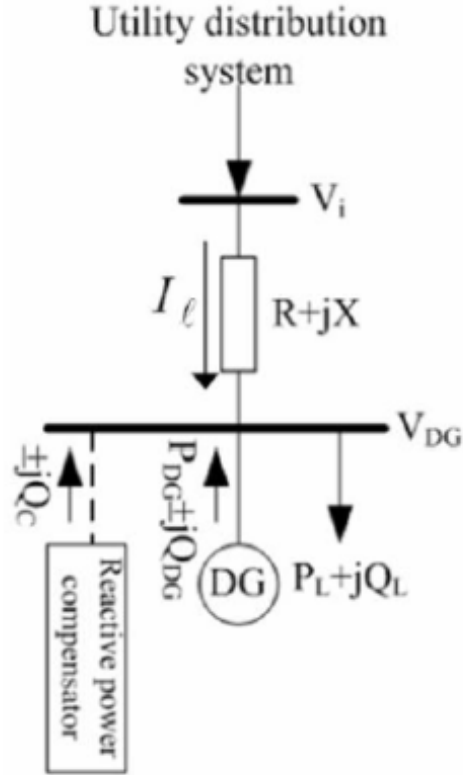
Para ilustrar este fenómeno se parte del diagrama unifilar de la figura 1.1 en el que se representan las características básicas de un sistema de potencia con GD. Este esta conformado por la carga que demanda una potencia $P_L + jQ_L$, la DG que genera o absorbe una potencia $P_{DG} \pm jQ_{DG}$, la compensación reactiva que inyecta o absorbe una potencia $\pm jQ_C$, la impedancia de linea $R + jX$, los nodos V_i de entrada y V_{DG} en la carga y el equivalente de red del sistema.

De acuerdo a la definición de potencia compleja se tiene la siguiente expresión [?]:

$$P + jQ = V_{DG} \cdot I_l^* \quad (1.1)$$

De la ecuación 1.1 se puede obtener la corriente de línea en función de la potencia activa y

Figura 1.1: Diagrama unifilar de una red simplificada



reactiva :

$$I_l = \frac{P + jQ}{V_{DG}^*} \quad (1.2)$$

Aplicando el la ley de *Kirchoff* de tensiones en el nono V_{GD} , este puede ser expresado como:

$$\vec{V}_{DG} = \vec{V}_i + I_l(R + X_L) \quad (1.3)$$

Remplazando I_l de la ecuación 1.2 en la ecuación 1.3 se tiene:

$$\begin{aligned} \vec{V}_{DG} &= \vec{V}_i + \frac{P + jQ}{V_{DG}^*}(R + X_L) \\ \vec{V}_{DG} &= \vec{V}_i + \frac{RP + X_L Q}{V_{DG}^*} + j \frac{RP - X_L Q}{V_{DG}^*} \end{aligned} \quad (1.4)$$

Cuando el ángulo entre los fasores de tensión V_{DG} y V_l es pequeño, es decir cuando la potencia activa entregada por el DS tiende a cero [?] (esto puede darse porque no hay demanda de energía o la DG abastece la demanda de la carga en una condición de auto consumo de los usuarios o de la micro red), y si además de ello se considera el voltaje en el nodo V_{DG} como referencia fasorial (ángulo 0) la caída de tensión en la línea puede ser escrita como:

$$\Delta V \cong V_{DG} - V_i \cong \frac{RP - X_l Q}{V_{DG}} \quad (1.5)$$

Donde, ΔV es la caída de tensión a través del alimentador. Si también asumimos que la tensión en el nodo V_{DG} es la tensión base, entonces podemos reescribir la ecuación 1.5 como:

$$\Delta V \cong V_{DG} - V_i \cong RP - X_l Q \quad (1.6)$$

Donde $P = (P_{DG} - P_L)$ y $Q = (\pm Q_{DG} \pm Q_c - Q_L)$.

De este modo la ecuación 1.6 puede ser reescrita así:

$$V_{DG} \cong V_i + R(P_{DG} - P_L) + X(\pm Q_{DG} \pm Q_c - Q_L) \quad (1.7)$$

De este modo de la ecuación 1.7 se puede determinar el nivel máximo de generación que puede albergar un circuito.

Para tal caso se plantean dos escenarios críticos en los cuales se presentan las máximas desviaciones de tensión [?]:

Caso	Carga	Generación
1	Mínima	Máxima
2	Máxima	Máxima

1.1. Caso crítico (carga mínima y máxima generación)

Se considera este primer escenario en el cual la demanda de la carga es mínima, por ejemplo para una carga residencial típica esto es en las horas de medio día o en la madrugada. La otra condición de máxima generación se presenta por ejemplo para fuentes fotovoltaicas en el medio día, con lo cual se podría tener que para un caso típico de carga residencial con generación fotovoltaica esta condición se alcanzaría en medio día.

Esto se puede cuantificar a partir de la ecuación 1.7 se tenga un factor de potencia igual a uno en el nodo V_{DG} , entonces se puede deducir que la máxima tensión en este

nodo se obtiene cuando hay la mínima carga ($P_L = 0$, $Q_L = 0$) y la generación máxima ($P_G = P_{GMAX}$). En estas condiciones el OR puede operar incluso sin que exista generación distribuida. la tensión en el nodo V_{DG} , queda determinado entonces por la ecuación 1.7 así [15] :

$$V_{DG} = V_i + P_{GMAX} \quad (1.8)$$

Donde:

P_{GMAX} Es la potencia máxima permisible en el DS.

En estas condiciones la potencia máxima permisible en el sistema es :

$$P_{GMAX} \leq \frac{V_{DGMAX} - V_i}{R} \quad (1.9)$$

Donde:

V_{DGMAX} Es la tensión máxima permisible en el DS.

Se puede notar en la ecuación 1.9 la potencia máxima generada es función de la resistencia de línea, de modo tal que la resistencia de la línea (que depende del calibre del conductor y la longitud) determina la máxima potencia que puede ser inyectada al sistema.

1.2. Caso critico máxima carga y mínima generación

Se considera este segundo escenario en el cual la demanda es alta , por ejemplo para una carga residencial típica esto es en el inicio de la noche o iniciando la mañana y ademas la generación producida por los diferentes DS es baja.

Considerando igualmente un factor de potencia unitario por tanto la ecuación 1.7 puede ser escrita para este caso así:

$$V_{DG} = V_i - RP_{Lmax}$$

O

$$P_{Lmax} = \frac{V_i - V_{DG}}{R}$$

Consideremos ahora que V_{DGmin} es el mínimo voltaje permisible en el DS. Por tanto para mantener el voltaje bajo los limites permisibles se debe cumplir que:

$$P_{Lmax} \leq \frac{V_i - V_{DGmin}}{R}$$

Otro factor importante el el factor R/X donde R es la resistencia del equivalente thevenin de la figura.

1.3. Dependencia del factor R/X

Otro indicador importante al momento de establecer el control de tensión es el factor R/X del equivalente de red, donde R y X son respectivamente la resistencia y la reactancia *Thevenin* del EPS en el nodo V_{GD} . Para *valores bajos* del parámetro R/X (es decir donde el equivalente de red es principalmente reactivo) la potencia activa tiene muy poca influencia en los perfiles de tensión, mientras conforme el parámetro R/X crece, el efecto de la potencia activa sobre las tensiones es mas determinante. Dicho de otro modo, en *media tensión* y baja tensión la inyección de potencia activa por parte de la GD provoca aumentos de la tensión en el PCC.

De algún modo este efecto de la potencia activa en los niveles de tensión debe ser mantener la tensión en el punto de nominal compensado mediante la absorción de potencia reactiva para devolver los niveles de tensión a su condición de diseño.

La potencia reactiva necesaria para mantener la tensión en el nodo V_{DG} (figura ??), en cuanto mayor es el parámetro R/X es necesario absorber una mayor cantidad de potencia reactiva para mantener la tensión en el PCC. Nótese que en redes de media tensión (R/X alrededor de la unidad) la cantidad de reactiva necesaria para compensar el efecto de la potencia activa es 2 a 1.

En la figura 1.3 se muestra la proporción de entre la potencia aparente y la potencia activa necesaria para mantener la tensión en el nodo V_{DG} a su valor nominal . En esta se puede observar que para baja tensión se requeriría inyectar casi el doble de la potencia reactiva, un caso similar ocurre en media tensión (20 kV) con un menor grado de reactiva [16].

Figura 1.2: Cociente necesario entre la S y la P para mantener la tensión al valor nominal.

Nivel de tensión	Tecnología de DG	Regulación de Factor de Potencia	Regulación de Tensión
400 V	Fotovoltaica Cogeneración	Si	No
20 kV Subterráneo	Fotovoltaica Cogeneración Mini Eólica	Si	No
20 kV Aéreo	Fotovoltaica Cogeneración Mini Eólica	Si	Si
66 kV	Fotovoltaica, Cogeneración Mini Eólica	Si	Si
132 kV	Cogeneración, Eólica	Si	Si
220 kV	Cogeneración, Eólica	Si	Si

Para los niveles de transmisión (220 kV) y sub transmisión el efecto es despreciable, dado que R/X tiene valores bajos. A través del DS se pueden presentar dos tipos de alteración de tensiones los voltajes pueden variar y son alterados principalmente por

1.3.1. Dependencia del factor R/X

Otro indicador importante al momento de establecer el control de tensión es el factor R/X del equivalente de red, donde R y X son respectivamente la resistencia y la reactancia *Thevenin* del EPS en el nodo V_{GD} . Para *valores bajos* del parámetro R/X (es decir donde el equivalente de red es principalmente reactivo) la potencia activa tiene muy poca influencia en los perfiles de tensión, mientras conforme el parámetro R/X crece, el efecto de la potencia activa sobre las tensiones es mas determinante. Dicho de otro modo, en *media tensión* y *baja tensión* la inyección de potencia activa por parte de la DG provoca aumentos significativos en la tensión en el PCC.

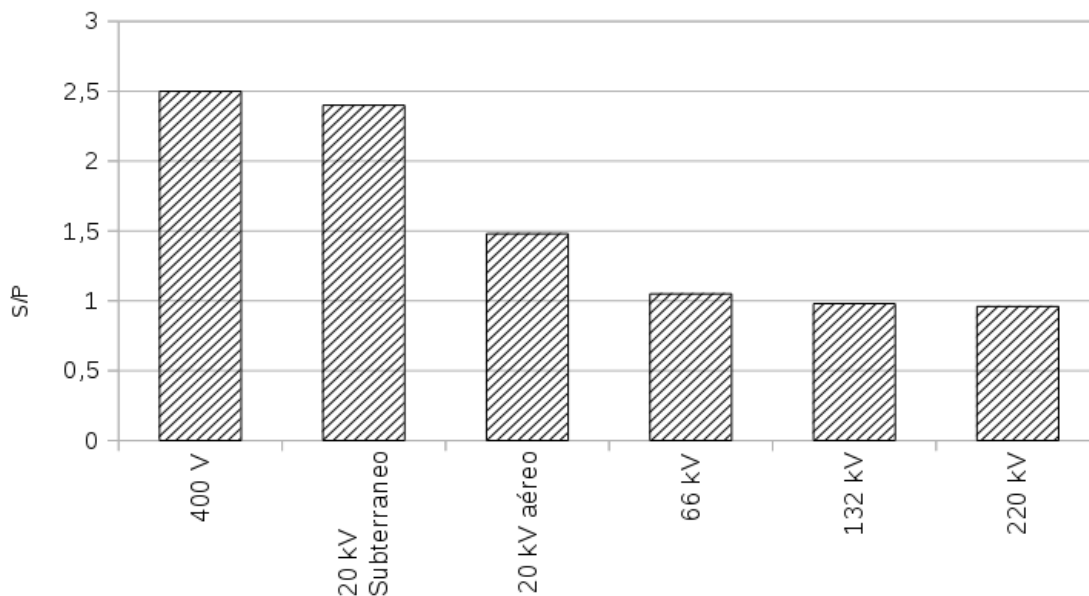
Para compensar este efecto de la potencia activa en los niveles de tensión del DS, se emplea compensación reactiva (inyectando potencia reactiva) a fin de devolver los niveles de tensión a su condición de operación esperada.

Se puede observar que la potencia reactiva necesaria para mantener la tensión en el

nodo V_{DG} (figura ??), es mayor en cuanto mas grande es el parámetro R/X . Nótese que en redes de media tensión (R/X alrededor de la unidad) la cantidad de reactiva necesaria para compensar el efecto de la potencia activa es 2 a 1.

En la figura 1.3 se muestra la proporción entre la potencia aparente y la potencia activa necesaria para mantener la tensión en el nodo V_{DG} a su valor nominal . En esta se puede observar que para baja tensión se requeriría inyectar casi el doble de la potencia reactiva, un caso similar ocurre en media tensión (20 kV) con un menor grado de reactiva [16].

Figura 1.3: Cociente necesario entre la S y la P para mantener la tensión al valor nominal.



Para los niveles de transmisión (220 kV) y sub transmisión el efecto es despreciable, dado que R/X tiene valores bajos.

El objetivo del sistema de potencia con relación al control de tensión es mantenerla en un margen en los diferentes nodos [17].

Capítulo 2

CONTROL DE TENSIÓN BASADO EN CAMBIADORES DE TOMAS

2.1. CARGADOR DE TOMAS BAJO CARGA

El cambiador de taps bajo carga (*On load Tap Changer* OLTC) es un tipo de auto transformador el cual esta localizado al interior del transformador de distribución y se emplea para compensar las caídas de voltaje a través del DS [18]. En la figura 2.1 se muestra el esquema general del OLTC en el cual V_1 es la tensión de entrada y V_2 la de salida. El bloque de control se encarga de conmutar los interruptores sw_1 a sw_n de acuerdo a un algoritmo propio establecido por el *operador de red* OR.

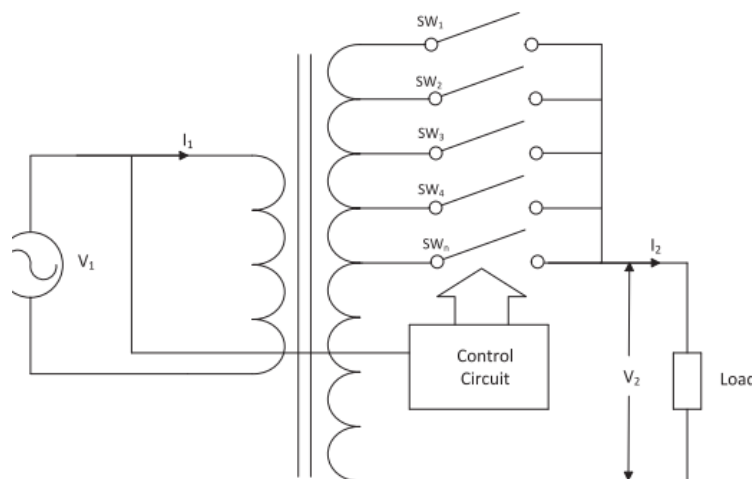
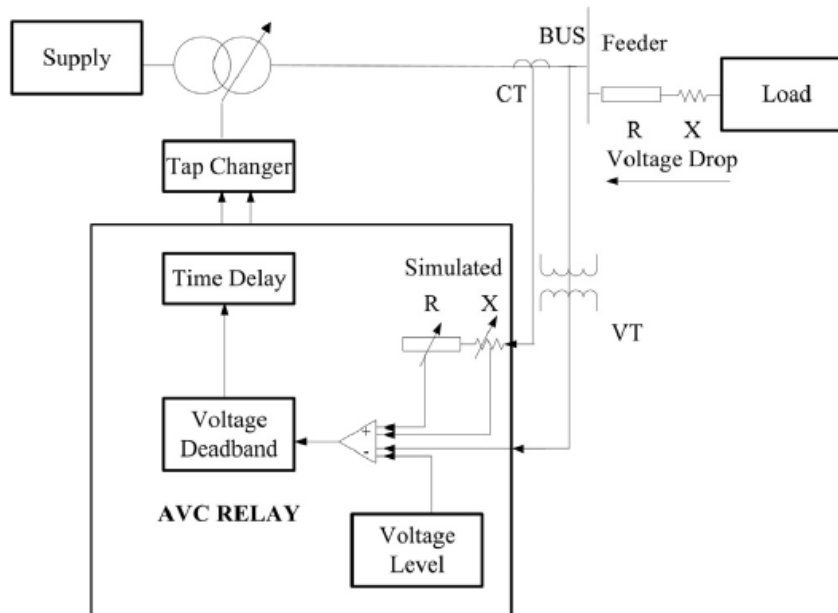


Figura 2.1: Esquema general del cambiador de tap bajo carga [18]

2.1.1. Esquemas de Control para OLTC

El equipo encargado de del operar el OLTC es conocido como AVG (*Automatic Voltage Control*), el cual conmuta las sus derivaciones del transformador de acuerdo a la desviación que se presente con respecto al la tensión de referencia o tensión objetivo, esto se puede ilustrar en la figura 2.2 [19]. Este control debe asegurarse que el voltaje se encuentre siempre por encima del nivel mínimo de tensión el cual decrece a lo largo del circuito [19] para el caso de un circuito radial sin DG. Las mediciones realizadas en la figura 2.2 son usadas para calcular la caída de tensión en el nodo remoto, esta técnica es conocida como LDC (*Load Drop Control*).

Figura 2.2: Esquema de controlador para OLTC con LDC [19]



El LDC emplea la para su operación una señal de voltaje y otra de corriente con la cual simula la caída de tensión (*voltage drop*) en los parámetros internos R y X [19]. Una vez obtenido este valor se compara con el ajuste deseado y de acuerdo al esquema de operación se aumenta disminuye o mantiene igual el tap del transformador, tras esperar un tiempo de retardo (*time delay*). El tiempo de retardo (*time delay*) inicial esta alrededor de 10 a 120 s y el requerido entre cada paso es de 5 a 60s [19].

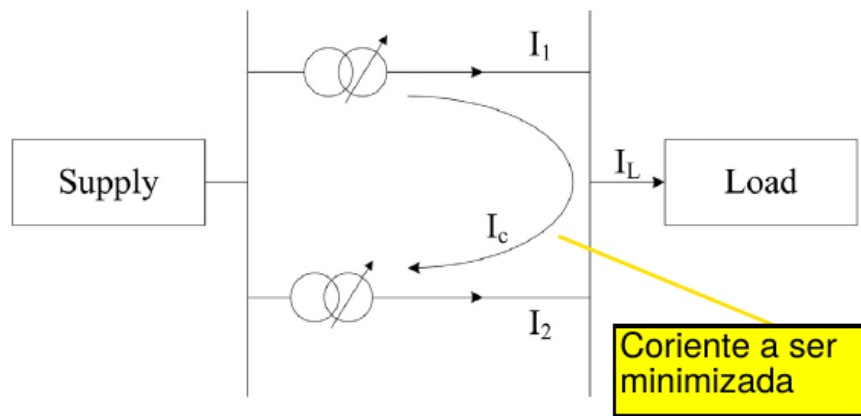
Coordinación en Tiempo En un sistema de potencia típico existen diversos AVG operando en diversos niveles de tensión, lo cual hace que si operan de manera simultanea el sistema se comporte de manera inestable [19], por tanto se hace necesario establecer un esquema de coordinación entre los AVG. Esta coordinación debe realizarse de modo tal que el AVG aguas arriba tenga la prioridad frente al que opera aguas abajo (en un menor nivel de tensión). Este esquema puede implementarse por dos vías, una es ajustando un retardo en el tiempo (*time delay*) de conmutación del AVG o implementando una red de comunicación entre los dispositivos operados aguas arriba y aguas abajo, sin embargo esta ultima solución resulta costosa y presenta fallos tras presentarse anomalías en la comunicación [19]. Por ello se emplean preferiblemente esquemas temporizados que incluyan las excepciones de prioridad como las zonas de banda muerta en la operación del AVG [19].

Coordinación Maestro-Esclavo Este esquema opera con transformadores conectados en paralelo, entonces el transformador maestro ajusta el tap en la posición deseada y el transformador o transformadores esclavos se ajustan a la misma posición [20][19].

Coordinación por método de circulación de corriente Cuando dos transformadores son conectados en paralelo como se muestra en la figura 2.3, aparece una corriente I_c dado que la impedancia equivalente de cada transformador no es exactamente la misma [20].

Esta corriente de circulación esta dada por:

Figura 2.3: Control de tensión de transformadores en paralelo con OLTC



$$I_{cir} = \frac{I_{T1} - I_{T2}}{2} \quad (2.1)$$

Para el transformador con el tap más alto I_c es positiva, mientras que para el otro es negativa. Cada uno AVC asociado a un transformador emplea un sistema de comunicación para conocer el valor de la corriente del otro. Esta corriente I_c es convertida en cada uno de los AVC en una tensión de ajuste.

Coordinación por medio de la reactancia negativa En este esquema los transformadores en paralelo parten del mismo tap, cambiando solamente el signo del parámetro reactancia dentro del AVC. La principal ventaja de este método es que no requiere de comunicación entre los AVC. Para explicar el funcionamiento del NRC, se muestra el diagrama fasorial de

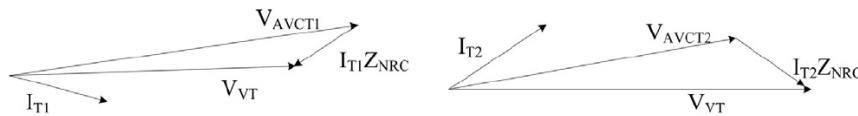


Figura 2.4: Diagrama fasorial NRC

la figura 2.4, en esta el transformador T1 tiene una posición más alta en el tap por lo que la corriente fluye desde el T1 al T2 [19]. Debido a la corriente de circulación (I_{cir}) las corrientes I_{T1} e I_{T2} están desfasadas. En cada AVC es computado el valor $I_T \bullet Z_{NRC}$ como una caída de tensión la cual se suma con el ajuste de tensión objetivo V_T para obtener la tensión para cada AVC V_{AVCT} . Si esta tensión es superior a la tensión de referencia V_T , entonces es decrementada la posición del tap [19].

2.2. REGULADOR DE TENSIÓN

Otro dispositivo similar al este es el SRV (*Step Regulator Voltage*)

2.3. CONTROL AUTOMÁTICO DE TENSIÓN

Capítulo 3

CONTROL DE TENSIÓN BASADO EN LA REGULACIÓN DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA

[?]

Capítulo 4

CONTROL DE TENSIÓN BASADO EN EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Capítulo 5

CONTROL DE TENSIÓN BASADO EN EL CONTROL DEL INVERSOR

Capítulo 6

CONTROL DE TENSIÓN CENTRALIZADO

Capítulo 7

COORDINACIÓN Y PLANEACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PARA LA LOCALIZACION OPTIMA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

[21]

Bibliografía

- [1] T. S. Basso and R. DeBlasio, "Ieee 1547 series of standards: interconnection issues," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, no. 5, pp. 1159–1162, 2004.
- [2] S. Bacha, D. Picault, B. Burger, I. Etxeberria-Otadui, and J. Martins, "Photovoltaics in microgrids: An overview of grid integration and energy management aspects," *IEEE Ind. Electron. Mag.*, vol. 9, no. 1, pp. 33–46, 2015.
- [3] B. Bahmanifirouzi, E. Farjah, T. Niknam, and E. Azad Farsani, "A new hybrid hbmo-sfla algorithm for multi-objective distribution feeder reconfiguration problem considering distributed generator units," *Iran. J. Sci. Technol. - Trans. Electr. Eng.*, vol. 36, no. E1, pp. 51–66, 2012.
- [4] M. Hauck, Z. J. Steinmann, A. M. Schipper, F. Gorrisen, A. Venkatesh, and M. A. Huijbregts, "Estimating the Greenhouse Gas Balance of Individual Gas-Fired and Oil-Fired Electricity Plants on a Global Scale," *J. Ind. Ecol.*, vol. 21, pp. 127–135, feb 2017.
- [5] V. Calderaro, G. Conio, V. Galdi, G. Massa, and A. Piccolo, "Active management of renewable energy sources for maximizing power production," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 57, pp. 64–72, 2014.
- [6] N. Mahmud and A. Zahedi, "Review of control strategies for voltage regulation of the smart distribution network with high penetration of renewable distributed generation," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 64, pp. 582–595, 2016.
- [7] S. B. Karanki and D. Xu, "Voltage droop control of dual active bridge for integrating battery energy storage to utility grid," *2014 IEEE Energy Convers. Congr. Expo. ECCE 2014*, pp. 2227–2232, 2014.
- [8] P. Dinakara Prasad Reddy, V. Veera Reddy, and T. Gowri Manohar, "Optimal renewable resources placement in distribution networks by combined power loss index and whale optimization algorithms," *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, pp. 1–17, 2017.
- [9] N. C. Koutsoukis, D. O. Siagkas, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatziargyriou, "Online Reconfiguration of Active Distribution Networks for Maximum Integration of Distributed Generation," *IEEE Trans. Autom. Sci. Eng.*, vol. 14, no. 2, pp. 437–448, 2017.

- [10] M. M. Othman, W. El-Khattam, Y. G. Hegazy, and A. Y. Abdelaziz, "Optimal placement and sizing of voltage controlled distributed generators in unbalanced distribution networks using supervised firefly algorithm," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 82, pp. 105–113, 2016.
- [11] O. Badran, S. Mekhilef, H. Mokhlis, and W. Dahalan, "Optimal reconfiguration of distribution system connected with distributed generations: A review of different methodologies," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 73, no. January, pp. 854–867, 2017.
- [12] b. T. L. Zhiyuan Tanga, David J. Hilla, "Two-stage voltage control of subtransmission networks with high penetration of wind power,"
- [13] M. Delfanti, D. Falabretti, and M. Merlo, "Dispersed generation impact on distribution network losses," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 97, no. April, pp. 10–18, 2013.
- [14] C. Su, "Comparative analysis of voltage control strategies in distribution networks with distributed generation," in *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1–7, IEEE, 2009.
- [15] G. Strbac, N. Jenkins, M. Hird, P. Djapic, and G. Nicholson, "Integration of operation of embedded generation and distribution networks," *University of Manchester Institute of Science and Technology (UMIST)*, 2002.
- [16] D. Treballe Treballe, P. Frías Marín, M. Ortega, J. María, and J. L. Martínez Ramos, "El control de tensión en redes de distribución con generación distribuida (i)," 2012.
- [17] X. Liu, A. Aichhorn, L. Liu, and H. Li, "Coordinated control of distributed energy storage system with tap changer transformers for voltage rise mitigation under high photovoltaic penetration," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 897–906, 2012.
- [18] J. R. Castro, M. Saad, S. Lefebvre, D. Asber, and L. Lenoir, "Optimal voltage control in distribution network in the presence of DGs," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 78, pp. 239–247, 2016.
- [19] C. R. Sarimuthu, V. K. Ramachandaramurthy, K. R. Agileswari, and H. Mokhlis, "A review on voltage control methods using on-load tap changer transformers for networks with renewable energy sources," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, pp. 1154–1161, 2016.
- [20] M. Fila, G. A. Taylor, M. R. Irving, J. Hiscock, P. Lang, and P. Aston, "Systematic modelling and analysis of tapp voltage control schemes," *Proc. Univ. Power Eng. Conf.*, no. 2, pp. 349–356, 2007.
- [21] B. Idlbi, K. Diwold, T. Stetz, H. Wang, and M. Braun, "Cost-benefit analysis of central and local voltage control provided by distributed generators in MV networks," *2013 IEEE Grenoble Conf. PowerTech, POWERTECH 2013*, 2013.