

OCW Integración de energías renovables en la red eléctrica

Contribución de parques al control de tensión

Pablo Ledesma

Índice

1. Compensación activa de tensión desde convertidores electrónicos	1
2. Alternativas de control de tensión	4
3. Control en hora punta y valle	6
A. Atribución de imágenes	7

Los parques eólicos y fotovoltaicos se conectan a la red mediante convertidores electrónicos, lo cual los convierte en una tecnología radicalmente distinta de las plantas síncronas tradicionales. Esta diferencia se refleja en el control de tensión al igual que en otros aspectos de la operación de la red.

Los requerimientos exigidos al control de los convertidores ha evolucionado conforme la generación eólica y fotovoltaica ha cubierto una parte cada vez mayor de la demanda. Los primeros controles se centraron en proteger a la propia instalación frente a perturbaciones externas, pero hoy son capaces de participar activamente en la operación de la red. El control de tensión que nos ocupa en este capítulo es una de las aportaciones de los parques a una operación más segura de la red eléctrica, como el soporte de huecos y el control de frecuencia.

Los convertidores electrónicos que conectan la generación renovable a la red pueden actuar como dispositivos activos de compensación de potencia reactiva y regulación de tensión. El control de tensión desde convertidores presenta las siguientes ventajas:

- Es mucho más rápido que el proporcionado por generadores síncronos, bobinas, condensadores y transformadores con cambiadores de tomas.
- Es continuo, sin aplicar escalones como las baterías de condensadores y los cambiadores de tomas.
- No provoca transitorios electromagnéticos como los producidos por la conexión de condensadores mediante dispositivos mecánicos.

Como desventaja, los convertidores inyectan armónicos en la red que deben ser reducidos mediante la conexión de filtros. Las siguientes secciones describen los principios de control de tensión desde convertidores y muestran el efecto sobre la red de varias alternativas de control a través de un ejemplo.

1. Compensación activa de tensión desde convertidores electrónicos

La mayoría de los convertidores empleados en parques eólicos y fotovoltaicos son de tecnología VSC o *Voltage-Source Converters*, llamados así por contener una etapa interna de tensión continua



Figura 1: Un IGBT de 3300 V y 1200 A. Ver atribución en A

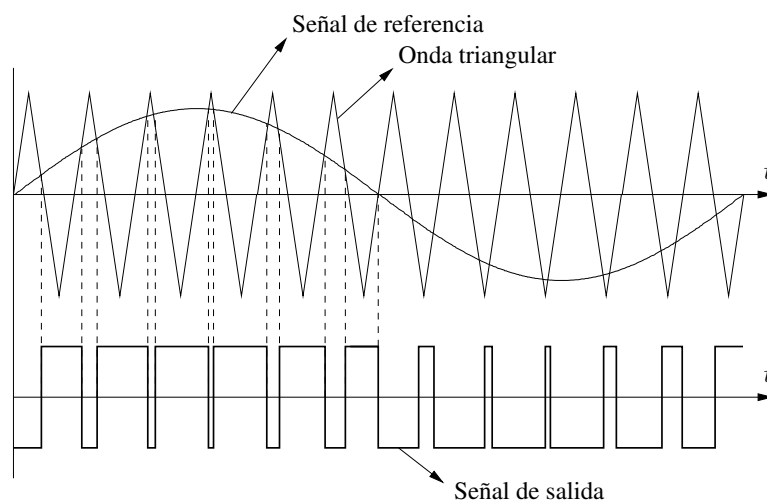


Figura 2: Modulación por ancho de pulso.

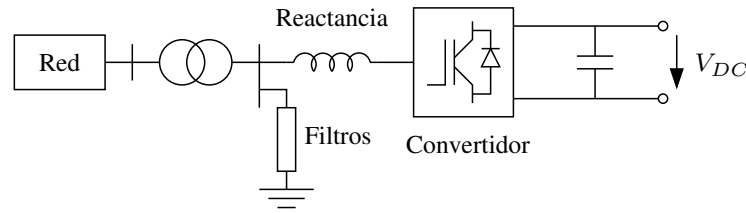


Figura 3: Esquema general de un convertidor VSC.

aproximadamente constante ¹. Los convertidores VSC utilizan semiconductores con altas velocidades de conmutación como el IGBT de la figura 1 para funcionar como una fuente conmutada. El control del convertidor aplica típicamente una modulación por ancho de pulso (*Pulse-Width Modulation*, PWM) para construir una onda de tensión de la amplitud, fase y frecuencia deseadas en el lado de alterna. La figura 2 muestra un ejemplo de modulación de una señal sinusoidal en el que los instantes de conmutación de los semiconductores se obtienen a partir de la comparación de la señal de referencia con una onda triangular.

La figura 3 representa el esquema general de un convertidor de tipo VSC, con el puente convertidor de semiconductores en la parte central. A la tensión V_{DC} en la etapa de continua, según la aplicación, pueden conectarse distintos dispositivos, por ejemplo el rectificador de una instalación fotovoltaica, el de un aerogenerador de tipo full converter o de tipo doblemente alimentado, una batería o una línea de corriente continua. Incluso es posible no conectar ningún dispositivo adicional en la etapa de continua, en cuyo caso el convertidor se denomina STATCOM (de *STATic COMPensator*), no intercambia potencia activa con la red más allá de la necesaria para compensar las pérdidas y regula la tensión en el nudo de control a través del intercambio de potencia reactiva.

Existen dos enfoques alternativos en el control de convertidores VSC conectados a la red eléctrica. Ambos enfoques pueden aplicarse tanto en parques renovables como en enlaces de corriente continua y dispositivos de almacenamiento conectados mediante convertidores.

1. Seguimiento de la tensión en el nudo de conexión, y control de la inyección de corriente directa y en cuadratura. La componente de la corriente en fase con la tensión de red se usa para controlar el intercambio de potencia activa y la componente en cuadratura se usa para controlar la potencia reactiva. Estos controles requieren conocer el ángulo de la tensión en la red, que a menudo se obtiene a través de un dispositivo llamado *Phase-Locked Loop* (PLL). A pesar de estar basados en tecnología VSC, y dado que el sistema se basa en el control de las componentes de la corriente, desde el punto de vista de la red estos controles se comportan a la frecuencia fundamental como fuentes de corriente.

Estos controles han sido los más comunes mientras los sistemas eléctricos han dispuesto de suficiente generación síncrona para proporcionar una referencia estable de tensión, y en la actualidad se conocen de forma general como *grid-following*. Sin embargo, presentan algunas limitaciones que cobran importancia conforme aumenta la proporción de recursos energéticos conectados mediante convertidores: los controles en ejes directo y en cuadratura (d-q) no pueden operar en isla, pueden comprometer la seguridad del suministro con penetraciones por encima del 70% y tienen dificultades para operar en redes débiles o desequilibradas o en presencia de cargas con alto contenido en armónicos [1].

2. Aplicación de una tensión en el convertidor que no sigue a la tensión en la red. La relación entre la tensión del convertidor y la tensión en la red determina los flujos de potencia activa y reactiva. Vistos desde la red estos controles se comportan a la frecuencia fundamental como fuentes de tensión detrás de una reactancia, de manera similar a los generadores síncronos tradicionales. Este enfoque abre posibilidades en términos de generación de una referencia

¹No tratamos la tecnología *Line Commutated Converter* LCC, basada en tiristores y una etapa de continua de corriente aproximadamente constante, porque su uso tiende a ser menos frecuente en aplicaciones de red en comparación con los convertidores VSC.

autónoma de tensión, estabilización de la red, aporte de inercia, participación en la reposición de servicio, etc. Esta opción, conocida como *grid-forming*, gana en atractivo conforme parte de la generación síncrona es desplazada por recursos energéticos conectados mediante convertidores.

En ambos casos existen distintas alternativas para el control de tensión en la red, sea a través del control de potencia reactiva en el caso de los sistemas grid-following o a través de la magnitud de la tensión a la salida del convertidor en el caso de los sistemas grid-forming. El control que finalmente aplica un parque renovable depende del requerimiento que imponga el operador de red, por ejemplo:

- Operación dentro de un margen de factor de potencia
- Aportación o consumo de una cantidad determinada de potencia reactiva
- Mantenimiento de la tensión dentro de un margen establecido
- Seguimiento de una consigna de tensión

Sea cual sea la estrategia aplicada, el margen de control de un convertidor electrónico está limitado por su corriente máxima. Una corriente excesiva provocaría el sobrecalentamiento de los semiconductores y, eventualmente, su deterioro. Si la corriente máxima de un convertidor conectado a una tensión V es I_{max} , entonces la potencia aparente máxima que puede aportar es

$$S_{max} = VI_{max}.$$

Como el módulo de la potencia aparente es $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$, si el control da prioridad a la producción de una potencia P entonces la potencia reactiva máxima que el convertidor puede producir o consumir es

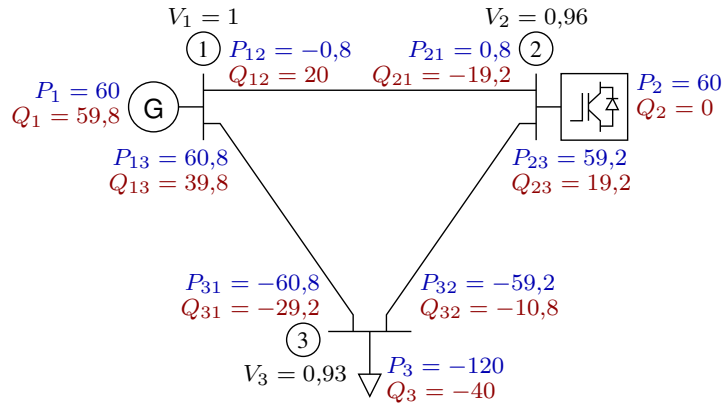
$$Q_{max} = \pm \sqrt{V^2 I_{max}^2 - P^2}.$$

Si el tamaño del convertidor está muy ajustado a la potencia nominal de la instalación, la producción de una potencia activa cercana a la máxima puede limitar el margen de potencia reactiva disponible para controlar la tensión. En este sentido el límite de funcionamiento en régimen permanente no es muy diferente del de un generador síncrono, en el que la corriente máxima circulante por el devanado inducido limita también la potencia aparente máxima, si bien en un generador síncrono existen otros límites adicionales por máxima y mínima excitación.

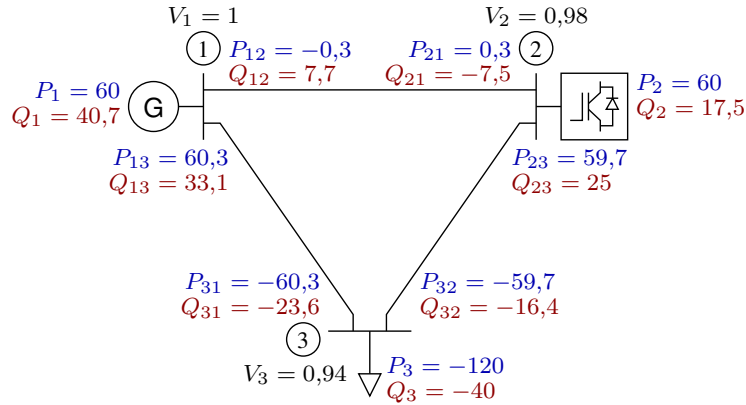
2. Alternativas de control de tensión

En el caso de un parque eólico o fotovoltaico pueden existir varios convertidores, dispositivos de control y equipos que consuman o produzcan más o menos potencia reactiva en función del punto de operación del parque. Si consideramos por ejemplo el parque eólico del segundo tema, vemos que existe un convertidor y un transformador para cada aerogenerador, que los cables internos del parque consumirán y producirán una cierta cantidad de potencia reactiva debido a su inductancia y capacidad distribuidas, y que el transformador principal de la subestación contiene un cambiador de tomas. No es extraño que la subestación de un parque esté equipada también con bobinas o baterías de condensadores para la compensación de potencia reactiva.

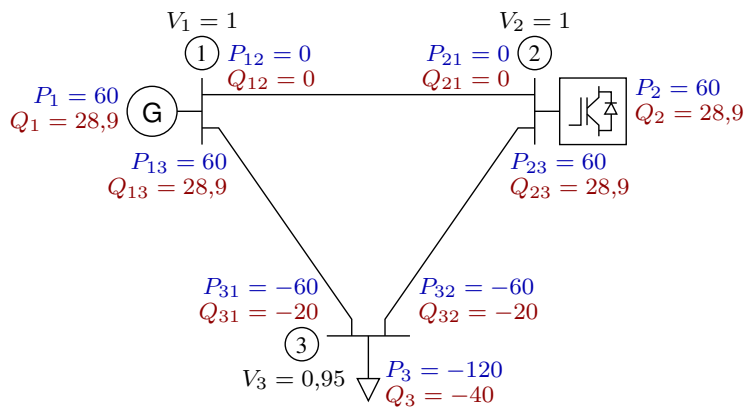
La aplicación de una determinada estrategia de control de tensión puede requerir cierto grado de coordinación entre estos equipos. El control de las tensiones internas del parque es un asunto exclusivo de la propiedad de la instalación, pero en condiciones normales de operación el operador de la red puede imponer requisitos respecto al consumo de potencia reactiva o al control de tensión en el nudo de conexión. Estos requisitos, a veces simples para facilitar la operación del parque, pueden depender de la potencia nominal de la instalación y pueden especificar desde una limitación de la cantidad de potencia reactiva o del factor de potencia de la instalación hasta un control efectivo de la tensión similar al aplicado por una central convencional. La figura 4 ilustra



(a) El parque no produce ni consume potencia reactiva.



(b) El parque trabaja con factor de potencia 0,96 capacitivo.



(c) El parque controla la tensión en su nudo de conexión.

Figura 4: Ejemplo de tensiones y flujos de potencia en función del modo de control de un parque renovable. Las tensiones están en por unidad y los flujos de potencia en MW y Mvar.

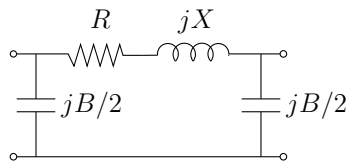


Figura 5: Modelo en pi de línea eléctrica.

el efecto de varias alternativas de control sobre las tensiones y los flujos de potencia reactiva en una red que contiene una planta síncrona tradicional, un parque renovable y una carga inductiva. Las tres líneas del sistema están modeladas como una reactancia en serie de valor 0.2 por unidad. La carga consume una potencia activa de 120 MW que es suministrada a partes iguales por el generador síncrono y la planta renovable.

La figura 4 a) muestra el caso en el que el parque renovable opera con factor de potencia unidad, es decir no produce ni genera potencia reactiva. El flujo de potencia reactiva por las líneas provoca una tensión significativamente baja en la carga, sólo 0,93 por unidad. Toda la potencia reactiva consumida por la carga y por las líneas, que asciende a 59,8 Mvar, es suministrada por el generador síncrono. No existe otra fuente de reactiva, por lo que si la planta del nudo 1 no fuese capaz de aportar esta potencia reactiva no sería posible dar servicio a la carga en el nudo 3.

La figura 4 b) corresponde al caso en el que el parque opera con un factor de potencia 0,96 capacitivo. El parque aporta 17,5 Mvar de potencia reactiva, aliviando el aporte de reactiva del generador síncrono y elevando la tensión en la carga hasta 0,94 por unidad. Conviene observar que definir el aporte de reactiva en términos de factor de potencia tiene el efecto de ampliar el margen de potencia reactiva cuando el parque genera más potencia activa y reducirlo en caso contrario. Desde el punto de vista de la operación de la red también es razonable imponer el valor de la potencia reactiva en vez del factor de potencia, dado el desacoplamiento entre el control de potencia activa y reactiva.

Por último, la figura 4 c) muestra el caso en el que el parque controla la tensión en el nudo de conexión hasta imponer un valor especificado por el operador del sistema, en este caso 1 por unidad. La aportación del parque renovable al control de tensión es mayor que en los casos anteriores y el requerimiento de potencia reactiva al generador síncrono se reduce. La potencia reactiva consumida en el sistema es provista a partes iguales por ambas unidades de generación, y la tensión en la carga asciende hasta 0,95 por unidad.

3. Control en hora punta y valle

El tema anterior explica la relación entre el consumo o la inyección de potencia reactiva y la tensión en los nudos de la red eléctrica. Las cargas y los transformadores de una red son en general inductivos, pero las líneas eléctricas pueden consumir o generar potencia reactiva dependiendo de su punto de operación. La figura 5 representa en modelo en pi, o modelo de línea media, de una línea eléctrica. Este suele considerarse válido para cálculos a la frecuencia industrial en líneas aéreas de hasta 250 km aproximadamente. El modelo en pi contiene tres parámetros:

- Una resistencia R conectada en serie entre los dos extremos de la línea que representa las pérdidas en los conductores.
- Una reactancia X conectada en serie entre los dos extremos de la línea que representa el efecto inductivo del campo magnético creado al circular corriente por los conductores. Si entre los dos extremos de la línea circula una corriente de magnitud I , la potencia reactiva que consume la reactancia es $Q_X = XI^2$.
- Una susceptancia $B/2$ conectada en paralelo entre cada extremo de la línea y tierra que representa el efecto capacitivo del campo eléctrico creado al someter a tensión a los conduc-

tores. Si la magnitud de la tensión en los dos extremos de la línea es V , la potencia reactiva que produce la susceptancias es $Q_B = BV^2$.

En conjunto, la línea de la figura 5 consume una potencia reactiva

$$Q_{cons} = XI^2 - BV^2.$$

El término BV^2 es aproximadamente constante porque la magnitud de la tensión en la línea suele ser próxima a 1 por unidad, pero el término XI^2 depende del grado de carga de la línea y varía por lo tanto a lo largo del día. En general, en hora punta las líneas están más cargadas y consumen más potencia reactiva, mientras que en hora valle las líneas están menos cargadas y consumen menos, o incluso producen, potencia reactiva. Esta es una razón por la que las tensiones en los nudos de carga en la red de transporte tienden a bajar por el día y a subir por la noche.

La figura 6 (a) muestra un caso valle en el que las tensiones de algunos nudos de una red son significativamente altas. El caso está tomado de la red estándar de IEEE de 39 nudos, reduciendo las cargas para representar una hora valle. La producción de potencia reactiva en las líneas 26-28, 28-29 y 26-29 eleva las tensiones en los nudos 28, 29 y 38 hasta 1,06 por unidad. Esta potencia reactiva se evacúa hacia los nudos 25 (89 Mvar) y 27 (86 Mvar).

En el nudos 38 se encuentra un parque eólico o fotovoltaico, que ha sido desconectado por no producir potencia. Este parque podría conectarse y contribuir al control de tensión a través de sus convertidores electrónicos, siempre sin producir potencia activa. La figura 6 (b) representa este caso, en el que el parque consume 80 Mvar y de esta manera reduce las tensiones en los nudos 38, 29 y 28.

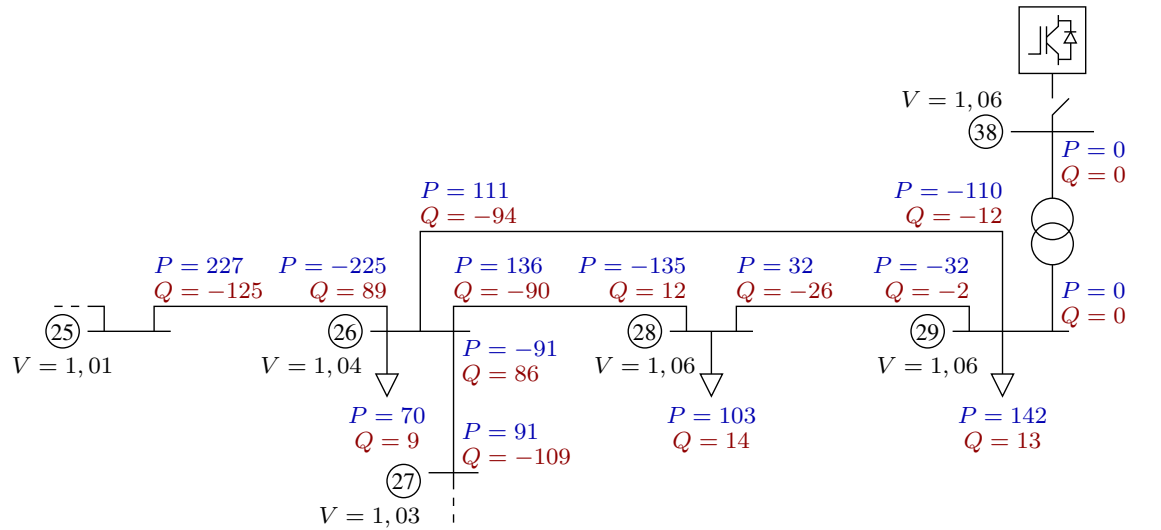
A. Atribución de imágenes

1. Figure 1: Por ArséniumDeGallium, CC GNU Free Documentation License, https://commons.wikimedia.org/wiki/File:IGBT_3300V_1200A_Mitsubishi.jpg.

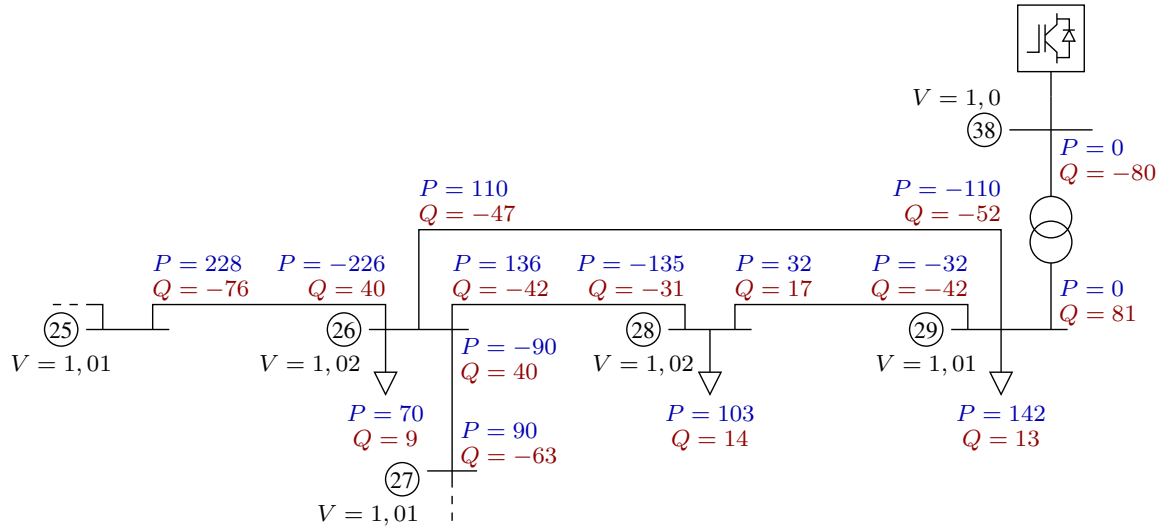
El resto de figuras son de elaboración propia.

Referencias

- [1] ENTSO-E, “High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HPoPEIPS),” tech. rep., ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2017.



(a) Parque desconectado.



(b) Parque controlando la tensión mediante la absorción de potencia reactiva.

Figura 6: Ejemplo de contribución de un parque renovable al control de tensiones en hora valle. Las tensiones están en por unidad y los flujos de potencia en MW y Mvar.