CONTROLADORES DE POTENCIA DE PLANTAS (PPC)

LUNA MORENO DÍAZ
JUAN MANUEL MAURICIO

A medida que las grandes plantas fotovoltaicas y eólicas desplazan a la generación convencional, basada en fuentes de energía primaria gestionables y generadores síncronos, se deben hacer importantes cambios en los sistemas eléctricos para mantener su funcionamiento estable, seguro y eficiente. Para ello, muchos de los servicios de regulación que brindaban los generadores convencionales deben ser suministrados por las nuevas tecnologías, basadas en su mayoría en convertidores de electrónica de potencia, sus sistemas de control y sus redes de comunicación.

Este cambio en la operación y gestión del sistema eléctrico es regulado por los operadores de las redes de transporte y distribución, que establecen los requerimientos técnicos para la conexión de nuevas plantas de generación mediante los Códigos de Red de Conexión [Ref_CR_EU][Ref_CR_AU] [Ref_CR_PR][Ref_NREL_PREPA]. A medida que aumenta la integración de generación renovable en el sistema, la regulación evoluciona para contemplar nuevos servicios que deben proveer este tipo de tecnologías. Estos requerimientos se definen en el punto interfaz entre la instalación de generación y la red externa, denominado Punto de Interconexión (POI, del inglés Point Of Interconnection). Entre los requerimientos técnicos más comunes se pueden mencionar la respuesta primaria de frecuencia (PFR, por sus siglas en inglés Primary Frequency Response), la limitación de potencia activa y los controles de potencia reactiva, factor de potencia y tensión.

En el caso de pequeñas instalaciones de generación en la red de distribución, los servicios de regulación son menos exigentes y se brindan de manera local, es decir, a nivel de máquina. Sin embargo, en grandes plantas de generación renovable, en las que se instalan numerosos generadores y existe una extensa instalación eléctrica de evacuación entre los nudos de generación y el POI, se requiere un sistema de control centralizado para asegurar el cumplimiento de los requerimientos técnicos en dicho punto. Este control se asigna a un controlador de planta (PPC, del inglés Power Plant Controller).

El principal papel de un PPC es la coordinación de manera rápida y eficiente de los generadores y recursos auxiliares de potencia activa y reactiva de una planta renovable para cumplir una determinada consigna de potencia en el POI.

A continuación, se describe el sistema a controlar por el PPC, es decir, una planta

de generación renovable. Posteriormente, se explicará el funcionamiento del PPC y sus principales funcionalidades. Por último, se plantea una perspectiva futura acerca de las funcionalidades adicionales que podrían ser necesarias para los PPC.

SISTEMA A CONTROLAR POR EL PPC

En la figura 1 se puede apreciar la topología de una planta renovable controlada por un PPC.

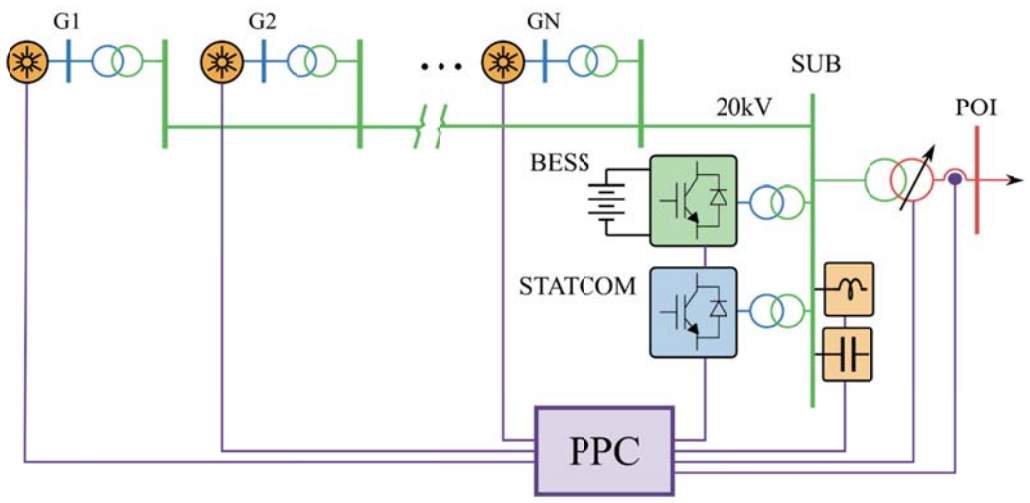
El esquema más básico de una planta renovable se compone de los elementos asociados a la generación de energía y sus controles, los elementos asociados a la red de evacuación de dicha energía y los sistemas de comunicación.

Los generadores y sus controles

Los generadores asociados a la producción renovable, como la fotovoltaica y la eólica, por lo general están vinculados a un convertidor en fuente de tensión (VSC, del inglés Voltage Source Converter). Estos son los encargados de adaptar la fuente primaria en corriente continua al sistema trifásico de corriente alterna. Para ello, los convertidores deben ser adecuadamente controlados por medio de múltiples lazos de control, como se muestra en la figura 2.

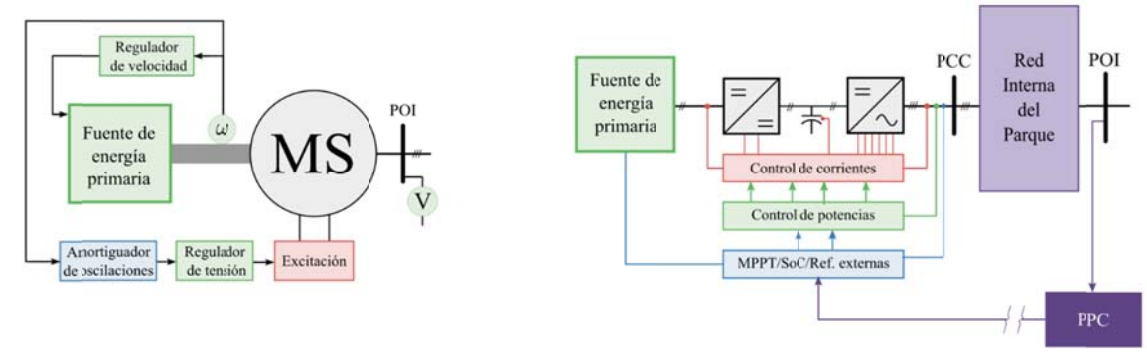
El control de los convertidores electrónicos se puede considerar como un control de estructura jerarquizada. El nivel más bajo se suele encargar del control de las corrientes y la protección del convertidor. El nivel medio tiene distintos objetivos, como el control local de las potencias activa y reactiva, y el control de la tensión del bus de continua. El nivel superior se suele encargar de realizar el seguimiento del punto de máxima potencia, tanto en el caso de la generación fotovoltaica como de la eólica. En el caso de una batería, este nivel se podría encargar de la gestión de su estado de carga. Por último, este nivel superior también recibiría las consignas externas en caso de que haya un control centralizado de PPC. Estas consignas serían referencias de potencia activa y reactiva. Estos niveles se asemejan a la jerarquía de control de la máquina síncrona, como se observa en la figura 2.

FIGURA 1
EJEMPLO REDUCIDO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA CON SUS ELEMENTOS AUXILIARES Y EL PPC



Fuente: elaboración propia

FIGURA 2
MÁQUINA SÍNCRONA Y SUS CONTROLES ASOCIADOS (IZQUIERDA) Y VSC Y SUS CONTROLES ASOCIADOS (DERECHA)



Fuente: elaboración propia

El sistema de evacuación de energía

Una de las necesidades del control centralizado de PPC en una planta renovable es que existe una extensa red interna de evacuación de energía desde los generadores al POI. Esta infraestructura consume tanto potencia activa como reactiva, lo que debe considerarse al coordinar los generadores para cumplir con la potencia requerida en el POI.

En la Fig. 1 {planta} se muestra la red interna de evacuación de una planta renovable. Desde los generadores que operan en baja tensión (G1 – GN), se eleva la tensión mediante los Centros de Transformación (CT) MT/BT. A continuación, el sistema colector de MT evacua la energía hasta el embarrado de MT de la subestación de evacuación (SUB). El transformador de evacuación AT/MT de la subestación eleva la tensión hasta el nivel de AT del punto de interconexión de la planta (POI). Toda esta red de elementos pasivos consume potencia activa y reactiva y pone de manifiesto el papel tan relevante del PPC.

Adicionalmente, la coordinación de equipos de planta puede ser más amplia y compleja cuando se requieren elementos activos de compensación y regulación como:

- Control de tomas en carga del transformador de evacuación. Es un elemento de regulación de tensión.
- Baterías electroquímicas (BESS, por sus siglas en inglés “Battery Energy Storage Systems”). Son una fuente de potencia activa y reactiva.
- Compensadores síncronos estáticos (STATCOM, por sus siglas en inglés “Static Synchronous Compensator”). Son una fuente de potencia reactiva.
- Bancos de condensadores. Son una fuente de potencia reactiva.
- Bancos de reactancias. Son un sumidero de potencia reactiva.

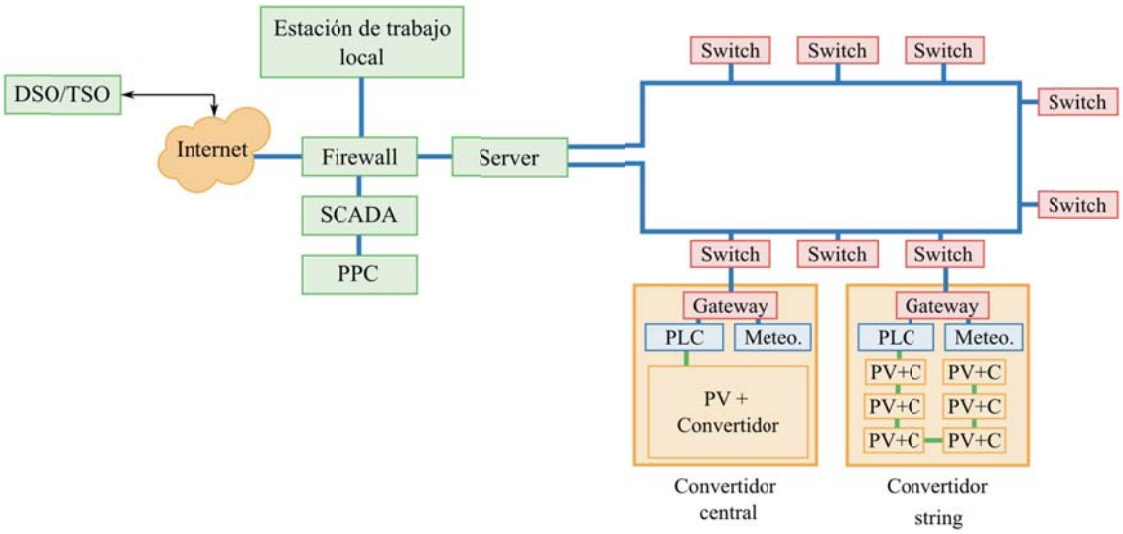
Los elementos anteriores serían equipos adicionales a coordinar por el PPC que deben tenerse en cuenta en las estrategias de control de potencia activa y reactiva a implementar. En concreto, se debe definir en qué funcionalidades participa cada recurso y con qué prioridad.

El sistema de comunicaciones

A diferencia del generador síncrono de la figura 2 {SM-VSC}, donde se realiza un control local en sus terminales, el control de una planta renovable requiere de una amplia red de comunicaciones para enviar consignas desde el PPC a los generadores.

En la figura 3 se presenta el sistema de comunicaciones de una planta renovable.

FIGURA 3
ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN RENOVABLE



Fuente: elaboración propia

El PPC recibe consignas desde un ente supervisor superior, como puede ser un Centro de Control del operador de la red de distribución (DSO) o de la red de transporte (TSO). Estas consignas se envían a través de internet y deben pasar a la red interna de la planta, en la que se encuentra el PPC, a través de un cortafuegos (firewall).

El control de PPC involucra numerosos equipos, medios de comunicación y protocolos que se describen a continuación:

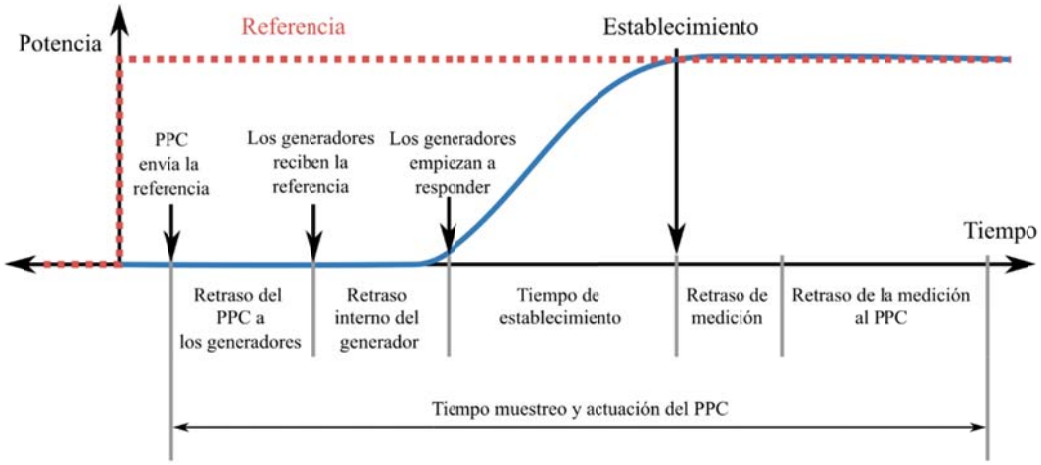
- El analizador de red mide las variables eléctricas en el POI y las envía al PPC. Esta comunicación se hace mediante fibra óptica.
- El PPC envía consignas a un dispositivo aguas arriba de los generadores, el PLC (por sus siglas en inglés "Programmable Logic Controller"). Normalmente, esta comunicación se lleva a cabo mediante fibra óptica. En este flujo de información hay otros equipos implicados como el cortafuegos, pasarelas (gateways) que transforman de un medio de comunicación a otro y/o cajas de conexiones de comunicación (switches).
- El PLC envía las consignas del PPC al grupo de generadores asociado a este. En el caso de una planta fotovoltaica, este sistema puede constar de una sola conexión entre el PLC y el inversor central, o bien, de varios inversores string conectados al PLC. Esta comunicación se hace habitualmente por cable de potencia (Power Line Communication).

Adicionalmente, existe una amplia variedad de protocolos de comunicación industriales utilizados en plantas renovables: MODBUS, DNP3, OPC-UA, IEC60870-5-104 e IEC 60870-5-101, entre otros.

La extensa red de comunicaciones descrita anteriormente añade una complejidad adicional al control del PPC: los retrasos de comunicaciones. Además, un aspecto cada vez más exigente de los Códigos de Red de Conexión es el tiempo de respuesta de ciertos controles en el POI. En el caso de la respuesta primaria de frecuencia, se están requiriendo tiempos de activación del orden de milisegundos, como sucede en España, donde se demandan 500 ms en la Península [Ref_Orden_TED].

En la figura 4 se muestran todos los retrasos implicados en el control centralizado de una planta renovable, desde la medición en el POI hasta que los generadores empiezan a responder.

FIGURA 4
GRÁFICA CON LOS DISTINTOS TIEMPOS IMPLICADOS EN EL RETRASO DE COMUNICACIONES DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA



Fuente: elaboración propia

La secuencia de los principales retrasos de comunicación y actuación involucrados en el control de planta se describe a continuación: retraso en la medición del analizador de red de la planta, retraso de comunicación entre el analizador de red y el PPC, retraso de comunicación entre el PPC y los generadores y tiempo de computación del generador (tiempo desde que recibe la consigna hasta que empieza a responder), siendo estos dos últimos los más representativos. El retraso total de comunicaciones de la planta depende de la arquitectura de comunicaciones y de las tecnologías de los equipos de generación. Esta circunstancia complica la determinación de un valor de retraso concreto para cada intervalo de tiempo especificado. En general, se puede hablar de un retraso total de la respuesta de planta de entre 150 ms, en los mejores casos, y 1000 ms.

Lo anterior pone de manifiesto la importancia de optimizar los tiempos de comunicación en planta y de desarrollar controles de PPC a prueba de retrasos en medición y actuación.

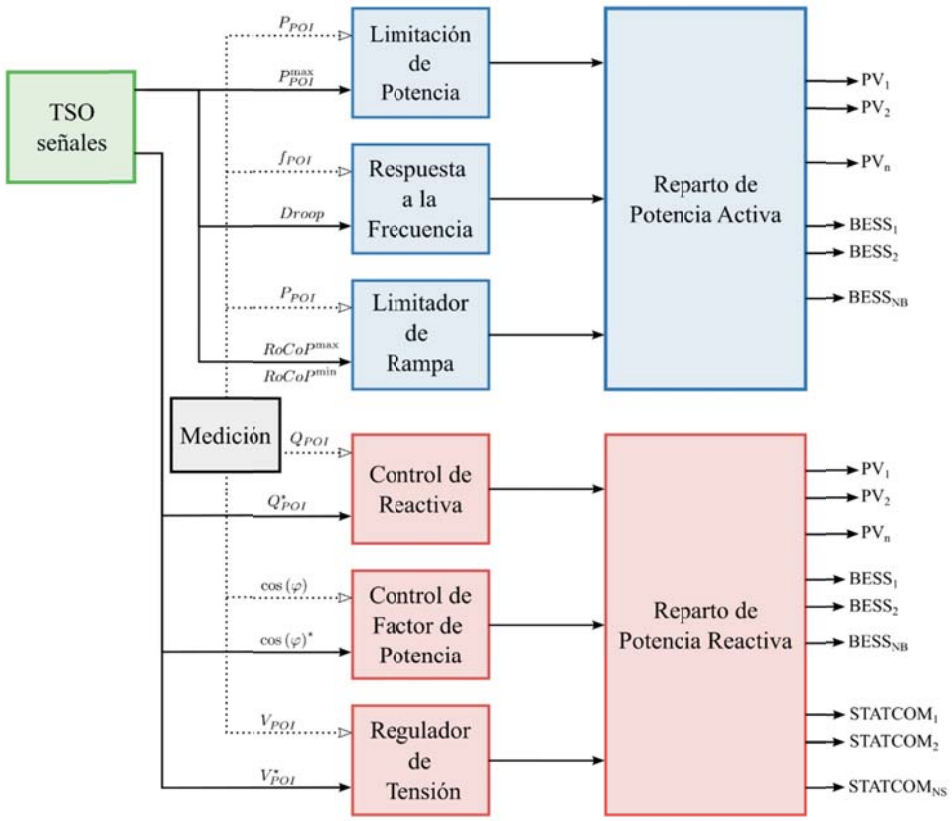
FUNCIONALIDADES TÍPICAS DE LOS PPC

Tras describir el sistema que controla el PPC, este apartado presentará algunas de sus funcionalidades características. En términos generales, estas funcionalidades suelen agruparse en dos categorías principales: aquellas relacionadas con la potencia activa y las asociadas con la potencia reactiva, indicadas con los bloques en azul y en rojo respectivamente en la Fig. 5 {bloques_ppc}.

Las funcionalidades de los PPC vienen determinadas por los Códigos de Red de Conexión, que establecen los requerimientos técnicos que las plantas de generación deben cumplir en el punto de interconexión con la red externa [Ref_CR_EU][Ref_CR_AU][Ref_CR_PR]. El objetivo de estos requerimientos es definir las capacidades técnicas de las plantas necesarias para mantener la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

Si bien cada código de red tiene sus particularidades adaptadas a la red eléctrica que regula, se pueden extraer una serie de requerimientos estándar que son de aplicación en la mayoría de los códigos actuales. Los requerimientos relacionados con la potencia activa abarcan la respuesta primaria de frecuencia, la limitación de potencia activa (curtailment) y la rampa de potencia activa. Por otro lado, los requerimientos asociados con la potencia reactiva engloban el control de potencia reactiva, de factor de potencia y de tensión. Estas funcionalidades se incluyen en el lazo de control del PPC presentado en la figura 5.

FIGURA 5
LAZOS DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA (AZUL) Y DE REACTIVA (ROJO) Y ALGUNAS DE LAS FUNCIONALIDADES DEL PPC



Fuente: elaboración propia

En general, el PPC recibe medidas registradas en el punto de interconexión (POI). Algunas de estas medidas son el flujo de potencia activa y reactiva hacia la red, la tensión y la frecuencia en la barra de interconexión. Por otro lado, el PPC suele recibir consignas de funcionamiento de un ente supervisor superior, como el operador de la red de transporte o distribución.

A partir de las entradas anteriores, el PPC ejecuta sus controles, dando como resultado una consigna de potencia activa y reactiva total que posteriormente es distribuida entre los diferentes recursos de potencia de la planta. En el caso de la Fig. 5 {bloques_ppc} se muestran consignas de potencia activa y reactiva a un grupo de inversores fotovoltaicos, de convertidores BESS y de STATCOM.

Control de potencia reactiva

Los convertidores electrónicos asociados a la generación renovable pueden controlar localmente la potencia reactiva de manera rápida y precisa. Este control local es suficiente en pequeñas instalaciones de generación en la red de distribución. Sin embargo, los códigos de red exigen el control de potencia reactiva en el punto de interconexión (POI) de la planta. La dificultad que esto conlleva en plantas de mediano o gran tamaño es que la suma de las potencias generadas localmente (a nivel de máquina) no es la misma que la potencia que se intercambia con la red externa en el POI. La instalación interna de la planta suele consumir potencia reactiva, siendo un valor difícil de estimar, pues depende del punto de operación de la planta. Así, para asegurar un determinado valor de potencia reactiva en el POI, se hace

necesario un control centralizado de PPC. En este caso, el PPC se comporta como un control a lazo cerrado que recibe la medida de potencia reactiva en el POI, la compara con la referencia (el valor deseado) y actúa sobre la potencia reactiva de los generadores hasta lograr que el error entre la referencia y el valor medido sean nulos.

Los controles asociados a la potencia reactiva que se requieren habitualmente en el POI son:

- El control de potencia reactiva: cumplir con una determinada consigna de potencia reactiva en el POI.
- El control de factor de potencia: cumplir con una determinada consigna de factor de potencia en el POI. Este control se realiza variando la potencia reactiva, que se modifica en función de la potencia activa generada para alcanzar un determinado factor de potencia.
- El control de tensión: cumplir con una determinada consigna de tensión en el POI [Ref_Asadollah_2018] [Ref_Martínez_2011]. Este control se realiza variando la potencia reactiva de las máquinas.
- El control Q-V: consiste en realizar un incremento de la potencia reactiva de manera opuesta y proporcional a los desvíos de tensión. Es decir, cuando la tensión baja se debe aumentar la potencia reactiva y viceversa.

Para asegurar que la planta puede proveer un determinado valor de potencia reactiva en el POI, se definen unos requerimientos de capacidad de potencia reactiva en función de la potencia activa y la tensión. Habitualmente, se exige una capacidad de reactiva a potencia activa máxima del 33%Pmax, es decir, un factor de potencia de 0.95 capacitivo o e inductivo [Ref_CR_EU] [Ref_CR_MEX].

Respuesta primaria de frecuencia

Si bien existen diversas formas de hacer una respuesta primaria a la frecuencia [Ref_Milano_2021], lo más común es que la misma sea un incremento de la potencia activa de manera opuesta y proporcional a los desvíos de frecuencia. Es decir, cuando la frecuencia baja se debe aumentar la potencia activa y lo contrario al aumentar la frecuencia.

Al igual que en el caso de la potencia reactiva, los convertidores electrónicos pueden hacer un control potencia-frecuencia rápido y preciso. No obstante, para conseguir la respuesta esperada de potencia en el POI, es necesario un control centralizado de PPC. El papel del PPC es incluso más relevante cuando se provee control en frecuencia con elementos auxiliares como baterías.

En redes fuertes, los generadores renovables suelen operar en el punto de máxima potencia (sin restricción en la disponibilidad del recurso primario), pero deben poder implementar una reserva a subir en el caso en que el operador lo requiera [Ref_CR_EU]. En redes más débiles, como las redes en isla, suele ser obligatorio asegurar la disponibilidad del recurso primario en caso de subfrecuencia [REF_CR_PR]. En esta situación, existen tres opciones de control habituales:

- Respuesta en frecuencia con reserva de los generadores: hacer que operen a una potencia inferior a la máxima disponible, permitiendo subirla cuando la frecuencia baja. Esta suele ser la opción más costosa cuando se considera toda la vida útil de la instalación, pues resulta en una gran cantidad de energía que se desaprovecha.
- Respuesta en frecuencia sólo con baterías: hacer que los generadores siempre operen a la máxima potencia disponible, siendo necesario un sistema de almacenamiento con su convertidor asociado para poder aumentar la potencia cuando baja la frecuencia y viceversa.
- Respuesta en frecuencia con generadores y baterías: hacer que los generadores operen a la máxima potencia disponible, limitando los mismos cuando la frecuencia sube y, por otro lado, aumentando la potencia total del parque por medio de la batería cuando la fre-

cuencia baja. Dado que en este caso no se requiere la batería para la disminución de potencia, la energía de la batería necesaria se reduce a la mitad del caso anterior.

Limitación de potencia

En diversas ocasiones, tanto el TSO como el DSO pueden requerir la reducción de la potencia generada por el parque. Esto puede deberse a situaciones como la saturación de las líneas de interconexión, exceso de generación o sobretensiones, entre otros motivos. Si bien es posible realizar este ajuste de forma individual, los operadores del sistema suelen exigir que sea el PPC quien reciba la orden de reducir la potencia generada y coordine la disminución de potencia con los generadores bajo su control.

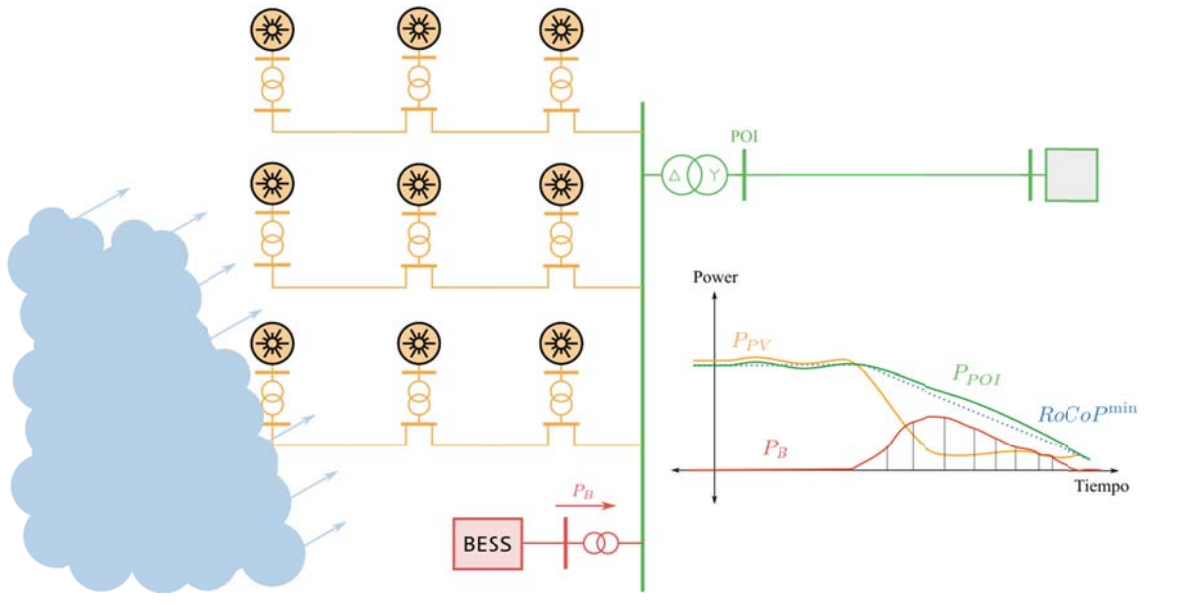
En el caso de España, hay una funcionalidad específica relacionada con la limitación de potencia activa en el POI que se denomina Sistema de Reducción Automática de Potencia (SRAP) [Ref_PO_3.2]. Se trata de un servicio de ajuste (opcional) de las plantas de generación cuyo objetivo es ayudar a mantener el balance generación-consumo. Mediante este mecanismo, el operador del sistema envía consignas de reducción de potencia para ser atendidas en diferentes escalas de tiempo, según la capacidad de la planta: reducciones rápidas en menos de 5 segundos, reducciones medias en menos de 40 segundos y reducciones lentas en menos de 15 minutos. Cada vez más plantas renovables están prestando este servicio, en el que resulta decisivo el control de PPC y las comunicaciones de planta, en especial en la reducción rápida.

Rampa de potencia

Este requerimiento es uno de los más demandantes desde el punto de vista del control del PPC y de la potencia y energía requeridas para las baterías. Se trata de evitar que la potencia en el POI no varíe a una velocidad mayor en términos absolutos que un valor definido por el código de red [Ref_CR_PR][Ref_Li_2013]. Este límite se puede denominar RoCoP (del inglés Rate of Change of Power).

Para ilustrar el problema, se muestra el control de rampa cuando varía la irradiancia de una planta fotovoltaica a consecuencia de

FIGURA 6
EJEMPLO DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO CON CONTROL DE RAMPA DE POTENCIA



Fuente: elaboración propia

un nublado. En la figura 6 una nube cubriría el parque en un determinado tiempo (por ejemplo, un par de minutos). Para evitar grandes variaciones de la potencia activa en el POI, el TSO podría exigir un valor mínimo de RoCoP del 10% de la potencia nominal de la planta por minuto. Como se observa en la figura, la potencia de la generación fotovoltaica (P_{PV}) varía más rápido que la rampa requerida ($RoCoP^{min}$), obligando a la batería a aportar la potencia necesaria (P_B) para mantener la potencia P_{POI} por encima de la rampa indicada con la línea de trazos.

Para lograr esta funcionalidad, es necesario el control de PPC. Este recibirá la medida de la potencia en el POI y demandará más o menos potencia de las baterías para lograr mantener el RoCoP dentro de los límites definidos.

VISIÓN DE FUTURO

Actualmente, las normativas que regulan el acceso a red de las plantas de generación sigue en constante revisión y actualización a medida que la penetración renovable aumenta, las tecnologías de generación y control evolucionan y las características de las redes eléctricas cambian. Como resultado de lo anterior, los plantas deberán proveer nuevos servicios a través de funcionalidades adicionales de control del PPC.

En este apartado se describen dos controles que a día de hoy no suelen ser obligatorios [Ref_CR_EU], pero que algunos operadores ya están requiriendo en redes eléctricas en las que preocupa la pérdida de estabilidad y de inercia del sistema [Ref_CR_AU][Ref_CR_MEX].

Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia

Las oscilaciones de potencia en sistemas eléctricos son variaciones periódicas en la potencia generada o transmitida, a menudo desencadenadas por perturbaciones como cambios abruptos en la demanda eléctrica o fallas en equipos. Estas oscilaciones pueden manifestarse como fluctuaciones en la potencia activa o reactiva. El amortiguamiento de estas oscilaciones se refiere a la capacidad del sistema para reducir o controlar estas variaciones.

Tradicionalmente, para mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones se emplean los Estabilizadores de Sistemas de Potencia de los generadores síncronos. Además, los generadores basados en electrónica de potencia pueden utilizarse para controlar y amortiguar oscilaciones de potencia mediante la modificación controlada de parámetros de la red eléctrica, como la impedancia o el voltaje. Este control se conoce comúnmente como POD (por sus siglas en inglés, Power Oscillation Damping).

En la actualidad, los Códigos de Red no suelen exigir a las plantas de energía renovable mejorar el control de oscilaciones de potencia. Sin embargo, con redes cada vez más grandes, debido a las interconexiones entre países, es de esperar que los problemas de oscilaciones de potencia aumenten. Es en estos casos donde el PPC y su capacidad de controlar la potencia de los parques podrían ser muy relevantes para la mejora del amortiguamiento de las oscilaciones del sistema. A modo de ejemplo, un control de POD implementado en un PPC podría medir las oscilaciones de frecuencia en el POI y variar las potencias activas y reactivas de manera conveniente para amortiguarlas.

Emulación de inercia

La pérdida de inercia equivalente en los sistemas eléctricos actuales de potencia es algo que despierta preocupación en los operadores del sistema y en particular en Red eléctrica de España debido a la gran penetración de generación renovable que hay en su sistema.

En la medida en que las máquinas síncronas, con una inercia natural aportada por sus masas giratorias, son reemplazadas por generación basada en convertidores electrónicos, la robustez del sistema eléctrico de potencia ante perturbaciones, como pueden ser las variaciones rápidas de carga o la pérdida de algún generador, se ve disminuida [Ref_Milano_2021].

Una solución actual es la de hacer que los convertidores electrónicos emulen el comportamiento de las máquinas síncronas, aportando la denominada inercia sintética. Existen numerosos trabajos que estudian esta funcionalidad [Ref_Kryonidis_2022]. La gran mayoría resuelven el problema individualmente por cada generador considerando las variaciones locales de la frecuencia. Sin embargo, la respuesta inercial que se desea es la aportada según la frecuencia en el punto de interconexión de la planta y no en el punto de conexión de cada generador a la red interna del parque. Además, la respuesta inercial obtenida en el punto de interconexión será la suma de los aportes inerciales individuales menos las pérdidas internas de la red, que en principio son desconocidas. A esto se suma que no es común que los convertidores comerciales consideren el aporte de respuesta inercial, requiriendo que los fabricantes hagan importantes modificaciones en sus sistemas de control para poder implementarla.

Una posible solución a este problema es hacer que el PPC realice la respuesta inercial. Para ello, debería contar con la medida de frecuencia en el POI, calcular la velocidad de variación de la frecuencia (RoCoF, del inglés Rate of Change of Frequency) y mandar señales de referencia de potencia activa a cada uno de los generadores para lograr la respuesta de inercia deseada en el POI. Esto no requiere que los convertidores hagan la respuesta inercial, simplemente deberán seguir las referencias indicadas por el PPC. Por otro lado, ya que el PPC tiene en cuenta la frecuencia del POI, su variación de la respuesta inercial será según lo que se mida en este punto de la red. Esta solución trae importantes desafíos como la compensación de los retrasos de comunicación y la rápida corrección de potencias en caso de generadores saturados o que por algún motivo estén fuera de servicio o que simplemente no respondan a las referencias solicitadas.

CONCLUSIONES

Hoy en día hay un gran auge de los controladores de potencia de planta, pues tienen un papel muy relevante en la integración de la generación renovable en la red eléctrica. Mediante los PPC se pueden implementar los servicios que son requeridos a estas plantas en el punto de interconexión para mantener un funcionamiento estable y seguro de la red.

Las plantas renovables son sistemas complejos, con un gran número de generadores interconectados por una red extensa y comunicados por medio de sistemas con gran heterogeneidad. Sin embargo, los PPC logran orquestar los elementos que componen la planta para que esta se comporte como un único generador controlable de manera simple y transparente para el resto del sistema eléctrico.

Mediante la adecuada coordinación de los generadores de la instalación, el PPC consigue un control rápido y preciso en el punto de interconexión de una planta renovable. Adicionalmente, es la mejor solución para el control de una planta con distintos recursos de generación de potencia activa y reactiva, pues actúa como un control de jerarquía superior que define en qué funcionalidades participa cada máquina y con qué prioridad. Este es el caso de las plantas renovables híbridas (eólicas o fotovoltaicas con almacenamiento), que serán cada vez más comunes en la red eléctrica.

Por último, los PPC tendrán un papel decisivo en la implementación de nuevas funcionalidades que serán requeridas a las plantas renovables en un futuro próximo, como el control de amortiguamiento de oscilaciones de potencia y la emulación de inercia.

REFERENCIAS

[Ref_Orden_TED] Ministerio para la Transición Ecológica y el reto Demográfico. *Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión., 7 2020*. Available at https://www.boe.es/eli/es/o/2020/07/16/ted749.

[Ref_CR_EU] The European Commission. *Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators*. Official Journal of the European Union, 4 2016. Available at https://tinyurl.com/generatorseu

[Ref_CR_AU] Australian Energy Market Comission (AEMC). *S5.2 Conditions for Connection of Generators, 2018*. Available at https://tinyurl.com/australianps.

[Ref_CR_PR] Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA). *Appendix E. Minimum Technical Requirements (MTR).*

[Ref_NREL_PREPA] National Renewable Energy Laboratory, *Review of PREPA Technical Requirements for Interconnecting Wind and Solar Generation*, 11 2013.

[Ref_Martínez_2011] J. Martínez, P. C. Kjær, P. Rodriguez and R. Teodorescu, *"Comparison of two voltage control strategies for a wind power plant"*, 2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, Phoenix, AZ, USA, 2011, pp. 1-9, doi: 10.1109/PSCE.2011.5772470.

[Ref_Asadollah_2018] S. Asadollah, R. Zhu and M. Liserre, *"Comparison of Voltage Control Strategies for Wind Parks"*, 2018 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Portland, OR, USA, 2018, pp. 430-436, doi: 10.1109/ECCE.2018.8558275.

[Ref_CR_MEX] Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE). *Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional*, 12 2021.

[Ref_Milano_2021] Hassan Bevrani, Hêmin Golpîra, Arturo Román Messina, Nikos Hatziargyriou, Federico Milano, and Toshifumi Ise. *Power system frequency control: An updated review of current solutions and new challenges.* Electric Power Systems Research, 194, 5 2021.

[Ref_PO_3.2] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. «BOE» núm. 75, de 29 de marzo de 2022, *Resolución de 17 de marzo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban los procedimientos de operación adaptados a la programación cuarto-horaria de la operación del sistema eléctrico peninsular español, Anexo P.O.3.2 Restricciones técnicas*, 3 2022

[Ref_Li_2013] X. Li, D. Hui and X. Lai, *"Battery Energy Storage Station (BESS)-Based Smoothing Control of Photovoltaic (PV) and Wind Power Generation Fluctuations"*, in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 4, no. 2, pp. 464-473, April 2013, doi: 10.1109/TSTE.2013.2247428.

[Ref_Kryonidis_2022] Georgios C. Kryonidis, Kyriaki-Nefeli D. Malamaki, Juan Manuel Mauricio, Charis S. Demoulias, *A new perspective on the synchronverter model, International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 140, 2022, 108072, ISSN 0142-0615

SOBRE LOS AUTORES

Juan Manuel Mauricio nació en Argentina en 1977. Obtuvo la licenciatura en Ingeniería Eléctrica por la Universidad Nacional del Comahue, Neuquén, Argentina, en 2003, y los títulos de Máster y Doctor Ingeniero por la Universidad de Sevilla, Sevilla, España, en 2007 y 2009, respectivamente. Desde 2004 trabaja en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Sevilla, donde actualmente es Profesor Ayudante Doctor. Sus principales intereses de investigación incluyen sistemas de potencia y control de máquinas eléctricas, generación renovable, aplicaciones basadas en convertidores de fuente de tensión y vehículos eléctricos.

Luna Moreno es Ingeniera Industrial por la Universidad de Sevilla y trabaja en el sector eléctrico desde 2015. Empezó su recorrido profesional en Ingelectus en 2017 y actualmente es Directora de I+D y Servicios del área de Renovables de la empresa. Sus principales trabajos giran en torno a los estudios de integración de plantas renovables en la red eléctrica y el control de estas plantas para la provisión de servicios de red. Recientemente comenzó un doctorado en integración de renovables en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Sevilla motivada por los retos técnicos de su área de trabajo.