

Medellín, 24 de junio de 2021.

Doctor

Jorge Alberto Valencia Marín

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG

Bogotá, D.C.

Asunto: Aspectos en el desarrollo de proyectos eólicos y solares que requieren el complemento de la Resolución CREG 060 de 2019

Respetado doctor Valencia,

Resaltamos las iniciativas del sector, especialmente de la Comisión, en el establecimiento de una reglamentación clara sobre las condiciones de conexión e incorporación de las fuentes de generación variable de tipo renovable al Sistema Interconectado Nacional – SIN, debido a que el conjunto de reglas establecidas es necesario para que los promotores e inversionistas interesados en estos proyectos obtengan los lineamientos completos en el desarrollo y ejecución oportuna de los mismos.

La Resolución CREG 060 de 2019, estableció las disposiciones adicionales al Reglamento de Operación para permitir la penetración de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN, especialmente lo que se refiere a los recursos conectados al Sistema de Transmisión Nacional – STN y Sistema de Trasmisión Regional – STR.

En particular, para los recursos solares y eólicos, deben cumplir, con una curva de capacidad estándar¹ en el punto de conexión y de acuerdo con la disposición se establece que las plantas deben poder cumplirla en su totalidad dentro de todo el rango normal de operación (entre 0.9 p.u y 1.1 p.u., excepto 500 kV cuyo límite superior es 1.05 p.u).

El estado del arte de los dispositivos de fuentes eólicas y solares PV, específicamente los inversores fotovoltaicos modernos y los aerogeneradores tipo 4 (full converter) y tipo 3 (DFIG), tienen la capacidad de aportar y absorber reactivos de acuerdo con las curvas PQ requeridas en los códigos de red internacionales, incluso la planteada por la Resolución CREG 060 a la salida de los inversores. Sin embargo, es importante tener en cuenta que los requerimientos de cantidad de potencia

¹ Artículo 14

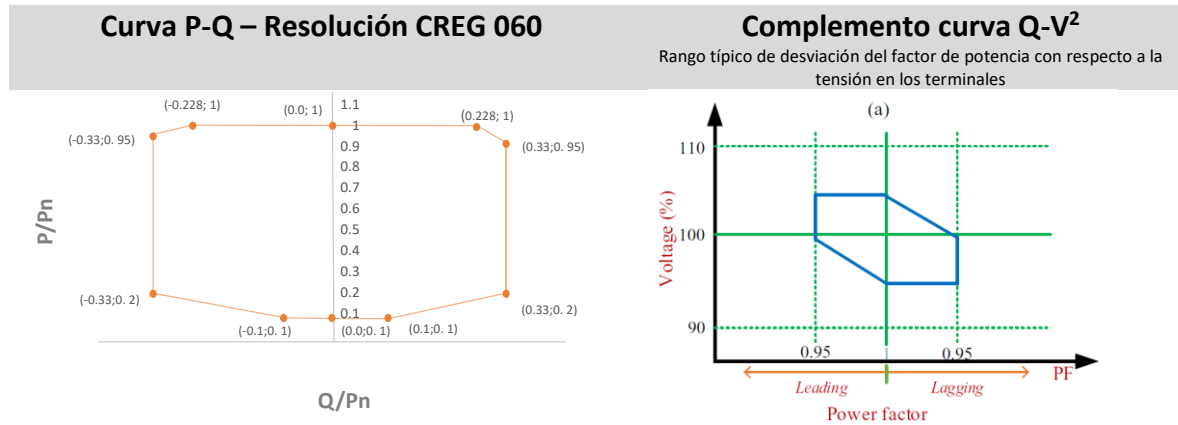
reactiva aplican en el punto de conexión y este en muchos casos se encuentra eléctricamente distante de las unidades generadoras, lo cual implica la necesidad de compensaciones para lograrlo.

Si bien es claro que se requerirá la inclusión de compensaciones reactivas para llevar el cumplimiento de la curva en el punto de conexión, exigir que esta curva se cumpla para todo el rango de tensión, implica que una planta debe estar en capacidad de absorber reactivos hasta el 33% de su potencia activa nominal cuando la tensión incluso alcance el mínimo operativo (0,9 p.u.) y, por otro lado, inyectar reactivos hasta el 33% incluso cuando la tensión del sistema alcance el máximo operativo (1,1 p.u.), lo cual resulta en un absurdo desde el punto de vista operativo al exigir una capacidad de inyectar reactivos en momentos donde lo que el sistema requeriría es bajar la tensión o la capacidad de absorber toda la capacidad de la curva en momentos donde la tensión alcanza el mínimo operativo del sistema.

Por la distancia eléctrica de la línea de conexión se generan pérdidas de reactivos y diferencias de tensión que en los casos extremos planteados pueden llevar a que las unidades de generación vean voltajes por fuera de su rango operativo y por lo tanto deban limitar su aporte de potencia reactiva y por esta situación normalmente como lo planteamos adelante se tiene en cuenta la definición de los perfiles Q-V.

La exigencia de operar toda la curva para cualquier rango de tensión, además de ser un absurdo desde lo operativo, conllevaría a la instalación de compensaciones adicionales a las requeridas para suplir los requerimientos de la conexión, inversiones que podría llevar inviabilizar financieramente los proyectos, inversiones que como lo indicamos en el párrafo anterior, no serían utilizadas en la operación.

De acuerdo con el referenciamiento internacional realizado, y que detallamos en el anexo a esta comunicación, encontramos que en la gran mayoría de los códigos de red de los países analizados se complementa la curva P-Q con una curva que flexibiliza la cantidad de reactivos en función de la tensión en el punto de conexión (Curva Q-V).



En los casos donde no se ha planteado este complemento de la curva Q-V, como el caso de la FERC³, se ha dado porque tomaron la decisión de exigir la curva, no en el punto de conexión, sino en el lado de alta tensión de la subestación de la planta.

La definición de una curva complementaria Q-V permite establecer un balance para no requerir inversiones que lleven a la inviabilidad sin reducir la exigencia definida en la Resolución CREG 060 para el rango de tensión en donde realmente se requiere el aporte de reactiva en el punto de conexión.

En ese sentido, solicitamos a la comisión adicionar o complementar el Artículo 14 de la Resolución CREG 060 de 2019 incorporando un rango de desviación del factor de potencia con respecto a la tensión en los terminales de acuerdo con las referencias internacionales o definiendo que el CNO establezca cual sería la recomendada para Colombia.

Agradecemos su atención a nuestros comentarios.



Julian Darío Cadavid
Representante Legal

Copia: Dr. Miguel Lotero – Viceministro de Minas y Energía

² Grid-connected renewable energy sources: Review of the recent integration requirements and control methods, December 2019

³ Order No. 827 Reactive Power Requirements for Non-Synchronous Generation (Issued June 16, 2016)

Anexo

En este apartado presentamos los análisis que se realizaron a los diferentes códigos de red, específicamente en lo relacionado con los requerimientos técnicos para el control de voltaje, evidenciando que para los requisitos que deben cumplir las unidades generadoras en referencia a la curva de capacidad, se complementa la curva PQ con una curva VQ para especificar en qué rango de las tensiones en el punto de conexión se hace exigible, de manera coherente, la absorción o entrega de reactivos.

“the specified U-Q/Pmax profile may take any shape, having regard to the potential costs of delivering the capability to provide reactive power production at high voltages and reactive power consumption at low voltages”⁴

Teniendo en cuenta los costos extra que implica entregar y absorber potencia reactiva para todo el rango de voltaje y que la entrega de potencia reactiva es normalmente demandada para bajos voltajes y la absorción para altos voltajes, los perfiles QU en la mayoría de los códigos se representa mediante a una curva Q-V como mostramos adelante para los diferentes países:

Unión Europea – UE

El reglamento (UE) 2016/631 de la comisión establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, establecimiento un conjunto de reglas claras para el acceso y el funcionamiento seguro del sistema, que debe tener una cooperación entre los inversionistas como las autoridades del sector. Seguidamente, los países miembros de la UE deben establecer los requisitos particulares de cada sistema de transmisión.

En el requerimiento de control de voltaje para los módulos del parque eléctrico (conectados a la red mediante electrónica de potencia) tipo C y D (conectados a 110 kV o superior, capacidad instalada mayor a 75 MW) indica que cada país debe establecer requerimientos de suministro de potencia reactiva a tensión variable. Sin embargo, establece que debe considerar los posibles costos de entregar reactivos a tensiones altas y absorber reactivos a tensiones bajas en el punto de conexión:

Adicionalmente, se dan directrices de límites máximos de absorber reactivos hasta un 35% y de entregar reactivos hasta un 40%, en donde los límites serán evaluados por cada país miembro de la UE; operando a su capacidad de potencia activa máxima como se ilustra en el perfil U-Q/Pmax de la

⁴ Official Journal of the European Union. COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators

Figura 1:

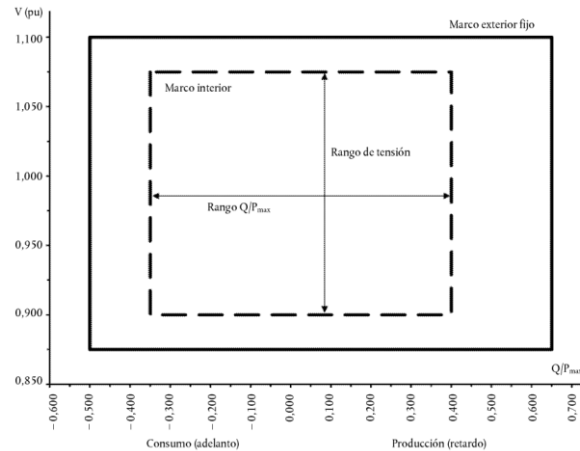


Figura 1: curva de referencia U-Q/Pmax para de módulos de parques eléctricos tipo C y D

La forma del perfil U-Q/Pmax debe representar el rango de tensión máximo y mínimo para el suministro de potencia reactiva, por lo tanto, para formas que no sean rectangulares representan que la totalidad del rango de potencia reactiva no este disponible en todo el rango de tensiones de régimen permanente. En contraste, en los casos de suministro de potencia reactiva por debajo de la capacidad de potencia activa máxima, la UE establece limites de la curva P-Q/Pmax como 45% de absorción de potencia reactiva y 40% de entrega de potencia reactiva de acuerdo con la Figura 2:

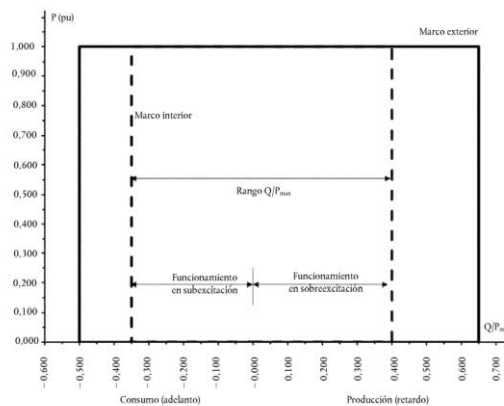


Figura 2: curva de referencia P-Q/Pmax para de módulos de parques eléctricos tipo C y D

Italia

En el código de red italiano, siguiendo los lineamientos de la UE, se establecen los requerimientos de capacidad de potencia reactiva tanto para generadores sincrónicos tipo C y D como para módulos

del parque eléctrico tipo C y D; se especifica que deben ser capaz de operar a la capacidad de potencia eficiente – Pmax en cualquier punto delimitado por la curva U-Q/Pmax sobre el voltaje en el punto de conexión, Figura 3.

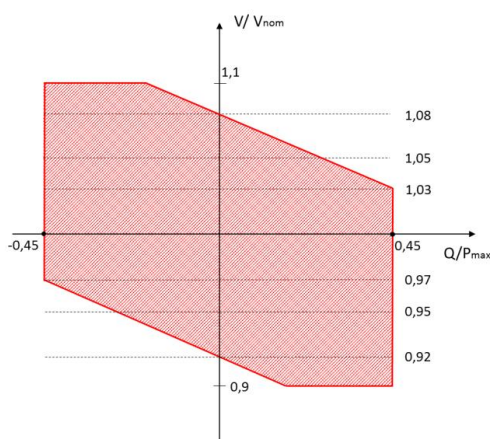


Figura 3: perfil U-Q/Pmax para generadores síncronos y parques eléctricos tipo C y D

Por otro lado, se especifica que el generador debe operar en cualquier punto de la curva P-Q presentada ante el operador del sistema en la fase inicial de conexión. Adicionalmente, si existe una distancia entre el punto de conexión y los terminales de alta tensión del transformador elevador, el inversionista debe compensar la potencia reactiva de los activos de conexión.

España

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, mediante la orden TED/749/2020 se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión. En los requerimientos para la capacidad de potencia reactiva establece que los módulos de parques eléctricos deben suministrar potencia reactiva cuando se encuentren a su capacidad máxima de potencia activa, dentro del rango de tensión que se especifica la Figura 4.

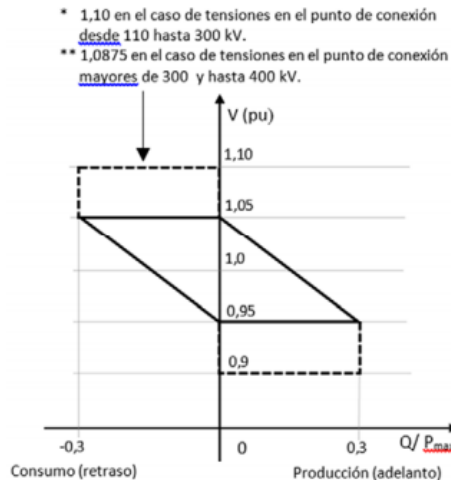


Figura 4: perfil U-Q/Pmax para módulos de parque eléctrico tipo D.

Además, los inversionistas de los parques eléctricos de tipo D deben compensar toda la energía reactiva, ya sea generada o absorbida, desde su instalación hasta el punto de conexión. Por otro lado, cuando se opera por debajo de la capacidad de potencia actividad máxima debe ser capaz de operar dentro de toda la curva mínima P-Q/Pmax, de acuerdo con la Figura 5.

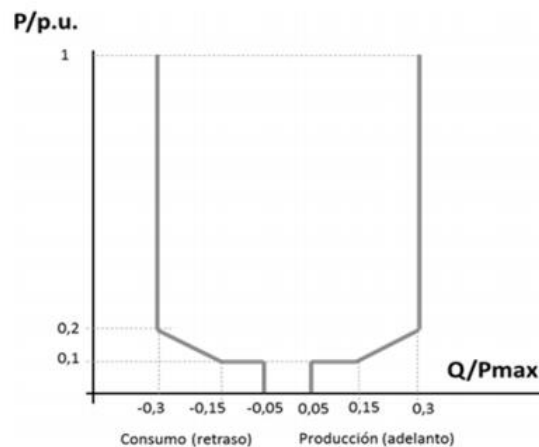


Figura 5: perfil P-Q/Pmax de los parques eléctricos tipo D.

Portugal

En cumplimiento de las disposiciones de la UE, diferenciando los límites de tensión de los diferentes límites de tensión del sistema; a lo mismo que los anteriores códigos de red, se especifica un requerimiento de suministro de capacidad de potencia reactiva en las condiciones de funcionamiento a la capacidad de potencia activa máxima en las diferentes situaciones de tensión variable, de acuerdo con los límites de la Figura 6.

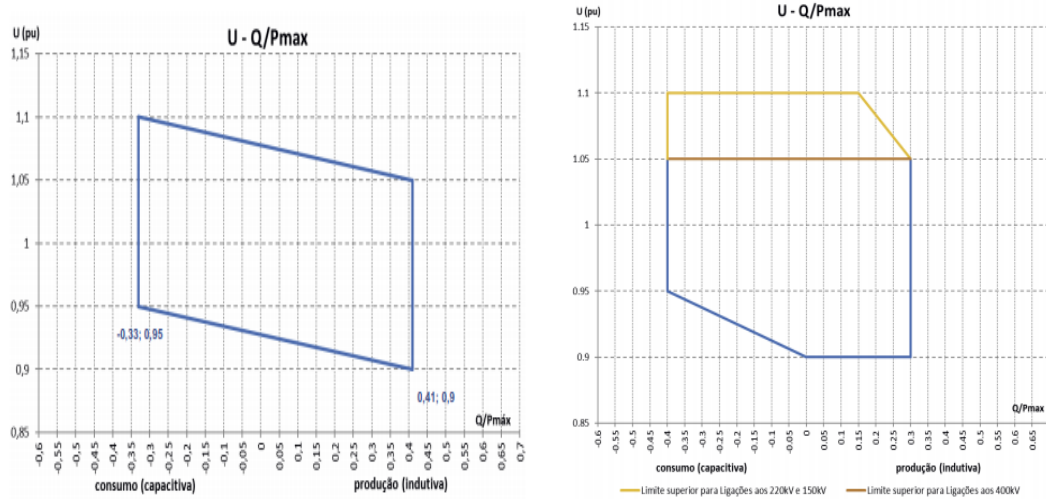


Figura 6: perfil U-Q/Pmax de los parques eléctricos tipo C y D con nivel de tensión a) <110 kV y b) >110 kV

En los casos en que los parques eléctricos se encuentren operando por debajo de su capacidad de potencia activa máxima, deben suministrar potencia reactiva como mínimo en la curvas P-Q/Pmax de referencia de la Figura 7.

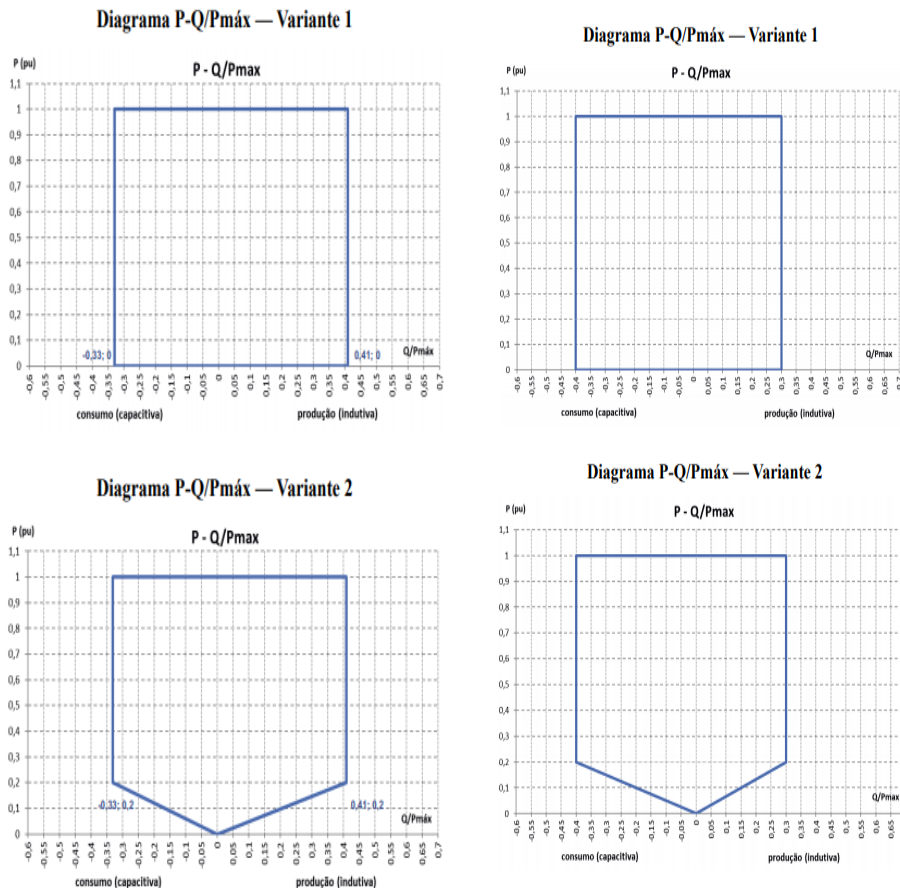


Figura 7: perfil P-Q/Pmax de los parques eléctricos tipo C y D con nivel de tensión a) <110 kV y b) >110 kV

Alemania

En el caso de Alemania⁵ se hace claridad con respecto a este tema:

“In addition to the reactive power capability requirements at the operating point P_{binst} of the power generating plant ($P_{mom} = P_{binst}$), requirements apply for the operation at an instantaneous active power P_{mom} of less than P_{binst} .”

“Figure 5 shows the minimum reactive power capability requirement in part-load operation ($0 < P_{mom}/P_{binst} < 1$) at the network connection point as a P-Q diagram.

⁵ Technical requirements for the connection and operation of customer installations to the high-voltage network (TCC High-Voltage) – English Translation of VDE-AR-N 4120:2015-01

The characteristics shown in Figure 5 are determined by the selected option 1, 2 or 3 and by the network voltage at the network connection point shown in Figure 4

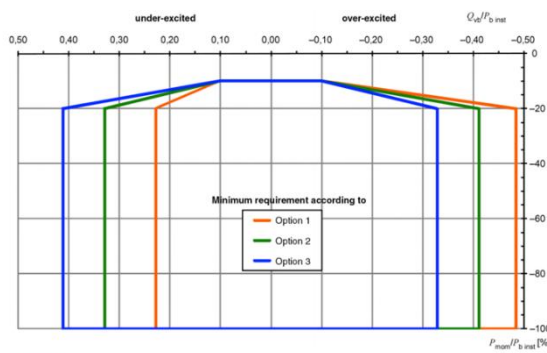


Figure 5 – Options for the P - Q diagrams of the power generating plant at the network connection point in the consumer meter arrow system

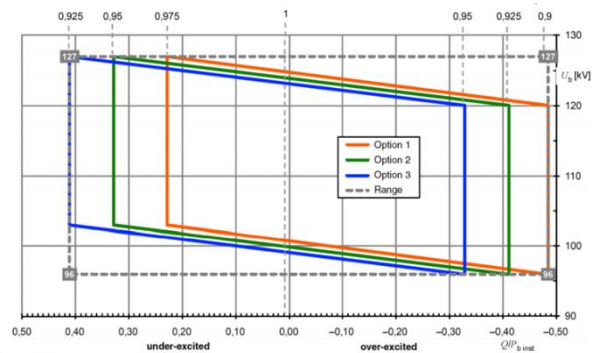


Figure 4 – Options of reactive power capability requirements for power generating plants at the network connection point

Panamá

En el código de redes fotovoltaico de Panamá se establece que las centrales generadoras, que participan en el control de tensión y en el balance de potencia reactiva, deben ser diseñadas con los modos de control: control de voltaje, control de factor de potencia y control de potencia reactiva. El suministro de potencia reactiva se realiza en el rango de 0.95 en adelante y 0.95 en atraso; por consiguiente, deben operar dentro de las curvas P - Q/P_{max} y U - Q/P_{max} como se ilustra en la Figura 8.

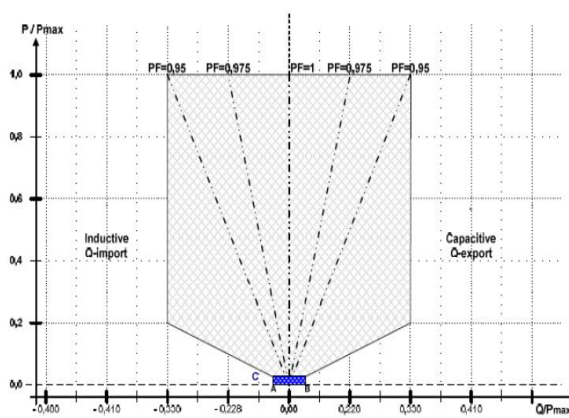


Figura 8: perfil P - Q/P_{max} y perfil U - Q/P_{max} de parques fotovoltaicos.

Dinamarca

En el código de red danés, para plantas eólicas con una potencia superior a 11 kW, se establece que las plantas deben ser diseñadas para suministrar potencia reactiva dentro de la curva P-Q/Pmax, en conjunto con la curva U-Q/Pmax en donde se especifica el área en donde el requerimiento de potencia reactiva es necesario para el sistema, como se ilustra en la **Figura 9**.

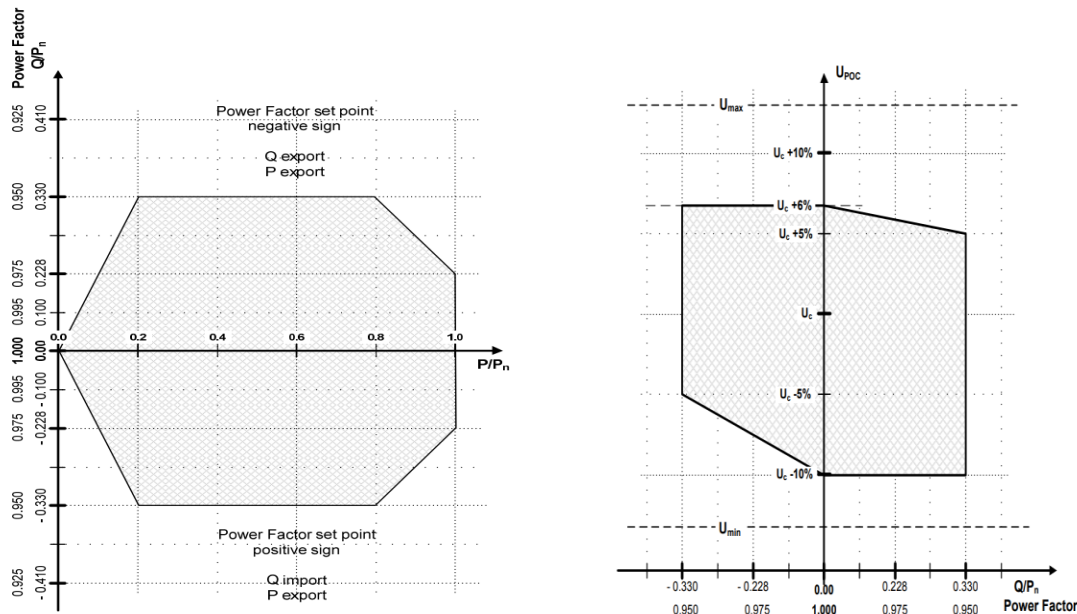


Figura 9: perfil P-Q/Pmax y perfil U-Q/Pmax de plantas eólicas tipo D.

Estados Unidos - FERC

De acuerdo con la FERC Order No. 827 – “Reactive Power Requirements for Non-Synchronous Generation” (Junio 2016), los generadores no síncronos que se interconecten por primera vez deberán diseñar sus instalaciones de generación para contar con una entrega de potencia compuesta en el lado de alta de la subestación del generador.

El generador no síncrono debe proporcionar una potencia reactiva dinámica dentro del intervalo de factor de potencia de 0,95 de adelanto a 0,95 de retraso, a menos que el proveedor de transporte haya establecido un rango de factor de potencia diferente que se aplique a todos los generadores no síncronos en el área de control del proveedor de transporte de forma comparable.

De acuerdo con la norma, la Comisión está equilibrando los costos para los generadores no síncronos de proporcionar potencia reactiva con los beneficios para el sistema de transmisión de tener otra fuente de potencia reactiva.