

Analysis of Dynamic Voltage Support Schemes for PV Generators Implemented in Latin America

H. Villarroel-Gutiérrez, *Student Member, IEEE*, and M. Molina, *Senior Member, IEEE*

Abstract—The levels of renewable power, particularly PV, injected into different electrical systems in Latin America, bring with them a series of fundamental technical changes that need to be addressed. Among them, power quality is one of the main concerns. In this matter, the voltage sags are usually that most affect users. For this reason, the need for the implementation of dynamic voltage support (FRT) schemes and the injection of reactive current for PV generators is evident from the expertise of network operators.

In the present work, the main technical/conceptual characteristics for the implementation of dynamic voltage support schemes with reactive injection were described. Likewise, the similarities and differences of the several grid codes implemented in Latin American countries were analyzed, as well as its main points to improve.

Index Terms—PV generators, Latin America, Voltage sags, Dynamic voltage support, Reactive current.

I. INTRODUCCIÓN

EL continuo aumento en la penetración de recursos energéticos distribuidos (REDs) en la red de media tensión ha contribuido a la constitución de un “mix” de las fuentes de generación de energía eléctrica. En este sentido, la demanda ya no es cubierta totalmente por generadores síncronos centralizados, sino también por instalaciones descentralizadas de menor escala conectadas a la red a través de inversores estáticos de potencia, los cuales poseen características operativas drásticamente diferentes [1]. Esta tendencia se ha visto particularmente acentuada en países considerados en vía de desarrollo debido a la imperiosa necesidad de abastecer una demanda exponencialmente creciente. Asimismo, la inclusión de REDs, especialmente a partir de recursos renovables, es considerada como una alternativa a la diversificación y fortalecimiento de la matriz energética del sistema eléctrico de potencia (SEP) [2].

Esta rápida evolución de las redes de distribución se caracteriza por cambios significativos que afectan a todos los elementos importantes que influyen en la calidad del producto eléctrico (*Power Quality* - PQ) [3].

Los elementos que influyen en los niveles de PQ pueden clasificarse en eléctricos y no eléctricos [4]. En el primer grupo se encuentran la topología de red, la topología del consumidor y la topología de generación. Mientras que, el entorno no eléctrico incluye los factores climáticos y sociales [5]. Por otra parte, la aplicación de tecnologías REDs a la red de distribución tradicional tiene el potencial de mejorar la eficiencia del SEP, así como de ofrecer el mismo rendimiento que las tecnologías existentes, pero de una manera más rentable [6].

Además de su influencia sobre la PQ, estos cambios tecnológicos representan nuevos desafíos, entre los cuales se pueden mencionar la gestión de flujos de carga, protección, control y mantenimiento de los elementos del sistema [7, 8]. Por esta razón, la introducción de tecnologías inteligentes en las redes de distribución, sin medidas de gestión adecuadas, podría tener consecuencias adversas para la PQ del sistema [5, 9]. Por lo tanto, mantener niveles de PQ suficientes en una red eléctrica en evolución sigue siendo una tarea crítica [10].

Los SEPs y en particular las redes de distribución en Latinoamérica no son ajenas a estos cambios radicales en su constitución y operación [11]. La conexión masiva de fuentes de energía renovables (FERs), en esta parte del globo, se ha implementado gracias a reformas energéticas durante los últimos cinco años que han dado lugar a un desarrollo exponencial de generadores no convencionales [12]. Entre ellas, la solar es la de mayor crecimiento en gran parte de América Latina, debido a una conjunción de factores tales como el precio, recursos y políticas de gobierno [13]. La capacidad total instalada de energía solar ha aumentado más de 10 veces de 2013 a 2018 (de 0.6 GW a 6.3 GW) [14]. Además de las pequeñas aplicaciones residenciales, se están instalando plantas fotovoltaicas (FV) de varios megavatios conectados a la red [15]. Las estadísticas actuales dicen que existen más de 100 parques FV con 5 MW o más de capacidad instalada [16]. Más allá de este reciente aumento, se espera que esta tendencia continúe durante los próximos años, no solo en número de instalaciones, sino también en tamaño [17]. Con un gran número de plantas FV en construcción y planificadas en muchos países, su impacto en la PQ del sistema es motivo de preocupación para los operadores de la red [18].

Entre las perturbaciones típicas de la inclusión masiva de generadores FV se pueden mencionar la inyección de armónicos a la red, variaciones rápidas y lentas de tensión,

H. A. Villarroel-Gutiérrez, Universidad Nacional de San Juan - CONICET, San Juan, Argentina, hvillarroel@jee.unsj.edu.ar.

M. G. Molina, Universidad Nacional de San Juan - CONICET, San Juan, Argentina, mmolina@jee.unsj.edu.ar.

Corresponding author: Héctor A. Villarroel-Gutiérrez.

sobretensiones debidas a la conexión de sistemas FV en alimentadores de distribución, *flicker* ocasionado por la variabilidad inherente al recurso primario y desbalance de tensión debido a la conexión de generadores FV monofásicos [19]. Por otro lado, existe una perturbación comúnmente clasificada como evento de PQ, que no es consecuencia de la conexión de FV sino de la operación del SEP y se caracterizan por ser una variación abrupta de la tensión rms. Una caída de tensión se considera hueco cuando la tensión rms se ubica entre 0.1 y 0.9 p.u. para duraciones de 0.5 ciclos a 1 min [20]. Los huecos de tensión (*sags* para EE.UU. y *dips* en Europa) son reducciones en la tensión eficaz de corta duración, causadas por cortocircuitos, sobrecargas y arranque de motores grandes [21-23]. El interés en los *sags* de tensión se debe principalmente a los problemas que causan en varios tipos de equipos [24, 25]. Unidades de velocidad ajustable y equipos de control de procesos y computadoras son notorios por su sensibilidad. Por ejemplo, algunos componentes de los equipos se desconectarán de la red eléctrica cuando la tensión rms caiga por debajo del 90% durante más de uno o dos ciclos (1 ciclo = 20 milisegundos) [26, 27].

Para un número limitado de sistemas de pequeña capacidad, estas características únicas no representan una preocupación para el operador de red [28]. Los sistemas pequeños conectados a la red se ven simplemente como cargas negativas que se suman a otras cargas locales, mientras que la frecuencia y tensión de la red continúan siendo reguladas por la generación convencional a gran escala [29, 30]. Como resultado, tradicionalmente los REDs existentes generalmente no suministraban servicios auxiliares ni proporcionaban capacidades de soporte estático y dinámico de tensión (*Fault Ride Through* - FRT) [31]. La vieja filosofía de control convencional implicaba inyectar potencia a factor de potencia unitario y desconectarse rápidamente en presencia de perturbaciones en la red [32]. Sin embargo, con los REDs preparados para convertirse en una parte no despreciable de la matriz energética, esta sencilla estrategia de control trae consigo nuevos desafíos para los operadores de red [33].

Los operadores de la red de distribución (*Distribution System Operator* - DSO) han reconocido estos desafíos inminentes y respondieron mediante la publicación de códigos de red de alta y media tensión que apuntan directamente a los REDs que utilizan tecnologías como la FV [34]. Entre otros requisitos, estos códigos imponen requerimientos de FRT e inyección de reactivo. Aunque no son tan progresivos como sus códigos homólogos europeos, las empresas de servicios públicos en toda América Latina también han comenzado a instituir sus propios códigos de red. Estos códigos están evolucionando rápidamente a medida que (i) aumentan los niveles de penetración de REDs, (ii) los DSO adquieren experiencia con la integración de FERs, y (iii) las organizaciones técnicas trabajan para formular pautas de interconexión actualizadas, como la próxima versión de IEEE Std. 1547-2018 [35]. En consecuencia, se está produciendo un cambio fundamental en la filosofía de integración de los REDs dentro de la red de distribución. Este cambio conducirá a nuevos códigos de red que incorporan requisitos estrictos para

FRT e inyección de reactivo.

El presente artículo se centra en el estudio de los reglamentos técnicos relativos a la conexión de grandes parques FV al sistema de media y alta tensión, abarcando solo la regulación de la potencia reactiva y el comportamiento del generador FV durante perturbaciones en la red con el objetivo de identificar las deficiencias de la reglamentaciones vigentes y proponer mejoras significativas en la materia. Para ello en la siguiente sección se describirán los aspectos fundamentales del concepto de soporte estático y dinámico de tensión ante fallas en el sistema. Asimismo, en la sección III se realizará un análisis comparativo de diferentes códigos de red implementados en Latinoamérica, seguido por la sección IV, la cual analizará críticamente partes del desarrollo de la normativa actualmente aplicada. Finalmente, se presentan las conclusiones del trabajo de investigación.

II. REQUISITOS TÉCNICOS DE CÓDIGOS DE RED

Los códigos de red no son temas nuevos para las instalaciones del SEP; los primeros aparecieron hace algo más de 18 años. Estos códigos de red difieren de un país a otro según las características y la regulación del sistema nacional de energía. En primer lugar, los códigos de red se aplicaron al sistema de transmisión como un conjunto de especificaciones de operación y pautas técnicas para la central eléctrica tradicional integrada al SEP [36]. Posteriormente, los códigos de red se modificaron y mejoraron en función de los cambios continuos y nuevos requisitos técnicos, como FRT, inyección de corriente reactiva y restauración de potencia activa. Los mismos se exigen desde hace algún tiempo a los DSO para la integración de grandes centrales eólicas y FV en países como México, Brasil, Chile, Argentina, Panamá, entre otros [37-40].

La inclusión de FRT y otros requisitos a los códigos de red adaptados a la penetración de sistemas FV en el SEP es un tema relativamente nuevo. En el pasado, las plantas FV conectadas a la red de distribución no podían realizar ninguna acción durante las perturbaciones y debían desconectarse directamente en caso de fallas en el SEP detectadas en el punto de acoplamiento común (*Point of Common Coupling* - PCC). Recientemente, con el aumento significativo del tamaño de parques FV, se comenzó a exigir que estas unidades funcionen en condiciones normales y anormales. En este sentido, Alemania y España, como líderes en instalación de tecnología FV, han sido los pioneros a nivel mundial en implementar estos nuevos requisitos en sus códigos de red [41, 42].

A. Requerimientos de Operación Normal

En las redes de MT, el soporte de la red en condiciones estáticas implica la estabilidad de tensión del sistema durante el funcionamiento normal del mismo. Esto se realiza en función de los requerimientos del sistema o a pedido del DSO para mantener las variaciones de tensión dentro de límites aceptables. Por otro lado, las plantas FV deben poder suministrar potencia reactiva a la red en cualquier punto de operación para lograr un factor de potencia de 0.95 inductivo/capacitivo [43], para apoyar la estabilidad de tensión

de la red en condiciones normales de operación. La potencia reactiva debe suministrarse sólo durante la operación de alimentación, lo que significa que no hay necesidad de suministrar potencia reactiva durante horas sin sol. El tipo de ajuste para el control de reactivo puede ser determinado por el DSO a través de cada uno de los cuatro métodos de soporte de la potencia reactiva en sistemas de MT [44]; es decir:

- Factor de potencia fijo (FP)
- FP variable dependiendo de la potencia activa entregada, como se describe en la Fig. 1
- Potencia reactiva fija en MVAR
- Una potencia reactiva ajustable dependiendo de la condición de tensión en la red como se describe en la Fig. 2.

En estas gráficas, la pendiente de $Q(V)$ se puede controlar mediante el factor k ($k = \Delta Q / \Delta V$) donde $\Delta Q = \sin(\phi)$ es la potencia reactiva inyectada y $\Delta V = V - V_{Pre}$ (V_{Pre} es la tensión antes de la variación y V es el tensión instantánea durante la variación, respectivamente). Además, como los generadores deben proporcionar potencia reactiva en todos los puntos operativos dentro de un rango de $-0.95 \leq \cos(\phi) \leq 0.95$, como se muestra en la Fig. 1, se observa que el rango de operación se divide según niveles de potencia [45]. Por lo tanto, el rango límite de la potencia reactiva inyectada puede ser $-18.2^\circ \leq \phi \leq 18.2^\circ$ o $-0.31 \leq \sin(\phi) \leq 0.31$. Por ejemplo, si el operador de la red quiere inyectar ΔQ a $\pm 5\%$ de la tensión nominal, el valor del factor k será [46]:

$$k = \frac{\Delta Q}{\Delta V} = \frac{0.31}{0.05} = 6.2 \quad (1)$$

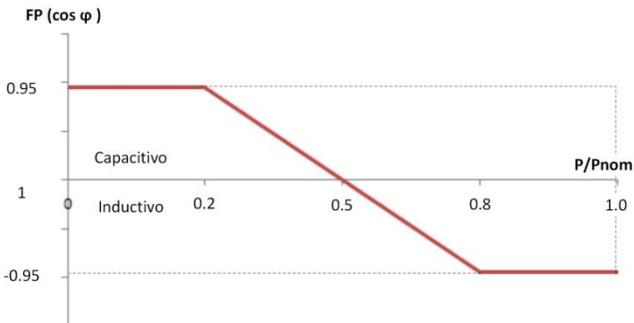


Fig. 1. Característica de FP dependiente de la potencia activa.

La Fig. 2, por su parte, muestra el control de potencia reactiva con respecto a las variaciones de tensión en la red, conocido como $Q(V)$ [47-49]. Esta función de control reactivo $Q(V)$ controla la inyección de potencia reactiva incluso cuando la tensión de red está en el rango de funcionamiento normal (90-110% de la tensión nominal), y la banda muerta se reduce a $\pm 1\%$ de la tensión nominal [50, 51].

Para cumplir con los requerimientos de los códigos de red, los inversores estáticos de los generadores FV suelen ser sobredimensionados, de modo que, en el caso de la máxima generación de potencia (P_{max}), siempre se podrá cumplir con el requerimiento de Q . Un tamaño razonable de sobredimensionamiento para proporcionar soporte de potencia reactiva puede ser el 10% del tamaño del inversor, con $S = 1.1$

P_{max} [52].

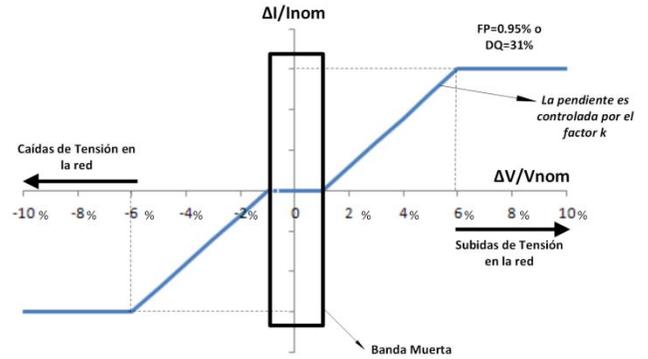


Fig. 2. Curva de Q dependiente de las variaciones de tensión en la red.

B. Requerimientos ante Perturbaciones en la Red Eléctrica

Como se mencionó con anterioridad, el interés en la aplicación de estos nuevos códigos de red surge debido a la creciente penetración de generadores distribuidos (GD), por lo que resulta necesario incluir estas plantas, fundamentalmente sistemas FV, al soporte dinámico de la red [53]. Por soporte dinámico de la red se entiende toda acción tendiente a apoyar la estabilidad y calidad de tensión durante perturbaciones y se refiere a menudo como soporte dinámico de tensión o FRT. Esto implica que cualquier generador, incluyendo los FV, tienen que ser capaces de [54-56]:

- Permanecer conectados durante una falla
- Apoyar a la estabilidad y calidad de tensión inyectando potencia reactiva durante una falla
- Consumir la misma cantidad o inferior de potencia reactiva una vez despejada la falla

La Fig. 3 muestra las curvas límite durante una falla para generadores considerados fuera del grupo de los síncronos. Este tipo de generador no convencional deberá permanecer conectado a la red durante un hueco de tensión, inclusive si este alcanza el 0% de su valor nominal con una determinada duración t_1 (interrupción corta). Asimismo, permite soportar niveles de sub-tensión indefinidamente al valor V_3 (suele ser 90% de la nominal).

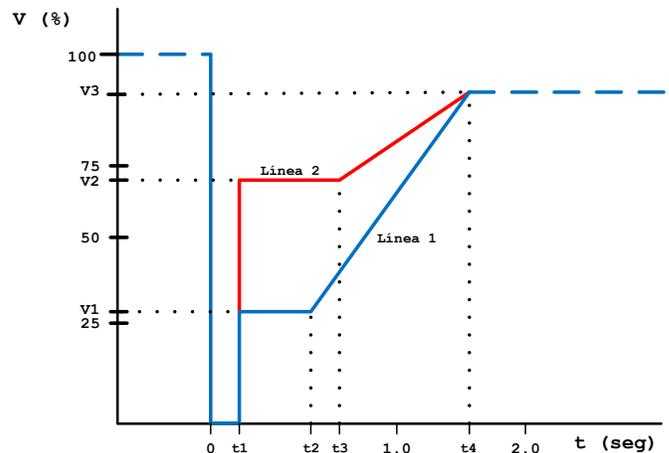


Fig. 3. Curvas límites de tensión en el PCC para un generador no síncrono durante una falla en la red.

Además, el generador no debe desconectarse ante cualquier hueco de tensión que, sin caer a tensión 0%, permanezca por encima de la línea 1. Sin embargo, ante huecos cuya tensión mínima esté por debajo de la línea 1, el GD se desconectará. Para cualquier voltaje que quede por encima de la Línea 2, el GD deberá inyectar una corriente reactiva capacitiva (+Q), según el esquema de soporte de tensión dinámica que se describirá a continuación. Entonces, si la tensión del PCC permanece en la zona comprendida entre las líneas 1 y 2, no se requiere la inyección de corriente reactiva, pero los sistemas deben permanecer conectados.

Por su parte, el esquema de soporte dinámico de tensión que se implementará durante las condiciones de falla se muestra en la Fig. 4. La línea recta negra que se observa en la gráfica representa la corriente nominal del GD (el valor corresponderá al contratado con el DSO). La tensión V_n corresponde la tensión de secuencia positiva nominal en el PCC, ΔI_q es la cantidad relativa de corriente reactiva capacitiva (+Q) o inductiva (-Q) inyectada por el GD durante el evento, y ΔV_f es el cambio relativo en la tensión del PCC durante la falla. Los parámetros ΔI_q y ΔV_f se definen como:

$$\Delta I_q = I_q - I_{q0} \quad (2)$$

$$\Delta V_f = V_f - V_n \quad (3)$$

donde I_q es la corriente reactiva del GD inyectada durante la falla, I_{q0} es la corriente reactiva de salida del mismo justo antes de la falla, y V_f es la tensión de secuencia positiva en el PCC durante una falla.

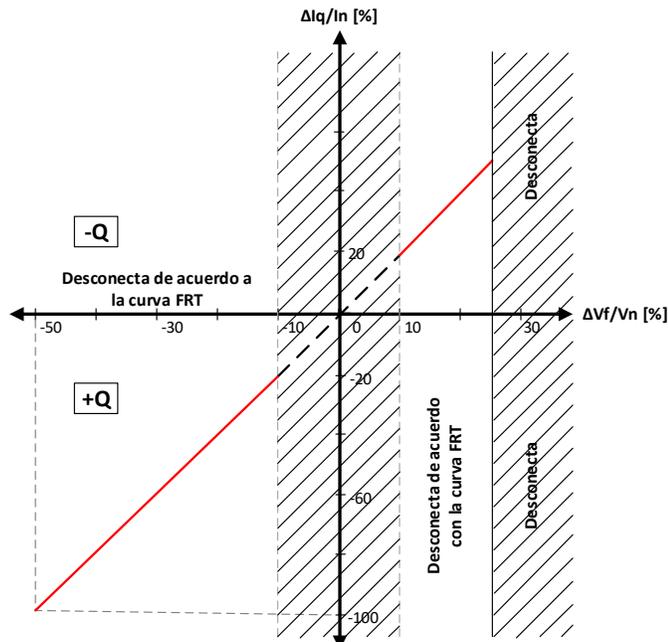


Fig. 4. Principio de soporte de tensión para una falla en la red.

Para el caso de fallas simétricas, el generador debe soportar la tensión de la red por medio de la inyección de corriente reactiva adicional. En la Fig. 4, se puede observar una banda

muerta de tensión de $\pm 10\%$ la cual desactiva cualquier inyección de corriente reactiva. Ante cualquier tensión en el PCC que se detecte fuera de esta banda muerta, el sistema de control deberá aplicar el soporte dinámico de tensión dentro de un ciclo (20 ms). En caso de una caída de tensión severa o de una subida abrupta de tensión (*swell*), el GD debe ser capaz de suministrar una $|I_q|$ cuyo rango de variación sea de 0 al 100% de I_n . Cuando la tensión del PCC vuelve a la región dentro de la banda muerta, la inyección de corriente reactiva debe continuar durante 500 ms adicionales según la curva de la Fig. 4 para contribuir de manera más efectiva a la recuperación de la tensión. Por otro lado, para el caso de fallas asimétricas, la corriente reactiva suministrada por el GD no debe exceder valores que causen tensiones superiores a $1.1 V_n$ en las fases no falladas.

Las variables de corriente, tensión y tiempo de las Figs. 3 y 4 sugieren parámetros que deberán tomar diferentes valores a discreción de los operadores de red según las características del SEP. Por lo tanto, estas curvas deben usarse como una guía teniendo en cuenta el ojo experto del operador respecto de su red [57].

III. ESTUDIO COMPARATIVO DE CÓDIGOS DE RED

La Fig. 5 presenta en el mismo gráfico todos los requerimientos de FRT implementados en países latinoamericanos para generadores FV vinculados a la red eléctrica de media/alta tensión. Por su parte, la Tabla I resume las principales características de las curvas de la Fig. 5. Los requisitos dependen de las características específicas de cada SEP y de las protecciones empleadas, razones por las cuales existen significativas diferencias entre sí.

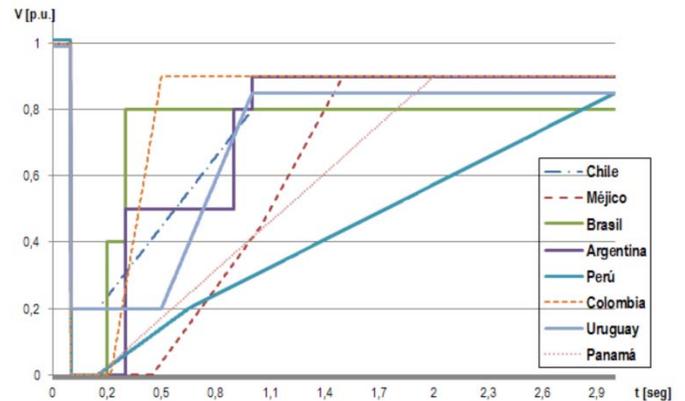


Fig. 5. Esquemas FRT implementados en países latinoamericanos.

Más exigentes resultaron ser los requerimientos de los códigos de red de Argentina, Brasil, México y Colombia, dado que estipulan que los parques FV deben permanecer conectados durante huecos de tensión hasta el 0% durante un intervalo de tiempo mayor al de los demás países (300, 200, 450 y 220 ms, respectivamente) [58-60]. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que estos requerimientos se aplican al PCC, generalmente en nivel de alta/media tensión, teniendo en cuenta ciertos valores de impedancia típicos para los transformadores elevadores y las líneas de interconexión. Un

cálculo relativamente simple indica que los huecos de tensión correspondientes a niveles más bajos, cerca de los terminales FV, probablemente sean algo superiores al 15% para el mismo caso [61], facilitando así el cumplimiento de los requisitos de FRT.

Según el repaso de las normativas nacionales realizado, se ha podido verificar que las especificaciones pueden variar según el nivel de tensión o la potencia del parque FV. Por ejemplo, los parques FV conectados en la red argentina a niveles de tensión por debajo de 33 kV deben soportar caídas de tensión más severas que los conectados a niveles de tensión superiores (500 y 132 kV), en términos de magnitud y duración de la caída [62]. Además, se pueden observar características similares en la regulación colombiana en cuanto a los parques FV vinculados por debajo y por encima de 200 kV [63, 64].

Los requerimientos del código de red de Uruguay son menos rigurosos que los de Argentina o Colombia, pues requieren que el generador FV resista la perturbación con una caída de tensión del 20% en 500 ms, seguido del restablecimiento de la tensión al 85% durante el segundo posterior a la falla [65-69]. El código de red de México exige más a los parques FV puesto que tiene que aumentar la tensión al 90% después de caer a cero durante 450 ms [70-72]. La Tabla I muestra, además, los requerimientos de FRT utilizados en Chile, Perú y Panamá con respecto a la penetración de generadores FV en distintos niveles de transmisión y/o distribución [73-76].

TABLA I
CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE CURVAS FRT PARA
DISTINTOS CÓDIGOS DE RED

| Código de Red | Duración de la falla [ms] | Duración de la falla [ciclos] | Tensión mínima (% de V_{nom}) | Tensión de restauración [s] |
|---------------------|---------------------------|-------------------------------|----------------------------------|-----------------------------|
| Argentina (500 kV) | 120 | 6 | 0 | 1 |
| Argentina (132 kV) | 150 | 7.5 | 0 | 1 |
| Argentina (33 kV) | 300 | 15 | 0 | 1 |
| Brasil | 200 | 10 | 0 | 0.3 |
| Chile | 140 | 7 | 20 | 1 |
| Colombia (> 200 kV) | 120 | 6 | 0 | 0.5 |
| Colombia (< 200 kV) | 220 | 11 | 0 | 0.5 |
| México | 450 | 22.5 | 0 | 1.5 |
| Panamá | 150 | 7.5 | 0 | 2 |
| Perú | 150 | 7.5 | 0 | 3 |
| Uruguay | 500 | 25 | 20 | 1 |

Particularmente, los requerimientos menos estrictos del código de red chileno pueden atribuirse a la ubicación física del sistema, al nivel de mallado y su fuerte interconexión a sistemas eléctricos limítrofes [77]. A priori, podemos contrastar el caso chileno con el mexicano; este último se

encuentra aun débilmente interconectado en relación con el volumen de su matriz energética [78, 79]. Por lo tanto, para casos similares al mexicano puede presentarse la necesidad de restablecer niveles de potencia activa y reactiva semejantes a los valores previos a la falla, con el fin de salvaguardar la estabilidad y PQ del sistema [80].

Puede observarse que solo dos de los países considerados en este estudio hacen una diferenciación en los esquemas FRT según el nivel de tensión al cual se conectan los generadores FV (Argentina y Colombia). En la Tabla II se presenta un resumen de los niveles de tensión nominal para transmisión y subtransmisión en los SEPs de diferentes países.

TABLA II
NIVELES DE TENSIÓN NOMINAL DE OPERACIÓN PARA PAISES
DE LATINAMÉRICA

| País | Tensiones de operación permitidas |
|-----------|---|
| Argentina | 500, 345, 220, 132, 33 kV y menores |
| Brasil | 765, 525, 345, 230, 110, 36 kV y menores |
| Chile | 500, 380, 220, 154, 110, 66 kV y menores |
| Colombia | 500, 230, 115, 66 kV y menores |
| México | 400, 230, 161, 69, 60 kV y menores |
| Panamá | 230, 161, 138, 115, 69, 46, 34,5 kV y menores |
| Perú | 500, 220, 138, 60, 33 kV y menores |
| Uruguay | 500, 150, 110, 60, 31,5 kV y menores |

Todas estas normativas suponen que el cumplimiento de las exigencias de continuidad de suministro de un generador FV ante huecos de tensión es responsabilidad exclusiva del titular de la instalación, que debe adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para que la misma cumpla con los criterios técnicos establecidos ante huecos de tensión. Por lo tanto, los sistemas FV deben equiparse con funciones de protección de tensión por fase cuyas magnitudes de ajuste puedan adaptarse a las exigencias descritas por cada código de red.

Además, el código de red, puede requerir que el inversor FV suministre corriente reactiva durante la caída la tensión, para soportar el nivel de tensión. Este requerimiento puede hacer un uso completo de las funciones auxiliares de la planta FV, lo que beneficiaría la participación de la central. Por otro lado, bajo condiciones de elevada penetración la potencia reactiva suministrada por las plantas FV podría apoyar efectivamente la tensión, asegurando además de la estabilidad y niveles propios de PQ [81].

El aporte de corriente reactiva durante huecos de tensión, permite el funcionamiento adecuado de las protecciones del SEP, para esto el generador FV deberá inyectar una corriente reactiva mínima durante la falla. Asimismo, para permitir mantener la capacidad de transporte preexistente de las líneas vinculadas al PCC o corredor de vinculación del parque FV con el SEP, el generador deberá poder inyectar corriente reactiva a la red durante el tiempo de despeje de la falla hasta un valor igual a la corriente nominal de su inversor DC/AC. De esta manera, la normativa argentina resalta la importancia del aporte de corriente reactiva desde los generadores FV ante

perturbaciones detectadas en el PCC; sin embargo, no define un esquema que permita al operador del parque establecer una lógica clara para cumplir con este requerimiento.

Además, y como consecuencia de la inyección de corriente reactiva, el generador FV contribuirá a mantener el nivel de tensión en el PCC según lo define la normativa panameña [82]. El DSO de ese país establece que “*la corriente de falla reactiva se calculará (de acuerdo con las normas europeas) en función de la desviación de tensión; esquema básico idéntico a la Fig.4, con $K = 2$ (ver apartado B.1.3 de la norma citada). La corriente indicada allí representa un incremento de corriente que tiene que ser añadida a la corriente de pre-falla. Se establece el valor de $-\Delta U_{min}$ en 0.9 y la $-\Delta U_{max}$ en 1.1*”.

Algunos países en cambio, optaron por implementar requerimientos muy similares a normativas europeas solo que con algunas adaptaciones apropiadas para sus SEPs. Este es el caso de Chile, que definió un esquema de inyección de corriente reactiva idéntico al propuesto por el código de red alemán (ver Fig. 6):

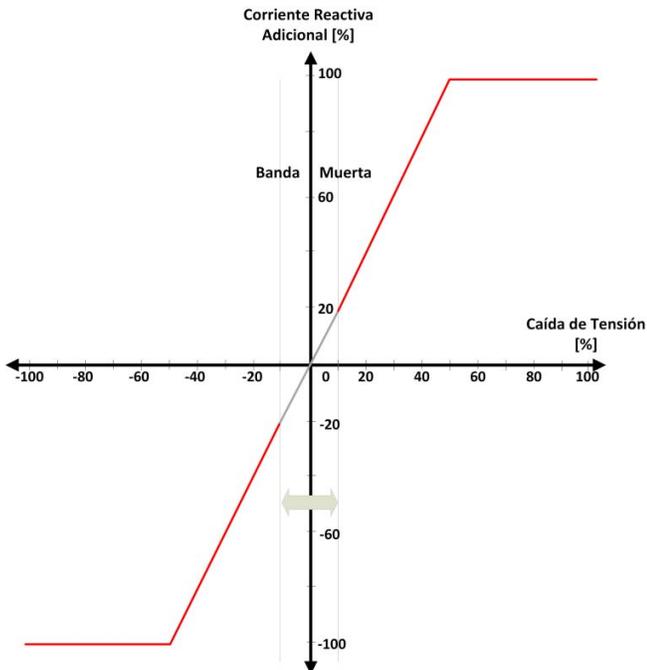


Fig. 6. Requerimientos de soporte de corriente reactiva (normativa chilena).

El soporte de potencia reactiva, determina que la inyección/absorción de corriente reactiva se ejecutará de acuerdo a la siguiente relación:

$$\text{Si } du_{ac} \leq -50[\%] \rightarrow i_{reactiva} = -100 * i_{reactiva \text{ máx}}[\%]$$

$$\text{Si } -50[\%] \leq du_{ac} \leq 50[\%] \rightarrow i_{reactiva} = m * du_{ac}$$

$$\text{Si } du_{ac} \geq 50[\%] \rightarrow i_{reactiva} = 100 * i_{reactiva \text{ máx}}[\%]$$

dónde:

du_{ac} : caída de tensión por unidad.

$i_{reactiva}$: corriente reactiva adicional por unidad.

m : pendiente, con valor igual a 2 por unidad en este caso.

Hasta aquí se han descrito distintos esquemas de inyección

de corriente reactiva, analizándolos en orden creciente respecto de lo que se podría considerar precisión técnica. Por esta sencilla razón es que a continuación, y para finalizar esta sección, se analizará el esquema de inyección de corriente reactiva incorporado en la normativa del Perú [83-86]. Allí se establece que el aporte de corriente reactiva por parte de la central en el PCC, durante un hueco de tensión, debe ser ajustado por un sistema de control automático de tensión similar al regulador de tensión de los generadores convencionales cumpliendo los siguientes requisitos [87, 88]:

- El control debe iniciar su funcionamiento en el momento en que la tensión eficaz en el punto de conexión se reduce por debajo de 0.85 p.u., como se muestra en la Fig. 7, que presenta la curva de corriente reactiva admisible frente al perfil del hueco de tensión en valores por unidad, en el PCC.

- La corriente reactiva debe estar siempre en la zona gris de la Fig. 7 y la velocidad de respuesta del controlador debe ser tal que se alcance al menos el 90% de la corriente nominal antes de transcurridos 150 ms desde la detección de la falla.

- La inyección de corriente reactiva deberá responder a una pendiente de corriente reactiva/tensión predeterminada según la rampa indicada en la Fig. 7.

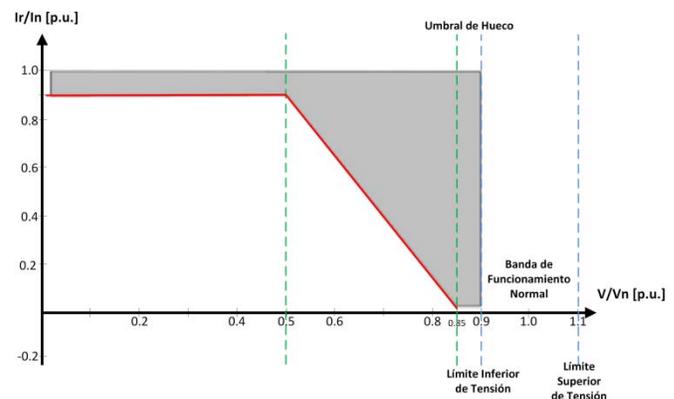


Fig. 7. Curva de intensidad reactiva I_r – tensión en el PCC.

Vale aclarar que la maximización de corriente reactiva deberá continuar al menos hasta que la recuperación de la tensión alcance niveles de operación en régimen normal [89].

IV. ANÁLISIS CRÍTICO SOBRE EL DESARROLLO DE CÓDIGOS DE RED

El estudio de códigos de red proporcionado en la Sección III revela que los requerimientos impuestos a los generadores FV difieren considerablemente de un país a otro, lo que inevitablemente abre la discusión sobre la necesidad de armonizar las disposiciones de códigos de red. Hasta cierto punto, las diferencias son razonables e inevitables, ya que los requisitos están directamente relacionados con las características técnicas y operativas particulares de cada SEP.

Por otro lado, la evidente diversidad en los requerimientos FRT existentes representa para los fabricantes de inversores de generadores FV un factor de incertidumbre. La industria FV se enfrenta constantemente al desafío de adaptar el diseño de

estos convertidores a los últimos requerimientos de los operadores de red y se esfuerza en desarrollar generadores adecuados para mercados específicos. Las dificultades de los fabricantes comienzan con la interpretación del significado subyacente de las diversas normativas nacionales, la gestión de las diferencias en los formatos de códigos de red y sus respectivos esquemas FRT, la comprensión de las particularidades topológicas de cada SEP y luego el desarrollo de hardware y software que brinden soluciones para los requerimientos específicos de cada país.

Otro punto potencial de disputa entre los DSOs y la industria FV es el alcance y el rigor de los requerimientos. La industria solar entiende que los requerimientos exigidos a los generadores FV en algunos casos superan a los de las centrales eléctricas convencionales, mientras que el tiempo otorgado para satisfacerlos ha sido mínimo. Además, desde este sector argumentan que la demanda de prestación de servicios auxiliares de los parques FV supera las necesidades reales de los sistemas actuales. Por otro lado, los DSO, afirman que los niveles de penetración de la energía FV en varios sistemas son lo suficientemente altos como para exigir un tratamiento similar al de los generadores convencionales. Asimismo, si ciertas disposiciones de los códigos de red estuvieran adelantadas a las necesidades actuales, la remodelación de los generadores FV instalados para cumplir con futuros requerimientos podría no ser posible y, por lo tanto, es necesario que sean aplicadas desde ya. Una clave para distender cualquier nudo conflictivo entre las partes sería establecer una justa remuneración a los nuevos servicios auxiliares que brinden los generadores FV como consecuencia del cumplimiento con los códigos de red actualizados.

Sea cual fuere el caso, existen ciertos problemas y principios que deben tenerse en cuenta para el desarrollo y/o modificación de los códigos de red. Los requisitos impuestos deben reflejar un equilibrio óptimo entre costo y eficiencia técnico. También se necesita un período de tiempo razonable para su desarrollo, que permita planificar cada requisito de red con anticipación.

Ante la potencialidad en el fortalecimiento de vínculos eléctricos que amplíen los volúmenes de energía importada/exportada entre países de Latinoamérica, se deberá prestar la debida atención a las redes regionales que interconecten grandes sistemas (Chile, Argentina y Brasil, p.e.) [90-92]. En tales casos, alguno de estos SEPs vecinos pueden experimentar eventos importantes (p.e., fallas) y, por lo tanto, las disposiciones de los códigos de red deberían garantizar una respuesta global coordinada para el sistema interconectado [93]. Obviamente, la colaboración entre los operadores nacionales será crítica para lograr este fin [94, 95].

Los códigos de red de media tensión en Latinoamérica evolucionan más lentamente que sus semejantes europeos. A modo de ejemplo, en la actualidad, muchos países no incluyen requerimientos estrictos de FRT o servicios auxiliares avanzados. De hecho, los esquemas analizados en la sección III son los únicos implementados hasta ahora. En los países que aún no cuentan con estas normativas los sistemas FV simplemente se desconectan dentro de un tiempo pre-

establecido una vez que la tensión del PCC se desvía de un cierto rango. Esta falta de capacidad de FRT se tomó directamente de las recomendaciones del IEEE Std. 1547-2003. Sin embargo, la versión actualizada en el año 2018 de esta norma internacional [35] establece que todo GD debe brindar soporte estático y dinámico de tensión de manera semejante a lo desarrollado en la sección II del presente artículo. Hasta hace pocos meses atrás, países como Argentina no contaban con un código de red que exigiera la aplicación de esquemas FRT y de soporte dinámico de tensión para GD, a pesar de tener una fuerte política de incentivos para inversiones en REDs desde hace cuatro años. La Tabla III intenta resumir las características fundamentales consideradas y por incluir aún de los distintos códigos de red analizados.

TABLA III
RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS INVOLUCRADAS EN CADA
CÓDIGO DE RED

| Código de Red | Control de Tensión | | | Diferencia Nivel de Tensión |
|---------------|--------------------|----------|----------------|-----------------------------|
| | Estático | Dinámico | Inyección de Q | |
| Argentina | ✓ | ✓ | ✗ | ✓ |
| Brasil | ✓ | ✓ | ✗ | ✗ |
| Chile | ✓ | ✓ | ✓ | ✗ |
| Colombia | ✓ | ✓ | ✗ | ✓ |
| Méjico | ✓ | ✓ | ✗ | ✗ |
| Panamá | ✓ | ✓ | ✓ | ✗ |
| Perú | ✓ | ✓ | ✓ | ✗ |
| Uruguay | ✓ | ✓ | ✗ | ✗ |

Finalmente, y luego de analizar la Tabla III, resulta llamativo ver que en varios de estos códigos de red el esquema de inyección reactiva para generadores FV no es del todo preciso o directamente carecen de requerimientos operativos. Por ejemplo, la normativa argentina (vigente desde Diciembre de 2017) en su apartado 7 “*Aporte de Corriente del PFV Durante Fallas en la Red*”, no especifica la forma en que debe ser inyectada esa corriente reactiva ante un hueco de tensión [96]. Lo único que se menciona es que el PFV “*deberá inyectar corriente reactiva a la red durante el tiempo de despeje de la falla hasta un valor igual a la corriente nominal de los inversores DC/AC*”. Algo similar sucede en países como Brasil, México y Uruguay [97-99]. Sin embargo, la reglamentación peruana vigente desde 2013 en su apartado 6.2 detalla el método de inyección de corriente durante huecos mediante la implementación de una “*Curva de intensidad reactiva*” [100]. Esta es una de las pocas normativas que no dejan lugar a dudas en cuanto al modo de operar la inyección de reactivo ante la ocurrencia de un hueco de tensión. Por su parte, la norma de calidad de suministro chilena establece una curva de soporte de corriente reactiva idéntica a la implementada desde 2011 en los códigos de red alemanes, y es muy semejante a la curva genérica descrita en Fig. 4 de la

sección II [101]. Finalmente, en Panamá los códigos de red implementan una curva de inyección de corriente reactiva de falla según consta en el apartado B.1.2 titulado “Soporte de corriente reactiva durante fallas en el SIN” [82].

V. CONCLUSIONES

Los niveles de potencia predominante de fuentes de energías renovables, particularmente FV, inyectada en las redes eléctricas modernas traen aparejada una serie de cambios técnicos fundamentales. Entre ellos, la calidad de suministro es una de las preocupaciones principales. Los huecos e interrupciones de tensión suelen ser las que más afectan a los usuarios. Por esta razón, la necesidad en la implementación de esquemas de soporte dinámico de tensión (FRT) e inyección de corriente reactiva ha sido probada y es evidenciable desde la experticia de los operadores de SEPs. Sin embargo, en Latinoamérica la situación técnica del desarrollo y aplicación de estos códigos es aún incipiente y presenta diversos puntos por mejorar.

En el presente trabajo se describieron las principales características técnico/conceptuales para la implementación de esquemas de soporte dinámico de tensión con inyección de reactivo. Asimismo, se analizaron las semejanzas y diferencias de los distintos códigos de red implementados en países Latinoamericanos. Este análisis sirvió para lograr identificar los puntos más urgentes a mejorar en vistas a lograr un desempeño adecuado de los generadores FV que permita asegurar un suministro eléctrico de calidad.

REFERENCIAS

- [1] G. J. Kish, P. W. Lehn, “Microgrid design considerations for next generation grid codes”. En *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6343938>.
- [2] R. Rojas, M. Fernandez, R. Orellana, “El desafío de las energías renovables para su inserción a mayor escala en el mercado eléctrico boliviano”. *Revista Latinoamericana de Desarrollo Económico*, vol. 2, no 15, p. 167-181, 2011.
- [3] J. C. Gomez, J.C. Amatti, “Interacción Generación Distribuida – Calidad de Potencia, específicamente referida a Huecos de Tensión”- JRCEE 2006, Montevideo, 2006.
- [4] Y. Pal, A. Swarup, B. Singh, “A review of compensating type custom power devices for power quality improvement”. *Power System Technology and IEEE Power India Conference*, 2008. Joint International Conference on. IEEE, 2008, p. 1-8.
- [5] M. Bollen, et al. “Power quality concerns in implementing smart distribution-grid applications”. *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no 1, p. 391-399, 2017.
- [6] E. Barragán, “Análisis, especificación y desarrollo de procedimientos de operación para la gestión de la energía eólica en el Ecuador”. Tesis M.S. *No Publicada*. Universidad de Cuenca. 2012.
- [7] P. Zhongmei, H. Tonghui, W. Yuqing, “Voltage sags/swells subsequent to islanding transition of PV-battery microgrids”. En *Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*, IEEE 11th Conference on. IEEE, 2016, p. 2317-2321.
- [8] R. H. Lasseter and P. Piagi. “MicroGrid: a conceptual solution”, *Power Electronics Specialists Conference*, IEEE 35th Annual, Germany, 2004, p. 4285-4290.
- [9] Anexo II - CONVENIO DE USO (Para Generadores Eólicos conectados a la red de UTE en Alta Tensión), Normativas de UTE, 2011.
- [10] A. Prasai, D. Divan, “Zero-energy sag correctors—Optimizing dynamic voltage restorers for industrial applications”. *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 44, no 6, p. 1777-1784, 2008.
- [11] R. Foster, et al. “Extendiendo el uso de la generación eléctrica usando tecnologías energéticas solares y eólicas en las Américas”. *Séptimo Seminario Nacional de Energía Solar y Eólica (SENESE VII)*, p. 1-6, 1992.
- [12] A. Levy, F. Anaya, A. Vieira de Carvalho. “Sol, viento, fuego y agua: El futuro de las energías renovables no convencionales en Centroamérica”. Banco Interamericano de Desarrollo. Tech. Rep. TR-0200 (4230-46)-3. 2017.
- [13] G. S. Islam, et al. “Low voltage ride through capability enhancement of grid connected large scale photovoltaic system”. En *IECON 2011-37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, p. 884-889, 2011.
- [14] Finance, Bloomberg New Energy. November 2017 emissions data. Personal correspondence, vol. 24, 2018.
- [15] F. Estrada, I. Canete, H. Rudnick. “Interconexión Eléctrica Regional”. *IEEE 3372 – Mercados Eléctricos*, Pontificia Universidad Católica de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2012.
- [16] US Energy Information Administration. Annual energy outlook 2018 with projections to 2050. 2018. Available in: [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383\(2017\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383(2017).pdf)
- [17] M. Urquiza. “Guía para invertir en Energías Renovables en Colombia, Ecuador y Perú”. Tesis de Maestría. Universidad de Zaragoza, España, 2010.
- [18] J. Smith, et al. “Power quality aspects of solar power—results from CIGRE JWG C4/C6. 29. CIREED”, *Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no 1, p. 809-813, 2017.
- [19] E. Babaei, M. Kangarlu, M. Sabahi. “Mitigation of voltage disturbances using dynamic voltage restorer based on direct converters”. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no 4, p. 2676-2683, 2010.
- [20] IEEE Guide for Voltage Sags Indices, IEEE Standards 1564, 2014.
- [21] Electromagnetic Compatibility (EMC): Testing and Measurement Techniques-Voltage Dips, Short Interruptions and Voltage Variations Immunity Tests, IEC Standard 61000-4-11, Mar. 2004.
- [22] M. McGranaghan, D. Mueller, and M. Samotyj, “Voltage sags in industrial systems”, *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 29, no. 2, pp. 397–403, Mar./Apr. 1993.
- [23] P. Heine, M. Lehtonen, “Voltage sag distributions caused by power system faults”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.18, no.4, pp.1367-1373, Nov. 2003.
- [24] H. Villarroel-Gutiérrez, M. Molina. “Analysis of voltage sags due to induction motors in distribution systems with high PV penetration”. En *Innovative Smart Grid Technologies Conference-Latin America (ISGT Latin America)*, IEEE PES, p. 1-6, 2017.
- [25] M. Piumetto, J. Targarona. “Characterization of voltage sags and its impact on sensitive loads in a MV system with distributed generation for single-phase fault”. *IEEE Latin America Transactions*, vol. 11, no 1, p. 439-446, 2013.
- [26] H. Villarroel-Gutiérrez, M. Molina. “Incorporation of dynamic voltage support requirements in PV systems to mitigate the effects of voltage sags in distribution networks”. En *Innovative Smart Grid Technologies Conference-Latin America (ISGT Latin America)*, IEEE PES, p. 1-6, 2017.
- [27] A. Bendre, D. Divan, W. Kranz, and W. Brumsickle, “Equipment failures caused by power quality disturbances”, in *Conf. Rec. IEEE IAS Annu. Meeting*, 2004, pp. 482–489.
- [28] F. Katiraei, M. R. Iravani, and P. W. Lehn. “Micro-Grid autonomous operation during and subsequent to islanding process”, *IEEE Trans. On Power Delivery*, vol. 20, pp. 248-257, January 2005.
- [29] S. Subramanian, M. Mishra. “Interphase AC–AC topology for voltage sag supporter”. *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, no 2, p. 514-518, 2010.
- [30] A. Rauf, V. Khadkikar. “An enhanced voltage sag compensation scheme for dynamic voltage restorer”. *IEEE transactions on industrial electronics*, vol. 62, no 5, p. 2683-2692, 2015.
- [31] A. Moreno-Muñoz, J.J.G. de la Rosa, M.A. Lopez, and A.R. Gil de Castro, “Distributed energy resources interconnection: The spanish normative”, in *35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*, IECON, Nov. 3–5, 2009, pp. 408 – 412.
- [32] S. Ziyong, Y. Hang, Y. Gangui, L. Junhui, C. Wei, “PSCAD simulation models for photovoltaic array and MPPT controller”, *Power System Protection and Control*, vol.37, no.19, pp.61-64, Oct. 2009.

- [33] J. C. Gomez, M. M. Morcos, "Coordinating overcurrent protection and voltage sag in distributed generation systems", *IEEE Power Engineering Review*, vol. 22, n° 2, pp. 16-19, 2002.
- [34] J. Boemer, K. Burges, and T. Kumm, "Compliance with technical codes turns into precondition for support and system services bonus for wind power plants in Germany", in *IEEE Bucharest PowerTech*, Jun. 28- Jul., 2009, p. 1 – 8.
- [35] IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces, IEEE Standards 1547, 2018.
- [36] T.N. Preda, K. Uhlen and D. E. Nordgård. "An overview of the present grid codes for integration of distributed generation". *CIREC Workshopp. IEEE*, Paper 20. pp. 1-4.
- [37] H. Figueira, et al. "Brazilian grid-connected photovoltaic inverters standards: A comparison with IEC and IEEE". En *Industrial Electronics (ISIE), IEEE 24th International Symposium on. IEEE*, 2015. p. 1104-1109.
- [38] ABNT, Sistemas fotovoltaicos (FV)–Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição, NBR. 16149, Publicação, vol. 1, 2013.
- [39] R. Zilles. "Energía solar fotovoltaica". *Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Energias Renováveis e Eficiência Energética da Amazônia*, USP-São Paulo, Brazil. Private communication, 2012.
- [40] J. Correa Castrillón, et al. "Efectos sobre el precio de electricidad en Panamá a partir de la integración energética con Colombia". Tesis de Licenciatura. Universidad EAFIT, Bogotá, Colombia, 2012.
- [41] E. Troester. "New German grid codes for connecting PV systems to the medium voltage power grid". *2nd International workshop on concentrating photovoltaic power plants: optical design, production, grid connection*, 2009, pp. 9-10.
- [42] Technical requirements for wind power and photovoltaic installations and any generating facilities whose technology does not consist on a synchronous generator directly connected to the grid. In *O.P. 12.2, Operator of the Spanish Electric System, Restricted to the technical requirements of wind power and photovoltaic facilities* (draft). (Translated in English by: www.aeolica.es). 2008.
- [43] A. Ellis, et al., "Utility-Scale Photovoltaic Procedures and Interconnection Requirements", *Sandia report SAND2012- 2090*, February 2012.
- [44] M. Mirhosseini, V. Agelidis, J. Ravishankar, "Modelling of large-scale grid-connected photovoltaic systems: Static grid support by reactive power control". En *Power Engineering Society Conference and Exposition in Africa (Power Africa), IEEE*, 2012. p. 1-8.
- [45] Technical Requirements for the Connection to and Parallel Operation With Low-Voltage Distribution Networks, VDE-AR-N 4105, 2011.
- [46] Y. Bae, T. Vu, R. Kim, "Implemental control strategy for grid stabilization of grid-connected PV system based on German grid code in symmetrical low-to-medium voltage network". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 28, no 3, p. 619-631, 2013.
- [47] K. Turitsyn, et al. "Options for control of reactive power by distributed photovoltaic generators". *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, no 6, p. 1063-1073, 2011.
- [48] S. Bolognani, S. Zampieri. "A distributed control strategy for reactive power compensation in smart microgrids". *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. 58, no 11, p. 2818-2833, 2013.
- [49] H-G. Yeh, D. Gayme, S. Low. "Adaptive VAR control for distribution circuits with photovoltaic generators". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no 3, p. 1656-1663, 2012.
- [50] L. Hassaine, et al. "Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, p. 796-807, 2014.
- [51] E. Dall'anase, S. Dhople, G. Giannakis. "Optimal dispatch of photovoltaic inverters in residential distribution systems". *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no 2, p. 487-497, 2014.
- [52] A. Marinopoulos, F. Papandrea, M. Reza, S. Norrga, F. Spertino, and R. Napoli, "Grid integration aspects of large solar PV installations: LVRT capability and reactive power/voltage support requirements", in *IEEE Trondheim Power Tech*, pp. 1-8, 2011.
- [53] J. M. Rondina. "Technology Alternative for Enabling Distributed Generation". En *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no 9, p. 4089-4096, 2016.
- [54] J. X. Serrano, G. Escrivá. "Simulation model for energy integration of distributed resources in buildings". En *IEEE Latin America Transactions*, vol. 13, no 1, p. 166-171, 2015.
- [55] M. Samper, D. Flores, A. Vargas. "Investment valuation of energy storage systems in distribution networks considering distributed solar generation". En *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no 4, p. 1774-1779, 2016.
- [56] C. Donadel, J. Fardin, L. Encarnacao. "The Influence of Distributed Generation Units Penetration in the Technical Planning Process of Electrical Distribution Networks". En *IEEE Latin America Transactions*, vol. 15, no 11, p. 2144-2151, 2017.
- [57] C. Schauder, "Impact of FERC 661-A and IEEE 1547 on photovoltaic inverter design". En *Power and Energy Society General Meeting, IEEE*, p. 1-6, 2011.
- [58] L. Bellinaso, L. Michels. "Conversores Fotovoltaicos Multifuncionais–Classificação e Requisitos de Compatibilidade com a Rede e Com as Cargas". In *Rede*, vol. 1, p. S2, 2016.
- [59] W. Ribeiro, et al. "Comparação entre Topologías de Painel Solar Artificial para Teste de Inversores Fotovoltaicos". En *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS*. Rio de Janeiro, Brazil, 2018.
- [60] C. Monstes, et al. "Criterios técnicos para la conexión y operación de los generadores eólicos a gran escala al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia". M.S. Thesis. Universidad Pontificia Bolivariana, Escuela de Ingenierías, Medellín, Colombia. 2017.
- [61] S. Merz, "New generation technologies and gb grid codes: Report on change proposals to the grid codes in England & Wales and in Scotland". SKM, Dec, 2004.
- [62] J. C. Gomez, D. H. Tourn. "Nuevos Criterios de Coordinación de Protecciones empleando energía Específica y su relación con la Calidad de Potencia en sistemas con Generación Distribuida". Proyecto de la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica, Argentina, código PICTO 23580, Buenos Aires, Argentina, 2017.
- [63] S. Parra; J. Orlando. "Comparativo del proceso de Implementación de la energía solar Brasil VS Colombia". Programa Industrial de Visitas Técnicas, Internacional. Universidad Católica de Colombia, Facultad de Ingeniería. 2018.
- [64] D. Muñoz-Hurtado, et al. "Caracterización de impactos mediante simulaciones cuando se tienen puntos de inyección de energía fotovoltaica". PhD Thesis. Facultad de Ingeniería, Pontificia Universidad Javeriana - Cali. 2018.
- [65] J. Gomez-Ramirez, et al. "La energía solar fotovoltaica en Colombia: potenciales, antecedentes y perspectivas". Universidad Santo Tomás de Aquino, Facultad de Ingeniería Mecánica. Bogotá, Colombia, 2017.
- [66] C. Díaz-Urbina, et al. "Análisis del impacto sobre las protecciones eléctricas al instalar sistemas solares fotovoltaicos en una red de distribución con nivel de tensión 13.2 kV". PhD Thesis. Universidad Nacional de Colombia-Sede Manizales. 2015.
- [67] I. Afonso. "Huecos de tensión en redes eléctricas de transmisión y su impacto en la generación eólica". M.S. Thesis. Universidad de la República, Facultad de Ingeniería, Instituto de Ingeniería Eléctrica. Montevideo, Uruguay, Junio, 2012.
- [68] J. Munsch. "Formación intencional de islas en sistemas eléctricos de potencia con generación eólica". M.S. Thesis. Universidad de la República, Facultad de Ingeniería, Instituto de Ingeniería Eléctrica. Montevideo, Uruguay, Agosto, 2014.
- [69] J. Arispe, A. Vasquez. "Wind and PV Farms Integration within Power Systems Using Static and Dynamic Simulations". *IEEE Latin America Transactions*, vol. 16, no 1, p. 148-154, 2018.
- [70] J.A. Aquino-Robles, C. Leonel, C. Fernández. "Comparativa de requisitos para generar energía eléctrica por medio de energías renovables entre empresas y particulares en México". Academia de Mecatrónica de la Unidad Profesional Interdisciplinaria en Ingeniería y Tecnologías Avanzadas. México D.F México. 2015. Unpublished.
- [71] H. Beltrán. "Integrando Energías Renovables en Sistemas de Potencia en Centroamérica". Comisión Reguladora de Energía. D.F., México. Octubre, 2016.
- [72] E. Rdelaley. "Reglamento de la ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética". Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, Secretaría General. D.F., México. 30 de Noviembre de 2012. Disponible en: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/abro_Reg_LAERF TE.pdf

- [73] L. Barrionuevo. "Criterios para determinar el grado de penetración de energía eólica a los sistemas interconectados". M.S. Thesis. Universidad de Buenos Aires, Centro de Estudios de la Actividad Reguladora Energética. 2016.
- [74] N. Calvo-Marín. "Conexión a red de una planta fotovoltaica de 18MW en la Libertad, Perú". Tesis de Licenciatura. Universidad Carlos III de Madrid, Escuela Politécnica Superior, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Madrid, España, 2015.
- [75] E. Quintanilla. "Perú: Soluciones para un mercado eléctrico de alto crecimiento-Promoción de energías renovables... y competitivas". Cuadernos de Energía 48, 7, vol. 16, 2016.
- [76] B. Zánchez, L. Edmundo. "Proceso de Generación de Energía Eléctrica a partir de Energía Solar para uso Industrial Caso: Planta de Secado de Mineral No Metálico-Parte I". M.S. Thesis. Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, Escuela de Postgrado. Arequipa, Perú, 2018.
- [77] C. Soto-Berindoague, "Efectos de requerimientos para centrales fotovoltaicas en la estabilidad de tensión del Sistema Interconectado del Norte Grande". Tesis de Grado. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Santiago de Chile, Chile, 2013.
- [78] Resolución. RES/151/2016. Código de Red, Diario Oficial de la Federación, México, vol. 8, 2016.
- [79] O. Salgado, et al. "Estrategia de Transición para promover el uso de Tecnologías y Combustibles más limpios en el tema de energía solar". Instituto de Energías Renovables, Universidad Nacional Autónoma de México, 2016. Unpublished.
- [80] M. Tsili, S. Papathanassiou, "A review of grid code technical requirements for wind farms". *IET Renewable power generation*, vol. 3, no 3, p. 308, 2009.
- [81] A. Marinopoulos, F. Papandrea, M. Reza, S. Norrga, F. Spertino and R. Napoli, "Grid Integration Aspects of Large Solar PV Installations: LVRT Capability and Reactive Power/Voltage Support Requirements", *Power Tech, IEEE Trondheim, Trondheim, Norway*, June 19-23, pp. 1-8, 2011.
- [82] Códigos de Redes Fotovoltaico. Anexo B: Normas Técnicas, Operativas y de Calidad, Para la Conexión de los Sistemas de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Fotovoltaica al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Panamá. Diciembre, 2017.
- [83] D. Fuentes, "Estudio comparativo de una instalación fotovoltaica de 10MW en condiciones de selva amazónica en Iquitos". M.S. Thesis. Universidad Nacional de Arequipa, Perú. 2015.
- [84] E. Villanueva. "La Concesión Eléctrica para Producir Electricidad en el Perú con Energía Solar Fotovoltaica". *XXII Simposio Peruano de Energía Solar y del Ambiente (XXII SPES)*, Arequipa, Perú, Nov. 2015.
- [85] M. Manrique. "Estrategias para comercializar energía renovables en el mercado eléctrico peruano". En *Perfiles de Ingeniería*, vol. 13, no 13, p. 155-170, 2017.
- [86] E. Quiroz. "Modelo estratégico para viabilizar proyectos de generación de electricidad utilizando Energías Renovables No Convencionales en zonas rurales del Perú, para promover su desarrollo sustentable". PhD Thesis. Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Ingeniería Industrial. Lima, Perú. 2015.
- [87] Ministerio de Energía y Minas, "Capacidad instalada de generación de energía", Com. n° 541. Perú, Jun. 2013.
- [88] Ministerio de Energía y Minas. Dirección general de electricidad, "Código Nacional de Electricidad – Suministro", Com. n° 308. Perú, Ag. 2001.
- [89] B. Zánchez, L. Edmundo. "Proceso de Generación de Energía Eléctrica a partir de Energía Solar para uso Industrial Caso: Planta de Secado de Mineral No Metálico-Parte II". M.S. Thesis. Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, Escuela de Postgrado. Arequipa, Perú, 2018.
- [90] L. López. "Estudio sistémico de la interconexión entre los sistemas eléctricos de Chile y Perú". Tesis de Grado. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Santiago de Chile, Chile, 2017.
- [91] J. Molina, H. Rudnick. "Expansión de la red para la integración de ERNC: ¿Oportunidades para América Latina?". En *Latin American Congress Electricity Generation and Transmission. IX Clagtee*, p. 6-10, 2011.
- [92] E. Gasca. "Transición energética, energías renovables y energía solar de potencia". *Revista Mexicana de Física*, vol. 59, no 2, p. 75-84, 2013.
- [93] A. Stuhldreher, V. Olmos. "Energías renovables en el Uruguay en el contexto del MERCOSUR. ¿Un aporte al desarrollo sustentable?". En *XVII Jornadas de Investigación*, Facultad de Ciencias Sociales – UdelAR, Montevideo, Uruguay, 2018.
- [94] I. Afonso, N. Ydrzejewski, A. Cardozo, M. Vignolo, "Comparación entre la reglamentación de Uruguay y la de otros países de América y Europa acerca de los requerimientos exigidos a un parque generador eólico conectado al sistema eléctrico 1era Parte", *EPIM*, Montevideo, Uruguay, Noviembre 2010.
- [95] I. Afonso, N. Ydrzejewski, A. Cardozo, M. Vignolo, "Comparación entre la reglamentación de Uruguay y la de otros países de América y Europa acerca de los requerimientos exigidos a un parque generador eólico conectado al sistema eléctrico 2da Parte", *EPIM*, Montevideo, Uruguay, Noviembre 2010.
- [96] Procedimiento Técnico N° 4. Anexo J: Parques Solares FV. Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista - CAMMESA (draft). Santa Fe, Argentina. Diciembre 2017.
- [97] R. Zilles. "Avances e desafíos para a energía solar fotovoltaica no Brasil". En *III Workshop Inovação para o Fortalecimento do Setor de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil*. São Paulo. 2013.
- [98] D. Tsukamoto, L. Freitas. "Estudo de impacto da implantação de uma Usina Fotovoltaica na Curva de Carga da UFU e seus Desdobramentos no Contexto da Eficiência Energética". Trabalho de Conclusão de Curso em Desenvolvimento, Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Minas Gerais, 2015. Unpublished.
- [99] J. Almeida-Neto, "Avaliação de conformidade de inversores para micro e mini geração fotovoltaica: a implantação da NBR 16150 e NBR IEC 62116". PhD Thesis. Universidade de São Paulo. 2017.
- [100] Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del SEIN. PR-20: Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN. COES-SINAC. Marzo, 2013.
- [101] E. Troester. "German grid codes for connecting PV systems to the medium voltage power grid and Power Quality Concepts". *Power Tech, IEEE Trondheim, Trondheim, Norway*, June 19-23, pp. 1-8, 2011.



Héctor Alejandro Villarroel-Gutiérrez.

Graduado como Ingeniero Eléctrico (2014) por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Actualmente realiza estudios de Maestría y Doctorado en Ingeniería Eléctrica. Posee experiencia en el análisis y desarrollo de recursos energéticos distribuidos, particularmente energía solar

FV. Actualmente se desenvuelve en el área de calidad de suministro teniendo en cuenta la inserción de generadores renovables en el sistema de distribución. Desarrolla sus tareas de investigación en el Instituto de Energía Eléctrica UNSJ – CONICET.



Marcelo G. Molina es profesor titular de Electrónica de Potencia, Energías Renovables y Redes Eléctricas Inteligentes en la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ) e investigador principal del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), Argentina, donde también ocupa varios cargos académicos y de gestión. Desde

2019 se desempeña como Director del Instituto de Energía Eléctrica (IEE) en la Facultad de Ingeniería, UNSJ-CONICET. El Dr. Molina recibió el título de Ingeniero Electrónico (con distinciones) de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina en 1997 y su Ph.D. (con distinciones) de la misma universidad en 2004. Ha participado en diversos proyectos

nacionales e internacionales y en consultoría de alto nivel en sistemas eléctricos de potencia con agencias gubernamentales y empresas privadas. Ha colaborado con investigadores universitarios y de la industria en Argentina y en el extranjero, supervisando a numerosos investigadores y estudiantes de posgrado. Es autor de un libro en el campo del almacenamiento de energía y es autor/coautor de ocho capítulos de libros en ingeniería eléctrica y más de 200 publicaciones en su campo de especialización. Es miembro de IEEE Power Engineering Society y del IEEE Power Electronics Society, entre otros. Sus actividades de investigación se centran en el modelado, análisis y control de sistemas eléctricos de potencia, electrónica de potencia y accionamientos eléctricos, tecnologías de microrredes y redes inteligentes, generación renovable y la aplicación de almacenamiento de energía conectado a la red.