

Devices and Control Strategies for Voltage Regulation Under Influence of Photovoltaic Distributed Generation. A review

L. León, M. Martínez, L. J. Ontiveros and P. E. Mercado, *Senior Member, IEEE*

Abstract— Photovoltaic Distributed Generation (PV-DG) produces some technical, commercial, and regulatory challenges in distribution systems. The most important technical challenge are the overvoltages produced by a high PV-DG penetration, which modifies the voltage profiles along the network and disturbs the operation of conventional voltage regulation devices. Extensive research has been carried out using various regulation devices under different control schemes to mitigate this impact. This paper presents a review of the literature dedicated to mitigate these overvoltage problems, proposing the classification and definition of regulation devices and control schemes used.

Index Terms—photovoltaic distributed generation, voltage regulation, control schemes, voltage regulation devices, volt/VAR control, centralized control, distributed control, decentralized control, smart inverters.

I. INTRODUCCIÓN

La integración de la generación distribuida fotovoltaica, (PV-DG *Photovoltaic Distributed Generation*) en las redes de distribución, genera desafíos técnicos, comerciales y regulatorios. Los desafíos técnicos más importantes son: las fluctuaciones de tensión, debido a la rápida variación de la irradiancia (nubosidad) y las sobretensiones producidas principalmente por una alta potencia de generación PV-DG frente a una baja demanda. En el estado del arte se han planteado diversas técnicas, métodos, estrategias, etc., para mitigar, sobre todo los problemas de sobretensiones. En estas soluciones se han empleado varios dispositivos de regulación de tensión, mediante diferentes esquemas de control. Se han encontrado artículos que realizan una revisión del estado del arte, agrupando estas soluciones de varias maneras:

En [1] el autor realiza una clasificación de las técnicas empleadas para la mitigación de sobretensiones, las cuales se dividen en: reforzamiento de la red (sustitución de alimentadores por otros de mayor capacidad), el control de los cambiadores de tomas de los transformadores (TAP's) accionados bajo carga (OLTC *On Line Tap Changer*), la gestión de la demanda, la limitación de la potencia activa (en inglés:

APC *Active Power Curtailment*) de la PV-DG, el control de potencia reactiva utilizando los inversores de la PV-DG y compensadores estáticos de distribución (DSTATCOM *Distribution Static Synchronous Compensator*), mediante el control de carga/descarga de almacenadores de energía, y técnicas híbridas que combinan algunas de las anteriores. En [2] se clasifican básicamente de la misma manera que en [1], solamente que en el reforzamiento de la red también se mencionan la sustitución de transformadores por otros de mayor capacidad. En [3] se realiza una clasificación de las técnicas utilizadas para la regulación de tensión bajo alta penetración PV-DG en tres grupos: técnicas basadas en el uso de almacenadores de energía, APC y técnicas basadas en el control de la potencia reactiva mediante inversores PV-DG. Al final, también se mencionan las técnicas de control de OLTC y el reforzamiento de la red. En [4] se realiza una clasificación de acuerdo a las técnicas aplicadas por la empresa distribuidora y por los clientes. Por el lado de la distribuidora, la técnica es el reforzamiento de la red (cambio de conductores, sustitución por transformadores con OLTC). Por el lado de los clientes, se abordan técnicas de APC, gestión de potencia reactiva mediante inversores PV-DG, la gestión de la demanda, el control de almacenadores de energía, y finalmente una combinación de los anteriores. En [5] se hace una clasificación de los esquemas de control para la regulación de tensión. Esta clasificación divide los esquemas en tradicionales y avanzados. En los esquemas tradicionales se mencionan el uso de los OLTC, bancos de condensadores conmutados y SVR. Dentro de los esquemas avanzados están los controles centralizados y descentralizados autónomos/coordinados.

De estas revisiones se observa que las clasificaciones se hacen en función de las técnicas empleadas, las cuales son una combinación entre dispositivos y esquemas de control. Este tipo de clasificación puede generar confusiones, ya que erróneamente se pueden asociar que los dispositivos únicamente funcionarían bajo esos esquemas de control y no con otros. En este trabajo se presenta una novedosa clasificación, que divide claramente entre los dispositivos de regulación y los esquemas de control utilizados. Los dispositivos se han clasificado en dispositivos convencionales, que son aquellos que tienen una tecnología madura, tales como transformadores, SVR y bancos de condensadores; y los dispositivos avanzados se han clasificado en: almacenadores de energía, dispositivos basados en electrónica de potencia, tales como *Custom Power*, inversores inteligentes, *Smart springs* y *Smart impedances*. Los esquemas de control se han clasificado en tradicionales y avanzados. Finalmente, para cada clasificación se exploran conceptos, principios de

L. León, M. Martínez, L. J. Ontiveros and P. E. Mercado are with the Institute of Electric Energy (IEE) from the CONICET and UNSJ., Av. Libertador 1109 Oeste, CPA J5400ARL, San Juan, Argentina, (e-mail: lleon@iee.unsj.edu.ar, mmartinez@iee-unsjconicet.org, lontiveros@iee-unsjconicet.org, pmercado@iee-unsjconicet.org).

funcionamiento y se citan aquellos artículos que se corresponden con la clasificación. En la Fig. 1 se puede ver el esquema general de la clasificación presentada en este artículo. Este artículo está dividido como sigue: en la sección II se hace

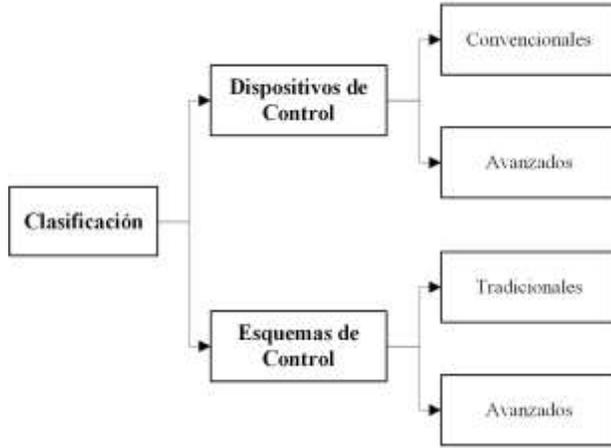


Fig. 1. Clasificación general.

una conceptualización del problema de las sobretensiones debido a una alta penetración PV-DG, identificando las variables eléctricas relacionadas en una red de distribución; en la sección III se realiza una clasificación de los dispositivos utilizados en la regulación de tensión. En la sección IV se muestra la clasificación de los esquemas de control utilizados, en la sección V se realiza una breve discusión y finalmente, en la sección VI se presentan las conclusiones.

II. INCREMENTO DE LA TENSIÓN DEBIDO A LA PV-DG

Considérese la instalación de PV-DG, como se muestra en la Fig. 2, con factor de potencia unitario $PF=1$.

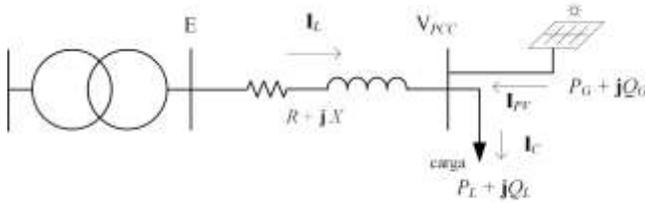


Fig. 2. Alimentador bajo la influencia de la PV-DG.

En este caso la corriente en el alimentador es:

$$\mathbf{I}_L = \mathbf{I}_C - \mathbf{I}_{PV} \quad (1)$$

Siendo:

- \mathbf{I}_{PV} la corriente que inyecta la PV-DG
- \mathbf{I}_L : corriente que circula desde la subestación hacia la carga por el alimentador.
- \mathbf{I}_C : corriente consumida por la carga.

Y la tensión en el punto de conexión es:

$$\mathbf{V}_{PCC} = \mathbf{E} - (\mathbf{I}_C - \mathbf{I}_{PV})(R + jX) \quad (2)$$

Siendo:

- \mathbf{V}_{PCC} : tensión en el nodo de conexión.
- \mathbf{E} : tensión en barra de subestación.

- \mathbf{I}_L : corriente que circula desde la subestación hacia la carga.
- R y X son la resistencia y la reactancia de la línea

Mientras mayor sea la potencia de la PV-DG, mayor será la corriente \mathbf{I}_{PV} , lo que modifica la \mathbf{I}_L .

\mathbf{I}_L se puede expresar en función de la potencia neta $P + jQ$ en el nodo de conexión (ignorando la caída de tensión a través del conductor), entonces (2) será:

$$\mathbf{V}_{PCC} = \mathbf{E} - \frac{PR + QX}{\mathbf{E}} - j \frac{PX - QR}{\mathbf{E}} \quad (3)$$

Siendo $\mathbf{V}_{PCC} = V_{PCC} \angle \delta$ y $\mathbf{E} = E \angle 0^\circ$, descomponiendo en sus componentes reales e imaginarias y considerando que $R \gg X$, $X \approx 0$, en un sistema de distribución, se tiene:

$$V_{PCC} = \frac{E}{\cos \delta} - \frac{PR}{E \cos \delta} \quad (4)$$

$$V_{PCC} = \frac{QR}{E \sin \delta} \quad (5)$$

Considerando las variables eléctricas de (4) y (5), existen esquemas de control que modifican estas variables utilizando diversos dispositivos de regulación, cuyas generalidades y capacidades se exploran en las siguientes secciones.

III. DISPOSITIVOS PARA LA REGULACIÓN DE TENSIÓN

Para mitigar los problemas de tensión frente a una alta penetración de PV-DG se utilizan diversos dispositivos de regulación de tensión. En esta sección se clasifican aquellos dispositivos encontrados en las soluciones analizadas del estado del arte. En la Fig. 3 se muestra la clasificación de los dispositivos analizados en esta sección. Además, se referencian algunos artículos que emplean dichos dispositivos

A. Dispositivos Convencionales

Los dispositivos convencionales, se utilizan en las redes de distribución pasivas y realizan la regulación de tensión en los alimentadores primarios y secundarios. Generalmente son dispositivos de tecnología madura que pueden ser controlados de manera manual o automática. Los dispositivos que más se utilizan son los transformadores, SVR y bancos de condensadores.

1) Transformadores

Un transformador interviene activamente en el control de tensión, ya que presenta una relación de transformación variable, mediante el uso de los (TAPs), que le permiten aumentar o disminuir tensión en el secundario. Los cambios en la relación de transformación se logran con el movimiento mecánico del TAP.

De acuerdo con la operación, los TAPs pueden conmutarse con carga o sin carga. Tradicionalmente se utilizan transformadores con TAPs accionados sin carga en redes de baja tensión (BT); y se utiliza transformadores con TAPs accionados bajo carga, denominados OLTC (*On Line Tap Changer*), en alimentadores de media tensión (MT).

De acuerdo con el tipo de control los cambiadores de TAPs pueden ser controlados de manera manual o automática. Los controles manuales se utilizan en TAPs accionados sin carga, en BT. Al contrario, el control automático se utiliza para el comando de los OLTC utilizado en las subestaciones.

corregir el factor de potencia, mediante la inyección de potencia reactiva capacitiva.

Esta compensación capacitiva reduce el flujo de potencia reactiva hacia la carga, reduciendo así la corriente total que fluye a través del alimentador. Esta reducción de corriente

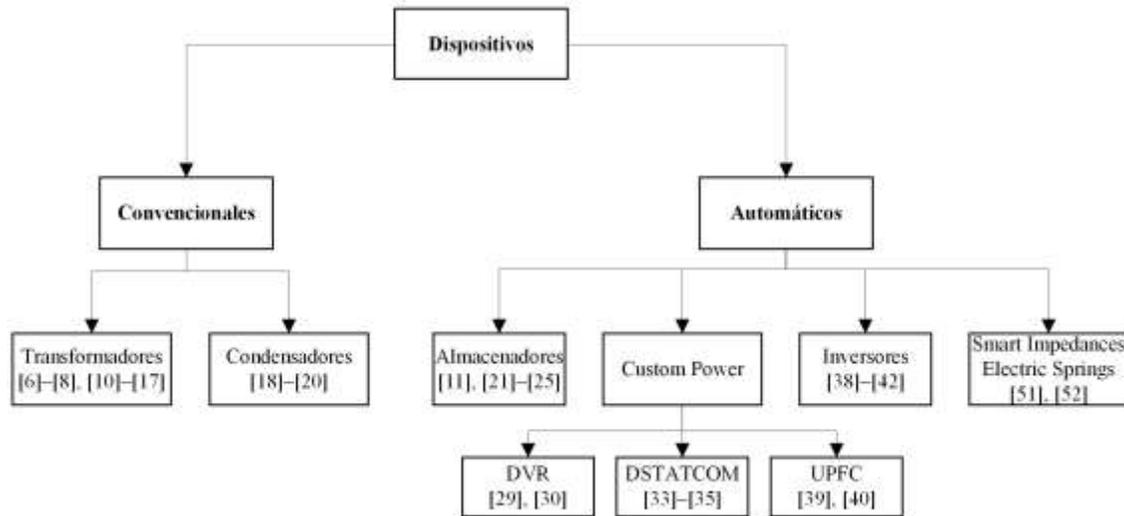


Fig. 3 Clasificación de los dispositivos de regulación de tensión.

De acuerdo con su construcción hay dos tipos de OLTC: mecánicos y electrónicos. El OLTC mecánico tiene tiempos de operación más lentos que los electrónicos ya que requiere tiempos de al menos 20 ciclos de la frecuencia para realizar las mediciones del valor de la tensión RMS (*Root-Mean-Squared*), mientras que los OLTC electrónicos, son capaces de reducir este tiempo a un ciclo, lo que contribuye a una rápida operación para regulación de tensión, sobre todo ante la presencia de la PV-DG. Sin embargo, los OLTC electrónicos necesitan más consideraciones de diseño para su robustez [6]-[8].

2) Reguladores de tensión escalonados SVR

Un SVR (*Step Voltage Regulator*) consta de un autotransformador provisto de un OLTC. El cambio de tensión se obtiene cambiando la posición del OLTC en el devanado en serie del autotransformador y se puede lograr un margen de $\pm 10\%$ de corrección de tensión. La tensión inducida en el devanado serie puede ser aditiva o substractiva con respecto al devanado primario, y se selecciona mediante un conmutador de polaridad.

Los SVR pueden estar ubicados en la subestación o instalados en alimentadores largos, como apoyo a la regulación de tensión principal. El SVR se instala antes del punto donde exista un problema de caída de tensión. Son relativamente lentos, con tiempos de actuación de varios segundos, lo que no supone un problema para la regulación de tensión, donde la carga cambia lentamente durante varios minutos u horas, sin embargo, no es adecuado para aplicaciones donde la tensión varía rápidamente, como en el caso de la PV-DG [9]. Tanto los transformadores como los SVR, se utilizan como parte de soluciones de primera línea antes los problemas relacionados con la penetración de la PV-DG [6]-[8], [10]-[17].

3) Bancos de Condensadores

En los sistemas de distribución se utilizan bancos de condensadores, fijos o conmutados, para elevar la tensión y

reducir la caída de tensión del alimentador y mejora la tensión en el punto de conexión. Los bancos de condensadores, por sí solos, no son una opción adecuada para la regulación de tensión bajo alta penetración de PV-DG, sin embargo, están presentes en varios esquemas de control participando de manera coordinada [18]-[20].

B. Dispositivos Avanzados

Estos dispositivos brindan prestaciones avanzadas para el mejoramiento de la calidad de la energía gracias a la incorporación de la electrónica de potencia y el uso de almacenadores de energía. Poseen ventajas notables frente a los dispositivos tradicionales debido a sus capacidades de control, y regulación, lo que los convierte en dispositivos de uso frecuente en las redes de transmisión. Sin embargo, en las aplicaciones de redes de distribución, su alto costo supone una barrera de entrada para su implementación. Dentro de estos dispositivos se analizarán, los *Customs Powers*, inversores inteligentes y los almacenadores de energía.

1) Almacenadores de Energía

El almacenamiento de energía permite una mejor integración de la PV-DG, ya que mitiga su intermitencia característica. La supresión de subidas/caídas de tensión depende de la capacidad del almacenador y de su velocidad de carga/descarga [21]. Los almacenadores han sido usados principalmente para ser un soporte de energía, cuando los sistemas fotovoltaicos aislados no generan, pero bajo un contexto de PV-DG, son capaces de almacenar el excedente de potencia generada por la PV-DG y luego inyectarlos a la red en periodos de mayor demanda [22]. Los almacenadores se conectan a la red mediante inversores, lo que les permite realizar un control de potencia activa y reactiva, necesario para apoyar en la regulación de tensión [23]. Estas funcionalidades permiten mitigar los problemas debidos a la PV-DG, mediante coordinación con dispositivos convencionales logra eliminar sobretensiones, aliviar el stress

operacional del OLTC, suavizar los picos de demanda y reducir las pérdidas de potencia [11], [24].

Para mitigar los problemas de tensión debidos a la PV-DG, se han planteado varias soluciones que emplean dispositivos de almacenamiento. En estas soluciones, por ejemplo, se utilizan algoritmos de control de la carga y descarga del almacenador. Algunas de estas estrategias están basadas en la medición de la tensión y en la detección de la dirección del flujo de potencia. Cuando el almacenador detecta un flujo inverso o una sobretensión, se inicia el proceso de carga. Por otro lado, cuando hay un incremento del flujo directo (un pico de demanda) el almacenador se descarga. De esta manera, se mitigan las sobretensiones de la PV-DG y a la vez se realiza un aplanamiento de la curva de la demanda (*Peak Shaving*). Además, el algoritmo de control debe gestionar la velocidad de carga y descarga, para evitar que el almacenador se encuentre totalmente cargado cuando se producen las sobretensiones debido al pico de generación PV-DG. Al no poder cargarse el almacenador, ya no es capaz de consumir ese excedente en generación, siendo imposible evitar la sobretensión [25].

2) Dispositivos Custom Power

Se les conoce como *Custom Power* (CP) a aquellos dispositivos que usan electrónica de potencia para mejorar la calidad y confiabilidad de los sistemas de distribución. También los dispositivos incluidos como CP son considerados dispositivos de segunda generación en lo que se refiere al mejoramiento de la calidad de energía. Los dispositivos CP son análogos a los FACTS (*Flexible AC Transmission System*) utilizados en los sistemas de transmisión [26]. A continuación, se muestran algunas aplicaciones utilizando DVR (*Dynamic Voltage Restores*), DSTATCOM (*Distribution Static Synchronous Compensator*) y UPFC (*Unified Power Flow Controller*) para mitigar efectos de alta penetración PV-DG.

a) DVR. Restaurador Dinámico de Tensión

El DVR es un compensador serie, diseñado para proteger cargas críticas o sensibles de huecos de tensión (*Sag*) y sobretensiones temporales (*Swell*) [27].

El DVR está constituido por una fuente de alimentación de corriente continua (DC), un convertidor VSI (*Voltage Source Inverter*), compuesto por transistores IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) o tiristores IGCT (*Integrated Gate-Commutated Thyristor*), y un transformador de inyección que está conectado en serie con la línea de alimentación a la carga. Las fuentes de alimentación de DC que se utilizan son algún tipo de almacenador de energía. Las limitaciones de los DVR tienen que ver con el límite de almacenamiento de energía y de los filtros condensadores [27], [28].

El DVR ante una perturbación, por ejemplo, un hueco de tensión inyecta una corriente alterna (AC) a través del transformador, a partir de la fuente de energía DC mediante el uso de los IGBT. De este modo, la carga sensible recibe una energía extra. Estas funcionalidades hacen que el DVR se pueda utilizar para regular tensión, mejorar las caídas de tensión y reducir los desequilibrios de tensión en alimentadores residenciales de BT, inclusive con presencia de PV-DG [29], [30].

b) DSTATCOM. Compensador Estático de Distribución

El DSTATCOM es un dispositivo conectado en paralelo, utilizado principalmente para proporcionar compensación de potencia reactiva para soporte de tensión. El DSTATCOM consta de un solo VSI y un transformador conectado en paralelo al punto de conexión por donde se inyecta la potencia. La capacidad del DSTATCOM es similar a la del condensador sincrónico o de un SVC (*Static VAR Compesator*) [31], [32].

El DSTATCOM es una solución aceptada para el control de tensión de la red de distribución con alta penetración de la PV-DG, mediante la compensación de la potencia reactiva durante los picos de irradiación solar [33]–[35]. La colocación de un DSTATCOM a lo largo del alimentador de distribución mejora los perfiles de tensión y reduce el desequilibrio de tensión en redes residenciales de BT con distribución desigual de PV-DG monofásica.

c) UPFC. Controlador de Flujo de Potencia Unificado

El UPFC consta de dos convertidores VSI interconectados por un enlace común de DC a un condensador de almacenamiento de DC [36], [37]. Uno de los convertidores está en serie con la línea y se denomina convertidor en serie, mientras que el otro convertidor está en paralelo y se denomina convertidor en derivación. Esta disposición funciona como un convertidor ideal de potencia AC-AC en el que la potencia activa puede fluir libremente en cualquier dirección entre los terminales AC de los dos convertidores, y cada convertidor puede generar o absorber de forma independiente potencia reactiva en su propio terminal de salida de AC [36].

El convertidor serie proporciona la función principal inyectando una tensión de AC con magnitud y ángulo controlable, a través del transformador de inyección en serie. Por otro lado, el convertidor en derivación inyecta o absorbe la potencia activa demandada por el convertidor en serie en el enlace común de DC. El convertidor en derivación también puede generar o absorber potencia reactiva controlable y, por lo tanto, puede proporcionar una compensación reactiva en derivación independiente para la línea [38].

Toda esta configuración le permite al UPFC: regular tensión, compensación en serie, regulación de ángulo de fase y control de flujo de potencia [36]. En un escenario de alta penetración de PV-DG, el UPFC puede regular eficazmente la tensión y trabajar en cooperación con otros dispositivos de regulación para mitigar el desfase de tensión entre las fases, sin embargo, los altos costos hacen prohibitivo el uso de este dispositivo para aplicaciones en redes de distribución [39], [40].

3) Inversores Inteligentes

Un inversor es un dispositivo cuya función principal es transformar potencia de DC en potencia de AC. Para esto el inversor utiliza llaves de estado sólido, IGBT y/o MOSFET (*Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect-Transistor*) y su coordinación, para generar la forma de onda sinusoidal, es mediante Modulación de Ancho de Pulso PWM (*Pulse-Width Modulation*) [41].

Los inversores se utilizan en sistemas fotovoltaicos aislados (no conectados a la red) y en sistemas PV-DG. A estos últimos se les denomina GTI (*Grid Tie Inverter*) y están permanentemente interconectados a la red eléctrica. Durante un período de sobreproducción de la PV-DG, el GTI permite

inyectar el excedente de energía a la red eléctrica y cuando la producción de energía PV-DG es insuficiente, el GTI permite absorber energía de la red.

El término inteligente se aplica a aquellos inversores GTI que tienen la capacidad de ejecutar, además de las funciones antes mencionadas, funciones autónomas y programables de manera local o remota utilizando un canal de comunicación. Los modernos GTI inteligentes (iGTI), de acuerdo con su forma de control, pueden ser controlados por un operador central, trabajar autónomamente o tomar decisiones de acuerdo con variables externas. Por otro lado, los iGTI por su propósito, son capaces de realizar funciones de monitoreo y programación de la operación; y brindan soporte para el control de frecuencia, potencia activa, tensión y factor de potencia [42].

Ante una alta penetración de PV-DG, los iGTI pueden realizar control autónomo de potencia activa y reactiva para realizar regulación de tensión. El control lo realizan mediante funciones autónomas configurables que relacionan dos magnitudes eléctricas, mediante una función lineal a trazos o por partes, la cual puede ser configurada en el iGTI de manera local o remota [42], [43]. Las funciones autónomas se dividen en funciones para el control de la potencia activa y control para la potencia reactiva. La elección correcta de estos parámetros permite una mejor coordinación entre los iGTI, sin producir interferencias entre inversores y con el resto de dispositivos de control, maximizando la generación PV-DG y minimizando pérdidas [44]–[48].

4) *Dispositivos para el mejoramiento de la calidad de la energía*

Dentro de este apartado se incluirán los equipos denominados de tercera generación en lo que se refiere al mejoramiento de la calidad de la energía [49]. Se caracterizan por ser dispositivos multifuncionales, capaces de realizar más de una tarea al mismo tiempo con el mismo hardware. Entre los más destacados se pueden mencionar el *Electric Spring* (ES) y la *Smart Impedance* (SI) [49].

a) *ES. Electric Spring*

Un ES es un dispositivo eléctrico que se puede utilizar para: proporcionar regulación de tensión y amortiguar las oscilaciones eléctricas. En un ES, el desplazamiento del resorte es análogo a la variación de tensión, y la constante del resorte es análoga a la carga almacenada en un condensador. La tensión del ES se puede generar controlando la diferencia de potencial eléctrico a través de un condensador con una fuente de corriente bajo un control de lazo cerrado. Este control hace factible la función de soporte de tensión dinámico del ES [50].

Esta característica lo hace ideal para la regulación de las fluctuaciones de tensión debidos a la intermitencia de la PV-DG. La estructura básica de un ES consta de un inversor de dos niveles y un filtro paso bajo LC. En serie con el ES está una carga que permite altas variaciones de tensión (carga no sensible), por ejemplo: bombillas, calentadores de agua, refrigeradores, etc. Las cargas sensibles que requieren una tensión controlada se conectan en paralelo con el ES.

Cuando el PV-DG inyecta energía en el punto de conexión, afectará la tensión en esta barra. La tensión en el condensador del filtro paso-bajo, es ortogonal a la corriente de carga que fluye a través de la carga no sensible. Cuando esta corriente

adelanta o retrasa a la tensión del condensador funciona como un condensador o inductancia respectivamente. De esta manera los ES pueden inyectar potencia reactiva de manera similar a los compensadores de potencia reactiva tradicionales [51].

b) *SI. Smart Impedance*

La SI, es un dispositivo que tiene como objetivo principal evitar los armónicos mediante filtros de potencia pasivos, activos y filtros de potencia híbridos. Combina un convertidor de potencia, un transformador de acoplamiento y un banco de condensadores y gracias a su estrategia de control, la SI es capaz de realizar, además de su función principal de compensación armónica, la compensación de potencia reactiva, la cual es importante para mitigar problemas de tensión debido a PV-DG

En sistemas eléctricos débiles (baja potencia de cortocircuito y alta impedancia de fuente), la SI evita la distorsión de tensión de la red debido a cargas no lineales; también proporciona funciones de soporte de red como la regulación de tensión, manipulando adecuadamente la dinámica de la potencia reactiva. Estas acciones se realizan con éxito incluso con variaciones de impedancia debido a cambios en la configuración de la red [52].

IV. ESQUEMAS DE CONTROL

En esta sección se presenta una clasificación de los esquemas de control encontrados en el estado del arte y que sirven para lograr la coordinación de los dispositivos de regulación presentados en la Sección III. En la Fig. 4 se presenta un cuadro con la clasificación de los esquemas de control analizados en esta sección y se muestran algunos artículos que emplean esos esquemas para mitigar los problemas de sobretensiones frente a alta penetración de PV-DG

A. *Control Tradicional*

Se denomina control tradicional ya que es utilizado por la mayoría de las redes de distribución para el control de las caídas de tensión, mediante el uso de los dispositivos convencionales, logrando buenos resultados en la regulación de tensión. El control tradicional difiere su capacidad de automatismo según el nivel de tensión. En MT, a nivel de alimentadores, el control tradicional es automático, gracias a la presencia del sistema SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*). A nivel de redes secundarias, en BT, el control básicamente es manual ya que no existe la capacidad de medir o monitorear la red, debido al gran tamaño de las redes. Ante la presencia de la PV-DG, el control tradicional, pierde su efectividad debido a que su objetivo no es el de controlar sobretensiones, por lo tanto, requiere de modificaciones para realizar una buena regulación de tensión como se amplía a continuación:

1) *Control Manual*

El control manual generalmente se usa en BT, y permite la configuración fija del TAP de los transformadores, de acuerdo con la caída de tensión esperada en los periodos de mayor demanda. Ante la falta de monitoreo y control activo de la tensión, el control tradicional actúa en función de auditorías periódicas, reclamos y estudios de planificación:

Los organismos de regulación y control de la calidad del producto técnico realizan auditorías en determinados sectores de la red, considerados sensibles. Estas auditorías permiten al regulador verificar la calidad del producto técnico y a la distribuidora tomar los correctivos (el ajuste de los TAPs de los transformadores de distribución) para mantener la tensión en los valores establecidos.

Otra manera de verificar la tensión es mediante los reclamos de los clientes que se reciben por los canales de gestión comercial. Estos reclamos alertan sobre posibles sobretensiones o subtensiones en las redes secundarias permitiendo a la distribuidora realizar el control manual en el dispositivo convencional correspondiente.

transformador de la subestación, con la diferencia que los cambios afectarán a muchos más clientes, dependiendo del alimentador o alimentadores que sirva el transformador [53].

El reforzamiento de red consiste en determinadas modificaciones constructivas en la red que se efectúan con el objetivo de reducir problemas de congestión, altas caídas de tensión debido al crecimiento de la demanda o la interacción con la PV-DG. Principalmente se realiza la sustitución de conductores por otros de mayor capacidad de conducción de corriente y la sustitución de transformadores por otros con mayor potencia nominal. El efecto de reemplazar conductores con secciones más grandes (impedancias más pequeñas) ayuda a reducir el efecto del aumento/caída de tensión, por lo tanto,

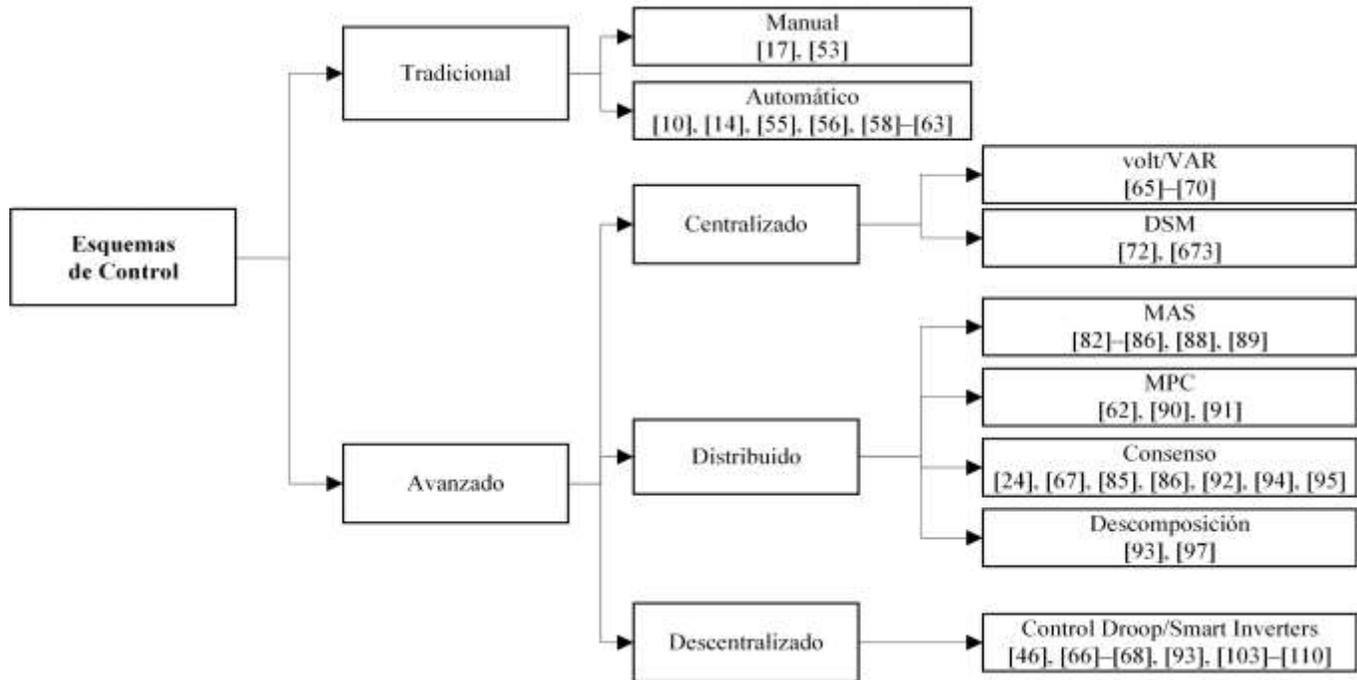


Fig. 4. Clasificación de los Esquemas de control.

Finalmente, se encuentran los estudios de planificación y crecimiento de la demanda. Cada nueva demanda afecta los perfiles de tensión. Previo al alta del servicio eléctrico se requiere la presentación de un estudio de caída de tensión, en el que se demuestra, que la integración de esta nueva demanda no viola los límites de caída de tensión permitida.

Las acciones del control tradicional como se ha visto son el ajuste del TAP de los transformadores o un reforzamiento de la red, los cuales tienen que hacerse con un enfoque diferente debido a la presencia de la PV-DG (sobretensiones esperadas) como se analiza a continuación.

El TAP del transformador de distribución se ajusta para que la tensión se reduzca al punto más bajo posible, es decir, para que todos los clientes suministrados tengan la mínima tensión permitida por las normas. Esta tensión mínima se determina, mediante los datos históricos anuales de la demanda pico, obtenidos, por ejemplo, de medidores inteligentes AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) de todos los clientes conectados al transformador. De esta manera queda un margen de tensión en el umbral superior, disponible para evitar los problemas de sobretensión en los momentos de generación pico de la PV-DG. Esta misma solución se puede aplicar a nivel del

alivia potencialmente cualquier posible problema de tensión. Las secciones transversales más grandes tienen una mejor relación X/R que hará que los métodos de regulación reactiva de tensión sean mucho más efectivos, además que reduce el desequilibrio de tensión [54]. La inversión en mejora de conductores puede no ser la mejor solución económica para problemas de violación de tensión frente a la inversión en transformadores con OLTC [17]. Aunque el mejoramiento de los alimentadores es muy eficaz para reducir la caída de tensión y el desequilibrio, es un enfoque muy caro y de lenta implementación, que normalmente no se justifica debido a las bajas relaciones costo-beneficio [11], [53].

2) Control Automático

El control automático realiza una regulación de tensión en la barra de la subestación y/o una regulación de tensión individual de cada alimentador. Los dispositivos utilizados son los OLTC de transformadores trifásicos o monofásicos (monofásicos en el caso que cada fase presente un desbalance de tensión). En caso de requerir una regulación suplementaria, cuando los alimentadores son muy largos, se pueden utilizar bancos de condensadores conmutados o SVR. El control automático se logra utilizando mediciones y comunicación que permiten el

trabajo coordinado de los transformadores con OLTC, SVR y condensadores.

El método utilizado en las subestaciones para el control de los OLTC se denomina LDC (*Line/Load Drop Compensation*). Estas son técnicas de compensación de la caída de tensión en alimentadores, utilizadas para el control automático de OLTC. *Line Drop Compensation* calcula la caída de tensión en el alimentador, en base a la corriente de línea y los valores de resistencia e inductancia de la línea. Por otro lado, *Load Drop Compensation* permite especificar la cantidad de caída de tensión en la barra en función de la corriente de línea, determinando una relación lineal entre la tensión y la corriente de carga.

El relé denominado AVC (*Automatic Voltage Control*) es el dispositivo encargado de monitorear la tensión en el secundario del transformador y la corriente de línea por el alimentador; así como de realizar la orden de cambio de TAP, según el método LDC configurado. Cuando la tensión no se encuentra dentro de la banda muerta permitida, el relé emite un comando al mecanismo del cambiador de TAPs para alterar su posición [55], [56]. Para evitar conmutaciones en el TAP debido a perturbaciones de tensión de corta duración fuera de la banda muerta, se introduce un tiempo de retardo en el relé AVC [57].

Debido a la presencia de PV-DG en el alimentador, las acciones del relé AVC pueden ser erróneas, ya que el método LDC, calcula la caída de tensión en función de la corriente de línea en el alimentador la cual se ve modificada por los cambios en los flujos de potencia producidos por la PV-DG. La inyección de PV-DG, hace que el relé AVC detecte una menor carga debido a la reducción de la corriente de línea. Por eso, es necesario alterar la configuración del relé AVC mediante diversas técnicas de control [14], [58], [59]. El éxito de estas soluciones depende en gran medida de la mayor cantidad de mediciones obtenidas desde varios puntos del alimentador, ya sea en tiempo real o utilizando herramientas de estimación de estado [60].

Otro efecto no deseado de una mayor penetración PV-DG, es el aumento del número de operaciones de los TAPs (estrés operacional), como consecuencia de la intermitencia del recurso solar. Mediante un control automático, se configuran los parámetros óptimos de TAPs, SVR y PV-DG, logrando el objetivo de reducción de estrés operacional. Dichos parámetros se obtienen al resolver un problema de optimización, cuya función objetivo busca la minimización del número total de operaciones del TAP, durante un periodo de tiempo. El problema está sujeto a las restricciones de balance nodal, límites de tensión, entre otras [10].

En BT, los transformadores no disponen de ningún automatismo, sin embargo, para mitigar las sobretensiones por la PV-DG, se pueden sustituir por transformadores con OLTC. Estos OLTC requieren un control automático que permite configurar sus ajustes. Este control automático puede utilizar una lógica de control adaptativo, que tiene la ventaja de adaptarse fácilmente a los cambios de la red sin la necesidad de volver a configurar los ajustes del OLTC [61]. Se aprovechan los datos de los AMI para calcular activamente la tensión objetivo. Sin embargo, se requiere inversiones en comunicaciones, medición y monitoreo que encarecen esta solución [62], [63].

B. Control Avanzado

Los esquemas avanzados de control se pueden clasificar en dos categorías principales: esquemas basados en comunicación y esquemas autónomos (o locales).

Los esquemas basados en comunicación se pueden definir en función de la forma de intercambio de información entre las entidades participantes. Así se puede encontrar el control centralizado, distribuido y descentralizado. También es posible la combinación híbrida entre estos esquemas, o entre el esquema autónomo y el esquema basado en comunicaciones [64].

1) Control Centralizado

En el control centralizado, hay un coordinador central que toma acciones de control en base a información y mediciones (provenientes de AMI y/o unidades terminales remotas) que recibe a través de un canal de comunicación. Con esta información, el sistema de control calcula una solución óptima y comunica las configuraciones de ajuste a los dispositivos de regulación, con el objetivo de mantener el perfil de tensión, considerando una operación segura y económica de la red de distribución. En la Fig. 5 se muestra un esquema del control centralizado, en la cual se observa que, mediante un único elemento central, denominado control central, se controla los diferentes dispositivos que participan de la regulación de tensión, como podrían ser OLTC, *Custom Powers*, bancos de condensadores, bancos de baterías, PV-DG; y utilizando datos de mediciones como es el caso de los AMI La línea a trazos representa los enlaces de comunicación y control.

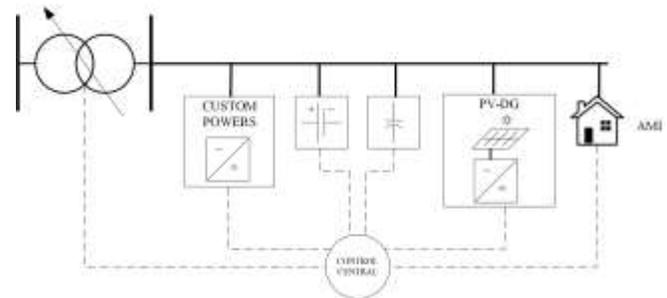


Fig. 5. Esquema de control centralizado.

Algunas de las estrategias de control centralizado más importantes, para mitigar los efectos de sobretensiones debido a la PV-DG son: el control volt/VAR y la Gestión de la Demanda DSM (*Demand Side Management*).

a) Control volt/VAR

El control volt/VAR es uno de los esquemas de control más importantes que se utilizan en las subestaciones, y realiza el control óptimo de los dispositivos de regulación de tensión, con el objetivo de mantener la tensión, mejorar el factor de potencia, reducir las pérdidas de potencia, incrementar la eficiencia del sistema, etc. El control óptimo se logra resolviendo un problema de optimización que permite la configuración más adecuada de los dispositivos, por ejemplo: la posición del TAP de OLTC y SVR, capacidad de potencia de los bancos de condensadores fijos y automáticos, gestión de la potencia activa y reactiva de la PV-DG, etc. [65].

Bajo un escenario de penetración PV-DG, el control volt/VAR tiene como función objetivo la reducción de pérdidas de potencia de la red para incrementar la eficiencia, respetando las restricciones de límites de tensión y las restricciones operativas de los dispositivos de regulación. Generalmente el control se logra mediante la gestión óptima de la potencia reactiva de los dispositivos de regulación de tensión y de la PV-DG. En algunos casos en que esta gestión no sea suficiente, se puede realizar la gestión de la potencia activa de las PV-DG, responsable de las sobretensiones. Esta técnica se conoce como APC (*Active Power Curtailment*) y reduce la potencia activa de salida de la PV-DG, mediante el control de los inversores, que normalmente funcionan en su punto de máxima potencia. El control volt/VAR minimiza la cantidad de potencia activa a reducir y coordina los tiempos en los que se efectúa APC [66]–[68].

Otro objetivo que busca el control volt/VAR es reducir las tensiones al mínimo permisible en un alimentador o grupo de alimentadores, mientras se cumplen con las restricciones operativas y de seguridad del sistema. Debido a que la potencia consumida por la carga depende de la tensión, esta reducción disminuye el consumo de energía. A este esquema se le conoce como CVR (*Conservation Voltage Reduction*). La penetración de PV-DG puede ayudar activamente al esquema CVR en el control local de la tensión. Esta cooperación, no solo mitiga los problemas de sobretensiones producidos por la PV-DG, sino que mejora los perfiles de tensión, la operación de la red y la calidad de la energía [69], [70].

b) Gestión de la Demanda

DSM es un programa que implementan las distribuidoras para realizar un uso eficiente de la energía eléctrica, mediante la modificación del comportamiento del consumo eléctrico habitual de la demanda. Al realizar estas modificaciones se puede lograr un aplanamiento de los picos de la demanda (*peak shaving*), un desplazamiento de la demanda (*load shifting*), llenado de los valles (*valley filling*) o una combinación de ellas, en función de la flexibilidad que tengan las cargas [1].

Para la implementación de un sistema DSM, se requiere de un DNO (*Distributed Network Operator*) y se requieren las mediciones de los clientes, las cuales se obtienen de los AMI. El ECS (*Energy Consumption Scheduler*) es un programador de consumo de energía automático embebido en los AMI, que mediante algoritmos de optimización, calcula el programa de consumo que maximiza el uso de la energía y reduce los costos [71]. De esta manera, el DNO envía los datos de flujo óptimo de energía, durante el día, a cada ECS en función del historial de datos de consumo y generación de cada usuario final. El ECS controla las cargas diferibles y las baterías de almacenamiento en las unidades PV-DG (si existieran), para reducir el consumo y el flujo inverso de energía, y en consecuencia, mitiga el aumento de tensión y favorece la penetración de la PV-DG [72], [73].

2) Control Distribuido

En el control distribuido, los dispositivos de regulación no disponen de un operador central, sino que sus controles locales cooperan entre ellos para llegar a una decisión colectiva, de acuerdo con los objetivos establecidos. Cada control local toma decisiones en función de mediciones locales y en base a la

información con otros dispositivos vecinos, usando para ello, un canal simple de comunicación. Por lo tanto, no es necesario conocer la información global de la red para determinar las decisiones de control [64], [74], [75]. Un esquema básico de control distribuido se observa en la Fig. 6. Se observa que cada dispositivo tiene su propio controlador, denominado Control Local. La línea de trazos indica los enlaces de control y/o comunicación que podría tener este esquema de control.

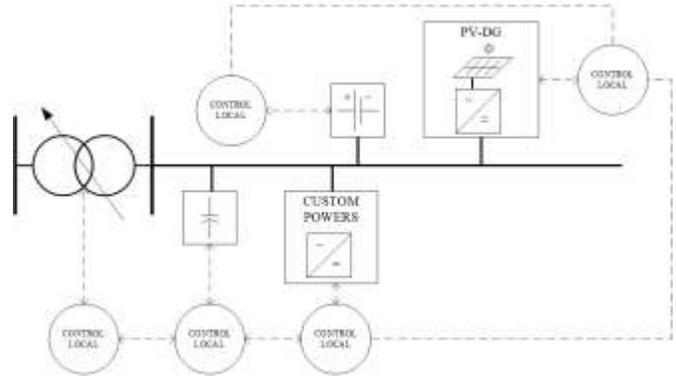


Fig. 6. Esquema de control distribuido.

Algunas de las técnicas más importantes de control distribuido son: Sistema Agente-Multiagente, control predictivo distribuido basado en modelo, técnicas basadas en consenso y técnicas de descomposición [76].

a) Sistema Agente y Multiagente

En este esquema de control distribuido, la red de distribución es dividida en varias subredes o áreas autónomas. Cada área tendrá un agente que opere y controle autónomamente para lograr objetivos locales. Además, los agentes de cada zona pueden cooperar entre ellos para lograr objetivos de control globales.

Varias son las definiciones de agente, pero básicamente puede considerarse como una entidad situada en un entorno, capaz de reaccionar autónomamente a los cambios en ese entorno [77]. Un agente inteligente, es un agente que tiene una autonomía flexible y debe cumplir con tres características: ser reactivo a los cambios, lo que le permite actuar oportunamente; ser proactivo, para coordinar acciones en función de objetivos globales; y ser sociable, característica que le permite interactuar con otros agentes [78]. Un sistema multiagente MAS (*Multi-Agent System*) es el conjunto de varios agentes o agentes inteligentes, que cooperan entre sí, para tomar decisiones de control [79].

Los sistemas MAS cooperan y coordinan sus acciones, mediante el diseño de un plan que especifica todas las tareas que los agentes deben tomar para lograr el objetivo global. Para gestionar las tareas se puede utilizar un protocolo denominado CNP (*Contract Net Protocol*) [80]. En CNP los agentes pueden asumir dos roles: gerente o contratista. El gerente determina las tareas a realizar y las comunica a los demás agentes contratistas. Los contratistas responden al gerente su capacidad y costo para cumplir la tarea. Finalmente, el agente gerente elige en función de licitación, al mejor postor o postores para cumplir con la tarea. Cualquier agente puede convertirse en gerente bajo determinadas reglas establecidas [81].

Un sistema MAS se puede utilizar para la regulación de tensión y mitigar los efectos de sobretensiones producidos por la PV-DG [82]–[86]. Por ejemplo, mediante el despacho de potencia reactiva, cada agente PV-DG será el responsable de las funciones de despacho local y monitoreo de tensión, además, cualquier agente puede asumir el rol de gerente. Cualquier agente que detecte una tensión fuera de los límites, envía una alerta al gerente. El gerente envía el requerimiento de potencia reactiva a los agentes contratistas. Los contratistas comunican su capacidad de aporte de potencia reactiva, según su disponibilidad. El agente gerente determina los agentes que participarán en el aporte de potencia reactiva. Esta asignación se realiza de acuerdo con las reglas de optimización preestablecidas [87]. Este proceso de actualización del despacho de potencia reactiva se repite iterativamente, mediante un consenso, hasta que la solución converge [85], [88], [89].

b) Técnicas de Control Predictivo Distribuido basado en modelo

El control predictivo basado en modelo MPC (*Model Predictive Control*) es un algoritmo de control óptimo multivariable que utiliza el modelo dinámico de red para predecir acciones de control futuras. El núcleo de MPC es el modelo de red, el cual tiene que ser lo suficientemente preciso para la realización de predicciones fiables. Cuando se combina MPC en un contexto de control distribuido, supone una ventaja sobre un control centralizado, debido a que los dispositivos locales realizan procesos de optimización MPC localizados. Esto supone cálculos más rápidos, sin embargo, como no hay comunicación entre optimizadores, ninguno de ellos es consciente de las decisiones tomadas por los demás optimizadores, ya que se ignoran todas las interacciones que podrían ocurrir entre las variables de control en un área, con los estados en otras áreas [90].

Mediante MPC distribuido se puede realizar el control de potencia activa y reactiva de la PV-DG, para evitar los problemas de sobretensiones en redes o microrredes de distribución. Al igual que los otros métodos de optimización, se plantea una función objetivo de acuerdo con los objetivos de control local, sujeto a las restricciones de red. MPC realiza la optimización en cada paso de tiempo, y los resultados pueden ser usados para los siguientes cálculos futuros. Además, estos resultados de optimización local son compartidos con los demás dispositivos de regulación, para lograr un resultado global. Para facilitar el proceso de optimización, el modelo de red puede ser linealizado, para agilizar el proceso de optimización y ajustar las acciones de control de la PV-DG, con el objetivo de lograr un perfil de tensión uniforme [62], [91].

c) Algoritmos de Consenso.

El algoritmo de consenso es una estrategia de coordinación que permite que todos los elementos reguladores de tensión locales lleguen a un acuerdo de control, con el fin de mitigar las variaciones de tensión. Cada elemento/dispositivo realiza el control de tensión en su nodo o punto de conexión. Cada dispositivo se comunica y comparte la información con los dispositivos vecinos o adyacentes. Esta información puede ser un conjunto de mediciones locales de tensión, potencia activa,

reactiva, configuraciones, etc., las cuales forman las variables de estado en el problema de coordinación. Los dispositivos intercambian esta información, y de manera iterativa llegan a un punto de convergencia según los objetivos del control [92]. La comunicación entre los dispositivos adyacentes de las variables de estado, se realiza utilizando un limitado ancho de banda [93].

Varias soluciones han sido planteadas para abordar el problema de sobretensiones producida por la PV-DG [24], [67], [85], [86], [92], [94], [95]. Una forma de controlar los problemas de sobretensión debido a la PV-DG, es buscando el consenso en el nivel de participación de los dispositivos PV-DG. Por ejemplo, cada PV-DG puede reducir la potencia activa y/o gestionar la cantidad de inyección de potencia reactiva para lograr el objetivo de regulación de tensión. La técnica utilizada para la gestión de la potencia activa y reactiva de cada PV-DG, es mediante el control *droop* (CD). El algoritmo de consenso busca configurar los parámetros *droop*, mediante el uso de factores de utilización para cada PV-DG. Para cada dispositivo se selecciona este factor de utilización como la variable de estado, la cual es intercambiada con los dispositivos adyacentes en cada intervalo de tiempo [24], [82], [94].

d) Técnicas de Descomposición

Las técnicas de descomposición se basan en descomponer el problema de optimización centralizado, en una serie de subproblemas de optimización, que se resuelven de forma iterativa hasta la convergencia. Cada subproblema es resuelto de manera local por una determinada área de la red. Existen diferentes métodos para definir las áreas de la red, por ejemplo, se pueden agrupar basados en factores de sensibilidad y capacidad de control de los diferentes nodos o puntos de conexión, en la disponibilidad de información, etc.[76].

El problema de optimización centralizado puede ser una función objetivo que minimiza la sumatoria total de los costos de la potencia activa y reactiva inyectadas por cada PV-DG, para mantener la tensión dentro de los límites. El problema de optimización está sujeto a las restricciones de límites de tensiones nodales y límites de potencia activa y reactiva de cada una de las PV-DG. La función de costos dispone de factores constantes que se utilizan para penalizar las variables de control (P y Q de cada PV-DG). Con estos factores se definen las prioridades para las acciones de control, ya que se supone que el control de la potencia reactiva es más económico que recortar sus potencias activas.

Este problema de optimización centralizado puede descomponerse en varios subproblemas de optimización distribuidos, debido a que la función objetivo es la suma de los costos individuales de cada PV-DG. Las restricciones de P y Q del problema centralizado se pueden descomponer ya que dependen de cada PV-DG y solo influyen en las variables de decisión local. Sin embargo, las restricciones de límites de tensión no se pueden distribuir, ya que la tensión en cada nodo es una función que no depende únicamente de las variables locales, sino presenta una relación no lineal con el flujo de P y Q . Esto se puede resolver linealizando la tensión y relajando el problema de optimización usando un método de descomposición dual. Por ejemplo, mediante el uso de los multiplicadores de Lagrange las restricciones de tensión se

pueden integrar en la función objetivo para resolver el problema de optimización. La coordinación se logra con un pequeño intercambio de información entre cada controlador PV-DG [96], [97].

3) Control Descentralizado

Bajo este esquema de control los dispositivos de regulación de tensión deciden las acciones de control en base a un algoritmo local predeterminado o preconfigurado, sin necesidad de un canal de comunicación [98]. Un esquema básico de control descentralizado se observa en la Fig. 7 en donde se puede observar que cada dispositivo cuenta con su propio control local, y no existe enlaces de comunicación entre ellos.

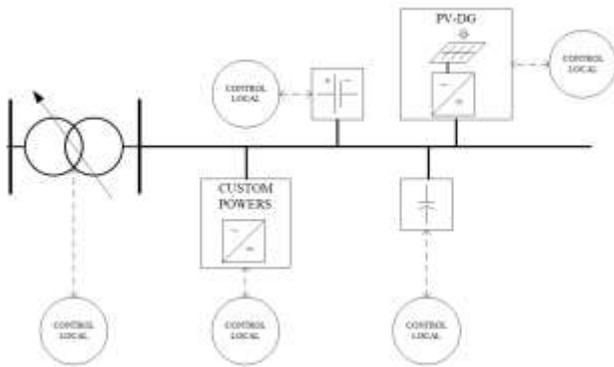


Fig. 7. Esquema de control descentralizado.

Los sistemas de control descentralizados son autónomos, flexibles y presentan una alta velocidad para responder ante perturbaciones, como aquellas producidas por la variabilidad de la PV-DG en la red de distribución. Además generan menores costos de implementación ya que no se requiere sistemas de comunicación, medición y gestión, como en los esquemas centralizados [64]. Sin embargo, dado que no hay coordinación, no explotan todo el potencial de los dispositivos, lo que puede resultar en soluciones de control globalmente no óptimas. Además, puede ocurrir interferencia operacional entre dispositivos autónomos avanzados y convencionales de regulación de tensión e incremento en las pérdidas de potencia debido al flujo de potencia reactiva. Es por eso, que es necesaria una correcta configuración y coordinación de los dispositivos autónomos para mitigar estas desventajas. Entre las técnicas más importantes de coordinación están el CD y las soluciones basadas en las funciones avanzadas de los Smart Inverters.

a) Control Droop CD

Este control emula las características *droop* de los generadores sincrónicos tradicionales y permite el control de la tensión y la frecuencia, en función del ajuste de la potencia activa y reactiva de salida del elemento de regulación. El CD se puede entender mediante la característica *droop*, que no es más que la ecuación de la recta y su pendiente, que relaciona dos variables eléctricas, por ejemplo: $Q(V)$ relaciona la potencia reactiva en función de la tensión medida en el punto de conexión.

Los dispositivos basados en convertidores VSI, son factibles de ser controlados mediante el CD. En el caso de PV-DG, el dispositivo que lleva el CD es el inversor. Mediante la

característica *droop*, cada inversor de la PV-DG detecta su propia potencia de salida y luego la ajusta en función de la tensión de salida de referencia y/o la frecuencia [99].

En el caso de la regulación de tensión, el CD busca encontrar la contribución justa de potencia activa y reactiva de cada PV-DG. La distribución equitativa es importante debido a que la suma fasorial de las potencias activa y reactiva siempre es un valor constante (la potencia aparente nominal del inversor). Una desventaja del CD es que no permite una contribución equitativa, cuando las potencias nominales de las PV-DG difieren entre sí [100]. Para solucionar esta desventaja es necesario encontrar los parámetros óptimos de las características *droop*, para que se adapten a la red y a la PV-DG. Actualmente, los inversores inteligentes incluyen varias funciones autónomas basadas en el CD, que abre un abanico de nuevas y variadas formas de control.

b) Funciones autónomas de los Inversores Inteligentes

Previo al 2014, la PV-DG tenía un papel pasivo en la regulación de tensión, debido a las regulaciones y normas vigentes [101]. La interconexión con la red se permitía con factores de potencia constantes y generalmente unitarios; y las únicas funciones autónomas permitidas se limitaban a la conexión y desconexión en el caso de perturbaciones. Desde 2018, la norma IEEE 1547-2018, *Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*, permite participar a la PV-DG activamente en la regulación de tensión, bajo supervisión de la Empresa de Distribución [43]. La norma IEEE 1547 establece funciones obligatorias que debe ejecutar la generación distribuida. En el caso de la PV-DG, los inversores inteligentes deben tener la capacidad de gestionar la potencia activa y reactiva mediante funciones autónomas para la regulación de tensión. Estas funciones son de tipo lineal, a trazos o por partes, las cuales relacionan dos magnitudes eléctricas en el inversor. Los puntos que forman estas funciones están definidos mediante una matriz de dos dimensiones. Las funciones se han dividido en funciones para el control de la potencia activa y potencia reactiva. El control de potencia activa se realiza con la Función volt/Watt $P(U)$, la cual permite al inversor determinar la potencia activa de salida como una función de la tensión local. Por otro lado, el control de la potencia reactiva se puede realizar mediante la función volt/VAR $Q(U)$, la cual provee un mecanismo que le permite al inversor administrar la salida de potencia reactiva en respuesta a la tensión local. Finalmente, la función Watt/VAR $Q(P)$ permite a la PV-DG controlar la potencia reactiva como una función de la potencia activa medida en el punto de conexión.

Cada una de estas funciones tiene un desempeño específico, dependiendo de las características de la red y de las características de la PV-DG. La función más utilizada es el volt/VAR $Q(U)$, que responde bien para mitigar los problemas de tensión generados por la PV-DG. Sin embargo, la curva volt/VAR $Q(U)$ puede generar un aumento en el flujo de potencia reactiva por la red, lo que incrementa las pérdidas de potencia. Además, al coordinar varios inversores utilizando los mismos parámetros en la función, aquellos inversores conectados en la cercanía del transformador aportan pequeñas

cantidades de reactivo frente a los inversores más lejanos, cuando se producen sobretensiones en un punto ubicado en el final del alimentador [102].

Utilizando estas capacidades, varias soluciones han sido planteadas utilizando el CD o funciones autónomas de los inversores para mitigar problemas de sobretensiones [46], [66]–[68], [93], [103]–[110]. Además, es necesario buscar los parámetros de la curva que mejor se ajusten a la red o encontrar combinaciones de estas funciones para mitigar los efectos antes mencionados [102].

V. DISCUSIÓN

La interconexión masiva de la PV-DG en las redes de distribución genera una extensa bibliografía debido a que las soluciones dependen de varios factores propios de la red como son: su ubicación (red urbana, red rural), relación R/X, nivel de tensión (MT, BT), características climáticas (nivel de irradiancia), el tipo de generación distribuida, etc. Además, las soluciones dependen de la factibilidad técnica y económica para su implementación. Muchas de estas soluciones se aplican a todas las tecnologías de generación distribuida, sin embargo, esta revisión se ha centrado en aquellas soluciones relacionadas con mitigar los problemas de tensión bajo alta penetración de PV-DG, presentando una nueva clasificación acotada y específica de los dispositivos y esquemas de control que se han utilizado en los artículos analizados del estado del arte.

Este acotamiento se realiza debido a la gran popularidad de las energías renovables, principalmente la solar que es la más difundida y las más utilizada a nivel residencial.

VI. CONCLUSIONES

La generación PV-DG está progresivamente aumentando su penetración en los sistemas de distribución en todo el mundo. Una alta penetración de PV-DG genera problemas de sobretensiones debido a la inyección de potencia activa coincidente con periodos de baja demanda. Bajo este escenario las variables eléctricas en consideración son: la relación R/X, asociada a los conductores, y la potencia activa y reactiva en el punto de conexión. Debido a esta característica heterogénea de las redes de distribución, la comunidad científica ha buscado diversas soluciones que se adapten y permitan reducir el impacto en tensión, y en consecuencia aumentar la penetración de la PV-DG. Debido a esta gran diversidad, en la literatura se han realizado algunas revisiones que presentan clasificaciones de las técnicas empleadas para mitigar este problema, las cuales son una combinación entre dispositivos y esquemas de control. Este tipo de clasificación genera confusiones, ya que equivocadamente se pueden asociar que los dispositivos analizados solamente funcionan bajo ciertos esquemas de control.

En esta revisión, por tanto, se realiza una nueva clasificación que agrupa las soluciones encontradas en el estado del arte en dispositivos de regulación y en esquemas de control utilizados, lo que difiere con las revisiones realizadas anteriormente. En este artículo, se hace entonces, una división específica, agrupando las soluciones encontradas en dispositivos de regulación de tensión convencionales y avanzados, y los esquemas de control en tradicionales y avanzados. Además, se presenta una breve descripción, definición y principios de

funcionamiento para los dispositivos y esquemas de control tratados.

Considerando la tendencia hacia las redes inteligentes existe una continua transformación de los esquemas de control y el surgimiento de nuevos dispositivos. De esta manera, este artículo proporciona un marco de referencia de los dispositivos y esquemas de control utilizados hasta la fecha, que será de utilidad para las investigaciones futuras, en búsqueda de soluciones adaptables a las redes de distribución, considerando su característica homogénea mencionada anteriormente.

AGRADECIMIENTOS

This work was partially financed by the Council for Science and Technology Research (CONICET), the Argentinean National Agency for the Promotion of Science and Technology (ANPCyT), the National University of San Juan (UNSJ), the Ibero-American Program of Science and Technology for Development (CYTED) through the network 718RT0564 and Secretaría de Ciencia y Tecnología, Gobierno de la Provincia de San Juan through PPTS 80020190200114SJ.

REFERENCIAS

- [1] A. M. M. Nour, A. Y. Hatata, A. A. Helal, and M. M. El-Saadawi, "Review on voltage-violation mitigation techniques of distribution networks with distributed rooftop PV systems," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 14, no. 3, pp. 349–361, 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.0851.
- [2] S. E. Razavi *et al.*, "Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 105, no. January, pp. 157–167, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.01.050.
- [3] P. Chaudhary and M. Rizwan, "Voltage regulation mitigation techniques in distribution system with high PV penetration: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, no. December 2016, pp. 3279–3287, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.10.017.
- [4] S. Hashemi and J. Østergaard, "Methods and strategies for overvoltage prevention in low voltage distribution systems with PV," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 11, no. 2, pp. 205–214, 2017, doi: 10.1049/iet-rpg.2016.0277.
- [5] N. Mahmud and A. Zahedi, "Review of control strategies for voltage regulation of the smart distribution network with high penetration of renewable distributed generation," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 64, pp. 582–595, Oct. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.06.030.
- [6] J. Faiz and B. Siahkollah, "Solid-state tap-changer of transformers: Design, control and implementation," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 33, no. 2, pp. 210–218, Feb. 2011, doi: 10.1016/j.ijepes.2010.08.016.
- [7] A. Kulmala, S. Repo, and B. Bletterie, "Avoiding adverse interactions between transformer tap changer control and local reactive power control of distributed generators," in *2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Oct. 2016, pp. 1–6, doi: 10.1109/ISGTEurope.2016.7856315.
- [8] R. Kabiri, D. G. Holmes, and B. P. McGrath, "Voltage regulation of LV feeders with high penetration of PV distributed generation using electronic tap changing transformers," in *2014 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 2014, pp. 1–6, doi: 10.1109/AUPEC.2014.6966635.
- [9] W. H. Kersting, "The modeling and application of step voltage regulators," *2009 IEEE/PES Power Syst. Conf. Expo. PSCE 2009*, 2009, doi: 10.1109/PSCE.2009.4840004.
- [10] Y. Agalgaonkar, B. C. Pal, and R. A. Jabr, "Distribution voltage control considering the impact of PV generation on tap changers and autonomous regulators," in *2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*, Jul. 2014, pp. 1–1, doi: 10.1109/PESGM.2014.6938786.
- [11] X. Liu, A. Aichhorn, L. Liu, and H. Li, "Coordinated Control of Distributed Energy Storage System With Tap Changer Transformers for Voltage Rise Mitigation Under High Photovoltaic Penetration," *IEEE*

- Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 897–906, Jun. 2012, doi: 10.1109/TSG.2011.2177501.
- [12] W. Nacmanson and L. N. Ochoa, “Advanced Planning of PV-Rich Distribution Networks Deliverable 4: Non-Traditional Solutions,” no. February, pp. 1–95, 2020, doi: 10.13140/RG.2.2.25888.20481.
- [13] E. O. Hasan, A. Y. Hatata, E. A. Badran, and F. M. H. Yossef, “A new strategy based on ANN for controlling the electronic on-load tap changer,” *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 29, no. 10, Oct. 2019, doi: 10.1002/2050-7038.12069.
- [14] S. K. Salman and Z. G. Wan, “Fuzzy Logic-Based AVC Relay for Voltage Control of Distribution Network with and without Distributed/Embedded Generation,” in *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, Jul. 2007, pp. 2128–2132, doi: 10.1109/PCT.2007.4538647.
- [15] N. Daratha, B. Das, and J. Sharma, “Coordination Between OLTC and SVC for Voltage Regulation in Unbalanced Distribution System Distributed Generation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 289–299, Jan. 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2280022.
- [16] A. Navarro-Espinosa and L. F. Ochoa, “Increasing the PV hosting capacity of LV networks: OLTC-fitted transformers vs. reinforcements,” in *2015 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 2015, pp. 1–5, doi: 10.1109/ISGT.2015.7131856.
- [17] M. Nijhuis, M. Gibescu, and J. F. G. Cobben, “Incorporation of on-load tap changer transformers in low-voltage network planning,” in *2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Oct. 2016, pp. 1–6, doi: 10.1109/ISGTEurope.2016.7856207.
- [18] A. Singhal, “Volt / var control with high solar PV penetration in distribution systems and its impact on the transmission grid,” 2019.
- [19] M. Wang and J. Zhong, “A novel method for distributed generation and capacitor optimal placement considering voltage profiles,” in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Jul. 2011, pp. 1–6, doi: 10.1109/PES.2011.6039106.
- [20] S. Satsangi and G. B. Kumbhar, “Analysis of substation energy using conservation voltage reduction in distribution system,” *Int. Conf. Electr. Power Energy Syst. ICEPES 2016*, pp. 188–193, 2017, doi: 10.1109/ICEPES.2016.7915928.
- [21] M. J. E. Alam, K. M. Muttaqi, and D. Sutanto, “Distributed energy storage for mitigation of voltage-rise impact caused by rooftop solar PV,” in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Jul. 2012, pp. 1–8, doi: 10.1109/PESGM.2012.6345726.
- [22] M. J. E. Alam, K. M. Muttaqi, and D. Sutanto, “Mitigation of Rooftop Solar PV Impacts and Evening Peak Support by Managing Available Capacity of Distributed Energy Storage Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 3874–3884, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2259269.
- [23] T. Chaiyatham and I. Ngamroo, “Bee colony optimization of battery capacity and placement for mitigation of voltage rise by P V in radial distribution network,” in *2012 10th International Power & Energy Conference (IPEC)*, Nov. 2012, pp. 13–18, doi: 10.1109/ASSCC.2012.6523231.
- [24] M. Zeraati, M. E. Hamedani Golshan, and J. M. Guerrero, “A Consensus-Based Cooperative Control of PEV Battery and PV Active Power Curtailment for Voltage Regulation in Distribution Networks,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 1, pp. 670–680, Jan. 2019, doi: 10.1109/TSG.2017.2749623.
- [25] F. Marra, G. Yang, C. Traeholt, J. Ostergaard, and E. Larsen, “A Decentralized Storage Strategy for Residential Feeders With Photovoltaics,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 974–981, Mar. 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2281175.
- [26] A. Ghosh and G. Ledwich, “Custom Power Devices: An Introduction,” in *Power Quality Enhancement Using Custom Power Devices*, Boston, MA: Springer US, 2002, pp. 113–136.
- [27] A. G. Ghosh, A. K. Jindal, and A. Joshi, “Design of a Capacitor-Supported Dynamic Voltage Restorer (DVR) for Unbalanced and Distorted Loads,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 19, no. 1, pp. 405–413, Jan. 2004, doi: 10.1109/TPWRD.2003.820198.
- [28] V. K. Remya, P. Parthiban, V. Ansal, and B. C. Babu, “Dynamic Voltage Restorer (DVR) – A Review,” *J. Green Eng.*, vol. 8, no. 4, pp. 519–572, 2018, doi: 10.13052/jge1904-4720.844.
- [29] A. Ghosh and G. Ledwich, “Compensation of distribution system voltage using DVR,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 17, no. 4, pp. 1030–1036, Oct. 2002, doi: 10.1109/TPWRD.2002.803839.
- [30] F. Shahnia, A. Ghosh, G. Ledwich, and F. Zare, “Voltage unbalance improvement in low voltage residential feeders with rooftop PVs using custom power devices,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 55, pp. 362–377, Feb. 2014, doi: 10.1016/j.jpeps.2013.09.018.
- [31] K. Wang and M. L. Crow, *Modern flexible AC transmission system (FACTS) devices*. Woodhead Publishing Limited, 2013.
- [32] S. A. Al-Mawsawi, “Comparing and evaluating the voltage regulation of a UPFC and STATCOM,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 25, no. 9, pp. 735–740, Nov. 2003, doi: 10.1016/S0142-0615(03)00027-9.
- [33] C.-S. Chen, C.-H. Lin, W.-L. Hsieh, C.-T. Hsu, and T.-T. Ku, “Enhancement of PV Penetration With DSTATCOM in Taipower Distribution System,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 1560–1567, May 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2226063.
- [34] R. Yan, B. Marais, and T. K. Saha, “Impacts of residential photovoltaic power fluctuation on on-load tap changer operation and a solution using DSTATCOM,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 111, pp. 185–193, Jun. 2014, doi: 10.1016/j.epsr.2014.02.020.
- [35] P. Wolfs and A. M. T. Oo, “Improvements to LV distribution system PV penetration limits using a dSTATCOM with reduced DC bus capacitance,” in *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2013, pp. 1–5, doi: 10.1109/PESMG.2013.6672294.
- [36] L. Gyugyi, C. D. Schauder, S. L. Williams, T. R. Rietman, D. R. Torgerson, and A. Edris, “The unified power flow controller: a new approach to power transmission control,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 10, no. 2, pp. 1085–1097, Apr. 1995, doi: 10.1109/61.400878.
- [37] J. Dixon, L. Moran, J. Rodriguez, and R. Domke, “Reactive Power Compensation Technologies: State-of-the-Art Review,” *Proc. IEEE*, vol. 93, no. 12, pp. 2144–2164, Dec. 2005, doi: 10.1109/JPROC.2005.859937.
- [38] M. M. Haque and P. Wolfs, “A review of high PV penetrations in LV distribution networks: Present status, impacts and mitigation measures,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, pp. 1195–1208, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.04.025.
- [39] S. Naka *et al.*, “Cooperative Control Method for Voltage Control Equipment Considering Interconnection of Distributed Generators,” in *The International Conference on Electrical Engineering*, 2001, no. July.
- [40] M. A. Sayed and T. Takeshita, “All nodes voltage regulation and line loss minimization in loop distribution systems using UPFC,” in *2009 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, Sep. 2009, vol. 26, no. 6, pp. 2719–2726, doi: 10.1109/ECCE.2009.5316079.
- [41] K. Zeb *et al.*, “A comprehensive review on inverter topologies and control strategies for grid connected photovoltaic system,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 94, pp. 1120–1141, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.06.053.
- [42] E. Electric Power Research Institute, “Common Functions for Smart Inverters: 4th Edition,” 2016. [Online]. Available: <http://www2.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=00000003002008217>.
- [43] IEEE Standard Association and IEEE, *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. 2018.
- [44] S. Pukhrem, M. Basu, M. F. Conlon, and K. Sunderland, “Enhanced Network Voltage Management Techniques Under the Proliferation of Rooftop Solar PV Installation in Low-Voltage Distribution Network,” *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 5, no. 2, pp. 681–694, Jun. 2017, doi: 10.1109/JESTPE.2016.2614986.
- [45] J. Schoene *et al.*, “Investigation of oscillations caused by voltage control from smart PV on a secondary system,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2018-Janua, pp. 1–5, 2018, doi: 10.1109/PESGM.2017.8274303.
- [46] V. T. Dao, H. Ishii, and Y. Hayashi, “Optimal parameters of volt-var functions for photovoltaic smart inverters in distribution networks,” *IEEE Trans. Electr. Electron. Eng.*, vol. 14, no. 1, pp. 75–84, Jan. 2019, doi: 10.1002/tee.22766.
- [47] Z. Ziadi *et al.*, “Optimal voltage control using inverters interfaced with PV systems considering forecast error in a distribution system,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 5, no. 2, pp. 682–690, 2014, doi: 10.1109/TSTE.2013.2292598.
- [48] C.-H. Chang, Y.-H. Lin, Y.-M. Chen, and Y.-R. Chang, “Simplified Reactive Power Control for Single-Phase Grid-Connected Photovoltaic Inverters,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 61, no. 5, pp. 2286–2296, May 2014, doi: 10.1109/TIE.2013.2271600.
- [49] Y. Naderi, S. H. Hosseini, S. Ghassem Zadeh, B. Mohammadi-Ivatloo, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “An overview of power quality enhancement techniques applied to distributed generation in electrical distribution networks,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 93, pp. 201–214, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.05.013.

- [50] S. Y. Hui, C. K. Lee, and F. F. Wu, "Electric Springs—A New Smart Grid Technology," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1552–1561, Sep. 2012, doi: 10.1109/TSG.2012.2200701.
- [51] N. Tang, K. Yang, H. Huang, and L. Chi-Kwan, "The application of electric spring in grid-connected photovoltaic system," in *AIP Conference Proceedings*, 2018, vol. 1971, no. June 2018, p. 040046, doi: 10.1063/1.5041188.
- [52] R. B. Gonzatti, S. C. Ferreira, C. H. da Silva, R. R. Pereira, L. E. Borges da Silva, and G. Lambert-Torres, "Smart Impedance: A New Way to Look at Hybrid Filters," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 837–846, Mar. 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2466613.
- [53] A. Procopiou, K. Petrou, and L. Ochoa, *Advanced Planning of PV-Rich Distribution Networks. Deliverable 3 "Traditional Solutions."* 2020.
- [54] F. Shahnia, R. Majumder, A. Ghosh, G. Ledwich, and F. Zare, "Sensitivity analysis of voltage imbalance in distribution networks with rooftop PVs," in *IEEE PES General Meeting*, Jul. 2010, pp. 1–8, doi: 10.1109/PES.2010.5590149.
- [55] C. A. Smith, M. A. Redfern, and S. Potts, "Improvement in the performance of on-load tap changer transformers operating in series," in *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491)*, 2003, vol. 3, pp. 1905–1910, doi: 10.1109/PES.2003.1267455.
- [56] D. E. Mawarni, M. M. V. M. Ali, P. H. Nguyen, W. L. Kling, and M. Jerele, "A case study of using OLTC to mitigate overvoltage in a rural european low voltage network," in *2015 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Sep. 2015, pp. 1–5, doi: 10.1109/UPEC.2015.7339875.
- [57] C. Gao and M. A. Redfern, "A review of voltage control techniques of networks with distributed generations using On-Load Tap Changer transformers," in *45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010*, 2010, pp. 1–6.
- [58] J. Hiscock, N. Hiscock, and A. Kennedy, "Advanced voltage control for networks with distributed generation," in *19th International Conference on Electricity Distribution*, 2007, p. 148.
- [59] M. Fila, D. Reid, G. A. Taylor, P. Lang, and M. R. Irving, "Coordinated voltage control for active network management of distributed generation," in *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Jul. 2009, pp. 1–8, doi: 10.1109/PES.2009.5275459.
- [60] C. M. Hird, H. Leite, N. Jenkins, and H. Li, "Network voltage controller for distributed generation," *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 151, no. 2, p. 150, 2004, doi: 10.1049/ip-gtd:20040083.
- [61] A. Procopiou, M. Liu, W. Nacmanson, and L. Ochoa, *Advanced Planning of PV-Rich Distribution Networks Deliverable 4 "Non-Traditional Solutions."* 2020.
- [62] M. Armendariz, D. Babazadeh, D. Brodén, and L. Nordström, "Strategies to improve the voltage quality in active low-voltage distribution networks using DSO's assets," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 1, pp. 73–81, Jan. 2017, doi: 10.1049/iet-gtd.2016.0428.
- [63] A. Shafiu, T. Bopp, I. Chilvers, G. Strbac, N. Jenkins, and Haiyu Li, "Active management and protection of distribution networks with distributed generation," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004.*, 2004, vol. 2, pp. 1098–1103, doi: 10.1109/PES.2004.1373011.
- [64] K. E. Antoniadou-Plytaria, I. N. Kouveliotis-Lysikatos, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatziaargyriou, "Distributed and Decentralized Voltage Control of Smart Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2999–3008, 2017, doi: 10.1109/TSG.2017.2679238.
- [65] H. Ahmadi, J. R. Martí, and H. W. Dommel, "A Framework for Volt-Var Optimization in Distribution Systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 3, pp. 1473–1483, 2015, doi: 10.1109/TSG.2014.2374613.
- [66] R. Tonkoski, L. A. C. Lopes, and T. H. M. El-Fouly, "Coordinated Active Power Curtailment of Grid Connected PV Inverters for Overvoltage Prevention," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, no. 2, pp. 139–147, Apr. 2011, doi: 10.1109/TSTE.2010.2098483.
- [67] S. Alyami, Y. Wang, C. Wang, J. Zhao, and B. Zhao, "Adaptive real power capping method for fair overvoltage regulation of distribution networks with high penetration of PV systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 6, pp. 2729–2738, 2014, doi: 10.1109/TSG.2014.2330345.
- [68] N. Saffiri, F. Shahnia, and M. A. S. Masoum, "Different techniques for simultaneously increasing the penetration level of rooftop PVs in residential LV networks and improving voltage profile," in *2014 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Dec. 2014, vol. 2015, pp. 1–5, doi: 10.1109/APPEEC.2014.7066198.
- [69] F. Ding *et al.*, "Photovoltaic Impact Assessment of Smart Inverter Volt-Var Control on Distribution System Conservation Voltage Reduction and Power Quality," Golden, CO (United States), Dec. 2016. doi: 10.2172/1337541.
- [70] H. V. Padullaparti, Q. Nguyen, and S. Santoso, "Advances in volt-var control approaches in utility distribution systems," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2016-Novem, 2016, doi: 10.1109/PESGM.2016.7741366.
- [71] A.-H. Mohsenian-Rad, V. W. S. Wong, J. Jatskevich, R. Schober, and A. Leon-Garcia, "Autonomous Demand-Side Management Based on Game-Theoretic Energy Consumption Scheduling for the Future Smart Grid," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 320–331, Dec. 2010, doi: 10.1109/TSG.2010.2089069.
- [72] E. Yao, P. Samadi, V. W. S. Wong, and R. Schober, "Residential Demand Side Management Under High Penetration of Rooftop Photovoltaic Units," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 3, pp. 1597–1608, May 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2472523.
- [73] G. G. Pillai, G. A. Putrus, and N. M. Pearsall, "The potential of demand side management to facilitate PV penetration," in *2013 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)*, Nov. 2013, pp. 1–5, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2013.6698719.
- [74] J. von Appen, M. Braun, T. Stetz, K. Diwold, and D. Geibel, "Time in the Sun: The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 11, no. 2, pp. 55–64, Mar. 2013, doi: 10.1109/MPE.2012.2234407.
- [75] T. Sansawatt, J. O'Donnell, L. F. Ochoa, and G. P. Harrison, "Decentralised voltage control for active distribution networks," *Proc. Univ. Power Eng. Conf.*, no. September, 2009.
- [76] A. Mehrizi-Sani, "Distributed Control Techniques in Microgrids," *Microgrid Adv. Control Methods Renew. Energy Syst. Integr.*, pp. 43–62, 2017, doi: 10.1016/B978-0-08-101753-1.00002-4.
- [77] M. Wooldridge, "Intelligent Agents," in *Multiagent Systems, Second Edition*, G. Weiss, Ed. MIT Press, 2013, pp. 3–50.
- [78] S. D. J. McArthur *et al.*, "Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications—Part I: Concepts, Approaches, and Technical Challenges," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 1743–1752, Nov. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.908471.
- [79] S. D. J. McArthur and E. M. Davidson, "Concepts and Approaches in Multi-Agent Systems for Power Applications, (Invited Paper)," in *Proceedings of the 13th International Conference on Intelligent Systems Application to Power Systems*, 2005, pp. 391–395, doi: 10.1109/ISAP.2005.1599295.
- [80] J. Yang, R. Havaldar, V. Honavar, L. Miller, and J. Wong, "Coordination of distributed knowledge networks using contract net protocol," *1998 IEEE Inf. Technol. Conf. Inf. Environ. Futur. IT 1998*, vol. 1998-Septe, pp. 71–74, 1998, doi: 10.1109/IT.1998.713384.
- [81] S. D. J. McArthur *et al.*, "Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications—Part II: Technologies, Standards, and Tools for Building Multi-agent Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 1753–1759, Nov. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.908472.
- [82] E. Polymeneas and M. Benosman, "Multi-agent coordination of DG inverters for improving the voltage profile of the distribution grid," in *PES General Meeting Conference & Exposition, 2014 IEEE*, 2014, pp. 1–5, doi: 10.1109/PESGM.2014.6939799.
- [83] T. Tsuji, T. Hashiguchi, T. Goda, K. Horiuchi, and Y. Kojima, "Autonomous decentralized voltage profile control using multi-agent technology considering time-delay," in *2009 Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, Oct. 2009, pp. 1–8, doi: 10.1109/TD-ASIA.2009.5356968.
- [84] P. H. Nguyen, J. M. A. Myrzik, and W. L. Kling, "Coordination of voltage regulation in Active Networks," in *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Apr. 2008, pp. 1–6, doi: 10.1109/TDC.2008.4517041.
- [85] R. Olfati-Saber and R. M. Murray, "Consensus Problems in Networks of Agents With Switching Topology and Time-Delays," *IEEE Trans. Automat. Contr.*, vol. 49, no. 9, pp. 1520–1533, Sep. 2004, doi: 10.1109/TAC.2004.834113.
- [86] R. Olfati-Saber, J. A. Fax, and R. M. Murray, "Consensus and Cooperation in Networked Multi-Agent Systems," *Proc. IEEE*, vol. 95, no. 1, pp. 215–233, Jan. 2007, doi: 10.1109/JPROC.2006.887293.
- [87] Niannian Cai and J. Mitra, "A decentralized control architecture for a microgrid with power electronic interfaces," in *North American Power Symposium 2010*, Sep. 2010, pp. 1–8, doi: 10.1109/NAPS.2010.5619963.

- [88] M. E. Baran and I. M. El-Markabi, "A Multiagent-Based Dispatching Scheme for Distributed Generators for Voltage Support on Distribution Feeders," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 1, pp. 52–59, Feb. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2006.889140.
- [89] P. H. Nguyen, W. L. Kling, and J. M. A. Myrzik, "Promising concepts and technologies for future power delivery systems," in *2007 42nd International Universities Power Engineering Conference*, Sep. 2007, no. 1, pp. 47–52, doi: 10.1109/UPEC.2007.4468918.
- [90] P. Balram, L. A. Tuan, and O. Carlson, "Comparative study of MPC based coordinated voltage control in LV distribution systems with photovoltaics and battery storage," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 95, pp. 227–238, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2017.08.010.
- [91] M. Falahi, K. Butler-Purry, and M. Ehsani, "Dynamic Reactive Power Control of Islanded Microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 3649–3657, Nov. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2246589.
- [92] T. T. Mai, A. N. M. M. Haque, and P. H. Nguyen, "Consensus-Based Distributed Control for Overvoltage Mitigation in LV Microgrids," in *2019 IEEE Milan PowerTech*, Jun. 2019, pp. 1–6, doi: 10.1109/PTC.2019.8810508.
- [93] H. Almasalma, J. Engels, and G. Deconinck, "Peer-to-Peer Control of Microgrids," *arXiv*, Nov. 2017, [Online]. Available: <http://arxiv.org/abs/1711.04070>.
- [94] A. N. M. M. Haque, M. Xiong, and P. H. Nguyen, "Consensus Algorithm for Fair Power Curtailment of PV Systems in LV Networks," in *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*, Mar. 2019, pp. 813–818, doi: 10.1109/GTDAAsia.2019.8715912.
- [95] A. Saberian, G. Ledwich, H. Sagha, H. Pezeshki, and G. Walker, "Regulating grid voltage with PV using modified consensus," in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Sep. 2017, pp. 1–6, doi: 10.1109/ISGTEurope.2017.8260096.
- [96] H. Almasalma, J. Engels, and G. Deconinck, "Dual-decomposition-based peer-to-peer voltage control for distribution networks," *CIREN - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, no. 1, pp. 1718–1721, Oct. 2017, doi: 10.1049/oap-cired.2017.0282.
- [97] L. Yu, D. Czarkowski, and F. de Leon, "Optimal Distributed Voltage Regulation for Secondary Networks With DGs," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 959–967, Jun. 2012, doi: 10.1109/TSG.2012.2190308.
- [98] A. E. Kiprakis and A. R. Wallace, "Maximising energy capture from distributed generators in weak networks," *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 151, no. 5, p. 611, 2004, doi: 10.1049/ip-gtd:20040697.
- [99] R. Li, "Grid-connected power conversion of distributed resources," in *Distributed Power Resources*, Elsevier, 2019, pp. 19–50.
- [100] N. Karthikeyan, B. R. Pokhrel, J. R. Pillai, and B. Bak-Jensen, "Coordinated voltage control of distributed PV inverters for voltage regulation in low voltage distribution networks," in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Sep. 2017, pp. 1–6, doi: 10.1109/ISGTEurope.2017.8260279.
- [101] B. Palmintier *et al.*, "Feeder Voltage Regulation with High-Penetration PV Using Advanced Inverters and a Distribution Management System: A Duke Energy Case Study," Golden, CO (United States), Nov. 2016. doi: 10.2172/1331479.
- [102] E. Demirok, P. C. González, K. H. B. B. Frederiksen, D. Sera, P. Rodriguez, and R. Teodorescu, "Local Reactive Power Control Methods for Overvoltage Prevention of Distributed Solar Inverters in Low-Voltage Grids," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 1, no. 2, pp. 174–182, Oct. 2011, doi: 10.1109/JPHOTOV.2011.2174821.
- [103] Y. Zhang, X. Wang, and Y. Li, "PV reactive voltage regional autonomy control strategy for Q(U) improvement in distribution network," in *2019 4th International Conference on Intelligent Green Building and Smart Grid (IGBSG)*, 2019, pp. 497–501, doi: 10.1109/IGBSG.2019.8886214.
- [104] L. Collins and J. K. Ward, "Real and reactive power control of distributed PV inverters for overvoltage prevention and increased renewable generation hosting capacity," *Renew. Energy*, vol. 81, no. Supplement C, pp. 464–471, Sep. 2015, doi: 10.1016/j.renene.2015.03.012.
- [105] M. Braun, T. Stetz, T. Reimann, B. Valov, and G. Arnold, "Optimal Reactive Power Supply in Distribution Networks - Technological and Economic Assessment for PV-Systems," *Pvsec2009*, vol. 49, no. 0, pp. 1–10, 2009, doi: 10.4229/24thEUPVSEC2009-5AO.7.5.
- [106] R. Caldon, M. Coppo, and R. Turri, "Distributed voltage control strategy for LV networks with inverter-interfaced generators," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 107, pp. 85–92, Feb. 2014, doi: 10.1016/j.epsr.2013.09.009.
- [107] M. J. Reno, R. J. Broderick, and S. Grijalva, "Smart inverter capabilities for mitigating over-voltage on distribution systems with high penetrations of PV," in *2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Jun. 2013, pp. 3153–3158, doi: 10.1109/PVSC.2013.6745125.
- [108] M. Kraiczky, A. L. Fakhri, T. Stetz, and M. Braun, "Do it locally: Local voltage support by distributed generation—A management summary," *Int. Energy Agency, Paris, Fr. Tech. Rep. IEA-PVPS T14-08*, vol. 2017, 2017.
- [109] S. Weckx, C. Gonzalez, and J. Driesen, "Combined Central and Local Active and Reactive Power Control of PV Inverters," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 5, no. 3, pp. 776–784, Jul. 2014, doi: 10.1109/TSTE.2014.2300934.
- [110] B. Bletterie *et al.*, "Development of innovative voltage control for distribution networks with high photovoltaic penetration," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 20, no. 6, pp. 747–759, Sep. 2012, doi: 10.1002/pip.1222.



L. León was born in Cuenca, Ecuador in 1982. He received the B.S. degree in electrical engineering in 2010, and the M.B.A. degree in telecommunications management in 2015, both from Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, Ecuador. He is currently working toward the Ph.D. degree with the Institute of Electric Energy (IEE) from the CONICET and UNSJ San Juan, Argentina.



M. Martinez was born in San Juan, Argentina, on June 9, 1980. He graduated as electromechanical engineer from the UNSJ in 2007 and received his PhD from the same university in 2014, with the highest qualification of the program. Part of the PhD was done at the COPPE Institute of the Federal University of Rio de Janeiro in Brazil. From 2014 to 2015, he worked as a postdoctoral research fellow at the CONICET. He is currently a professor at UNSJ and researcher with CONICET. His research activities include the analysis, modelling and operation of electrical microgrids and power systems that include renewable energy resources and energy storage systems.



L. J. Ontiveros was born in San Juan, Argentina, on October 9, 1977. He graduated as an electronic engineer from the UNSJ, Argentina in 2004. He received his Ph.D. from the same University in 2011, carrying out part in the COPPE institute, in the Federal University of Rio de Janeiro in Brazil. Dr. Ontiveros is currently a professor of electrical engineering at the UNSJ and a researcher with CONICET. His research interests include simulation methods, power systems dynamics and control, power electronics modeling and design, and the application of wind energy and energy storage in power systems.



P. E. Mercado (M'02, SM'02) was born in San Juan, Argentina. He graduated as an electromechanical engineer from the UNSJ and received his Ph.D. from the Aachen University of Technology, Germany. Dr. Mercado is currently a professor of electrical engineering at the UNSJ and a researcher with CONICET. His research activities are focused on dynamic simulation, operation security, power electronics, economic operation, and control of electric power systems.