

Evaluación de impacto de recursos energéticos distribuidos sobre redes de distribución en baja tensión

Impact of distributed energy resources on low voltage distribution networks

Presentación: 4 y 5 de Octubre de 2022

Doctorando:

Lucas Gastón López

Facultad Regional San Rafael - Universidad Tecnológica Nacional
lucasglopez@frsr.utn.edu.ar

Directora:

Angélica Degadillo

Codirector:

Fabrizio Sanchez Varretti

Resumen

El presente estudio se basa en determinar el impacto sobre la red eléctrica que provoca la generación distribuida y la posibilidad de almacenamiento, asociada al autoconsumo fotovoltaico de clientes conectados en las redes baja tensión. Se ha realizado un análisis detallado, con modelos reales de redes de distribución, valores de demanda de energía y determinación de perfiles de generación articulado, mediante la utilización de software PSS/E. En el proyecto se ha analizado múltiples escenarios de desarrollo de autoconsumo. El análisis contempla las diferencias y condicionamientos de la magnitud de las placas fotovoltaicas que se deciden instalar. Así mismo, se ha contemplado la posibilidad de contar con instalaciones de acumulación, cuya función es captar la diferencia entre la generación y la demanda. En esta línea se han analizado distintos escenarios de adopción de autoconsumo por los consumidores, desde una adopción nula, hasta una adopción máxima por el total de consumidores. Al evaluar el impacto del agregado de fuentes distribuidas en redes de baja tensión sobre los perfiles de tensión en un proceso de simulación, que involucra análisis de corridas de flujo de potencia, se determina cual es el real impacto de los recursos energéticos distribuidos sobre las redes de distribución actuales.

Palabras clave: Generación distribuida. Simulación eléctrica. Energías renovables.

Abstract

The penetration of Distributed Energy Resources (DER) in the low voltage distribution network has some barriers that have to be overcome. This paper addresses a study of existing low voltage distribution network incorporating DER of Photovoltaic Systems (PV) and different Battery Energy Storage (BESS) strategies. The purpose of this work is to analyze Voltage Profiles (VP) in customer nodes, Energy Losses (EL) along the grid and decide the better way to integrate DER into distribution energy systems. For that, we use Load Flow Study (LFS) module of Power System Simulation for

Engineering (PSS/E) articulate with Python algorithms to analyze different days of study in a 24hr lapse. Different variables as number of clients contacting PV system on grid, power of customer's installation, load profiles of all clients of the same feeder are taken in consideration. Two BES strategies are considered to be analyzed, Centralize Energy Storage (CES) o Distributed Energy Storage (DES). In addition, an independent voltage control is raised to determinate the benefits in VP.

Keywords: Distributed Generation; Distributed Energy Resources; Battery Energy Storage

Introducción

El paradigma de la distribución convencional de energía eléctrica ha cambiado en los últimos años. Actualmente, el desarrollo continuo de nuevas tecnologías, la implementación de políticas ambientales cada vez más exigentes, como así también la expansión de los mercados financieros y energéticos, están promoviendo nuevas condiciones en estos sectores de la producción de energía eléctrica. La generación a gran escala en grandes plantas localizadas cerca de grandes fuentes primarias de energía, la utilización de infraestructura de transmisión de gran envergadura hacia alejados centros de consumo, y el uso de redes de distribución pasivas diseñadas para operar de forma radial y unidireccionalmente, etc., comenzara a formar parte del pasado (Vignolo & Zeballos, 2001). En reemplazo de ello, la utilización de fuentes renovables a baja escala, la posibilidad de almacenar esta energía, la articulación de redes inteligentes que intercambien energía con los sistemas de distribución, entre otras, son parte de los desarrollos modernos en el campo de los recursos de energía distribuidos (o "Distributed Energy Resources", DER por sus siglas en inglés). En este contexto, son los usuarios de la red los que toman partida y ganan protagonismo en cuanto a la toma de decisiones, ya que la producción de energía mediante fuentes alternativas, la posibilidad de reducir picos de consumo, la reducción de pérdidas, estabilidad y regulación de tensión, la concientización hacia la eficiencia ambiental y el uso de fuentes de bajas emisiones de carbono, son algunos beneficios posibles de tener infraestructura destinada a la generación conectada directamente por los usuarios (G.Pepermans, J.Driesenb, D.Haeseldonckxc, R.Belmansc, & W.D'haeseleerc, 2005).

En esta línea, asegurar el acceso a "energías sostenibles", se encuentra dentro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) planteados por la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas, por lo cual en este caso, la generación distribuida promueve fuentes de generación (en su mayoría fotovoltaicas) conllevando así una correspondiente reducción emisiones de carbono para la generación eléctrica (ONU).

Sin embargo, aquellas fuentes que generen primariamente a partir de energía solar fotovoltaica, carecen de la posibilidad de programar su generación. Esta condición, sumada a que su instalación es autónoma, donde su localización depende exclusivamente de los usuarios, puede originar una serie de problemas de sobretensiones, estabilidad y seguridad en la red eléctrica, especialmente ante averías en la red. Una de las consecuencias más frecuentes de esto podría ser la inversión, en algunas líneas de distribución, de la dirección de flujo típica para la que fue diseñado el sistema eléctrico, en donde el sentido históricamente unidireccional puede ahora invertirse (Eguía, P., Torres, E., & García, J., 2016). Además, esta problemática se ve agudizada por el incremento de instalaciones fotovoltaicas distribuidas de ámbito residencial o comercial, dado el limitado control y gestión que los operadores del sistema tienen sobre dichas instalaciones.

El principal inconveniente de este nuevo escenario es que la instalación de estos recursos distribuidos se suele dar de forma autónoma e independiente y, si bien las distribuidoras energéticas suelen conocer los puntos de instalación y las potencias instaladas, no existe ningún ente u organismo que agrupe o coordine su operación. Esta falta de coordinación puede provocar que los encargados de gestionar la red eléctrica extremen medidas y gestionen los medios para limitar el acceso de los usuarios a la implementación de estos recursos distribuidos. Este estado de situación hace necesario que se comience a pensar en nuevas formas de tratamiento a estos recursos de generación distribuidos, con el objetivo de maximizar su aprovechamiento y evitar que su instalación, cada vez más masiva, afecte a la seguridad del sistema eléctrico en su conjunto. Para evitar estas situaciones resulta necesario evaluar cómo podría ser el comportamiento de las redes de distribución ante la implementación de este recurso.

Así mismo, acompañando esta idea, resulta indispensable evaluar cuáles son las tecnologías disponibles y cómo se articulan éstas con la legislación vigente, para que los usuarios maximicen sus recursos. La implementación de incentivos a la generación renovable o la disminución de consumo de energía en redes tradicionales son el estímulo económico que lo usuarios analizan para la implementación.

Desarrollo

La influencia de los recursos de generación distribuida sobre las redes eléctricas de baja tensión depende de la irradiación solar que puedan llegar a recibir las diferentes fuentes, de las características técnicas de la red y de la demanda eléctrica que esta última suministra. Por ello, con el fin de dotar de generalidad a las conclusiones, en este estudio se han analizado topologías diferentes de red emplazadas en la región de Murcia. Los modelos de red empleados han sido proporcionados por Iberdrola Distribución Eléctrica, dicha empresa distribuye energía a más de 11 millones de clientes y cuenta con 10,7 millones de contadores inteligentes (Iberdrola). El empleo de este tipo de tecnologías permite tener información detallada de los clientes para, de esta forma, mejorar las calidades de suministro, facilitar conexiones de energías renovables, reducir pérdidas, evitar el fraude de conexiones clandestinas, entre otras ventajas. Gracias a este tipo de infraestructura también se han obtenido los perfiles horarios de consumo de cada uno de los clientes para diferentes condiciones de funcionamiento. Se han tomado en consideración que los hábitos de consumo de cada cliente dependen de situaciones climáticas, laborales, etc., por lo cual distintas curvas de carga han sido asignadas.

La potencia horaria generada por las instalaciones fotovoltaicas se ha calculado a partir de la irradiación horaria registrada durante el año 2014. Esta información se ha obtenido de la base de datos PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), usando la información de la estación de medida más próxima al generador fotovoltaico, teniendo en cuenta las coordenadas geográficas del cliente con autoconsumo.

Definición de escenarios de generación FV y cargas

Para cada una de las redes estudiadas se han creado 1280 escenarios diferentes de penetración de generación FV atendiendo a diferentes dimensiones de diseño:

- Nivel de adopción: es el tanto por ciento de la demanda total de la red de distribución que es cubierta mediante autoconsumo (10 niveles).
- Nivel de cobertura: es el tanto por ciento de la demanda de cada cliente que es cubierta por la instalación de autoconsumo (8 niveles).
- Estación estival: se toma ambos extremos de las curvas de generación, es decir, un día tipo de verano y otro de invierno (2 niveles).
- Condición de carga: los hábitos de los consumidores varían en función de la rutina a desarrollar, los consumos han sido distinguidos como días festivos o laborables (2 niveles).
- Tipo de almacenamiento: la posibilidad de ubicar baterías en lugares estratégicos de la red de manera centralizada o descentralizada dentro de la propia red (2 niveles).
- Control de tensión: debido a la capacidad de poder inyectar a la red un porcentaje de potencia reactiva en función de la activa generada, se pretende obtener las posibles ventajas de la implementación de un control de tensión (2 niveles).

El uso de baterías para almacenar energía producida por recursos energéticos distribuidos (DER) está comenzando a tener un despliegue rápido. Sin embargo, la ubicación óptima para instalar estas baterías aún no está clara. La presente variable tiene como objetivo determinar cuál de los siguientes escenarios constituye el enfoque más adecuado para instalar estas baterías. Se intenta estimar la influencia de estos recursos asociadas y la dimensión de la solución de almacenamiento para dos escenarios de ubicación:

1. Baterías instaladas "behind the meter" o "almacenamiento descentralizado": en este escenario, las baterías se instalan en los hogares de los clientes que tienen DER (también llamados prosumidores). Cuando un prosumidor produce más energía de la que es capaz de consumir, esta energía se almacena en la batería. La energía almacenada en la batería se libera posteriormente cuando la demanda del prosumidor es mayor que la producción.



Figura 1: a) Escenario de almacenamiento descentralizado. b) Escenario de almacenamiento centralizado

2. Baterías instaladas “in front of the meter” o “almacenamiento centralizado”: en este escenario se instala una batería centralizada en la subestación secundaria. La batería almacena energía, siempre que la energía producida por los prosumidores no pueda ser consumida por ninguno de los clientes que pertenecen a esta subestación secundaria. La energía almacenada en la batería se libera posteriormente cuando la demanda suministrada por la subestación secundaria, es mayor que la producción de todos los prosumidores.

De esta forma, se ha descrito el proceso sinérgico entre la automatización entre PSS@E y Python, donde básicamente podemos dividir en tres etapas: preparación de datos, ejecución de flujos de potencia, recuperación y adecuación de resultados. Mediante el uso de la interfaz de programación de aplicaciones (API) se tiene la capacidad de generar y simular automáticamente una gran cantidad de escenarios con magnitudes de carga y generación diferentes, sin tener la necesidad de configurar manualmente uno por uno utilizando la interfaz gráfica de usuario que propone el software. La automatización de estas tareas, relacionadas con la simulación, será una necesidad importante a cubrir en futuras redes inteligentes que soporten generación distribuida. Es posible encontrar además otros ejemplos prácticos del uso de Python, como mecanismos de articulación con herramientas que permiten la resolución de flujos de potencia en la literatura científica (Gonzalez, F., & Torres, L. J.).

Resultados

Tomaremos algún caso de estudio en particular, dentro del alimentado de Molina del Porche, en las condiciones de invierno y día festivo, en un nodo que cuente con generación (paneles FV) plantearemos las diferencias de almacenamiento centralizado y descentralizado. En este caso, adoptando el nodo 76, ante un nivel de adopción del 50% y con una cobertura calculada de 100%. En ambos casos se analizó una condición sin control de tensión.

En el caso de contar con almacenamiento centralizado, esta condición hace que la generación y la demanda de los nodos, que cuenten con fuentes renovables, actúen independientemente. Es decir, la curva de demanda para las condiciones plateadas del caso, opera indistintamente a la de generación. Esto nos da como resultados una demanda y una fuente conectadas al mismo nodo en donde la generación o demanda neta depende del horario analizado.

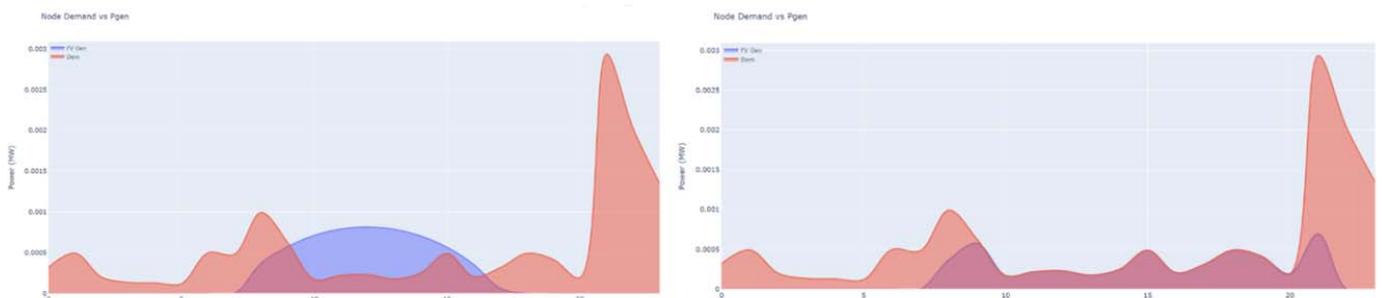


Figura 2: a) Perfiles de demanda y generación FV para nodo específico sin almacenamiento. b) Perfiles de demanda y generación FV para nodo específico con almacenamiento

Como se observa en la Figura 2a, durante las primeras horas del día no existe generación, por lo que la demanda es abastecida por la red tradicional. A partir de allí, nos encontraremos en una franja horaria en donde la generación crece, pero no llega a suplir la totalidad de las cargas del nodo, por ende existirá una demanda neta que surja de la diferencia de ambos niveles de potencia (horario aproximado de 8 a 9hs). Pasado este margen, la curva de generación se sitúa por encima de la de demanda, por lo que la generación neta es entregada a la red de distribución. Este proceso es denominado como autoconsumo con excedentes, donde la generación neta es volcada a la red, cuando esta sobrepasa a la demanda instantánea. Como análisis general desde el punto de vista eléctrico podemos afirmar que la inyección de potencia neta, hace que los flujos de energía varíen y sean redistribuidos entre los consumidores de baja tensión.

Por otro lado, en el caso de almacenamiento descentralizado (batería para acumular energía FV), se impide que el nodo funcione como generador neto. Este se convierte en una carga nula en la franja horaria en la que su generación disponible o carga previa en las baterías, permite abastecer la demanda. Como se ve en la Figura 4 b, la generación suplente la totalidad de la demanda a medida que se necesita energía eléctrica, esto amplía el rango de uso del inversor hasta horarios donde ya no hay disponible energía solar y tiene la particularidad de no inyectar sobre la red eléctrica energía de excedentes de generación.

En la Figura 5a, se comparan los requerimientos de potencia del inversor del sistema, dependiendo si existe o no almacenamiento. La generación sin acumulador responde a la tradicional curva FV (barras azules) y se compara con la potencia de generación con acumulador (barras cian). Nótese el mayor rango horario de trabajo en el caso de contar con almacenamiento.

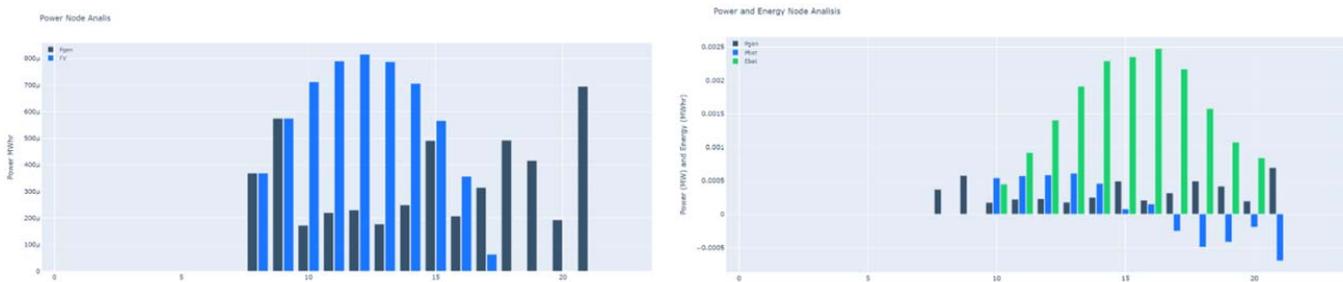


Figura 3: a) Comparación de perfiles de generación en función de disponibilidad de almacenamiento. b) Flujo de potencia y energía en nodo con almacenamiento descentralizado

En la Figura 2b, se analiza el funcionamiento del flujo de potencia interno dentro del mismo nodo en particular, haciendo énfasis en la capacidad (energía) de los acumuladores y las potencias que fluyen a la demanda o a la acumulación. En este caso, al comienzo de los horarios de generación, toda la potencia disponible fluye hacia la carga del nodo (nótese que en el horario de 8 a 9hs), por lo tanto, toda potencia disponible va hacia la carga. Incluso si analizamos la demanda, en esta franja horaria existirá una demanda neta, ya que la diferencia entre lo generado y la demanda total, debe ser suplida por la red. A partir de las 10hs parte de la energía suplente la totalidad de la demanda, ya que como se plateó anteriormente, aumentó la generación y se redujo la carga, permitiendo así que la otra parte de la potencia fluya a los sistemas de acumulación. Como podrá verse en los niveles de energía (barras verdes) aumentan mediante el proceso de carga hasta aproximadamente las 16hs. Cabe destacar que, considerando las pérdidas, durante esta franja horaria los niveles de energía crecen de manera equivalente a la potencia que fluye a la batería (barra cian). A partir de allí, los niveles de potencia de batería negativos denotan un proceso de descarga, en donde en una franja horaria se cubre la totalidad de demanda (16-20hs) hasta llegar al punto de consumir la totalidad de la energía disponible.

De esta forma, analizando los nodos de generación que cuenten con sistemas de acumulación, podremos determinar no sólo la potencia necesaria para los inversores FV, sino también la potencia y capacidad energética máxima de los acumuladores para hacer un aprovechamiento íntegro del recurso. Esto nos permitirá, evaluar las ventajas comparativas de hacer uso de los recursos de acumulación y sus estrategias a la hora de plantearlo de manera descentralizada (autoconsumo sin excedentes de usuario) o un almacenamiento centralizado en nodos MT/BT que posiblemente requiera equipos de mayor potencia y capacidad de almacenaje.

Conclusiones

Los sistemas eléctricos se encuentran en la actualidad en un punto de inflexión, en donde el advenimiento de los recursos distribuidos y las redes inteligentes modificarán la forma de operar y planificar, no sólo las redes de baja tensión sino todo el sistema en su conjunto. En un futuro próximo, será moneda corriente encontrar usuarios de baja tensión que escapen de su rol histórico pasivo y se conviertan en sujetos activos, gracias a la adquisición de paneles fotovoltaicos o baterías. Como conclusión general podemos afirmar que, la magnitud total de potencia y capacidad de energía a almacenar, son notablemente menores en el caso de implementar recursos de almacenamiento centralizado. Esto aun sin tener en cuenta que una gran cantidad de baterías de baja capacidad y potencia conllevan desventajas en cuanto a tareas de revisión, operación, posible mantenimiento, etc. Una sola batería emplazada en bornes de subestación, articula los excesos de sobre generación de demanda de la totalidad de usuarios, siendo esta configuración más económica.

Referencias

Vignolo, M., & Zeballos, R. (2001). Transmission networks or distributed generation?

G.Pepermansa, J.Driesenb, D.Haeseldonckxc, R.Belmansc, & W.D'haeseleerc. (2005). Distributed generation: definition, benefits and. *Energy Policy*, 33(6), 787-798.

ONU. Objetivos de Desarrollo Sostenible. www.un.org/sustainabledevelopment/

Iberdrola. <https://www.iberdroladistribucion.es/>

Photovoltaic Geographical Information System. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis.html>

Eguia, P., Torres, E., & García, J. (2016). Proyecto GEDISPER. *Energía y Sociedad*.

Gonzalez, F., & Torres, L. J. (s.f.). Advanced Smart Grid Functionalities Based on PowerFactory. *Green Energy and Technology*