

Insertion of Renewable Energy in the Local Distribution Network, Medium, Large and Community Users, Analysis and Optimization of Losses

J. Vignerte, D. Anaut, G. F. di Mauro, C. Agüero, J. Strack

Abstract— Based on the modelling of the medium voltage network of the city of Mar del Plata, province of Buenos Aires, Argentina, different points of distributed photovoltaic and wind generation were established under the current regulations for different generating users, such as medium and large ones up to 2 MW. Three scenarios are proposed and the losses, load level of the lines, voltage profile are evaluated and the critical points of the network are obtained for each case. The scenarios are: the network in its initial configuration state; the network with distributed generation insertion by generating users and the network with distributed generation insertion but optimized by reconfiguration using a computational algorithm of the ACO branch (Ant Colony Optimization). To carry out this work, a model of the medium voltage electrical network is created using data provided by the local distribution company and information extracted from a proprietary GIS.

For the proposed insertion levels, an improvement in the parameters of voltage profile, losses and line load is observed in the studied network. It is also observed that the critical points do not exceed nominal load values.

Index Terms--Distributed Generation; Photovoltaic System; Optimization; Renewable Energy Sources; Medium Voltage; Energy Saving, Loss Reduction

I. NOMENCLATURA

ACO = Ant Colony Optimization
BT = Baja Tensión
CSV = Comma Separated Values
FV = Fotovoltaica
GD = Generación Distribuida
GIS = Geographic Information System
LAT = Laboratorio de Alta Tensión
MT = Media Tensión
PV = Panel fotovoltaico

II. INTRODUCCIÓN

EN los últimos años, las provincias Argentinas iniciaron un camino de adecuación de sus normativas de generación eléctrica, siendo la Provincia de Córdoba con mayor potencia instalada de 5.219 kW y 394 usuarios generadores, reglamentó con su Ley N° 10.604 la generación comunitaria en adhesión a la Ley 27.424 [1] “Régimen de fomento a la generación

distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública”, donde promueven entre otras, la generación comunitaria posibilitando la producción de energía renovable en una única instalación de generación, por parte de múltiples usuarios.

Según lo establecido para la provincia de Buenos Aires, los niveles de potencia quedan enmarcados por las siguientes categorías:

- Pequeñas Demandas: < 10kW, para Usuarios Tarifas 1 y 4, servicio monofásico o trifásico.

- Medianas Demandas: $\geq 10\text{kW}$ y < 49kW, para Usuarios Tarifa 2.

- Grandes Demandas: $\geq 50\text{kW}$, BT, para usuarios Tarifa 3"

Además, se indica que "el Usuario Generador podrá instalar equipamiento para la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables hasta una potencia equivalente a la que éste tenga contratada con el distribuidor para su demanda [2].

Para este trabajo, se utilizarán las categorías de medianas y grandes demandas, dado su potencial para contribuir significativamente a la generación distribuida y su alineación con los objetivos de sostenibilidad energética.

Se buscará evaluar, con herramientas de simulación, los cambios en el comportamiento de la red de distribución de MT de un sector residencial de la Ciudad de Mar del Plata. Se plantean distintos escenarios que comprenden primero la distribución convencional, luego la integración de GD por parte de usuarios generadores y finalmente el escenario con GD integrada pero optimizado. Se estudiarán y analizarán los parámetros relacionados con la Calidad de la Energía mediante análisis de simulaciones de flujo de potencia para diferentes intervalos de tiempo con la ayuda de un lenguaje de programación (Python).

III. ELEMENTOS Y METODOLOGÍA

A. Modelo de la red de media tensión

Para este trabajo se hace una ampliación de un modelo en ‘DigSilent PowerFactory’ de la red eléctrica de la zona norte de la ciudad de Mar del Plata, elaborado por el grupo de investigación LAT en [3]. El modelo ampliado cuenta con cinco centros de distribución, la red de MT asociada a cada uno en

diferentes distribuidores y para uno de ellos, la red de BT completa con usuarios generadores domiciliarios. Para la carga del sistema se utilizaron curvas actuales de potencia versus tiempo proporcionadas por la empresa local de distribución, las cuales resultaron de mucha utilidad para su comparación dado que nos reflejan fielmente el comportamiento local.

En la Fig. 1, los transformadores están representados con

círculos pequeños unidos por líneas, donde aquellos que resultan resaltados en rojo pertenecen al distribuidor que cuenta con la red detallada de baja tensión asociada a cada transformador, presentado en [3], donde se estudió el comportamiento de las pérdidas activas en la red con inserción de GD renovable en BT.

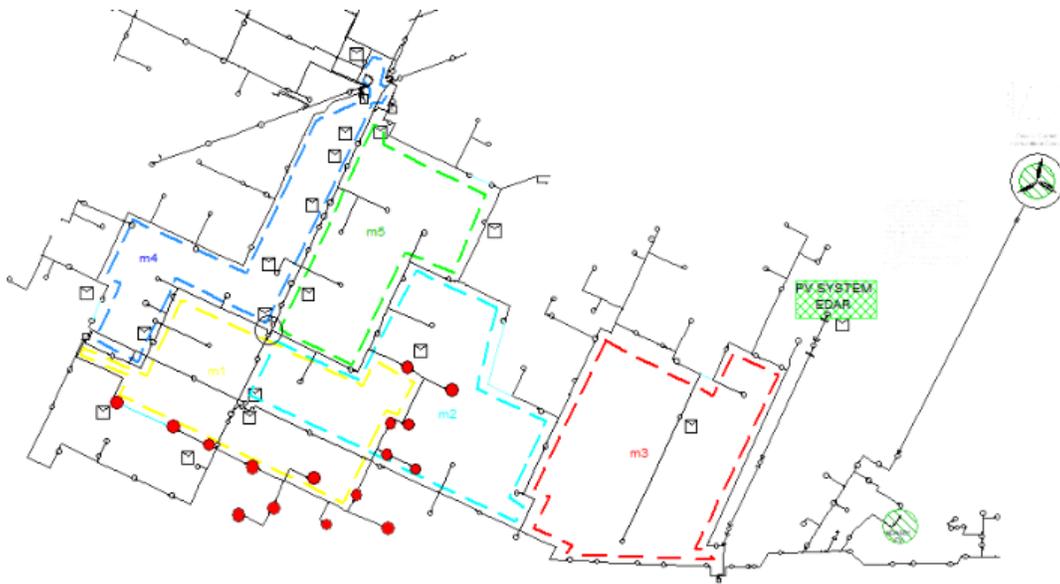


Fig. 1. Modelo de la red de MT, zona norte ciudad de Mar del Plata con las mallas del algoritmo y ubicación de GD.

Siendo este distribuidor parte del sistema en estudio, es posible en una etapa futura obtener resultados también para la red de BT con los cambios realizados en este trabajo, pero escapa a lo planteado en este caso.

B. Sistemas de información geográfica

Las herramientas GIS se han vuelto indispensables para la gestión eficiente de las redes eléctricas en todas sus etapas. Durante la planificación, permiten modelar y analizar la infraestructura existente, identificar áreas de expansión y optimizar la ubicación de nuevos activos. En la operación diaria, estas herramientas integran datos en tiempo real de sensores y sistemas SCADA, facilitando la monitorización, el diagnóstico de fallas y la toma de decisiones. Además, son una plataforma ideal para integrar datos históricos y geoespaciales, posibilitando análisis predictivos y estudios de investigación sobre confiabilidad, pérdidas técnicas y calidad del servicio. [4]

La inserción de la generación distribuida modelada se lleva a cabo mediante previo análisis en una aplicación GIS, lo que permitió una correcta selección en el caso de la ubicación y dimensión de las mismas.

Se utilizó la aplicación gratuita 'QGIS' que cuenta con funcionalidades que permiten las mediciones requeridas para este trabajo, las mismas son superficie, coordenadas y orientación del punto de inserción. En la Fig. 2 se observa una captura del mapa utilizado, donde se detalla el área de cobertura del trabajo analizado (zona norte de la ciudad) y las mallas de la red de MT utilizadas luego por el algoritmo de optimización, coincidentes con el modelo eléctrico presentado en la Fig. 1.

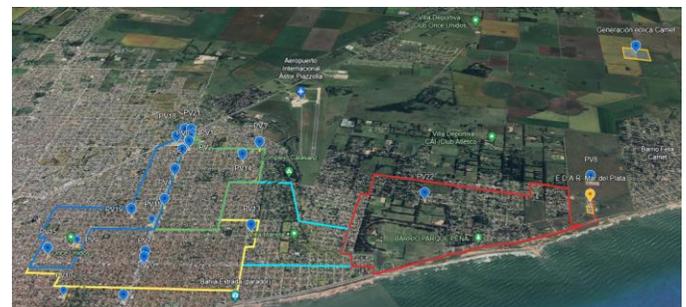


Fig. 2. Área de cobertura del trabajo con detalle de las mallas y puntos de inserción de GD.

C. Generación fotovoltaica

Los sistemas de generación fotovoltaica se hallan ubicados en los posibles lugares de acuerdo a observaciones de superficies a cubrir en techos y terrenos disponibles. La Fig. 3 es una captura de la aplicación GIS donde se muestra un punto de inserción con los datos de superficie y ubicación para el sistema fotovoltaico a emplear (PV1).

Para el trabajo se consideraron dos valores de orientación ($\gamma_1 = +35^\circ$ y $\gamma_2 = -55^\circ$), que contemplan la gran mayoría de las viviendas, debido a la disposición de la cuadrícula urbana respecto al norte. El software de simulación utilizado es capaz de hacer cálculos de potencia entregada por los sistemas fotovoltaicos teniendo en cuenta la ubicación geográfica y los ángulos característicos de los paneles solares que definen su inclinación respecto de la horizontal (ángulo ' β ', para este trabajo 30 grados) y su apartamiento del norte o azimut (ángulo

‘ γ ’), que depende de la ubicación de la superficie a utilizar, como se observa en la Fig. 3 para techos de diferente posición en la cuadrícula.

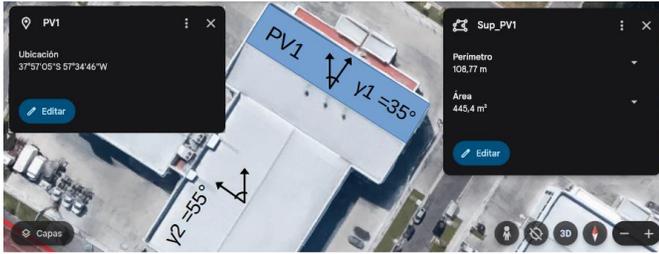


Fig. 3. Herramienta GIS con datos para el sistema fotovoltaico PV1.

A partir del análisis superficial se encontraron 22 puntos factibles para instalar sistemas FV, en cada uno se hicieron las mediciones de superficie y ángulo azimut, y se cargaron en el modelo de cálculo en la subestación correspondiente. En la Tabla 1 se detallan los valores de superficie obtenidos en la aplicación GIS.

TABLA I
 SUPERFICIE DISPONIBLE PARA LA GENERACIÓN FV

	Superficie disponible (m ²)
PV001	445,4
PV002	445,4
PV003	525,11
PV004	813,49
PV005	341,47
PV006	119,68
PV007	220,83
PV008	425,58
PV009	1881,46
PV010	435,22
PV011	749,58
PV012	5337,71
PV013	1117,09
PV014	354,18
PV015	455,15
PV016	758,66
PV017	758,07

PV018	574,44
PV019	415,36
PV020	514,36
PV021	321,84

La superficie y la tecnología de los PV a implementar son determinantes para estimar la potencia pico que se puede inyectar. En este análisis, se ha seleccionado un panel de bajo rendimiento, específicamente un modelo policristalino con una eficiencia entre el 15% y el 17%. La normativa vigente establece que el valor de inyección de energía está limitado a la potencia contratada por cada usuario. Para este estudio, se consideraron usuarios de tamaño medio y grande, con potencias contratadas inferiores a 49 kW bajo la tarifa T2 y mayores bajo T3.

Para las instalaciones donde la potencia asociada es menor que la potencia contratada, se opta por paneles policristalinos para calcular la potencia pico. En contraste, en aquellos casos donde la potencia generada excede la contratada, se utiliza el valor de la potencia contratada para el cálculo. Esto asegura que las instalaciones se mantengan dentro de los límites establecidos por la legislación, optimizando así el uso de la tecnología fotovoltaica disponible.

D. Generación eólica

En la zona rural a dos kilómetros del barrio ‘Félix U Camet’ se propone la inserción de generación eólica mediante un aerogenerador ‘Vestas’, modelo ‘V90’ de potencia nominal 2 MW. Este punto se eligió debido a su condición de ruralidad y cercanía a la costa con fuerte viento recurrente. Para obtener el comportamiento de la potencia entregada por el aerogenerador durante un día en particular, se toma la curva de velocidad del viento versus potencia (entregada por el fabricante, en la parte superior izquierda de la Fig. 4) [5] junto a los datos de velocidad del viento de día completo, con resolución de una hora, proporcionados por la base de datos del Servicio Meteorológico Nacional [6]. Dichos datos se combinan para obtener una curva de potencia diaria como se observa en la Fig. 4.

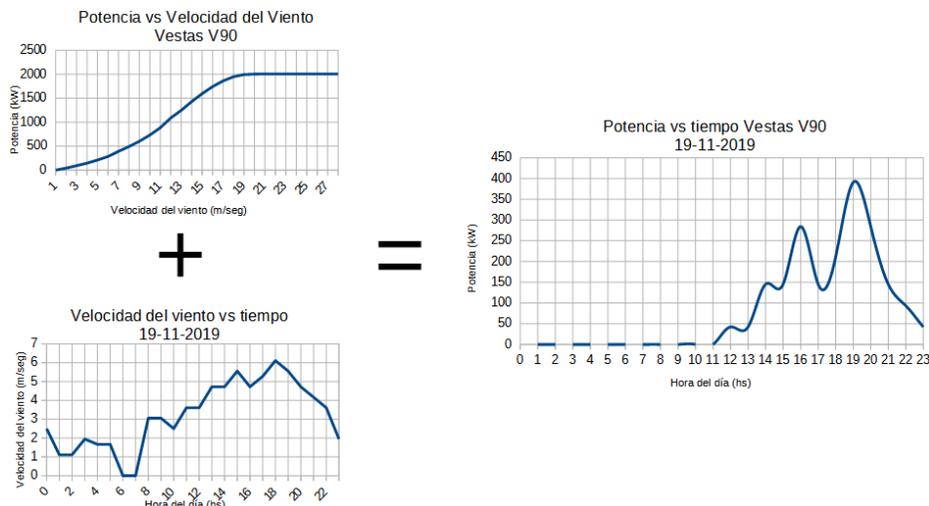


Fig. 4. Formación de la curva potencia versus tiempo para el aerogenerador Vestas V90.

E. Algoritmo de optimización

La red parte de un estado inicial de configuración topológica y para optimizarla se aplica un algoritmo que entrega una nueva configuración que tiene menos pérdidas debido a un mejor reparto de la carga del sistema. El algoritmo utilizado es de la rama ACO, aplicado con éxito en varias redes por este grupo de investigación. Funciona mediante un script o programa computacional en C++ que trabaja en conjunto con el modelo eléctrico de la red, haciendo cambios sobre el mismo (variando su topología) y calculando las pérdidas mediante el flujo de potencia. De esta forma, el algoritmo va haciendo cambios en la configuración de la red, calculando las pérdidas, de manera de encontrar una configuración óptima. Para llevar a cabo esta tarea, el algoritmo busca un resultado dentro de todas las posibles soluciones siguiendo el comportamiento de una colonia de hormigas cuando sale en búsqueda de alimento. Se observa que el tiempo y recursos necesarios para obtener los resultados con este algoritmo, es menor comparando a una búsqueda al azar entre todas las posibles, esto es así debido a que el algoritmo hace una búsqueda inteligente incorporando un sistema de premio de las soluciones análogo al uso de feromonas en las hormigas cuando encuentran una solución a su problema que es el alimento. Se encontró mediante su utilización una configuración óptima para la red de MT con inserción de GD. En la Fig. 5 se observa la ventana principal del programa de aplicación del algoritmo en C++, donde se observan los diferentes parámetros internos que deben optimizarse para encontrar soluciones mejores, más rápidas y con el menor recurso computacional posible. Esta optimización se llevó a cabo en [7] y se repite para este trabajo debido a que depende específicamente de la topología y los estados de carga de la red.

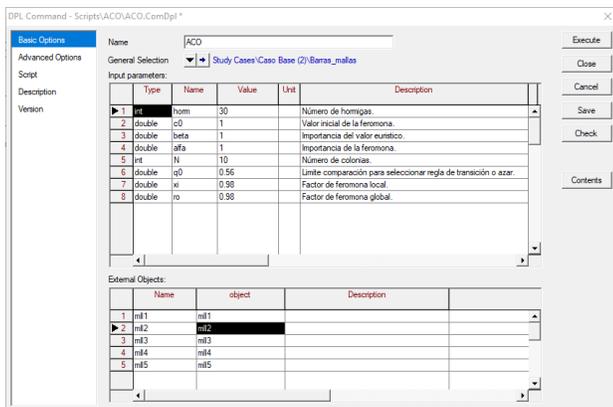


Fig. 5. Ventana de configuración de la aplicación en C++ que aplica el algoritmo ACO.

F. Metodología empleada

Mediante planos e información de los elementos que conforman la red eléctrica de media tensión, se digitaliza una sección de la misma, (la parte norte de la ciudad), en un software que es capaz de calcular el flujo de potencia mediante el método más empleado en la práctica (Newton Raphson).

Se identifican los posibles lugares de inyección de potencia, encuadrados como usuarios generadores grandes, medianos o

comunitarios, obteniendo mediciones de superficie y orientación de los mismos para paneles FV mediante la aplicación ‘QGIS’, como se observa en la Fig. 3 para dos techos de gran superficie y diferente ángulo azimut. Los datos obtenidos de esta aplicación se utilizan para ingresar valores en el modelo de simulación.

Se plantean tres escenarios de cálculo, para obtener parámetros característicos como son las pérdidas, voltaje de nodos y carga de los tramos de línea. El primer escenario es la red con su configuración topológica actual, el segundo con la misma topología con inserción de GD y el tercero con GD, pero con una nueva configuración optimizada mediante la aplicación del algoritmo ACO. Los datos obtenidos luego de la aplicación del flujo de potencia para un día completo son exportados a archivos de tipo CSV, donde los valores se hallan separados por coma. Como los datos son tomados cada un minuto, representan para esta red, 1440 operaciones de cálculo.

Todas las operaciones efectuadas con los datos de la simulación se hacen mediante el lenguaje de programación Python, que se ha establecido como uno de los lenguajes de programación más versátiles y potentes para el cálculo numérico, gracias a su sintaxis sencilla y su amplia gama de herramientas especializadas que permiten realizar operaciones matemáticas complejas, manipulación de datos y análisis estadístico de manera eficiente. Ofrece estructuras de datos que facilitan cálculos vectorizados y operaciones sobre matrices, lo que es fundamental para el procesamiento de datos en gran escala. Además, proporciona funciones avanzadas para optimización, integración y resolución de ecuaciones diferenciales, lo que lo convierte en una opción ideal para científicos e ingenieros [8]. Para el desarrollo de este proyecto, se utilizaron dos de las bibliotecas más populares y poderosas en Python para el cálculo numérico y la manipulación de datos: NumPy y Pandas. NumPy proporciona estructuras de datos eficientes, como arrays multidimensionales, y una gran variedad de funciones matemáticas de alto nivel para operar sobre estas estructuras [9]. Por su parte, Pandas extiende las capacidades de NumPy, ofreciendo estructuras de datos aún más flexibles y optimizadas para el manejo de datos tabulares y en series de tiempo, junto con herramientas para limpieza, transformación y análisis de datos [10]. Estas bibliotecas han demostrado ser fundamentales para el procesamiento y análisis de datos en una amplia gama de aplicaciones científicas y de ingeniería. Para obtener la energía de pérdidas se integra numéricamente mediante las fórmulas cerradas de Newton-Cotes. Más específicamente la regla del trapecoide, que permite encontrar la integración de una función discreta mediante aproximación lineal. También mediante rutinas en el lenguaje de programación se encuentran: el punto crítico de carga, (su valor en porciento del nominal) y ubicación en la red identificando el tramo de línea y se generan gráficos que muestran la información más detallada.

IV. RESULTADOS

A. Estado inicial de la red

Corresponde a la configuración topológica actual, provista

por los planos, es decir el estado actual de todos los seccionadores. En la Fig. 6 se observa con el detalle de todos los elementos que están fuera de servicio en color celeste.

Los usuarios toman energía de la red siguiendo una curva de

carga elaborada con información localizada y no existe GD de ningún tipo.

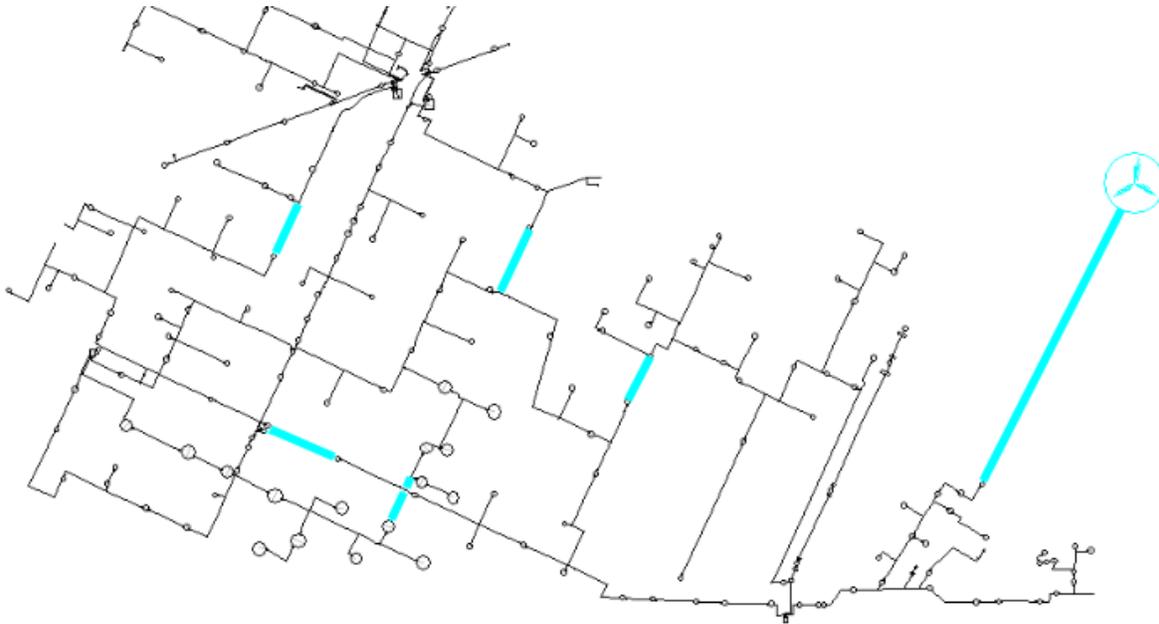


Fig. 6. Configuración inicial de la red de MT con elementos fuera de servicio (líneas y GD) en color celeste.

B. Con inserción de usuarios generadores

En este estado, los usuarios generadores inyectan el sobrante de energía a la red, autoabasteciéndose, cuando sea posible, sin cambiar la configuración topológica original de la red.

En la Fig. 7 se muestra la ubicación de la generación fotovoltaica con su símbolo gráfico y la eólica comunitaria.

C. Con inserción de usuarios generadores optimizada

Mediante la aplicación del algoritmo ACO se encuentra una nueva configuración que minimiza las pérdidas, mejora el perfil de tensión y reparte mejor la carga eléctrica entre las líneas [7]. La Fig. 7 detalla la configuración topológica final individualizando en color celeste las líneas fuera de servicio y aquellas líneas que están fuera de servicio inicialmente se hallan señalizadas con la palabra "INITIAL" que las cruza.

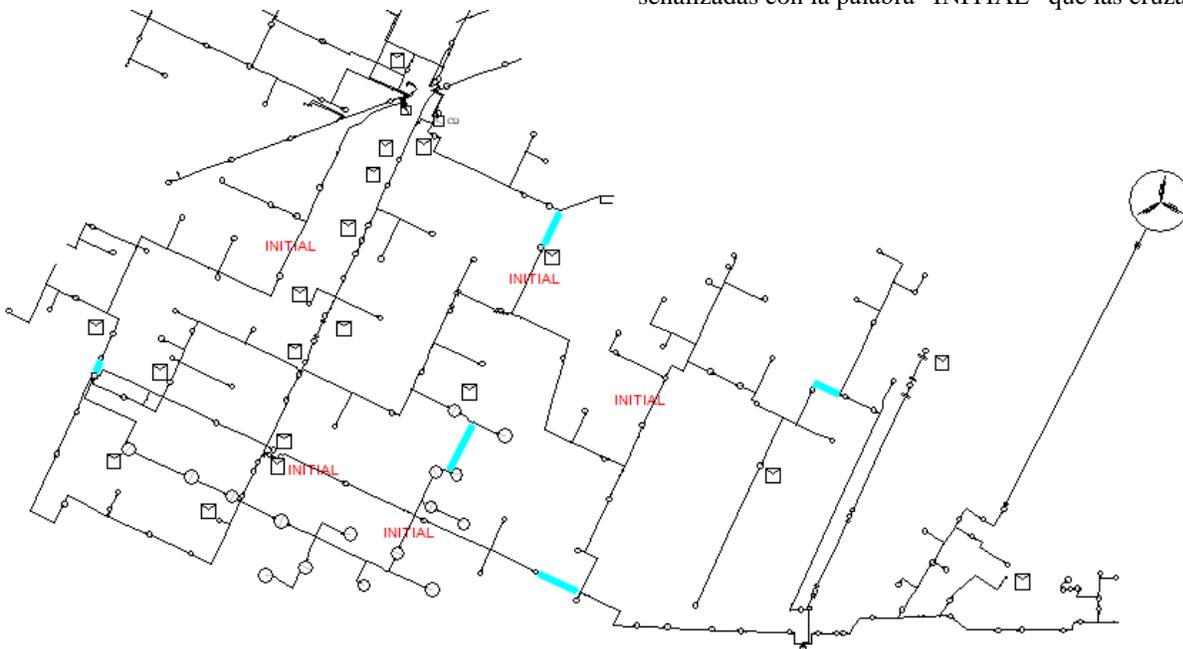


Fig. 7. Escenario final, red optimizada con elementos fuera de servicio en color celeste y detalle de la ubicación de la GD.

En la Tabla 2 se resumen los resultados obtenidos a través de la aplicación Python. Mediante la herramienta desarrollada se obtiene la energía de pérdida total, es decir la integración de la potencia sumada de todas las líneas que componen el sistema, además la carga máxima, nombre de la línea afectada y hora del día en la que se produce el fenómeno de máxima carga.

TABLA II
 DATOS DE LOS RESULTADOS PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO

	Inicial	Inicial con GD	Final
Energía Pérdidas [kWh]	5375.275	4692.908	3518.540
Carga máxima línea [%]	97.795332	97.776636	86.463407

Nombre de línea	LAMT(85)	LAMT(85)	LAMT(85)
Hora Máxima Carga [hs]	22	22	22

La Fig. 8 muestra tres valores de voltaje para cada uno de los 158 puntos de conexión de transformadores de distribución. Estos valores corresponden en azul al estado inicial de la red, en rojo el estado inicial, pero con GD y en amarillo el estado final, es decir la red con GD, pero optimizada. Se observa la mejoría en los puntos con menor voltaje marcados con flechas verdes, también un leve empeoramiento en los puntos marcados con flechas negras. Se debe aclarar que este perfil corresponde a las 13 horas del día contemplado, cercano al pico de producción de la generación PV.

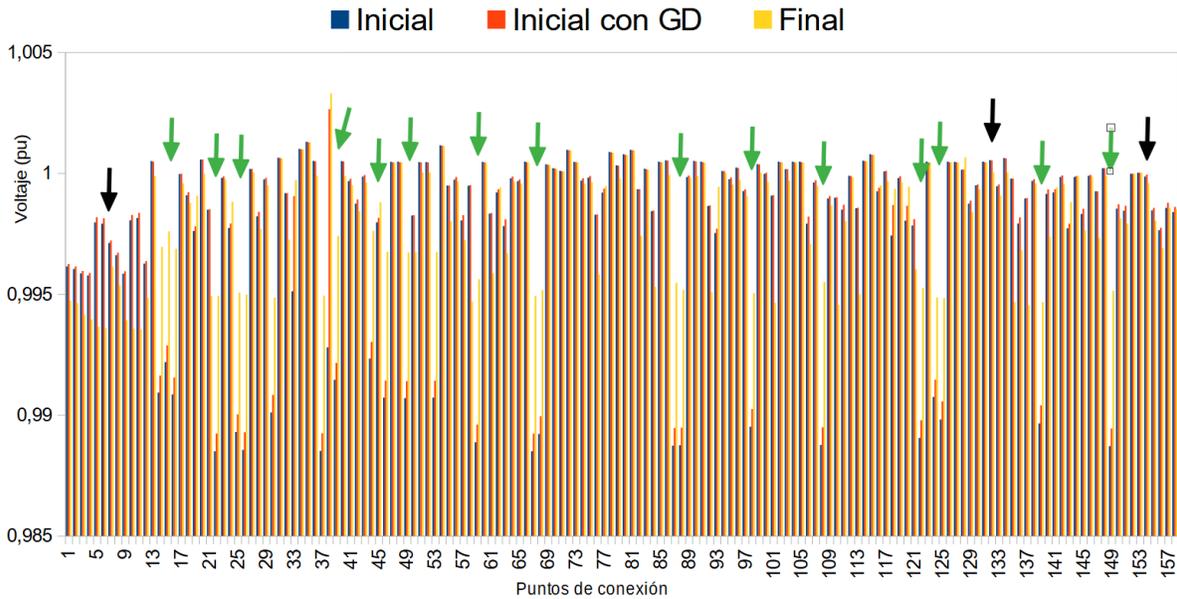


Fig. 8. Perfil de tensión para todos los puntos de conexión de transformadores de distribución contenidos en las mallas, para los tres estados planteados.

V. CONCLUSIONES

La disminución de energía de pérdidas se observa desde el estado inicial, hasta el final, llegando al 34,542 %. Estos valores pueden variar debido a la naturaleza cambiante de las fuentes renovables. Este resultado específico corresponde a los datos de generación PV y eólica del día calendario 19 de noviembre del 2019. Estos datos pueden ser cargados para la generación PV de dos fuentes, la primera a través de un cálculo propio del software de simulación que toma en cuenta la región y la segunda a partir de una base de datos propia de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata, tomada de paneles propios instalados en el techo de la facultad. La información para conformar la curva de producción de la generación eólica se toma de datos históricos provistos por el servicio meteorológico nacional, que cuenta con un amplio rango histórico. [6]

La carga máxima se da en la línea nombrada ‘LAMT(85) marcada en la Fig. 9, corresponde al primer tramo luego del centro de distribución ‘CD’. Como la carga máxima ocurre en

el horario pico nocturno, cercano a las 22 horas, podemos afirmar que no es consecuencia de la inserción de la GD de origen PV.

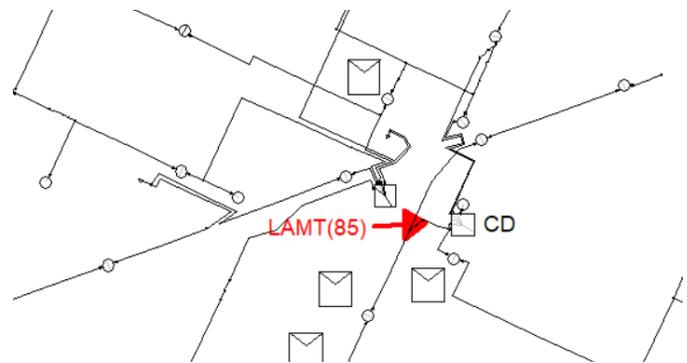


Fig. 9. Línea con carga máxima para las 22 horas del 19 de noviembre del 2019.

La herramienta desarrollada en Python para obtener los resultados es muy versátil y permite su aplicación directa en cualquier variación de la red, además es posible agregar, de

manera simple, nuevas instancias de cálculo que fueran necesarias.

Para el nivel de inserción adoptado no se presentan inconvenientes, esto es principalmente debido a que la reglamentación vigente es limitante y no permite excesos.

El algoritmo de optimización se aplicó sin problemas a la red local siendo mínimo el trabajo necesario para adecuarlo, además el tiempo utilizado para correrlo resulta aceptable y cercano a los cinco minutos con recursos computacionales básicos.

Las herramientas básicas de medición que posee el GIS resultaron de gran utilidad para el dimensionamiento y ubicación de las fuentes de GD.

VI. REFERENCIAS

- [1] Ley 27.424/17. “Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública”. Boletín Oficial Rep. Argentina.
- [2] Oficina Central de Evaluación y Acreditación, "RSC-2024-04738482-GDEBA-OCEBAIF-2024-04700096-GDEBA-GCCOCEBA," Gobierno de la Provincia de Buenos Aires, La Plata, Argentina, 10 de agosto de 2024, [En línea]. Disponible en: [https://oceba.gba.gob.ar/nueva_web/adjuntos/24/RSC-2024-04738482-GDEBA-OCEBAIF-2024-04700096-GDEBA-GCCOCEBA%20\(1\).pdf](https://oceba.gba.gob.ar/nueva_web/adjuntos/24/RSC-2024-04738482-GDEBA-OCEBAIF-2024-04700096-GDEBA-GCCOCEBA%20(1).pdf) [Accedido: 10-ago-2024].
- [3] G. F. di Mauro, M. Serna, J. M. Vignerte, C. A. Agüero, J. L. Strack, “Behavior of Active Losses in a Real Electrical Distribution System with Insertion of Photovoltaic Generation”, IEEE BIENNIAL CONGRESS OF ARGENTINA (ARGENCON), Argentina, 2022.
- [4] Carlos Agüero and Daniel Orlando Anaut, “Sistema de Información Geográfica para la Evaluación de Calidad de Servicio Eléctrico”. ISBN:978-987-42-2078-3, 2016.
- [5] Vestas Wind Systems A/S, "Mechanical Operating and Maintenance Manual V90 – 2.0 MW," Vestas, 2010. <https://www.vestas.com/en/pages/backup-2-mw-platform/V90-2-0-MW>
- [6] Servicio Meteorológico Nacional. (2019). Datos meteorológicos observados (temperatura, humedad, viento, precipitación). Sistema Meteorológico Nacional. <https://www.smn.gob.ar/descarga-de-datos>
- [7] F. Scenna, D. Anaut, L. Passoni, and G. Meschino, “Reconfiguration of Electrical Networks by an Ant Colony Optimization Algorithm”, IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, VOL. 11, NO. 1, FEB. 2013.
- [8] Oliphant, T. E. (2007). Python for scientific computing. Computing in Science & Engineering, 9(3), 10-20. DOI: 10.1109/MCSE.2007.58 <https://ieeexplore.ieee.org/document/4160250>
- [9] Oliphant, T. E. (2006). A guide to NumPy (Vol. 1). Trelgol Publishing USA <https://ieeexplore.ieee.org/document/4160250>
- [10] McKinney, W. (2010). Data Structures for Statistical Computing in Python. Proceedings of the 9th Python in Science Conference, 51-56.