

Evaluación Técnica en una Red de Distribución para el Diseño de Microrredes.

Technical Evaluation in a Distribution Network for Microgrid Design.

Presentación: 17/10/2023

Alexander Nahs

nahsalexander@gmail.com

Centro de Investigación en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE) (Lavaise 610, Santa Fe), Facultad Regional Santa Fe, Universidad Tecnológica Nacional, Argentina.

Este trabajo ha sido realizado bajo la dirección del Dr. Ing. Ariel Loyarte y del Ing. Ulises Manassero

Resumen

Los recientes avances en electrónica de potencia, comunicación e informática se orientan a mejorar la eficiencia operativa técnica y económica de la red, reducir el impacto sobre el medioambiente, aprovechar las fuentes basadas en energías renovables y mejorar la calidad en el suministro a los consumidores. En este contexto, la convergencia entre la generación distribuida y las redes de distribución, en el formato de microrred, surge como una propuesta de consideración. El presente trabajo pretende evaluar el desempeño de una red de distribución estándar en condiciones estáticas de red normal y de emergencia, y establecer un criterio para definir potenciales microrredes. Sobre cada microrred se efectúan estudios de balance energético anual, obtención estadística de demandas extremas de pico y valle, y nodos críticos de abastecimiento. Los resultados obtenidos constituyen la base para el estudio futuro de estrategias de gestión de un sistema de microrredes interconectadas en un mercado de intercambio.

Palabras clave: balance energético, microrred, régimen estacionario, demanda, red de distribución.

Abstract

Recent advances in power electronics, communication, and informatics are geared towards enhancing the technical and economic operational efficiency of the grid, reducing environmental impact, harnessing renewable energy sources, and improving supply quality to consumers. In this context, the convergence of distributed generation and distribution networks, in the form of microgrids, emerges as a proposition of consideration. This study aims to evaluate the performance of a standard distribution network under static conditions of normal and emergency operation, and to establish a criterion for defining potential microgrids. For each microgrid, analyses of annual energy balance, statistical extraction of extreme peak and off-peak demands, and identification of critical supply nodes are conducted. The obtained results form the foundation for the future study of management strategies within an interconnected microgrid system operating in an exchange market.

Keywords: energy balance, microgrid, steady state, demand, distribution network

INTRODUCCIÓN

En el mundo contemporáneo, el suministro confiable y eficiente de energía eléctrica es esencial para sostener el funcionamiento de la sociedad y respaldar su desarrollo continuo. Las redes de distribución eléctrica desempeñan un papel crítico en la entrega de energía a los consumidores finales. Sin embargo, la dinámica en constante evolución de la tecnología y la creciente necesidad de eficiencia y sostenibilidad han impulsado la búsqueda de enfoques innovadores en la administración y operación de estas redes.

Esta nueva perspectiva de redes eléctricas, como se discute en los estudios de Siano (Siano, 2014) y Lu (Lu y Yang, 2016), busca abordar desafíos asociados con la integración de fuentes de energía renovable y la demanda variable. Sin embargo, la integración de energías renovables puede presentar desafíos debido a su naturaleza intermitente. Afortunadamente, avances en tecnología de almacenamiento de energía, programas de respuesta a la demanda y métodos mejorados de pronóstico están contribuyendo a resolver estos desafíos (Zavala et al. 2014 y Faruqui y Sergici 2010).

En este contexto de transformación, la convergencia entre la generación distribuida y las redes de distribución ha dado forma a la noción de "microrredes" (MRs), como exploran los autores Wang (Wang et al., 2017) y Guo et al. (Guo et al., 2017). Las MRs representan una evolución en la gestión energética, en la que se busca una integración armoniosa entre la generación local y la demanda, ofreciendo mayor autonomía y resiliencia que las redes convencionales. Su potencial para brindar un suministro energético más estable y sostenible las posiciona como una propuesta atractiva para las necesidades energéticas actuales.

En este contexto, el presente trabajo se propone analizar exhaustiva y rigurosamente el funcionamiento de una red de distribución estándar en situaciones normales y de emergencia. Tomando en consideración la metodología propuesta por Rossini (Rossini y Monticelli, 2020) y Etemadi (Etemadi y Vahidi, 2014), se establece un criterio para identificar áreas con potencial para ser transformadas en MRs. Para lograr esto, se realizan evaluaciones detalladas de balance energético a lo largo del año, análisis estadísticos de las demandas de pico y valle, así como la identificación de nodos críticos de abastecimiento.

Como sistema de estudio se adopta una porción de la red de distribución de 13,2 kV de la ciudad de Rafaela, Provincia de Santa Fe. Los resultados obtenidos en esta investigación no solo proporcionarán una comprensión más profunda de las dinámicas de funcionamiento y las oportunidades de mejora en esta red específica, sino que también sentarán las bases para la exploración futura de estrategias de gestión en un entorno de MRs interconectadas y en constante intercambio.

METODOLOGÍA

La metodología utilizada para evaluar la operación de una red de distribución eléctrica con miras a su potencial transformación en MRs se divide en tres etapas claves, expuestas en la Figura 1.

| ETAPAS | | |
|--|---|--|
| 1- Evaluación del Estado Operativo en Condiciones de Red Normal (N) | 2- Evaluación del Estado Operativo en Condiciones de Emergencia (N-1) | 3- Definición y Evaluación de Operación en Microrredes (MR) |
| <ul style="list-style-type: none"> Se analizan los perfiles de tensión en los nodos de carga para garantizar niveles aceptables de calidad de suministro. Se examinan los niveles de carga en las líneas de media tensión y transformadores para prevenir sobrecargas. Se identifican los picos y valles de demanda operados por el sistema. Se calculan y analizan los valores promedio, máximo y mínimo de tensiones, así como las capacidades de carga promedio y máxima en las líneas y transformadores. | <ul style="list-style-type: none"> Se efectúan fallas en primer tramo de distribuidores de 13,2 kV y uno de los transformadores de cada estación de rebaje. Se evalúan maniobras de reconfiguración de postfalla para el socorro del circuito en falla y la reducción de la demanda no abastecida. Se resume la ENS por falla y por escenario de demanda | <ul style="list-style-type: none"> Se establecen cinco MRs en base a la topología de la red, la disponibilidad geográfica y la ubicación óptima, cada una con una Composite Network de AC para operar en forma de isla. Se simulan fallas en las MRs y se analiza la capacidad de reconfiguración y resiliencia, incluyendo la posibilidad de suministrar desde múltiples MRs. Se determinan las configuraciones más convenientes para responder a situaciones de falla y demanda en las MRs. |

Figura 1 - Metodología del trabajo

Descripción de la red

Se propone la conformación de un conjunto de 5 MRs interconectadas como se indica en la Figura 2, definidas a partir de la ubicación de distribuidores en 13,2 kV de la red de distribución de la ciudad de Rafaela, comprendiendo: el Parque Industrial Rafaela (PIR), el Parque de Actividades Económicas de Rafaela (PAER), el Autódromo de Rafaela, el Hospital Nodal de Rafaela, barrios residenciales y otros grupos de usuarios rurales.

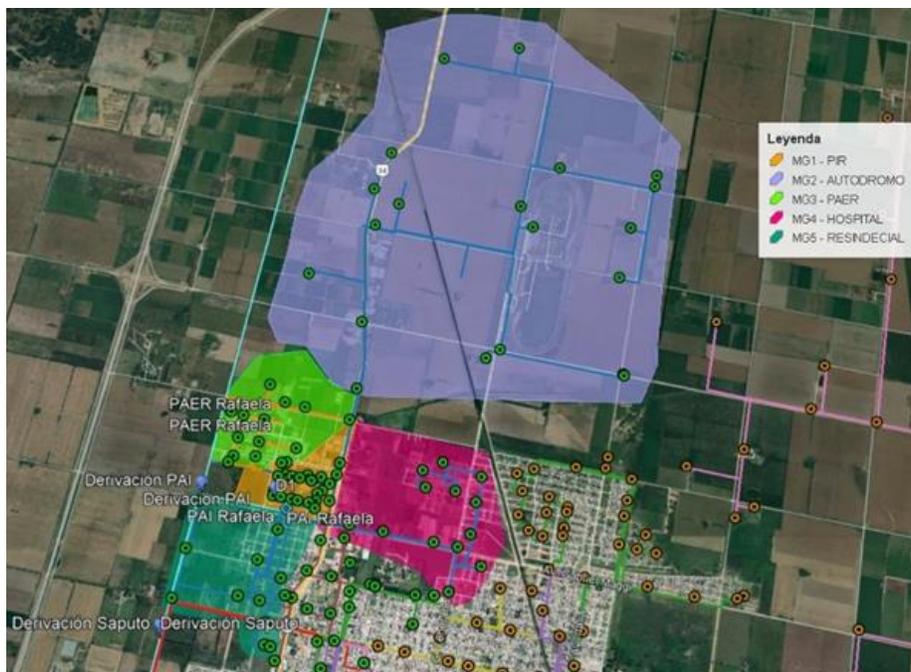


Figura 2 - Diagrama georreferenciado de la red de estudio en 13,2 kV

Se realiza el modelado de la red ya descrita mediante un software de sistemas eléctricos, detallado en la Figura 3, donde se ejecutan sucesivas simulaciones de flujos de potencia en estado estacionario para escenarios de pico y valle.

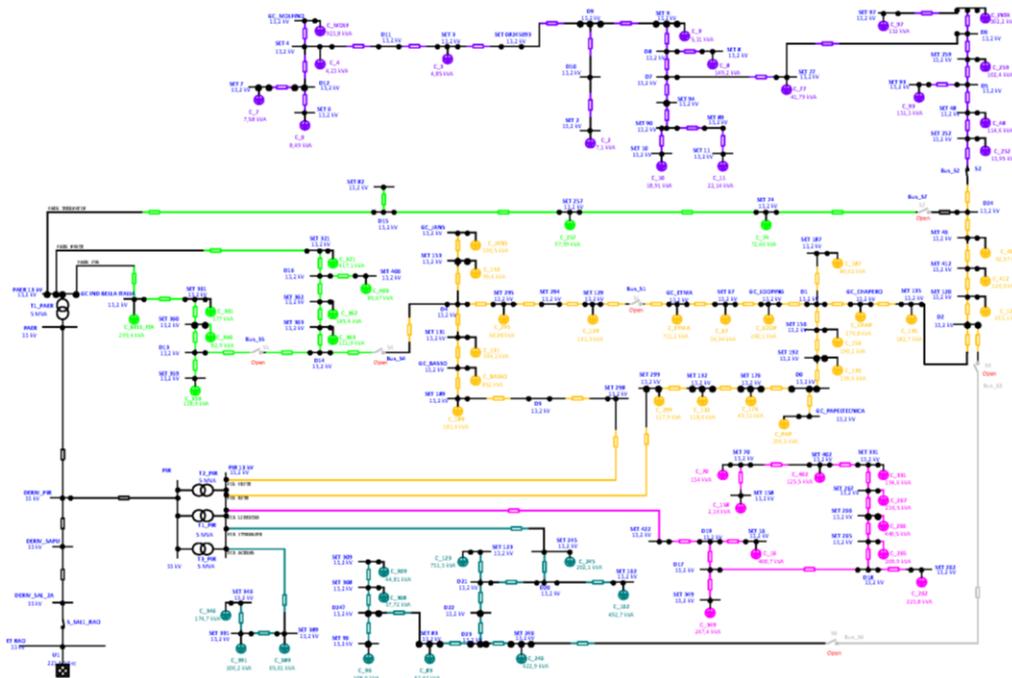


Figura 3 - Modelado de la red de distribución en 13,2 kV

Hipótesis de trabajo

Para el modelado y las condiciones de operación admisibles de la red de distribución, se consideran los siguientes aspectos:

- La cargabilidad de los distribuidores corresponde al límite térmico-mecánico impuesto por sus conductores.
- El límite de operación admisible de transformadores corresponde a la capacidad nominal de la máquina, impuesta por el fabricante según su diseño.

- El rango admisible de tensión en nodos de suministro debe mantenerse dentro del rango entre 92% y 108% de la tensión nominal de red (ENRE, 2003).
- Se considera que todos los circuitos de la red operan en configuración radial, incluso después de una reconfiguración postfalla o socorro de una MR.
- El planteo de las MRs y el agregado de las Composite Network (CN) se realiza buscando la eliminación por completo de la ENS en condiciones de emergencia.

RESULTADOS

Evaluación del estado operativo en condiciones de red normal

La demanda operada por el sistema en escenario de pico y valle es de 13,8 MVA y 8,1 MVA respectivamente. La energía anual total operada por el sistema es de 29.424.376 kWh, repartida en cada distribuidor como se muestra en la Figura 4.

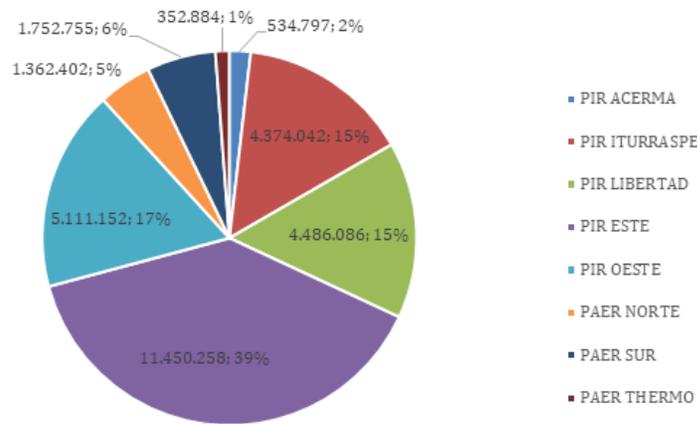


Figura 4 - Energía anual total [kWh] por cada distribuidor

Los transformadores existentes en cada estación de rebaje (ER) 33/13,2 kV no presentan sobrecargas, llegando a un máximo de cargabilidad del 75% para el escenario de pico. En el escenario de valle la red no presenta sobrecargas ni problemas de tensión. Caso contrario se da para el escenario de pico, donde se presentan sobrecargas en los primeros tramos de línea del distribuidor PIR ESTE. Esto se traduce en energía no suministrada (ENS), más precisamente en el nodo que abastece a un gran cliente industrial, con un valor de 278.131 kVA.

En la Tabla 1 se presentan los resultados estadísticos relacionados con los indicadores de perfiles de tensión en los nodos de carga, y en la Tabla 2, los indicadores relacionados con la cargabilidad en líneas para ambos escenarios.

| | Pico [%] | Valle [%] |
|----------|----------|-----------|
| PROMEDIO | 103,6 | 106,6 |
| MAXIMO | 106,9 | 108,0 |
| MINIMO | 98,3 | 103,0 |

Tabla 1 - Resultados estadísticos de los perfiles de tensión

| | Pico [%] | Valle [%] |
|----------|----------|-----------|
| PROMEDIO | 25,14 | 15,41 |
| MAXIMO | 107,20 | 67,80 |

Tabla 2 - Resultados estadísticos de la cargabilidad en líneas

Evaluación del estado operativo en condiciones de emergencia

Se evaluaron fallas en el primer tramo de cada distribuidor y en uno de los transformadores de cada ER, contabilizando 8 y 2 fallas respectivamente. Luego de la reconfiguración de postfalla efectuada, gracias a los 7 seccionadores existentes en la red, se

logra el abastecimiento parcial de la demanda con mejores resultados en escenario de valle, dejando como resultado de importancia la ENS en escenario pico con un valor total de 61.428 kWh/año. Este dato es obtenido como la sumatoria de la ENS en cada falla, que representa el 0,21% de la energía total anual suministrada a la red.

| Falla | ENS [kWh/año] |
|---------------------|---------------|
| 13-PIR-ACERMA | 3195 |
| 13-PIR-ITURRASPE | 4962 |
| 13-PIR-LIBERTAD | 70 |
| 13-PIR-SALIDA ESTE | 43963 |
| 13-PIR-SALIDA OESTE | 0 |
| 13-PAER-NORTE | 0 |
| 13-PAER-SUR | 0 |
| 13-PAER-THERMOFIN | 0 |
| TRAFO PAER | 0 |
| TRAFO PIR | 9238 |

Tabla 3 - Resumen de niveles anuales de ENS en distribuidores de la red de estudio

Definición y evaluación de operación en Microrredes

El planteo de las MRs y el agregado de las 5 CN logra la eliminación por completo de la ENS en condiciones de emergencia. Para ello, se efectuaron mínimas modificaciones a la red, como el agregado de seccionadores y tramos de líneas de media tensión que ayudan a reconfigurar la red actual. La delimitación geográfica y el alcance de cada MR se muestra en la Figura 1.

Por otra parte, en la Tabla 4 se resumen los principales datos técnicos de las MRs propuestas, que incluyen los módulos de generación en isla obtenidos en escenario de pico.

En un análisis comparativo entre las MRs, se destaca la elevada densidad de demanda de la MG1 PIR, por abastecer exclusivamente usuarios industriales con elevados niveles de demanda. En el caso de las MRs que abastecen mayormente usuarios residenciales, tales como la MG4 y MG5, se destacan por el gran número de usuarios abastecidos y valores intermedios en lo que refiere a longitud de líneas y pico de demanda. Finalmente, la MG2 que abastece mayormente usuarios rurales, se destaca por su gran extensión y muy baja densidad de demanda.

| Microrred | Generación [kVA] | Energía Anual [KWh] | Nº Usuarios | Km Líneas | Densidad de Demanda [MVA/km ²] |
|-----------------|------------------|---------------------|-------------|-----------|--|
| MG1 PIR | 5252 | 11.866.024 | 82 | 3,22 | 8,75 |
| MG2 PIR RURAL | 2030 | 4.695.386 | 45 | 14,87 | 0,13 |
| MG3 PAER | 1908 | 3.468.041 | 128 | 4,36 | 1,55 |
| MG4 LIBERTAD | 2229 | 4.486.086 | 1.163 | 5,48 | 1,05 |
| MG5 RESIDENCIAL | 2499 | 4.908.839 | 1.136 | 6,40 | 1,71 |

Tabla 4 - Indicadores representativos de cada MR

CONCLUSIONES

La creación de MRs interconectadas es una solución avanzada que permite mejorar el funcionamiento y la eficiencia de las redes de distribución eléctrica. A partir del análisis de una porción de la red de distribución de 13,2 kV de la ciudad de Rafaela, se identificaron los nodos críticos de abastecimiento y se evaluaron las demandas de pico y valle. Esto proporciona una comprensión más profunda de las dinámicas de funcionamiento y las oportunidades de mejora en esta red específica. El estudio plantea la necesidad de incorporar energías renovables en la operación de las MRs, lo que implica desafíos en términos de planificación y gestión de recursos energéticos.

En resumen, este trabajo destaca la importancia de la transformación de las redes de distribución en MRs interconectadas y la integración de fuentes renovables de energía en estos sistemas, con los desafíos que esto conlleva.

REFERENCIAS

- Siano, P. (2014). Demand response and smart grids—A survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, 461-478.
- Lu, X., & Yang, H. (2016). Demand response in smart grid: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 985-996.
- Faruqui, A., & Sergici, S. (2010). Household response to dynamic pricing of electricity—A survey of 15 experiments. *Journal of Regulatory Economics*, 38(2), 193-225.
- Zavala, V. M., Anghel, M., & Nedunchezian, A. (2014). Optimal operation of grid-connected microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(2), 976-985.
- Wang, J., Yu, H., Wang, S., & Ding, F. (2017). A review of optimization models and methods for the energy management of microgrids. *Applied Energy*, 193, 19-31.
- Guo, S., Huang, T., Yang, S., & Miao, H. (2017). Optimal energy management of microgrids considering demand response and environmental benefits. *Applied Energy*, 187, 685-693.
- Rossini, F. A., & Monticelli, A. J. (2020). Analysis of the integration of distributed generation in electrical distribution systems: An overview. *Energies*, 13(3), 582.
- Etemadi, A. H., Vahidi B. (2014). Impact of electric vehicle charging on power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(1), 5-13.