

“DESARROLLO DE TÉCNICAS DE RECONFIGURACIÓN EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN INDUSTRIAL”

Manassero, U. ^a; Nahs, A. ^a; Cea. M. ^a; Marelli, P. ^a; Furlani, R. ^a

^(a)Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Facultad Regional Santa Fe, Universidad Tecnológica

ulisesmanassero@hotmail.com

Resumen

En la actualidad, debido a la criticidad de sus procesos, la mayoría de los clientes industriales requieren elevadas tasas de disponibilidad del suministro eléctrico para lo cual resulta de vital importancia que las redes de energía eléctrica presenten altos niveles de confiabilidad.

En el presente trabajo se efectúa el modelado de una red de distribución de tipo industrial de media tensión en un software de simulación, identificando y clasificando a los diferentes usuarios, según el nivel de criticidad de sus procesos productivos, respecto a los requerimientos de disponibilidad, cantidad y calidad de abastecimiento de energía eléctrica. Se determinan las fallas a simular, asignando valores de frecuencia y duración de las mismas, según datos estadísticos de referencia.

Luego se corren flujos de carga para el conjunto de fallas y se realiza el estudio de las reconfiguraciones en la red, con el objetivo de mejorar la confiabilidad y brindar suministro a las demandas críticas utilizando como criterio la minimización de sobrecargas y la optimización de tensiones.

En función a los resultados obtenidos se realiza un análisis comparativo de las diferentes opciones de reconfiguración de la red, focalizadas en los valores de demanda no abastecida, niveles de cargabilidad máximos, perfiles de tensión mínimos obtenidos en la red y el porcentaje de abastecimiento de las demandas industriales de gran potencia.

Finalmente se obtienen conclusiones orientadas a cuáles son las reconfiguraciones más recomendables a los fines de brindar suministro a los usuarios industriales.

Abstract

Se deberá incluir una versión en inglés del resumen.

Palabras clave: confiabilidad de suministro, fallas, reconfiguración de la red, demandas críticas

INTRODUCCIÓN

El actual esquema competitivo en el sector eléctrico exige la implementación de programas para mejorar su desempeño en todas las áreas. En lo que se refiere a los sistemas de distribución, el objetivo de las redes es mantener en los terminales de los clientes un nivel de tensión adecuado con una cierta confiabilidad del servicio. Por esta razón, las empresas distribuidoras de energía eléctrica requieren operar los sistemas con criterios técnicos de confiabilidad y seguridad apropiados para garantizar la calidad del servicio a los clientes, cumpliendo con las normas técnicas exigidas y con un mínimo tiempo de interrupción del servicio [1].

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica y el envejecimiento de los componentes de la red provocan un incremento de las pérdidas de potencia con el consecuente incremento de los costos y de las interrupciones del servicio. Cuando esto sucede, se justifica, tanto desde el punto de vista técnico como económico, mejorar la red de distribución. Esto es posible mediante la reconfiguración de los sistemas de distribución de energía eléctrica, que consiste en alterar la topología de las redes y así reducir tanto las pérdidas como el número de clientes afectados por una falla. Normalmente este procedimiento se hace para aislar fallas, minimizar pérdidas activas, balancear carga entre alimentadores o para mejorar niveles de tensión. Las redes de distribución operan radiales y se construyen anilladas, por lo tanto, es posible intercambiar carga entre un alimentador y otro a través de la apertura o cierre de interruptores hasta obtener un punto de operación adecuado [2].

Para abordar este problema de reconfiguración de la red, Shirmohammadi y Hong [3] propusieron una técnica en la que los interruptores se abrían uno por uno comenzando desde un sistema completamente mallado, basado en un patrón de flujo óptimo. Goswami y Basu [4] formularon un algoritmo basado en un patrón de flujo óptimo, de un solo lazo, formado al cerrar un interruptor normalmente abierto, y abriendo el interruptor con corriente mínima. Taylor y Lubkeman [5] desarrollaron un sistema experto que utiliza reglas heurísticas para reducir el espacio de búsqueda y reducir el tiempo de cálculo. Gomes y

otros [6 y 7] presentaron un algoritmo basado en una estrategia heurística. La solución comenzó con un sistema de malla obtenido al cerrar todos los interruptores de enlace. Luego, los interruptores se abrieron sucesivamente en función del aumento mínimo de pérdida de energía, determinado por un flujo de energía. Presentaron un enfoque basado en el flujo de energía óptimo, en el que el estado del interruptor estaba representado por funciones continuas para reducir el número de flujos de energía.

En este contexto, el trabajo que se describe a continuación propone una metodología para analizar y priorizar estrategias de reconfiguración frente a un set de fallas simples en torno a una red industrial anillada clásica, conformando un conjunto de calificadores técnicos relacionados con el abastecimiento y la calidad de energía suministrada a usuarios industriales críticos. Finalmente, el objetivo de identificar aquellas fallas más severas, constituye una herramienta clave para la toma de decisiones de la empresa de energía respecto a planes de automatización, flexibilidad de operación y confiabilidad del equipamiento de maniobra y protección que componen la red.

METODOLOGÍA

Descripción de la red

El estudio se realiza sobre la red de distribución industrial de 33 kV de la localidad de Puerto San Martín, Provincia de Santa Fe. Esta red se abastece por medio de 3 estaciones transformadoras (ETs) 132/33 kV y se compone de 9 alimentadores de 33 kV que alimentan el conjunto de demandas de tipo predominantemente industrial.

Los alimentadores del sistema en análisis, en condiciones normales de funcionamiento, operan con topología radial. En la Figura 1 se presentan las trazas de cada uno de los alimentadores que conforman la red de estudio.

En diversos puntos de la red, existen seccionadores que permiten efectuar transferencias de demanda entre alimentadores en casos de contingencia, sobrecargas y/o reconfiguraciones convenientes para obtener las mejores condiciones de operación del sistema.



Figura 1: Traza de la red de estudio

En la Tabla 1 se presenta la denominación de los distribuidores, se indica la ET de alimentación y sus principales características técnicas.

Tabla 1: Características de la red y sus Ets.

ET	P_{ins} [MVA]	Nombre del Alimentador	Long. Troncal [km]	P_{max} [MVA]
Terminal 6 (TER)	30	ALUMBRERA	1,9	9,1
		PROFERTIL	8,0	7,5
		DOW	2,7	2,5
		CARGILL	0,5	0,0
Puerto San Martín (PSM)	65	SALIDA 5	0,9	0,8
		SALIDA 7	6,5	4,6
		SALIDA 4	3,5	15,9
		SALIDA 8	5,8	4,8
La Ribera (RIB)	30	SALIDA 1	1,5	5,5
		SALIDA 2	21,1	3,8

Modelado eléctrico de la red

La red de distribución de 33 kV es modelada mediante un software de simulación de sistemas eléctricos de potencia, haciendo uso de sus herramientas de cálculo de flujo de potencia en estado estacionario. En la Figura 2 se visualiza el modelado de la red.

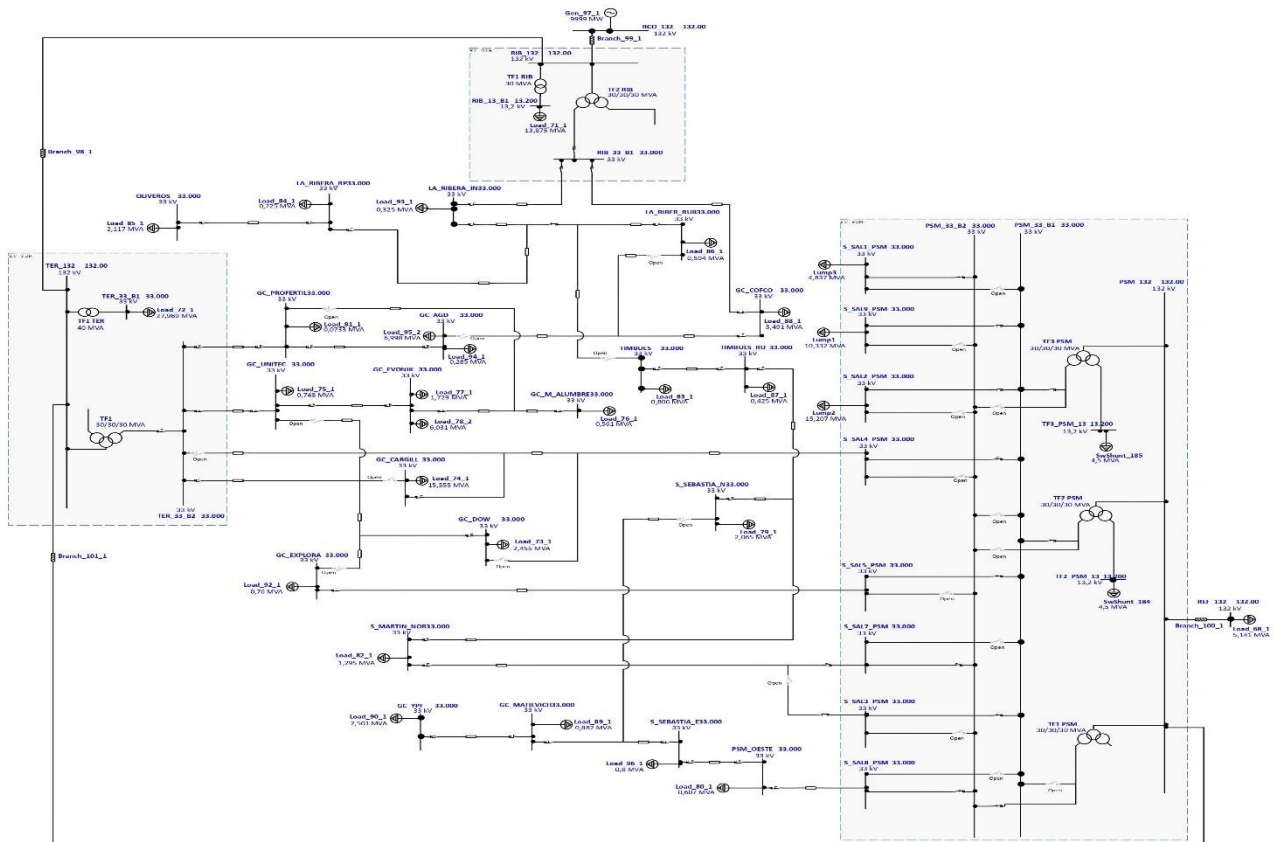


Figura 2: Modelado eléctrico de la red

Las hipótesis adoptadas en el modelado y simulaciones de la red son las siguientes:

- El sistema opera en condiciones de máxima demanda simultánea de las ETs que abastecen al mismo.
- Los alimentadores de 33 kV que abastecen a la red, en condiciones normales (red N), operan con una configuración de tipo radial, y todos tienen posibilidad de realimentación con al menos un alimentador proveniente de la misma ET u otra ET.
- Para análisis de red en estado de contingencia (red N-1), se considera una falla en el primer tramo del alimentador.
- Las posibles opciones de reconfiguración de la red deben realizarse manteniendo una alimentación de tipo radial, debido a las características funcionales y de seteo de las protecciones de sobrecorriente instaladas en los alimentadores de 33 kV.

- La tensión admisible en nodos de la red se considera dentro del rango de 90% a 110%.
- Se considera como cargabilidad máxima admisible de líneas y transformadores a la capacidad nominal recomendada por el fabricante.

Procedimiento de simulación y análisis de reconfiguraciones de red en N-1.

En el análisis de la red de distribución de 33 kV, se efectúan simulaciones para un escenario de máxima demanda simultanea según condiciones de red N-1, evaluando el estado de carga de líneas y transformadores, como así también los niveles de tensión en cada nodo de carga. Esta actividad tiene por objetivo identificar los componentes del sistema que no cumplen con los criterios admisibles adoptados, cuantificando posteriormente los niveles de demanda no abastecida (DNA) en cada caso.

El estudio del comportamiento de red N-1 se efectúa contemplando una falla por alimentador,

totalizando 9 contingencias simples, con un conjunto de 21 posibles alternativas de reconfiguración de red, como puede observarse en la Tabla 2.

Tabla 2: Alternativas de reconfiguración de cada falla.

ET	FALLA ALIMENTADOR	RECONFIGURACIÓN		
		A1	A2	A3
Termin al 6 (TER)	Profertil	A1	A2	A3
	Alumbrera	B1	B2	B3
	Dow	C1	C2	C3
La Ribera (RIB)	Salida 1	D1	D2	-
	Salida 2	E1	E2	-
Puerto San Martín (PSM)	Salida 4	F1	F2	F3
	Salida 5	G1	-	-
	Salida 7	H1	H2	H3
	Salida 8	I1	-	-

Para cada contingencia simulada, las posibles alternativas de reconfiguración son comparadas a partir de la propuesta y definición de un conjunto de indicadores estadísticos relacionados con el estado de carga de transformadores de potencia y líneas de 33 kV, y los niveles de tensión en los nodos de carga. En la Tabla 3 se resumen el conjunto de indicadores propuestos.

Tabla 3: Indicadores estadísticos de evaluación de performance de las alternativas de reconfiguración.

VARIABLE	INDICADOR
Tensión	Mínimo (U_{min})
	Desviación estándar (U_{desv})
Cargabilidad Líneas	Promedio (L_{prom})
	Máximo (L_{max})
	Desviación estándar (L_{desv})
Cargabilidad Transformadores	Promedio (T_{prom})
	Máximo (T_{max})

Dentro del estudio de cada contingencia, una vez obtenidos estos indicadores de performance, se procede a calificar cada reconfiguración mediante la utilización de ponderadores que ajustan a estos indicadores. Por lo tanto, el calificador de una reconfiguración "n" se define mediante la ecuación (1):

$$C_{rn} = \frac{k_1 \cdot U_{min} + k_2 \cdot U_{desv} + k_3 \cdot L_{prom} + k_4 \cdot L_{max} + k_5 \cdot L_{desv} + k_6 \cdot T_{prom} + k_7 \cdot T_{max} + \frac{DNA}{DNA - DNA_{pf}}}{DNA - DNA_{pf}} \quad (1)$$

Donde:

- k_1 : ponderador de U_{min} . Se adopta un valor de 0,75.
- k_2 : ponderador de U_{desv} . Se adopta un valor de 0,25.
- k_3 : ponderador de L_{prom} . Se adopta un valor de 0,25.
- k_4 : ponderador de L_{max} . Se adopta un valor de 0,5.
- k_5 : ponderador de L_{desv} . Se adopta un valor de 0,25.
- k_6 : ponderador de T_{prom} . Se adopta un valor de 0,3.
- k_7 : ponderador de T_{max} . Se adopta un valor de 0,7.
- DNA: demanda no abastecida en falla.
- DNA_{pf} : demanda no abastecida en post-falla.

Con la obtención del C_{rn} de cada reconfiguración de post-falla, se procede a elegir aquella que arroja el menor valor, constituyendo la mejor opción de reconfiguración para la contingencia en estudio.

Luego, se determinan los niveles de energía no suministrada (ENS) a partir de la DNA e índices de confiabilidad asociados a cada circuito de alimentación.

Finalmente, a partir del valor de la ENS y el C_{rn} de opción ganadora de reconfiguración para cada contingencia, se define un calificador global de falla (C_{gf}), cuya expresión de cálculo se presenta en la ecuación (2).

$$C_{gf(i)} = ENS_{c(i)} \cdot C_{rn(i)} \quad (2)$$

El propósito del C_{gf} es calificar cada falla y su mejor opción de reconfiguración, otorgando un orden de prioridad a los mayores valores, relacionados con una mayor severidad de la contingencia. Entonces, el C_{gf} puede convertirse en un indicador clave para la toma de decisiones respecto a las estrategias de inversión, operación y mantenimiento de los circuitos de respaldo. En

este sentido, aquellas fallas con mayor valor de C_{gf} deberían anticipar inversiones relacionadas con la flexibilización, automatización y/o telecontrol de los esquemas de reconfiguración relacionados con los equipos de maniobra, control, medición y protección.

RESULTADOS

Reconfiguración de la red

Con respecto al estado N de la red, la misma presenta en todos sus componentes, niveles admisibles de tensión y cargabilidad según los límites operativos adoptados.

Analizando la red en estado N-1, se obtienen las 21 opciones de reconfiguración repartidas entre las distintas fallas y sus respectivas calificaciones con la opción ganadora resaltada, como se puede ver en la Tabla 3.

Tabla 3: Calificaciones de las opciones de reconfiguración.

ET	FALLA	CALIFICADOR OPCIÓN DE RECONFIGURACIÓN (C_m)		
		1	2	3
Terminal 6 (TER)	Profertil	4,305	4,095	4,098
	Alumbreira	4,257	4,698	4,280
	Dow	4,238	4,205	4,983
La Ribera (RIB)	Salida 1	5,456	5,849	-
	Salida 2	5,428	5,356	-
Puerto San Martín (PSM)	Salida 4	6,412	6,133	6,223
	Salida 5	5,454	-	-
	Salida 7	5,505	5,373	5,477
	Salida 8	5,357	-	-

Calculado el nivel de ENS de cada falla y seleccionado el C_m ganador de las opciones de reconfiguración, se obtiene el C_{gf} que establece el orden de prioridad entre reconfiguraciones de las distintas fallas. Este orden se observa numéricamente en la Tabla 4 y gráficamente en la Figura 4, donde se identifica que la Salida 2 de la ET RIB tiene la mayor prioridad y, como contraparte, la Salida 5 de la ET PSM tiene la menor prioridad.

Tabla 4: C_{gf} de las opciones de reconfiguración ganadoras de cada contingencia.

ET	FALLA	C_{gf}	PRIORIDAD
Terminal 6 (TER)	Profertil	0,85	3
	Alumbreira	0,26	6
	Dow	0,10	8
La Ribera (RIB)	Rib. Sal 1	0,16	7
	Rib. Sal 2	1,51	1
Puerto San Martín (PSM)	PSM Sal 4	1,17	2
	PSM Sal 5	0,01	9
	PSM Sal 7	0,57	4
	PSM Sal 8	0,53	5

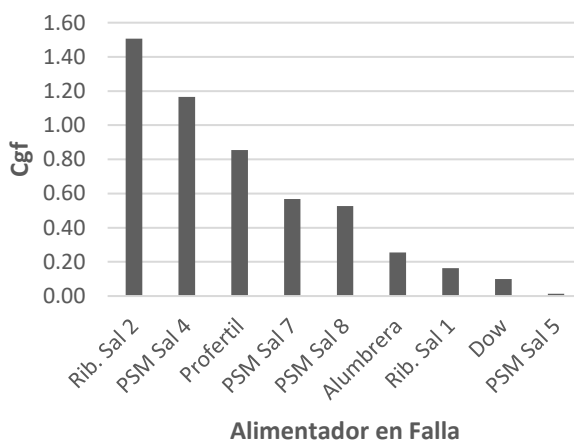


Figura 4: Orden de prioridad en obras de automatización del sistema de maniobra y protecciones.

Finalmente, en la Figura 5 se observa con mayor detalle la composición relativa de los diferentes indicadores estadísticos que conforman el C_m de la opción de reconfiguración ganadora (E2) de la Salida 2 de la ET RIB. De la gráfica se destaca una distribución bastante equilibrada de los ocho indicadores que conforman el C_m , con un mayor aporte de los indicadores L_{max} y T_{max} relacionados con los mayores niveles de carga en líneas y transformadores.

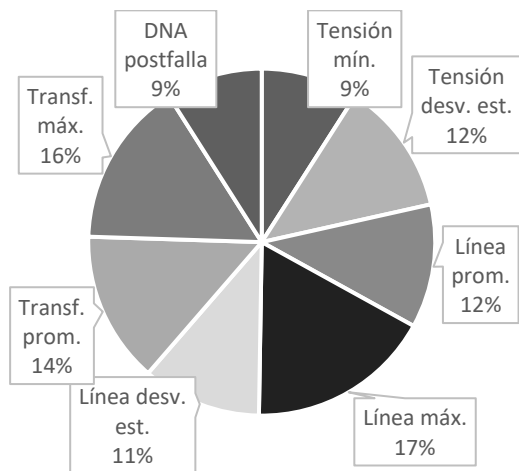


Figura 5: Composición del calificador de la reconfiguración post falla con mayor prioridad (Salida 2 de la ET RIB).

CONCLUSIONES

En este trabajo se ha desarrollado una metodología para evaluar las distintas reconfiguraciones posibles de una red en estado de contingencia, optando por la mejor opción en cada caso, reduciendo al mínimo la ENS y cumpliendo con todas las restricciones técnicas planteadas.

Basándose en la calidad del producto técnico, la metodología propuesta tiene como ventaja que permite la reconfiguración de redes con topología similar, enfocándose en el abastecimiento de la demanda y la criticidad de la DNA asociada a la contingencia planteada.

REFERENCIAS

- [1] Granobles, R., Caicedo, G., Díaz, J.F., Gers, J.M. (2001). Estado del arte en reconfiguración de sistemas de distribución. *Energía y Computación*, vol. 10, no. 1, pp. 50–60.
- [2] Fonseca, I.S., Dotres, S.P., Guerrero, G.T. (2017). Reconfiguración multiobjetivo en sistemas de distribución primaria de energía. *Ingeniare, revista chilena de ingeniería*, vol. 25, no. 2, pp. 196–204.
- [3] Shirmohammadi, D.; Hong, H.W. (1989). Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line loss reduction. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1492–1498.

- [4] Goswami, S.K., Basu, S.K. (1992). A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, no. 3, pp. 1484–1491.
- [5] T. Taylor, D. Lubkeman (1990). Implementation of heuristic search strategies for Distribution feeder reconfiguration, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.5, no. 1, pp 239 – 246.
- [6] Gomes, F.V., Carneiro, S., Pereira, J.L.R., Vinagre, M.P., and Garcia. (2006). A new distribution system reconfiguration approach using optimum power flow and sensitivity analysis for loss reduction, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 4, pp. 1616–1623.