

Mejora del uso de la red implementando nuevas tecnologías de direccionamiento de potencia

M. Anello^{#1}, A. Del Rosso^{#2*}

Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Buenos Aires
Buenos Aires, Argentina

¹ manello@frba.utn.edu.ar

Abstract — *This paper presents an analysis of the use of new power flow control devices to improve power system reliability. A new algorithm has been developed to streamline the process of selecting the best location for the power router devices. The algorithm is implemented in Python. It uses the power flow module of PSSE simulator for contingency analysis and calculation of load curtailment due to components overload.*

Case studies on two regional networks of the Argentinean Interconnected System are presented to illustrate the use of the proposed algorithm, and analyze the potential benefits of power router technology to improve system reliability. The work presented in this paper builds upon previous studies performed by the authors.

Index Terms— *transmission, power router, control, utilization, load shed, Python, reliability.*

Resumen— Este informe presenta un análisis del uso de los nuevos dispositivos de control de flujo de potencia para mejorar la confiabilidad del sistema. Se desarrolló un nuevo algoritmo para correr el proceso de selección de la mejor ubicación de los dispositivos enrutadores de potencia. El algoritmo se desarrolló en Python. El mismo utiliza el módulo de flujo de potencia del simulador PSSE/E para el análisis de contingencia y el cálculo de recorte de carga debido a sobrecarga de componentes.

Para ilustrar el uso del algoritmo propuesto y analizar los beneficios potenciales de la tecnología de enrutadores de potencia para mejorar la confiabilidad del sistema se presentan casos de estudio sobre dos redes regionales del sistema interconectado argentino. El trabajo presentado en este informe se realizó en base estudios previos realizados por los autores.

Palabras Claves— *transmisión, direccionadores de energía, control, utilización, deslastre de carga, Python, confiabilidad.*

I. INTRODUCCIÓN

El permanente aumento de consumo de energía eléctrica está causando saturación de la red eléctrica con la consecuente necesidad de ampliar las instalaciones para poder satisfacer la creciente demanda con los niveles de confiabilidad y seguridad requeridos. No obstante esto, parte del problema es que las redes no se utilizan en forma óptima, en efecto, es común que en redes de transmisión haya componentes tales como líneas de transmisión y transformadores que operan a su máxima capacidad mientras que otros componentes se utilizan a una fracción de su capacidad máxima de transmisión. Este problema

se manifiesta mayormente ante situaciones de contingencia, donde la sobrecarga de ciertos componentes de la red limita la máxima potencia que puede transmitirse.

Recientemente se han desarrollado nuevas tecnologías para el control de flujo de potencia en redes eléctricas, dentro de un programa de investigación y desarrollo auspiciado por el departamento de energía de los EEUU [1]. El objetivo de estos dispositivos es direccionar el flujo de potencia en la red de transmisión en forma más eficiente de modo de mejorar la eficiencia y utilización de las instalaciones existentes, y dotar a la red de la flexibilidad necesaria para acomodar en forma efectiva los volúmenes creciente de generación renovable variable, tales como generación eólica y solar fotovoltaica.

Las soluciones tecnológicas tradicionales para el control de flujo de carga, entre los que se encuentran los transformadores desfasadores, son ampliamente utilizados en algunos sistemas principalmente para reducir la recirculación de flujos de potencia originados sistemas vecinos (loop flows) y mantener la transferencia de potencia entre áreas. Sin embargo, debido a la lenta velocidad respuesta y la limitada capacidad de control de estos dispositivos su aplicación no es suficiente para proporcionar el nivel de controlabilidad y flexibilidad que se requiere en los sistemas eléctricos actuales.

Por otro lado, tecnologías más recientes, como los dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission Systems) y los transformadores de frecuencia variable (VFT) permiten un control dinámico continuo de alta velocidad de respuesta y número ilimitado de operaciones. Sin embargo, los altos costos de instalación y de mantenimiento, el diseño y construcción no estandarizada, y los niveles de confiabilidad relativamente más bajos que los componentes de la red, hacen que su aplicación resulte conveniente solo algunos casos

particulares, lo que limita la utilización masiva de los mismos.

La transmisión en corriente continua en alta tensión (HVDC) proporciona una opción de transmisión más eficiente para largas distancias y permite un control rápido y preciso de los flujos de energía. Si bien su uso puede resultar ventajoso para la transmisión de grandes volúmenes de potencia, debido a su elevado costo y complejidad no resulta una alternativa viable cuando en el principal objetivo es mejorar la controlabilidad y flexibilidad de la red. Las configuraciones de HVDC de tipo back-to-back reducen el costo de la conexión en continua pero la aplicación todavía se limita a un pequeño número de casos específicos. Por otro lado, los nuevos dispositivos de control de flujo de potencia son más simples, compactos y escalables, y encuentran aplicaciones no solo en transmisión sino también en las redes sub-transmisión y distribución. En algunos de ellos la capacidad de control de potencia activa y reactiva no es tan extensa como la de los dispositivos FACTS o HVDC, sin embargo su configuración modular y menor costo permite que puedan instalarse varios dispositivos para alcanzar el nivel deseado de controlabilidad. En la Tabla I se provee un resumen de las principales características y el estado desarrollo de los nuevos controladores de flujo de potencia [1].

Como puede observarse en la Tabla I, la mayoría de estos nuevos dispositivos se encuentran aún en estado de prototipo y prueba piloto, siendo el Reactor Serie Distribuido (DSR) el que se halla en estado más avanzado de desarrollo. En realidad esa tecnología ya está en fase de comercialización e implementación. Debido a esto el análisis en este trabajo se focaliza en el uso de DSR. No obstante ello, las conclusiones generales sobre los beneficios para el sistema son aplicables también a las demás tecnologías.

TABLA I
NUEVAS TECNOLOGÍAS DE CONTROL DE FLUJO DE POTENCIA

Dispositivo	Fabricante	Características	Estado de desarrollo
Reactores en serie Distribuidos (DSR)	Smart Wire Grid	Aumenta la impedancia de la línea inyectando una inductancia de magnetización mediante un transformador de un solo bobinado	Instalado en modo piloto en algunas líneas de 161 kV
Regulador de Ángulo de Fase Dinámico Compacto (CD-PAR)	Varentec Inc.	Es un convertidor electrónico de potencia Integrado con un transformador desfasador que controla módulo y ángulo de la tensión inyectada en serie	Prototipo instalado en alimentador de 13 kV.
Controlador de Flujo de Potencia unificado sin transformadores	Michigan State University	Utiliza convertidores electrónicos en cascadas para eliminar el transformador	Prototipo de 2.0 MVA en la Universidad de Michigan.

El objetivo de este trabajo es evaluar la implementación de estos controladores de flujo de potencia sobre una red eléctrica como el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) [5]. Para esto se desarrolló un algoritmo implementado en Python [6] que realiza un cálculo de confiabilidad de la red, estimando el corte o deslastre de carga ante fenómenos de contingencia por salida de servicio de una línea, y buscando la mejor ubicación para la instalación de controladores de flujo de potencia, de modo tal de minimizar el corte de demanda.

El análisis consiste en casos de estudio sobre el modelo del sistema eléctrico argentino, estos casos incluyen el mejoramiento de la confiabilidad en una red de transmisión regional.

A. Reactor Serie Distribuido (DSR)

El Reactor Serie Distribuido (DSR), cuyo nombre comercial es PowerLine Guardian, consiste básicamente en un autotransformador montado sobre el conductor de una línea de transmisión (ver Figuras 1a y 1b). El conductor forma el devanado primario del transformador. Cuando se cierra el circuito en el secundario la

inductancia inyectada sobre el conductor es despreciable. Por el contrario, cuando el secundario opera en circuito abierto la inductancia de magnetización se manifiesta sobre el primario, en este caso el conductor de línea, cambiando la impedancia propia de la línea. La corriente del secundario se controla mediante un convertidor electrónico lo que permite una variación lineal de la inductancia de magnetización sobre el conductor.

Un solo dispositivo puede provocar un cambio de inductancia en la línea de algunas decenas de micro henrios (30 – 70 μHy), lo cual es muy bajo para tener algún efecto notable sobre la red. Sin embargo, si bien el efecto individual es muy pequeño, el objetivo es instalar múltiples dispositivos sobre una línea para obtener los niveles de control deseados. Por ejemplo, para una línea de 161 kV, un solo dispositivo por fase por milla provee 2% de cambio de impedancia, por lo que diez dispositivos por fase por milla darán un aumento de impedancia del 20% [1].

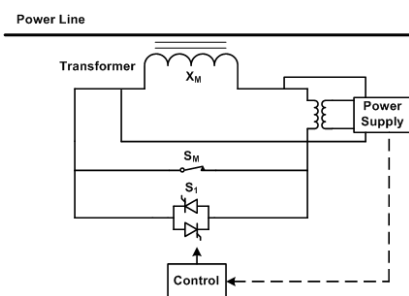


Fig. 1. Esquema de funcionamiento equipamiento DSR [1][4][5].

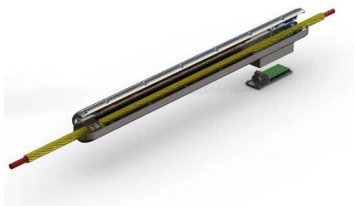


Fig. 2. Ilustración del equipamiento DSR.

II. ENFOQUE

El presente estudio está basado en el desarrollo de un algoritmo implementado en Python, que realiza el análisis de desenganche de carga por contingencia de línea. El primer paso del procedimiento consiste en la selección de las barras del subsistema a estudiar. El programa tomando esa selección, a través del software de cálculo de sistemas de potencia PSS/E, simula la salida de servicio de cada línea que lo compone y por cada salida de servicio calcula un flujo de

carga. Mediante una herramienta del simulador PSS/E se obtiene el valor de la potencia de corte de carga, identificando para cada contingencia la potencia que se debe desconectar para el normal funcionamiento de la red, sin causar sobrecarga en ningún elemento del sistema. Una vez obtenidos estos resultados el algoritmo simula la instalación de los dispositivos DSR, con una configuración tal que causan en la línea sobre la que se instalan, un aumento de su reactancia inductiva del 30%. Una vez modelado esto, el programa calcula un flujo de carga con la contingencia y con la implementación de los dispositivos DSR, pasando luego a obtener nuevamente un valor de deslastre de carga. Este proceso se realiza en forma iterativa, comparando los valores de potencia desconectada para cada ubicación del dispositivo DSR, arribando a la ubicación de los mismos donde el desenganche de carga es menor. De esta manera se logra obtener los valores de corte de carga en una contingencia considerando el sistema actual y con el uso de esta nueva tecnología de direccionamiento de flujo de potencia. El algoritmo arroja los resultados en forma de matriz donde muestra la demanda desconectada para cada ubicación de la contingencia y para cada ubicación de los equipos DSR. Luego, en un cuadro comparativo, se estudia el impacto de la implementación de estos equipos sobre un subsistema, obteniendo la cantidad de estos a utilizar y el valor de la potencia que deja de desconectarse por cada contingencia.

III. CASOS DE ESTUDIO

A. Red Eléctrica Gran Rosario

La red estudiada consiste en los nodos de 132 kV de la zona de Gran Rosario en la cercanía de la estación Rosario Oeste de 500 kV, que abastece toda esa área, de la cual salen las líneas de 132 kV que alimentan a las Subestaciones de alrededor, formando una red radial pero mallada en algunos extremos y también con líneas de doble terna. En la Figura 3 se muestra un diagrama unifilar de la zona en estudio.

El escenario utilizado para el análisis es el de pico diurno de verano de 2016, en el mismo se observa que el sentido del flujo de carga es desde la ET Rosario Oeste hacia las subestaciones periféricas, en esta red solamente se tiene generación en la barra de Sorrento por lo que la

posibilidad de inversión de flujo de energía es muy limitada.

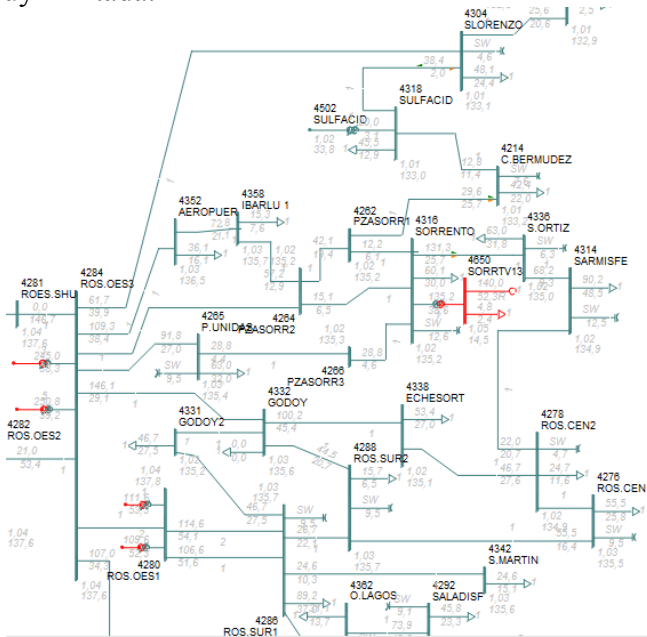


Fig. 3. Unifilar Red de 132 kV - Rosario.

Las 47 barras conforman esta red son volcadas en el algoritmo para arrojar los resultados del análisis, los cuales se muestran en la tabla II. En la misma se presenta un resumen con los casos más significativos, que da cuenta de los datos que arroja el análisis de contingencia considerando la implementación de los dispositivos DSR. De esta forma se puede analizar en forma directa el primer beneficio de la implementación de estos dispositivos, que es la disminución de la desconexión de demanda.

TABLA II
RESULTADOS DE DESLASTRE DE CARGA

Línea F/S	Deslastre de Carga [MW]	Línea con DSR	Deslastre de Carga [MW]	Mejora [MW]
4265 4284	16,50	4284 4332	0	16,5
4280 4286	201,12	4280 4286	184,38	16,74
4284 4332	68,86	4265 4284	65,53	3,33
4284 4352	29,93	4284 4332	17,40	15,54
4284 4362	32,12	4291 4322	26,61	5,51
4314 4336	39,18	4284 4332	27,12	12,06
4316 4336	105,75	4284 4332	93,67	12,08

En la tabla III se muestra, para cada contingencia, la línea para la cual la implementación de los dispositivos DSR produce

la mejora que se muestra en la Tabla II, encontrándose también la cantidad de dispositivos necesarios por fase, estos valores también fueron obtenidos del algoritmo. La cantidad de dispositivos necesarios en cada caso se calculó teniendo en cuenta que cada uno de los mismos permite cambiar la inductancia de la línea en un valor de 72.5 µHy.

TABLA III
RESULTADOS DE CANTIDAD DE DISPOSITIVOS A INSTALAR

Línea F/S	Longitud de línea [Km]	Línea con DSR	Longitud de línea [Km]	Cantidad de DSR por Fase
4265 4284	15	4284 4332	10,54	56
4280 4286	10	4280 4286	9,22	49
4284 4332	11	4265 4284	14,46	77
4284 4352	6,0	4284 4332	10,54	56
4284 4362	19	4291 4322	55,81	294
4314 4336	2,5	4284 4332	10,54	56
4316 4336	2,0	4284 4332	10,54	56

Como se observa en las tablas, para el sistema en estudio se han encontrado varios casos de contingencia que pueden ser solucionados con la implementación de los dispositivos DSR en las líneas, sin embargo, para esta red, la potencia de corte que es posible evitar gracias a los mismos, en la mayoría de los casos no es de un valor elevado. Aún así también se puede observar que la ubicación de los dispositivos DSR sobre la línea 4284-4332 permite la solución de 4 contingencias, lo que indica que el uso de DSR en esa ubicación es mas eficiente.

B. Red eléctrica Cordoba

La red estudiada en este caso consiste en los nodos de 132 kV de la zona de Córdoba en la cercanía de la estación Malvinas de 500 KV. Esta red de característica mallada, con líneas en doble terna que se abastecen de las estaciones de 500 kV de Malvinas y Alma Fuerte, y desde Pilar en 132 kV donde existe una central de generación. También existe generación distribuida conectada a esta red. En la Figura 4 se muestra un diagrama unifilar de la zona en estudio.

El escenario utilizado para el análisis es el de pico diurno de verano de 2016, en el mismo se observa que el flujo de carga se reparte hacia las subestaciones sumidero, desde los nodos de

abastecimiento nombrados anteriormente. Por su característica esta red es sensible al cambio de la configuración del flujo de energía.

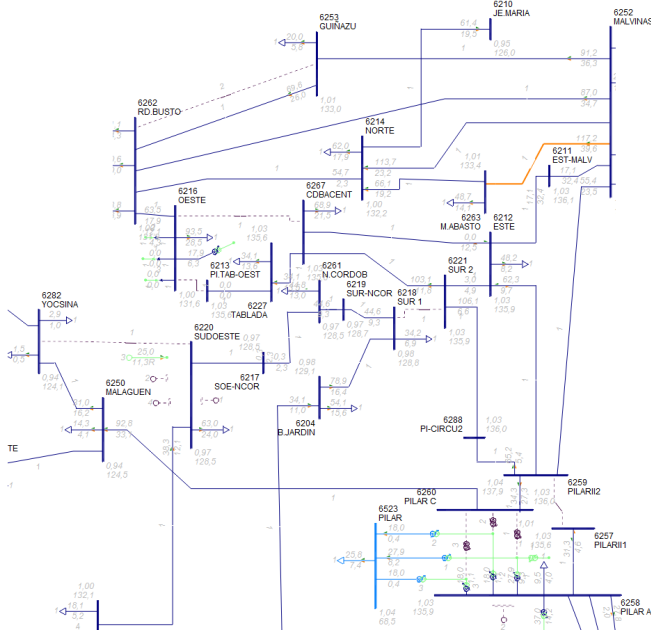


Fig. 4. Unifilar Red de 132 kV – Córdoba.

En este caso también se utilizó el algoritmo descrito anteriormente para analizar el uso de controladores de flujo de potencia y determinar su mejor ubicación. Los resultados del análisis se muestran en la tabla IV, que presenta el resumen de los datos del análisis de contingencia como en el caso anterior. La tabla muestra el detalle de la demanda desconectada en cada caso.

TABLA IV
RESULTADOS DE DESLASTRE DE CARGA

Línea F/S	Deslastre de Carga [MW]	Línea con DSR	Deslastre de Carga [MW]	Mejora [MW]
6221 6288	76,94	6212 6259	29,23	47,7
6250 6282	41,33	6252 6259	0,28	41,05

En la tabla V se muestra, para cada contingencia, la línea para la cual la implementación del dispositivo DSR produce la mejora que se detalla en la Tabla IV, encontrándose también la cantidad de dispositivos necesarios por fase. Se consideró el mismo modelo de dispositivo que en el caso anterior.

TABLA V
RESULTADOS DE CANTIDAD DE DISPOSITIVOS A INSTALAR

Línea F/S	Longitud de línea [Km]	Línea con DSR	Longitud de línea [Km]	Cantidad de DSR por Fase
6221 6288	2	6212 6259	43	227
6250 6282	5	6252 6259	56	296

Como se observa en las tablas, se han encontrado solo dos casos de contingencia sensibles de ser solucionados con la implementación de los dispositivos DSR en las líneas. Los resultados muestran que, para esta red, la potencia que es posible salvar del deslastre de carga, gracias a los dispositivos, es de un valor relativamente elevado comparado con el caso anterior. No obstante esto, se observa también que la instalación de los dispositivos DSR en algunas de las líneas permite resolver solo una de las contingencias, de modo que la efectividad de uso es más limitada que en el caso anterior.

IV. CONCLUSIONES

En este trabajo se presenta un análisis de la posible utilización, en el sistema eléctrico, de nuevas tecnologías para el control de flujo de potencia. Para el análisis se desarrolló un algoritmo de cálculo implementado en Python [6] que permite encontrar la mejor ubicación de los dispositivos de control de flujo de modo de minimizar el corte de demanda debido a contingencias. El programa desarrollado utiliza el módulo de flujo de carga del simulador PSS/E para el análisis de contingencia y consiguiente cálculo del corte de demanda debido a sobrecarga de componentes.

Este algoritmo simula la ubicación de dispositivos de control de flujo de potencia sobre las líneas que conforman el sistema en estudio, y realiza un cálculo de contingencias con el correspondiente corte de carga para eliminar sobrecargas. En base a los resultados de estas simulaciones se determina la ubicación de los dispositivos que minimiza el corte de carga, dentro de los límites de capacidad definidos para los dispositivos.

Se realizaron casos de estudios en las redes regionales de Córdoba y Rosario del Sistema Eléctrico Argentino de Interconexión (SADI) [5] para ilustrar el uso del algoritmo propuesto.

Mediante el método propuesto fue posible hallar los casos que admiten una solución al

problema de corte de carga por medio de la implementación de dispositivos DSR. Además se encontró que el algoritmo permite identificar la ubicación donde el uso de los dispositivos es más eficiente, esto es; donde un mismo dispositivo permite reducir el corte de carga para varias contingencias.

Cabe destacar este trabajo es un desarrollo preliminar sobre el uso de controladores de flujo de potencia.

Los autores se encuentran actualmente desarrollando una ampliación del algoritmo presentado, para lo cual se incorporan técnicas matemáticas de optimización y análisis estocástico para optimizar la cantidad y localización de los dispositivos ante situaciones de incertidumbre provocadas por el crecimiento de la demanda, variabilidad de la generación renovable, expansión de la generación, etc.

REFERENCIAS

- [1] Tim Heidel, "Grid Power Flow Control and Optimization", Advanced Research Projects Agency – Energy (ARPA-E) U.S. Department of Energy – <http://wpweb2.tepper.cmu.edu/ceic/SeminarPDFs/HeidelCMUSeminarPresentation09262013.pdf>
- [2] S. Ramsay, J. Couillard, J. Melcher, C. Thomas, F. Kreikebaum, "Deploying Power Flow Control to Improve the Flexibility of Utilities Subject to Rate Freezes and Other Regulatory Restrictions", CIGRE US National Committee 2013 Grid of the Future Symposium, Boston, October 2013.
- [3] Gabriela Hug, "Generation Cost and System Risk Trade-Off with Corrective Power Flow Control", Fiftieth Annual Allerton Conference Allerton House, UIUC, Illinois, USA October 1 - 5, 2012
- [4] M. Anello, A. Delrosso, J. Calero y T. Caruso, "Improvement of Transmission Utilization and Efficiency Using New Generation of Power Routers", paper, ISTG-LA 2015, Montevideo, Uruguay, Oct.2015
- [5] <http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>
- [6] http://es.diveintopython.net/odbchelper_dict.html