

## PROGRAMACIÓN DINÁMICA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DE POTENCIA EN REDES DE MEDIA TENSIÓN DESBALANCEADAS CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Miguel Piumetto<sup>1</sup>; Julián A. Pucheta<sup>1</sup>; Juan Carlos Gomez Targarona<sup>2</sup>

1. Facultad de Ciencias Exactas Físicas y Naturales, Universidad Nacional de Córdoba, Av. Vélez Sarsfield 1611, Ciudad Universitaria, X5000JJC Córdoba - Argentina. ([mpiumetto@efn.uncor.edu](mailto:mpiumetto@efn.uncor.edu); [jpucheta@efn.uncor.edu](mailto:jpucheta@efn.uncor.edu))
2. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Río Cuarto, Ruta Nacional 36 Km. 601, X5804BYA Río Cuarto, Córdoba – Argentina. ([jcgomez@ing.unrc.edu.ar](mailto:jcgomez@ing.unrc.edu.ar)).

**Resumen:** En este trabajo se estudia la implementación de Programación Dinámica como lógica de control de la Calidad de Potencia en sistemas de distribución eléctrica de media tensión desbalanceados con generación distribuida para optimizar, por parte de las distribuidoras, los indicadores de calidad y los costos de operación para mejorar la eficiencia energética en las redes reduciendo las pérdidas adicionales por desbalance, aprovechar la capacidad de transporte y de distribución de la red, y controlar la propagación del índice de desbalance. Para este propósito se trabajó sobre un sistema real de distribución de la empresa EPEC de la Provincia de Córdoba, Argentina, modelando el comportamiento real del mismo mediante el software ATP/EMTP. Se construye luego, usando MATLAB, una plataforma para el control y se desarrolla un algoritmo para procesar la información a controlar y ajustar el sistema bajo las nuevas condiciones de funcionamiento. Concluimos que los resultados finales muestran la posibilidad de controlar, regular y disminuir el desbalance optimizando el ingreso de la Generación Distribuida. Finalmente se presentan los resultados logrados hasta el momento.

Palabras claves: Programación Dinámica, Redes de Media Tensión, Calidad de Potencia, Generación Distribuida, Optimización Numérica.

### 1. INTRODUCCIÓN

En el sistema actual, la energía eléctrica llega a los consumidores principalmente por medio de la Empresa Distribuidora (ED), la cual adquiere la energía del sistema central de generación, cumpliendo ésta sólo el rol de distribución de energía eléctrica. En un escenario competitivo pueden ingresar al mercado eléctrico nuevos agentes, los cuales son independientes de la ED, ofertando inyección de energía en el sistema de distribución por medio de unidades de Generación Distribuida (GD), pasando a ser los clientes entonces, usuarios pasivos/activos.

El objetivo primordial de las ED de energía eléctrica, es la entrega de energía de manera oportuna y cumpliendo con las características técnicas definidas por los entes reguladores. Buscando garantizar que el sistema de distribución cumple adecuadamente con su objetivo, las ED desarrollan diferentes procesos de planeación del sistema. Estos procesos son abordados desde diferentes ópticas o enfoques: algunos centrados en cumplir las características técnicas, otros en determinar las condiciones de

servicio adecuadas o solamente teniendo en cuenta las pérdidas técnicas y costos asociados, pero siempre, considerando las condiciones ambientales y de entorno que afectan la operación y desempeño del sistema pero en última instancia, pretendiendo cumplir con la entrega de un producto bajo las condiciones establecidas por regulaciones y buscando los mejores rendimientos económicos para la ED (Bernal, 1998)

Hoy en día la calidad del producto eléctrico en los Sistemas de Distribución (SD) de Media Tensión (MT) están siendo fiscalizado de manera más rigurosa debido a las exigencias de los usuarios. Una falla en el SD modifica severamente los índices de calidad de la ED, generando con ello importantes pérdidas económicas. Encontrar la red de MT que opere en forma óptima con los elementos más confiables hará que disminuya su probabilidad de falla, lo que implica mejores índices de calidad para la ED. Es importante notar que la complejidad asociada a la búsqueda de ese estado no es menor, puesto que normalmente una ED conecta cientos de cargas, además, el problema presenta restricciones técnicas en su operación, los clientes deben

permanecer conectados, aparece el ingreso de nuevas fuentes de energía, buscando mantener siempre los indicadores de calidad de producto y de servicio técnico establecidos por la legislación vigente.

El problema de optimización de la redes ha sido abordado utilizando diversos métodos y funcionales, observando trabajos de acuerdo al funcional, empleando criterios como minimización de pérdidas técnicas, funcionales relacionados con confiabilidad o tiempos de restauración y funcionales de costos de operación. Estudios en la literatura internacional muestran dichas tendencias como (McDermott et al., 1999) que utiliza un funcional de costo que minimiza pérdidas eléctricas, mientras que en (Gomes et al., 2005) emplea un algoritmo que calcula el flujo de carga y toma decisiones de reconfiguración minimizando pérdidas eléctricas. Desde el punto de vista de la confiabilidad vemos a (Popovic y Popovic, 2004) que proponen un algoritmo jerárquico multiobjetivo que permite emplear múltiples funcionales que consideran pérdidas, confiabilidad y energía no suministrada o bien (Rodriguez y Vargas, 2005) han propuesto un método heurístico que usa lógica difusa y minimiza el tiempo de restauración del servicio.

En este trabajo se formula y se presenta un algoritmo basado en la Programación Dinámica que permite el ajuste de la red de MT para minimizar un funcional de costo que contempla indicadores de Calidad de Potencia, Costos de Operación y de Generación en presencia de Generación Distribuida por parte de los usuarios o de la ED utilizando ponderaciones individuales para cada aspecto que integra el funcional. El desempeño del algoritmo se evaluó utilizando un sistema de pruebas sencillo y luego se procedió a evaluarlo en un sistema real. Por último se definen líneas futuras de trabajo.

### 1.1 Indicadores de Desbalances en Redes Eléctricas

En los sistemas de potencia el desbalance de tensión y corriente es una ineficiencia importante que no debe subestimarse dado que las potencias involucradas son superiores a la necesaria en un sistema homólogo simétrico. En general los efectos del desbalance se resume en la aparición de componentes de secuencia inversa y homopolar que dan como resultado pérdidas adicionales de potencia y energía, calentamiento adicional de máquinas que limita la capacidad de carga nominal, reducción en el transporte de potencia en los sistemas de distribución y propagación del desbalance a otros nodos de conexión de la red (Piumetto et al, 2014; Gomez 2005).

De acuerdo a las normativas IEC e IEEE, el factor de desbalance de tensión (FDV) se expresa como (1), donde  $V_2$  corresponde a la componente de secuencia

negativa de la tensión y  $V_1$  corresponde a la componente de secuencia positiva de la tensión:

$$FDV = \frac{V_2}{V_1} \times 100 \quad (1)$$

Conociendo las tensiones y corrientes fasoriales, se puede calcular la potencia compleja desarrollada por el sistema trifásico y que se determina en (2) transformando el sistema fasorial al de componentes simétricas mediante el Teorema de Fortescue y obtenemos la ecuación (3):

$$S_{3\phi} = V_{RST}^T \cdot I_{RST}^* \quad (2)$$

$$S_{3\phi} = (A V_{012})^T \cdot (A I_{012})^* = V_{012}^T \cdot A^T \cdot A^* \cdot I_{012} \quad (3)$$

En la que  $A^T = A$  y que  $A^T \cdot A^* = 3$ , por lo que resulta:

$$S_{3\phi} = 3(V_{012}^T \cdot I_{012}^*) = 3 \cdot V_0 \cdot I_0^* + 3 \cdot V_1 \cdot I_1^* + 3 \cdot V_2 \cdot I_2^* \quad (4)$$

Si se divide a la (4) por  $V_1 \times I_1^*$  se establecerán los coeficientes complejos quedando:

$$S_{3\phi} = 3 \cdot V_1 \cdot I_1^* (1 + K_{v2} \cdot K_{i2} + K_{v0} \cdot K_{i0}) \quad (5)$$

Definiéndose el factor de asimetría como KA:

$$KA = K_{v2} \cdot K_{i2} + K_{v0} \cdot K_{i0} \quad (6)$$

La Ec. (6) expresa el grado de desbalance complejo. Cuando las cargas son estáticas, la asimetría conduce a pérdidas de productividad, operaciones defectuosas de convertidores, etc. En un sistema balanceado el coeficiente de asimetría de (6), KA, es cero y por consiguiente la potencia de asimetría es cero. Cuando se alimentan cargas del tipo motor, la potencia de asimetría se traduce en puras pérdidas en la máquina y en el sistema, con una demanda en exceso. Evidentemente un sistema es más perfecto y más eficiente en la medida que su coeficiente de asimetría se aproxima a cero. Se desprende entonces la necesidad de definir la desclasificación del sistema, que puede calcularse como:

$$D = 1 - KA \quad (7)$$

Tomamos para nuestro estudio los indicadores de Calidad de Potencia (CP) formulados en las Ecs (1) y (7) en diferentes puntos del sistema para considerar las especificaciones de las ED y la de los usuarios.

### 1.2 Control Óptimo y Programación Dinámica

El objetivo de la programación dinámica es resolver un problema de optimización. Se formula un problema de control óptimo con un modelo dinámico del proceso, en éste caso el modelo es tabulado, se propone un funcional de costo y se resuelve

numéricamente el problema. En éste caso, se emplea un funcional de costo definido como:

$$J(\mathbf{x}_k, \mathbf{u}_k) = \sum_{k=1}^{24} (\mathbf{x}_k - \mathbf{x}_D)^T \Gamma (\mathbf{x}_k - \mathbf{x}_D) + r \cdot \mathbf{u}_k^2 \quad (8)$$

donde  $\mathbf{x}$  es el vector de estados,  $\mathbf{x}_D$  es el vector de estados deseado definido como  $[0 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1]^T$  y  $u$  la acción de control o decisión tomada. La matriz  $\Gamma$  y el escalar  $r$  son parámetros de diseño del criterio de optimización.

El modelo del proceso, es tabulado y puede representarse como:

$$\mathbf{x}_{k+1} = f(\mathbf{x}_k, \mathbf{u}_k, \mathbf{W}_k) \quad (9)$$

donde  $f(\cdot)$  es una tabla o base de datos numérica,  $\mathbf{x} \in \mathfrak{R}^6$ ,  $u$  es escalar, y  $W$  es una perturbación medible pero no determinística,  $k$  es la variable de etapa que varía entre 1 y 24 que corresponde a las horas del ciclo diario.

Dada la formulación del problema, y debido a que no se cuenta con un modelo explícito del proceso, se propone el uso de la Programación dinámica de Aprendizaje Q (Sutton Barto, 1998).

El objetivo de la programación dinámica es hallar la política de decisiones o ley de control óptima del tipo

$$\mathbf{u}_k = \mu(\mathbf{x}_k, \mathbf{W}_k) \quad (10)$$

que minimice al funcional (8) y haga evolucionar al proceso descrito por la representación tabular expresada como (9) desde la etapa 1 hasta la etapa 24.

## 2. DESARROLLO

### 2.1 Red estudiada y registro de valores

El sistema eléctrico en estudio abastece la zona de Río II y Pilar de la Provincia de Córdoba, Argentina, corresponde a la empresa EPEC (Empresa Provincial de Energía de Córdoba), y posee demandas agroindustriales, comerciales y residenciales como se aprecia en la Fig. A del Anexo. El sistema seleccionado comprende una línea de 66 kV, una barra de 13,2 kV en Río II y dos alimentadores de 13,2 kV, denominados D3 y D4 como se observa en diagrama unifilar (Piumetto y Gomez Targarona, 2013). Es un esquema radial en el que se indican los valores de carga máxima registrados durante el año 2009 en cada subestación transformadora, se muestran los clientes singulares, industrias y resto de las cargas.

Se fijó el criterio de que la GD inyectará valores de potencia activa constantes como:  $\frac{1}{4}$  de la carga

máxima, igual valor de la carga máxima, 3 veces la carga máxima, potencia activa igual a la carga en el resto de los clientes singulares y finalmente con todos los generadores simultáneos. En todos los casos se analiza con las configuraciones de Radial sin GD y Radial con GD.

Se plantearon las siguientes situaciones del estado de carga del sistema con el 25%, 50%, 75%, 100% y 125% del valor de carga máxima registrada no simultánea.

Se realiza el estudio de simulación con el software ATP/EMTP para una ventana de 500 ms. Se ubicaron dispositivos de medición de potencia, energía, tensión y corriente para el registro de valores instantáneos y máximos en tres puntos del sistema, procesando las magnitudes fasoriales a componentes simétricas mediante el uso del software MATLAB.

Para la fuente de desbalance, como las cargas han sido modeladas con impedancias constantes en cada uno de los clientes y subestaciones, se considera que la potencia total en situación de desbalance sigue siendo igual al sistema balanceado y equilibrado, modificando solamente los módulos de las impedancias en +/- 50% en dos fases del sistema y manteniendo el ángulo de las impedancias igual.

El registro y análisis se centró en la toma de datos, procesamiento y clasificación de las magnitudes eléctricas en tres puntos en el sistema de MT, dichos puntos son: a) La barra distribuidora de 13,2 Kv de Río II de la ED b) En el usuario de la Cooperativa de Toledo al final del alimentador D3, marcado como "TOLEDO", en el cual se han tomado registros en el nivel de MT como en el de BT, y c) el punto del usuario de la Cooperativa de Toledo en el alimentador D4, marcado como "TOL II", en el cual se han tomado registros en el nivel de MT y BT. Luego de procesar todos los factores de desbalance, los factores de asimetría, desclasificación se procedió a confeccionar una tabla con todas las mediciones del estado de la red para cada situación de carga e inyección de la GD.

### 2.2 Estrategia de control y variables de estado

La caracterización del sistema eléctrico utilizando programación dinámica, se realiza tomando los índices de calidad descritos en el apartado 1.1 para cada punto medido del sistema como variables de estado, considerando sus valores óptimos a alcanzar los fijados por las normativas de Calidad de Potencia, entonces la decisión que se puede tomar en cada etapa será la cantidad o no de Generación Distribuida a emplear o tomar, mientras que las perturbaciones del entorno están fijadas por la demanda eléctrica, por su curva de carga diaria (24 horas) que se modela con escalones que abarcan las distintas situaciones de carga descriptas.

Se muestran en las Tablas 1, 2 y 3 las definiciones y su caracterización:

Tabla 1: Definición y asignación de las variables de estado

Variabes de Estado $X_i$	Indicador de Calidad	Punto del Sistema Eléctrico	Valor Óptimo $X_D$
$X_1$	$KV_2$ Factor Desbalance de V	Barra <i>Distrib. ED</i>	0
$X_2$	$D$ Desclasificación	Barra <i>Distrib. ED</i>	1
$X_3$	$KV_2$ Factor Desbalance de V	Usuario <i>TOLEDO</i>	0
$X_4$	$D$ Desclasificación	Usuario <i>TOLEDO</i>	1
$X_5$	$KV_2$ Factor Desbalance de V	Usuario <i>TOL II</i>	0
$X_6$	$D$ Desclasificación	Usuario <i>TOL II</i>	1

Tabla 2: Variable de Control

Variabes de Control	Potencia inyectada de la GD en kW	Costo de Generación y Operación	Punto del Sistema Eléctrico	Cantidad Generadores
$u_0$	0	0		0
$u_1$	463	1	<i>TOLEDO Y TOL II</i>	2
$u_2$	1750	2	<i>Cientes Singulares</i>	4
$u_3$	1850	3	<i>TOLEDO Y TOL II</i>	2
$u_4$	6150	4	<i>TOLEDO Y TOL II</i>	2
$u_5$	7900	5	<i>Todos los Generadores</i>	6

Tabla 3: La demanda como perturbación W para el sistema

Modelización Demanda	Horas del día	Carga del Sistema en referencia Carga Máxima	Ciclo Diario total hs
$W_{25}$	0 7	al 25 %	24
$W_{50}$	7 12	al 50 %	
$W_{75}$	12 17	al 75 %	
$W_{100}$	17 20	al 100 %	
$W_{125}$	20 23	al 125 %	
$W_{25}$	23 24	al 25 %	

### 2.3 Algoritmo usado

Se implementó el Aprendizaje Q en Matlab, para el problema de 6 variables de estado y 1 variable de control. Se asume que la variable  $u$  toma 6 valores diferentes, según Tabla 2. La expresión que resume al algoritmo es:

$$Q_{i,u}(n+1) = (1 - \gamma_n) Q_{i,u}(n) + \gamma_n I(x, u) + J^*(j) \quad (11)$$

donde se asume que el proceso evoluciona del estado  $i$  al estado  $j$ , aplicando la acción de control  $u$ , lo que genera un costo incremental  $I(\cdot)$ , en la iteración  $n$ . La función  $\gamma$  depende de la iteración  $n$  y se fijó como:

$$\gamma_{n+1} = \frac{100}{100 + \eta_{i,u}} \quad (12)$$

donde la variable  $\eta_{i,u}$  es un contador de veces en la que se visita un determinado estado-acción. Al  $J^*(\cdot)$  se lo calcula en cada iteración mediante:

$$J^*(i) = \min_u Q_{i,u}(n) \quad \forall i. \quad (13)$$

El primer paso es calcular a la expresión (13) para una política aleatoria, y luego se mejora mediante el paso de actualización de los factores  $Q_{i,u}$ , mediante (11). Se actualizan además los contadores de cada uno de los estado-acción, mediante (12) y se procede a hallar los nuevos valores de  $J^*(\cdot)$  mediante (13). En éste caso se fijaron 50 iteraciones del algoritmo y se observó la convergencia del sistema, como muestran las figuras.

### 2.4 Resultados

Se analizan distintas combinaciones para la ED, en la cual se ponderiza en un primer análisis solamente la CP mientras que los Costos de Generación no poseen incidencia, luego se analiza tomando sus pesos de manera repartida por igual a la CP como a los Costos de Generación, finalmente daremos incidencia solamente a los Costos de Generación y no a la Calidad de Potencia, lo que vemos que los puntos óptimos para la planificación de la red por parte de la ED cambiarán de acuerdo a cada escenario como se observa en las figuras de la 1 a la 6, en las que se grafica la variable de estado  $X_1$  que representa al FDV % en la Barra Distribuidora de la ED en azul, en rojo se muestra a la curva de demanda diaria observando la variación diaria de la variable de estado  $X_1$  (en azul) de acuerdo a la política óptima, luego en el gráfico de Acción  $u$  se muestra la opción de generación más conveniente para la ponderación seleccionada, en otro gráfico se muestra la evolución del Costo para la Política Óptima y por último el desempeño de la política adoptada como más favorable.

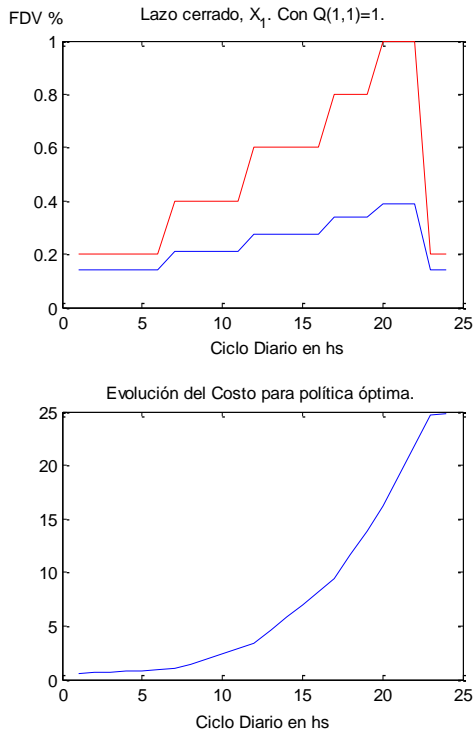


Fig. 1: Evolución de la variable  $X_1$  (FVD%) y del Costo para un  $Q=1$  (CP) y  $R=0$  (Costos de Generación)

En el caso de la Fig. 1 y 2, se considera nulo el costo de generación que es inyectado por los usuarios a la red mientras que los indicadores de Calidad pasan a ser el objetivo principal del funcional de Costo, resultando que la máxima inyección  $u_s$  durante toda la curva de carga define una evolución óptima.

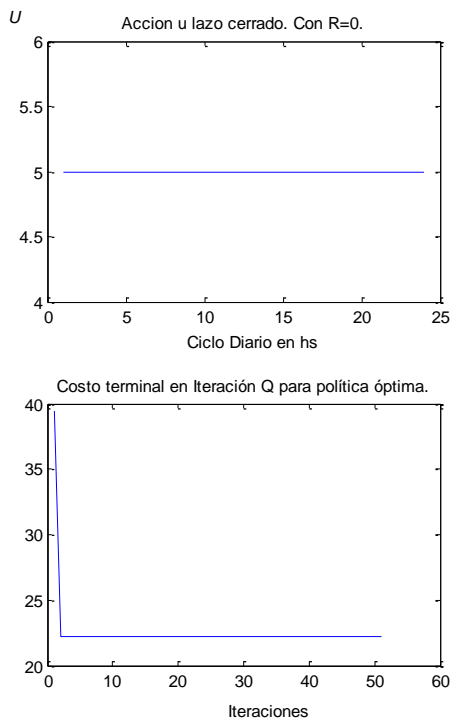


Fig. 2: Evolución del control  $u$  y de las Iteraciones para un  $Q=1$  (CP) y  $R=0$  (Costos de Generación)

Lo graficado en la Fig. 3 y 4, muestra que el Costo de la Generación es importante frente a los Indicadores de Calidad, lo que define una política de control  $u_o$  constante para todo el ciclo diario, sería entonces una política óptima para el escenario planteado.

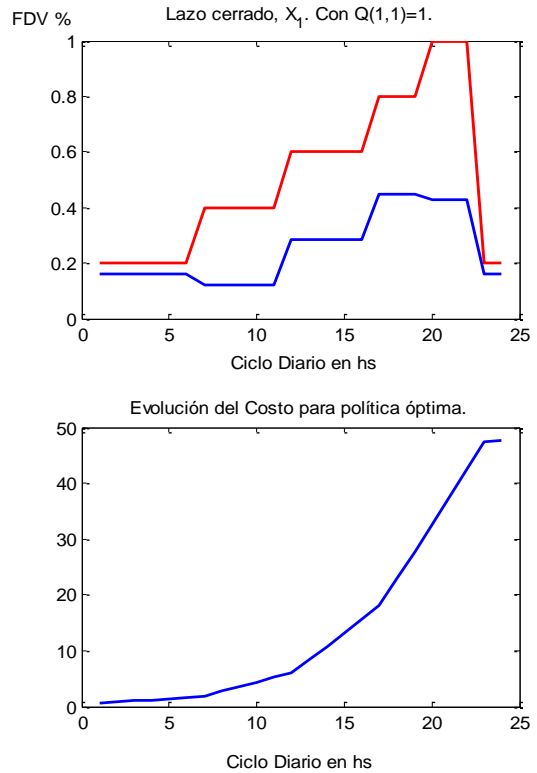


Fig. 3: Evolución de la variable  $X_1$  (FVD%) y del Costo para un  $Q=1$  (CP) y  $R=10$  (Costos de Generación)

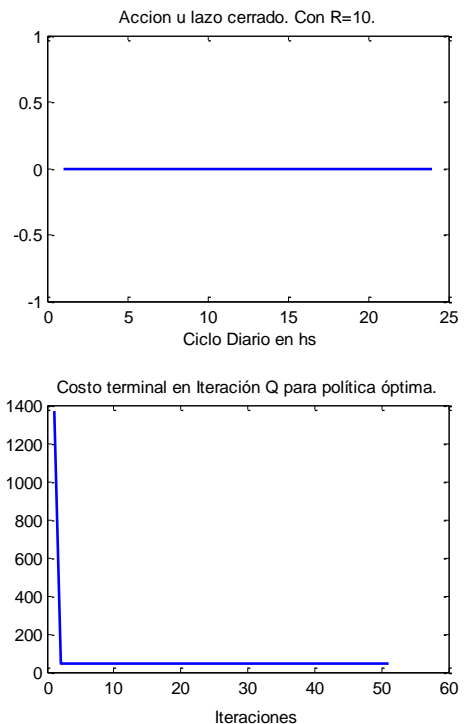


Fig. 4: Evolución del control  $u$  y de las Iteraciones para un  $Q=1$  (CP) y  $R=10$  (Costos de Generación)

En la Fig. 5 y 6, se muestran los resultados para una política con igual ponderación para los Indicadores de Calidad de Potencia que para los Costos de Generación y Operación, lo que da como resultado una acción  $u_1$  para todo el ciclo diario, aunque el costo total de esta política es mayor a las dos anteriores.

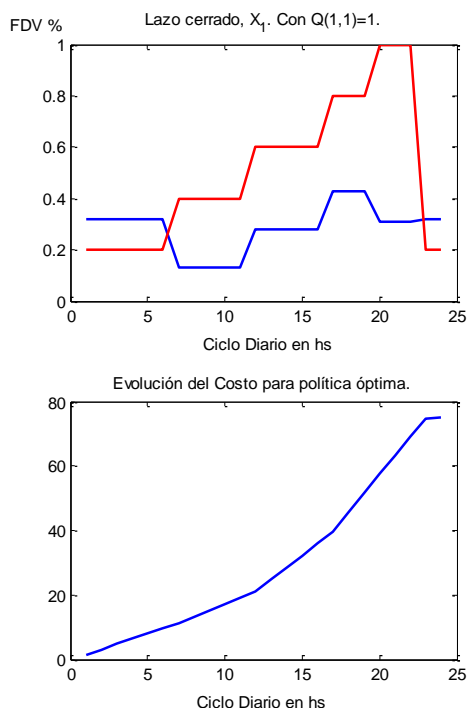


Fig. 5: Evolución de la variable  $X_1$  (FVD%) y del Costo para un  $Q=1$  (CP) y  $R=1$  (Costos de Generación).

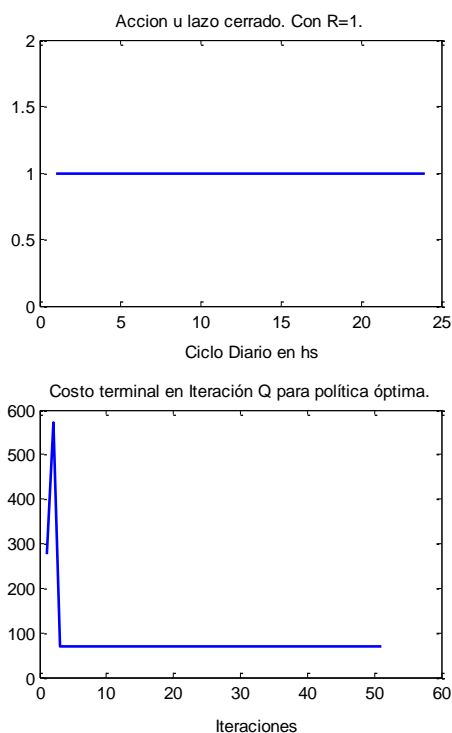


Fig. 6: Evolución del control  $u$  y de las Iteraciones para un  $Q=1$  (CP) y  $R=1$  (Costos de Generación).

### 3. CONCLUSIONES

En el sistema actual la ED cumple un rol de administrador de la red y de distribuir la energía eléctrica a los consumidores. En el nuevo escenario propuesto, ingresan al mercado eléctrico nuevos agentes, los cuales son independientes de la ED con un cierto nivel de acceso a la red de distribución, ofertando inyección de energía al sistema. Ante este escenario es necesaria la evaluación de decisiones de adquisición de energía, con el fin de cumplir con las normativas y objetivos que rigen este mercado.

Se puede apreciar en las diferentes pruebas como el algoritmo opera de manera adecuada, y esto ratifica al observar cómo se minimizan simultáneamente los Costos de Generación, Operación, Pérdidas y los Indicadores de Calidad de Potencia esperados. La metodología propuesta determina un conjunto de soluciones viables de balance con diferentes niveles a considerar según las situaciones que se le plantean a la ED, lo que permite tomar una decisión más acertada por parte del operador de la red. Nótese que el algoritmo utiliza conjuntos de mediciones del sistema, y no su modelo analítico. La escalabilidad es importante, ya que se suman fácilmente más cantidad de variables de estado y acciones de control posibles.

Cabe destacar, que los resultados tomados de los valores entregados por el algoritmo muestran su gran utilidad para el Planificador del Sistema de Distribución, gracias a que, además de proceder adecuadamente con la minimización de las funciones definidas, el mismo explora el espacio de solución y provee variedad de soluciones, con ajuste aceptable dentro de las posibles rutas viables y tipos constructivos.

### REFERENCIAS

- Bernal-Agustin J. L. (1998). Application of genetic algorithms to the optimal design of power distribution systems. Ph.D dissertation, Dept. Elect. Eng., Universidad Zaragoza, Zaragoza, España.
- Gomes F.V., Carneiro S., Pereira J.L.R., Vinagre M.P., Garcia P.A.N. y Araujo L.R. (2005). A new heuristic reconfiguration algorithm for large distribution systems. IEEE Trans. On Power Systems. Vol 20 N° 3, pp 1373-1378.
- Gomez-Targarona J.C. (2005). *Calidad de Potencia: para usuarios y empresas eléctricas*, 1ra Edición Editorial Edigar S.A., Buenos Aires, Argentina.
- McDermott T., I. Drezga y R. Broadwater. A (1999). A heuristic nonlinear constructive method for distribution systems reconfiguration. IEEE Transaction on Power System. Vol 14 N° 2, pp 478-483.
- Piumetto M., Gomez Targarona J.C. y Vaschetti J. (2014). Reducción de los Factores de Desbalance

en un Sistema de Distribución de M.T. debido a la Inserción de Generación Distribuida. Revista CIT Vol. 25 N° 4.

Piumetto M. y Gomez Targarona J.C. (2013), Characterization of Voltage Sags and its Impact on Sensitive Loads in a MV System with Distributed Generation for Single-phase Fault, IEEE Latin American Transactions Vol. 11 N° 1.

Popovic D. y Popovic Z. (2004). A risk management procedure for supply restoration in distribution networks. IEEE Trans. On Power System. Vol 19 pp 221-228.

Rodriguez J.R.A., Vargas A. (2005). Fuzzy-heuristic methodology to estimate the load restoration time in MV networks. IEEE Trans on Power Systems. Vol 20 N° 2 pp 1095-1102.

Sutton, Richard S.; Barto, Andrew G. (1998). Reinforcement Learning: An Introduction. MIT Press. ISBN 0-262-19398-1. Disponible en línea. <http://webdocs.cs.ualberta.ca/~sutton/book/>

Anexo:

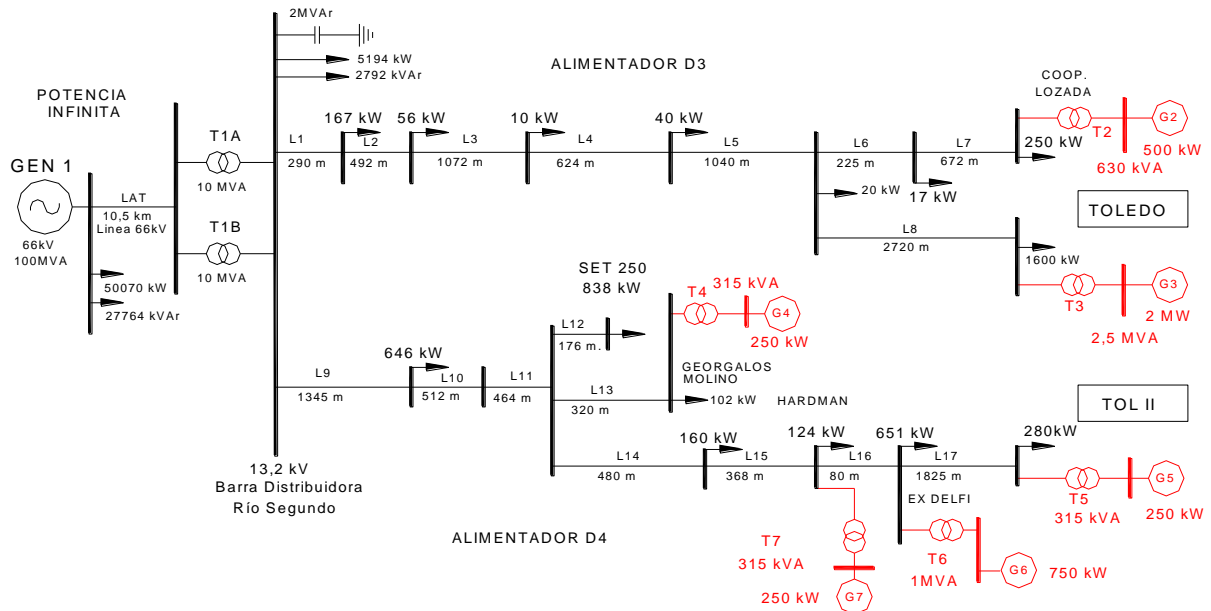


Fig. A: Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico en estudio, con indicación de la carga máxima al 100% en los alimentadores y la posición de los GD