

Dynamic Programming for the Control of Power Quality in Inbalanced Medium Voltage Networks with Distributed Generation

M. Piumetto, *Member, IEEE*, J. A. Pucheta, *Member, IEEE* and J.C.G. Targarona, *Senior Member, IEEE*

Abstract— This paper presents results achieved by an implementation of Dynamic Programming as power quality control logic on electrical distribution in unbalanced medium-voltage systems. This control system intends distributors to optimize quality indicators and generation costs operation. The aim is to improve energetic efficiency by reducing additional network losses produced by imbalance. Besides it intends to profit the capacity of transmission and distribution network and control the spread of the imbalance index. For this purpose, we worked on a real distribution system of EPEC enterprise of the Province of Córdoba, Argentina, by modeling its actual behavior by the ATP / EMTP software. It then builds using MATLAB, a platform for control and an algorithm is developed to process information to control and adjust the system under the new operating conditions. We conclude that the final results show the ability to control, regulate and reduce the imbalance optimizing the Distributed Generation income. Finally we present up to date achievements.

Keywords— Dynamic Programming, Networking Medium Voltage, Power Quality, Distributed Generation, Numerical Optimization.

I. 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 [1].

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 [2] que utiliza un funcional de costo que minimiza pérdidas eléctricas, mientras que en [3] 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 [4] que proponen un algoritmo jerárquico multiobjetivo que permite emplear múltiples funcionales que consideran pérdidas, confiabilidad y energía no suministrada o bien [5] 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.

II. INDICADORES DE DESBALANCES EN REDES ELÉCTRICAS

En los sistemas de potencia el desbalance de tensión y

M. Piumetto, Universidad Nacional de Córdoba (UNC), Córdoba, Argentina, mpiumetto@efn.uncor.edu

J. Pucheta, Universidad Nacional de Córdoba (U.N.C), Córdoba, Argentina, jpucheta@efn.uncor.edu.

J.C. Gómez Targarona, Universidad Nacional de Río Cuarto (UNRC), Río Cuarto, Argentina, jcgomez@ing.unrc.edu.ar

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 [6] [7].

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)

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

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

En la que $A.T = A$ y que $A.T.A^* = 3$, por lo que resulta

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

Si se divide a la Ec. (4) por (V_1, I_1^*) se establecerán los coeficientes complejos, los que quedan definidos como

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

Definiéndose el factor de asimetría como KA

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

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.

III. 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

$$J(x_k, u_k) = \sum_{k=1}^{24} (x_k - x_D)^T \Gamma (x_k - x_D) + r \cdot u_k^2 \quad (8)$$

donde x es el vector de estados, 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 Γ y el escalar r son parámetros de diseño del criterio de optimización. El modelo del proceso, es tabulado y puede representarse como

$$x_{k+1} = f(x_k, u_k, W_k) \quad (9)$$

donde $f(\cdot)$ es una tabla o base de datos numérica, $x \in \mathfrak{R}^6$, 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 [8].

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

$$u_k = \mu(x_k, W_k) \quad (10)$$

que minimice al funcional **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) y haga evolucionar al proceso descrito por la representación tabular expresada como **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) desde la etapa 1 hasta la etapa 24.

IV. 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 Apéndice. 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

[9]. 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: ¼ 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 Rio 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.

V. ESTRATEGIA DE CONTROL Y VARIABLES DE ESTADO

La caracterización del sistema eléctrico utilizando programación dinámica, se realiza tomando los índices de calidad descriptos en el apartado II 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 I, II y III las definiciones y su caracterización.

TABLA I: DEFINICIÓN Y ASIGNACIÓN DE LAS VARIABLES DE ESTADO

Variables de Estado X_i	Indicador de Calidad	Punto del Sistema Eléctrico	Valor Óptimo XD
X_1	KV ₂ Factor Desbalance de V	Barra Distribuidora	0
X_2	D Desclasificación	Barra Distribuidora	1
X_3	KV ₂ Factor Desbalance de V	Usuario TOLEDO	0
X_4	D Desclasificación	Usuario TOLEDO	1
X_5	KV ₂ Factor Desbalance de V	Usuario TOL II	0
X_6	D Desclasificación	Usuario TOL II	1

TABLA II: VARIABLES DE CONTROL

Variables 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	TOLEDO Y TOL II	2
u_2	1750	2	Clientes Singulares	4
u_3	1850	3	TOLEDO Y TOL II	2
u_4	6150	4	TOLEDO Y TOL II	2
u_5	7900	5	Todos los Generadores	6

TABLA III: 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 %	

VI. 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 II. 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 γ 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 **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** para una política aleatoria, y luego se mejora mediante el paso de actualización de los factores $Q_{i,u}$, mediante **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Se actualizan además los contadores de cada uno de los estado-acción, mediante **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y se procede a hallar los nuevos valores de $J^*(\cdot)$ mediante **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** En éste caso se fijaron 50 iteraciones del algoritmo y se observó la convergencia del sistema, como muestran las figuras.

VII. RESULTADOS

Se analizan distintas combinaciones para la ED, en la cual se pondera 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_T 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_T (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.

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_5 durante toda la curva de carga define una evolución óptima.

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_0 constante para todo el ciclo diario, sería entonces una política óptima para el escenario planteado.

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.

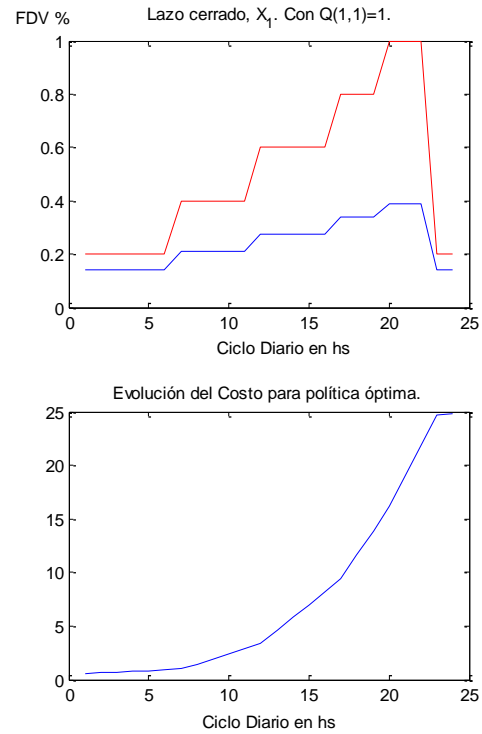


Figura 1. Evolución de la variable X_T (FDV%) y del Costo para un $Q=1$ (CP) y $R=0$ (Costos de Generación).

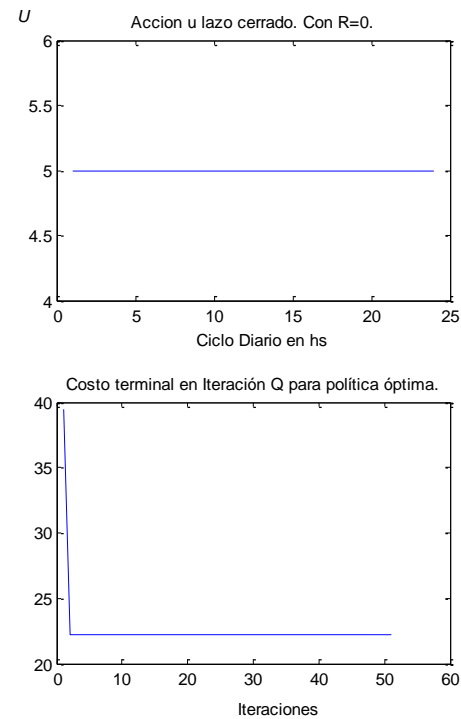


Figura 2. Evolución del control u y de las Iteraciones para un $Q=1$ (CP) y $R=0$ (Costos de Generación).

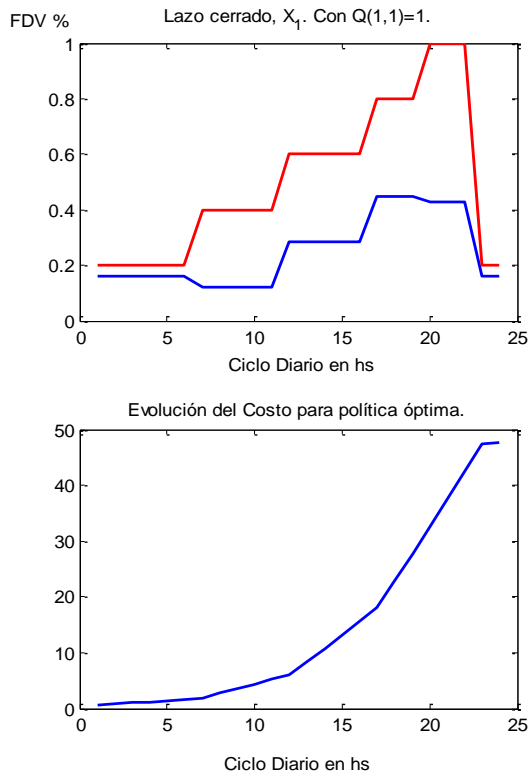


Figura 3. Evolución de la variable X_1 (FVD%) y del Costo para un $Q=1$ (CP) y $R=10$ (Costos de Generación).

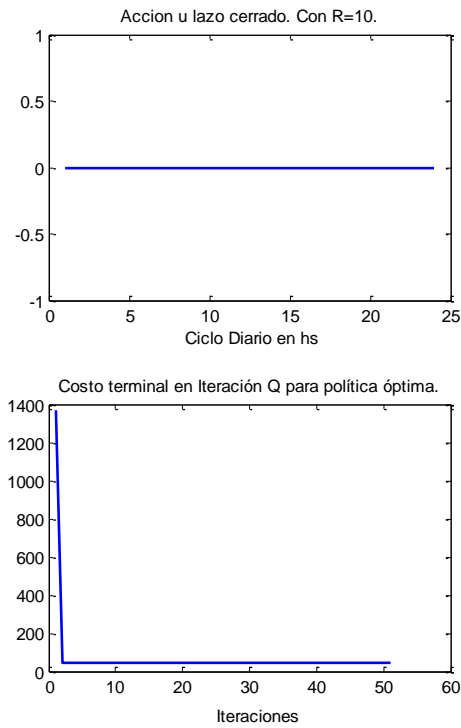


Figura 4. Evolución del control u y de las Iteraciones para un $Q=1$ (CP) y $R=10$ (Costos de Generación).

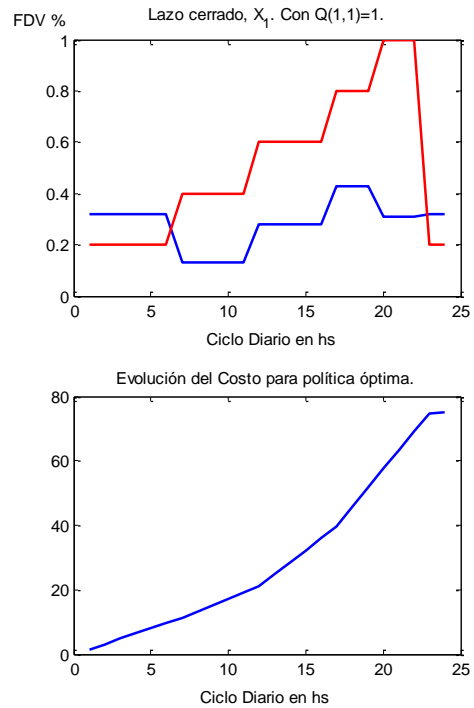


Figura 5. Evolución de la variable X_1 (FVD%) y del Costo para un $Q=1$ (CP) y $R=1$ (Costos de Generación).

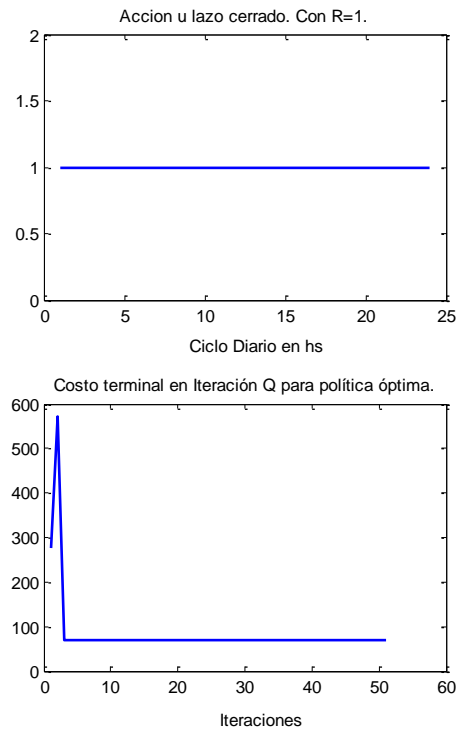


Figura 6. Evolución del control u y de las Iteraciones para un $Q=1$ (CP) y $R=1$ (Costos de Generación).

VIII .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

- [1] J. L. Bernal-Agustin; "Application of genetic algorithms to the optimal design of power distribution systems". Ph.D dissertation, Dept. Elect. Eng., Universidad Zaragoza, Zaragoza, España, 1998.
- [2] T. McDermott; I. Drezga y R. A. Broadwater; "A heuristic nonlinear constructive method for distribution systems reconfiguration". IEEE Transaction on Power System. Vol 14 N° 2, pp 478-483, 1999.
- [3] F. V. Gomes, S. Carneiro; J. L. R. Pereira.; M. P. Vinagre; P. A. N. Garcia y L. R. Araujo ; "A new heuristic reconfiguration algorithm for large distribution systems". IEEE Trans. On Power Systems. Vol 20 N° 3, pp 1373-1378, 2005.
- [4] D. Popovic y Z. Popovic ; "A risk management procedure for supply restoration in distribution networks". IEEE Trans. On Power System. Vol 19 pp 221-228, 2004.
- [5] J. R. A. Rodriguez; A. Vargas; "Fuzzy-heuristic methodology to estimate the load restoration time in MV networks". IEEE Trans on Power Systems. Vol 20 N° 2 pp 1095-1102, 2005.
- [6] M. Piumetto; J. C. Gomez Targarona y J. Vaschetti ; "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, 2014.
- [7] J. C. Gomez-Targarona; "Calidad de Potencia: para usuarios y empresas eléctricas", 1ra Edición Editorial Edigar S.A., Buenos Aires, Argentina, 2005.
- [8] R. S. Sutton; A. G. Barto. "Reinforcement Learning: An Introduction". MIT, Press. ISBN 0-262-19398-1, 1998. Disponible en línea. <http://webdocs.cs.ualberta.ca/~sutton/book/>

- [9] M. Piumetto y J. C. Gomez Targarona; "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, 2013.



M. Piumetto, es Ingeniero Mecánico Electricista graduado de la Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales de la Universidad Nacional de Córdoba, Argentina, en 1987. Se graduó de MBA en el ICDA de la Universidad Católica de Córdoba en 2007. A la fecha se desempeña como Profesor Asociado por Concurso en la F.C.E.F. y N. de la Universidad Nacional de Córdoba. Es miembro de IEEE. Es director del Centro de Vinculación del Laboratorio de Baja Tensión de la U.N.C. Actualmente cursa los estudios del Doctorado en Ciencias de la Ingeniería en la misma Facultad y su área de estudio e investigación es la Generación Distribuida, su impacto en la Calidad de Potencia y la incidencia en las redes de distribución de MT.



J. C. G. Targarona, es Ingeniero Electromecánico graduado de la Facultad de Ingeniería, Ciencias Exactas, Físicas y Naturales de la Universidad Nacional de Cuyo, Argentina, en 1974. Estudió su postgrado en la Escuela de Ingeniería, Información y Tecnología de la Universidad Sheffield Hallam de Inglaterra, obteniendo su título de Doctor en Filosofía de la Ciencia (Ph.D.), en 1994. A la fecha se desempeña como Profesor Titular por Concurso en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Río Cuarto y con igual cargo en la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Córdoba, ambas de Argentina. Ha realizado diferentes publicaciones de libros, revistas y charlas. Es miembro de IEEE. Ha recibido el premio IEEE "Outstanding Large Chapter Award" en 2001, en su carácter de Vicepresidente de la Sociedad de Potencia y Energía (PES) de Argentina. Es Conferencista distinguido del PES. Fue ganador del "Recognition Award" del U.S. National Committee of CIGRE, por el trabajo "Inclusion of sensitive equipment immunity in the study of overcurrent protection for transmission and sub-transmission systems", presentado en Agosto de 2006 en Paris, Francia.



J. A. Pucheta, recibió el grado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica Nacional - Facultad Regional de Córdoba, Argentina, el MS y Ph.D. títulos de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina, en 1999, 2002 y 2006, respectivamente. Actualmente es profesor en el Laboratorio de investigación en matemáticas aplicadas para control, Universidad Nacional de Córdoba, Argentina. Sus intereses de investigación incluyen el estocástico y el control óptimo, el pronóstico de series de tiempo y el aprendizaje automático. Miembro de IEEE.

APÉNDICE A

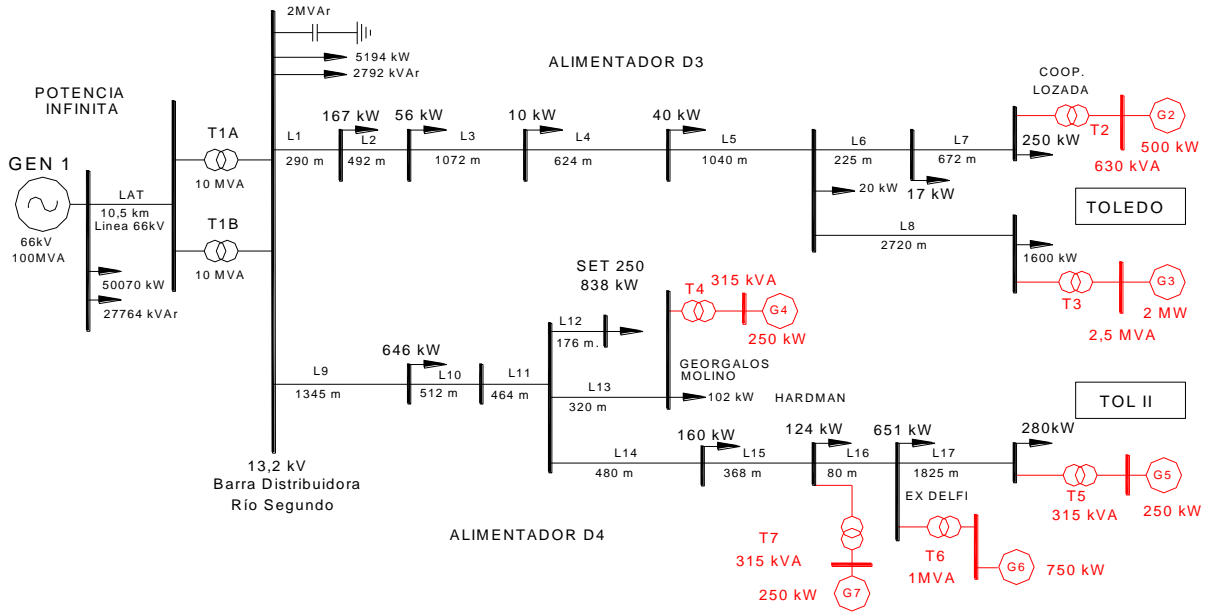


Figura A. Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico en estudio, con indicación de la carga máxima al 100% en los alimentadores y la posición de los GD.