

ESTADO DEL ARTE SOBRE EL CONTROL DE TENSIONES EN REDES DE MEDIA TENSIÓN CON ALTA PRESENCIA DE GENERACIÓN DISPERSA.

Master Oficial en Sistemas de Energía Eléctrica.

0. ÍNDICE

1.- OBJETO DEL TRABAJO.	P4
2.- INTRODUCCIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.	P4
2.1.- La red de distribución.	P5
2.2.- La generación dispersa.	P5
2.3.- Calidad del suministro eléctrico.	P5
3.- GESTIÓN DISTRIBUIDA. INFLUENCIA SOBRE EL CAMPO DE TENSIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.	P6
4.- CARACTERÍSTICAS DEL CONTROL DE TENSIÓN EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN.	P7
5.- DISPOSITIVOS DE CONTROL DISPONIBLES EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN.	P8
6.- ESTADO DEL ARTE	P10
6.1.- Actuando sobre las subestaciones de la red	P10
6.2.- Utilizando los dispositivos de control disponibles en la red de distribución.	P17
6.3.- Haciendo uso de los algoritmos.	P25
6.4.- La generación dispersa. Nuevo dispositivo contra la inestabilidad de tensiones.	P40
6.5.- Comparando la efectividad de los dispositivos de control.	P47
7.- CLASIFICACIONES DE LOS ARTÍCULOS A ESTUDIO.	P50

8.- CONCLUSIONES.

P51

9. –BIBLIOGRAFÍA.

P53

1.- OBJETO DEL TRABAJO.

La estabilidad de tensiones en la red eléctrica es fundamental para el buen funcionamiento de la misma siendo muy importante en la red de distribución, pues es ésta la encargada final de entregar la energía eléctrica a los consumidores.

Una mala calidad en la energía ofertada, puede provocar un mal funcionamiento en las cargas conectadas: tensiones demasiado bajas causan deficiencias en la iluminación, calentamiento de los dispositivos conectados e incluso puede provocar la avería de motores. Por otro lado, tensiones demasiado altas reducen la vida de los equipos y pueden provocar fallos prematuros.

La distinta naturaleza de la red de distribución frente a la de transporte sumado a que esta última está dotada de buenos y muchos dispositivos de medida y control, hace que no pueda solventarse de igual forma el control de tensiones en ambas redes.

Aparte de estabilizar las tensiones del sistema, el control de tensiones en la red de media tensión reporta otros beneficios muy importantes, como son: aumentar la capacidad de transporte de la red, mejorar la calidad del suministro eléctrico y optimizar los recursos de potencia reactiva existentes en la red. Beneficios que se verán a lo largo de este trabajo.

Por otro lado, en estos años ha tomado un gran auge la generación distribuida en nuestro país. Esto ha desembocado en un cambio en el planteamiento global del sistema. Ya no se puede considerar la red de distribución como una red de carácter radial, donde el flujo de potencia va desde puntos de alta tensión, donde la generación se conecta a red, hasta niveles de menor tensión para alcanzar los puntos de consumo. La conexión de estos generadores en niveles de tensión más bajos que los convencionales, abren un abanico de nuevas ventajas, pero también de nuevos inconvenientes en la planificación y explotación de la red, que han de afrontarse y resolverse.

En este trabajo se va a realizar un estudio exhaustivo de los artículos de vanguardia publicados hasta el momento, que abordan el problema del control de tensiones en la red de media tensión. Especialmente cuando existe la presencia de generación dispersa. La descripción de los métodos propuestos por los distintos expertos darán al lector una visión global del problema, le transmitirán la complejidad técnica del mismo así como qué avances se están produciendo y hacia donde se encaminan éstos para obtener una solución óptima.

El trabajo se estructura del siguiente modo: los primeros apartados tratan de introducir la problemática existente, el contexto en el que se sitúa, prestando especial atención a la red de distribución y a la penetración en ésta de la generación dispersa. Posteriormente se describirá las características del control de tensiones y los dispositivos que existen en la red de distribución para realizar esta función. El segundo bloque trata el estado del arte sobre el control de tensiones en redes de media tensión con alta presencia de generación dispersa, eje principal de este trabajo. Vendrá seguido de una clasificación de los métodos propuestos y de las conclusiones a las que se ha llegado tras su elaboración.

2.-INTRODUCCIÓN AL SISTEMA ELECTRICO ESPAÑOL.

Si recorremos el sistema eléctrico actual, comenzando el trayecto por los niveles sometidos a mayor tensión, nos encontraremos con los siguientes elementos. En primer lugar, las líneas de alta tensión, que configuran la red de transporte. En España, en el año 2004, existían 17.724 Km de líneas de 400

kV y 16.995 de 220 kV. Dicha red configura la línea medular del sistema eléctrico y se extiende por todo el territorio nacional. A las líneas de transporte se unen las centrales de producción convencionales mediante centros transformadores que elevan la tensión desde los 6 a los 20 kV, en los que se produce, hasta los niveles propios de la red de transporte. Actualmente existe una potencia total instalada de 94.966 MW.

La red de transporte suministra energía a grandes consumidores o se conecta, mediante subestaciones que disminuyen el nivel de tensión a valores de 132 kV, 66 kV o 45 kV, a la red de distribución. Ésta suministra energía eléctrica a grandes consumidores al mismo tiempo que se conecta otro entramado de centros de transformación que vuelven a disminuir el nivel de tensión. Esta vez a valores de 30, 20, 6, 3, 1 kV y 380 V. Dichos niveles de tensión aparecen en una extensa red de conductores que hace llegar la energía eléctrica a todos los puntos de consumo: industrias, comercios, domicilios, etc....

2.1.- La red de distribución.

Esta red recibe la energía de la red de transporte a través de subestaciones transformadoras y la reparte a todos los consumidores. La red de distribución puede dividirse en dos niveles. Uno denominado de reparto, donde los niveles de tensión son elevados y que posee un carácter mallado y uno segundo donde los niveles de tensión son menores y se explota radialmente. De esta última se llega a centros transformadores donde se alcanza la baja tensión y se da servicio a la mayoría de los consumidores. El carácter radial de la red de distribución hace que las contingencias que puedan surgir sean más difíciles de solventar, por lo que son más frecuentes las interrupciones en los suministros a los consumidores finales que los que se producen en las redes malladas. La dispersión de la generación puede facilitar la disminución de dichas interrupciones, pues posibilita otras direcciones de flujo de energía capaces de proveer de suministro a aquella zona de la red que ha quedado aislada debido a la incidencia.

2.2.- La Generación distribuida.

Normalmente, los productores de generación eléctrica en régimen especial, ya sean instalaciones fotovoltaicas, eólicas, de biomasa o cogeneración, se conectan a la red en niveles inferiores a los habituales, por lo que también se le denomina generación dispersa o distribuida. Éstas están abriendo un nuevo camino hacia un sistema menos integrado, con las ventajas y los problemas que ello conlleva. La incursión de estas nuevas tecnologías, gracias a los avances tecnológicos conseguidos y a la disminución de costes, están haciendo que la generación distribuida está teniendo un importante peso en nuestro país, alcanzando en la actualidad un 30 % de la potencia instalada, lo que implica una profunda remodelación del sistema eléctrico.

2.3.- Calidad del suministro eléctrico.

Una vez que el suministro de electricidad está garantizado en todos los puntos de consumo, el siguiente paso es proporcionar un determinado nivel en la calidad del producto ofertado. Los equipos conectados y que necesitan de la energía eléctrica para su funcionamiento, necesitan de un mínimo de calidad de ésta para su correcto funcionamiento. La onda eléctrica debe guardar unos valores mínimos de perturbación y debe establecerse entre unos márgenes de frecuencia y magnitud de onda. Esto es difícil de mantener debido a la variación de demanda instantánea que se produce en el sistema eléctrico. También es muy importante en las cargas conectadas el valor de la tensión con que se le alimenta. Unas tensiones muy altas o muy bajas, pueden provocar un funcionamiento incorrecto

o incluso la parada de los equipos instalados. En algunos consumos, esta situación es vital, como es el caso de las industrias dedicadas a la producción de obleas de silicio, que precisan de una calidad de onda muy buena para que el corte de los lingotes de silicio, realizado mediante sierras accionadas por motores de inducción, sea muy preciso. Para intentar evitar estos problemas se realiza un control de tensiones a varios niveles en la red, importantes para la seguridad del sistema y para garantizar la calidad del suministro.

3.- GESTIÓN DISTRIBUIDA. INFLUENCIA SOBRE EL CAMPO DE TENSIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

La generación distribuida ofrece grandes ventajas como es el aprovechamiento de recursos energéticos que no se habían utilizado hasta ahora. Recursos que son respetuosos con el medioambiente y de los que disponemos en nuestro país en gran medida, por lo que, además de diversificar las fuentes energéticas hacen que nuestra dependencia del exterior se minimice en gran medida. También permite reducir las pérdidas en la red, pues los puntos de generación, muy alejados habitualmente de los puntos de consumo, se acercan extraordinariamente a los grandes puntos sumideros de energía, como es el caso de las grandes ciudades. Otras de las ventajas es que ofrecen una vía alternativa para seguir ofertando suministro eléctrico en caso de producirse alguna contingencia en la red eléctrica.

Pero también existen inconvenientes a la hora de instalar estos nuevos generadores. Dada su ubicación alejada de otros centros de producción, necesitan de un mayor número de equipos y mayor coste en infraestructura de transformación, con los costes de mantenimiento y operación que esto conlleva. También lleva implícito un cambio drástico en la explotación de la actual red de distribución, que también ha de incidir en la planificación de las futuras ampliaciones de la red. El flujo de potencia ya no puede tomarse con una única dirección, transmitiendo la energía desde niveles de mayor a menor tensión, ni operar la red con carácter radial. La nueva topología necesita de un estudio profundo donde se tenga en cuenta las consecuencias que va a acarrear la penetración de la generación distribuida en el sistema, que problemas puede causar en los parámetros de la red y que soluciones pueden adoptarse para que sus efectos nocivos sean mitigados con la mayor eficacia posible.

Tras el estudio de los artículos objeto de este trabajo, se obtienen dos conclusiones principales de la influencia en el perfil de tensiones de la generación distribuida:

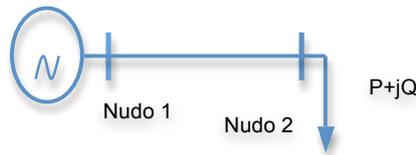
- La energía reactiva puede compensarse localmente mediante los generadores distribuidos. Para ello, se puede incentivar a los agentes productores como bien se describe en el punto 6.4.
 - La existencia de una alta penetración de generación dispersa provoca subidas en los niveles de tensión debido a la inyección de potencia activa de éstos en la red y sobre la cual no tienen control la compañía de distribución. En el artículo [10], se propone un método de control de energía reactiva para impedir estas subidas de tensión.
-

4.- CARACTERÍSTICAS DEL CONTROL DE TENSION EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN.

Como ya se ha mencionado anteriormente, el control de tensiones no puede abordarse de igual forma en la red de distribución que en la de transporte debido a la distinta naturaleza de ambas redes. La tipología de la red de transporte tiene un alto carácter mallado, mientras que la red de distribución al ser la encargada de llevar el suministro eléctrico a todos los consumidores, presenta una estructura que, aunque en ocasiones mallada, se opera radialmente. Por otro lado, existe una gran diferencia de dispositivos de medida y control instalados en una y otra red. La red de transporte está dotada de buenos y muchos dispositivos de medida y control que dan magníficos resultados en cuanto al control del sistema.

Además, mientras que en la red de transporte puede considerarse válido que las tensiones son función directa de la potencia reactiva existente, en la red de distribución no es así, como se demuestra a continuación:

Para ello, se estudia el siguiente circuito simple.



Donde:

- Se consume una potencia: $P+jQ$ en el nudo 2.
- La línea que une ambos nudos posee una impedancia de: $R+jX$.
- El origen de fases se fija en el nudo 2.

Se parte de las siguientes ecuaciones:

$$V_1^{|\theta 1} = V_2^{|0} + (R + jX) \cdot I^{|\theta i}$$

$$I^{|\theta i} = \left(\frac{S}{V^{|\theta v}} \right)^* \rightarrow I^{|\theta i} = \left(\frac{P - jQ}{V_2^{|0}} \right)$$

Si se sustituye:

$$V_1^{|\theta 1} = V_2^{|0} + (R + jX) \cdot \left(\frac{P - jQ}{V_2^{|0}} \right)$$

$$V_1 V_2^{|\theta 12} = (RP + XQ) + j \cdot (PX - RQ) + (V_2)^2$$

Se desacopla obteniendo las siguientes expresiones

$$V_1 V_2 \cdot \cos \theta_{12} = (V_2)^2 + RP + XQ$$

$$V_1 V_2 \cdot \text{sen} \theta_{12} = PX - RQ$$

En líneas de gran longitud como es el caso de las que pertenecen a la red de transporte, la reactancia es mucho mayor que la resistencia de la línea, por lo que esta puede considerarse despreciable.

$$R \approx 0 \rightarrow Q = \frac{1}{X} \cdot (V_1 V_2 \cdot \cos \theta_{12} - (V_2)^2)$$

Tomando como acertada la siguiente aproximación: $\cos \theta_{12} \approx 1$, quedaría: $Q = V_2 \cdot \frac{(V_1 - V_2)}{X}$

Donde se aprecia que la diferencia de tensiones es directamente proporcional a la reactiva existente.

Por otro lado,

$$P = \frac{V_1 V_2 \cdot \text{sen} \theta_{12}}{X} \rightarrow V_1 \approx V_2 \approx 1; \text{sen} \theta_{12} \approx \theta_{12} \rightarrow P = \frac{\theta_1 - \theta_2}{X}$$

Por lo que la diferencia de fases recae en la potencia activa transmitida.

En las redes de distribución, debido a la naturaleza de la instalación, ya no puede despreciarse la resistencia frente a la reactiva, por lo que no puede considerarse $R \approx 0$. De este modo, la diferencia de potencial quedaría:

$$\begin{aligned} V_1 V_2 \cdot \cos \theta_{12} - (V_2)^2 &= RP + XQ \\ V_2 \cdot (V_1 - V_2) &= RP + XQ \end{aligned}$$

De esta última ecuación se ve como la caída de tensión es proporcional tanto a la potencia activa como a la reactiva.

5.- DISPOSITIVOS DE CONTROL DISPONIBLES EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN.

Como se citó anteriormente, la red de distribución no posee la infraestructura de control de la red de transporte. Este contratiempo lo tienen muy en cuenta los autores de los artículos a estudio pues utilizan exclusivamente, en la mayoría de los casos, las herramientas que les ofrece la actual red de distribución para realizar el control de tensión. Estos dispositivos son los siguientes:

- **Tomas en los transformadores (OLTC).** Los transformadores de las subestaciones existente en la red de distribución poseen un conjunto de tomas que permiten variar la relación de transformación del equipo. No son más que varios puntos de conexión a lo largo del devanado obteniendo así distintos valores discretos de tensión en un estrecho margen. En la siguiente figura se aprecia el esquema simple de un transformador con tomas.

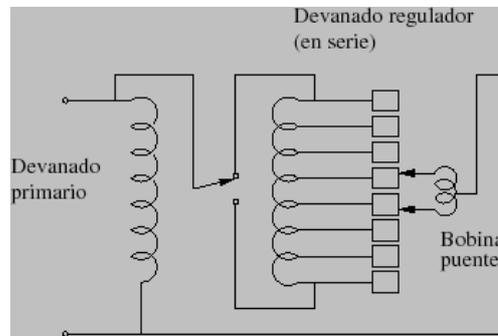


Fig. A Transformador con tomas.

- **Batería de condensadores.** No es más que un conjunto de condensadores de un determinado valor que actúan inyectando energía reactiva en la red cuando sea necesario. La cantidad de reactiva inyectada dependerá del valor y número de condensadores que se activan, ya sea mediante control manual o automático. Las baterías de condensadores pueden situarse en las subestaciones de la red y a lo largo de las líneas repartidoras que parten de éstas, actuando localmente.
- **Regulador de tensión (VR)** que presenta un esquema similar al siguiente.

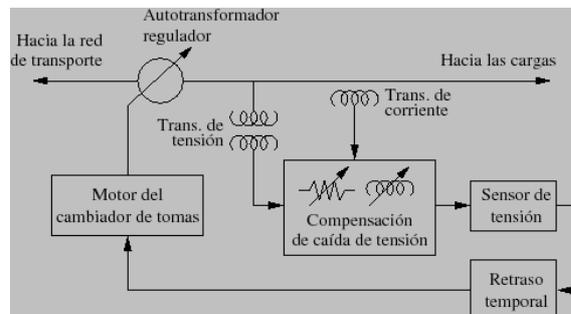


Fig. B Regulador de tensión.

El regulador es capaz de mantener un valor de tensión constante, ya sea en el secundario del transformador de la subestación, ya sea en un punto determinado aguas abajo, en la línea repartidora. Esto se consigue gracias a un sensor de tensión que, en el caso de detectar una cierta variación de la tensión establecida, manda una señal para que accione las tomas del transformador de la subestación.

- Los propios **generadores distribuidos.** Como se ha descrito en el punto tres, los generadores síncronos son capaces de aportar y absorber energía reactiva, por lo que pueden compensar localmente la energía reactiva necesaria en cada instante. La implantación de nuevos equipos inversores capaces de modificar su factor de potencia afianzan esta posible nueva función que pueden realizar los generadores distribuidos en el control de tensiones de la red.

6.- ESTADO DEL ARTE.

Los autores estudiados, aportan distintos caminos para afrontar el problema y exponen las distintas soluciones que han obtenido. En las siguientes líneas, se pretende describir estos caminos y los resultados a los que se ha llegado, haciendo una clasificación de las mismas indicando el criterio elegido.

Todos los artículos a estudio poseen como escenario de aplicación la red de distribución del sistema eléctrico. En muchos casos se toma uno de estos sistemas reales y se simula el procedimiento expuesto, presentando los resultados obtenidos al aplicarlos a un caso real.

6.1.- Actuando sobre las subestaciones de la red.

En tres de los artículos: [4], [5] y [8], el estudio se centra en las subestaciones del sistema.

En [8], se muestra una sencilla clasificación de los diferentes tipos de control de potencia reactiva existente:

- Mediante **AVR (automatic voltage regulator)**. Normalmente instalado en el secundario del transformador principal de la subestación y utilizando las tomas en carga del transformador (OLTC).
- Mediante las **baterías de condensadores (SC)**, que se instalan en los niveles de menor tensión de la subestación, ajustando así el flujo de reactiva a través del transformador principal. Las baterías también se instalan en las líneas repartidoras, mejorando así el perfil de tensiones a través de ellas.

En este artículo se utilizará exclusivamente OLTC y SC ubicadas en las subestaciones que serán herramientas básicas del estudio. En el se propone un método que consiga minimizar la potencia reactiva que fluye por los transformadores de las subestaciones de distribución. Para ello se programa dinámicamente las tomas en carga de los transformadores (OLTC) y las baterías de condensadores de la subestación, basándose en el pronóstico horario de carga de un transformador principal, teniendo en cuenta los límites de tensión existentes y del número de operaciones que las tomas del transformador puede realizar en un determinado intervalo de tiempo.

El artículo toma como área de estudio la siguiente subestación de distribución:

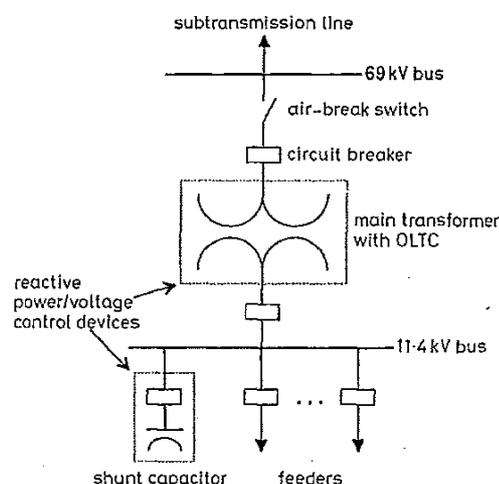


Fig. 1 Esquema de red tipo donde se aplica el método estudiado.

Donde el transformador está equipado con tomas en carga (OLTC), situadas en el secundario, permitiendo mantener la tensión constante ante los cambios imprevistos de energía demanda por los consumidores. Se añade una batería de condensadores que compensará la reactiva requerida y, por tanto, eximirá de su paso por el transformador.

El método se comprobó en la red de distribución de la ciudad de Taiwan. Todas las acciones de control quedaron registradas en un centro de control, y se hizo uso de un SCADA (supervisory control and data adquisición). El diagrama de control se muestra a continuación:

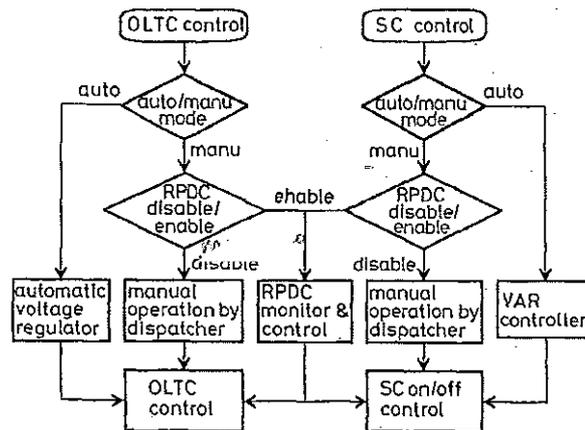


Fig. 2. Diagrama de control propuesto.

En el coexisten tres tipos de controles:

- Control manual (MAN), donde el operador del sistema controla directamente el OLTC y SC, por lo que tienen que tener mucha experiencia. En realidad se utiliza sólo en casos muy concretos en los que el control automatizado no es suficiente.
- Control automático (AUTO), en el que el OLTC está comandado por el regulador de voltaje y la SC por un control de reactiva situada tras el transformador.
- Dispositivo de control de potencia reactiva (RPDC).

Para la resolución del problema es necesario un histórico inicial de potencia activa y reactiva que fluye por el transformador. Por otro lado, se va a limitar el número de operaciones de OLTC (un número de tres) y SC (ON/OFF) en busca del óptimo. Dichas limitaciones se acercan a realidad y ayuda a la solución matemática del problema.

Se aplica al ejemplo anterior, para un día cualquiera, tomando como datos históricos, los del día anterior al día objeto del estudio, obteniendo los siguientes resultados y errores de pronóstico :

hour	TAP _i		X _i		V ₁		V ₂		J		J ₁		J ₂	
	P	C	P	C	P	C	P	C	P	C	P	C	P'	C'
1	0	-3	0	0	0.982	0.978	1.012	0.970	0.057	0.072	0.012	0.030	0.045	0.042
2	-1	-3	0	0	0.984	0.980	0.990	0.973	0.118	0.147	0.022	0.057	0.096	0.090
3	-1	-3	0	0	0.987	0.981	0.993	0.975	0.178	0.225	0.029	0.082	0.149	0.143
4	-1	-3	0	0	0.988	0.984	0.994	0.976	0.239	0.305	0.035	0.106	0.204	0.199
5	-1	-3	0	0	0.987	0.980	0.994	0.984	0.303	0.377	0.041	0.122	0.262	0.255
6	-1	-3	0	0	0.988	0.980	0.994	0.972	0.364	0.469	0.047	0.150	0.317	0.309
7	0	-3	0	0	0.977	0.971	1.006	0.958	0.401	0.532	0.053	0.192	0.348	0.340
8	0	-3	0	0	0.989	0.997	1.010	0.970	0.439	0.591	0.063	0.222	0.376	0.369
9	-3	-4	1	1	1.004	0.997	1.000	0.981	0.533	0.687	0.063	0.241	0.470	0.446
10	-2	-4	1	1	1.006	0.996	1.001	0.975	0.564	0.731	0.064	0.266	0.500	0.465
11	-1	-4	1	1	1.006	1.006	1.002	0.982	0.567	0.758	0.066	0.284	0.501	0.474
12	-1	-4	1	1	1.008	1.016	1.002	0.990	0.582	0.785	0.068	0.294	0.514	0.491
13	-2	-4	1	1	1.010	1.015	1.000	0.994	0.588	0.798	0.068	0.300	0.520	0.498
14	-1	-4	1	1	1.004	1.001	1.001	0.978	0.593	0.827	0.069	0.322	0.524	0.505
15	-2	-4	1	1	1.010	1.006	0.999	0.981	0.602	0.857	0.070	0.341	0.532	0.516
16	-2	-4	1	1	1.011	1.009	1.001	0.984	0.612	0.885	0.071	0.357	0.541	0.528
17	-3	-4	1	1	1.016	1.020	0.998	0.999	0.620	0.892	0.073	0.358	0.547	0.534
18	-4	-6	1	1	1.017	1.015	1.001	0.988	0.658	0.940	0.074	0.370	0.584	0.570
19	-4	-6	1	1	1.009	1.006	0.998	0.985	0.733	1.034	0.076	0.385	0.657	0.649
20	-5	-6	1	1	1.012	1.009	0.998	0.988	0.841	1.160	0.078	0.397	0.763	0.763
21	-1	-7	0	1	1.013	1.017	0.997	0.994	0.953	1.299	0.081	0.403	0.872	0.896
22	0	-7	0	0	0.991	0.997	1.009	0.957	1.010	1.389	0.090	0.446	0.920	0.943
23	0	-6	0	0	0.982	0.984	1.008	0.955	1.026	1.444	0.098	0.491	0.928	0.953
24	0	-3	0	0	0.981	0.968	1.010	0.960	1.070	1.518	0.108	0.531	0.962	0.987

P: proposed approach

C: current dispatch method at DDCC of TPC

Tabla I. Despecho horario de voltaje/potencia reactiva perteneciente al día 22-6-94 de la red de distribución de Taiwán.

Donde se hace una comparativa entre el método utilizado por la compañía distribuidora consistente en un control centralizado (C) y el método propuesto en el artículo[8] (P). La tabla, desglosada por periodo horario, contiene el número de operaciones realizadas, la tensión en primario y secundario, el valor de J (función objetivo a minimizar) y ésta última desglosada: $J=J_1 + J_2$, donde J_1 hace referencia al control de tensiones y J_2 al de reactiva.

Los resultados indican que las operaciones realizadas mediante el OLTC mejoran el perfil de tensión mientras que las realizadas mediante las batería de condensadores, minimizan la reactiva circulante por el transformador.

El hecho de dotar a toda el sistema de distribución de una red de comunicaciones que ponga en contacto a los distintos dispositivos capaces de controlar el perfil de tensiones implica una fuerte inversión inicial, no justificadas observando los resultados obtenidos.

En [4], artículo del año 1998, se aconseja utilizar las nuevas tecnologías, como es el caso de nuevos equipos de medida (de tensión y de factor de potencia fundamentalmente) y aprovechar la presencia de los ordenadores en las subestaciones que permiten una automatización integrada de la subestación. El artículo estudia la posibilidad de controlar localmente tanto el regulador de voltaje (VR) como la batería de condensadores (CAP) en una subestación de distribución utilizando el equipo necesario para una automatización integrada.

Supongamos una línea alimentadora que parte de una subestación transformadora. A medida que vamos recorriendo la línea y distanciándonos de la subestación, el voltaje va disminuyendo, siendo éste función de la carga que se conecta la línea, como se puede apreciar en la figura 3.

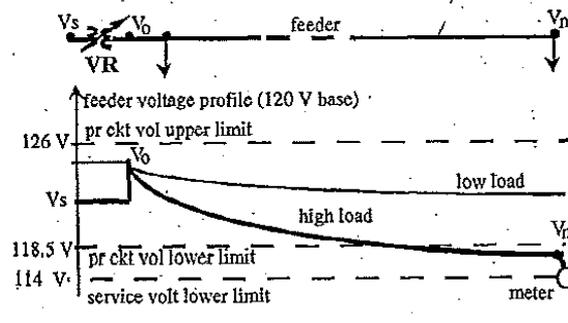


Fig.3 Perfil de tensión de la línea repartidora regulada por VR.

El control que se utiliza posee el siguiente esquema

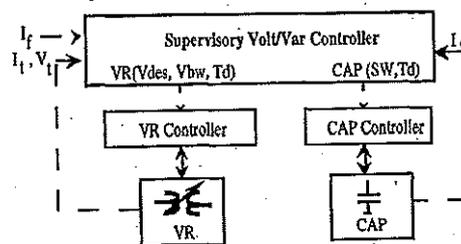


Fig.4 Esquema de control utilizado

Donde el controlador se comunica con el regulador local de tensión y el control de la CAP, ajustando los parámetros según las modificaciones de carga que sufra el sistema.

Con el nuevo sistema el perfil de tensiones en la línea repartidora queda:

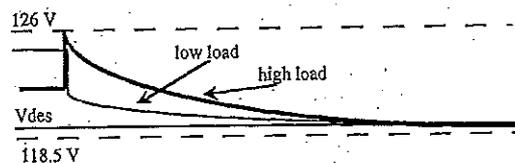


Fig.5 Perfil de tensión en la línea aplicando la nueva estrategia de control.

Por otro lado, la compensación de reactiva puede mejorarse notablemente si se hace un seguimiento al factor de potencia de la red en la subestación y no apoyándose en el porcentaje de carga de ésta, como es tradicional.

Se acompaña el artículo de una simulación del método en una red de 34 nudos:

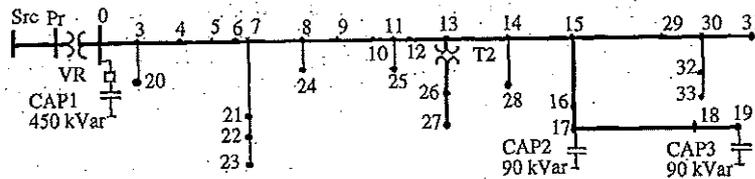


Fig.6 Red tipo de 34 nudos.

Veamos una comparativa entre la aplicación de el control tradicional y el nuevo control supervisor.

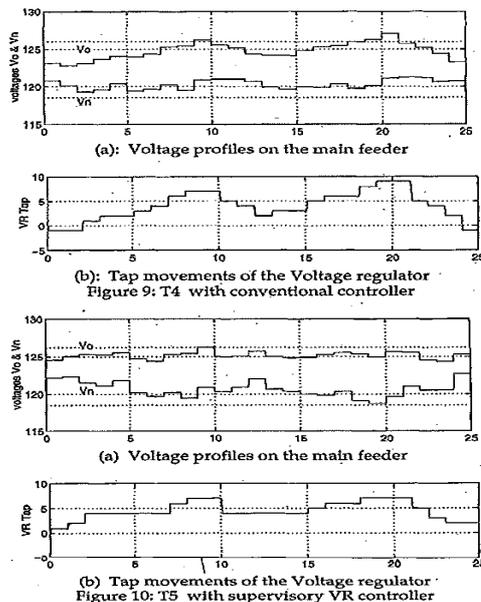


Fig.7

Control convencional.

(a). Perfil de tensiones en línea repartidora.

(b). Número de operaciones del regulador del voltaje.

Con supervisión del Control.

(a). Perfil de tensiones en línea repartidora.

(b). Número de operaciones del regulador del voltaje.

Como se puede comprobar, el nuevo control consigue mantener siempre la tensión por debajo del máximo valor de 126 V, y minimiza las variaciones de tensión. También es capaz de rebajar considerablemente el número de operaciones, cuestión muy relevante si se quiere alargar la vida útil de los equipos de control.

Se demuestra que el esquema de control mediante regulador de voltaje y batería de condensadores puede mejorarse mediante una supervisión del control. El regulador de tensión toma medidas de tensión en un punto aguas abajo de la línea repartidora. Cuando está supera los límites establecido, se hace actuar a las tomas del transformador hasta que la tensión en dicho punto vuelva a valores estables. En cambio el CAP inyecta un valor de energía reactiva que será siempre proporcional a la reactiva medida en la subestación, intentando mantener el factor de potencia de ésta cercano a 0,95. De esta forma, mientras el regulador de tensión mejora el perfil de tensiones en la línea repartidora, el CAP mejora el factor de potencia de la subestación. Este nuevo procedimiento de control cumple las mismas reglas que el tradicional, por lo que ambos pueden coexistir.

En [5] se propone un control integrado que comande los elementos de regulación de las subestaciones: tomas de los transformadores (LTC) y batería de condensadores y, por otro lado, las baterías situadas en las líneas repartidoras. El principal objetivo de este tipo de control será minimizar pérdidas de energía. Para ello se desacopla el problema en dos, hecho que facilitará el procedimiento: el control de tensión se conseguirá mediante los reguladores de tensión (VR) y el control de reactiva

se obtendrá gracias a las baterías de condensadores (CAP). Se seguirá el siguiente esquema de control:

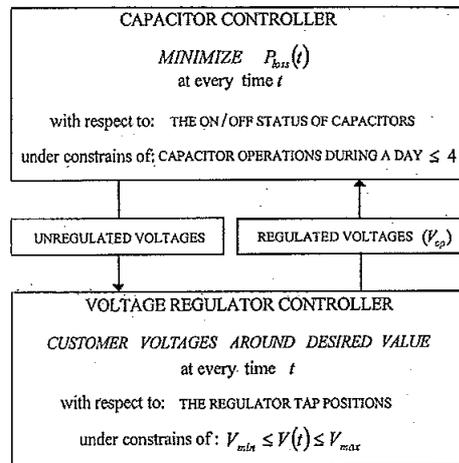


Fig. 8 Esquema de control.

En un principio se exponen distintas opciones para la configuración del regulador de tensión y de las baterías de condensadores. A continuación se realizará un estudio comparativo con las distintas posibilidades expuestas, obteniendo unos resultados finales que permitirán comparar las distintas configuraciones de control.

El regulador de tensión ofrece dos posibilidades como se observa en la figura 9 y 10:

- Por una medida directa en el punto de conexión del cliente

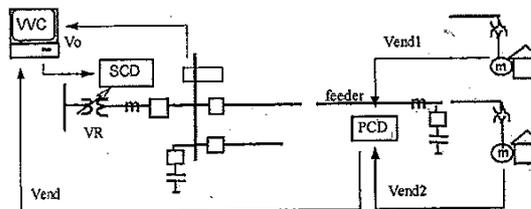


Fig. 9 Control de tensión. Modelo DS1.

- Por medidas en las baterías de condensadores repartidas en la red.

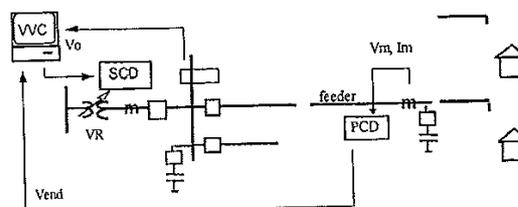


Fig. 10 Control de tensión. Modelo DS2. (1)

(1). En el esquema de la figura 10, se debe estimar una impedancia efectiva que simule el tramo de línea batería de condensadores-cliente.

Donde:

- PCD es un dispositivo de control primario que toma medidas de tensión junto a las baterías de condensadores y envía los datos al controlador V/Var (VVC). Dependiendo de si cumple los límites de tensión en el punto de medida, actuará o no el regulador ubicado en la subestación.
- SCD se refiere al dispositivo de control secundario, es aquel que actúa sobre las tomas de transformador de la subestación una vez que el controlador se lo haya indicado.

Por otro lado, para el control de reactiva, se estudian tres esquemas.

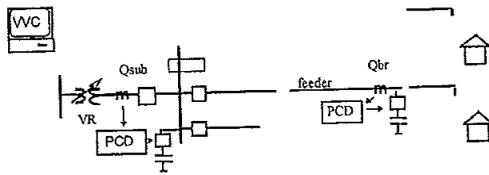


Fig.11 Control de batería de condensadores. CS1.

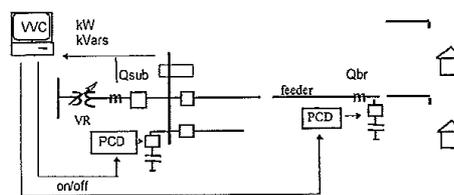


Fig. 12 Control de batería de condensadores. CS2.

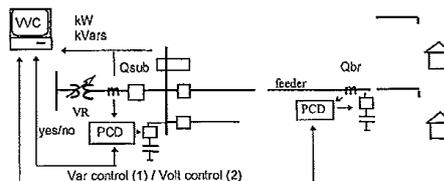


Fig. 13 Control de batería de condensadores. CS3.

El primero se trata de un control puramente local, mientras que el segundo es un control realizado desde la subestación sobre las CAPS situadas tanto en la subestación como en líneas repartidoras (la primera CAPS en actuar será aquella que permita disminuir la reactiva medida en el primario de la subestación). El tercero, además de poseer el control realizado desde la subestación, posee un control local que se tiene en cuenta a la hora de actuar desde la subestación.

Se prueba el método en distintos escenarios:

- F1- red de 34 nudos donde la intensidad de carga se mantiene constante.
- F2- red de 34 nudos donde tanto intensidad como potencia de las cargas serán constantes.
- F3- red de 123 nudos con carga variable.

Cada uno de estos escenarios será probado con las siguientes estructuras de control:

- 1- Control convencional. Con regulador de tensión y esquema de control de condensadores CS1.
- 2- Sólo control capacitivo: CS1, CS2, CS3.
- 3- Control integrado Volt/Var. VR+CS1-VR+CS2-VR+CS3.

Los resultados obtenidos aparecen a continuación:

TABLE I. KWH LOSSES ON TEST FEEDERS RESULTING FROM THE DIFFERENT CONTROL ACTIONS

Test feeder	Bear feeder	Conven. control	Capacitor control			Integrated VV control		
			CS1	CS2	CS3	VR+CS1	VR+CS2	VR+CS3
F1	739.8	565.2	622.3	695.6	680.9	596.4	667.2	562.6
F2a	139.5	127.9	118.2	133.1	120.5	113.4	129.2	115.2
F2b	139.5	128.0	118.2	133.1	120.5	113.4	129.2	115.3
F3	874.3	815.1	856.0	870.7	856.0	818.1	834.5	745.8

TABLE II. MINIMAL VOLTAGES AT TEST FEEDERS RESULTING FROM THE DIFFERENT CONTROL ACTIONS

Test feeder	Bear feeder	Conven. control	Capacitor control			Integrated VV control		
			CS1	CS2	CS3	VR+CS1	VR+CS2	VR+CS3
F1	0.834	0.9156	0.8684	0.8676	0.8684	0.9358	0.9313	0.9409
F2a	0.9041	0.9788	0.9284	0.9350	0.9284	0.9901	0.9867	0.9901
F2b	0.9041	0.9776	0.9283	0.9350	0.9283	0.9894	0.9846	0.9898
F3	0.8976	0.9618	0.9071	0.9013	0.9071	0.9722	0.9621	0.9808

Tabla II. Pérdidas en línea repartidora para los distintos casos a estudio.

Tabla III. Voltaje mínimo obtenido. Resultado de las distintas acciones de control acometidas.

La primera tabla muestra los resultados de pérdidas energéticas y la segunda, la caída de tensión. Como puede apreciarse los mejores resultados se obtienen con la combinación VR + CS3 integrada. Pero esta necesita distintos equipos de medidas y de comunicación, por lo que la implementación del procedimiento se antoja costoso. En cambio, la opción VR+CS1 no requiere comunicación entre subestación y baterías remotas y da resultados muy parejos a la mejor de las opciones. También puede apreciarse las ventajas de un control integrado frente al convencional, aunque los resultados no son muy distantes.

6.2.- Utilizando los dispositivos de control disponibles en la red de distribución.

Una alternativa se muestra en [6]. En él se propone una combinación simultánea de control remoto y local, de manera que los elementos de las subestaciones: OLTC y baterías de condensadores de subestación se controlarán mediante control remoto, mientras que las baterías situadas en las líneas repartidoras serán controladas localmente. También se tiene en cuenta la presencia de generación distribuida y como ésta influye en el control.

Si se parte del siguiente esquema:



Fig. 14 Esquema de red simple de dos líneas.

La caída de tensión puede expresarse como:

$$\Delta U = U_0 - U_1 \approx \frac{RP_L + X(Q_L - Q_C)}{U_1}$$

siendo R y X la resistencia y reactancia de la línea respectivamente. Los dispositivos para controlar la tensión y la reactiva aparecen en el siguiente diagrama:

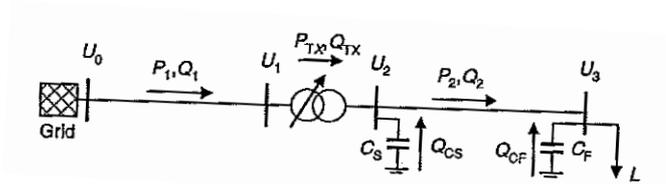


Fig. 15 Esquema de red que ilustra el control de tensión/reactiva.

El OLTC mantiene constante el voltaje en el secundario de la subestación. La reactiva aportada por las baterías de las líneas alimentadoras hace que aumente la tensión en el nudo 3, decrementando así las pérdidas por la línea. Por otro lado, la reactiva inyectada por la batería de la subestación compensa el flujo a través del propio transformador, por lo que disminuyen las pérdidas a través de éste. Se propone el siguiente esquema de control:

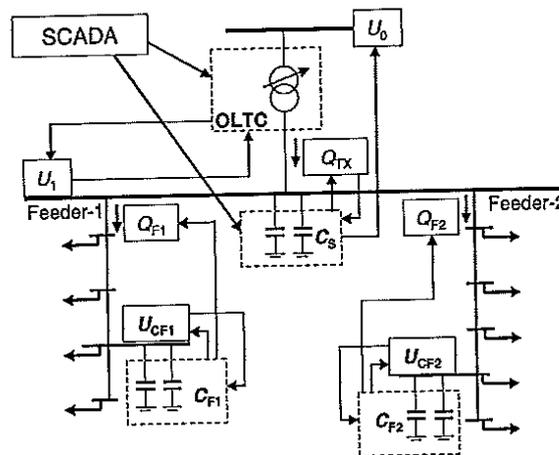


Fig. 16 Diagrama de control tensión/reactiva propuesto.

El OLTC mantendrá el voltaje del secundario en un rango determinado. La batería en subestación controlará la reactiva a través del transformador, aportando Q_{TX} y ayudando así a mantener el valor de U_0 . Tanto esta batería como el OLTC se controlarán remotamente mediante un sistema automático basado en un pronóstico horario establecido. Las baterías situadas en las líneas repartidoras, mantendrán localmente los valores de tensión en cada nudo: U_{CF1} y U_{CF2} , actuando así exclusivamente sobre la reactiva de cada una de las líneas: Q_{F1} , Q_{F2} , dada la radialidad del sistema.

En el caso de existir generación distribuida, la expresión de la caída de tensión se modifica:

$$\Delta U = U_0 - U_1 \approx \frac{R(P_L - P_G) + X(Q_L + Q_G)}{U_1}$$

Como puede apreciarse, no puede delimitarse si la caída de tensión aumenta o disminuye debido a la presencia de la generación distribuida (DG). Dependerá de la potencia instalada y de la energía reactiva compensada. Para un resultado más aproximado, se trabajará en varios escenarios límites:

- Sin generación y máxima carga.
- Máxima generación y máxima carga.
- Máxima generación y mínima carga.

Se aplica el método propuesto al siguiente esquema:

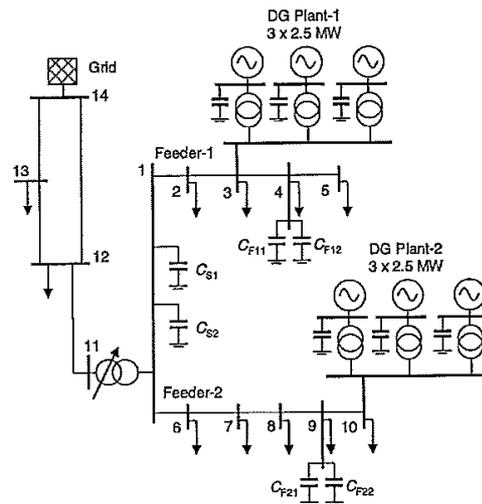


Fig. 17 Esquema de red a estudio.

Y se estudiarán tres escenarios:

- Caso 1.- Sin generación distribuida.
- Caso 2.- Con generación distribuida de potencia constante.
- Caso 3.- Con generación distribuida cuya potencia no es constante.

Los pronósticos de carga y producción y las características de los dispositivos de control se muestran a continuación:

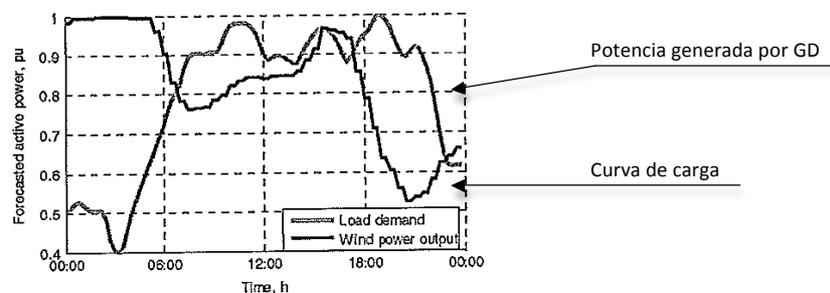


Fig. 18 Curvas de pronóstico de potencia activa demandada y de potencia generada mediante DG presente en la red estudiada.

OLTC		Feeder Capacitors		Substation Capacitors	
U_{set} (pu)	DB (pu)	U_{ON} (pu)	U_{OFF} (pu)	Q_{ON} (Mvar)	Q_{OFF} (Mvar)
1.035	0.03	0.99	1.05	-2.0	2.0

Tabla IV. Datos de OLTC y baterías de condensadores instalados

Donde los datos del OLTC se refieren a la tensión en por unidad de funcionamiento y a la escala de las tomas del transformador y los de las baterías de condensadores a los límites establecidos para que actúen.

A continuación se verá como afecta la presencia de DG en el control de tensión y reactiva. Si se toma como ejemplo el siguiente esquema:

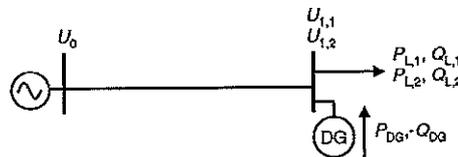


Fig. 19 Esquema de red simple de dos líneas con variación de carga demandada

Donde se produce un aumento de potencia consumida con factor de potencia constante. $P_{L2} > P_{L1}$, siendo:

- U_0 : tensión en el nudo del generador.
- U_1 : tensión en el nudo donde se sitúa el generador distribuido.
- P_{DG} - Q_{DG} : Potencia activa/reactiva inyectada por el generador distribuido.
- P_L - Q_L : Potencia activa/reactiva consumida en el nudo 1.
- $_{,1}$: Valor de parámetros en el instante 1.
- $_{,2}$: Valor de parámetros en el instante 2.

se tiene la siguiente variación de tensión:

$$U_{1,1} - U_{1,2} \approx \frac{R(P_{L,2} - P_G) + X(Q_{L,2} + Q_G)}{U_{1,1}} - \frac{R(P_{L,1} - P_G) + X(Q_{L,1} + Q_G)}{U_{1,2}}$$

Donde se observa que, mientras que la energía activa aportada por la generación dispersa decrementa la variación de tensión, la energía reactiva la incrementa. Las siguientes tablas ilustran el comportamiento de la red para distintos escenarios con y sin generación distribuida (DG) y distintos factores de carga.

	$P_L = 0.4pu$	$P_L = 0.6pu$	$P_L = 0.8pu$
Without DG	0.013	0.015	0.017
With DG, $P_{DG} = 1.5 MW$	0.013	0.014	0.016
With DG, $P_{DG} = 2.5 MW$	0.018	0.022	0.028

Tabla V. Variación de tensión (pu) del secundario de la subestación al producirse un incremento de carga del 0.05 (pu).

	At bus-1		At bus-9	
	$P_L = 0.4pu$	$P_L = 0.8pu$	$P_L = 0.4pu$	$P_L = 0.8pu$
Without DG	0.014	0.015	0.044	0.046
With DG, $P_{DG} = 1,5 MW$	0.017	0.019	0.05	0.053
With DG, $P_{DG} = 2,5 MW$	0.028	0.037	0.075	0.098

	At bus-1		At bus-9	
	$P_L = 0.4pu$	$P_L = 0.8pu$	$P_L = 0.4pu$	$P_L = 0.8pu$
Without DG	0.014	0.015	0.015	0.018
With DG, $P_{DG} = 1,5 MW$	0.015	0.017	0.017	0.02
With DG, $P_{DG} = 2,5 MW$	0.021	0.026	0.028	0.04

Tabla VI. Variación de tensión (pu) del secundario de la subestación al operar la batería de condensadores CF_{21} .

Tabla VII. Variación de tensión (pu) del secundario de la subestación al producirse un cambio de toma en el transformador.

Como se puede apreciar, la variación de tensión aumenta mucho con la aparición de DG, incluso cuando se intenta mitigar con baterías de condensadores y OLTC en el transformador.

Se hace una comparación en el artículo del control propuesto con uno puramente local en los tres escenarios anteriores. La siguiente gráfica muestra los resultados obtenidos utilizando el control puramente local:

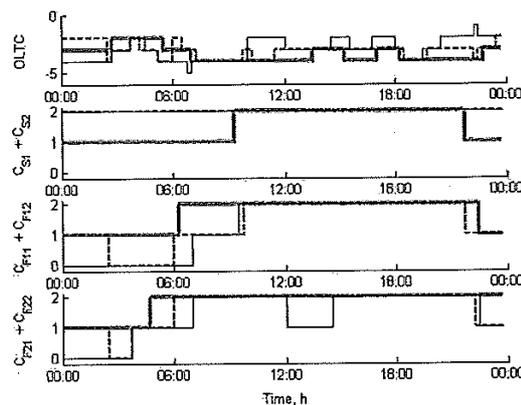


Fig. 20 Estado de OLTC y Baterías de condensadores con control local.

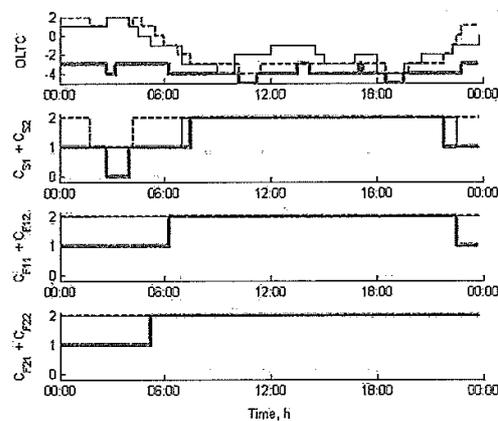
- Línea continua: Sin DG
- Línea punteada: Con DG de potencia constante.
- Línea delgada: Con variación en la producción en DG.

Aquí puede verse como la presencia de DG aumenta significativamente el número de operaciones de OLTC, aunque no interfiere en su efectividad. Sí, en cambio, aumenta la variación en el perfil de tensión.

Case	Total Number of Daily Operation			
	OLTC	$C_{S1}+C_{S2}$	$C_{F11}+C_{F12}$	$C_{F21}+C_{F22}$
Case-1	8	2	2	2
Case-2	18	0	4	4
Case-3	18	0	4	6

Tabla VIII. Número de operaciones de OLTC y baterías de condensadores con control local.

Si se utiliza un control combinado Local-remoto, se obtendrán mejoras, como se verá a continuación. Para ello se necesitará un pronóstico horario que se aplicará al régimen de trabajo del OLTC y de la batería de condensadores instalada en la subestación. Los resultados obtenidos se observa en las siguientes gráficas:



Case	Total Number of Daily Operation			
	OLTC	$C_{S1}+C_{S2}$	$C_{F11}+C_{F12}$	$C_{F21}+C_{F22}$
Case-1	12	4	2	2
Case-2	18	2	0	0
Case-3	22	2	0	0

Fig. 21 Estado de OLTC y Baterías de condensadores con control local-remoto.

- Línea continua: Sin DG
- Línea punteada: Con DG de potencia constante.
- Línea delgada: Con variación en la producción en DG.

Tabla IX. Número de operaciones de OLTC y baterías de condensadores con control local-remoto.

Como se ve, las operaciones de las baterías de condensadores de las líneas repartidoras, en los casos en que existen DG, son nulas. Por otro lado, el número de operaciones del OLTC en el caso de control local-remoto, aumenta respecto al estrictamente local.

Si se comparan las pérdidas en red de uno y otro sistema de control en los tres escenarios estudiados, se observa que en todos ellos, las pérdidas son menores utilizando el control local-remoto, prestando más importancia en el caso de existir generación distribuida. Cuanta mayor sea la presencia de ésta, mayores será la disminución de pérdidas.

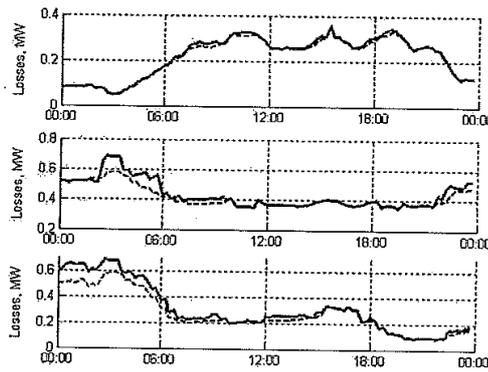


Fig. 22 Pérdidas en el sistema.
 - Línea continua: Control local.
 - Línea discontinua: Control local-remoto.

	Local Control (MWh)	Local-Remote Control (MWh)	Percent Reduction
Case-1	5.33	5.24	2%
Case-2	10.37	10.08	5%
Case-3	7.58	6.70	12%

Tabla X. Pérdidas diarias totales con control local y local-remoto.

Si no se dispone de comunicación alguna, puede implantarse el procedimiento descrito en [1], donde se propone una coordinación entre elementos mediante un despacho basado en ajustes predeterminados, sin requerir comunicación entre los distintos elementos: OLTC, baterías de condensadores situadas en subestaciones y líneas repartidoras y generadores síncronos distribuidos .

El diagrama de control será idéntico al utilizado en el artículo [6], en su variante local.

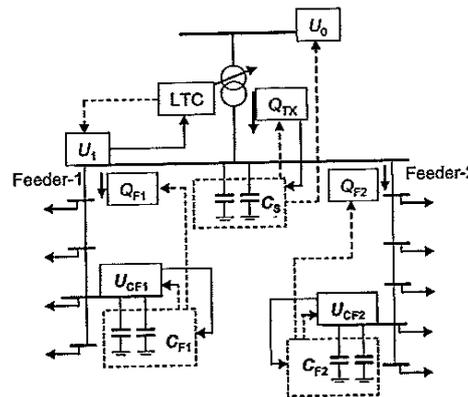


Fig. 23 Diagrama de coordinación OLTC-Baterías de condensadores.

Se aplica el procedimiento propuesto a un esquema red tipo 10 kV de tensión

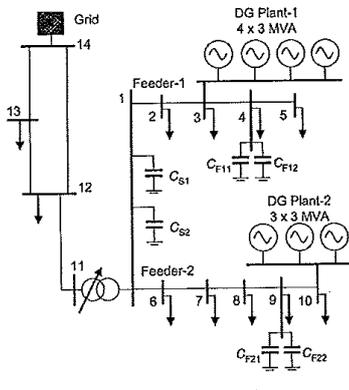


Fig. 24 Esquema de red a estudio.

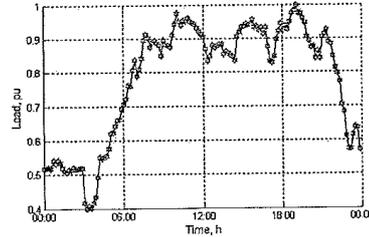


Fig. 25 Perfil de carga diaria sometido a estudio.

Con su correspondiente curva de carga diaria.

Se estudiarán 4 casos:

- Caso 1.- Sin DG.
- Caso 2.- Con DG de factor de potencia igual a la unidad.
- Caso 3.- Con DG con aporte de reactiva constante.
- Caso 4.- Con DG a tensión constante y reactiva variable, dentro de unos determinados límites.

En todos ellos, la potencia activa será constante.

En la siguiente tabla puede apreciarse como afecta la presencia de DG en el control de tensión y reactiva.

	Daily Number of OLTC Operations	Daily Loses [MWh]
Case-1	24	6.43
Case-2	8	10.16
Case-3	6	10.09
Case-4	0	9.96

Tabla XI. Número de operaciones de OLTC y pérdidas diarias para los distintos casos estudiados.

El número de operaciones de OLTC decrece con la presencia de DG, mientras que, cuando la potencia reactiva aportada por las baterías de condensadores en las líneas no son suficientes para compensar la demandada, las pérdidas en el sistema crecen (sobre todo en el caso en el que el factor de potencia sea uno).

Interesante es como la DG ayuda a la estabilización del perfil de tensiones como se ve en la siguiente gráfica:

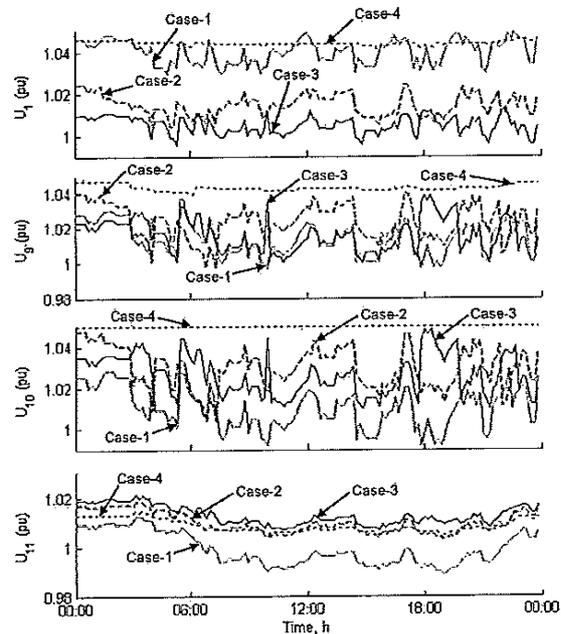


Fig. 26 Perfil de tensiones para ramas de la red seleccionadas, para los distintos casos estudiados.

Como se aprecia, cuando los generadores distribuidos tienen la capacidad de controlar el flujo de energía reactiva, mejora considerablemente el control de tensiones en toda la red.

Para ver la utilidad de este método, se compararán sus resultados con los obtenidos mediante el método tradicional. Éste último se basa en el control de las baterías de condensadores mediante tiempos establecidos basados en históricos de curvas de carga, por lo que no pueden hacer frente a variaciones de la misma, y es el utilizado actualmente. El resultado se muestra en la siguiente tabla:

	Case-1			Case-2		
	Losses [MWh]	No. of OLTC Operation	UF [%]	Losses [MWh]	No. of OLTC Operation	UF [%]
Proposed	6.4	24	0.331	10.2	8	0.300
Conventional	7.0	36	0.372	10.8	30	0.304

Tabla XII. Comparativa entre el método propuesto y el convencional.

Donde UF es la fluctuación de voltaje teniendo en cuenta todos los nudos de la red estudiada. En ella se ve como el método propuesto en este artículo consigue menor número de operaciones de OLTC, menores pérdidas y menores fluctuaciones de tensión respecto al método tradicional, siendo muy significativa la reducción de las operaciones de OLTC, lo que repercute beneficiosamente en el coste de mantenimiento y en la vida útil del transformador.

6.3.- Haciendo uso de los algoritmos.

Otros autores proponen aplicar algoritmos concretos al problema que se plantea. El primero de los artículos estudiados que propone esta solución es [7], publicado en 1995, donde se utiliza el algoritmo VVC (control Voltio/Var centralizado). Con el se pretende, como su propio nombre indica,

un control centralizado de tensiones, y no ya a un nivel local como se proponía hasta entonces, sino teniendo en cuenta toda el área de la red que se está estudiando. Todo esto conlleva:

- Que los controles locales puedan responder ante cambios en el sistema.
- Que puedan modificarse los objetivos a conseguir. Usualmente, retrata de minimizar pérdidas en la red, teniendo en cuenta las limitaciones de potencia, tensión y carga existentes, e intentando que el número de operaciones sea el menor posible.
- Que se consiga la optimización de todo el sistema y no sólo a nivel local.

Se toma conciencia de que el problema ya no puede resolverse como se hace en la red de transporte, en el que se aplica métodos continuos y no discretos para su resolución. El sistema de distribución frente al de transporte tiene un mayor carácter discreto, pues los dispositivos que permiten el control V/Var funcionan y tiene repercusiones discretas. El método expuesto en este artículo retoma el carácter discreto de la red e intenta solucionarlo mediante métodos combinatorios con una muy buena velocidad de respuesta, lo que permite que se pueda utilizar en aplicaciones a tiempo real. Para ello tienen en cuenta tanto el rango de tensiones en los que puede actuar como el número de operaciones de control que pueden realizarse.

El diagrama que sigue el algoritmo aparece en la figura 27. En un principio se halla una solución inicial, para a continuación, modificar una de las variables del sistema, hallando la nueva solución mediante flujo de carga (lo verdaderamente costoso de este método). Si es mejor que la anterior, modifica otras de las variables y continua comparando soluciones hasta encontrar el óptimo del problema.

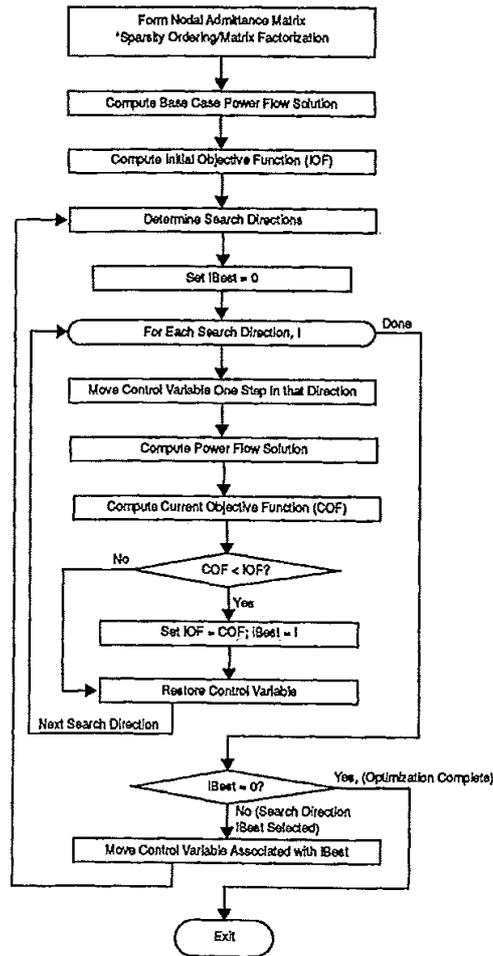


Fig. 27 Diagrama del algoritmo VVC

Se comprueba la eficacia del algoritmo en la siguiente red:

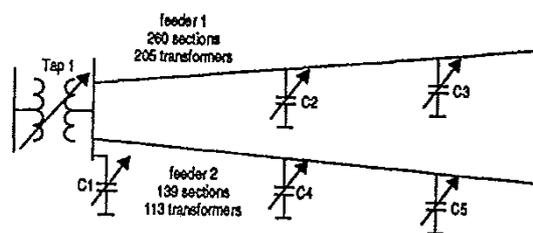


Fig. 28 Esquema de red simple del diagrama a estudio.

Donde existe una subestación de la que parten dos líneas repartidoras. Cada una de ellas con dos baterías de condensadores. La subestación está equipada con una batería y un LTC en el transformador. Se probará la eficacia del algoritmo aplicándole tres funciones objetivo distintas:

- T1. Eliminar las restricciones del caso base: mínimo de tensión de 114 v y factor de potencia de 0,9.
- T2. Minimizar la potencia demandada satisfaciendo las limitaciones del sistema.
- T3. Minimizar las pérdidas del sistema satisfaciendo las limitaciones del sistema.

Tras aplicar el algoritmo a los tres casos, se obtiene los siguientes resultados:

Case	Loss kW	Demand kW	Lowest Voltage	Power Factor	Tap1 Step	C1 Step	C2 Step	C3 Step	C4 Step	C5 Step	Total Steps
Base	450.18	15 492.6	110.50	0.87	0	0	0	0	0	0	0
T-1	432.86	15 748.1	114.13	0.93	3	0	0	2	0	0	5
T-2	429.15	15 710.2	113.94	0.95	2	0	1	3	0	0	6
T-3	418.46	15 795.4	114.40	0.99	2	0	0	3	0	1	6

Tabla XIII. Resultados al aplicar el algoritmo con distintas funciones objetivo.

Donde se aprecia que T1 obtienen el menor número de operaciones, como era de esperar al permitir violar las restricciones. Con T2 obtenemos minimizar la demanda de potencia respecto T1 y T3, y con este último se obtiene minimizar las pérdidas, a costa de tener más alto el voltaje mínimo que el resto.

También se ha realizado un estudio comparando el método aquí propuesto con el método MONTECARLO, obteniendo los siguientes resultados:

Case	Loss kW	Demand kW	Lowest Voltage	Power Factor	Tap1 Step	C1 Step	C2 Step	C3 Step	C4 Step	C5 Step	Total Steps
OD	418.46	15 795.4	114.40	0.99	2	0	0	3	0	1	6
MC1	419.80	15 753.8	114.15	1.00	1	2	3	3	3	0	12
MC2	421.78	15 760.4	114.12	0.98	1	0	3	3	0	3	10

Tabla XIV. Comparativa entre el método propuesto y el método Montecarlo.

Donde se aprecia que el método propuesto obtiene los mejores resultados en cuanto a optimización de pérdidas y de número de operaciones del sistema.

En [9], se propone un algoritmo denominado "annealing algorithm" de manera que se conozca la combinación de posición de tomas en los transformadores y en las batería de condensadores así como el número de operaciones diarias que consigan que las pérdidas en la red sean mínimas. Todo esto sin existir comunicación entre ellos. La ventaja de este algoritmo es que es capaz de "evitar" la convergencia hacia un mínimo local y lograr llegar al mínimo global desde esa posición. El problema que quiere solucionarse puede formularse como:

$$MinF_{obj} = \sum_{i=1}^{24} \mu_{|\Delta v 2(i)|} + \sum_{i=1}^{24} \mu_{|Q(i)|} + \sum_{i=1}^{24} \mu_{loss(i)} + \mu_{tap} + \mu_{s-cap} + \sum_{k=1}^{10} \mu_{f-cap}$$

sujeto a:

$$tap = \sum_{i=1}^{24} |TAP_i - TAP_{i-1}| \leq 30$$

$$s - cap = \sum_{i=1}^{24} |X_{s,i} - X_{s,i-1}| \leq 6$$

$$f - cap(k) = \sum_{i=1}^{24} |X_{k,i} - X_{k,i-1}| \leq 4$$

$$k = 1, 2, \dots, 10$$

$$|\Delta V_2(i)| \leq 0.05 \quad i = 1, 2, \dots, 24$$

$$|\Delta V_{s,f,i}| \leq 0.05 \quad s = 1, 2, \dots, 6$$

$$f = 1, 2, \dots, 5 \quad i = 1, 2, \dots, 24$$

Donde:

- $\mu_{|\Delta V_2(i)|}$ Función asociada de desviación de voltaje del secundario a lo largo de un día, desglosado en cada periodo horario i ($i=1, \dots, 24$)
- $\mu_{|Q(i)|}$ Función asociada de flujo de reactiva a través del transformador en el periodo horario i .
- $\mu_{loss(i)}$ Función asociada de pérdidas en las líneas, en el periodo horario i .
- μ_{tap} Función asociada de número de operaciones en el LTC durante el día.
- μ_{s-cap} Función asociada de número de operaciones de la batería de condensadores de subestación durante el día.
- μ_{f-cap} Función asociada de número de operaciones de la batería de condensadores situadas en las cinco líneas ($f=1, \dots, 5$) a lo largo del día, siendo k el número de baterías de condensadores repartidas en las líneas repartidoras. En este caso diez.
- TAP_i Posición de la toma del transformador en el periodo horario i .
- $X_{s,i}$ Estado de la batería de condensadores de subestación en el periodo horario i . Si $X=0$, su estado es OFF. En cambio, si $X=1$, su estado es ON.
- $X_{k,i}$ Estado de la batería de condensadores de la línea repartidora k en el periodo horario i . Si $X=0$, su estado es OFF. En cambio, si $X=1$, su estado es ON.
- $\Delta V_2(i)$ Desviación de voltaje del secundario en el periodo horario i respecto al valor por unidad.
- $\Delta V_{s,f,i}$ Desviación de voltaje de la sección s (existen seis secciones en cada una de las líneas) de la línea repartidora f en el periodo horario i .

El algoritmo posee la siguiente estructura:

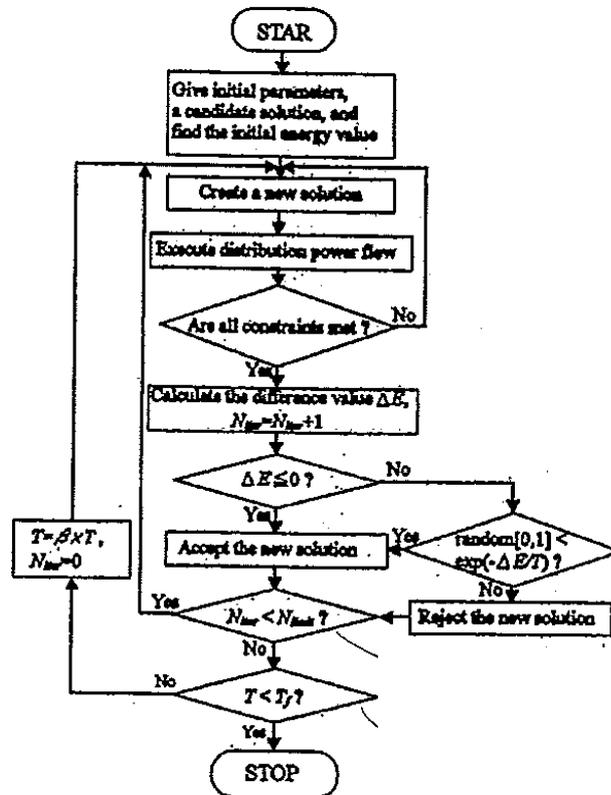


Fig. 29 Diagrama de flujo del algoritmo "Annealing".

En él se toma unos valores iniciales y se realiza el flujo de carga del sistema con dichos valores. A continuación se buscará una nueva solución modificando una única variable de las posibles (esto hace que el tiempo de cálculo se minimice en más de un 50% comparándolo con el método convencional donde se modifican varias variables simultáneamente), dándole un valor arbitrario, distinto al que tenía en la configuración inicial. Una vez fijados los nuevos valores, se halla de nuevo la solución al problema mediante flujo de carga y se observa si se viola alguna de las restricciones existentes. Si esto ocurre, deberá de buscarse una nueva configuración del problema. Si no es el caso, se calcula el incremento de energía que se ha producido y se aumenta en uno el número de operaciones realizadas. Si el incremento de energía producido ha sido negativo, se acepta. Si no es así, se rechaza la configuración y se busca una nueva (teniendo siempre en cuenta el parámetro T-Temperatura de corriente-). Se repetirá el proceso así cuantas veces permita la limitación del número de operaciones posibles en los dispositivos. El hecho de tener en cuenta el parámetro T estriba en que, gracias a él, permite apartar a los mínimos locales y hacer que el la solución se centre en mínimos globales.

La topología de la red a la que se aplica el algoritmo se muestra a continuación:

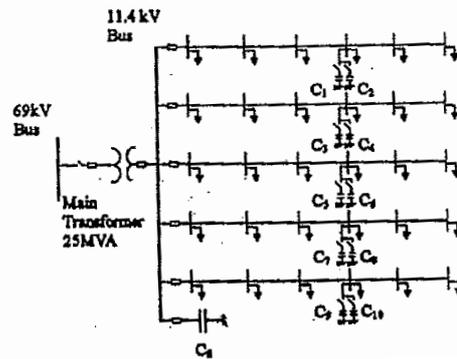


Fig. 30 Esquema de red de distribución simplificada objeto del estudio.

Red formada por un transformador 69/11,4 kV. Provisto de tomas y con una batería de condensadores asociada. Del transformador parten cinco líneas repartidoras, cada una de ellas posee instaladas dos baterías de condensadores.

La convergencia hacia la solución es muy rápida.

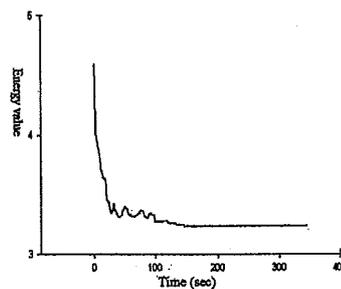


Fig. 31 Simulación del trazado de la función ENERGÍA.

Si se compara los resultados obtenidos con el método tradicional que se está aplicando actualmente a la red, se obtiene la siguiente tabla comparativa:

	Proposed annealing method	Practical control method of TPC
$\sum \mu \sim \Delta V_2 (l)$	1.499728	2.493232
$\sum \mu \sim Q(l)$	0.406586	0.791997
$\sum \mu \sim loss(l)$	1.337433	1.317221
$\mu \sim tap$	0	0
$\mu \sim s-cap$	0	0
$\sum \mu \sim f-cap(k)$	0	0
F_{obj}	3.243747	4.602450

Tabla XV. Comparativa entre el método propuesto y método tradicional TPC

En ella se aprecia claramente como, tanto en la desviación de voltaje, como en la reducción de potencia reactiva a través del transformador como las pérdidas a través de las líneas repartidoras, el método propuesto es mucho más efectivo que el que se aplica en la realidad.

En [3] se propone un método de control VOLT/Var donde no es necesario dar respuesta en tiempo real, sino que los dispositivos de control se hallan coordinados previamente. Se llega a la solución mediante dos pasos utilizando el algoritmo genético con el que, en un principio, se hallará la división que se hace de la curva de carga diaria, reduciendo así el número de operaciones del OLTC. Posteriormente, se vuelve a hacer uso del algoritmo genético, teniendo como base la partición de la curva de carga anterior, esta vez para hallar el despacho óptimo, teniendo siempre en cuenta las limitaciones de máximo número de operaciones y del perfil de tensiones. El esquema del proceso es el siguiente:

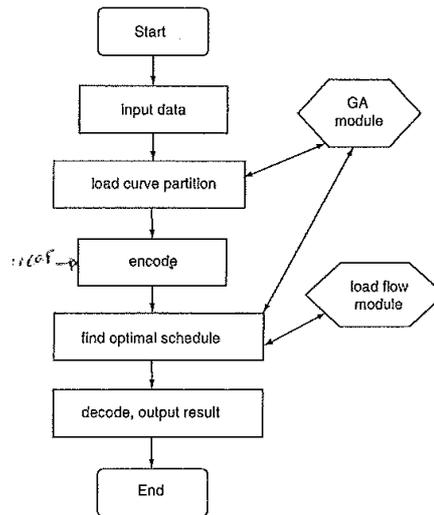


Fig. 32 Diagrama de flujo del algoritmo a estudio.

Se aprecia como se utiliza el algoritmo genético en dos ocasiones: una para realizar la partición de la curva de carga y otra para hallar el óptimo al problema de minimizar pérdidas en la red. También aparece orden de codificar y decodificar el problema que consiste en modelarlo para resolver y obtener posteriormente los valores de los parámetros del sistema.

Se comprueba la efectividad del método con el siguiente sistema de distribución:

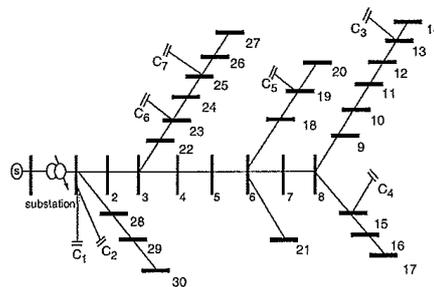


Fig. 33 Esquema de red de distribución a estudio.

Se toma la siguiente curva de carga tipo:

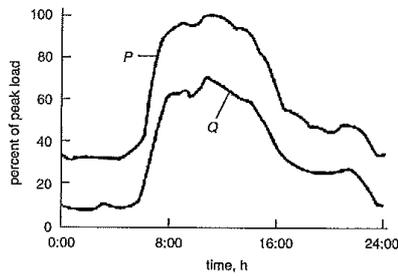


Fig. 34 Curva de carga estándar.

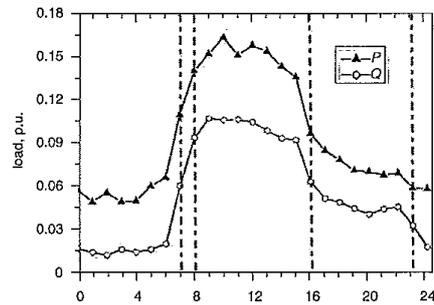


Fig. 35 Resultado de la división en cuatro partes de la curva de carga.

La curva de carga que se toma de partida es importante, pues dependiendo de su trazado dependerá del número de tramos y por tanto el costo computacional del método. El número de particiones en las que se va a dividir la curva de carga se basa en el pronóstico de carga y en la experiencia del ingeniero que realice el cálculo. El inicio y fin de cada uno de los periodos los determina el algoritmo genético, mostrándose el resultado en la figura 35. Dicha partición reduce el número de operaciones de OLTC en la subestación y el tiempo invertido en control.

En la siguiente grafica se observa el perfil de tensiones en el nodo 14 del sistema, tomado como ejemplo

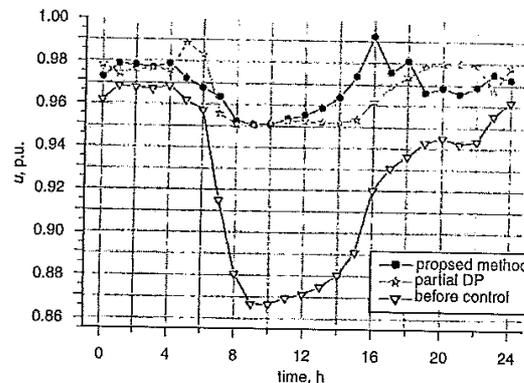


Fig. 36 Perfil de tensión diaria en el nudo 14 de la red estudiada.

Donde aparece tres gráficas: una primera sin control alguno, una segunda obtenida con el método aquí propuesto y una última tras aplicar el método indicado en el artículo: "Dispatch of main transformer ULTC and capacitors in a distribution Systems" [20]. Ambos métodos, obtienen resultados parejos de estabilización de tensiones.

Si se fija la atención en las pérdidas incurridas en el sistema,

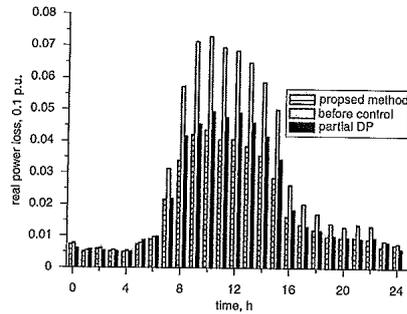


Fig. 37 Comparativa de pérdidas de potencia.

Se aprecia como el método propuesto consigue grandes resultados en comparación al resto.

La siguiente tabla arroja resultados interesantes:

MK_C	2	4	6	8	10
TAP_1	0	0	-1	0	0
TAP_2	+2	+2	+2	+2	+2
TAP_3	+5	+4	+4	+4	+4
TAP_4	+7	+6	0	0	0
J, kWh	2626.5	2433.6	2428.1	2430.7	2430.8
U_{min}	0.947	0.951	0.952	0.952	0.953

Tabla XVI. Influencia del valor máximo de operaciones permitidas en las baterías de condensadores.

Donde:

- MK_C indica el máximo número de operaciones permitidas de los dispositivos de control.
- TAP_i : Posición de las tomas del transformador en cada una de las cuatro particiones en las que se ha dividido la curva de carga.
- J : Pérdidas en la red (kWh).
- U_{min} : Mínimo de tensión durante el día.

En ella se estudia como afecta en las pérdidas del sistema y en la estabilidad de las tensiones las limitaciones de operaciones en los dispositivos de control. La mejor opción es aquella que permite seis operaciones al día de las baterías de condensadores, pues minimiza pérdidas, obtiene menores caídas de tensión y los movimientos de OLTC son prácticamente los mínimos posibles.

En [12] se utiliza un algoritmo capaz de resolver un problema de programación no lineal mixta-integrada (MINLP). El método necesita conocer el pronóstico diario de energía en el mercado, para así anticiparse y actuar con el fin de minimizar las pérdidas en la red, teniendo en cuenta el límite en el número de operaciones capaces de realizar los dispositivos de control: las tomas de los transformadores y las baterías de condensadores existentes en la red estudiada. El método aproxima el problema no lineal mixto integrado en un problema no lineal, siendo capaz de encontrar una solución factible con mayor rapidez y menor coste computacional. Esto lo consigue aproximando las variables continuas a valores discretos cercanos con una cierta precisión. El problema de control a lo largo de un día, puede modelarse como:

$$\min E = \sum_{t=0}^{23} f(x_1(t), x_2(t), x_3(t)) = 0$$

s.a.

$$g(x_1(t), x_2(t), x_3(t)) = 0, \forall t$$

$$x_1(t)_{\min} \leq x_1(t) \leq x_1(t)_{\max}, \forall t$$

$$x_2(t)_{\min} \leq x_2(t) \leq x_2(t)_{\max}, \forall t$$

$$h(x_{1(0)}, x_{1(1)}, \dots, x_{1(23)}) = \sum_{t=0}^{23} |x_{1(t+1)} - x_{1(t)}| \leq S_{x1} C_{x1}$$

donde:

- E es la pérdida de energía del sistema.
- $x_1(t)$ corresponde a las variables discretas como es el caso de las tomas del transformador.
- $x_2(t)$ simboliza la potencia reactiva y las tensiones a cada hora.
- $x_3(t)$ la potencia activa inyectada y el ángulo del vector tensión para cada hora del día.
- C_{x1} es el vector MADSON, que contiene el máximo número de operaciones permitidas a los dispositivos de control.
- S_{x1} es la matriz diagonal que contiene el estado de las baterías de condensadores y de las tomas de transformadores.
- $f()$ representa las pérdidas de potencia activa desglosada en horas.
- $g()$ aglutina las ecuaciones no lineales de flujo de potencia.
- $h()$ corresponde a los límites de número de operaciones de las baterías de condensadores y de las tomas del transformador.

El método se compara con otros tantos para comprobar su efectividad. Éstos son el algoritmo genético y dos propuestas del programa GAMS para resolver los problemas MINLP: BARON y DICOPT++. Todos ellos se aplicarán a dos sistemas de red:

- Red tipo PG&E de 69 nudos. Con una potencia de base de 10 MVA y una tensión de 12,66 kV

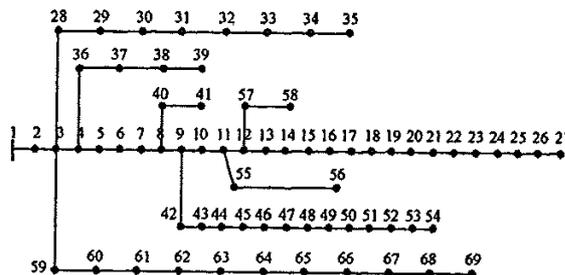


Fig. 38 Esquema de red PG&E de 69 nudos. * Nota: Las baterías de condensadores y transformadores no aparecen representados en el esquema.

- Red real: Subárea del sistema de distribución de Luming - China formado por 14 nudos.

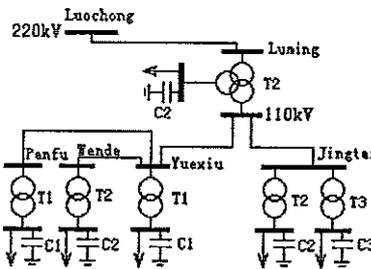


Fig. 39 Esquema de red de Luming (China), de 14 nudos.

Se parte del pronóstico de potencia a consumir, como se puede apreciar en las siguientes curvas de carga:

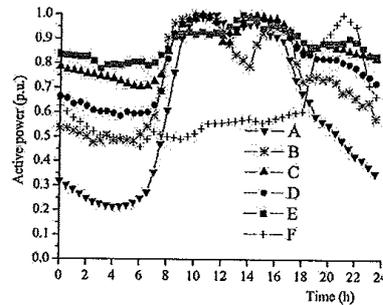


Fig. 40 Curvas típicas de carga diaria.

Cada una corresponde una curva de carga existentes en distintos nudos-tipo de las dos redes a estudio.

Los resultados obtenidos se pueden ver a continuación:

- Red tipo PG&E de 69 nudos.

MADSON	Energy losses (MWh)	Number of iterations	CPU time (s)
7	2.60972	451	992.2
8	2.61058	89	195.8
9	2.61206	60	132.0
10	2.61059	35	77.0
11	2.61053	33	72.6
12	2.61030	31	68.2

Tabla XVII. Resultados del algoritmo propuesto aplicado al sistema de 69 nudos.

MADSON	Energy losses (MWh)	CPU time (h)
7	2.71641	23.9
8	2.57422	23.2
9	2.60600	23.8
10	2.59125	24.2
11	2.60992	24.1
12	2.57392	23.6

Tabla XVIII. Resultados del algoritmo genético aplicado al sistema de 69 nudos.

Hour	DICOPT Solver	Proposed Method	Hour	DICOPT Solver	Proposed method
0	0.05569	0.04012	12	0.19368	0.20490
1	0.04730	0.03420	13	0.19788	0.19110
2	0.03987	0.02930	14	0.20463	0.20240
3	0.03477	0.02540	15	0.19609	0.19070
4	0.03271	0.02400	16	0.18646	0.17930
5	0.03336	0.02440	17	0.15500	0.14770
6	0.03597	0.02620	18	0.11581	0.10760
7	0.05713	0.04240	19	0.09968	0.09940
8	0.13040	0.08886	20	0.09501	0.09490
9	0.17233	0.17080	21	0.08813	0.08480
10	0.21027	0.22260	22	0.07196	0.07150
11	0.26008	0.24680	23	0.07565	0.05480

Tabla XIX. Comparativa entre el método propuesto y DICOPT aplicado al sistema de 69 nudos.

* Nota: Con el método BARON no se ha llegado a una respuesta factible.

Si se suman las pérdidas que nos muestran las anteriores tablas, el algoritmo genético obtiene resultados levemente mejoras que el método propuesto en el artículo en cuanto a pérdidas en red se refiere. En cambio, se mejora el número de iteraciones para llegar a la solución del problema. Comparando el método con el DICOPT++, el primero ofrece mejores resultados tanto en pérdidas en red, como en tiempo de cálculo.

- Red real perteneciente a la red de distribución china. Obteniendo los siguientes resultados:

MADSON	Energy Losses (MWh)	Number of Iteration	CPU time (s)
8	12.00970	402	44.22
9	12.01237	220	24.2
10	10.98918	60	6.6
11	10.99287	89	9.79
12	10.98930	67	7.37
13	10.99696	66	7.26
14	10.98901	46	5.06
15	10.98218	63	6.93
16	10.98219	51	5.61
17	10.99306	78	8.58
18	10.98708	52	5.72
19	10.98667	51	5.61
20	10.98670	52	5.72
21	10.97128	55	6.05
22	10.97975	75	8.25
23	10.99238	58	6.38
24	10.98433	56	6.16
25	10.98438	52	5.72
26	10.98434	51	5.61

Tabla XX. Resultados del algoritmo propuesto aplicado al sistema de Luming.

MADSON	Energy losses (MWh)	CPU time (h)
24	13.51423	26.0
25	13.46813	26.8
26	10.82308	26.0

Tabla XXI. Resultados del algoritmo genético aplicado al sistema de Luming.

Hour	DICOPT Solver	Proposed method	Hour	DICOPT Solver	Proposed method
0	0.2716	0.2631	12	0.7968	0.7991
1	0.2236	0.2107	13	0.7332	0.7347
2	0.1864	0.1821	14	0.6815	0.6860
3	0.1502	0.1469	15	0.6907	0.6933
4	0.1501	0.1499	16	0.6926	0.6968
5	0.1374	0.1354	17	0.6656	0.6706
6	0.1423	0.1412	18	0.5974	0.6039
7	0.1893	0.1810	19	0.5470	0.5515
8	0.3269	0.3229	20	0.5107	0.5042
9	0.5606	0.5637	21	0.5049	0.4889
10	0.6558	0.6599	22	0.4507	0.4431
11	0.7358	0.7365	23	0.4027	0.3885

Tabla XXII. Comparativa entre el método propuesto y DICOPT aplicado al sistema de Luming.

Donde se aprecia las mejoras que el método propuesto aporta tanto en resultado de pérdidas como en tiempo de cálculo.

Los autores proponen tratar las variables discretas, como es el caso de las tomas de los transformadores o de las baterías de condensadores, como variables continuas, lo que hace mucho más sencillo la resolución del problema. La aplicación de este algoritmo consigue hallar el despacho óptimo diario del sistema de distribución.

En [13] se recurre a algoritmo EPSO. Un nuevo algoritmo, combinación de la utilización de algoritmo evolutivo y del denominado enjambre de partículas. Las características de esta combinación aportan a la solución, por un lado robustez y por otra precisión al resultado final. El algoritmo EPSO requiere inicialmente de unas variables X y de unos pesos de estas variables para llegar al óptimo del problema. La formulación es la siguiente:

$$X_i^{new} = X_i + v_i^{new}$$

$$v_i^{new} = w_{i0}^* v_i + w_{i1}^* (b_i - X_i) + w_{i2}^* (b_g^* - X_i)$$

Muy similar al algoritmo PSO (Enjambre de partículas) pero con la ventaja de que los pesos de las variables van a ir mutando:

$$w_{ik}^* = w_{ik} + \tau N(0,1)$$

donde $N(0,1)$ es la función de distribución gaussiana y τ son parámetros estratégicos, sujetos a mutación.

Se compara el método con el algoritmo "Annealing" aplicado a la red estudiada en "IEEE Reability test Systems"[21]. En dicha comparación sólo se actuará sobre los dispositivos discretos existentes: toma de transformadores y baterías de condensadores.

En PSO, normalmente, se toman las variables de control como variables discretas. En EPSO se tratarán como variables continuas y se usa al final un aproximación probabilística para elegir la solución correcta. En vez de eso, en este método se hará una supervisión de los valores discretos posibles, que suele dar muy buenos resultados. En la siguiente gráfica puede apreciarse el grado de convergencia del algoritmo propuesto:

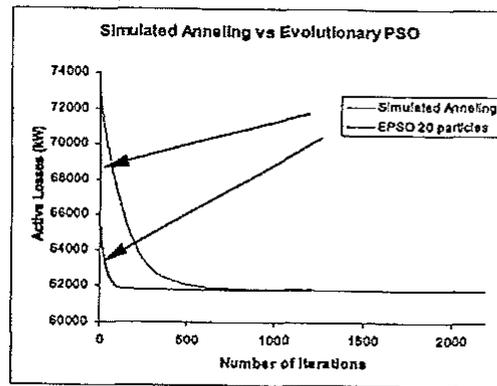


Fig 41. Comparación de convergencia entre los algoritmos EPSO y Annealing

Los resultados obtenidos son:

	Average losses (MW)	Std. Deviation (kW)
EPSO 10 particles	61.789	1.966
EPSO 20 particles	61.788	1.485
Simulated Annealing	61.792	9.812

Tabla XXIII. Comparación entre los algoritmos EPSO y Annealing

Tras los resultados, los autores comparan los resultados obtenidos con el algoritmo “Annealing” apreciando como el método que han propuesto, consigue una mejor optimización en cuanto a pérdidas en el sistema a la ve que observan que el primero tiene mucha más desviación, por lo que no consigue buenos resultados en numerosas ocasiones.

Se pone a prueba también la estabilidad de tensiones que ofrece el algoritmo EPSO. Para ello se aumenta la carga reactiva en uno de los nudos de la red, lo que hace disminuir la tensión. Como puede apreciarse en la figura, el algoritmo es capaz de encontrar un nuevo punto de funcionamiento en pocas iteraciones para restablecer el perfil de tensiones.

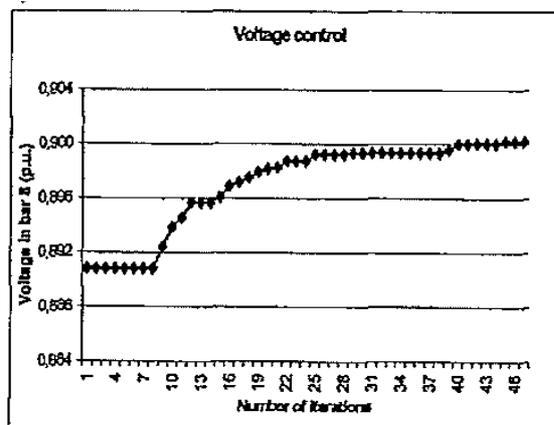


Fig. 42 Control de voltaje con EPSO-Evolución del voltaje a medida que se realizan las iteraciones del algoritmo.

El artículo demuestra que el algoritmo consigue minimizar pérdidas y controlar tensiones con muy buenos resultados.

6.4.- La generación dispersa. Nuevo dispositivo contra la inestabilidad de tensiones.

Tanto en [2] como en [10] los esfuerzos por disminuir las pérdidas de la red se centran en las máquinas síncronas que forman parte de la generación distribuida.

En [2] se propone realizar mediciones en distintos puntos de la red. Bien mediante estimaciones resultado de realizar un flujo de cargas, bien mediante un control supervisor y adquisidor de datos en tiempo real (SCADA). Con ambos, se puede hacer una estimación de la energía reactiva que se consume en cada nudo, y por tanto conocer la energía reactiva a compensar en las distintas zonas de la red. Dicha compensación se realizará localmente con las máquinas de generación dispersa, por lo que la buena localización de dichos generadores pueden minimizar las pérdidas del sistema. Para ello se propone en el artículo incentivar a los agentes productores la inyección de reactiva cuando el operador del sistema estime sea conveniente para la red, con el objetivo de minimizar pérdidas.

Para hallar la solución óptima al problema antes se debe dar solución a la previsión de energía reactiva en cada uno de los nudos de la red (dado que la red de distribución no es observable en su totalidad), que generador está mejor posicionado para compensar dicha reactiva y si éste está habilitado para realizar la misión. Esto se soluciona mediante un flujo de cargas, teniendo en cuenta los límites operacionales existentes en la red. Se pone en práctica el método en dos sistemas de red eléctrica: Uno de 15 kV y 28 nudos, y otro de 60 kV de 55 nudos.

- Sistema de 15 kV.

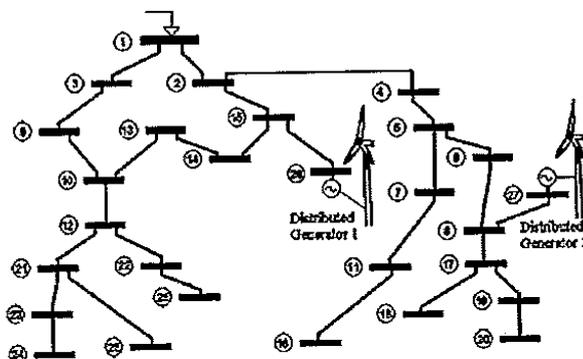


Fig. 43 Red a estudio. Formada por 28 nudos. Tensión de 15 kV.

Se realizarán dos estudios: uno centrado en lo que ocurre durante una hora escogida aleatoriamente, durante un instante del sistema, y otro centrado en lo ocurrido en un periodo más largo, concretamente: cuatro semanas. En la red se aprecian dos generadores eólicos, cada uno de 15 MW de potencia, situados en los nudos 27 y 28. Los datos de producción de éstos se presentan a continuación, al igual que los precios de energía y el perfil de carga:

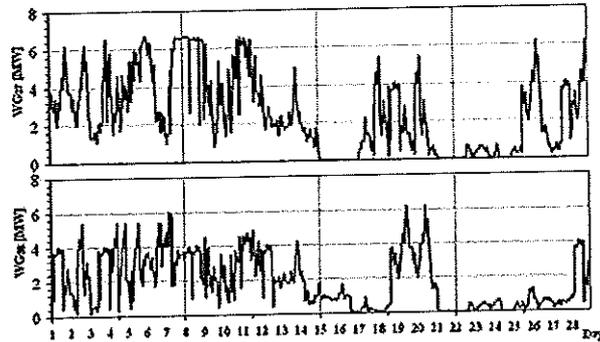


Fig. 44 Potencia de los generadores eólicos situados en los nudos 27 y 28.

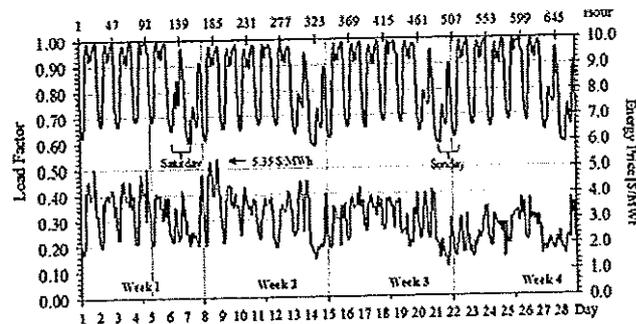


Fig. 45 Precio de la energía y perfil del factor de potencia.

El rango permitido de tensiones es +/- 10% y se supone, no existe límites de potencia reactiva.

A) El estudio centrado durante una hora arroja los siguientes resultados:

Variable	Units	No Reactive Injection	Reactive OPF	Maximum $-ILF_{27}^P$	Maximum $-ILF_{28}^P$	Maximum $-ILF_{27}^P-ILF_{28}^P$
Q_{G27}	Mvar	0.00	1.68	6.40	0.00	6.68
Q_{G28}	Mvar	0.00	-1.05	0.00	12.13	-14.03
V_{27}	pu	0.9610	0.9992	1.1000	0.9919	1.1000
V_{28}	pu	1.0109	1.0072	1.0270	1.1000	0.9000
P_{G27}	MW	4.65	4.65	4.65	4.65	4.65
P_{G28}	MW	4.65	4.65	4.65	4.65	4.65
Losses	kW	531.46	482.78	805.18	1291.61	2004.48
ILF_{27}^P	-	-0.0178	-0.0188	-0.0300	-0.0198	-0.0555
ILF_{28}^P	-	0.0060	0.0066	0.0042	-0.0037	-0.0067
Market Price Hour 92	\$/MWh	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Energy Sold G_{27}	\$/h	139.5	139.5	139.5	139.5	139.5
Energy Sold G_{28}	\$/h	139.5	139.5	139.5	139.5	139.5
Loss Revenue G_{27}	\$/h, %	2.48 (1.8%)	2.62 (1.9%)	4.19 (3%)	2.76 (2%)	7.73 (5.5%)
Loss Revenue G_{28}	\$/h, %	-0.83 (0.6%)	-0.92 (0.6%)	-0.58 (0.4%)	0.51 (0.3%)	0.93 (0.6%)

Tabla XXIV. Resultados del análisis realizado a la red de 28 nudos durante un instante.

En la columna de *-No reactive injection-* la energía reactiva aportada por los generadores eólicos, es nula. La columna Reactive OPF, detalla los resultados obtenidos mientras el sistema se encuentra comandado por el operador ayudado mediante un flujo de carga. La quinta y sexta columna recoge

los resultados obtenidos cuando se permite actuar a uno y sólo uno de los generadores eólicos, relacionando cada columna con cada generador. Y en la última columna, se aprecia los resultados cuando, tanto el generador del nudo 27 como el del 28, pueden actuar para compensar la reactiva en la red.

Los ingresos por pérdidas, son parecidos cuando actúa sólo uno de los generadores, si comparamos cuando actúa el operador (R-OPF). Cuando actúan ambos, los ingresos por pérdidas son considerables: un 5% de la potencia real, pero las pérdidas en las que se incurren: 2004,48 kW respecto a los 482,78 kW obtenidas con R-OPF, son inadmisibles.

B) Estudio de cuatro semanas de duración. Los resultados se muestran a continuación

Variable	Units	No Reactive Injection	Reactive OPF	Maximum ILF ₂₇	Maximum ILF ₂₈
P_{G27}	MWh	1687.14	1687.14	1687.14	1687.14
P_{G28}	MWh	1286.14	1286.14	1286.14	1286.14
Load Demand	MWh	8658.20	8658.20	8658.20	8658.20
Losses	MWh	382.32	356.53	463.17	1055.28
Losses	%	4.42%	4.12%	5.35%	12.19%
Energy Sold G ₂₇	\$	54082.88	54082.88	54082.88	54082.88
Energy Sold G ₂₈	\$	40681.77	40681.77	40681.77	40681.77
Loss Revenue G ₂₇	\$	785.37	746.34	1398.43 (2.5%)	866.14
Loss Revenue G ₂₈	\$	177.45	128.81	214.47	514.50 (1.2%)

Tabla XXV. Resultados del análisis realizado a la red de 28 nudos en un periodo de cuatro semanas.

Nótese que los ingresos por pérdidas no son muchos respecto al R-OPF, sin embargo si son elevadas las pérdidas en red. En la siguiente figura puede observarse una comparativa de las pérdidas ocurridas en los estados: R-OPF, generador del nudo 27, y del nudo 28 activos:

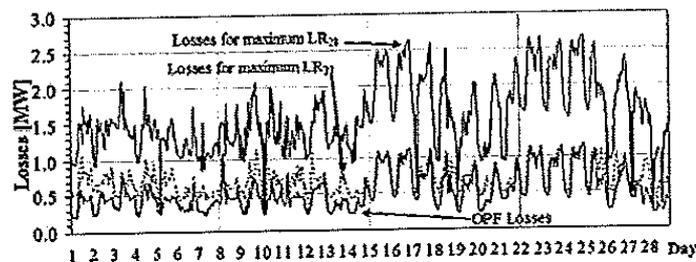


Fig. 46 Pérdidas de potencia en el sistema de 28 nudos.

Con el generador del nudo 27 activo, se consiguen pérdidas similares a los que se tendrían aplicando el flujo de carga, mientras que si el activo es el del generador 28, las pérdidas se disparan, por lo que éste generador debería estar comandado directamente por el operador del sistema.

- Sistema de 60 kV.

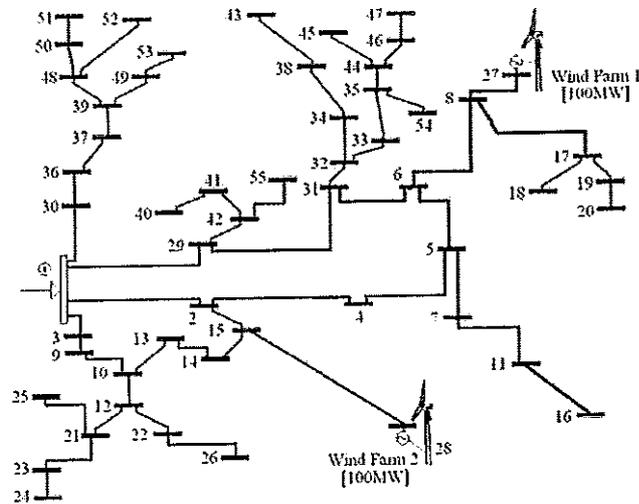


Fig. 47 Red a estudio. Formada por 55 nudos. Tensión de 60 kV.

Con dos generadores eólicos de 100 MW, en los nudos 27 y 28 y con el siguiente perfil de producción:

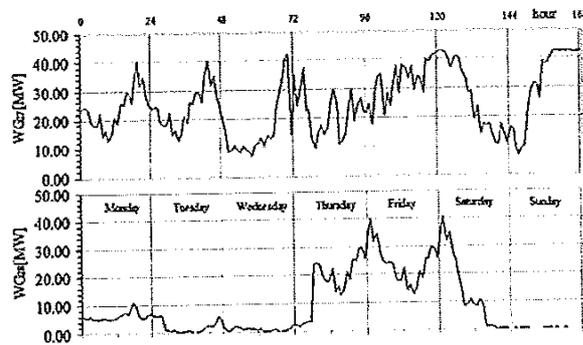


Fig. 48 Perfil de producción de los generadores eólicos del sistema.

Con un sistema con los siguiente demanda y precios de energía.

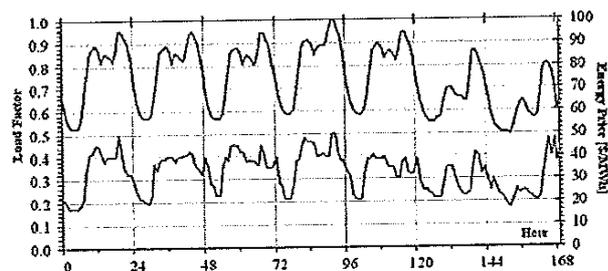


Fig. 49 Precios de energía y perfil de carga para el sistema.

Se estudia durante una semana , obteniendo estos resultados:

Variable	Units	No Reactive Injection	Reactive OPF	Maximum ILF ₂₇	Maximum ILF ₂₈
P _{G27}	GWh	4.25	4.25	4.25	4.25
P _{G28}	GWh	1.50	1.50	1.50	1.50
Load Demand	GWh	40.25	40.25	40.25	40.25
Losses	MWh	260.77	246.58	332.11	285.70
Losses	%	0.65%	0.61%	0.83%	0.71%
Energy Sold G ₂₇	\$	139123.31	139123.31	139123.31	139123.31
Energy Sold G ₂₈	\$	50776.97	50776.97	50776.97	50776.97
Loss Revenue G ₂₇	\$	1048.97	1046.69	1083.42 (0.7%)	1030.66
Loss Revenue G ₂₈	\$	105.99	107.36	107.24	119.10 (0.2%)

Tabla XXVI. Resultados del análisis realizado a la red de 55 nudos durante un instante.

Las ganancias por pérdidas son prácticamente iguales cuando actúan los generadores con el método propuesto, a cuando actúa el operador. Al estudiar redes de tensiones elevadas, las pérdidas disminuyen, por lo que también lo hacen las diferencias de éstas al comparar los métodos estudiados. Las pérdidas aumentan, como se muestra en la figura:

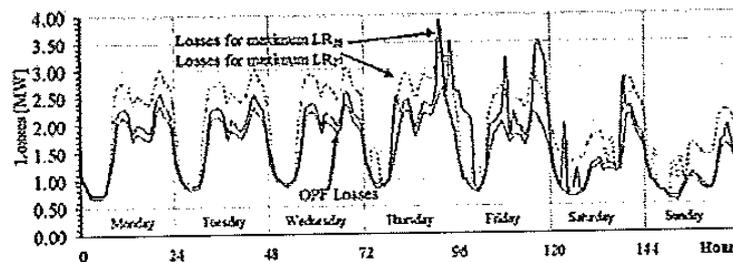


Fig. 50 Pérdidas de potencia ocasionadas en la red de 55 nudos.

Tras aplicar el método a estas dos redes, los autores llegan a las siguientes conclusiones:

- Los generadores eólicos son capaces de inyectar energía reactiva en la red bajo una determinada ubicación y en un determinado tiempo, obteniendo así ingresos tal como se aparece en el sistema tarifario propuesto, aplicadas a los agentes productores.
- Para el sistema de 10 kV los ingresos aumentan en un 1,2-2,5%, pudiendo llegar hasta el 5%. En el de 60 kV, los ingresos apenas son de 0,7%. En ambos casos, los generadores no sufren recargo alguno.
- Los resultados indican que los generadores eólicos pueden provocar un aumento de las pérdidas de la red cuando están expuestos a un incremento de precios. En estos casos, estos generadores deben ponerse a disposición del operador del sistema.
- El método propuesto es una buena herramienta para identificar los generadores capaces de contribuir al control sobre la energía reactiva del sistema y localizar los nudos de la red donde es más interesante situar dichos generadores.

En [10] se estudia el problema que surge en las áreas de la red de distribución donde la penetración de generadores disperso es alta. En ellas se ha detectado subidas de tensión debido a la inyección de

potencia activa en la red, por lo que se convierte en un criterio de restricción a la hora de instalar nuevos generadores en áreas consideradas de alta penetración. Los autores proponen un método de control de potencia reactiva que haga desaparecer dicha limitación. No se trata de un control estándar, que se centre en las tensiones de los nudos de la red, sino de proveer a los agentes productores dispersos de los mecanismos de regulación para inyectar la energía necesaria. De esta forma, se realiza un control de tensiones y reactiva de forma local, protagonizada por los productores dispersos que ocasionalmente podrán comunicarse con el operador del sistema. La reactiva que debe generar el productor disperso para mitigar las subidas de tensión de la red provocadas por la inyección de energía activa q se realiza sobre el sistema, viene dada por la siguiente expresión:

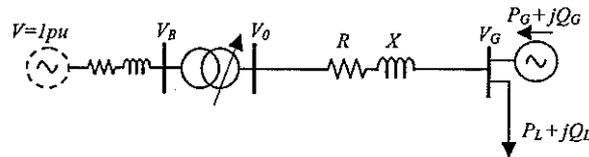


Fig. 51 Modelo de red simple con presencia de generación dispersa.

$$Q_G^* \approx \frac{X}{R^2 + X^2} - \sqrt{\left(\frac{X}{R^2 + X^2}\right)^2 - P_G^2 + \frac{2RP_G}{R^2 + X^2}}$$

Siendo función de la resistencia y reactancia de la línea, y de la energía activa que inyecta el generador disperso.

Si se compara la tensión en el nudo del generador respecto a la potencia por éste inyectada, se aprecia que en condiciones de factor de potencia constante (CPF), la tensión aumenta considerablemente. En cambio, si se aplica el método aquí propuesto, la tensión en el nudo se mantiene en unos valores aceptables en todo el rango de potencia posible.

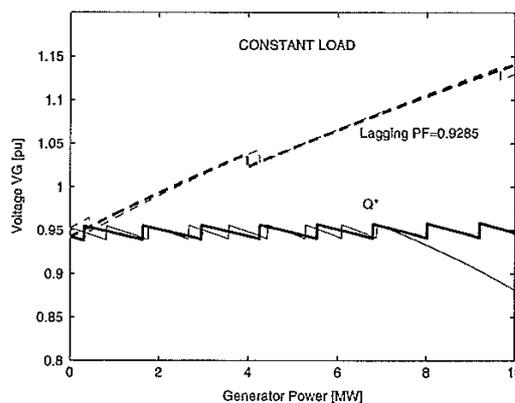


Fig. 52 Evolución de la tensión de nudo al inyectar potencia a la red desde el generador disperso.
 -Línea discontinua: Con factor de potencia constante.
 -Línea continua: haciendo uso del método propuesto en el artículo.

Se aplica el método a una red con la siguiente topología:

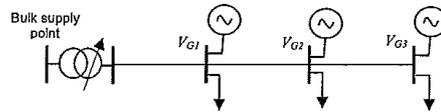


Fig. 53 Modelo de línea repartidora de distribución.

- Tras obtener los resultados, se aprecia que la desviación de tensión apenas es perceptible con el método propuesto si se compara con el enfoque CPF

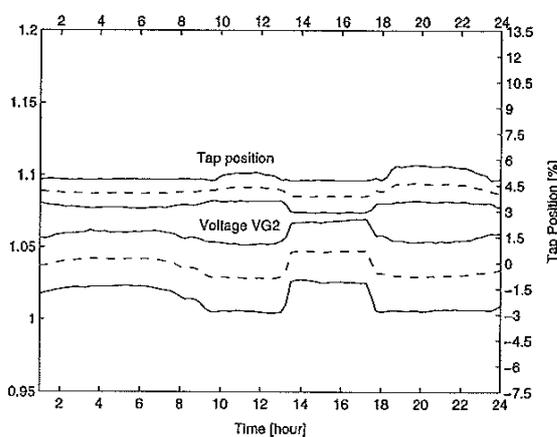


Fig. 54 Estudio diario de tensión VG2 y operaciones con Factor de potencia constante

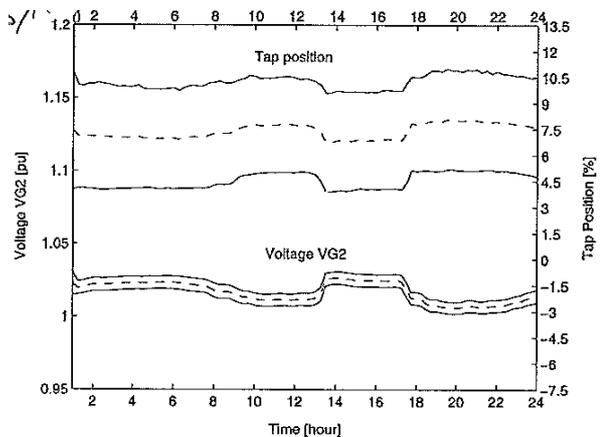


Fig. 55 Estudio diario de tensión VG2 y operaciones con control Q^*

- El número de operaciones de las tomas del transformador aumenta considerablemente con el método propuesto, como se aprecia en las anteriores gráficas.
- Las pérdidas de la red son ligeramente mayores con el método propuesto.

Por tanto, aplicando este control sobre reactiva, puede aumentarse el número de generadores en una misma línea repartidora y las tensiones pueden estabilizarse extraordinariamente ante el aumento de inyección de potencia activa, como atestigua la siguiente gráfica, donde no existe posibilidad de sobrepasar el 1.06 p.u.

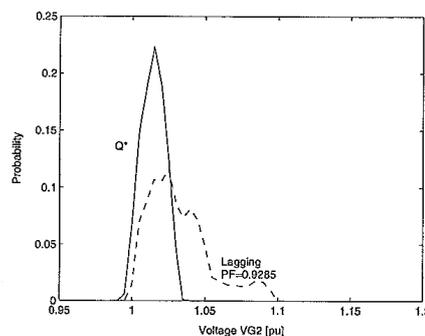


Fig. 56 Función probabilística del valor de la tensión VG2.
-Línea continua: Con control Q^* .

-Línea discontinua: Con método CPF

En cambio, las pérdidas relacionadas con este método se disparan: 278 kW en contra de los 185 kW con el CPF. Lógico al aumentar la intensidad al circular mayor reactiva.

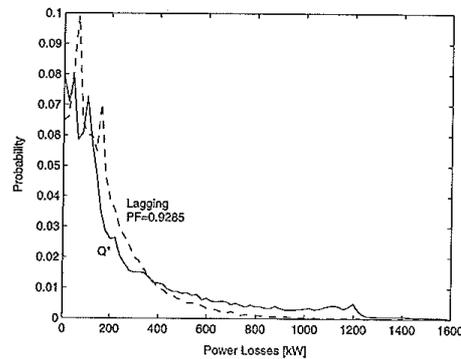


Fig. 57 Función probabilística del valor de las pérdidas de potencia activa
-Línea continua: Con control Q^* . -Línea discontinua: Con método CPF

Ha de tenerse en cuenta que los generadores han de tener una capacidad de absorción de reactiva importante y que debe existir comunicación con el operador para actualizar los datos de la red. Por otro lado, el método no interfiere en la actividad y la eficiencia de las baterías de condensadores a la hora de compensar la energía reactiva.

6.5.- Comparando la efectividad de los dispositivos de control.

En [11] se hace un estudio comparativo entre varias soluciones al problema: Limitar la producción de energía mediante generación dispersa, controlar la potencia reactiva mediante baterías de condensadores y controlar la tensión mediante las tomas de los transformadores (OLTC).

El estudio se realiza sobre un red de distribución típica, cuya información es la siguiente:

Node	281
Branches	322
Grid supply points	4
Conventional embedded generators	2(2 × 10 MVA at 33 kV, 1 × 3 MVA at 11 kV)
Wind farms	3(20 × 500 kW at 33 kV, 3 × 225 kW at 11 kV and 3 × 225 kW at 11 kV)
Cable and overhead networks	11,33 and 132 kV

Tabla XXVII. Características de la red de distribución estudiada.

1.- Limitación de producción de los generadores dispersos.

La siguiente gráfica, acompañada de la correspondiente tabla, muestra el porcentaje de energía no producida frente a la energía que se ha podido evacuar a la red para distintos valores de potencia instalada mediante generadores dispersos.

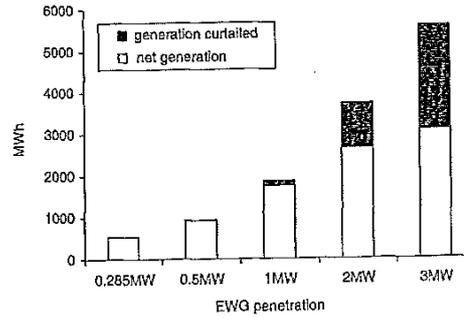


Fig. 58 Energía anual producida y limitada para distintos niveles de penetración.

Energy/revenue obtained/curtailed in a year	EWG penetration level				
	0.285MW	0.5MW	1.0MW	2.0MW	3.0MW
Net generation (MWh)	530	928	1740	2640	3080
Generation curtailed (MWh)	0	2	120	1080	2500
Percentage of energy curtailed (%)	0	0.22	6.45	29.03	44.80
Net revenue (£)	16,700	29,280	56,900	90,100	103,500
Loss in revenue due to generation curtailment (£)	0	20	1,700	27,100	72,300
Percentage of revenue lost (%)	0	0.07	2.90	23.12	41.13

Tabla XXVIII. Resultados de limitar la potencia

En ellas se puede apreciar como el porcentaje de ingresos perdidos por limitar la energía a inyectar, es menor que el porcentaje de energía limitada. Aun así, dichas pérdidas (del orden del 45%) son inaceptables cuando la penetración de generación dispersa es elevada.

2.- Compensación de reactiva para controlar la tensión.

En la figura puede compararse la energía evacuada frente a la que ha tenido que ser limitada para distintos niveles de penetración y para distintas capacidades de compensación de reactiva.

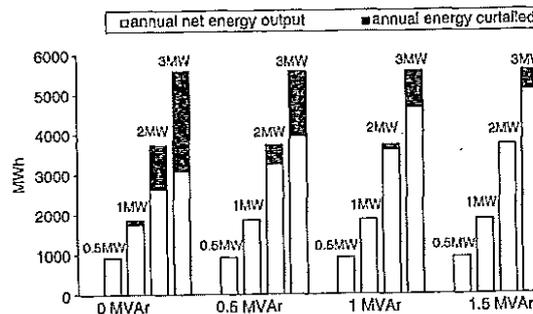


Fig. 59 Incremento de la energía anual producida por varios generadores eólicos y la compensación de la reactiva.

EWG penetration level	Percentage of revenue lost due to generation curtailment for operation with reactive compensation of different capacity (%)			
	0MVar	0.5MVar	1.0MVar	1.5MVar
0.5MW	0.07	0	0	0
1.0MW	2.90	0.05	0	0
2.0MW	23.12	8.11	1.54	0.01
3.0MW	41.13	26.34	13.57	6.10

Tabla XXIX. Resultados al compensar la reactiva.

Si se tuviese una potencia instalada de 2 MW, mediante la capacidad de poder compensar 1,5 MVAR se podría reducir prácticamente la totalidad de las pérdidas ocasionadas por la limitación de energía evacuada.

Revenue obtained/loss in a year	Capacity of reactive compensator			
	0 MVAR	0.5 MVAR	1.0 MVAR	1.5 MVAR
Net revenue (£)	90 100	107 700	115 400	117 185
Loss in revenue due to generation curtailment (£)	27 100	9 600	1 800	15
Percentage of revenue lost (%)	23.12	8.11	1.54	0.01

Tabla XXX. Resultados al compensar la reactiva con un generador eólico de 2 MW de potencia, situado en el nudo 178.

Como se aprecia, la posibilidad de compensar la energía reactiva impide grandes pérdidas, por lo que el método se antoja atractivo. Además su aplicación no necesita de un sistema de comunicaciones de alta velocidad.

3.- Aplicación de OLTC para controlar la tensión.

La siguiente figura muestra la efectividad de este método.

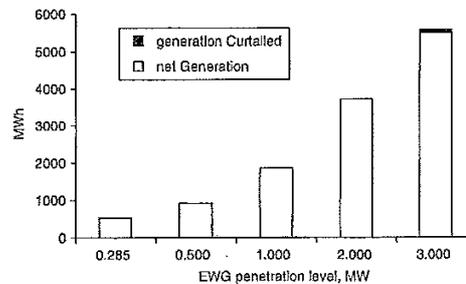


Fig. 60 Efecto de coordinar el control de tensiones con OLTC en el valor de energía "limitada".

Revenue obtained/curtailed in a year	EWG penetration level				
	0.285 MW	0.5 MW	1.0 MW	2.0 MW	3.0 MW
Net revenue (£)	16 700	29 300	58 600	117 200	175 300
Loss in revenue due to generation curtailment (£)	0	0	0	0	500
Percentage of revenue lost (%)	0	0	0	0	0.3

Tabla XXXI. Resultados al utilizar el OLTC para coordinar el control de tensiones.

Para 2 MW de penetración en el sistema no existe limitación, y para 3MW las pérdidas de ingresos por esta causa no llegan al 1%, por lo que el uso de OLTC aporta grandes resultados.

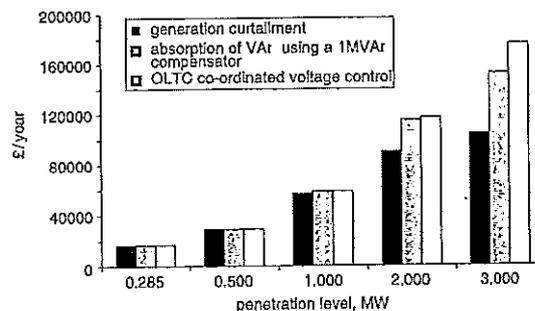


Fig. 61 Comparación de ingresos obtenidos con los distintos tipos de control y para distintos niveles de penetración.

Si se comparan los ingresos obtenidos por pérdidas obtenidos por los tres métodos, se observa que para una baja penetración, todos obtienen valores cercanos y que estos comienzan a diferenciarse al ir aumentando la penetración de generación dispersa, obteniéndose mejores resultados con el OLTC. A cambio, éste necesita de un buen sistema de comunicación para su correcto funcionamiento que aun siendo costoso, seguramente sea rentable.

7.- Clasificación de los artículos a estudio.

Se pueden hacer distintas clasificaciones de los artículos aquí estudiados. A continuación se presentaran las distintas clasificaciones atendiendo al criterio seleccionado:

- Según el escenario sobre el que actúan:
 - Generación dispersa: [2]-[10].
 - Subestaciones: [4]-[5]-[8].
 - Conjunto de dispositivos del sistema que sean capaces de regular de una forma u otra la tensión de la red: [Resto de artículos].
- Según los dispositivos del sistema que utiliza:
 - Generación dispersa capaz de inyectar potencia reactiva: [2]-[10].
 - Tomas de transformadores y baterías de condensadores en subestación: [4]-[8].
 - Tomas de transformadores y baterías de condensadores en subestación y en líneas repartidoras: [1]-[3]-[5]-[6]-[12]-[13].
 - Tomas de transformadores, baterías de condensadores en subestación y en líneas repartidoras y Generación dispersa capaz de inyectar potencia reactiva: [9]-[11].
- Según el tipo de procedimiento a seguir:
 - Implementación de algoritmo: [3]-[7]-[9]-[12]-[13].
 - Coordinación entre dispositivos del sistema:
 - Predeterminados: [1].
 - Tiempo real: [5]-[6]-[8].
 - Remuneración de Reactiva: [2].
 - Mejora en equipos de medida y supervisión: [4]-[10].
- Según los resultados obtenidos:
 - Regulación de tensión: [10]-[4]-[8]. Estos dos últimos también consiguen mejorar el factor de potencia en las subestaciones.
 - Minimizar pérdidas en la red: [2]-[3]-[5]-[7]-[11].
 - Minimizar pérdidas en la red y realizar el control de tensiones: [13].
 - Minimizar pérdidas por la red, disminuir el número de operaciones y las fluctuaciones de tensión en los nudos: [1]-[6]-[9]-[12].

8. CONCLUSIONES.

El avance en la tecnología, la necesidad de nuevas fuentes de energía respetuosas con el medio ambiente y los nuevos marcos regulatorios están impulsando las energías renovables de manera imparable. Estos nuevos agentes productores se caracterizan por generar energía eléctrica a partir de materias primas en consonancia con el medio ambiente, por tener una producción modesta en relación a las grandes centrales generadoras y por conectarse en niveles de tensión menores a lo habitual, pudiéndose acercar a los grandes centros de consumo.

Las grandes ventajas de este tipo de generación, como son la gran facilidad de ubicarse cerca de los grandes puntos de consumo (evitando así pérdidas en el transporte de la energía), hacerlo en niveles de menor tensión (evitando pérdidas en los lugares de transformación), aumentar la calidad de servicio ante fallos en la red, ofreciendo otra vía desde donde obtener la energía, etc.. llevan consigo importantes inconvenientes. Casi todos de índole técnica y que han de solventarse con rapidez. Entre ellos, está la transformación estructural de explotación de la red eléctrica que puede ocasionar, si ésta no está preparada, grandes problemas a la hora de ofrecer un producto de calidad.

Son a estos problemas a los que se enfrentan los expertos. Nuevos retos técnicos que ya están siendo estudiados y a los que ya se les está ofreciendo posibles soluciones, como atestiguan los artículos objeto de este trabajo.

Estas son las conclusiones llegadas tras su estudio:

- Algo tan sencillo de implementar como es el coordinar los dispositivos de control de tensiones existentes en una subestación, reporta muy buenos resultados, tal y como se puede apreciar en los artículos [4], [5] y [8]. En estos también puede apreciarse la relación directa existente entre , por un lado, el regulador de tensiones y el perfil de tensiones y por otro, las baterías de condensadores y el factor de potencia.
- Se observa que, ciertamente, la presencia de generadores dispersos en las líneas repartidoras alteran el perfil de tensiones (más cuanto mayor sea la penetración de la generación dispersa). Sin embargo, dicho contratiempo se suple con creces con los beneficios que aporta nuevas fuentes de energía y más existiendo medios y conocimientos para poner freno a dicha inestabilidad.
- Por otro lado, el estudio de los artículos demuestran que muchos de los generadores dispersos son capaces de colaborar en la compensación de energía reactiva de manera local, ayudando al control de tensiones de la red.
- Obtener datos de parámetros de red anteriores resulta muy útil, pues permite reconstruir un historial de tensiones en nudos estratégicos. Dicho historial sirve como base para reprogramar los dispositivos de red permitiendo un buen sistema de control sin necesidad de un sistema costoso de comunicación. Este procedimiento es muy utilizado en los artículos estudiados.
- Varios de los artículos centran el estudio en la implementación de algoritmos para resolver el problema. Algoritmos ya probados en otros campos científicos y tecnológicos, lo que demuestra, en un principio, su robustez y garantía. Muchos de ellos son ligeramente modificados para hacer frente al problema del control de tensiones, optimizando el procedimiento de cálculo y obteniendo disminuciones en las pérdidas del sistema.

- En los artículos [2] y [10] se tienen en cuenta tanto los aspectos técnicos como los económicos y los regulatorios del sector eléctrico. Se propone una remuneración para que los productores con capacidad puedan compensar la energía reactiva localmente, ahí donde se demande.
 - La amplitud desde la que se ha observado y estudiado el problema es muy extensa. Los autores han tenido en cuenta multitud de cuestiones a la hora de abordar el control de tensiones en el nuevo escenario y desde ángulos bien distintos. Unas veces centraban su atención en el procedimiento de utilización de los dispositivos, otra en el método de cálculo, otra en el ámbito económico del sistema y en la redacción de los marcos regulatorios y que efectos tendría en el mercado de la electricidad. Esta diversidad aporta a la búsqueda de soluciones un gran enriquecimiento, un gran dinamismo. Importantísimo en el ámbito científico – tecnológico.
 - Todos ellos ofrecen métodos prácticos, capaces de implementarse en la realidad. Es más, muchos de ellos ya se han puesto en práctica en redes reales, mostrándonos los resultados obtenidos en dichos ensayos. No obstante, parece ser que su uso no está extendido y no pasan de ser meros ensayos realizados exclusivamente para corroborar los estudios realizados.
 - Tantas soluciones aportadas revelan que no hay unanimidad en el método correcto. Está claro que se trata de un nuevo problema aún por resolver y que se están dando los primeros pasos. Ilusiona saber que aún queda mucho por hacer, que muchas personas dedican su trabajo y esfuerzo a encontrar buenas soluciones al problema planteado, pero para ello, se necesita también el esfuerzo de las administraciones y de las compañías eléctricas.
 - La gran mayoría de autores utiliza como herramientas para solucionar el problema los dispositivos de control existentes en la red. Dan por hecho que la red de distribución no es, en su gran mayoría, observable y ponen en pleno rendimiento su creatividad para obtener la mejor solución con los medios existentes. Ningún artículo propone un procedimiento ideal, un procedimiento irrealizable al día de hoy por falta de medios e infraestructura pero sí al que se pueda aspirar, al que se pueda intentar llegar, marcando así el camino a seguir para mejorar día a día. Hay que ser más ambicioso sobre el papel para poder mejorar en la realidad.
 - Los autores no profundizan en las distintas tecnologías de las nuevas energías, centrandose su atención en los generadores eólicos. Los artículos estudiados carecen de una visión global de estas nuevas fuentes de energía. Un estudio donde se tuviera en cuenta las distintas naturalezas de las centrales de generación dispersa y como podrían trabajar conjuntamente para colaborar en el control de tensiones sería conveniente para abrir una nueva vía de investigación.
 - Muy interesantes resultan los artículos centrados en el aspecto económico y regulatorio. Partiendo de la posibilidad de que algunos generadores puedan ayudar en la compensación de energía reactiva, se propone un procedimiento para retribuir la inyección o consumo de ésta y como esto puede llegar a ser rentable para el sistema, dadas las pérdidas evitadas gracias a dicha colaboración.
-

- Se pasa por alto aspectos importantes como es la creación de un operador del sistema de distribución. Un agente de control que regule las operaciones necesarias. Al fin y al cabo todos los autores proponen una mayor coordinación ya sea entre dispositivos de la red, ya sea entre distintos agentes del sistema eléctrico.

9.- BIBLIOGRAFÍA.

- [1] Ferry A. Viawan y Daniel Karlsson, **“Voltage and Reactive Power Control in Systems With Synchronous Machine-Based Distributed Generation”**. IEE Transactions on power delivery, vol. 23, no 2, April 2008.
- [2] P. M. De Oliveira-de Jesús, Edgardo D. Castronuovo y M. T. Ponce de Leao, **“Reactive Power Response of Wind Generators Under an Incremental Network-Loss Allocation Approach”**. IEEE Transactions of energy conversión, vol. 23, no 2, June 2008.
- [3] Z. Hu, X. Wang, H. Chen y G.A. Taylor, **“Volt/Var control in distribution Systems using a time - interval based approach”**. IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib. Vol. 150, No 5, September 2003.
- [4] Mesut E. Baran y Ming Yung Hsu, **“Volt/Var Control at Distribution Substations”**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No.1 , February 1999.
- [5] Vesna Borozan, Mesut E. Baran y Damir Novosel, **“Integrated Volt/Var Control in distribution Systems”**. IEEE 0-7803-6672-7/01/\$10.00 © 2001.
- [6] Ferry A. Viawan y Daniel Karlsson, **“Combined Local and Remote Voltage and Reactive Power Control in the Presence of Induction Machine Distributed Generation”**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No.4, November 2007.
- [7] Roytelman/BK. Wee/RL Lugtu, **“Volt/Var Control Algorithm for Modern Distribution Management System”**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10. No. 3, August 1995.
- [8] F.C. Lu y Y.Y. Hsu, **“Reactive power/voltage control in a distribution substation using dynamic programming”**. IEEE Proc. Gen. Transm. Distrib., Vol. 142, No. 6, November 1995.
- [9] Ruey-Hsun Liang y Yung-Shun Wang, **“Fuzzy-Based Reactive Power and Voltage Control in a Distribution System”**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 18, No. 2, April 2003.
- [10] Pedro M.S. Carvalho, Pedro F. Correia y Luis A.F.M. Ferreira, **“Distributed Reactive Power Generation Control for Voltage Rise Mitigation in Distribution Networks”**. IEEE Transactions on Power Systems. Paper No. TPWRS-00259-2007.
- [11] S.N. Liew y G. Strbac, **“Maximising Penetration of Wind Generation in Existing Distribution Networks”** IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib. Vol. 149, No. 3, May 2002.
- [12] M.B. Liu, Claudio A. Cañizares y W. Huang, **“Reactive Power and Voltage Control in Distribution Systems with Limited Switching Operations”**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, No. 2, May 2009.
- [13] Vladimiro Miranda y Nuno Fonseca, **“EPSO-Evolutionary Particle Swarm Optimization, a New Algorithm with Applications in Power Systems”**. 0-703-7525-4/02/\$17.00© 2002 IEEE.

- [14] Antonio Gomez Expósito (coordinador), **“Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica”**. McGraw Hill. 2002.
- [15] A. Gómez Expósito, J.L. Martinez Ramos, J.A. Rosendo Macias, E. Romero Ramos, J.M. Riquelme Santos, **“Sistemas Eléctricos de Potencia. Problemas y Ejercicios Resueltos”**. Prentice Hall, 2002.
- [16] David Trebolle Trebolle, **“La Generación distribuida en España”**. Universidad pontificia de Comillas, 2006.
- [17] J.M. Díaz Lozano, **“Análisis comparativo de contratación de suministro eléctrico en mercados competitivos. Aplicación a la escuela Técnica superior de Ingenieros de la Universidad de Sevilla”**, Universidad de Sevilla, 2005.
- [18] **Voltage regulators**, Cooper Power Systems.
- [19] **Informe anual de Red eléctrica de España, 2008.**
- [20] Liang, R.-H., and Cheng, C-K: **“Dispatch of main transformer ULTC and capacitors in a distribution system”**, IEEE Trans. Power Deliv.,2001, 16, (4), pp. 620-630
- [21] Reliability Test Systems Task force of the Application of probability Methods Subcommittee, **“IEEE Reliability Test Systems”**, IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, vol. PAS-98, no 6, Nov-Dec. 1979
-