

Trabajo Fin de Máster
Máster Universitario en Sistemas de Energía
Eléctrica

Herramienta de ayuda a la operación en redes activas
de distribución en estado de emergencia

Autor: Francisco Javier Zarco Soto

Tutor: José Luis Martínez Ramos

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



Trabajo Fin de Máster
Máster Universitario en Sistemas de Energía Eléctrica

Herramienta de ayuda a la operación en redes activas de distribución en estado de emergencia

Autor:

Francisco Javier Zarco Soto

Tutor:

José Luis Martínez Ramos

Catedrático de Universidad

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2020

Trabajo Fin de Máster: Herramienta de ayuda a la operación en redes activas de distribución en estado de emergencia

Autor: Francisco Javier Zarco Soto

Tutor: José Luis Martínez Ramos

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

*A mi familia, en especial a mis
padres*

Agradecimientos

Bien dice el refranero español que *es de bien nacidos ser agradecidos* y aún más cuando tantas personas me han acompañado, de un modo u otro, a lo largo de mi formación. En este pequeño comentario me gustaría dedicarles unas breves palabras de agradecimiento, aun a sabiendas de que difícilmente les harán justicia.

En primer lugar, querría agradecer a mi tutor José Luis toda su disponibilidad y dedicación, no sólo en este trabajo, sino a lo largo de estos años. Igualmente, gracias a los profesores del Departamento de Ingeniería Eléctrica.

Gracias también a todos mis amigos, a los que desde pequeño me han acompañado y a los que he conocido en la Escuela, donde hemos pasado juntos incontables horas. En especial, gracias a Belén porque es la que más sufre el tiempo libre que le tengo que robar para trabajar.

Gracias a mis padres por su eterna dedicación, porque desde siempre lo han dado todo por sus hijos y por todas las personas que tienen a su alrededor. Gracias a mi familia, por acompañarme en todos los momentos de mi vida y ser un apoyo constante, porque continúan cuidándome y dándome todo el cariño.

Y sin duda alguna, gracias a mi padre, que es una fuente de inspiración. Gracias porque me aconseja siempre y por la incansable ayuda que me presta en casa, porque con su inestimable experiencia siempre es capaz de enseñarme algo nuevo.

Javier Zarco Soto

Sevilla, 2020

Resumen

A lo largo de este trabajo se propone una herramienta de ayuda a la operación que permite corregir situaciones de emergencia en redes de distribución con alta presencia de generación distribuida y recursos de almacenamiento, aunque su uso es extensible a redes de otras características. La metodología que implementa esta herramienta permite crear un entorno donde comparar dispositivos de distinta naturaleza, de forma que se puede emplear un gran número de controles y considerar tanto aspectos técnicos como económicos para determinar la mejor actuación correctora. Algunos ejemplos de los controles considerados son: generadores distribuidos, recursos de almacenamiento, transformadores, baterías de condensadores o deslastres de carga.

La herramienta desarrollada permite determinar sobre qué variables de control se debe actuar para corregir de forma más eficiente las tensiones en los nudos o las sobrecargas por las líneas o transformadores del sistema. A grandes rasgos, el funcionamiento del método propuesto es el que sigue. Se comienza determinando la tensión fuera de límites o la sobrecarga más crítica y se procede al cálculo de las matrices de sensibilidades, que determinan la relación entre las variables de control y las magnitudes de interés del sistema. Para determinar la mejor actuación, se estudian los límites propios de las variables de control y los límites de operación del sistema eléctrico, a fin de no crear nuevas contingencias o empeorar las ya existentes. Empleando los llamados Coeficientes de Eficacia y tomando en consideración el coste asociado a cada actuación, se elige(n) la(s) variable(s) de control que corregirá(n) de forma más eficiente la situación de emergencia y se calcula la actuación necesaria.

Finalmente, se presentan varios ejemplos en redes de distribución de media y baja tensión en los que se pone en práctica la técnica desarrollada. Se puede comprobar en todos los casos estudiados cómo la herramienta propuesta corrige satisfactoriamente las situaciones de emergencia y devuelve al sistema a un estado de ausencia de problemas.

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Índice	xiii
Índice de Tablas	xv
Índice de Figuras	xvii
Notación	xix
1 Introducción	21
1.1 <i>Operación en tiempo real de las redes de distribución</i>	23
1.1.1 Estados de operación de los sistemas de energía eléctrica	23
1.1.2 Control de tensiones en redes de distribución	24
1.1.3 Corrección de sobrecargas en redes de distribución	26
1.2 <i>Objetivos del presente trabajo</i>	26
2 Herramienta de actuación propuesta	29
2.1 <i>Evolución de la herramienta de actuación propuesta</i>	30
2.2 <i>Actuaciones disponibles</i>	31
2.3 <i>Procedimiento para la resolución de situaciones de emergencia</i>	34
2.3.1 Clasificación de los nudos de un sistema eléctrico	35
2.3.2 Determinación de la contingencia más crítica (punto 1 del algoritmo)	36
2.3.3 Cálculo de las matrices de sensibilidades y determinación de las variables potencialmente más eficientes (puntos 2 y 3 del algoritmo)	37
2.3.4 Determinación de la actuación de control más eficaz (puntos 4, 5 y 6 del algoritmo)	38
2.4 <i>Cálculo de las matrices de sensibilidades</i>	42
2.4.1 Matrices de sensibilidades respecto de inyecciones de potencia activa en los nudos	44
2.4.2 Matrices de sensibilidades respecto de inyecciones de potencia reactiva en los nudos de consumo	47
2.4.3 Matrices de sensibilidades respecto de actuaciones conjuntas de inyección de potencia activa y reactiva en nudos de consumo	48
2.4.4 Matrices de sensibilidades respecto de la tensión en bornas de generadores	49
2.4.5 Matrices de sensibilidades respecto de las tomas de transformadores	51
2.5 <i>Análisis de los errores asociados a cada matriz de sensibilidades</i>	52
2.6 <i>Ejemplo ilustrativo</i>	54
3 Aplicación de la herramienta de ayuda a la operación a redes activas de distribución en estado de emergencia	61
3.1 <i>Aspectos considerados para el modelado de los generadores distribuidos y recursos de almacenamiento</i>	61

3.2	<i>Red de distribución de media tensión</i>	62
3.2.1	Actuación sobre la potencia reactiva inyectada por un generador distribuido	63
3.2.2	Actuación sobre las tomas del transformador de cabecera	64
3.2.3	Corrección de múltiples tensiones y sobrecargas mediante sucesivas actuaciones	65
3.3	<i>Red de distribución de baja tensión</i>	68
3.3.1	Actuación conjunta sobre una batería	68
3.3.2	Actuación sobre la tensión consigna de la red de MT	70
4	Conclusiones y futuras líneas de investigación	73
4.1	<i>Líneas futuras de investigación</i>	74
5	Anexo A: Capítulo de libro	77
5.1	<i>Abstract</i>	78
6	Anexo B: Ecuaciones	79
6.1	<i>Nomenclatura</i>	79
6.2	<i>Ecuaciones del flujo de cargas</i>	80
6.3	<i>Modelo en π de una línea o transformador</i>	80
6.3.1	Expresiones relativas a la potencia	81
6.4	<i>Términos del jacobiano</i>	81
6.4.1	Elementos correspondientes a la potencia activa	81
6.4.2	Elementos correspondientes a la potencia reactiva inyectada en nudos de consumo	82
6.4.3	Elementos correspondientes a la potencia reactiva inyectada en los nudos de generación	82
6.4.4	Elementos correspondientes a la potencia activa que circula por una línea o transformador	83
6.4.5	Elementos correspondientes a la potencia reactiva que circulan por una línea o transformador	83
6.4.6	Elementos correspondientes a la potencia aparente que circula por una línea o transformador al cuadrado	84
7	Anexo C: Parámetros de las redes estudiadas	87
7.1	<i>Parámetros de la red de distribución de media tensión</i>	87
7.2	<i>Parámetros de la red de distribución de baja tensión</i>	88
	Referencias	91

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Error aceptable para cada magnitud de interés según el nivel de tensión [16].	53
Tabla 2. Rango de actuación más restrictivo para cada variable de control según el nivel de tensión [16].	53
Tabla 3. Resumen de las actuaciones que corrigen tensiones cuyo error hace que queden del lado de la seguridad.	53
Tabla 4. Resumen de las actuaciones que corrigen sobrecargas cuyo error hace que queden del lado de la seguridad.	54
Tabla 5. Parámetros de la red ejemplo de media tensión [16]: (a) cargas, (b) generación distribuida y recursos de almacenamiento, (c) líneas, (d) transformadores y (e) batería de condensadores.	55
Tabla 6. Estado inicial de la red ejemplo de media tensión: (a) tensiones nodales y (b) flujos de potencia por las líneas y el transformador.	56
Tabla 7. Sentido de cada variable de control.	58
Tabla 8. Actuaciones máximas disponibles según los límites propios y de operación, máxima actuación disponible, Coeficiente de Eficacia y coste de cada variable de control.	59
Tabla 9. Estado final de la red ejemplo de media tensión: (a) tensiones nodales y (b) flujos de potencia por las líneas y el transformador.	60
Tabla 10. Generación distribuida de la red de distribución de MT.	63
Tabla 11. Porcentajes respecto de los valores máximos empleados en los ejemplos.	63
Tabla 12. (a) Tensión (pu) y (b) potencia circulante por las ramas (kVA) en cada uno de los estados.	64
Tabla 13. Tensiones en los nudos (pu) en cada uno de los estados.	65
Tabla 14. (a) Tensión (pu) y (b) potencia circulante por las ramas (kVA) en cada uno de los estados.	67
Tabla 15. Generación distribuida de la red de distribución de BT.	68
Tabla 16. Porcentajes respecto de los valores máximos empleados en los ejemplos.	68
Tabla 17. (a) Tensión (V) y (b) potencia circulante por las ramas (kVA).	69
Tabla 18. (a) Tensión (V) y (b) potencia circulante por las ramas (kVA).	71
Tabla 19. Generadores de red de distribución de MT.	87
Tabla 20. Transformadores de red de distribución de MT.	87
Tabla 21. Líneas de red de distribución de MT.	87
Tabla 22. Generadores de red de distribución de BT.	88
Tabla 23. Transformadores de red de distribución de BT.	88

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Estados de operación de un sistema eléctrico [12].	24
Figura 2. Perfil de tensiones en redes de distribución (a) pasivas y (b) activas [13].	25
Figura 3. Ejemplo de diagrama de flujo básico del sistema [16].	34
Figura 4. Red ejemplo de media tensión.	54
Figura 5. Esquema de la red de distribución de MT con generación distribuida [31].	63
Figura 6. Esquema de la red de distribución de BT con generación distribuida [31].	68
Figura 7. Modelo en pi de una línea o transformador.	80

Notación

V_i	Módulo de la tensión en el nudo i .
V_{c_i}, V_{g_i}	Módulo de la tensión en el nudo de consumo i y en el nudo de generación i , respectivamente.
V_1^{ij}, V_2^{ij}	Módulo de la tensión en el primario del transformador entre los nudos i y j , y en el secundario del mismo transformador, respectivamente.
θ_i	Desfase del nudo i .
θ_{ij}	Desfase entre los nudos i y j .
$\theta_1^{ij}, \theta_2^{ij}$	Desfase en el primario y secundario del transformador entre los nudos i y j , respectivamente.
$\theta_{12}^{ij}, \theta_{21}^{ij}$	Desfase entre el primario y secundario del transformador entre los nudos i y j y viceversa, respectivamente.
P_i, Q_i	Potencia activa y potencia reactiva inyectada en el nudo i , respectivamente.
Q_{c_i}, Q_{g_i}	Potencia reactiva inyectada en el nudo de consumo i y en el nudo de generación i , respectivamente.
P_1^{ij}, P_2^{ij}	Potencia activa inyectada en el primario y secundario del transformador entre los nudos i y j , respectivamente.
Q_1^{ij}, Q_2^{ij}	Potencia reactiva inyectada en el primario y secundario del transformador entre los nudos i y j , respectivamente.
t	Ratio de la toma del transformador.
G_{ij}	Conductancia entre los elementos i y j .
B_{ij}	Susceptancia entre los elementos i y j .
G_{cc}^{ij}	Conductancia de cortocircuito del transformador entre los nudos i y j .
B_{cc}^{ij}	Susceptancia de cortocircuito del transformador entre los nudos i y j .
S_{ij}^2	Potencia aparente que circula por la rama entre los nudos i y j al cuadrado.
P_{ij}, Q_{ij}	Potencia activa y reactiva que circula por la rama entre los nudos i y j , respectivamente.
$(S_{12}^{ij})^2, (S_{21}^{ij})^2$	Módulo de la potencia aparente que circula del primario al secundario del transformador entre los nudos i y j al cuadrado y viceversa, respectivamente.
P_{12}^{ij}, P_{21}^{ij}	Potencia activa que circula del primario al secundario del transformador entre los nudos i y j y viceversa, respectivamente.
Q_{12}^{ij}, Q_{21}^{ij}	Potencia reactiva que circula del primario al secundario del transformador entre los nudos i y j y viceversa, respectivamente.
g_{p_i}, b_{p_i}	Conductancia y susceptancia paralelas adyacentes al nudo i , respectivamente.

X	Reactancia.
R	Resistencia.
n	Número de nudos del sistema.
u	Variable de control genérica.
Δu_{Propio}	Actuación máxima disponible de la variable de control u según los límites propios.
Δu_{V_c}	Actuación máxima disponible de la variable de control u según los límites de las tensiones en nudos de consumo.
Δu_{Q_g}	Actuación máxima disponible de la variable de control u según los límites de potencia reactiva en los generadores.
$S_{V_c,u}, S_{Q_g,u}$	Matriz de sensibilidades que relaciona las tensiones de consumo y las potencias reactivas de los generadores con la variable de control u , respectivamente.
$S_{V_c,u}^i, S_{Q_g,u}^i$	Sensibilidad de la tensión en el nudo de consumo i y sensibilidad de la potencia reactiva en el generador del nudo i respecto a la variable de control u , respectivamente.
CE_u	Coefficiente de Eficacia de la variable de control u .
A^{max}, A^{min}	Límites superior e inferior de la variable A .
Δa	Incremento de la variable a .
sen	Función seno.
cos	Función coseno.
max	Función que determina el elemento de mayor valor de un vector.
min	Función que determina el elemento de menor valor de un vector.
AT	Alta tensión.
MT	Media tensión.
BT	Baja tensión.
OPF	Flujo de Cargas Óptimo (Optimal Power Flow).
pu	Por unidad.

1 INTRODUCCIÓN

La creciente toma de conciencia por parte de la población y los gobiernos respecto de la problemática que los gases de efecto invernadero generan para el medio ambiente, ha dado lugar a la promulgación de leyes y recomendaciones en la línea de disminuir su emisión. Dado que la producción eléctrica es uno de los sectores donde mayores emisiones se genera, dentro de los objetivos de desarrollo sostenible de Naciones Unidas hay varios relacionados íntimamente con el suministro de energía eléctrica, en concreto los objetivos 7, 11 y 12 [1]. El objetivo 7 prevé garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos, consiguiendo una mejora en la eficiencia energética. El objetivo 11 pretende lograr la sostenibilidad de las ciudades y comunidades, promoviendo en ellas el uso eficiente de los recursos, reduciendo el impacto medioambiental negativo y desarrollando medios de transporte sostenibles. El objetivo 12 promueve la producción y el consumo responsables racionalizando los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles. Por su parte, la Unión Europea también ha emitido una serie de directivas que definen las bases para el uso de energías renovables en la producción de energía eléctrica con objeto de limitar las emisiones de gases de efecto invernadero [2, 3].

La actividad industrial genera emisiones de numerosos gases de efecto invernadero como consecuencia de los procesos que se llevan a cabo. Algunos se emiten de forma controlada, como es el caso del CO₂ producido como resultado de la combustión de los combustibles fósiles o el vapor de agua generado durante los procesos de refrigeración. Existen además otros gases que se emiten al medio de forma accidental y que producen también efecto invernadero, por ejemplo, los empleados en los circuitos de producción de frío. Se desprende entonces que existen numerosos tipos de gases que provocan el aumento de la temperatura global, sin embargo, se pueden analizar las emisiones de CO₂ para conseguir una visión general. Concretamente, cuando se analizan dichas emisiones por sectores, se comprueba que el sector que engloba la generación eléctrica y de calor presenta el mayor porcentaje de emisiones del cómputo total. Por ejemplo, en 2014 las emisiones de CO₂ de este sector representaron el 42 % del total [4], mientras que en el año 2017 se mantuvo en un valor similar, en torno al 41,5 % [5].

Es evidente entonces el gran impacto que el suministro de energía eléctrica tiene sobre el medio ambiente y la imperiosa necesidad de reducir sus emisiones. De hecho, son cada vez más los gobiernos que dan mayor importancia a este hecho. Por ejemplo, la Unión Europea se ha fijado conseguir para el año 2050 que más de dos tercios del consumo final de energía sea de recursos de energía renovable, aumentando especialmente la participación de ésta en la producción de electricidad [6].

Todo ello ha dado lugar a que la forma de entender la generación y el suministro de energía eléctrica haya ido cambiando en los últimos años y que sea necesaria su evolución en los próximos, teniendo en cuenta consideraciones tanto técnicas como económicas que incluyan la estimación de la demanda futura, el diseño del nuevo mix energético, la gestión de la red y la promoción de la eficiencia energética junto con la gestión adecuada del impacto medioambiental [7].

Durante más de 100 años, y aún hoy en día, el paradigma del suministro de energía eléctrica se ha basado en tres etapas diferenciadas que permiten llevar la energía desde los grandes centros de producción hasta los centros de consumo, a saber: generación, transporte y distribución. La generación se concentra en grandes centrales eléctricas ubicadas lejos de los núcleos de consumo, basándose la mayoría de ellas en los combustibles fósiles. La energía generada viaja hacia los centros de consumo

utilizando las redes de transporte, que en el caso español trabajan a 220 o 400 kV. Estas redes de transporte llevan la energía a lugares próximos a los consumidores, a los cuales les llega finalmente a través de las redes de distribución. Las redes de distribución incluyen las tensiones inferiores a 220 kV hasta llegar a los 400 o 230 V con los que se alimentan los consumidores finales domésticos. De esta estructura tradicional se desprende que los flujos de potencia activa y reactiva han sido siempre unidireccionales, viajando desde los puntos de mayor tensión a los de menor.

Sin embargo, la irrupción de la generación distribuida en la producción de energía eléctrica, motivada principalmente por las energías renovables, está provocando que se evolucione hacia un nuevo esquema. Concretamente, cuando se instala generación en las redes de distribución, éstas pasan de denominarse redes pasivas a redes activas de distribución. Igualmente, al aumentar considerablemente el número de generadores, cada uno produce mucha menos energía que en el caso tradicional, llegando a acuñarse el término de *microgeneración*. La generación pasa entonces de estar concentrada y alejada de los consumidores finales a estar próxima a éstos y repartida a lo largo del sistema eléctrico. Por tanto, una de las características principales del nuevo paradigma al que se está enfrentando el sistema eléctrico es la implantación de la generación distribuida.

Las ventajas principales de esta nueva situación es que, por un lado, al acercar la generación al consumo se reducen las pérdidas debidas al transporte y a la distribución de energía. Por otro lado, al basarse la generación distribuida principalmente en energías renovables o en técnicas que aumentan la eficiencia gracias al aprovechamiento del calor residual para producir tanto calor útil como frío (cogeneración o trigeneración), se consigue generar electricidad de una forma más respetuosa con el medio ambiente.

Pero, así como el uso de energías renovables trae consigo innumerables ventajas desde un punto de vista medioambiental y de la independencia energética que los países pueden conseguir, también conlleva importantes retos tecnológicos que se deben superar. Entre ellos se encuentra la imposibilidad de poder realizar una predicción fiable de la producción con antelación, así como la dificultad para adecuar ésta a la demanda. Se necesitarían, por tanto, medios de almacenamiento a gran escala que permitan repartir de forma adecuada la energía producida durante las horas (o días) en que la generación sea insuficiente. Otra dificultad añadida, y no menos importante, es conseguir explotar la red eléctrica de una forma segura integrando las energías renovables. Se deben mantener los parámetros del sistema dentro de unos márgenes establecidos, principalmente en cuanto al control de tensiones y corrección de sobrecargas. Respecto del primero, al tener generación distribuida conectada a lo largo de las redes de distribución, éstas pasan a ser activas. Se modifican entonces los flujos de potencia activa y reactiva, que pasan a ser bidireccionales, y por lo tanto se modifica el perfil de la tensión a lo largo de la red. Si en el esquema tradicional la potencia fluía de aguas arriba hacia aguas abajo y se podía asegurar que la tensión caía respecto del nudo de cabecera, la generación distribuida puede hacer que la tensión aumente en puntos intermedios de la red sin conocimiento del operador del sistema. Se pueden ocasionar entonces numerosos problemas para la seguridad de la red y de las personas, por lo que se hace necesario el establecimiento de nuevos procedimientos de operación. Por otro lado, al conectar este nuevo tipo de generación en las redes de distribución y debido a que aparecen nuevos consumos adicionales, como es el caso del coche eléctrico, se pueden originar además sobrecargas en las líneas y transformadores del sistema, que no se diseñaron para este nuevo paradigma.

Es evidente entonces que la generación distribuida, especialmente en el caso de las energías renovables, llevan asociadas indudables ventajas que se deben explotar a la vez que nuevos retos. Dado que en las redes activas de distribución ya no se tienen únicamente cargas, sino que aparece además generación, es necesario desarrollar nuevas metodologías que permitan maximizar la integración de estos nuevos generadores.

1.1 Operación en tiempo real de las redes de distribución

La operación de los sistemas de energía eléctrica engloba cada una de las acciones, automatizadas o no, que se llevan a cabo para transportar y distribuir la electricidad desde los centros de generación hacia cada uno de los consumidores. Los primeros sistemas eléctricos que se crearon, como el de *Pearl Street* de Edison [8], eran sencillos de controlar al presentar un número relativamente pequeño de cargas y generadores. Conforme los sistemas de potencia han ido creciendo, tanto en número de cargas y generadores como en extensión, ha sido necesario desarrollar los equipos y las técnicas de control para llevar a cabo una operación correcta de estos sistemas, asegurando en todo momento la seguridad, la continuidad del suministro y una calidad adecuada del servicio prestado.

Tradicionalmente el control en tiempo real se ha venido aplicando en las redes de transporte, porque manejaban mucha más energía que las redes de distribución y por tanto han recibido mayores inversiones que han permitido su desarrollo. Están malladas tanto en planificación como en operación y cuentan con numerosa aparamenta eléctrica y equipos de comunicación que permiten monitorizarlas y operarlas en tiempo real para mejorar la fiabilidad y seguridad. Por el contrario, las redes de distribución han seguido una política diferente debido a que cuentan con un número mucho mayor de clientes y equipos. Ante la imposibilidad práctica de monitorizar todos los nudos de estas redes y por tanto de desarrollar un control en tiempo real, se ha optado por dimensionar estos sistemas de forma adecuada y controlar únicamente los nudos cabecera, partiendo de la premisa de que los flujos de potencia siempre circulan de los niveles más altos de tensión hacia los más bajos. Sin embargo, en cuanto que aumenta la generación distribuida instalada en las redes de distribución, éstas pasan a ser activas y a asemejarse más a las redes de transporte, de modo que comienza a ser imperante que la operación se base en un control en tiempo real que monitorice, al menos, los nudos más relevantes del sistema.

1.1.1 Estados de operación de los sistemas de energía eléctrica

Tal y como se desarrolla en [9], el objetivo de la operación de las redes eléctricas en tiempo real es mantener las principales magnitudes del sistema dentro de unos márgenes establecidos, corrigiendo los efectos de la evolución de la demanda y las consecuencias de eventos imposibles de prever. De todos los parámetros de un sistema eléctrico que varían a lo largo del tiempo, sólo se requiere que algunos sean monitorizados para realizar adecuadamente la supervisión de la red. Dichas magnitudes son: la frecuencia del sistema, las tensiones en los nudos y los flujos de potencia que circulan por las líneas y transformadores. Así, la seguridad de un sistema eléctrico se puede cuantificar como la capacidad del operador del sistema para mantenerlo en un estado aceptable, sin que ninguno de los límites establecidos sea sobrepasado a pesar de los cambios predecibles en la generación y demanda o de las contingencias que pudieran suceder. En base al nivel de seguridad existente, se propone en [9] clasificar los estados del sistema basándose en la propuesta de DyLiacco en [10], los cuales se resumen en la Figura 1. Cabe destacar la importancia de esta clasificación, que a continuación se desarrolla, pues se recoge además en el procedimiento de operación 1.1 de Red Eléctrica de España [11].

Se habla de estado normal o seguro cuando la demanda y todos los límites de operación se encuentran satisfechos, es decir, cuando todos los elementos del sistema trabajan dentro de sus límites de diseño. En esta situación el objetivo del operador del sistema será básicamente económico: optimizar el sistema para reducir los costes.

En caso de que, sin sobrepasarse ninguno de los límites establecidos, algún criterio de seguridad no se satisfaga, se dice que el sistema se encuentra en estado de alerta. Se plantean entonces acciones preventivas que permitan reconducir al sistema hacia un estado seguro. Tomando consideraciones técnicas y económicas se debe decidir si se llevan a cabo acciones preventivas o si, por el contrario, se

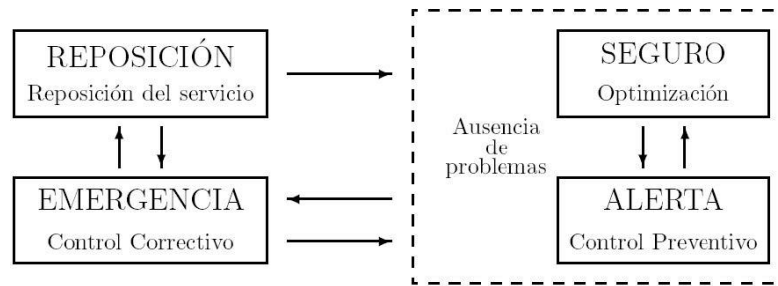


Figura 1. Estados de operación de un sistema eléctrico [12].

preparan las acciones correctivas que se deberán implementar en caso de que el sistema evolucione hacia un estado de emergencia.

Cuando se sobrepasa alguno de los límites de operación establecidos, el sistema entra en estado de emergencia. Es necesario llevar a cabo un control correctivo para llevar al sistema de nuevo a un estado seguro o de alerta, es decir, de ausencia de problemas. Las acciones correctivas que se implementen, ya sea por los propios equipos de protección o por intervención del operador del sistema, deberán primar la seguridad y la eficiencia por encima de consideraciones económicas, pudiendo incluso provocar que se deslastre de carga para evitar males mayores.

Si se llega a la situación donde existe demanda insatisfecha, ya sea por una actuación correctiva o por un colapso parcial o completo del sistema, se evoluciona hacia un estado de reposición. El nuevo objetivo será restablecer el suministro eléctrico a todos los clientes tan pronto como sea posible, pero cumpliendo siempre los criterios de seguridad. Para tal fin, cada empresa eléctrica encargada de la operación de una red tiene sus propias directrices.

De esta forma, la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos de potencia tiene como objetivo principal mantener al sistema en ausencia de problemas, buscando el estado seguro siempre que sea posible. En caso de evolucionar hacia un estado de emergencia, se deben tomar las medidas correctivas adecuadas para reconducir al sistema hacia un estado seguro o de alerta. Como se mencionó anteriormente, se debe mantener la frecuencia del sistema, las tensiones y los flujos de potencia dentro de unos márgenes preestablecidos que aseguren tanto la calidad del suministro eléctrico como la seguridad. En general, los problemas de frecuencia son competencia del operador del sistema de transporte por su carácter global y porque la mayor parte de la generación aún se encuentra conectada a dicha red. Mediante las herramientas que las legislaciones pertinentes ofrezcan, el operador de la red de transporte deberá regular la potencia activa generada para adecuarla a la demandada. Por su parte, los problemas de tensión y de sobrecargas de líneas y transformadores deben ser solucionados por cada uno de los operadores del sistema, tanto de transporte como de distribución, dado el carácter local de estas magnitudes eléctricas.

De esta forma, la operación de las redes de distribución está orientada a mantener dentro de ciertos límites tanto las tensiones en cada uno de los nudos, como los flujos de potencia por las líneas y transformadores. Así, el presente trabajo busca ofrecer al operador de estos sistemas una herramienta fiable que permita resolver eficazmente cualquier problema de tensiones o sobrecargas, devolviendo la magnitud que haya sobrepasado cualquier límite al rango seguro.

1.1.2 Control de tensiones en redes de distribución

Tradicionalmente, la tensión ha sido regulada en redes de media tensión mediante el cambio de las tomas de los transformadores que alimentan dichas redes [13]. Dado que a lo largo de las redes de distribución solamente hay consumo, se puede asegurar que la tensión irá cayendo conforme avancen

las líneas. Así, el modo habitual de actuar es medir la tensión en las barras de media tensión de la subestación y la corriente que circula hacia aguas abajo. Entonces, se compara la tensión con una de referencia, que dependerá de la medida de intensidad, para tomar en consideración que a mayor corriente mayor caída de tensión. A continuación, se actúa sobre dicha tensión medida subiéndola o bajándola según la necesidad mediante el cambiador de tomas del transformador de cabecera. En la Figura 2 (a) se muestra un ejemplo del perfil de tensiones que se obtiene habitualmente en las redes de distribución. Se observa que, efectivamente, la tensión cae conforme avanzan las líneas.

Debido a la caída de tensión a lo largo de red, los clientes conectados cerca de las subestaciones tendrán una mayor tensión que los que se encuentren más lejos. De esta forma, los transformadores instalados en los centros de transformación que realizan la conversión a baja tensión contarán también con cambiadores de tomas, que permitan corregir la tensión de modo que el consumidor final reciba la tensión nominal. Por lo general, estos cambiadores de tomas se operan manualmente en vacío, de forma que en el momento de la instalación se elige la posición de la toma más adecuada y no se vuelve sobre ellos si no es estrictamente necesario. Sin embargo, se debe tener en cuenta en aquellas redes malladas que se explotan radialmente que la topología puede variar. Por ejemplo, en caso de falta la alimentación vendrá desde otro feeder o desde otra subestación, de forma que lo que antes era el final de la red podrá pasar a ser el inicio de la misma.

Esta forma de explotar la red es la que ha marcado también su planificación y desarrollo. Sin embargo, con la aparición de la generación distribuida, esta forma de planificación y explotación deja de ser totalmente válida. Cuando las redes eran pasivas, se podía asegurar que los flujos de potencia eran unidireccionales, mientras que en las redes activas los flujos de potencia son bidireccionales, pudiendo llegar a inyectarse potencia hacia las redes con niveles superiores de tensión. De esta forma, el control de tensiones se hace más complejo dado que el perfil de tensiones que se obtiene puede ser el inverso al que tradicionalmente ha venido apareciendo, tal y como se muestra en la Figura 2 (b). Si en las redes pasivas los casos extremos eran la hora punta y hora valle, en las activas se deberán considerar las situaciones de alta generación durante las horas valle y baja generación durante las horas punta, buscando incluso la coordinación entre los centros de control de transporte y distribución.

Es evidente entonces que emplear únicamente la toma de los transformadores de cabecera para regular la tensión no es suficiente. Conforme aumenta la penetración de la generación distribuida en las redes de distribución, se deben desarrollar nuevas técnicas que permitan mantener las tensiones dentro de límites.

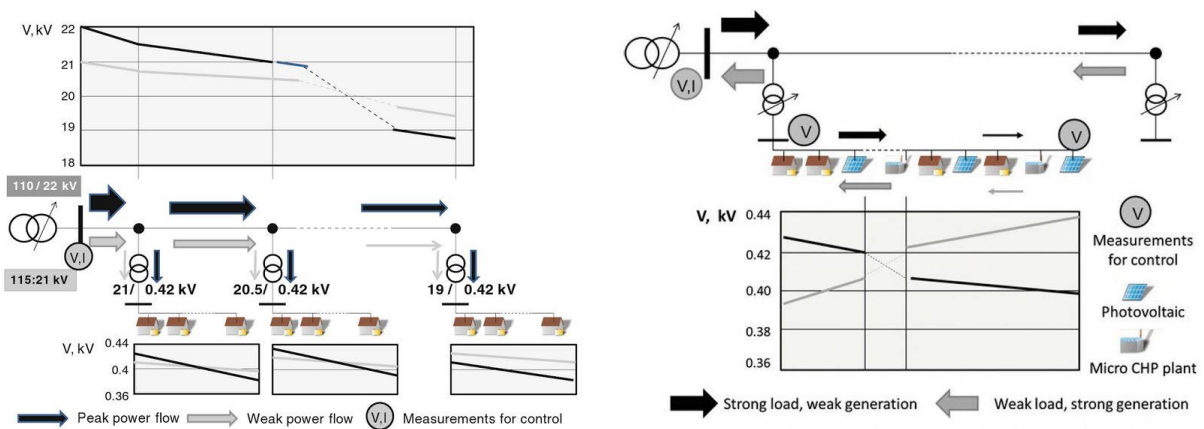


Figura 2. Perfil de tensiones en redes de distribución (a) pasivas y (b) activas [13].

1.1.3 Corrección de sobrecargas en redes de distribución

Las líneas y transformadores de las redes de distribución se han venido dimensionando acorde con la demanda esperada. *Grosso modo*, la capacidad nominal de los transformadores y la sección de los conductores se calculaba considerando la máxima intensidad que se esperaba que circulase y la máxima caída de tensión admisible, junto con ciertos criterios económicos. De este modo, habitualmente la operación en tiempo real de las redes de distribución se ha limitado únicamente a regular la tensión empleando el transformador de la subestación de media tensión. Siempre que las líneas y transformadores hubieran sido dimensionados adecuadamente y la demanda no superase la considerada durante la planificación, se podía esperar que no existieran sobrecargas.

Conforme se instalan generadores distribuidos, tales como paneles fotovoltaicos en los centros urbanos, o aparecen nuevos tipos de consumo elevados no previstos, como el coche eléctrico, las redes de distribución dejan de estar adecuadamente dimensionadas. Ante este nuevo escenario, es necesario reforzar las redes de distribución para hacer frente a las nuevas exigencias. Sin embargo, dada la vasta extensión de estas redes, el coste asociado es muy elevado. Se deben buscar entonces nuevas metodologías que permitan gestionar adecuadamente la potencia que circula por las líneas y transformadores, de forma que no se creen situaciones de peligro debido a las sobrecargas y se eviten costosas inversiones.

1.2 Objetivos del presente trabajo

A lo largo de este capítulo introductorio se ha puesto de manifiesto la creciente problemática que existe en las redes activas de distribución, poniendo especial énfasis en las que presentan fuentes de energía renovable. Inicialmente fueron concebidas para llevar la energía que recibían desde las redes de transporte hacia los consumidores conectados aguas abajo, sin que existiera ningún tipo de generación. En base a la premisa de que la potencia siempre circula desde los niveles de tensión más altos hacia los más bajos, se dimensionaron todos los activos y la operación de las redes de distribución.

Sin embargo, conforme la generación tradicional deja paso a la generación distribuida, se cambia de un escenario donde la producción eléctrica es centralizada y controlable a otro en que los generadores se distribuyen a lo largo del sistema eléctrico y se basan en fuentes de energía renovable. A pesar de que los avances tecnológicos en el campo de los sistemas de almacenamiento [14, 15], la realidad es que todavía son insuficientes para poder hacer controlable la generación renovable. Este nuevo paradigma exige entonces que la operación de las redes de distribución cambie drásticamente, pivotando hacia técnicas que se asemejan más a las que se han venido empleando en las redes de transporte. De hecho, dado que tanto la extensión como el número de nudos de las primeras es mucho mayor que las segundas, se deben buscar nuevas técnicas que permitan operarlas de forma automática y eficiente.

En esta línea, el objetivo del presente trabajo es desarrollar una herramienta para las redes activas de distribución que permita resolver las contingencias que llevan al sistema a un estado de emergencia. Por un lado, se busca tomar las decisiones más eficientes y eficaces considerando otros parámetros del sistema, de forma que no se creen nuevas contingencias y se lleve al sistema de nuevo a un estado de ausencia de problemas. Por otro lado, se intentará, dentro de lo posible, tomar en consideración aspectos económicos para minimizar el coste de las actuaciones llevadas a cabo.

Lo que resta de trabajo se divide como sigue. El capítulo 2 presenta la herramienta de ayuda a la operación propuesta, donde se desarrolla el algoritmo implementado junto con los fundamentos teóricos en base a trabajos previos. Se muestra, además, un ejemplo sencillo donde se ilustran cada uno de los pasos seguidos por el algoritmo para ayudar a entender el funcionamiento de la herramienta. En el capítulo 3 se pone a prueba la herramienta desarrollada en dos redes de distribución distintas,

una de media y otra de baja tensión, que cuentan con generación distribuida y recursos de almacenamiento. A través de distintos escenarios de generación y demanda, se estudia la eficiencia y eficacia de las actuaciones correctoras recomendadas por la herramienta. Finalmente, se termina el trabajo exponiendo las conclusiones del mismo y proponiendo futuras líneas de investigación.

2 HERRAMIENTA DE ACTUACIÓN PROPUESTA

La operación de los sistemas de energía eléctrica se basa principalmente en mantener las magnitudes que los modelan cerca de sus valores nominales. Puesto que por naturaleza son sistemas dinámicos, cuyos parámetros se encuentran en constante variación a lo largo del tiempo, es imposible pretender mantener fijas cada una de las magnitudes físicas del sistema. Se deben definir entonces unas bandas relativamente estrictas alrededor del valor nominal de cada uno de los parámetros que se deseen controlar, de forma que el valor instantáneo se mantenga siempre acotado. En caso de que el límite superior o inferior de los márgenes definidos sea sobrepasado, será necesario recurrir a actuaciones correctivas que permitan devolver al sistema a un estado de operación que cumpla con los límites establecidos para cada una de las magnitudes monitorizadas. En este sentido, la optimización de las decisiones que se toman para corregir las contingencias juega un papel secundario ante la necesidad de ejecutar rápidamente actuaciones adecuadas que permitan reconducir al sistema hacia un estado en el que se cumplan los límites de seguridad.

Ante el nuevo escenario que se abre con la cada vez mayor penetración de generación distribuida, particularmente de energías renovables, es necesario asemejar el modo en que se operan las redes de distribución a las de transporte. Por un lado, es necesario monitorizar, al menos, los nudos más representativos del sistema para identificar de forma rápida y eficaz situaciones de emergencia. Por otro lado, se deben emplear técnicas de control más avanzadas que las tradicionalmente empleadas en las redes de distribución para resolver situaciones de emergencia. Deberán tener cierta capacidad de decisión para elegir las mejores actuaciones según el estado del sistema, a la vez que considerar la nueva idiosincrasia de las redes activas de distribución junto con las características propias de las energías renovables, tales como la generación predecible pero no controlable y la intermitencia de la misma.

Parece lógico buscar en las redes de transporte la técnica más apropiada para resolver situaciones de emergencia en redes de distribución, dado que siempre se han empleado metodologías mucho más avanzadas. En [9] se recogen las estrategias principales para corregir tanto problemas de tensiones como sobrecargas en transporte, donde destaca sin duda el Flujo de Cargas Óptimo (OPF, por sus siglas en inglés). En lo que se refiere a corregir sobrecargas, los OPF funcionan razonablemente bien. Permiten elegir las variaciones en la potencia activa producida por cada generador o los deslastres de carga necesarios para solucionar las sobrecargas existentes a la vez que se minimiza una función objetivo, generalmente el coste de las actuaciones. Respecto de los problemas de tensiones, los OPF presentan dos problemas fundamentales. El primero es que tienden a realizar muchas actuaciones pequeñas sobre muchos elementos del sistema, de forma que es necesario realizar sucesivos OPF eliminando los elementos de control que menos se utilicen para obtener finalmente un número razonable de actuaciones. El segundo problema es que no trabajan bien con elementos de distinta naturaleza, pues presentan diferentes rangos de funcionamiento. Una segunda metodología empleada son las sensibilidades, de forma que se combinan técnicas heurísticas con algoritmos numéricos. Conociendo cómo se relacionan cada una de las variables de control disponibles con los problemas a corregir, se resuelven las situaciones de emergencia en base a una serie de reglas preestablecidas. Esta metodología permite emplear controles de distinta naturaleza y corregir eficazmente los problemas de tensiones, aunque las actuaciones elegidas no tienen por qué ser las óptimas.

Sin embargo, aunque los OPF han sido muy exitosos, necesitan de mucha información del estado de

la red para funcionar correctamente. En transporte esto no ha sido ningún problema ya que la red cuenta con relativamente pocos nudos, porque se monitoriza el sistema en tiempo real, se realiza una estimación de estado adecuada y los parámetros del sistema son bien conocidos. Por el contrario, las redes de distribución no cuentan con tan buenos equipos en general, especialmente conforme se disminuye el nivel de tensión. Dado que la tendencia es a instalar cada vez más generación distribuida, como generadores fotovoltaicos en los tejados de las casas, es importante desarrollar algoritmos de control que permitan corregir los problemas que llevan al sistema a estados de emergencia, tanto en media como en baja tensión a pesar de contar con información insuficiente.

La metodología propuesta en el presente trabajo y que se desarrollará a lo largo de este capítulo, retoma las técnicas heurísticas empleadas para corregir tensiones en transporte, pero extendiendo su uso a solucionar sobrecargas. Se incluyen además consideraciones económicas que permitan tener en cuenta el coste de las actuaciones a la hora de decidir la mejor actuación correctora. Igualmente, dado que el objetivo final es mejorar la integración de la generación distribuida y en particular de las energías renovables, se emplearán como posibles actuaciones correctoras los dispositivos ya existentes en las redes de distribución, así como los propios generadores distribuidos y recursos de almacenamiento.

La estructura de este capítulo es la que sigue. En la sección 2.1 se hace un repaso de la evolución de la herramienta que se propone y en la sección 2.2 se estudian las actuaciones disponibles que existen en las redes activas de distribución para resolver situaciones de emergencia. El apartado 2.3 desarrolla con profundidad la metodología implementada en la herramienta propuesta, mientras en la sección 2.4 se recoge cómo calcular las matrices de sensibilidades que relacionan los controles del sistema con las magnitudes de interés del mismo y que son la base de la metodología presentada en el anterior apartado. En la sección 2.5 se resume el estudio llevado a cabo en [16] sobre los errores asociados a cada matriz de sensibilidades y que explica la forma adoptada por la metodología explicada. Finalmente, en la sección 2.6 se presenta un ejemplo sencillo que permite ilustrar el funcionamiento de la herramienta desarrollada paso a paso y presentando valores numéricos.

2.1 Evolución de la herramienta de actuación propuesta

Hacia la década de los 90, Red Eléctrica de España comenzó a utilizar técnicas heurísticas para corregir las tensiones de la red de transporte española. El algoritmo empleado se basaba en una serie de reglas predeterminadas, las cuales se basaban a su vez en las sensibilidades de cada una de las variables de control disponibles, es decir, la relación lineal aproximada de cada variable con las magnitudes de interés del sistema. En [17, 18, 19] se explica la base teórica de la herramienta que se desarrolló junto con las consideraciones prácticas que se tuvieron en cuenta. En esta línea, en [20, 21, 16] se propuso retomar esta metodología para corregir tensiones en redes activas de distribución, de forma que se pudiera trabajar con el elevado número de dispositivos de distinta naturaleza que introduce la generación distribuida.

Por un lado, en la herramienta original se propone emplear transformadores con cambiador de tomas en carga, baterías de condensadores, generadores síncronos convencionales que mantienen una tensión de referencia [17], generadores de las centrales de bombeo como condensadores síncronos en situaciones de emergencia extremas y la posibilidad de considerar la tendencia esperada del consumo a la hora de elegir las mejores actuaciones [18]. Por otro lado, aprovechando que el entorno de aplicación de la herramienta era la red de transporte, se empleaba el flujo de cargas desacoplado rápido para mejorar los tiempos de cálculo.

La nueva propuesta de [16, 20, 21] permite aplicarla anterior metodología en las redes de distribución. En el trabajo desarrollado en [20] se eliminaron como actuaciones de control disponibles las centrales de bombeo y se comprobó la efectividad de la herramienta para corregir problemas de tensiones.

Igualmente, dado que al bajar el nivel de tensión dejan de tener validez las suposiciones en que se basa el flujo de cargas desacoplado rápido, se utiliza en su defecto la formulación de Newton-Raphson [22]. En [16, 20, 21] se incluyó además la posibilidad de actuar sobre los generadores distribuidos y recursos de almacenamiento, modificando tanto la potencia activa como la reactiva que intercambian con el sistema, a la vez que se tienen en cuenta consideraciones económicas a la hora de tomar las decisiones.

Aparte de estas aportaciones orientadas a corregir tensiones que se encontrasen fuera de límites, en [16] se consiguió extender la base teórica inicial para resolver situaciones de emergencia que considerasen tanto problemas de tensiones en los nudos de la red como de sobrecargas en cualquiera de las líneas y transformadores del sistema. En este sentido, se puede considerar el presente trabajo como la continuación natural de [16], pues se implementa el algoritmo de control que se basa en lo recogido en esta referencia.

2.2 Actuaciones disponibles

La relativa sencillez con la que se operan las redes de distribución pasivas, siempre que estén correctamente dimensionadas, ha hecho que el número de equipos disponibles para la operación sea mucho menor que en las redes de transporte. Conforme las primeras evolucionan para convertirse en redes activas, los activos que se pueden emplear para la operación son los que se encuentran habitualmente en las redes pasivas junto con los generadores distribuidos y recursos de almacenamiento que se incorporan.

En el caso concreto del control de tensiones, cabe mencionar que las variables de control empleadas difieren de las que habitualmente se vienen empleando en niveles altos de tensión. Tal y como se explica en [22], debido al bajo ratio R/X de los sistemas con niveles de tensión superiores a 50 kV y si se encuentran no muy cargados, es posible desprestigiar la R frente a la X de las líneas, de modo que se puede suponer que la tensión se ve afectada únicamente por la potencia reactiva y no por la activa. Sin embargo, conforme disminuye el nivel de tensión, el anterior ratio aumenta progresivamente hasta el punto de que en baja tensión se puede desprestigiar la X frente a la R . Es por ello que las actuaciones disponibles que se consideran para corregir tensiones modifican tanto la potencia activa como la reactiva.

Por tanto, las actuaciones de control disponibles consideradas son [16]:

- **Transformadores con cambiador de tomas en carga (OLTC, *On Load Tap Changer*):** En general los transformadores permiten regular el número de espiras del primario y/o secundario, aunque no todos permiten hacerlo con la máquina en servicio. Por un lado, los transformadores de las subestaciones AT/MT que alimentan los feeders, cuentan habitualmente con cambiadores de tomas en carga que permiten realizar la regulación de tensión a lo largo la red que alimentan. Normalmente el cambiador se encuentra en el primario del transformador porque la intensidad que circula es menor al ser mayor la tensión, de forma que el desgaste sufrido es menor en cada actuación. Por otro lado, los transformadores MT/BT de los centros de transformación también suelen contar con cambiadores de tomas, sin embargo, no suele ser común que sean OLTC. Por lo general, se elige una toma cuando el transformador está en vacío en el momento de la instalación y no se modifica si no es estrictamente necesario. De esta forma, se consideran actuaciones sobre los transformadores OLTC de la subestación AT/MT.
- **Baterías de condensadores:** Son dispositivos que consisten en una agrupación de condensadores empleados para inyectar potencia reactiva al sistema. Dado que se forman de elementos claramente diferenciados, la conexión se realiza a saltos discretos y por tanto así serán las variaciones de potencia reactiva. Estos activos suelen instalarse en las subestaciones

AT/MT, de forma que aporten la reactiva que consume la red aguas abajo y evitar importarla de la red de transporte. En ocasiones se sitúan a lo largo del sistema para compensar reactiva.

- **Generadores síncronos convencionales:** Permiten regular la potencia reactiva generada o consumida controlando la corriente de excitación que circula por el rotor de la máquina. Generalmente controlan la tensión de su nudo de conexión o de un nudo relativamente cercano mediante la potencia reactiva. Los límites de la reactiva de la máquina dependen del punto de operación en que esté funcionando, los cuales se recogen en la carta de operación de la misma. No es habitual encontrar generadores síncronos en las redes de distribución.
- **Generadores distribuidos:** Producen energía eléctrica a partir de recursos alternativos de diversa índole, generalmente energías renovables. Se instalan a lo largo de las redes de distribución y la conversión de energía primaria a eléctrica se realiza mediante convertidores de potencia, que se basan en electrónica de potencia y pueden ser de distintas topologías. En general, los más empleados para integrar estas fuentes de energía primaria alternativas son los VSCs (*Voltage Source Converters*) [23], dadas sus buenas características tales como eficacia, compactidad y que son económicos. Estos convertidores permiten tres modos de operación [24]:
 - *Modo grid-feeding:* Permiten conectarse a una red donde la tensión y la frecuencia vienen impuestas. Controlan la potencia activa y reactiva generada de acuerdo con sus límites propios.
 - *Modo grid-supporting:* Al igual que en el modo anterior, se conecta a un sistema donde la tensión y la frecuencia vienen impuestas. Sin embargo, en este caso se emplean estrategias de control de diversa índole para apoyar al sistema en el control de tensión y de frecuencia.
 - *Modo grid-forming:* Este modo de operación permite modelar la onda de tensión en el punto de conexión con el sistema, determinando tanto la amplitud como la frecuencia.

Como se verá más adelante, los convertidores de potencia se ven limitados por la corriente máxima total que pueden inyectar al sistema, que se traduce en potencia aparente. Si funcionan descargados, podrán ceder o consumir tanta potencia reactiva como su potencia nominal, mientras que, si se encuentran trabajando a plena potencia activa, quedará poco margen para actuar sobre la reactiva. Por tanto, para desarrollar los modos de funcionamiento *grid-supporting* o *grid-forming*, será necesario sobredimensionar los equipos respecto del caso *grid-feeding* para poder aportar toda la reactiva necesaria para llevar a cabo las funcionalidades. El modo de operación que se considera en este trabajo es el más restrictivo, es decir, el modo *grid-feeding*, de forma que los convertidores de potencia no se han sobredimensionado para apoyar al sistema en el control de tensiones. Aunque se considera este modo, la metodología que se desarrollará puede acoger cualquiera de estos modos de operación.

Por tanto, dado que el modo *grid-feeding* permite controlar tanto la potencia activa como la reactiva inyectada, se contemplan las siguientes actuaciones:

- **Actuación sobre la potencia reactiva inyectada**
- **Actuación conjunta sobre la potencia activa y reactiva inyectada:** Variar la potencia activa producida, y por tanto la energía, tiene un coste asociado mayor que modificar únicamente la reactiva. Por ello, en las situaciones en que se determine que la mejor actuación es variar la potencia activa, se realizará una actuación conjunta que modifique tanto la potencia activa como la reactiva, de modo que se minimice la actuación sobre la primera.

- **Recursos de almacenamiento:** Guardan la energía eléctrica para emplearla en otro momento. En general son baterías electroquímicas y pueden estar instaladas a lo largo de la red o ser la batería propia de los coches eléctricos. Puesto que estos dispositivos trabajan en corriente continua, necesitan de convertidores de potencia que permitan transformar a corriente alterna y poder conectarlos a red. Igual que sucedía con los generadores distribuidos, se toman en consideración dos tipos de actuaciones: actuación sobre la potencia reactiva inyectada y actuación conjunta sobre la potencia activa y reactiva inyectada.
- **Deslastre de carga:** Consiste en desconectar consumidores del sistema eléctrico. Se debe tener en cuenta que tanto la potencia activa como la reactiva se ven afectadas. Por lo general, este tipo de actuaciones llevan asociado un coste muy elevado.

Como se ha mencionado, los convertidores de potencia se encuentran limitados por la máxima corriente que pueden inyectar, que se traduce en potencia aparente. En este sentido, al igual que sucede en los generadores síncronos convencionales, la potencia reactiva que un convertidor de potencia puede inyectar, depende del punto de operación en que esté funcionando. La literatura especializada recoge diversos estudios dependiendo del tipo de generador con objeto de definir una carta de operación para los nuevos generadores similar a las de los convencionales. Por ejemplo, la carta de operación de un generador fotovoltaico [25] recoge los límites propios del inversor y la influencia de las condiciones ambientales sobre el conjunto de paneles. El primero considera las limitaciones del inversor de potencia aparente, según la potencia nominal, y de tensión máxima admisible. El segundo se refiere a la influencia de factores externos sobre potencia y corriente instantáneas, que en el caso fotovoltaico son la temperatura, irradiancia y tensión del bus de continua. Por otro lado, los generadores eólicos también tienen sus propias curvas de operación dependiendo de la tecnología empleada. En los trabajos [26, 27] se presenta la curva de trabajo para una turbina eólica basada en máquinas de inducción doblemente alimentadas, donde se recoge la influencia de la velocidad del viento sobre la potencia activa máxima y las limitaciones impuestas que afectan a la potencia reactiva según la activa generada: intensidad rotórica, tensión rotórica, intensidad del estátor, corriente máxima del lado del convertidor y otras relaciones no lineales adicionales. Para el caso de los generadores *full converter*, es decir, los conectados a la red a través de un convertidor *back-to-back*, en [28] se propone combinar cartas de operación genéricas del generador y convertidor que forman el generador eólico para obtener una global.

En definitiva, la carta de operación de cada generador distribuido depende de las características propias de cada tipo de generador y del punto de funcionamiento. Por simplicidad y sin pérdida de generalidad de la metodología y resultados que se presentarán, se considera que los generadores distribuidos están limitados únicamente por la potencia aparente máxima de los convertidores y que las fuentes primarias de los generadores se conectan a la red mediante un convertidor que maneja toda la potencia de salida. Por ejemplo, en el caso de los generadores fotovoltaicos éste es el inversor, mientras que en el caso eólico éste es el *back-to-back*, pues se consideran los de tipo *full converter* y no los basados en máquinas de inducción doblemente alimentadas. Así, la curva de operación aproximada de los generadores distribuidos que se obtiene relaciona la potencia activa y reactiva mediante una semicircunferencia:

$$Q_{max}^2(P) = P_{max}^2 - P^2 \quad Q_{min}(P) = -Q_{max}(P) \quad (1)$$

siendo P la potencia activa que el convertidor se encuentra dando en el punto de operación considerado, P_{max} la potencia activa máxima del convertidor (nominal) y Q_{max} y Q_{min} la potencia reactiva máxima y mínima que el convertidor puede dar para un determinado punto de operación definido por P , respectivamente.

De esta forma, la potencia reactiva del generador en cada instante se encontrará entre los valores límites

calculados para el punto de funcionamiento determinado por P , es decir, $Q_{min}(P) \leq Q \leq Q_{max}(P)$. Cabe destacar que si $Q > 0$, entonces el convertidor cede potencia reactiva, mientras que si $Q < 0$, el convertidor consume reactiva.

2.3 Procedimiento para la resolución de situaciones de emergencia

La herramienta desarrollada retoma las técnicas heurísticas frente a los OPF para abrir la posibilidad de poder tomar decisiones incluso cuando no se conoce el estado del sistema al completo. La base de la metodología implementada es conocer cómo se relacionan las variables de control con cada una de las magnitudes que se buscan corregir y con aquéllas que establecen los límites en los que se debe mantener el sistema eléctrico. Así, ante una situación de emergencia, se determina la mejor actuación que devuelva al sistema a un estado de ausencia de problemas mediante una serie de reglas que ordenan las variables de control acorde con la corrección que pueden llegar a conseguir. Se tienen en cuenta para tal fin el margen de actuación disponible de cada una de las variables para evitar, por un lado, agotarlas completamente, y, por otro, crear nuevas contingencias.

Tal y como se recoge en [16], la herramienta propuesta es centralizada y está diseñada para ser ejecutada durante la operación normal del sistema en combinación con otros algoritmos propios del operador o agregador de generadores distribuidos. En la Figura 3 se recoge un ejemplo genérico de operación normal, aunque cada operador puede tener su propia estrategia de ejecución. En primer lugar, el sistema SCADA resuelve adecuadamente la estimación de estado de la red [29]. Aunque se ha mencionado que sería posible corregir redes donde el estado no es conocido completamente, en lo que sigue se supondrá que sí es conocido, pues en caso contrario el cálculo de las sensibilidades, que se explicará en la sección 2.4, se deberá realizar empleando técnicas metaheurísticas. En segundo lugar, se comprueba si existen situaciones de emergencia que deban ser corregidas. En caso afirmativo, se ejecuta la herramienta desarrollada que permitirá reconducir al sistema a un estado en que no existan tales situaciones. En caso contrario, se pueden ejecutar algoritmos que optimicen la operación del sistema, minimizando las pérdidas, por ejemplo. Finalmente, se implementan las medidas que se hayan determinado para corregir el sistema o para optimizarlo.

La herramienta desarrollada ejecuta secuencialmente una serie de pasos para determinar la mejor actuación, los cuales se basan en [17] y se recogen en [16]. Aunque estas reglas son válidas para cualquier red, admiten modificaciones para adaptarlas mejor a cada sistema según las directrices



Figura 3. Ejemplo de diagrama de flujo básico del sistema [16].

propias del operador del sistema o agregador. Se presenta a continuación el algoritmo iterativo que se ejecuta ante una situación de emergencia, es decir, cuando al menos una tensión sobrepasa cualquiera de límites de operación o cuando una línea o transformador se encuentra sobrecargado [16]:

1. Determinar la contingencia más crítica, que se establece como el objetivo a solucionar en la presente iteración. Puede ser el nudo con la tensión más alejada de los márgenes de seguridad establecidos, la línea o el transformador más sobrecargado u otro criterio propio del operador o agregador.
2. Calcular las sensibilidades que relacionen los controles disponibles con las tensiones de cada nudo, los flujos de potencia por las líneas y transformadores y los límites de operación del sistema.
3. Para reducir el tiempo de cálculo, es posible desechar aquellas variables de cada tipo de control que tengan poca sensibilidad respecto de la contingencia objetivo. Se puede suponer que no la corregirán de forma eficiente.
4. Calcular la mayor actuación disponible para cada variable de control considerada. Para ello, se estima empleando las sensibilidades el margen que resta a cada variable de control hasta alcanzar los límites propios y los de operación. Se previene entonces que cuando se efectúe una actuación correctiva no se provoquen nuevas contingencias ni se empeoren las ya existentes.
5. Estimar los Coeficientes de Eficacia para determinar la máxima corrección que cada variable de control puede conseguir sobre la contingencia objetivo. En base a ellos y al coste asociado a cada actuación, se determina la mejor actuación correctora.
6. Calcular la actuación necesaria de la variable de control seleccionada para corregir la contingencia objetivo.
7. Actualizar el valor de la variable de control seleccionada y resolver el nuevo estado del sistema mediante un flujo de cargas. Se itera volviendo al punto 1 hasta que no existan contingencias que corregir. Opcionalmente, se puede actualizar el estado del sistema empleando las sensibilidades calculadas en el punto 2. Se consigue así reducir el tiempo de ejecución del algoritmo, aunque aumenta el error acumulado.

El objetivo del paso 4 del algoritmo es determinar la mayor actuación disponible de cada variable de control según los límites propios del control y los límites de operación. Entonces, cuando en el punto 6 se calcula la mejor actuación correctora, se está imponiendo explícitamente que al llevar a cabo dicha actuación no se creen nuevas contingencias y no se empeoren las ya existentes. De esta forma, cuando se actúe sobre el control elegido cabe esperar que se mejoren o incluso solucionen otras contingencias. Igualmente, siempre que la variable de control elegida tenga margen suficiente de actuación, es decir, que no alcance sus límites propios o los de operación, la contingencia objetivo será resuelta. En caso contrario, la actuación realizada en el punto 7, aunque insuficiente, mejorará el estado de la contingencia objetivo, que será corregida en iteraciones futuras.

En las siguientes subsecciones se desarrollan con más profundidad los pasos del método propuesto. Previamente, se recordarán los tipos de nudos de un sistema eléctrico para entender mejor los conceptos desarrollados.

2.3.1 Clasificación de los nudos de un sistema eléctrico

La herramienta propuesta resuelve un flujo de cargas Newton-Raphson cada vez que se quiere actualizar el estado del sistema. Para resolver este problema, es necesario conocer al menos dos datos por nudo para que el problema tenga solución, y es en base a esto que los nudos de los sistemas

eléctricos se pueden clasificar en tres categorías según la formulación propia del flujo de cargas Newton-Raphson. Cuando se emplean coordenadas polares, la clasificación es la que sigue [22]:

- *Nudos de consumo, PQ*: Son la mayoría de los nudos de las redes, especialmente en las de distribución tradicionales. Los datos son la potencia activa y reactiva, mientras que las incógnitas son el módulo y el ángulo de la tensión. En esta categoría se incluyen también los nudos donde se conectan los generadores distribuidos y recursos de almacenamiento, pues en este trabajo se consideran conocidas sus inyecciones de potencia, tal y como se expuso en el apartado 2.2.
- *Nudos de generación, PV*: son aquellos donde hay un generador conectado cuya potencia activa se conoce y que mantienen el módulo de la tensión a un valor preestablecido, siempre y cuando el generador tenga suficiente capacidad de reactiva. Quedan como incógnitas la potencia reactiva inyectada en el nudo y el ángulo de la tensión. En caso de que el generador alcance su límite de reactiva, el nudo PV pasará a ser considerado PQ.
- *Nudo slack*: Es el nudo de referencia del sistema donde se toma el origen de fases, siendo único en los casos que se estudiarán. En general se toma como slack aquel nudo donde se conecta un generador con suficiente capacidad para regular la frecuencia y que se sabe que no va a alcanzar sus límites de potencia activa. Dado que este nudo es el origen de fases, son datos el módulo de la tensión y su ángulo, y desconocidos la potencia activa y reactiva en el nudo.

Como se puede observar, tanto los nudos de generación como el nudo slack mantienen la tensión en un valor consigna siempre que el generador encargado de ello tenga suficiente capacidad. En el caso de los nudos de consumo la tensión es libre porque no hay ningún elemento capaz de mantenerla fija, y es conocida una vez que se resuelve el problema del flujo de cargas. En este sentido, serán las tensiones de los nudos de consumo las que requieran de actuaciones correctoras para devolverlas dentro de los márgenes establecidos.

2.3.2 Determinación de la contingencia más crítica (punto 1 del algoritmo)

Dependiendo de los procedimientos de operación propios de cada sistema, la determinación de la contingencia más grave puede variar. El operador o agregador podría ir más allá del valor de las desviaciones y emplear un criterio propio para elegir la tensión o sobrecarga fuera de límites que se desee corregir. Por ejemplo, para el caso de las tensiones, un operador de la red de transporte podría dar prioridad a las tensiones fuera de límites en los nudos de mayor tensión, mientras que el operador de la red de distribución podría dar prioridad a los nudos próximos a los consumidores [17]. Por otro lado, en el caso concreto de las sobrecargas, se podría determinar la criticidad considerando conjuntamente el valor de la desviación y el tiempo en que el flujo de potencia ha sido mayor que el nominal, de forma que se evite alcanzar una excesiva dilatación de los conductores.

Para una aplicación general y en lo que sigue, se corregirá la tensión del nudo más alejado de los márgenes establecidos y la línea o transformador que presente una mayor sobrecarga. En caso de que existan ambos tipos de contingencias, se debe tener un criterio para determinar qué corregir primero. De nuevo, para un caso general y en adelante, se priorizarán las tensiones fuera de límites frente a las sobrecargas, pues entrañan un mayor riesgo. Generalmente, las líneas y transformadores admiten cierto nivel de sobrecarga durante un tiempo más o menos prolongado hasta que los conductores se dilatan demasiado o se alcanza una temperatura peligrosa, de modo que no necesitan ser corregidas inmediatamente.

Por otro lado, el flujo de potencia que circula por las líneas y transformadores entre dos terminales se cuantificará mediante la potencia aparente. Por simplicidad de los cálculos y evitar trabajar con raíces cuadradas, se empleará la potencia aparente al cuadrado.

De esta manera, la determinación del problema más grave de tensiones se realiza de la siguiente forma:

$$\Delta V_k = \max_i \begin{cases} V_{c_i} - V_{c_i}^{max} & \text{si } V_{c_i} > V_{c_i}^{max} \\ V_{c_i}^{min} - V_{c_i} & \text{si } V_{c_i} < V_{c_i}^{min} \end{cases} \quad (2)$$

donde

ΔV_k	Desviación más grave de tensión, que se encuentra en el nudo k .
V_{c_i}	Tensión en el nudo de consumo i .
$V_{c_i}^{max}, V_{c_i}^{min}$	Límite superior e inferior de tensión en el nudo de consumo i .

Mientras que el problema más grave de sobrecargas se determina como sigue:

$$\Delta S_{r_k}^2 = \max_i \{S_{r_i}^2 - (S_{r_i}^{max})^2\} \quad (3)$$

donde

$\Delta S_{r_k}^2$	Desviación más grave de potencia aparente al cuadrado, que circula por la línea o transformador k .
S_{r_i}	Potencia aparente que circula por una línea o transformador cualquiera i .
$S_{r_i}^{max}$	Límite superior de potencia aparente en la línea o transformador i .

Nótese que la potencia aparente al cuadrado es siempre positiva, así que el valor mínimo que puede alcanzar es cero. No existe por tanto ningún límite inferior con el que se deba comparar. Asimismo, el subíndice que acompaña a la potencia aparente que circula por las líneas y transformadores es r . Si se considera una red eléctrica como un grafo, las ramas, r , que unen los nodos o nudos son las líneas y transformadores.

2.3.3 Cálculo de las matrices de sensibilidades y determinación de las variables potencialmente más eficientes (puntos 2 y 3 del algoritmo)

Las matrices de sensibilidades son necesarias para, en primer lugar, calcular los Coeficientes de Eficacia y, en segundo lugar, para comprobar que no se crearán nuevas contingencias una vez se realice una actuación. Dichas matrices se obtienen a partir del Jacobiano de las ecuaciones del flujo de cargas (véase el Anexo A), evaluadas en el punto de trabajo y suponiendo que cuando se realiza una actuación sobre una variable de control (o dos en el caso de una actuación conjunta), el resto se mantienen constantes.

Las matrices de sensibilidades que se obtienen son $S_{V_c,u}$, $S_{Q_g,u}$, $S_{P_r,u}$ y $S_{Q_r,u}$, y proporcionan una relación lineal entre las variables de control, u , y las tensiones en los nudos de consumo, V_c , la potencia reactiva de los generadores, Q_g , la potencia activa que circula por una rama, P_r , y la potencia reactiva que circula por una rama, Q_r . Matemáticamente se puede expresar como:

$$\Delta V_c = S_{V_c,u} \Delta u \quad (4)$$

$$\Delta Q_g = S_{Q_g,u} \Delta u \quad (5)$$

$$\Delta P_r = S_{P_r,u} \Delta u \quad (6)$$

$$\Delta Q_r = S_{Q_r,u} \Delta u \quad (7)$$

El cálculo teórico de las matrices de sensibilidades se desarrolla en la sección 2.4 de este capítulo. Nótese además que no se emplea una matriz de sensibilidades que relacione las variables de control con la potencia aparente que circula por las líneas y transformadores directamente, sino que se usan aquellas que permiten relacionar la potencia activa y reactiva que fluye para después calcular la variación correspondiente de potencia aparente. Esto es así porque, como se discutirá en el apartado 2.5, emplear únicamente una matriz de sensibilidades conlleva un error asociado inaceptable.

De este modo, para encontrar la expresión que permite obtener la variación de potencia aparente a partir de los incrementos de potencia activa y reactiva, basta con desarrollar como sigue [16]:

$$\begin{aligned} \Delta S_r^2 &= (S_r^2)^{nuevo} - (S_r^2)^{actual} = (P_r + \Delta P_r)^2 + (Q_r + \Delta Q_r)^2 - P_r^2 - Q_r^2 = \\ &= (P_r + S_{P_r,u} \Delta u)^2 + (Q_r + S_{Q_r,u} \Delta u)^2 - P_r^2 - Q_r^2 = \\ &= (S_{P_r,u}^2 + S_{Q_r,u}^2) \Delta u^2 + 2 (P_r S_{P_r,u} + Q_r S_{Q_r,u}) \Delta u \end{aligned} \quad (8)$$

Como se puede observar en la ecuación (8), aunque la potencia activa y reactiva circulante se relacionan linealmente con las variables de control gracias a las sensibilidades, el incremento de potencia aparente al cuadrado es una función cuadrática respecto de la variación de la variable de control. Por tanto, la metodología que se había desarrollado en [20, 21] para corregir tensiones no se puede aplicar directamente, sino que habrá de ser modificada para adaptarla de forma adecuada.

A continuación, si se tiene un elevado número de variables de control, puede interesar seleccionar las variables de control que, a priori, serán las más eficientes. Para cada tipo de control se pueden descartar aquellas variables cuyas sensibilidades asociadas no superen un cierto umbral, por ejemplo, aquellas cuya sensibilidad esté por debajo del 25 % de la sensibilidad máxima.

2.3.4 Determinación de la actuación de control más eficaz (puntos 4, 5 y 6 del algoritmo)

Para elegir el control sobre el que se debe actuar en la iteración, se emplean los Coeficientes de Eficacia, utilizados por primera vez en [17] para corregir tensiones. Éstos se definen como la máxima corrección en la tensión o sobrecarga objetivo que se puede conseguir mediante cada variable de control, teniendo en cuenta tanto los límites propios como los de operación. Los primeros toman en consideración el límite físico de los controles, mientras que los segundos evitan crear nuevas contingencias o empeorar las ya existentes a la hora de llevar a cabo una actuación. Los límites de operación que se consideran en este trabajo son: la tensión en los nudos de consumo, la potencia reactiva en los generadores y el flujo de potencia que circula por las líneas y transformadores del sistema.

Inicialmente, es necesario calcular la máxima actuación que puede realizar una variable de control tomando en consideración cada uno de los límites. Para ello, se debe determinar previamente el sentido en el que se moverá cada variable de control para corregir la tensión o sobrecarga objetivo. Se hará uso del parámetro auxiliar β , cuyo valor será 1 si la actuación es a subir, -1 si es a bajar y 0 si la variable de control no afecta. Así, en caso de corrección de tensiones, el sentido depende del signo de la sensibilidad correspondiente y de si la corrección es a aumentar o disminuir el valor de la tensión (ΔV_k), obteniéndose:

$$\beta_{V_k,u} = \begin{cases} 1 & \text{si } S_{V_k,u}^k \cdot \Delta V_k > 0 \\ -1 & \text{si } S_{V_k,u}^k \cdot \Delta V_k < 0 \\ 0 & \text{si } S_{V_k,u}^k \cdot \Delta V_k = 0 \end{cases} \quad (9)$$

donde

$S_{V_c,u}^k$ Sensibilidad de la tensión en el nudo objetivo, k , respecto de la variable de control u .

Por otro lado, para determinar el sentido en que se debe realizar la actuación cuando se corrigen sobrecargas, se debe estudiar la curva cuadrática descrita por (8). En primer lugar, se determina la forma de dicha función cuadrática mediante la segunda derivada:

$$\frac{\partial^2(\Delta S_{r_k}^2)}{\partial(\Delta u)^2} = 2 \left(S_{P_{r_k,u}}^2 + S_{Q_{r_k,u}}^2 \right) \geq 0 \quad (10)$$

Se tiene entonces que la función es convexa para todas las situaciones. Efectivamente, si se reflexiona con más detenimiento, se puede deducir que cuando se realiza una actuación que disminuye la potencia aparente al cuadrado de una rama, llegará un punto en que una actuación determinada la haga cero y a partir de ahí vuelva a aumentar, aunque la potencia activa y reactiva hayan cambiado de sentido. Este punto es el vértice, el mínimo de la función cuadrática que se puede calcular como el punto donde la primera derivada se anula.

Por tanto, al ser siempre convexa la función, el sentido de la actuación se puede determinar empleando la información que se desprende de la primera derivada evaluada en el punto de operación inicial, cuando no se ha variado aún el valor de la variable de control ($\Delta u = 0$). Se puede asegurar entonces que, si la actuación se mueve en el sentido negativo de la derivada, la potencia aparente disminuirá siempre hasta alcanzar el vértice. Entonces, siendo la expresión de la primera derivada la que sigue,

$$\frac{\partial(\Delta S_{r_k}^2)}{\partial(\Delta u)} = 2 \left(S_{P_{r_k,u}}^2 + S_{Q_{r_k,u}}^2 \right) \Delta u + 2 \left(P_{r_k} S_{P_{r_k,u}} + Q_{r_k} S_{Q_{r_k,u}} \right) \quad (11)$$

el sentido de la actuación para corregir sobrecargas se determina según (12).

$$\beta_{S_{r_k,u}^2} = \begin{cases} 1 & \text{si } \left. \frac{\partial(\Delta S_{r_k}^2)}{\partial(\Delta u)} \right|_{\Delta u=0} < 0 \\ -1 & \text{si } \left. \frac{\partial(\Delta S_{r_k}^2)}{\partial(\Delta u)} \right|_{\Delta u=0} > 0 \\ 0 & \text{si } \left. \frac{\partial(\Delta S_{r_k}^2)}{\partial(\Delta u)} \right|_{\Delta u=0} = 0 \end{cases} \quad (12)$$

Cabe mencionar que cuando el valor de la derivada es nulo, se debe a que la variable de control seleccionada no afecta a la sobrecarga objetivo. Dado que en la línea o transformador k existe una sobrecarga, no es posible que la derivada se anule porque el punto evaluado, $\Delta u = 0$, sea el vértice de la curva.

Una vez que se conoce el sentido en que cada variable de control se debe mover, se procede a calcular la máxima actuación disponible de cada control acorde con cada uno de los límites establecidos. En primer lugar, se calcula la máxima actuación disponible de cada variable considerando sus límites propios. Siendo u el valor de la variable de control en el momento actual, se comparará con el límite superior (u^{max}) o con el inferior (u^{min}) atendiendo a si el sentido de la actuación requerida es a subir o bajar. Empleando los sentidos antes definidos, se tiene:

$$\Delta u_{Propio} = \begin{cases} u^{max} - u & \text{si } \beta_{V_k,u} = 1 \\ \xi & \text{si } \beta_{V_k,u} = 0 \\ u - u^{min} & \text{si } \beta_{V_k,u} = -1 \end{cases} \quad (13)$$

donde ξ es un valor suficientemente elevado que no restrinja la actuación disponible.

En segundo lugar, se debe calcular la máxima actuación disponible de cada variable considerando los límites de operación para evitar crear nuevos problemas o empeorar los ya existentes. Por un lado, la máxima actuación disponible según los límites de tensión en nudos de consumo y según la potencia reactiva de los generadores, se calculan de forma similar, empleándose el límite superior o inferior según el signo de la sensibilidad asociada y si la actuación requerida es a subir o bajar:

$$\Delta u_{V_c} = \begin{cases} \min_i \left\{ \frac{V_{c_i}^{max} - V_{c_i}}{|S_{V_{c,u}}^i|} \right\} & \text{si } S_{V_{c,u}}^i \cdot \beta_{V_k,u} > 0 \\ \min_i \left\{ \frac{V_{c_i} - V_{c_i}^{min}}{|S_{V_{c,u}}^i|} \right\} & \text{si } S_{V_{c,u}}^i \cdot \beta_{V_k,u} < 0 \\ \xi & \text{si } S_{V_{c,u}}^i \cdot \beta_{V_k,u} = 0 \end{cases} \quad (14)$$

$$\Delta u_{Q_g} = \begin{cases} \min_i \left\{ \frac{Q_{g_i}^{max} - Q_{g_i}}{|S_{Q_{g,u}}^i|} \right\} & \text{si } S_{Q_{g,u}}^i \cdot \beta_{V_k,u} > 0 \\ \min_i \left\{ \frac{Q_{g_i} - Q_{g_i}^{min}}{|S_{Q_{g,u}}^i|} \right\} & \text{si } S_{Q_{g,u}}^i \cdot \beta_{V_k,u} < 0 \\ \xi & \text{si } S_{Q_{g,u}}^i \cdot \beta_{V_k,u} = 0 \end{cases} \quad (15)$$

siendo

$S_{V_{c,u}}^i, S_{Q_{g,u}}^i$	Sensibilidad de la tensión en el nudo de consumo i y de la potencia reactiva del generador i respecto a la variable de control u , respetivamente.
Q_{g_i}	Potencia reactiva en el generador del nudo i .
$V_{c_i}^{max}, V_{c_i}^{min}$	Límite superior e inferior de la tensión del nudo de consumo i , respetivamente.
$Q_{g_i}^{max}, Q_{g_i}^{min}$	Límite superior e inferior de la potencia reactiva del generador del nudo i , respetivamente.
ξ	Valor suficientemente elevado que no restrinja la actuación disponible.

Por otro lado, se calculan también las máximas actuaciones disponibles restringidas por los límites de operación de la potencia que circula por las líneas y transformadores. Sin embargo, al contrario de lo que sucede con la tensión en los nudos de consumo o con la reactiva de los generadores, la relación entre la potencia aparente y las variables de control es no lineal, siendo gobernada por la ecuación (8). Como se mencionó antes, la potencia aparente que circula por las líneas y transformadores no tiene límite inferior, pues si se actúa sobre un control que haga disminuir su valor, éste se irá acercando a cero hasta alcanzarlo, después se invertirá el sentido del flujo y aumentará el valor (siempre positivo) de la potencia aparente hasta alcanzar el límite superior. En base a que la curva es siempre convexa, a partir del signo de la derivada evaluada en el punto de operación ($\Delta u = 0$) se sabe si la potencia aparente aumentará o disminuirá su valor ante una actuación. Así, aquéllas que aumenten su valor

serán comparadas con el límite superior, mientras que las que disminuyan su valor no se considerarán, pues se puede suponer, sin perder en seguridad, que ante una única actuación no se va a invertir el flujo de potencia de una rama y, tras disminuir y pasar por cero, aumentar tanto como para alcanzar el límite superior, pero con el flujo invertido. De este modo, la actuación máxima para cada tipo de control según los límites de potencia que circulan por las ramas es:

$$\Delta u_{S_r^2} = \begin{cases} \xi & \text{si } \beta_{S_{r_k,u}^2} \cdot \left. \frac{\partial(\Delta S_{r_i}^2)}{\partial(\Delta u)} \right|_{\Delta u=0} \leq 0 \\ \gamma(\Delta S_{r_i}^2, P_{r_i}, Q_{r_i}, S_{P_{r,u}}^k, S_{Q_{r,u}}^k) & \text{si } \beta_{S_{r_k,u}^2} \cdot \left. \frac{\partial(\Delta S_{r_i}^2)}{\partial(\Delta u)} \right|_{\Delta u=0} > 0 \end{cases} \quad (16)$$

donde ξ es de nuevo un número suficientemente grande para no restringir la actuación disponible y $\Delta S_{r_i}^2$ es el máximo incremento posible de potencia aparente al cuadrado para la rama en estudio, que se define como:

$$\Delta S_{r_i}^2 = (S_{r_i}^{max})^2 - S_{r_i}^2 \quad (17)$$

Por otro lado, $\gamma(\Delta S_{r_i}^2, P_{r_i}, Q_{r_i}, S_{P_{r,u}}^k, S_{Q_{r,u}}^k)$ es la expresión resultante tras resolver la ecuación de segundo grado que se obtiene de despejar Δu de (8), que queda como:

$$\begin{aligned} \gamma(\Delta S_{r_i}^2, P_{r_i}, Q_{r_i}, S_{P_{r,u}}^i, S_{Q_{r,u}}^i) &= \\ &= \frac{-(P_{r_i} \cdot S_{P_{r,u}}^i + Q_{r_i} \cdot S_{Q_{r,u}}^i) \pm \sqrt{(P_{r_i} \cdot S_{P_{r,u}}^i + Q_{r_i} \cdot S_{Q_{r,u}}^i)^2 + \Delta S_{r_i}^2 \left((S_{P_{r,u}}^i)^2 + (S_{Q_{r,u}}^i)^2 \right)}}{(S_{P_{r,u}}^i)^2 + (S_{Q_{r,u}}^i)^2} \end{aligned} \quad (18)$$

Puesto que se obtienen dos soluciones, se debe elegir una según el sentido en que se mueva la variable de control. Cuando la derivada sea menor que cero, se sabe que el punto del que se parte está a la izquierda del vértice de la curva definida por (8), de modo que se elige la solución más pequeña de las dos. En caso contrario, cuando la derivada sea mayor que cero, se sabe que el punto del que se parte está a la derecha del vértice, de modo que se elige la solución mayor de las dos.

Una vez estudiados por separado el margen de cada variable de control según los límites propios y según cada límite de operación, se puede calcular la máxima actuación disponible tomando en consideración todos los límites sin más que elegir el caso más restrictivo de los estudiados. Como se puede observar, las actuaciones máximas disponibles obtenidas serán positivas si mantienen las magnitudes dentro de límites.

$$\Delta u^{max} = \min \{ \Delta u_{Propio}, \Delta u_{V_c}, \Delta u_{Q_g}, \Delta u_{S_r^2} \} \quad (19)$$

A continuación, para cada variable de control se calcula el Coeficiente de Eficacia (CE) asociado. La ventaja de éstos es que crean un marco donde poder comparar controles de diferentes naturalezas. Cuando se corrigen tensiones, dichos coeficientes se calculan como:

$$CE_u = |S_{V_{c,u}}^k \Delta u^{max}| \quad (20)$$

mientras que si se corrigen sobrecargas:

$$CE_u = \left[\left[(S_{P_{r,u}}^k)^2 + (S_{Q_{r,u}}^k)^2 \right] (\Delta u^{max})^2 + 2 (P_{r_k} S_{P_{r,u}}^k + Q_{r_k} S_{Q_{r,u}}^k) \Delta u^{max} \right] \quad (21)$$

Finalmente, la elección del control más adecuado se realiza llegando a una solución de compromiso tomando en consideración los Coeficientes de Eficacia y el coste asociado a cada actuación, donde cada operador o agregador desarrollará sus propios criterios acorde con las redes que operen. Una posibilidad es elegir aquellos controles cuyos Coeficientes de Eficacia estén por encima de una determinada banda, por ejemplo, un 80 % del control con mayor coeficiente. De entre los que queden se elige aquél que presente un menor coste.

Una vez elegido el control, se calcula la actuación necesaria. Para el caso en que se corrigen tensiones se calcula como:

$$\Delta u = \frac{\Delta V_k}{S_{V_{c,u}}^k} \quad (22)$$

mientras que para el caso de corrección de sobrecargas se debe emplear la expresión (18):

$$\Delta u = \gamma(\Delta S_{r_k}^2, P_{r_k}, Q_{r_k}, S_{P_{r,u}}^k, S_{Q_{r,u}}^k) \quad (23)$$

En caso de que el control sobre el que se vaya a actuar sea a escalones discretos, como las tomas de un transformador o una batería de condensadores, se redondea el valor obtenido, Δu , al escalón más próximo. Si $\Delta u > \Delta u^{max}$, se toma como actuación necesaria la máxima disponible.

2.4 Cálculo de las matrices de sensibilidades

La herramienta propuesta se basa en emplear sensibilidades para estimar cómo van a afectar las actuaciones de control disponibles sobre las magnitudes de interés del sistema, es decir, la tensión o sobrecarga objetivo que se busca corregir y cada uno de los límites de operación considerados. Existen básicamente dos formas de calcular dichas sensibilidades. La primera opción es hacerlo de forma analítica cuando la red controlada es bien conocida y se cuentan con datos suficientes. La segunda opción es útil cuando existe falta de información acerca de los parámetros de la red, como puede suceder en redes de baja tensión. En este caso se podrían emplear datos históricos sobre actuaciones de control previas para estimar las sensibilidades. En este trabajo se empleará la primera de las dos formas, aunque se deja abierto a emplear técnicas metaheurísticas para calcular sensibilidades. Asimismo, en [16], apoyándose en [20], se explica detalladamente cómo calcular las sensibilidades que la herramienta propuesta emplea para su funcionamiento. Para hacer este texto autónomo, se resumirá en lo que resta de sección lo ya recogido en [16, 20] sobre el cálculo analítico de las sensibilidades que se usarán.

Las sensibilidades se agrupan en diversas matrices según la magnitud de interés considerada y la variable de control empleada. Las primeras son tanto aquéllas que se quieren corregir como los considerados límites de operación del sistema, es decir, las tensiones en los nudos de consumo, V_c , los flujos de potencia activa y reactiva que circulan por las líneas y transformadores (ramas), P_r y Q_r , y la potencia reactiva de los generadores convencionales que mantienen la tensión en ciertos nudos a una de referencia, Q_g . Como se explicó anteriormente, sólo se consideran las tensiones en los nudos de consumo y no en los de generación porque estos últimos se mantienen constantes a un valor de referencia siempre que la máquina tenga suficiente potencia reactiva. Si alcanzara su límite de reactiva, entonces el valor de la tensión dejaría de estar fijo para pasar a ser límite de operación, pues el nudo pasaría de considerarse de generación a nudo de consumo.

Por otro lado, las variables de control, recogidas en la sección 2.2, se pueden agrupar en función de la magnitud eléctrica que modifican. Variaciones sobre la potencia activa de los generadores distribuidos y recursos de almacenamiento afectan a la potencia activa inyectada en los nudos, P . Las baterías de condensadores, las actuaciones sobre la reactiva de los generadores distribuidos y recursos de almacenamiento y los deslastes de carga modifican la potencia reactiva inyectada en los nudos de consumo, Q_c . Nótese de nuevo que en los nudos de generación la reactiva no es fija, de modo que no se consideran como posibles actuaciones. Por su parte, actuaciones sobre la tensión consigna de los generadores, modifican la tensión en los nudos de generación, V_g , mientras que los transformadores OLTC permiten variar el ratio de las tomas de los transformadores, t .

De esta forma, si se toma como u la magnitud eléctrica sobre la que las variables de control actúan, las matrices de sensibilidades que se obtienen son las que relacionan éstas con los límites de operación del sistema y las magnitudes a corregir: $S_{V_c,u}$, $S_{Q_g,u}$, $S_{P_r,u}$ y $S_{Q_r,u}$. Las filas de dichas matrices se refieren a los nudos o ramas cuyas magnitudes se estudian, mientras que las columnas se refieren a las magnitudes que las variables de control modifican. Matemáticamente, las matrices de sensibilidades se pueden expresar como sigue:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_c \\ \Delta Q_g \\ \Delta P_r \\ \Delta Q_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{V_c,P} & S_{V_c,Q_c} & S_{V_c,V_g} & S_{V_c,t} \\ S_{Q_g,P} & S_{Q_g,Q_c} & S_{Q_g,V_g} & S_{Q_g,t} \\ S_{P_r,P} & S_{P_r,Q_c} & S_{P_r,V_g} & S_{P_r,t} \\ S_{Q_r,P} & S_{Q_r,Q_c} & S_{Q_r,V_g} & S_{Q_r,t} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q_c \\ \Delta V_g \\ \Delta t \end{bmatrix} \quad (24)$$

La hipótesis de partida que permite calcular estas matrices de sensibilidades analíticamente pasa por aproximar linealmente las ecuaciones del flujo de cargas que modelan los sistemas eléctricos. Se deben desarrollar en serie de Taylor cada una de estas ecuaciones y despreciar los términos de segundo orden y superiores que introducen las no linealidades.

A modo de ejemplo y sin pérdida de generalidad, se considera una función unidimensional, $f(x)$, cuyo desarrollo, tras despreciar los términos de segundo orden y superiores, se muestra en la ecuación (25).

$$f(x) \simeq f(x_{p.o.}) + \left. \frac{df(x)}{dx} \right|_{x_{p.o.}} (x - x_{p.o.}) \quad (25)$$

donde $x_{p.o.}$ es la variable independiente x evaluada en el punto de operación.

Una vez se tiene la función $f(x)$ aproximada por una expresión lineal, es habitual trabajar con valores incrementales respecto del punto de operación.

$$\Delta f = f(x) - f(x_{p.o.}) \simeq \left. \frac{df(x)}{dx} \right|_{x_{p.o.}} (x - x_{p.o.}) \quad (26)$$

Este mismo razonamiento se puede extender a las ecuaciones del flujo de cargas que son, por su parte, multidimensionales. Sin más que sustituir las derivadas por el Jacobiano de dichas funciones, la matriz que engloba las expresiones aproximadas resultantes es:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q_c \\ \Delta Q_g \\ \Delta P_r \\ \Delta Q_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V_c} & \frac{\partial P}{\partial V_g} & \frac{\partial P}{\partial t} \\ \frac{\partial Q_c}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_c}{\partial V_c} & \frac{\partial Q_c}{\partial V_g} & \frac{\partial Q_c}{\partial t} \\ \frac{\partial Q_g}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_g}{\partial V_c} & \frac{\partial Q_g}{\partial V_g} & \frac{\partial Q_g}{\partial t} \\ \frac{\partial P_r}{\partial \theta} & \frac{\partial P_r}{\partial V_c} & \frac{\partial P_r}{\partial V_g} & \frac{\partial P_r}{\partial t} \\ \frac{\partial Q_r}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_r}{\partial V_c} & \frac{\partial Q_r}{\partial V_g} & \frac{\partial Q_r}{\partial t} \end{bmatrix}_{p.o.} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V_c \\ \Delta V_g \\ \Delta t \end{bmatrix} \quad (27)$$

siendo P la potencia activa inyectada en un nudo, Q_c y Q_g la potencia reactiva inyectada en un nudo de consumo y de generación, respectivamente, P_r la potencia activa que circula por una línea o transformador, Q_r la potencia reactiva que circula por una línea o transformador, θ el desfase de la tensión, V_c y V_g la tensión en un nudo de consumo y de generación, respectivamente, y t el ratio de las tomas de un transformador. Nótese que estas magnitudes son todas matriciales. Las expresiones de estas matrices Jacobianas se encuentran en el Anexo A.

En los apartados subsiguientes se realizan las demostraciones realizadas en [16, 20] que permiten hallar las expresiones de cada una de las matrices de sensibilidades deseadas, es decir, $S_{P,u}$, $S_{Q_c,u}$, $S_{P_r,u}$ y $S_{Q_r,u}$. Por simplicidad, en lo que sigue se omitirá el subíndice $p.o.$ que indica que los términos de la matriz Jacobiana están evaluados en el punto de operación. Del mismo modo, cuando se actúa sobre cualquiera de las variables de control disponibles (dos en caso de actuación conjunta), se supondrá que únicamente la(s) seleccionada(s) modifica(n) su valor y que el resto se mantienen constantes.

2.4.1 Matrices de sensibilidades respecto de inyecciones de potencia activa en los nudos

2.4.1.1 Tensión en los nudos de consumo

El desarrollo en serie de Taylor de la variación de potencia reactiva en nudos de consumo se puede escribir como sigue según se indica en (27):

$$\Delta Q_c = \frac{\partial Q_c}{\partial \theta} \Delta \theta + \frac{\partial Q_c}{\partial V_c} \Delta V_c + \frac{\partial Q_c}{\partial V_g} \Delta V_g + \frac{\partial Q_c}{\partial t} \Delta t \quad (28)$$

Como se ha mencionado, cuando se actúa sobre una variable de control, se suponen que las otras se mantienen constantes. En este caso, se actúa sobre la potencia activa inyectada que se inyecta en los nudos, de modo que $\Delta Q_c = 0$, $\Delta V_g = 0$ y $\Delta t = 0$. Se puede entonces reescribir la anterior expresión para obtener la que sigue:

$$\Delta Q_c = \frac{\partial Q_c}{\partial \theta} \Delta \theta + \frac{\partial Q_c}{\partial V_c} \Delta V_c = 0 \quad (29)$$

Dado que el valor de $\Delta \theta$ es desconocido inicialmente, se toma entonces una segunda ecuación que permita despejarlo. Se elige entonces el desarrollo de la variación de potencia activa inyectada en los nudos, que en este caso es la variable de control elegida.

$$\Delta P = \frac{\partial P}{\partial \theta} \Delta \theta + \frac{\partial P}{\partial V_c} \Delta V_c + \frac{\partial P}{\partial V_g} \Delta V_g + \frac{\partial P}{\partial t} \Delta t \quad (30)$$

Se considera de nuevo la suposición de que se actúa exclusivamente la potencia activa inyectada en los nudos, de forma que la expresión queda como sigue:

$$\Delta P = \frac{\partial P}{\partial \theta} \Delta \theta + \frac{\partial P}{\partial V_c} \Delta V_c \quad (31)$$

Se despeja entonces de esta ecuación $\Delta \theta$, cuya expresión resultante es:

$$\Delta \theta = \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \left[\Delta P - \frac{\partial P}{\partial V_c} \Delta V_c \right] \quad (32)$$

Finalmente, se sustituye (32) en (29). Operando adecuadamente se obtiene la matriz de sensibilidades buscada:

$$\Delta V_c = S_{V_c, P} \Delta P \quad (33)$$

donde $S_{V_c, P}$ es la matriz de sensibilidades que relaciona las tensiones en los nudos de consumo según actuaciones en la potencia activa inyectada en los nudos, cuya expresión resultante es [16]:

$$S_{V_c, P} = \left[\frac{\partial Q_c}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \frac{\partial P}{\partial V_c} - \frac{\partial Q_c}{\partial V_c} \right]^{-1} \frac{\partial Q_c}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \quad (34)$$

2.4.1.2 Potencia reactiva de los generadores

La matriz de sensibilidades para la potencia reactiva de los generadores se puede hallar siguiendo un razonamiento análogo. En este caso se parte del desarrollo en serie de Taylor de las variaciones en la reactiva de los generadores, dado por (27).

$$\Delta Q_g = \frac{\partial Q_g}{\partial \theta} \Delta \theta + \frac{\partial Q_g}{\partial V_c} \Delta V_c + \frac{\partial Q_g}{\partial V_g} \Delta V_g + \frac{\partial Q_g}{\partial t} \Delta t \quad (35)$$

De nuevo, se hacen cero las variaciones sobre las otras variables de control bajo la suposición de que solamente se actúa sobre la potencia activa inyectada en los nudos.

$$\Delta Q_g = \frac{\partial Q_g}{\partial \theta} \Delta \theta + \frac{\partial Q_g}{\partial V_c} \Delta V_c \quad (36)$$

Se sustituye entonces el valor antes despejado de $\Delta \theta$ en la ecuación (32) y se opera hasta obtener la siguiente expresión:

$$\Delta Q_g = S_{Q_g, P} \Delta P \quad (37)$$

donde $S_{Q_g, P}$ es la matriz de sensibilidades que relaciona la potencia reactiva de los generadores según actuaciones en la potencia activa inyectada en los nudos [16]:

$$S_{Q_g,P} = \frac{\partial Q_g}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} - \frac{\partial Q_g}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \frac{\partial P}{\partial V_c} S_{V_c,P} + \frac{\partial Q_g}{\partial V_c} S_{V_c,P} \quad (38)$$

2.4.1.3 Potencia activa que circula por las líneas y transformadores

El cálculo de la matriz de sensibilidades que relaciona la potencia activa que circula por una línea o transformador ante variaciones en la potencia inyectada en nudos, se realiza de forma similar al de la potencia reactiva de los generadores, pero partiendo del desarrollo de la potencia activa que fluye por las líneas y transformadores. Dicho desarrollo en serie de Taylor, dado por (27), se muestra a continuación:

$$\Delta P_r = \frac{\partial P_r}{\partial \theta} \Delta \theta + \frac{\partial P_r}{\partial V_c} \Delta V_c + \frac{\partial P_r}{\partial V_g} \Delta V_g + \frac{\partial P_r}{\partial t} \Delta t \quad (39)$$

Se supone de nuevo que se actúa únicamente sobre la variable de control considerada. Tomando entonces $\Delta Q_c = 0$, $\Delta V_g = 0$ y $\Delta t = 0$ y sustituyendo el valor antes despejado de $\Delta \theta$ en (32), se obtiene:

$$\Delta P_r = S_{P_r,P} \Delta P \quad (40)$$

donde $S_{P_r,P}$ es la matriz de sensibilidades que relaciona la potencia activa que circula por líneas y transformadores según actuaciones en la potencia activa inyectada en los nudos [16]:

$$S_{P_r,P} = \frac{\partial P_r}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} - \frac{\partial P_r}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \frac{\partial P}{\partial V_c} S_{V_c,P} + \frac{\partial P_r}{\partial V_c} S_{V_c,P} \quad (41)$$

2.4.1.4 Potencia reactiva que circula por las líneas y transformadores

De manera similar, se parte del desarrollo en serie de Taylor de la potencia reactiva que circula por una línea o transformador:

$$\Delta Q_r = \frac{\partial Q_r}{\partial \theta} \Delta \theta + \frac{\partial Q_r}{\partial V_c} \Delta V_c + \frac{\partial Q_r}{\partial V_g} \Delta V_g + \frac{\partial Q_r}{\partial t} \Delta t \quad (42)$$

Suponiendo que se actúa sobre la potencia activa inyectada en nudos únicamente y sustituyendo la expresión antes despejada de $\Delta \theta$, se obtiene la matriz de sensibilidades buscada:

$$\Delta Q_r = S_{Q_r,P} \Delta P \quad (43)$$

donde $S_{Q_r,P}$ es la matriz de sensibilidades que relaciona la potencia reactiva que circula por líneas y transformadores según actuaciones en la potencia activa inyectada en los nudos [16]:

$$S_{Q_r,P} = \frac{\partial Q_r}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} - \frac{\partial Q_r}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \frac{\partial P}{\partial V_c} S_{V_c,P} + \frac{\partial Q_r}{\partial V_c} S_{V_c,P} \quad (44)$$

2.4.2 Matrices de sensibilidades respecto de inyecciones de potencia reactiva en los nudos de consumo

2.4.2.1 Tensión en los nudos de consumo

El mismo razonamiento seguido en la sección anterior se puede seguir para calcular las matrices de sensibilidades respecto de la potencia reactiva inyectada en los nudos. De nuevo, se parte del desarrollo en serie de Taylor de ΔQ_c dado en (28) y se supone que no se actúa sobre otras variables de control:

$$\Delta Q_c = \frac{\partial Q_c}{\partial \theta} \Delta \theta + \frac{\partial Q_c}{\partial V_c} \Delta V_c \quad (45)$$

Se despeja entonces el valor de $\Delta \theta$ del desarrollo de la potencia activa inyectada en nudos manteniendo la hipótesis actuación única, cuya expresión resultante es:

$$\Delta \theta = - \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \frac{\partial P}{\partial V_c} \Delta V_c \quad (46)$$

Sustituyendo en (45), se obtiene la matriz de sensibilidades deseada:

$$\Delta V_c = S_{V_c, Q_c} \Delta Q_c \quad (47)$$

donde S_{V_c, Q_c} es la matriz de sensibilidades que relaciona las tensiones en los nudos de consumo según actuaciones en la potencia reactiva en nudos de consumo, cuya expresión es [20]:

$$S_{V_c, Q_c} = \left[\frac{\partial Q_c}{\partial V_c} - \frac{\partial Q_c}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \frac{\partial P}{\partial V_c} \right]^{-1} \quad (48)$$

2.4.2.2 Potencia reactiva de los generadores

Partiendo de la expresión (35), teniendo en cuenta la hipótesis de actuación única y empleando el valor de $\Delta \theta$ dado en (46), se obtiene:

$$\Delta Q_g = S_{Q_g, Q_c} \Delta Q_c \quad (49)$$

donde S_{Q_g, Q_c} es la matriz de sensibilidades que relaciona la potencia reactiva de los generadores según actuaciones en la potencia reactiva inyectada en nudos de consumo [20]:

$$S_{Q_g, Q_c} = \left[\frac{\partial Q_g}{\partial V_c} - \frac{\partial Q_g}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \frac{\partial P}{\partial V_c} \right] S_{V_c, Q_c} \quad (50)$$

2.4.2.3 Potencia activa que circula por las líneas y transformadores

Una vez más, empleando el desarrollo en serie de Taylor de ΔP_r y realizando las consideraciones apropiadas, se concluye en la siguiente expresión:

$$\Delta P_r = S_{P_r, Q_c} \Delta Q_c \quad (51)$$

donde S_{P_r, Q_c} es la matriz de sensibilidades que relaciona la potencia activa que circula por las ramas según actuaciones en la potencia reactiva en nudos de consumo [16]:

$$S_{P_r, Q_c} = \left[\frac{\partial P_r}{\partial V_c} - \frac{\partial P_r}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \frac{\partial P}{\partial V_c} \right] S_{V_c, Q_c} \quad (52)$$

2.4.2.4 Potencia reactiva que circula por las líneas y transformadores

Realizando desarrollo análogo que para la potencia activa que circula por las líneas y transformadores, se concluye en la siguiente matriz de sensibilidades

$$\Delta Q_r = S_{Q_r, Q_c} \Delta Q_c \quad (53)$$

donde S_{Q_r, Q_c} es la matriz de sensibilidades que relaciona la potencia reactiva que circula por las líneas y transformadores según actuaciones en la potencia reactiva en nudos de consumo [16]:

$$S_{Q_r, Q_c} = \left[\frac{\partial Q_r}{\partial V_c} - \frac{\partial Q_r}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \frac{\partial P}{\partial V_c} \right] S_{V_c, Q_c} \quad (54)$$

2.4.3 Matrices de sensibilidades respecto de actuaciones conjuntas de inyección de potencia activa y reactiva en nudos de consumo

En esta sección se supone que la actuación que se lleve a cabo va a modificar tanto la potencia activa como la reactiva inyectada en nudo de consumo ($\Delta P \neq 0$ y $\Delta Q_c \neq 0$). En este caso, la hipótesis de actuación conjunta considera como única esta actuación conjunta y mantiene las otras nulas ($\Delta V_g = 0$ y $\Delta t = 0$).

2.4.3.1 Tensión en los nudos de consumo

Igual que en los casos antes explicados, se parte del desarrollo en serie de Taylor de la variación de potencia reactiva inyectada en nudos de consumo, dada por la ecuación (28). Se impone entonces la condición de que $\Delta V_g = 0$ y $\Delta t = 0$, de forma que se llega a la expresión obtenida durante el desarrollo de la matriz de sensibilidades respecto de la potencia reactiva inyectada en nudos de consumo, (45). Por su parte, a partir del desarrollo de la potencia activa inyectada en nudos de la ecuación (30), se impone que $\Delta V_g = 0$, $\Delta t = 0$ y $\Delta P \neq 0$. La expresión a la que se llega es la (31), de modo que la expresión de $\Delta \theta$ que se resulta es la de (32). En resumen, las expresiones resultantes son:

$$\Delta Q_c = \frac{\partial Q_c}{\partial \theta} \Delta \theta + \frac{\partial Q_c}{\partial V_c} \Delta V_c$$

$$\Delta \theta = \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \left[\Delta P - \frac{\partial P}{\partial t} \Delta V_c \right]$$

Al sustituir la expresión de $\Delta \theta$ en la obtenida para ΔQ_c , se deduce [16]:

$$\Delta V_c = S_{V_c, P} \Delta P + S_{V_c, Q_c} \Delta Q_c \quad (55)$$

donde $S_{V_c, P}$ es la matriz de sensibilidades que relaciona las tensiones en los nudos de consumo según actuaciones en la potencia activa inyectada en los nudos cuando solo se actúa sobre ΔP , cuya expresión viene dada por (34), y S_{V_c, Q_c} es matriz de sensibilidades que relaciona las tensiones en los nudos de consumo según actuaciones en la potencia reactiva en nudos de consumo cuando solo se actúa sobre ΔQ_c , cuya expresión se encuentra en (48).

2.4.3.2 Potencia reactiva de los generadores

Siguiendo la misma lógica, se parte del desarrollo en serie de Taylor de ΔQ_g dado en (35) y se particulariza para el caso estudiado. Empleando la expresión de $\Delta\theta$ de la ecuación (32), se concluye [16]:

$$\Delta Q_g = S_{Q_g,P} \Delta P + S_{Q_g,Q_c} \Delta Q_c \quad (56)$$

donde $S_{Q_g,P}$ es la matriz de sensibilidades que relaciona la potencia reactiva de los generadores según actuaciones en la potencia activa inyectada en los nudos cuando solo se actúa sobre ΔP , cuya expresión se dio en (38), y S_{Q_g,Q_c} es la matriz de sensibilidades que relaciona la potencia reactiva de los generadores según actuaciones en la reactiva de nudos de consumo cuando solo se actúa sobre ΔQ_c , cuya expresión se encuentra en (50).

2.4.3.3 Potencia activa que circula por las líneas y transformadores

De igual modo, partiendo del desarrollo de ΔP_r de la ecuación (39), se deduce [16]:

$$\Delta P_r = S_{P_r,P} \Delta P + S_{P_r,Q_c} \Delta Q_c \quad (57)$$

donde $S_{P_r,P}$ es la matriz de sensibilidades que relaciona la potencia activa que circula por las líneas y transformadores según actuaciones en la potencia activa inyectada en los nudos cuando solo se actúa sobre ΔP y cuya expresión viene dada por (41), mientras que S_{P_r,Q_c} es la matriz de sensibilidades que relaciona la potencia reactiva que circula por las ramas según actuaciones en la potencia reactiva en nudos de consumo cuando solo se actúa sobre ΔQ_c y cuya expresión se da en (52).

2.4.3.4 Potencia reactiva que circula por las líneas y transformadores

Análogamente, a partir de (42) se obtiene [16]:

$$\Delta Q_r = S_{Q_r,P} \Delta P + S_{Q_r,Q_c} \Delta Q_c \quad (58)$$

donde $S_{Q_r,P}$ es la matriz de sensibilidades que relaciona la potencia reactiva que circula por las ramas según actuaciones en la potencia activa inyectada en los nudos cuando solo se actúa sobre ΔP , cuya expresión viene dada por (44), mientras que S_{Q_r,Q_c} es la matriz de sensibilidades que relaciona la potencia reactiva que circula por las ramas según actuaciones en la potencia reactiva en nudos de consumo cuando solo se actúa sobre ΔQ_c , cuya expresión viene dada por (54).

2.4.4 Matrices de sensibilidades respecto de la tensión en bornas de generadores

2.4.4.1 Tensión en los nudos de consumo

Siguiendo la misma lógica que los casos anteriores, se parte del desarrollo en serie de Taylor de la potencia reactiva inyectada en los nudos de consumo, según la ecuación (28). Suponiendo que se actúa únicamente sobre la tensión consigna de los generadores, es decir, $\Delta Q_c = 0$ y $\Delta t = 0$, se puede escribir:

$$\Delta Q_c = \frac{\partial Q_c}{\partial \theta} \Delta \theta + \frac{\partial Q_c}{\partial V_c} \Delta V_c + \frac{\partial Q_c}{\partial V_g} \Delta V_g = 0 \quad (59)$$

Para calcular el valor de $\Delta\theta$ se emplea el desarrollo de la potencia activa inyectada en los nudos dado

por la expresión (30). Si se particulariza $\Delta Q_c = 0$, $\Delta t = 0$ y $\Delta P = 0$, el valor despejado obtenido es:

$$\Delta\theta = - \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \left[\frac{\partial P}{\partial V_c} \Delta V_c + \frac{\partial P}{\partial V_g} \Delta V_g \right] \quad (60)$$

Si se sustituye esta expresión de $\Delta\theta$ en la ecuación (59), se concluye:

$$\Delta V_c = S_{V_c, V_g} \Delta V_g \quad (61)$$

donde S_{V_c, V_g} es la matriz de sensibilidades que relaciona las tensiones en los nudos de consumo según actuaciones en la tensión en bornas de generadores [20]:

$$S_{V_c, V_g} = -S_{V_c, Q_c} \left[\frac{\partial Q_c}{\partial V_g} - \frac{\partial Q_c}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \frac{\partial P}{\partial V_g} \right] \quad (62)$$

2.4.4.2 Potencia reactiva de los generadores

Igualmente, aplicando la hipótesis de actuación única al desarrollo de ΔQ_g dado en (35) en combinación con la expresión de $\Delta\theta$ en (60), se deduce:

$$\Delta Q_g = S_{Q_g, V_g} \Delta V_g \quad (63)$$

donde S_{Q_g, V_g} es la matriz de sensibilidades que relaciona la potencia reactiva de los generadores según actuaciones en la tensión en bornas de generadores [20]:

$$S_{Q_g, V_g} = - \frac{\partial Q_g}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \frac{\partial P}{\partial V_c} S_{V_c, V_g} - \frac{\partial Q_g}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \frac{\partial P}{\partial V_g} + \frac{\partial Q_g}{\partial V_c} S_{V_c, V_g} + \frac{\partial Q_g}{\partial V_g} \quad (64)$$

2.4.4.3 Potencia activa que circula por las líneas y transformadores

La expresión de este caso se puede calcular como:

$$\Delta P_r = S_{P_r, V_g} \Delta V_g \quad (65)$$

donde S_{P_r, V_g} es la matriz de sensibilidades que relaciona la potencia activa que circula por las líneas y transformadores según actuaciones en la tensión en bornas de generadores [16]:

$$S_{P_r, V_g} = - \frac{\partial P_r}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \frac{\partial P}{\partial V_c} S_{V_c, V_g} - \frac{\partial P_r}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \frac{\partial P}{\partial V_g} + \frac{\partial P_r}{\partial V_c} S_{V_c, V_g} + \frac{\partial P_r}{\partial V_g} \quad (66)$$

2.4.4.4 Potencia reactiva que circula por las líneas y transformadores

Análogamente:

$$\Delta Q_r = S_{Q_r, V_g} \Delta V_g \quad (67)$$

donde S_{Q_r, V_g} es la matriz de sensibilidades que relaciona la potencia reactiva que circula por las ramas según actuaciones en la tensión en bornas de generadores [16]:

$$S_{Q_r, V_g} = -\frac{\partial Q_r}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \frac{\partial P}{\partial V_c} S_{V_c, V_g} - \frac{\partial Q_r}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \frac{\partial P}{\partial V_g} + \frac{\partial Q_r}{\partial V_c} S_{V_c, V_g} + \frac{\partial Q_r}{\partial V_g} \quad (68)$$

2.4.5 Matrices de sensibilidades respecto de las tomas de transformadores

2.4.5.1 Tensión en los nudos de consumo

Para el caso que se estudia, se tiene que $\Delta Q_c = 0$ y $\Delta V_g = 0$. Sustituyendo en la ecuación (28), se tiene:

$$\Delta Q_c = \frac{\partial Q_c}{\partial \theta} \Delta \theta + \frac{\partial Q_c}{\partial V_c} \Delta V_c + \frac{\partial Q_c}{\partial t} \Delta t = 0 \quad (69)$$

La expresión de $\Delta \theta$ se puede obtener de (30) una vez que se particulariza la hipótesis de actuación única. La expresión que resulta:

$$\Delta \theta = - \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \left[\frac{\partial P}{\partial V_c} \Delta V_c + \frac{\partial P}{\partial t} \Delta t \right] \quad (70)$$

Si se sustituye en (69) y se opera adecuadamente, se obtiene:

$$\Delta V_c = S_{V_c, t} \Delta t \quad (71)$$

donde $S_{V_c, t}$ es la matriz de sensibilidades que relaciona las tensiones en los nudos de consumo según actuaciones en las tomas de transformadores [20]:

$$S_{V_c, t} = -S_{V_c, Q_c} \left[\frac{\partial Q_c}{\partial t} - \frac{\partial Q_c}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \frac{\partial P}{\partial t} \right] \quad (72)$$

2.4.5.2 Potencia reactiva de los generadores

Asimismo, aplicando el razonamiento análogo partiendo de la expresión dada en (35), se obtiene la siguiente expresión:

$$\Delta Q_g = S_{Q_g, t} \Delta t \quad (73)$$

donde $S_{Q_g, t}$ es la matriz de sensibilidades que relaciona la potencia reactiva de los generadores según actuaciones en las tomas de transformadores [20]:

$$S_{Q_g, t} = -\frac{\partial Q_g}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \frac{\partial P}{\partial V_c} S_{V_c, t} - \frac{\partial Q_g}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{\partial Q_g}{\partial V_c} S_{V_c, t} + \frac{\partial Q_g}{\partial t} \quad (74)$$

2.4.5.3 Potencia activa que circula por las líneas y transformadores

Análogamente y tomando las consideraciones adecuadas, se puede concluir para la potencia activa que circula por las líneas y transformadores:

$$\Delta P_r = S_{P_r, t} \Delta t \quad (75)$$

donde $S_{P_r,t}$ es la matriz de sensibilidades que relaciona la potencia activa que circula por las ramas según actuaciones en tomas de los transformadores [16]:

$$S_{P_r,t} = -\frac{\partial P_r}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \frac{\partial P}{\partial V_c} S_{V_c,t} - \frac{\partial P_r}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{\partial P_r}{\partial V_c} S_{V_c,t} + \frac{\partial P_r}{\partial t} \quad (76)$$

2.4.5.4 Potencia reactiva que circula por las líneas y transformadores

De forma similar, para el caso de la potencia reactiva que circula por las líneas y transformadores se obtiene:

$$\Delta Q_r = S_{Q_r,t} \Delta t \quad (77)$$

donde $S_{Q_r,t}$ es la matriz de sensibilidades que relaciona la potencia reactiva que circula por las ramas según actuaciones en tomas de los transformadores [16]:

$$S_{Q_r,t} = -\frac{\partial Q_r}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \frac{\partial P}{\partial V_c} S_{V_c,t} - \frac{\partial Q_r}{\partial \theta} \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right]^{-1} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{\partial Q_r}{\partial V_c} S_{V_c,t} + \frac{\partial Q_r}{\partial t} \quad (78)$$

2.5 Análisis de los errores asociados a cada matriz de sensibilidades

El cálculo de las matrices de sensibilidades parte de la hipótesis de que las ecuaciones que modelan el sistema eléctrico se pueden considerar como lineales. Tras desarrollar las ecuaciones en serie de Taylor en el punto de trabajo, se desprecian los términos de segundo orden y superiores frente a los de primer orden. A partir de esta aproximación lineal, se calculan cada una de las matrices de sensibilidades asociadas a las magnitudes físicas que las variables de control modifican y a las magnitudes de interés del sistema.

Sin embargo, al estar realizando una aproximación lineal en el punto de operación del sistema eléctrico, existe un error intrínseco a cada una de las matrices de sensibilidades. A priori, dicho error es desconocido, siendo mayor cuanto más grandes sean las actuaciones de las variables de control y más se aleje el sistema del punto de operación para el que se calculan las sensibilidades. Así, al no estar acotados los errores, las actuaciones llevadas a cabo pueden conducir a resultados inesperados.

Por esta razón, en [16] se realizó un estudio del error cometido por las sensibilidades. En primer lugar, se estudió teóricamente el origen y la propagación de los errores. Se concluyó, sin embargo, que no es posible estimar a priori el error que se va a cometer, pues depende de la expresión propia de cada matriz de sensibilidades, del control sobre el que se actúa, de la tensión compleja de los nudos, del estado del sistema y de los parámetros propios de las líneas y transformadores. Por esta razón, se analizó empíricamente el error cometido en tres redes diferentes (alta, media y baja tensión) con sus parámetros propios. Las principales conclusiones resultantes fueron:

- Para corregir sobrecargas, si se emplea la matriz de sensibilidades que relaciona directamente la potencia aparente que fluye por las líneas y transformadores con las variables de control se obtienen errores inaceptables. Por ello, se obtiene dicha relación indirectamente mediante la potencia activa y reactiva, tal y como se realizó en la sección 2.3.3.
- En base a los resultados obtenidos en el estudio, se determinó el rango de actuación recomendado para cada tipo de variable de control, de forma que el error final sea menor que uno preestablecido (véanse la Tabla 1 y Tabla 2). Cabe mencionar que los errores máximos

admitidos, dados por la Tabla 1, son bastante pequeños porque los parámetros que modelan el sistema se conocen con precisión. Para una aplicación real que se encuentre sujeta a incertidumbre, los errores admitidos se deberían relajar y los rangos de actuación recalcular.

- Asimismo, se estudió si el error obtenido para cada tipo de actuación y red hacía que el sistema quede del lado de la seguridad, es decir, si el signo del error tiene el mismo sentido que la actuación realizada. Se puede emplear entonces esta información para minimizar las actuaciones de control. Por ejemplo, si se tiene una subtensión y se determina actuar subiendo el valor de un control cualquiera para aumentar la tensión, se puede limitar la actuación en base a los rangos calculados para evitar que el error supere un valor determinado. Por otro lado, dado que el objetivo es llevar la tensión al límite inferior en este caso, se puede sumar este error máximo esperado al incremento de tensión a corregir, de forma que se pueda asegurar que la tensión resultante quede dentro de límites. Sin embargo, cuando en base a los resultados obtenidos se sabe que el error tiene el mismo signo que el incremento de tensión, se puede omitir lo anterior para evitar sobreutilizar las variables de control. En la Tabla 3 y Tabla 4 se resumen estos resultados.

	Red de alta tensión	Red de media tensión	Red de baja tensión
Error sobre V_c	10 V	1 V	0,1 V
Error sobre Q_g	100 kvar	10 kvar	1 kvar
Error sobre S_r	100 kVA	10 kVA	1 kVA

Tabla 1. Error aceptable para cada magnitud de interés según el nivel de tensión [16].

	Red de alta tensión	Red de media tensión	Red de baja tensión
Actuación sobre Q_c	[-7,37;7,50] Mvar	[-356;356] kvar	[-29,5;30,5] kvar
Actuación sobre P	[-4,43;4,49] MW	[-500;500] kW	[-9,5;9,5] kW
Actuación sobre V_g	[-0,004;0,005] pu	[-0,03;0,03] pu	[-0,04;0,04] pu
Actuación sobre t	[-0,0006;0,0006] pu	[-0,007;0,007] pu	[-0,001;0,001] pu

Tabla 2. Rango de actuación más restrictivo para cada variable de control según el nivel de tensión [16].

	Red de alta tensión		Red de media tensión		Red de baja tensión	
	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir
Actuación sobre Q_c	✓	X	✓	X	✓	X
Actuación sobre P	X	X	✓	X	✓	X
Actuación sobre V_g	X	X	✓	X	✓	X
Actuación sobre t	X	X	✓	X	X	X

Tabla 3. Resumen de las actuaciones que corrigen tensiones cuyo error hace que queden del lado de la seguridad.

	Red de alta tensión		Red de media tensión		Red de baja tensión	
	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir
Actuación sobre Q_c	X	X	X	X	✓	X
Actuación sobre P	X	X	X	X	✓	X
Actuación sobre V_g	X	X	X	✓	✓	X
Actuación sobre t	X	X	✓	X	X	X

Tabla 4. Resumen de las actuaciones que corrigen sobrecargas cuyo error hace que queden del lado de la seguridad.

2.6 Ejemplo ilustrativo

Para entender mejor la metodología desarrollada, en esta sección se muestra un ejemplo sencillo que se resolverá paso a paso dando valores numéricos. La red propuesta es la mostrada en la Figura 4, cuya tensión nominal son 20 kV y que se alimenta de una de AT de 110 kV a través de una subestación donde hay un transformador OLTC que se conecta entre los nudos 1 y 2 junto con una batería de condensadores conectada en el secundario del mismo. La red es radial tanto en planificación como explotación, y cuenta con cuatro nudos de consumo, siendo el 2 el que aglutina la mayor parte de la demanda. Por su parte, los nudos 3, 4 y 5 presentan generadores distribuidos y recursos de almacenamiento: el nudo 3 cuenta con una batería electroquímica que permite consumir y ceder potencia activa y reactiva, mientras que los nudos 4 y 5 disponen de generadores fotovoltaicos que funcionan inicialmente cediendo la máxima potencia activa disponible, de forma que es posible disminuirla pero no aumentarla, aunque sí será posible actuar sobre la potencia reactiva.

Las variables de control que se emplearán en este ejemplo son las que siguen. Por un lado, se cuentan con los equipos que existían antes de que se instalara la generación distribuida, es decir, el cambiador de tomas del transformador OLTC (t_1) y la batería de condensadores del nudo 2 (Q_c^{shunt}). Por otro lado, con los nuevos recursos se añaden como variables de control la potencia reactiva inyectada por los generadores distribuidos y recursos de almacenamiento (Q_3^{GD} , Q_4^{GD} , Q_5^{GD}) y actuaciones conjuntas

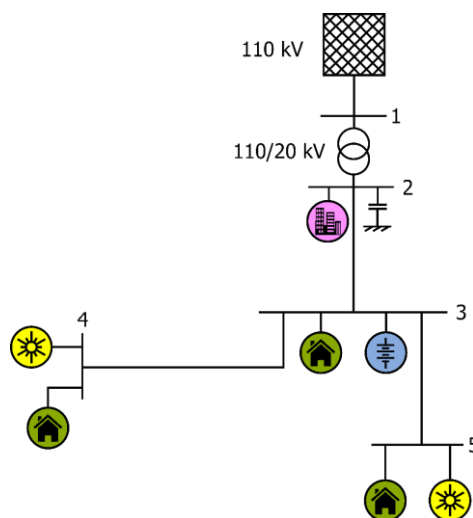


Figura 4. Red ejemplo de media tensión.

<i>Nudo</i>	<i>P (kW)</i>	<i>Q (kvar)</i>	<i>Coste deslastre</i>
2	8994,6	2956,4	1
3	562,6	184,6	1
4	449,7	149,9	1
5	674,6	221,7	1

(a)

<i>Nudo</i>	<i>Tipo</i>	<i>P_{nominal}(kW)</i>	<i>P (kW)</i>	<i>Coste actuación</i>	
				<i>Sobre P</i>	<i>Sobre Q</i>
3	Batería	200	0	0,5	0
4	Fotovoltaico	30	4	1	0
5	Fotovoltaico	20	6	1	0

(b)

<i>Nudo inicial</i>	<i>Nudo final</i>	<i>R (pu)</i>	<i>X (pu)</i>	<i>B_{ch}(pu)</i>	<i>Potencia nominal (MVA)</i>
2	3	$5,01 \cdot 10^{-2}$	$7,16 \cdot 10^{-2}$	$0,1339 \cdot 10^{-3}$	2
3	4	$5,01 \cdot 10^{-2}$	$7,16 \cdot 10^{-2}$	$0,1339 \cdot 10^{-3}$	1
3	5	$2,505 \cdot 10^{-2}$	$3,58 \cdot 10^{-2}$	$0,0959 \cdot 10^{-3}$	1

(c)

<i>Nudo inicial</i>	<i>Nudo final</i>	<i>R (pu)</i>	<i>X (pu)</i>	<i>Tomas</i>	<i>Número de posiciones</i>	<i>Posición inicial</i>	<i>Potencia nominal (MVA)</i>	<i>Coste actuación</i>
1	2	0,0004	0,048	$\pm 10 \%$	33	-1,25 %	15	0

(d)

<i>Nudo</i>	<i>kvar/posición</i>	<i>Número de posiciones</i>	<i>Posición inicial</i>	<i>Coste actuación</i>
2	100	3	0	0

(e)

Tabla 5. Parámetros de la red ejemplo de media tensión [16]: (a) cargas, (b) generación distribuida y recursos de almacenamiento, (c) líneas, (d) transformadores y (e) batería de condensadores.

sobre la potencia activa (P_3^{GD} , P_4^{GD} , P_5^{GD}) y reactiva de los generadores distribuidos y recursos de almacenamiento. En caso de necesidad, se permite además realizar deslastres de carga que afectan tanto a la potencia activa como reactiva (P_i^{Carga} , Q_i^{Carga} , para $i = 2, \dots, 5$) y se posibilita variar la tensión consigna del generador que representa la red de transporte (V_{g_1}).

Respecto de los costes asociados, actuaciones sobre la potencia reactiva de los generadores fotovoltaicos de los nudos 4 y 5 y de la batería del nudo 3, conllevan un coste asociado mucho menor que si se actúa sobre la potencia activa. Del mismo modo, el coste asociado de deslastrear carga será mucho mayor y relativamente bajo para actuaciones sobre las tomas de los transformadores. Las

Nudo	Tensión (pu)	Desfase (°)	Nudo inicial	Nudo final	S (kVA)
1	1	0	2	3	1791,9
2	0,9938	-2,91	3	4	471,5
3	0,9812	-3,46	3	5	705,9
4	0,9778	-3,60	3	2	1769,5
5	0,9786	-3,57	4	3	470,3
			5	3	704,4
			1	2	11473,0
			2	1	11259,8

(a)

(b)

Tabla 6. Estado inicial de la red ejemplo de media tensión: (a) tensiones nodales y (b) flujos de potencia por las líneas y el transformador.

actuaciones sobre la tensión consigna del generador que representa la red de transporte y que se establece como nudo slack, será elevado ya que difícilmente el operador de la red de transporte va a cambiar su tensión consigna por una pequeña ramificación de un operador de media tensión de otra empresa.

En la Tabla 5 se presentan los datos de la red. Nótese que el acrónimo *pu* indica *por unidad*, es decir, que los parámetros se indican respecto a los valores base: 10 MVA y 20 kV, excepto para el nudo 1 que son 110 kV. Se puede observar que la generación fotovoltaica es relativamente baja y el consumo es elevado. Por tanto, se puede esperar que las tensiones del sistema sean bajas pero que no existan sobrecargas, siempre y cuando las líneas hayan sido correctamente diseñadas, pues no hay consumos adicionales.

La herramienta de actuación propuesta se integra dentro de la operación normal del sistema. Periódicamente en intervalos pequeños de tiempo o en tiempo real, se estima el estado del sistema de forma adecuada y se comprueba si existe alguna contingencia que deba ser resuelta. Para este ejemplo, es posible calcular el estado del sistema empleando los datos de la Tabla 5 mediante un flujo de cargas porque se va a estudiar un caso concreto. En la Tabla 6 se presentan los resultados iniciales obtenidos, estando la tensión expresada en por unidad, es decir, dividida por la tensión nominal del sistema (20 kV para todos los nudos excepto para el nudo 1, que es 110 kV). Cabe destacar que la potencia aparente que circula por una misma línea o transformador es diferente según el nudo que se tome como inicial debido a que se ha empleado un modelo en pi.

Una vez el estado del sistema es conocido, siguiendo lo indicado por la Figura 3, se comprueba si existe alguna contingencia. Por un lado, se establece para la tensión una banda de $\pm 2\%$ respecto de la tensión nominal de cada nudo, mientras que se considerará que existe alguna sobrecarga si cualquier línea o el transformador supera su potencia nominal en cualquiera de sus sentidos. Si se comprueba entonces si existe alguna tensión fuera de la banda preestablecida o si cualquier rama supera su potencia nominal, se llega a la conclusión de que los nudos 4 y 5 están por debajo de la tensión mínima permitida. Por tanto, la herramienta propuesta se activa para resolver las contingencias detectadas siguiendo lo desarrollado en el apartado 2.3.

En primer lugar, se debe determinar la contingencia más crítica de entre las existentes calculando las desviaciones y seleccionando la máxima. Ésta será la contingencia objetivo que se buscará resolver en la primera iteración mientras se mejoran otras. Puesto que solo hay problemas de tensiones, se tiene:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_4 \\ \Delta V_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,98 - 0,9778 \\ 0,98 - 0,9786 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,0022 \\ 0,0014 \end{bmatrix}$$

Por tanto, se elige como tensión objetivo la del nudo 4.

A continuación, se procede al cálculo de las sensibilidades que permitirán relacionar las tensiones, los flujos de potencia que circulan por las ramas y la potencia reactiva aportada por la red de transporte con las variables de control. Como ya se comentó, la mejor forma de tratar los flujos de potencia de las ramas es calculando por separado las matrices para la potencia activa y reactiva y, mediante la ecuación desarrollada en (18), obtener el incremento esperado en la potencia aparente. Así, siguiendo con lo desarrollado en la sección 2.4 de este capítulo, las matrices de sensibilidades que se emplearán se muestran a continuación expresadas en por unidad:

$$\begin{aligned}
 S_{V_c, Q_c} &= \begin{bmatrix} 0,0493 & 0,0497 & 0,0499 & 0,0498 \\ 0,0499 & 0,1239 & 0,1242 & 0,1241 \\ 0,0501 & 0,1243 & 0,1980 & 0,1246 \\ 0,0501 & 0,1242 & 0,1245 & 0,1611 \end{bmatrix} & S_{V_c, V_g} &= \begin{bmatrix} 1,0353 \\ 1,0490 \\ 1,0527 \\ 1,0518 \end{bmatrix} \\
 S_{V_c, P} &= \begin{bmatrix} 0,0029 & 0,0042 & 0,0046 & 0,0045 \\ 0,0030 & 0,0567 & 0,0578 & 0,0575 \\ 0,0030 & 0,0569 & 0,1096 & 0,0577 \\ 0,0030 & 0,0569 & 0,0580 & 0,0834 \end{bmatrix} & S_{V_c, t} &= \begin{bmatrix} -1,0579 \\ -2,6288 \\ -2,6379 \\ -2,6356 \end{bmatrix} \\
 S_{Q_g, Q_c} &= [-1,0408 \quad -1,0505 \quad -1,0531 \quad -1,0524] & S_{Q_g, V_g} &= [-0,1355] \\
 S_{Q_g, P} &= [-0,1043 \quad -0,1325 \quad -0,1401 \quad -0,1382] & S_{Q_g, t} &= [0,3432] \\
 S_{P_r, Q_c} &= \begin{bmatrix} -0,0002 & -0,0063 & -0,0079 & -0,0075 \\ 0,0000 & 0,0000 & -0,0016 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & -0,0012 \\ 0,0000 & 0,0001 & 0,0016 & 0,0012 \\ 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 \\ -0,0005 & -0,0066 & -0,0082 & -0,0078 \\ 0,0002 & 0,0063 & 0,0079 & 0,0075 \end{bmatrix} & S_{P_r, V_g} &= \begin{bmatrix} -0,0040 \\ -0,0002 \\ -0,0003 \\ 0,0005 \\ 0,0000 \\ 0,0000 \\ -0,0051 \\ 0,0040 \end{bmatrix} \\
 S_{P_r, P} &= \begin{bmatrix} 0,0000 & -1,0177 & -1,0225 & -1,0213 \\ 0,0000 & 0,0000 & -1,0047 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & -1,0035 \\ 0,0000 & 1,0000 & 1,0047 & 1,0035 \\ 0,0000 & 0,0000 & 1,0000 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 1,0000 \\ -1,0009 & -1,0186 & -1,0234 & -1,0222 \\ 1,0000 & 1,0177 & 1,0225 & 1,0213 \end{bmatrix} & S_{P_r, t} &= \begin{bmatrix} 0,1330 \\ 0,0006 \\ 0,0007 \\ -0,0013 \\ 0,0000 \\ 0,0000 \\ 0,1342 \\ -0,1330 \end{bmatrix} \\
 S_{Q_r, Q_c} &= \begin{bmatrix} -0,0003 & -1,0090 & -1,0114 & -1,0108 \\ 0,0000 & -0,0001 & -1,0023 & -0,0001 \\ 0,0000 & -0,0001 & -0,0001 & -1,0007 \\ 0,0001 & 1,0001 & 1,0024 & 1,0018 \\ 0,0000 & 0,0000 & 1,0000 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 1,0000 \\ -1,0408 & -1,0505 & -1,0531 & -1,0524 \\ 1,0003 & 1,0090 & 1,0114 & 1,0108 \end{bmatrix} & S_{Q_r, V_g} &= \begin{bmatrix} -0,0065 \\ -0,0006 \\ -0,0006 \\ 0,0012 \\ 0,0000 \\ 0,0000 \\ -0,1355 \\ 0,0065 \end{bmatrix}
 \end{aligned}$$

$$S_{Q_r,P} = \begin{bmatrix} 0,0000 & -0,0253 & -0,0322 & -0,0305 \\ 0,0000 & 0,0000 & -0,0067 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & -0,0050 \\ 0,0000 & 0,001 & 0,0068 & 0,0051 \\ 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 \\ -0,1043 & -0,1325 & -0,1401 & -0,1382 \\ 0,0000 & 0,0253 & 0,0322 & 0,0305 \end{bmatrix} \quad S_{Q_r,t} = \begin{bmatrix} 21,3863 \\ 0,0016 \\ 0,0015 \\ -21,1977 \\ 0,0000 \\ 0,0000 \\ 0,3432 \\ -0,1917 \end{bmatrix}$$

Posteriormente, para cada tipo de control se podrían seleccionar aquellas variables que presenten mayor sensibilidad. Sin embargo, ya que se está trabajando con una red pequeña donde los elementos de control son pocos, se omite este paso.

El siguiente punto del algoritmo consiste en calcular las actuaciones máximas disponibles teniendo en cuenta los límites propios de cada variable de control y los límites de operación. Para ello, previamente se debe determinar si el sentido en que se modifique el valor de cada control es a subir o a bajar, de acuerdo con el signo de la sensibilidad correspondiente. Al encontrarse la tensión objetivo por debajo del límite inferior, se busca una variación positiva de tensión, por tanto, las variables con sensibilidades positivas requerirán una actuación a subir, mientras que aquellas que tengan sensibilidades negativas tendrán una actuación a bajar. De esta forma, en la Tabla 7 se muestra el sentido de cada grupo de variables de control según la magnitud eléctrica modificada. Se observa que todas son a subir excepto las tomas del transformador, que al encontrarse en el primario el efecto que tienen sobre el secundario es el contrario, por lo que para aumentar la tensión de los nudos que se encuentran aguas abajo es necesario disminuir el ratio.

Una vez que se conoce el sentido en el que se debe mover cada variable, es posible calcular el margen de actuación considerando los límites del sistema. Por un lado, los límites propios indican el límite físico de cada control, mientras que, por otro lado, los límites de operación permiten evitar crear nuevas contingencias en el sistema cuando se realice una actuación correctora. Para este caso, se supone que la tensión que ve la subestación en el lado de alta tensión no se puede modificar más de 0,01 pu y que puede aportar toda la reactiva que se le solicite, que las cargas se pueden deslastrar completamente en la misma proporción de potencia activa y reactiva, que los generadores fotovoltaicos no cuentan con almacenamiento para subir la generación y que la reactiva que pueden aportar es función de la activa inyectada, según la ecuación (1).

Siguiendo lo desarrollado en la sección 2.3.4 de este capítulo, se obtienen los resultados que se muestran en la Tabla 8, donde se muestran las actuaciones máximas según cada límite y la actuación máxima global, calculada como el mínimo de las anteriores. La elección de la mejor actuación, que en principio corregirá la situación de emergencia de la forma más eficiente posible, recae sobre los Coeficientes de Eficacia, que también se muestran en la Tabla 8.

Se selecciona entonces aquella variable de control que lleve asociado el mayor Coeficiente de Eficacia y menor coste, que en este caso son las tomas del transformador. Solo resta, por tanto, calcular la actuación necesaria que permitirá llevar al sistema a un estado seguro, sin más que dividir el incremento necesario de tensión entre la sensibilidad que relacione dicha tensión con la variable elegida:

	t_1	V_{g1}	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	P_2	P_3	P_4	P_5
$S_{V_{c,u}}$	-1,0579	1,0353	0,0493	0,0497	0,0499	0,0498	0,0029	0,0042	0,0046	0,0045
$\beta_{V_{4,u}}$	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 7. Sentido de cada variable de control.

$$\Delta t_2 = \frac{0,0022}{-2,6379} = -8,43 \cdot 10^{-4}$$

Nótese que el ratio de las tomas del transformador está expresado en pu.

Dado que las tomas del transformador deben posicionarse en una posición concreta, es necesario redondear el valor obtenido a aquel que se corresponda con la posición más cercana. Cuando se redondea se puede comprobar que la posición más cercana es la inicial porque el incremento necesario para corregir la situación de emergencia es muy pequeño. Por tanto, se excluye la actuación sobre el transformador y se elige la siguiente con mayor Coeficiente de Eficacia y menor coste, que resulta ser variar la potencia reactiva del inversor de la batería instalada en el nudo 3.

Se calcula el incremento necesario de la tensión consigna de forma análoga a la variación de las tomas del transformador, sin más que emplear la sensibilidad adecuada:

$$\Delta Q_3^{GD} = \frac{0,0022}{0,1243} \cdot S_B = 178,9 \text{ kvar}$$

siendo S_B la potencia base del sistema.

Así, se determina que la batería del nudo 3 ceda al sistema 178,9 kvar. Finalmente, solo resta recalcular el estado del sistema con la nueva consigna de la batería mediante un flujo de cargas. En la Tabla 9 se muestran los resultados obtenidos, donde se observa que las tensiones han sido corregidas sin crear nuevas situaciones de emergencia.

	Límites propios	Límites de operación			Máxima actuación disponible	Coeficiente de Eficacia	Coste
		Según V_c	Según Q_g	Según S_r^2			
t_1	0,088	0,015	-	-	0,015	0,039	0
Q_c^{shunt}	0,030	0,531	-	$1,27 \cdot 10^{16}$	0,030	0,002	0
Q_3^{GD}	0,020	0,314	-	$8,40 \cdot 10^{14}$	0,020	0,002	0
Q_4^{GD}	0,002	0,313	-	$2,84 \cdot 10^{15}$	0,002	0,000	0
Q_5^{GD}	0,003	0,257	-	-	0,003	0,000	0
P_3^{GD}	0,020	0,685	-	$5,24 \cdot 10^{14}$	0,020	0,001	0,5
P_4^{GD}	0,000	0,672	-	$3,75 \cdot 10^{14}$	0,000	0,001	1
P_5^{GD}	0,000	0,496	-	$6,45 \cdot 10^{14}$	0,000	0,000	1
P_2^{Carga}	0,180	8,954	-	$1,80 \cdot 10^{15}$	0,180	0,001	1
P_3^{Carga}	0,011	0,685	-	$5,24 \cdot 10^{14}$	0,011	0,001	1
P_4^{Carga}	0,009	0,672	-	$3,75 \cdot 10^{14}$	0,009	0,001	1
P_5^{Carga}	0,013	0,496	-	$6,45 \cdot 10^{14}$	0,013	0,000	1
Q_2^{Carga}	0,059	0,531	-	$1,27 \cdot 10^{16}$	0,059	0,003	1
Q_3^{Carga}	0,004	0,314	-	$8,40 \cdot 10^{14}$	0,004	0,002	1
Q_4^{Carga}	0,003	0,313	-	$2,84 \cdot 10^{15}$	0,003	0,001	1
Q_5^{Carga}	0,004	0,257	-	-	0,004	0,000	1
V_{g1}	0.010	0,025	-	$6,92 \cdot 10^{13}$	0.010	0,011	1

Tabla 8. Actuaciones máximas disponibles según los límites propios y de operación, máxima actuación disponible, Coeficiente de Eficacia y coste de cada variable de control.

Nudo	Tensión (pu)	Desfase (°)	Nudo inicial	Nudo final	S (kVA)
1	1	0	2	3	1791,8
2	0,9947	-2,91	3	4	471,5
3	0,9834	-3,51	3	5	705,9
4	0,9800	-3,65	3	2	1769,5
5	0,9809	-3,61	4	3	470,3
			5	3	704,4
			1	2	11471,9
			2	1	11259,7

(a)

(b)

Tabla 9. Estado final de la red ejemplo de media tensión: (a) tensiones nodales y (b) flujos de potencia por las líneas y el transformador.

3 APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA DE AYUDA A LA OPERACIÓN A REDES ACTIVAS DE DISTRIBUCIÓN EN ESTADO DE EMERGENCIA

A lo largo de este capítulo se muestran los resultados obtenidos tras aplicar la herramienta propuesta en el capítulo anterior a redes de distribución con alta presencia de generación distribuida y recursos de almacenamiento que se encuentren en situaciones de emergencia. Las actuaciones correctoras que se determinen según la metodología propuesta tendrán en consideración, además, el rango máximo para cada tipo de variable de control establecido en la Tabla 2 del pasado capítulo. De esta forma, las actuaciones se encontrarán dentro de los márgenes de seguridad establecidos, es decir, la diferencia del nuevo estado con el esperado no será mayor que el contemplado por los errores de la Tabla 1 del capítulo anterior y, por tanto, las actuaciones determinadas llevarán al sistema a un estado de ausencia de problemas siempre que los elementos sobre los que se actúe tengan suficiente capacidad.

En esta misma línea, en los ejemplos que se encuentran a lo largo de este capítulo, se podrá comprobar que los errores son totalmente despreciables para sistemas de potencia. Sin embargo, se hará hincapié en ellos para demostrar la precisión que se obtiene cuando se hacen los cálculos analíticos. Cuando la herramienta se use en campo aplicada a sistemas reales, evidentemente los errores que se esperen no serán de mV como se tiene en estos ejemplos, aunque sí se podrán esperar errores aceptables siempre que la red esté modelada de forma adecuada.

Para demostrar la eficacia y versatilidad de la herramienta desarrollada a la hora de corregir situaciones de emergencia, se emplearán dos redes de distribución diferentes, una de media tensión y otra de baja tensión. En cada una de ellas, se probarán varios casos con distintos escenarios de consumo y generación. Asimismo, las variables de control disponibles serán las expuestas en la sección 2.2, es decir, baterías de condensadores, transformadores OLTC, generadores síncronos convencionales, generadores distribuidos, recursos de almacenamiento y deslastre de carga.

Inicialmente, se explicarán algunas consideraciones prácticas sobre el modelado de los generadores distribuidos y recursos de almacenamiento empleadas en los cálculos llevados a cabo en los casos de estudio considerados en este capítulo. Posteriormente, se presentarán los resultados obtenidos de dichos casos de estudio.

3.1 Aspectos considerados para el modelado de los generadores distribuidos y recursos de almacenamiento

Acorde con la clasificación de los nudos de un sistema eléctrico presentada en la sección 2.3.1, se pueden catalogar cada uno de los nudos de una red de distribución en nudos de consumo o PQ, nudos de generación o PV y nudo de referencia o slack.

En aquéllas que son pasivas y que no cuentan con generación distribuida, existe un nudo de interconexión con el sistema de transporte que se encuentra aguas arriba, mientras que el resto de los

nudos son en general de consumo. El primero se suele tomar entonces como slack o nudo de referencia dado que la interconexión se modela habitualmente como un generador de potencia infinita. Los segundos se suelen tomar como nudos de consumo o PQ.

En cambio, en las redes activas de distribución donde existen generadores distribuidos y recursos de almacenamiento, los nudos donde estos se conectan pueden recibir un tratamiento distinto. En principio, si estos elementos tienen suficiente capacidad para mantener la tensión en el nudo en que se conectan u otro cercano, se podrían modelar como nudos PV. Sin embargo, en el apartado 2.2 se explicaron los distintos modos de funcionamiento de los convertidores de potencia y se concluyó que el que se iba a utilizar en el trabajo era el *grid-feeding*, sin pérdida de generalidad de la herramienta propuesta para los otros modos. En este caso, los convertidores reciben una consigna de potencia activa y reactiva que inyectan al sistema sin ofrecer ningún apoyo al control de tensiones. Por tanto, al ser conocidas tanto la potencia activa como reactiva que inyectan los generadores distribuidos y recursos de almacenamiento, los nudos donde se conecten serán considerados como de consumo o PQ y, por tanto, será necesario corregir las tensiones.

3.2 Red de distribución de media tensión

La red de MT que se empleará para probar el funcionamiento de la herramienta propuesta es la descrita en [30], cuyos parámetros se presentan en el Anexo B, junto con generación distribuida y recursos de almacenamiento de diversa índole. La red se ha creado a partir de datos de una real alemana que abastece de energía eléctrica a un pueblo y a sus alrededores. La tensión nominal son 20 kV y se alimenta de una red de AT de 110 kV que se encuentra aguas arriba de la subestación de cabecera. En la Figura 5 se muestra un esquema de la red, donde destacan dos feeders. Se puede observar que la ramificación derecha es pasiva, mientras que la izquierda presenta generación distribuida y recursos de almacenamiento en casi todos sus nudos.

Para el caso de estudio, como variables de control tradicionales se cuenta con los transformadores en la subestación que conectan con la red de AT y con una batería de condensadores instalada en el nudo 10 que puede proporcionar hasta 1 Mvar en 4 escalones discretos (a tensión nominal). Se tendrá en cuenta igualmente la posibilidad de deslazar carga bajo la suposición de que el factor de potencia de las mismas es constante. Por otro lado, al tener una alta presencia de generación distribuida y recursos de almacenamiento a lo largo de la red, se usarán los inversores para modificar la reactiva que ceden o consumen de la red, junto con la potencia activa en caso necesario. La Tabla 10 presenta el valor nominal que pueden aportar estos elementos. En los casos probados, los generadores fotovoltaicos, el eólico, las pilas de combustible y los dos tipos de cogeneración comenzarán con un valor determinado de generación de potencia activa y cero de reactiva. Por su parte, los sistemas de almacenamiento basados en baterías electroquímicas se supondrán totalmente gestionables, tanto en potencia activa como reactiva.

Los límites de tensión que se toman para esta red de distribución serán del $\pm 2\%$ en todos los nudos, mientras que la potencia máxima que puede circular por cada línea o transformador se indicará en las mismas tablas de resultados, para así poder seguir mejor los ejemplos. Nótese que, en los casos propuestos, se impondrá un rango máximo de actuación para cada variable de control según su tipo, acorde con la Tabla 2 del pasado capítulo.

Para generar los siguientes apartados, se supondrá que la generación y el consumo tienen un mismo comportamiento, es decir, que cuando el día se nubla afecta a toda la generación fotovoltaica por igual o que las cargas de tipo doméstico o industrial tienen el mismo consumo relativo respecto de su máximo. Así, cada ejemplo se genera escalando las cargas y la generación al tanto por ciento respecto del valor máximo, acorde con los valores indicados en la Tabla 11 para cada apartado.

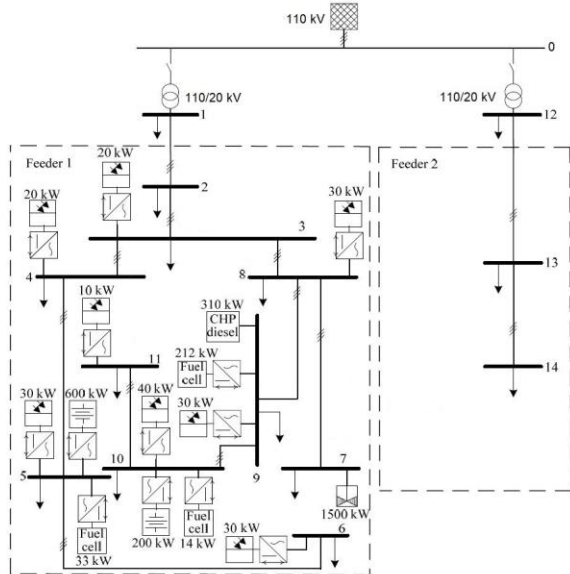


Figura 5. Esquema de la red de distribución de MT con generación distribuida [31].

Nudo	Tipo	P_{max} (kW)
3	Fotovoltaica	20
4	Fotovoltaica	20
5	Fotovoltaica	30
5	Batería	600
5	Pila de combustible	33
6	Fotovoltaica	30
7	Eólica	1500
8	Fotovoltaica	30
9	Fotovoltaica	30
9	Cogeneración diésel	310
9	Cogeneración pila de combustible	212
10	Fotovoltaica	40
10	Batería	200
10	Pila de combustible	14
11	Fotovoltaica	10

Tabla 10. Generación distribuida de la red de distribución de MT.

Tipo de generador o carga	R	I	F	B	PC	TE	CHP diésel	CHP PC
Apartado 3.2.1	92	100	0	0	0	0	0	0
Apartado 3.2.2	25	27	80	0	93	25	50	87
Apartado 3.2.3	10	30	0	0	0	100	10	0

Cargas: R – Residencial, I – Industrial.

Generadores distribuidos: F – Fotovoltaico, B – Batería, PC – Pila de combustible, TE – Turbina Eólica, CHP diésel – Cogeneración diésel, CHP PC – Cogeneración pila de combustible.

Tabla 11. Porcentajes respecto de los valores máximos empleados en los ejemplos.

3.2.1 Actuación sobre la potencia reactiva inyectada por un generador distribuido

Como ejemplo inicial se propone un caso típico de redes pasivas en hora punta, donde el consumo es prácticamente máximo mientras que no hay generación distribuida por parte de ninguna fuente. A partir de los datos proporcionados por la Tabla 11, en la columna Estado 1 de la Tabla 12 se muestran los resultados iniciales tras resolver un primer flujo de cargas. Gracias a que las líneas del sistema tienen capacidades muy altas, se puede observar que las tensiones se encuentran cerca del valor unitario sin necesidad de modificar las tomas de los transformadores de cabecera. Sin embargo, existe una sobrecarga de 63,3 kVA en la línea que va del nudo 3 al 8.

Para corregirlo, se determina que la mejor actuación es que el inversor de la turbina eólica del nudo 7, que se encuentra parada, aporte 95,3 kvar de potencia reactiva al sistema. De esta forma, se reduce el nivel de carga de la línea 3 – 8 evitando tener que importar de la red de AT potencia reactiva. En el Estado 2 se observa que el problema ha sido resuelto sin crear nuevas contingencias.

Nótese que, en base a las conclusiones de la estimación de errores resumidas en la sección 2.5 del capítulo anterior, el error máximo permitido era de 10 kVA. Como no había certeza de que siempre el error haga que la actuación quede del lado de la seguridad (Tabla 4), el objetivo ha sido llevar el valor de la línea a 2990 kVA. Mientras que el resultado mostrado en el Estado 2 de (b) por el redondeo es 2990,0, el valor real es 2990,003. Así, el error ha sido mucho menor que 10 kVA. Por tanto, se puede

Nudo	Estado 1	Estado 2	Nudo inicial	Nudo final	Estado 1	Estado 2	Máximo
1	1,0005	1,0005	1	2	8361,1	8275,2	8500
2	1,0015	1,0013	2	3	8321,5	8233,8	8500
3	1,0008	1,0004	3	4	2163,8	2162,9	2200
4	1,0004	1,0000	3	8	3063,3	2990,0	3000
5	1,0000	0,9996	4	5	1600,9	1600,2	2000
6	0,9995	0,9992	5	6	1062,8	1062,1	2000
7	1,0005	1,0001	7	8	90,7	162,7	2000
8	1,0004	0,9999	8	9	1408,4	1408,2	2000
9	1,0000	0,9996	9	10	917,6	917,4	2000
10	0,9994	0,9990	10	11	324,6	324,6	2000
11	0,9993	0,9989	12	13	1722,7	1722,7	3000
12	0,9996	0,9996	13	14	1644,2	1644,2	3000
13	1,0042	1,0042	2	1	8321,5	8233,8	8500
14	1,0040	1,0040	3	2	5423,4	5358,0	8500
0	1	1	4	3	1856,9	1856,4	2200
	(a)		8	3	2357,3	2307,7	3000
			5	4	1401,9	1401,5	2000
			6	5	521,7	521,7	2000
			8	7	113,5	1034,5	2000
			9	8	1387,8	1387,7	2000
			10	9	812,4	812,4	2000
			11	10	313,9	313,9	2000
			13	12	1635,8	1635,8	3000
			14	13	578,6	578,6	3000
			15	1	23440,9	23420,2	25000
			15	12	19579,5	19579,5	25000
			1	15	23452,1	23431,1	25000
			12	15	19571,1	19571,1	25000

(b)

Tabla 12. (a) Tensión (pu) y (b) potencia circulante por las ramas (kVA) en cada uno de los estados.

observar que la actuación ha sido muy precisa y ha quedado del lado de la seguridad dejando un margen respecto del límite superior.

3.2.2 Actuación sobre las tomas del transformador de cabecera

En este caso, se parte de una situación contraria a la anterior, pues el consumo es relativamente bajo, mientras que la generación distribuida es alta. En la Tabla 13 se presentan los sucesivos estados del sistema, donde no se muestra la potencia que circula por cada rama al no haber ninguna sobrecarga. Como se puede observar en el Estado 1, la alta generación provoca que las tensiones estén por encima de la banda del 2 % establecida, siendo la del nudo 7 la mayor.

Se determina entonces que la mejor actuación correctiva es variar el ratio de la toma del transformador de cabecera del feeder 1. Se debe considerar que en la Tabla 3 se indica que las actuaciones realizadas para corregir tensiones aumentando el ratio de las tomas no quedaron del lado de la seguridad. De este modo, se debe sumar el error máximo a la actuación deseada al igual que sucedía en el ejemplo anterior.

Nudo	Estado 1	Estado 2	Estado 3
1	1,0011	0,9949	0,9888
2	1,0216	1,0152	1,0089
3	1,0295	1,0230	1,0167
4	1,0296	1,0232	1,0168
5	1,0297	1,0233	1,0169
6	1,0298	1,0234	1,0170
7	1,0312	1,0248	1,0185
8	1,0305	1,0241	1,0177
9	1,0306	1,0242	1,0178
10	1,0306	1,0241	1,0178
11	1,0306	1,0241	1,0178
12	1,0001	1,0001	1,0001
13	1,0073	1,0073	1,0073
14	1,0078	1,0078	1,0078
0	1	1	1

Tabla 13. Tensiones en los nudos (pu) en cada uno de los estados.

Así, se determina que se debe variar en 0,0109 (expresado en pu, que se omite en lo que sigue por simplicidad). Sin embargo, el rango establecido para esta actuación es de $\pm 0,07$, por lo que la actuación se ve limitada a ese valor. Al ser un control discreto, la toma se redondea al valor más cercano sin provocar nuevas contingencias, que en este caso es de 1,00625.

El nuevo estado del sistema viene dado en el Estado 2, donde sigue habiendo tensiones fuera de límites como cabía esperar. A pesar de ello, se puede observar que la tensión del nudo 2 ha sido corregida gracias a que las actuaciones que se llevan a cabo nunca empeoran un problema existente. Cuando se lleva a cabo una nueva iteración, se determina una vez más que la mejor actuación es variar las tomas del transformador del feeder 1, en este caso aumentar el ratio en 0,0048. De nuevo se redondea al valor más cercano, que es 1,01250. En el Estado 3 se muestra el estado final donde todas las contingencias han sido solventadas.

Es interesante analizar qué sucede si no se hubiera tenido en cuenta el rango máximo en este caso donde el control es discreto. En la primera iteración se determinó que se debía aumentar 0,0109 el ratio del transformador para corregir la tensión del nudo 7, mientras que al considerar el rango máximo la actuación total determinada ha sido 0,0118 (la suma de las actuaciones individuales, 0,007 + 0,0048). Evidentemente, si el control hubiera sido continuo, el error total habría sido menor al realizar las dos iteraciones. Sin embargo, al tratarse de un control discreto, el redondeo ha llevado al sistema a la misma situación que si no se limitara la actuación. Esto lleva a la reflexión de que tal vez en estos casos, considerar el rango máximo no sea lo más adecuado, pues conlleva una iteración extra para llegar al mismo resultado. Por otro lado, se puede argumentar que limitar las actuaciones en base al error permite llegar a un estado más favorable empleando mayor variedad de controles. Así, además de corregirse la situación de emergencia, se evita agotar completamente el control con mayor sensibilidad (que es el principal problema de esta metodología). La experiencia es la que debe determinar cuál de las dos opciones es la más adecuada.

3.2.3 Corrección de múltiples tensiones y sobrecargas mediante sucesivas actuaciones

En este ejemplo se representa una situación especialmente desfavorable desde el punto de vista de la operación de la red. Se supone que es una noche de viento donde el consumo por parte de las cargas es bajo, siendo el de las de tipo doméstica bastante menor que las de tipo industrial, y que la generación

distribuida es nula, excepto la de tipo eólica del nudo 7. Además, los recursos de almacenamiento se encuentran al máximo de su capacidad porque la producción renovable ha sido muy alta a lo largo del día.

En la Tabla 14 se muestran los estados del sistema a lo largo de las sucesivas actuaciones correctoras. Así, el Estado 1 es el que se obtiene tras resolver el sistema en las condiciones iniciales. Se puede observar que en casi todos los nudos del feeder 1 se presentan sobretensiones, mientras que tres líneas están sobrecargadas. Nótese que únicamente la línea 2 – 1 está sobrecargada en ambos sentidos, mientras que las otras solo están sobrecargadas en su sentido hacia aguas abajo. Es por esta razón que es importante estudiar ambos sentidos de las ramas para comprobar si existen sobrecargas.

Para corregir el estado del sistema, se comienza corrigiendo las tensiones antes que las sobrecargas, concretamente la que presenta una mayor desviación será la objetivo, que en este caso es la del nudo 7 (donde se encuentra la generación eólica). Se determina entonces que la mejor actuación es variar las tomas del transformador del feeder 1, y, como sucedía en el apartado anterior, el incremento deseado supera el rango máximo admitido de 0,007. Durante tres iteraciones se determinará que la mejor actuación es variar las tomas, siendo las dos primeras limitadas por el rango máximo. Primero se incrementa el valor hasta 1,00625 (Estado 2), después hasta 1,01250 (Estado 3) y tercero hasta 1,01875 (Estado 4). A lo largo de éstas 3 iteraciones, como se observa en la Tabla 14, las iteraciones han mejorado sucesivamente el estado del sistema. Por un lado, todas las tensiones a excepción de la objetivo han sido resueltas, mientras que, por otro lado, la sobrecarga de la línea 1 – 2 ha sido resuelta y las otras han visto mejorados sus valores.

Puesto que el problema en la tensión del nudo 7 no ha sido resuelto, ésta seguirá siendo la magnitud objetivo. En esta nueva iteración, se determina que la mejor actuación es reducir la producción del generador eólico, desde los 1500 kW hasta 1347,9 kW. De hecho, no se ha podido minimizar el uso de la potencia activa mediante una actuación conjunta porque habría que consumir reactiva, empeorando la sobrecarga de la línea 3 – 8 que debería incrementar la reactiva transportada. En el Estado 5 se observa que todos los problemas de tensiones han sido resueltos, siendo el error de la tensión del nudo objetivo del orden de mV, es decir, que se ha cumplido con creces el error máximo de 1 V.

A continuación, se procede a corregir las sobrecargas. Aquélla que presente el valor más alto será la objetivo, que en este caso es la línea 2 – 3. Para corregirlo se determina que la mejor actuación es que la batería instalada en el nudo 5 inyecte 98,5 kvar. Se llega entonces al Estado 6, en el que se observa que el nuevo valor de la línea 2 – 3 es de 8500,0 kVA, de modo que se cumple con el error máximo establecido de 10 kVA. Nótese que también se ha corregido la línea 2 – 1, pues ha presentado en todos los estados el mismo valor que la 2 – 3, al no haber ningún tipo de consumo o generación en el nudo 2.

Finalmente, sólo resta corregir la sobrecarga de la línea 3 – 8. Se determina entonces que la mejor actuación es emplear el inversor de la pila de combustible del nudo 9, que pasa a producir 193,7 kvar. Se puede observar entonces en el Estado 7 que el valor ha sido corregido sin apenas error.

Nudo	Estado 1	Estado 2	Estado 3	Estado 4	Estado 5	Estado 6	Estado 7
1	1,0012	0,9950	0,9889	0,9828	0,9828	0,9828	0,9827
2	1,0265	1,0201	1,0139	1,0077	1,0070	1,0068	1,0063
3	1,0365	1,0301	1,0238	1,0176	1,0166	1,0163	1,0155
4	1,0367	1,0303	1,0240	1,0178	1,0169	1,0165	1,0157
5	1,0369	1,0305	1,0242	1,0180	1,0170	1,0166	1,0159
6	1,0371	1,0307	1,0244	1,0181	1,0172	1,0168	1,0161
7	1,0401	1,0337	1,0274	1,0212	1,0200	1,0196	1,0188
8	1,0380	1,0316	1,0253	1,0191	1,0181	1,0177	1,0169
9	1,0380	1,0317	1,0253	1,0191	1,0181	1,0177	1,0169
10	1,0381	1,0317	1,0254	1,0191	1,0181	1,0178	1,0169
11	1,0381	1,0317	1,0254	1,0191	1,0181	1,0178	1,0169
12	1,0002	1,0002	1,0002	1,0002	1,0002	1,0002	1,0002
13	1,0074	1,0074	1,0074	1,0074	1,0074	1,0074	1,0074
14	1,0080	1,0080	1,0080	1,0080	1,0080	1,0080	1,0080
0	1	1	1	1	1	1	1

(a)

Nudo inicial	Nudo final	Estado 1	Estado 2	Estado 3	Estado 4	Estado 5	Estado 6	Estado 7	Máximo
1	2	8797,1	8686,6	8578,2	8471,7	8449,8	8351,8	8158,9	8500
2	3	8960,8	8848,6	8738,5	8630,4	8602,3	8500,0	8298,6	8500
3	4	1984,9	1960,2	1935,9	1912,1	1908,6	1809,1	1806,3	2200
3	8	3358,6	3320,5	3283,1	3246,5	3189,3	3187,1	3000,0	3000
4	5	1460,3	1442,1	1424,3	1406,7	1404,1	1305,0	1303,0	2000
5	6	1129,4	1115,4	1101,6	1088,1	1086,1	1085,3	1083,7	2000
7	8	1477,0	1477,0	1477,0	1477,0	1324,9	1324,9	1324,9	2000
8	9	795,7	785,2	775,0	764,9	763,3	762,7	581,0	2000
9	10	682,6	674,0	665,6	657,3	656,0	655,5	654,4	2000
10	11	198,1	195,7	193,3	190,9	190,5	190,4	190,1	2000
12	13	1844,8	1844,8	1844,8	1844,8	1844,8	1844,8	1844,8	3000
13	14	1762,6	1762,6	1762,6	1762,6	1762,6	1762,6	1762,6	3000
2	1	8960,8	8848,6	8738,5	8630,4	8602,3	8500,0	8298,6	8500
3	2	5156,8	5092,3	5029,1	4967,0	4932,2	4831,2	4632,7	8500
4	3	1454,0	1435,9	1418,1	1400,6	1398,0	1299,3	1297,2	2200
8	3	2315,0	2292,1	2269,7	2247,9	2169,0	2167,6	1996,0	3000
5	4	1117,2	1103,3	1089,6	1076,2	1074,2	975,6	974,0	2000
6	5	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	2000
8	7	1934,6	1924,5	1914,7	1905,2	1788,8	1788,2	1786,9	2000
9	8	617,8	609,8	602,0	594,4	593,1	592,7	422,5	2000
10	9	198,5	196,4	194,3	192,2	191,9	191,8	191,5	2000
11	10	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1	2000
13	12	1757,3	1757,3	1757,3	1757,3	1757,3	1757,3	1757,3	3000
14	13	137,0	137,0	137,0	137,0	137,0	137,0	137,0	3000
15	1	8535,4	8428,0	8322,6	8219,3	8252,1	8156,0	7966,9	25000
15	12	3307,3	3307,3	3307,3	3307,3	3307,3	3307,3	3307,3	25000
1	15	8545,9	8438,3	8332,8	8229,3	8262,2	8165,8	7976,2	25000
12	15	3307,8	3307,8	3307,8	3307,8	3307,8	3307,8	3307,8	25000

(b)

Tabla 14. (a) Tensión (pu) y (b) potencia circulante por las ramas (kVA) en cada uno de los estados.

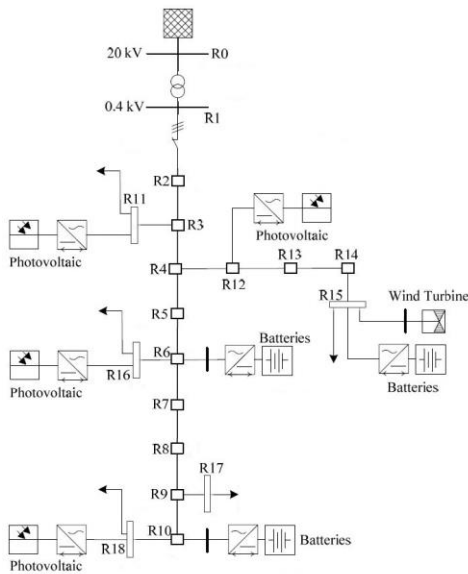
3.3 Red de distribución de baja tensión

Igual que se ha ejemplificado la metodología desarrollada en una red de MT, se mostrarán a continuación actuaciones en una red de distribución de BT con alta penetración de generación distribuida. Como red de estudio se empleará la desarrollada en [31], pero empleando únicamente el feeder residencial. En la Figura 6 se muestra un esquema de la red, mientras que en la Tabla 15 se presentan los valores máximos que pueden dar los generadores distribuidos. En la Tabla 16 se encuentra el tanto por ciento de estos valores máximos que se emplearán en cada apartado.

Así, para este caso, las variables de control serán únicamente los generadores distribuidos y recursos de almacenamiento, pues en BT no es habitual encontrar transformadores con cambiadores de tomas en carga ni baterías de condensadores. Igualmente, como límites de tensión se tomará una banda del $\pm 7\%$ mientras que los valores límites para las ramas se darán junto a los valores obtenidos en los siguientes apartados.

3.3.1 Actuación conjunta sobre una batería

Este caso representa una situación típica de hora punta de un día con poca generación distribuida. Si se ejecuta el flujo de cargas inicial, se tienen los resultados mostrados en el Estado 1 de la Tabla 17. Se puede observar que solo hay un problema de subtensión en el nudo R15, pues el límite inferior de la tensión es 372 V. Así, se ejecuta el módulo de corrección de situaciones de emergencia, que determina que la mejor actuación es que la batería instalada en el nudo R15 aporte potencia activa. Para minimizar la energía empleada, se aportará también potencia reactiva, de modo que se realiza una actuación conjunta que inyecta 1,4 kW de activa junto con 25,0 kvar de reactiva.



Nudo	Tipo	P_{max} (kW)
R6	Batería	35
R10	Batería	25
R11	Fotovoltaica	30
R12	Fotovoltaica	15
R15	Eólica	30
R15	Batería	25
R16	Fotovoltaica	25
R18	Fotovoltaica	20

Tabla 15. Generación distribuida de la red de distribución de BT.

Figura 6. Esquema de la red de distribución de BT con generación distribuida [31].

Tipo de generador o carga	R	F	B	TE
Apartado 3.3.1	95	10	0	0
Apartado 3.3.2	95	10	0	0

Cargas: R – Residencial
 Generadores distribuidos: F – Fotovoltaico, B – Batería, TE – Turbina Eólica.

Tabla 16. Porcentajes respecto de los valores máximos empleados en los ejemplos.

Nudo	Estado 1	Estado 2	Nudo inicial	Nudo final	Estado 1	Estado 2	Máximo
R0	400	400,0	R1	R2	194,9	185,9	200
R1	392,9	393,7	R2	R3	193,4	184,6	200
R2	389,7	390,8	R3	R4	180,4	172,0	200
R3	386,6	387,9	R4	R5	129,1	129,1	200
R4	383,7	385,2	R5	R6	128,4	128,4	200
R5	381,6	383,1	R6	R7	77,4	77,4	100
R6	379,5	381,0	R7	R8	77,1	77,1	100
R7	378,2	379,7	R8	R9	76,9	76,9	100
R8	376,9	378,5	R9	R10	43,2	43,2	100
R9	375,6	377,2	R3	R11	11,5	11,5	50
R10	374,9	376,5	R4	R12	49,9	46,5	100
R11	385,9	387,2	R12	R13	50,8	47,5	100
R12	380,0	381,9	R13	R14	50,3	47,1	100
R13	376,2	378,5	R14	R15	49,8	46,7	100
R14	372,5	375,0	R6	R16	50,3	50,3	100
R15	369,2	372,1	R9	R17	33,4	33,4	50
R16	376,3	377,8	R10	R18	43,1	43,1	50
R17	373,5	375,0	R2	R1	193,4	184,6	200
R18	372,1	373,7	R3	R2	191,8	183,2	200
	(a)		R4	R3	179,0	170,8	200
			R5	R4	128,4	128,4	200
			R6	R5	127,7	127,7	200
			R7	R6	77,1	77,1	100
			R8	R7	76,9	76,9	100
			R9	R8	76,6	76,6	100
			R10	R9	43,1	43,1	100
			R11	R3	11,4	11,4	50
			R12	R4	49,4	46,1	100
			R13	R12	50,3	47,1	100
			R14	R13	49,8	46,7	100
			R15	R14	49,4	46,3	100
			R16	R6	49,9	49,9	100
			R17	R9	33,2	33,2	50
			R18	R10	42,8	42,8	50
			R0	R1	391,9	381,4	500
			R1	R0	384,9	375,4	500

(b)

Tabla 17. (a) Tensión (V) y (b) potencia circulante por las ramas (kVA).

El error máximo admisible en redes de baja tensión según la Tabla 1 es 0,1 V para cada actuación. Dado que en el caso de la actuación conjunta realmente se están realizando dos, el error máximo que se puede esperar es de 0,2 V. Por tanto, el objetivo en este caso ha sido llevar la tensión del nudo R15 a 372,2 V para evitar que la nueva tensión quede fuera de los márgenes establecidos, pues según la Tabla 3 los errores pueden hacer que no se corrija la tensión objetivo como se espera. Una vez que se varían los controles de forma adecuada, se puede observar que el nuevo valor para la tensión del nudo

R15 es de 372,1 en vez de 372,2 V, es decir, gracias a considerar los errores se ha conseguido actuar con precisión a la vez que se ha evitado realizar iteraciones extra.

Evidentemente, estos errores son despreciables en los sistemas eléctricos de potencia. Sin embargo, se consigue poner de manifiesto la importancia de considerar los errores esperados para corregir a la primera las contingencias. Por otro lado, cabe mencionar que los errores máximos aquí admitidos son pequeños porque se conocen con precisión los parámetros del sistema. Entonces se consigue poner a prueba la herramienta desarrollada.

3.3.2 Actuación sobre la tensión consigna de la red de MT

En este último ejemplo se parte de la hipótesis de que el operador del sistema admite actuar sobre la tensión consigna de la red de distribución de MT que se encuentra aguas arriba de la subestación. A la hora de realizar los cálculos, se modela como un generador de potencia infinita que mantiene la tensión constante en un valor consigna, de modo que se puede tomar la red de MT como variable de control.

Se parte entonces de la misma situación que en el ejemplo del apartado anterior, sin embargo, al ser posible modificar la tensión de la red de MT, ésta presenta un mayor Coeficiente de Eficacia, de modo que se determina como la mejor actuación. En la Tabla 18 se presenta el estado inicial, que coincide con el del ejemplo anterior, pero en este caso se determina modificar la tensión en el primario del transformador de 400 V a 402,7 V. De este modo, se corrigen todas las tensiones que quedan dentro de límites sin haber creado una nueva contingencia, como se observa en el Estado 2.

Nudo	Estado 1	Estado 2	Nudo inicial	Nudo final	Estado 1	Estado 2	Máximo
R0	400	402,7	R1	R2	194,9	194,8	200
R1	392,9	395,6	R2	R3	193,4	193,2	200
R2	389,7	392,5	R3	R4	180,4	180,3	200
R3	386,6	389,4	R4	R5	129,1	129,1	200
R4	383,7	386,5	R5	R6	128,4	128,4	200
R5	381,6	384,4	R6	R7	77,4	77,4	100
R6	379,5	382,3	R7	R8	77,1	77,1	100
R7	378,2	381,0	R8	R9	76,9	76,8	100
R8	376,9	379,7	R9	R10	43,2	43,2	100
R9	375,6	378,5	R3	R11	11,5	11,5	50
R10	374,9	377,7	R4	R12	49,9	49,9	100
R11	385,9	388,7	R12	R13	50,8	50,8	100
R12	380,0	382,8	R13	R14	50,3	50,3	100
R13	376,2	379,1	R14	R15	49,8	49,8	100
R14	372,5	375,3	R6	R16	50,3	50,3	100
R15	369,2	372,1	R9	R17	33,4	33,4	50
R16	376,3	379,1	R10	R18	43,1	43,1	50
R17	373,5	376,3	R2	R1	193,4	193,2	200
R18	372,1	375,0	R3	R2	191,8	191,7	200
	(a)		R4	R3	179,0	178,9	200
			R5	R4	128,4	128,4	200
			R6	R5	127,7	127,7	200
			R7	R6	77,1	77,1	100
			R8	R7	76,9	76,8	100
			R9	R8	76,6	76,6	100
			R10	R9	43,1	43,1	100
			R11	R3	11,4	11,4	50
			R12	R4	49,4	49,4	100
			R13	R12	50,3	50,3	100
			R14	R13	49,8	49,8	100
			R15	R14	49,4	49,4	100
			R16	R6	49,9	49,9	100
			R17	R9	33,2	33,2	50
			R18	R10	42,8	42,8	50
			R0	R1	391,9	391,6	500
			R1	R0	384,9	384,7	500
					(b)		

Tabla 18. (a) Tensión (V) y (b) potencia circulante por las ramas (kVA).

4 CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

Este trabajo se puede considerar como la continuación natural del desarrollado en [16]. Aquí se retomaba la línea de investigación de [20] en la que se proponía recuperar técnicas [17, 18, 19] que combinaban algoritmos numéricos con reglas heurísticas para corregir problemas de tensiones en redes de distribución con alta presencia de generación distribuida y recursos de almacenamiento. Con el ánimo de extender el uso de estas técnicas basadas en sensibilidades para corregir sobrecargas en líneas y transformadores, en [16] se estableció la base teórica del algoritmo que se ha desarrollado en el presente trabajo. Por un lado, se realizaron los cálculos teóricos necesarios para incluir la generación distribuida y el almacenamiento como controles junto con los ya existentes en las redes tradicionales. Por otro lado, se consiguió encontrar las expresiones adecuadas para calcular las sensibilidades que permitiesen relacionar las variables de control disponibles con los flujos de potencia que circulan por líneas y transformadores.

En esta línea, a lo largo del presente trabajo se ha desarrollado el algoritmo que permite poner en práctica todos los cálculos teóricos realizados en [16]. La herramienta obtenida ha demostrado resolver las situaciones de emergencia satisfactoriamente tras ser puesta a prueba en diferentes escenarios en dos redes activas de distribución, una de media y otra de baja tensión. Durante estos ensayos, se ha comprobado cómo la herramienta propuesta es capaz de discernir entre todas las variables de control disponibles y elige la mejor atendiendo a los límites del propio activo y a los límites de operación del sistema. Así, las actuaciones que se van determinando consiguen resolver el problema de la tensión o sobrecarga objetivo a la vez que se mejoran otras contingencias sin crear nuevas. Igualmente, se toma en consideración el coste asociado a cada actuación y se elige la más económica de entre aquellas que presenten mayor Coeficiente de Eficacia. De esta forma, se consigue devolver al sistema en su conjunto a un estado de ausencia de problemas en pocas iteraciones.

Asimismo, se ha podido comprobar con éxito que, cuando los parámetros del sistema son conocidos, las sensibilidades son capaces de estimar con precisión el nuevo estado del sistema tras una actuación. A pesar de linealizar las ecuaciones del flujo de cargas, los errores finales obtenidos son totalmente despreciables en sistemas de potencia. Por tanto, cabe esperar que en una aplicación real la herramienta propuesta sea capaz de corregir los problemas de tensiones y sobrecargas de forma adecuada, siempre que el sistema esté modelado adecuadamente.

Por otro lado, el principal problema de la metodología desarrollada es que cuando se determina el mejor control, se intenta corregir la tensión o sobrecarga objetivo empleando éste únicamente. Esta forma de operación puede hacer que, cuando son necesarias más de una actuación, se vayan agotando sucesivamente cada una de las variables de control disponibles hasta que se consiga corregir la contingencia objetivo. Para evitar esta situación, se ha propuesto restringir las actuaciones en base a los errores máximos admitidos. Así, se consigue en primer lugar que los resultados obtenidos tras actualizar el estado del sistema no difieran excesivamente del estado estimado empleando las sensibilidades. Por otro lado, al limitar las actuaciones se permite que entren en juego otras variables de control y que no se agote solamente una, a costa de incrementar el número de iteraciones necesarias para corregir un mismo problema.

Se puede concluir entonces que la metodología desarrollada permite corregir situaciones de emergencia de una forma fiable y eficaz, combinando criterios técnicos y económicos. Gracias a los Coeficientes de Eficacia se crea un entorno adecuado que permite comparar actuaciones de distinta naturaleza, de forma que se corrigen las situaciones de emergencia empleando activos de las redes de distribución tradicionales junto con los nuevos generadores distribuidos, renovables o no, y recursos de almacenamiento.

4.1 Líneas futuras de investigación

Los resultados obtenidos en este trabajo han permitido comprobar la eficacia de la herramienta propuesta para corregir situaciones de emergencia en redes de distribución con alta presencia de generación distribuida y recursos de almacenamiento. Para continuar mejorando las prestaciones y mejorar la integración de las energías renovables sin necesidad de grandes inversiones, se proponen las siguientes líneas de investigación:

- Como se ha podido comprobar, la herramienta propuesta es capaz de corregir eficazmente las situaciones de emergencia. Sin embargo, uno de los principales problemas de la metodología implementada es que en cada iteración se determina una actuación correctora basada en un activo y se intenta corregir la tensión o sobrecarga objetivo empleando éste únicamente. Dado el caso en que la variable de control no tenga suficiente margen para actuar, ya sea por límites propios o de operación, se pasará al siguiente con mayor Coeficiente de Eficacia hasta agotarlo y así sucesivamente. En [17] se explica que esto puede llevar a estados pobres desde el punto de vista del equilibrio de potencia reactiva y los márgenes de reserva (a pesar de estar todas las tensiones dentro de sus márgenes), mientras que en [18] se menciona que, en general cuando se corrige una tensión mediante 2 o 3 elementos de control, el perfil de tensiones mejora localmente y las pérdidas tienden a disminuir. Si bien es cierto que el hecho de restringir las actuaciones para limitar el error esperado permite realizar más iteraciones y emplear más controles sin agotar sólo uno, se propone comprobar con un OPF los resultados obtenidos.
- La segunda propuesta sigue la misma línea de la anterior. Para conseguir que las actuaciones correctoras desemboquen en estados más favorables, se puede plantear entonces una metodología que permita corregir tanto tensiones como sobrecargas empleando más actuaciones simultáneas.
- La herramienta propuesta es centralizada y parte de que se conoce el estado del sistema. Así, se calculan las sensibilidades y se toman decisiones. Frente a un OPF que requiere que se conozca el estado del sistema y sus parámetros, la herramienta de ayuda propuesta puede ser empleada aun cuando no es conocido el estado del sistema completo. Se puede modificar la metodología para calcular sensibilidades en base al histórico y resolver las situaciones de emergencia incluso cuando la información es insuficiente.
- Los ejemplos presentados han sido para redes de distribución que se encuentran conectadas al resto del sistema eléctrico. Sin embargo, es posible demostrar la viabilidad de la herramienta propuesta a un sistema aislado.
- En los ejemplos realizados en este trabajo, el objetivo ha sido llevar las magnitudes objetivo al límite más cercano, teniendo en cuenta el error máximo esperado. Se puede plantear también llevar al sistema a otro estado donde se minimicen las pérdidas o se consideren otros beneficios.
- Modificar la tensión de la red que se encuentra aguas arriba del sistema estudiado, tiene más sentido en las redes de BT donde el operador del sistema suele operar también la red de MT. Sin embargo, variar la tensión del nudo de interconexión con la red de MT puede afectar a

otros subsistemas de BT. Por ello, el operador del sistema que implemente la metodología aquí desarrollada podría considerar a todo el sistema en su conjunto, viendo todos los límites de operación, antes de determinar esta actuación.

5 ANEXO A: CAPÍTULO DE LIBRO

La línea de trabajos desarrollados donde se enmarca este documento ha dado lugar a un capítulo de libro de la editorial Elsevier, que ha sido enviado y aceptado sujeto a modificaciones. Bajo el nombre de “Voltage Control in Active Distribution Networks” [32], el capítulo propuesto para el libro “Power Quality in Modern Power Systems” estudia la actual transición de redes pasivas de distribución a redes activas que integren tanto generación distribuida de distinta naturaleza como recursos de almacenamiento y vehículos eléctricos.

Tras una breve introducción que contextualiza al lector de la transición en la que se encuentran los sistemas eléctricos de potencia, se analizan inicialmente los requisitos que debe cumplir la onda de tensión a lo largo del sistema y suministrada a los clientes según las normas internacionales EN 50160 y ANSI C84.1. Las características definidas se deben cumplir sea el sistema de distribución una red pasiva que alimenta únicamente cargas o una red activa. En esta línea, se presenta posteriormente el control de tensiones que se ha venido empleando tradicionalmente en las redes de distribución. Dado que los flujos de potencia se podían asumir unidireccionales por ser radial la operación y encontrarse sólo cargas conectadas, las técnicas de control se caracterizan por ser relativamente sencillas.

Sin embargo, conforme aumenta la generación distribuida conectada y dispersa a lo largo de las redes de distribución, la hipótesis de que el flujo de potencia es unidireccional deja de ser válida, y, por tanto, también las técnicas de control tradicionales. Igualmente, la carga de vehículos eléctricos, que cada vez demandan más potencia para reducir el tiempo empleado, se traduce en un alto consumo que no fue contemplado durante la planificación y que deriva en excesiva caída de tensión. Se realiza entonces una revisión del estado del arte del control de tensiones en redes activas que buscan lidiar con este nuevo paradigma. Por un lado, se analizan las posibilidades de los nuevos dispositivos basados en electrónica de potencia, tanto de generación distribuida, recursos de almacenamiento y cargadores de vehículos eléctricos, como de los *custom power devices* que dotan de flexibilidad al sistema. Por otro lado, se presentan nuevas figuras como la del agregador, que simplifica la operación del operador del sistema, y nuevas técnicas de distinta índole empleadas para corregir tensiones combinando distintas estrategias de control. Se incluye además una comparación con el control clásico en redes de transporte, pues las nuevas propuestas se encuentran basadas en éste, pero haciendo hincapié en la importancia de considerar actuaciones sobre la potencia activa además de la reactiva. Finalmente, se presentan ejemplos numéricos donde se corrigen las tensiones de una pequeña red de distribución empleando sensibilidades y la intuición.

Se presenta a continuación únicamente el resumen del capítulo dado que aún no ha sido publicado el libro [32].

5.1 *Abstract*

“Renewable energy sources have demonstrated to be one of the most sustainable ways of generating electrical energy and are gradually displacing fossil fuels. The presence of generation within distribution networks results in bidirectional power flows that impact on the classical voltage profile. Besides, urban transportation is pivoting to replace combustion vehicles with electric that may lead to excessive voltage drop. Therefore, classical voltage control methodologies are not valid anymore. This chapter analyzes the ongoing transition to modern distribution systems within the scope of voltage control. Firstly, voltage quality requirements are analyzed along with traditional strategies. Then, a literature review of novel methodologies and solutions is presented. Finally, numerical examples are provided to illustrate the problems associated to this new paradigm and how coordinated actions achieve the effective integration.”

6 ANEXO B: ECUACIONES

6.1 Nomenclatura

A lo largo de este anexo se presentan las ecuaciones empleadas a lo largo del trabajo, siendo la nomenclatura empleada la que sigue:

V_i	Módulo de la tensión en el nudo i .
V_{c_i}, V_{g_i}	Módulo de la tensión en el nudo de consumo i y en el nudo de generación i , respectivamente.
V_1^{ij}, V_2^{ij}	Módulo de la tensión en el primario y en el secundario del transformador entre los nudos i y j , respectivamente.
θ_i	Desfase del nudo i .
θ_{ij}	Desfase entre los nudos i y j .
$\theta_1^{ij}, \theta_2^{ij}$	Desfase en el primario y secundario del transformador entre los nudos i y j , respectivamente.
$\theta_{12}^{ij}, \theta_{21}^{ij}$	Desfase entre el primario y secundario del transformador entre los nudos i y j y viceversa, respectivamente.
P_i, Q_i	Potencia activa y potencia reactiva inyectada en el nudo i , respectivamente.
Q_{c_i}, Q_{g_i}	Potencia reactiva inyectada en el nudo de consumo i y en el nudo de generación i , respectivamente.
P_1^{ij}, P_2^{ij}	Potencia activa inyectada en el primario y secundario del transformador entre los nudos i y j , respectivamente.
Q_1^{ij}, Q_2^{ij}	Potencia reactiva inyectada en el primario y secundario del transformador entre los nudos i y j , respectivamente.
t	Ratio de la toma del transformador.
G_{ij}	Conductancia entre los nudos i y j .
B_{ij}	Susceptancia entre los nudos i y j .
G_{cc}^{ij}	Conductancia de cortocircuito del transformador entre los nudos i y j .

B_{cc}^{ij}	Susceptancia de cortocircuito del transformador entre los nudos i y j .
S_{ij}^2	Potencia aparente que circula por la rama entre los nudos i y j al cuadrado.
P_{ij}, Q_{ij}	Potencia activa y reactiva que circula por la rama entre los nudos i y j , respectivamente.
$(S_{12}^{ij})^2, (S_{21}^{ij})^2$	Módulo de la potencia aparente que circula del primario al secundario del transformador entre los nudos i y j al cuadrado y viceversa, respectivamente.
P_{12}^{ij}, P_{21}^{ij}	Potencia activa que circula del primario al secundario del transformador entre los nudos i y j y viceversa, respectivamente.
Q_{12}^{ij}, Q_{21}^{ij}	Potencia reactiva que circula del primario al secundario del transformador entre los nudos i y j y viceversa, respectivamente.
g_{p_i}, b_{p_i}	Conductancia y susceptancia paralelas adyacentes al nudo i , respectivamente.
n	Número de nudos del sistema.

6.2 Ecuaciones del flujo de cargas

Las ecuaciones que modelan las inyecciones de potencia en los nudos de un sistema eléctrico y que se resuelven en un flujo de cargas son:

$$P_i = V_i \sum_j^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (79)$$

$$Q_i = V_i \sum_j^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (80)$$

6.3 Modelo en pi de una línea o transformador

A fin de hacer la herramienta propuesta lo más general posible y extensible a cualquier sistema, se han modelado las líneas y transformadores (ramas) mediante un modelo en pi (Figura 7). Cuando se aplique a distintas redes eléctricas bastará con considerar únicamente los parámetros necesarios.

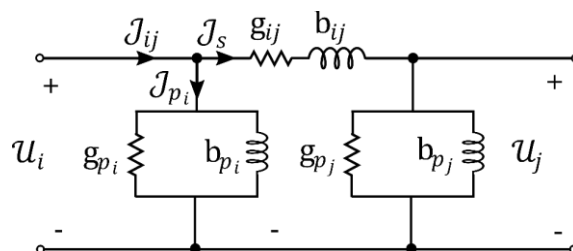


Figura 7. Modelo en pi de una línea o transformador.

6.3.1 Expresiones relativas a la potencia

La potencia activa, reactiva y aparente al cuadrado que circula por las líneas y transformadores son las que siguen.

$$P_{ij} = V_i^2 (g_{p_i} + g_{ij}) - V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sen \theta_{ij}) \quad (81)$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 (b_{p_i} + b_{ij}) - V_i V_j (g_{ij} \sen \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (82)$$

$$\begin{aligned} S_{ij}^2 = & V_i^4 \left((g_{ij} + g_{p_i})^2 + (b_{ij} + b_{p_i})^2 \right) + V_i^2 V_j^2 (g_{ij}^2 + b_{ij}^2) \\ & + 2 V_i^3 V_j \left(-\cos \theta_{ij} (g_{ij}^2 + b_{ij}^2 + g_{p_i} g_{ij} + b_{p_i} b_{ij}) \right. \\ & \left. + \sen \theta_{ij} (-g_{p_i} b_{ij} + b_{p_i} g_{ij}) \right) \end{aligned} \quad (83)$$

6.4 Términos del jacobiano

Los elementos de la matriz Jacobiana usados para calcular las matrices de sensibilidades son los siguientes.

6.4.1 Elementos correspondientes a la potencia activa

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = \left(\sum_{j=1}^n V_i V_j (-G_{ij} \sen \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}) \right) - V_i^2 B_{ii} \quad (84)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} = V_i V_j (G_{ij} \sen \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (85)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_{c_i}} = \left(\sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sen \theta_{ij}) \right) + V_{c_i} G_{ii} \quad (86)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_{c_j}} = V_i (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sen \theta_{ij}) \quad (87)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_{g_i}} = \left(\sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sen \theta_{ij}) \right) + V_{g_i} G_{ii} \quad (88)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_{g_j}} = V_i (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sen \theta_{ij}) \quad (89)$$

$$\frac{\partial P_2^{ij}}{\partial t} = -\frac{2 (V_1^{ij})^2 G_{cc}^{ij}}{t^3} + V_1^{ij} V_2^{ij} \left(\frac{G_{cc}^{ij}}{t^2} \cos \theta_{12} + \frac{B_{cc}^{ij}}{t^2} \sen \theta_{12} \right) \quad (90)$$

$$\frac{\partial P_2^{ij}}{\partial t} = V_1^{ij} V_2^{ij} \left(\frac{G_{cc}^{ij}}{t^2} \cos \theta_{21}^{ij} + \frac{B_{cc}^{ij}}{t^2} \sen \theta_{21}^{ij} \right) \quad (91)$$

6.4.2 Elementos correspondientes a la potencia reactiva inyectada en nudos de consumo

$$\frac{\partial Q_{c_i}}{\partial \theta_i} = \left(\sum_{j=1}^n V_{c_i} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sen \theta_{ij}) \right) - (V_{c_i})^2 G_{ii} \quad (92)$$

$$\frac{\partial Q_{c_i}}{\partial \theta_j} = V_{c_i} V_j (-G_{ij} \cos \theta_{ij} - B_{ij} \sen \theta_{ij}) \quad (93)$$

$$\frac{\partial Q_{c_i}}{\partial V_{c_i}} = \left(\sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sen \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \right) - V_{c_i} B_{ii} \quad (94)$$

$$\frac{\partial Q_{c_i}}{\partial V_{c_j}} = V_{c_i} (G_{ij} \sen \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (95)$$

$$\frac{\partial Q_{c_i}}{\partial V_{g_j}} = V_{c_i} (G_{ij} \sen \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (96)$$

$$\frac{\partial Q_{c_1}^{ij}}{\partial t} = \frac{2 (V_1^{ij})^2 B_{cc}}{t^3} + V_1^{ij} V_2^{ij} \left(\frac{G_{cc}^{ij}}{t^2} \sen \theta_{12}^{ij} - \frac{B_{cc}^{ij}}{t^2} \cos \theta_{12}^{ij} \right) \quad (97)$$

$$\frac{\partial Q_{c_2}^{ij}}{\partial t} = V_1^{ij} V_2^{ij} \left(\frac{G_{cc}^{ij}}{t^2} \sen \theta_{21}^{ij} - \frac{B_{cc}^{ij}}{t^2} \cos \theta_{21}^{ij} \right) \quad (98)$$

6.4.3 Elementos correspondientes a la potencia reactiva inyectada en los nudos de generación

$$\frac{\partial Q_{g_i}}{\partial \theta_i} = \left(\sum_{j=1}^n V_{g_i} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sen \theta_{ij}) \right) - (V_{g_i})^2 G_{ii} \quad (99)$$

$$\frac{\partial Q_{g_i}}{\partial \theta_j} = V_{g_i} V_j (-G_{ij} \cos \theta_{ij} - B_{ij} \sen \theta_{ij}) \quad (100)$$

$$\frac{\partial Q_{g_i}}{\partial V_i^g} = \left(\sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sen \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \right) - V_{g_i} B_{ii} \quad (101)$$

$$\frac{\partial Q_{g_i}}{\partial V_j} = V_{g_i} (G_{ij} \sen \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (102)$$

$$\frac{\partial Q_{g_1}^{ij}}{\partial t} = \frac{2 (V_1^{ij})^2 B_{cc}^{ij}}{t^3} + V_1^{ij} V_2^{ij} \left(\frac{G_{cc}^{ij}}{t^2} \operatorname{sen} \theta_{12}^{ij} - \frac{B_{cc}^{ij}}{t^2} \operatorname{cos} \theta_{12}^{ij} \right) \quad (103)$$

$$\frac{\partial Q_{g_2}^{ij}}{\partial t} = V_1^{ij} V_2^{ij} \left(\frac{G_{cc}^{ij}}{t^2} \operatorname{sen} \theta_{21}^{ij} - \frac{B_{cc}^{ij}}{t^2} \operatorname{cos} \theta_{21}^{ij} \right) \quad (104)$$

6.4.4 Elementos correspondientes a la potencia activa que circula por una línea o transformador

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_i} = -V_i V_j (b_{ij} \operatorname{cos} \theta_{ij} - g_{ij} \operatorname{sen} \theta_{ij}) \quad (105)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_j} = V_i V_j (b_{ij} \operatorname{cos} \theta_{ij} - g_{ij} \operatorname{sen} \theta_{ij}) \quad (106)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i} = 2 V_i (g_{ij} + g_{p_i}) - V_j (g_{ij} \operatorname{cos} \theta_{ij} + b_{ij} \operatorname{sen} \theta_{ij}) \quad (107)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j} = -V_i (g_{ij} \operatorname{cos} \theta_{ij} + b_{ij} \operatorname{sen} \theta_{ij}) \quad (108)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{12}^{ij}}{\partial t} &= (V_1^{ij})^2 \left(\frac{2 G_{cc}^{ij} (t - 1)}{t^3} - \frac{2 G_{cc}^{ij}}{t^2} \right) \\ &\quad + V_1^{ij} V_2^{ij} \left(\frac{G_{cc}^{ij} \operatorname{cos} \theta_{ij}}{t^2} + \frac{B_{cc}^{ij} \operatorname{sen} \theta_{ij}}{t^2} \right) \end{aligned} \quad (109)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{21}^{ij}}{\partial t} &= (V_2^{ij})^2 \left(\frac{G_{cc}^{ij}}{t} - \frac{G_{cc}^{ij}}{t^2} - \frac{G_{cc}^{ij} (t - 1)}{t^2} \right) \\ &\quad + V_1^{ij} V_2^{ij} \left(\frac{G_{cc}^{ij} \operatorname{cos} \theta_{ij}}{t^2} + \frac{B_{cc}^{ij} \operatorname{sen} \theta_{ij}}{t^2} \right) \end{aligned} \quad (110)$$

6.4.5 Elementos correspondientes a la potencia reactiva que circulan por una línea o transformador

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_i} = -V_i V_j (g_{ij} \operatorname{cos} \theta_{ij} + b_{ij} \operatorname{sen} \theta_{ij}) \quad (111)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_j} = V_i V_j (g_{ij} \operatorname{cos} \theta_{ij} + b_{ij} \operatorname{sen} \theta_{ij}) \quad (112)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_i} = V_j (b_{ij} \operatorname{cos} \theta_{ij} - g_{ij} \operatorname{sen} \theta_{ij}) - 2 V_i (b_{ij} + b_{p_i}) \quad (113)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_j} = V_i (b_{ij} \cos \theta_{ij} - g_{ij} \sen \theta_{ij}) \quad (114)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_{12}^{ij}}{\partial t} = & (V_1^{ij})^2 \left(\frac{2 B_{cc}^{ij}}{t^2} - \frac{2 B_{cc}^{ij}(t-1)}{t^3} \right) \\ & - V_1^{ij} V_2^{ij} \left(\frac{B_{cc}^{ij} \cos \theta_{12}^{ij}}{t^2} - \frac{G_{cc}^{ij} \sen \theta_{12}^{ij}}{t^2} \right) \end{aligned} \quad (115)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_{21}^{ij}}{\partial t} = & (V_2^{ij})^2 \left(\frac{B_{cc}^{ij}}{t^2} - \frac{B_{cc}^{ij}}{t} + \frac{B_{cc}^{ij}(t-1)}{t^2} \right) \\ & - V_1^{ij} V_2^{ij} \left(\frac{B_{cc}^{ij} \cos \theta_{21}^{ij}}{t^2} - \frac{G_{cc}^{ij} \sen \theta_{21}^{ij}}{t^2} \right) \end{aligned} \quad (116)$$

6.4.6 Elementos correspondientes a la potencia aparente que circula por una línea o transformador al cuadrado

$$\begin{aligned} \frac{\partial S_{ij}^2}{\partial \theta_i} = & 2 V_i^3 V_j \left(\sen \theta_{ij} (g_{ij}^2 + b_{ij}^2 + g_{p_i} g_{ij} + b_{p_i} b_{ij}) \right. \\ & \left. + \cos \theta_{ij} (-g_{p_i} b_{ij} + b_{p_i} g_{ij}) \right) \end{aligned} \quad (117)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial S_{ij}^2}{\partial \theta_j} = & -2 V_i^3 V_j \left(\sen \theta_{ij} (g_{ij}^2 + b_{ij}^2 + g_{p_i} g_{ij} + b_{p_i} b_{ij}) \right. \\ & \left. + \cos \theta_{ij} (-g_{p_i} b_{ij} + b_{p_i} g_{ij}) \right) \end{aligned} \quad (118)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial S_{ij}^2}{\partial V_i} = & 4 V_i^3 \left((g_{ij} + g_{p_i})^2 + (b_{ij} + b_{p_i})^2 \right) + 2 V_i V_j^2 (g_{ij}^2 + b_{ij}^2) \\ & + 6 V_i^2 V_j \left(-\cos \theta_{ij} (g_{ij}^2 + b_{ij}^2 + g_{p_i} g_{ij} + b_{p_i} b_{ij}) \right. \\ & \left. + \sen \theta_{ij} (-g_{p_i} b_{ij} + b_{p_i} g_{ij}) \right) \end{aligned} \quad (119)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial S_{ij}^2}{\partial V_j} = & 2 V_i^2 V_j (g_{ij}^2 + b_{ij}^2) \\ & + 2 V_i^3 \left(-\cos \theta_{ij} (g_{ij}^2 + b_{ij}^2 + g_{p_i} g_{ij} + b_{p_i} b_{ij}) \right. \\ & \left. + \sen \theta_{ij} (-g_{p_i} b_{ij} + b_{p_i} g_{ij}) \right) \end{aligned} \quad (120)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial (S_{12}^{ij})^2}{\partial t} = & \left((G_{cc}^{ij})^2 + (B_{cc}^{ij})^2 \right) \left(+ \frac{6 (V_1^{ij})^3 V_2^{ij} \cos \theta_{12}}{t^4} - \frac{4 (V_1^{ij})^4}{t^5} \right. \\ & \left. - \frac{2 (V_1^{ij})^2 (V_2^{ij})^2}{t^3} \right) \end{aligned} \quad (121)$$

$$\frac{\partial (S_{21}^{ij})^2}{\partial t} = 2 \left((G_{cc}^{ij})^2 + (B_{cc}^{ij})^2 \right) \left(\frac{V_1^{ij} (V_2^{ij})^3 \cos \theta_{21}}{t^2} - \frac{(V_1^{ij})^2 (V_2^{ij})^2}{t^3} \right) \quad (122)$$

7 ANEXO C: PARÁMETROS DE LAS REDES ESTUDIADAS

7.1 Parámetros de la red de distribución de media tensión

Los parámetros que aquí se resumen se pueden encontrar en [30]. Se toma como tensión base 20 kV y como potencia base 100 MVA.

Nudo	Pg (MW)	Qmax	Qmin
1 (Slack)	-	-	-

Tabla 19. Generadores de red de distribución de MT.

Nudo inicial	Nudo final	R (pu)	X (pu)	t_1	t^{max}	t^{min}	Número posiciones tomas
0	1	0	0,015	1	1,1	0,9	33
0	12	0	0,015	1	1,1	0,9	33

Tabla 20. Transformadores de red de distribución de MT.

Nudo inicial	Nudo final	R (pu)	X (pu)	B _{ch}
1	2	0,408195	0,258735	0,00056
2	3	0,18122	0,124865	0,0367
3	4	0,039955	0,0184525	0,00497
3	8	0,0559	0,037375	0,01074
4	5	0,04956	0,01806	0,00321
4	11	0,12936	0,04851	0,01062
5	6	0,01536	0,0078	0,00113
6	7	0,122745	0,0513525	0,01175
7	8	0,02712	0,0104	0,00176
8	9	0,0652575	0,0256025	0,00468
9	10	0,0302775	0,0109725	0,00189
10	11	0,0518175	0,016415	0,00305
12	13	0,411983	0,437655	0,001
13	14	0,150995	0,091195	0,01798

Tabla 21. Líneas de red de distribución de MT.

7.2 Parámetros de la red de distribución de baja tensión

Los parámetros que a continuación se resumen se pueden encontrar en [31]. La tensión base es 400 V y la potencia base 1 MVA.

Nudo	Pg (MW)	Qmax	Qmin
1 (Slack)	-	-	-

Tabla 22. Generadores de red de distribución de BT.

Nudo inicial	Nudo final	R (pu)	X (pu)	t_1	t^{max}	t^{min}	Número posiciones tomas
R0	R1	0,0200	0,0800	1	1,1	0,9	33
I0	I1	0,0669	0,2669	1	1,1	0,9	33
C0	C1	0,0331	0,1331	1	1,1	0,9	33

Tabla 23. Transformadores de red de distribución de BT.

Nudo inicial	Nudo final	R (pu)	X (pu)
R01	R02	0,0355	0,0177
R02	R03	0,0355	0,0177
R03	R04	0,0355	0,0177
R03	R11	0,1541	0,0160
R04	R05	0,0355	0,0177
R04	R12	0,1798	0,0186
R05	R06	0,0355	0,0177
R06	R07	0,0355	0,0177
R06	R16	0,1541	0,0160
R07	R08	0,0355	0,0177
R08	R09	0,0355	0,0177
R09	R10	0,0355	0,0177
R09	R17	0,1541	0,0160
R10	R18	0,1541	0,0160
R12	R13	0,1798	0,0186
R13	R14	0,1798	0,0186
R14	R15	0,1541	0,0160
I01	I02	0,3313	0,1027
C01	C02	0,0922	0,0535
C02	C03	0,0922	0,0535
C03	C04	0,0922	0,0535
C03	C10	0,2476	0,0602
C04	C05	0,0922	0,0535
C05	C06	0,0922	0,0535
C05	C15	0,2476	0,0602
C06	C07	0,0922	0,0535
C07	C08	0,0922	0,0535
C08	C09	0,0922	0,0535
C08	C19	0,3781	0,0627
C09	C20	0,3781	0,0627
C10	C11	0,2476	0,0602
C10	C14	0,3781	0,0627
C11	C12	0,3781	0,0627
C11	C13	0,3781	0,0627
C15	C16	0,2476	0,0602
C15	C18	0,3781	0,0627
C16	C17	0,3781	0,0627

Tabla 24. Líneas de red de distribución de BT.

REFERENCIAS

- [1] Organización de Naciones Unidas, «Objetivos de desarrollo sostenible,» 2015. [En línea]. Disponible: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>.
- [2] Comisión Europea, *Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/ 77/EC and 2003/30/EC*, 2009.
- [3] Comisión Europea, *Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community*, 2009.
- [4] Y. Chih-Hao, «An optimization portfolio decision model of life cycle activity-based costing with carbon footprint constraints for hybrid green power strategies,» *Computers & Operations Research*, vol. 96, pp. 256-271, Agosto 2018.
- [5] International Energy Agency, «IEA statistics,» 2017.
- [6] Unión Europea, *Energy Roadmap 2050*, Luxemburgo, 2012.
- [7] K. Andriosopoulos, C. Zopounidis y M. Doumpos, «Editorial to the Special Issue “OR in energy modeling and management”,» *Computers & Operations Research*, vol. 66, pp. 225-227, 2016.
- [8] «Engineering and Technology History Wiki,» Mayo 2019. [En línea]. Disponible: https://ethw.org/Pearl_Street_Station.
- [9] J. L. Martínez-Ramos y A. J. Conejo, «Optimal and Secure Operation of Transmission Systems,» de *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*, Segunda ed., Boca Raton, FL: CRC Press, 2018, pp. 237-277.
- [10] T. E. DyLiacco, «Real-time Computer Control of Power Systems,» *Proceedings of the IEEE*, vol. 62, pp. 884-891, julio 1974.
- [11] Resolución de 05-04-2016, BOE 06/04/16, «P.O. 1.1 Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico».
- [12] J. L. Martínez Ramos y V. H. Quintana, «Operación del sistema de transporte,» de *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*, McGraw-Hill, 2002, pp. 311-388.

- [13] B. M. Buchholz y Z. Styczynski, «The Three Pillars of Smart Distribution, Pillar 1: Automation and Remote control of Local Distribution Networks,» de *Smart Grids - Fundamentals and Technologies in Electricity Networks*, Springer, 2014, pp. 228-248.
- [14] T. M. Gür, «Review of electrical energy storage technologies, materials and systems: challenges and prospects for large-scale grid storage,» *Energy and Environmental Science*, vol. 11, n° 10, pp. 2696-2797, 2018.
- [15] D. Akinyele y R. Rayudu, «Review of energy storage technologies for sustainable power networks,» *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 8, pp. 74-91, 2014.
- [16] F. J. Zarco Soto, *Actuaciones correctoras en redes de distribución en presencia de generación distribuida y recursos de almacenamiento*, Sevilla, 2019.
- [17] A. Gómez Expósito, J. L. Martínez Ramos, J. L. Ruiz Macías y Y. Cuéllar Salinas, «Sensitivity-Based Reactive Power Control for Voltage Profile Improvement,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, n° 3, August 1993.
- [18] J. L. Martínez Ramos, A. Gómez Expósito, J. Cortés Cerezo, E. Méndez Ruiz y Y. Cuéllar Salinas, «A Hybrid tool to assist the Operator in Reactive Power/Voltage Control and Optimization,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, n° 2, May 1995.
- [19] A. Gómez, J. L. Martínez, A. Cabrera, J. L. Ruiz, E. Méndez, J. Cortés, J. J. Mateos, Y. Cuéllar y A. Hurtado, «Benefits of using an operational tool for reactive power scheduling,» de *12th Power Systems Computation Conference*, Dresden, August 19 - 23, 1996.
- [20] F. J. Zarco Soto, *Corrección de tensiones en redes eléctricas de distribución mediante técnicas heurísticas*, Sevilla, 2017.
- [21] J. L. Martínez-Ramos, F. J. Zarco-Soto, A. Marano-Marcolini, P. J. Zarco-Periñán y A. L. Trigo-García, «Coordination of Distributed Energy Resources to Solve Voltage Problems in Distribution Networks,» de *International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, Sevilla, 2018.
- [22] A. Gómez Expósito y F. L. Alvarado, «Load Flow,» de *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*, Boca Raton, FL: CRC Press, 2018, pp. 99-132.
- [23] S.-H. Ko, S. R. Lee, H. Dehbonei y C. V. Nayar, «Application of Voltage and Current Controlled Voltage Source Inverters for Distributed Generation Systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, n° 3, 2006.
- [24] J. Rocabert, Á. Luna, F. Blaabjerg y P. Rodríguez, «Control of Power Converters in AC Microgrids,» *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, n° 11, pp. 4734-4749, Nov. 2012.
- [25] A. Cabrera-Tobar, E. Bullich-Massagué, M. Aragüés-Peñalba y O. Gomis-Bellmunt, «Capability curve analysis of photovoltaic generation systems,» *Solar Energy*, vol. 140, p. 255–264, 2016.

- [26] T. Lund, P. Sørensen y J. Eek, «Reactive Power Capability of a Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator,» *Wind Energy*, vol. 10, pp. 379-394, 2007.
- [27] S. Engelhardt, I. Erlich, C. Feltes, J. Kretschmann y F. Shewarega, «Reactive Power Capability of Wind Turbines Based on Doubly Fed Induction Generators,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 26, n° 1, pp. 364-372, 2011.
- [28] G. Valverde y J. J. Orozco, «Reactive Power Limits in Distributed Generators from Generic Capability Curves,» de *2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*, National Harbor, MD, 2014.
- [29] A. Gómez Expósito y A. Abur, «State Estimation,» de *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*, Boca Raton, FL: CRC Press, 2018, pp. 133-184.
- [30] K. Rudion, A. Orths, Z. A. Styczynski y K. Strunz, «Design of Benchmark of Medium Voltage Distribution Network for Investigation of DG Integration,» de *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE*, Montreal, Que., Canada, 18-22 June 2006 .
- [31] CIGRE Task Force C6.04.02, «Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources,» 2013.
- [32] F. J. Zarco-Soto, J. L. Martínez Ramos y P. J. Zarco-Periñán, «Voltage control in Active Distribution Networks,» de *Power Quality in Modern Power Systems*, Elsevier. [Pendiente de publicación].