

ANÁLISIS DINÁMICO Y CONTROL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS



Pablo Ledesma

Análisis dinámico y control de sistemas eléctricos

Pablo Ledesma
ORCID ID: 0000-0002-6637-7498
Universidad Carlos III de Madrid

Primera edición: noviembre 2020

Foto de portada: Flory Gate & Elin Wägner, dominio público,
disponible en https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Flory_och_Elin.jpg.

Autor: Pablo Ledesma Larrea
ORCID ID: 0000-0002-6637-7498
Universidad Carlos III de Madrid
Av. Universidad 30
28911 Leganés (Madrid) Spain

ISBN: 978-84-16829-52-1

Edición electrónica disponible en internet en e-Archivo:
<http://hdl.handle.net/10016/31518>



Licencia Creative Commons Atribución–NoComercial–SinDerivadas 3.0 España

A mis padres

A Belén, Lucía, Sara y Mario

Índice general

Prefacio	7
1. Introducción a los sistemas eléctricos	9
2. Marco normativo del sistema eléctrico español	13
2.1. El mercado eléctrico liberalizado	13
2.2. El Mercado Diario	14
2.2.1. Ejemplo de casación del mercado eléctrico	16
2.3. El Operador del Sistema	18
2.4. Críticas al funcionamiento del mercado eléctrico	20
2.5. Para leer más	20
3. Regulación de tensión	23
3.1. Potencia reactiva y control de tensión	23
3.1.1. Elementos que producen o consumen potencia reactiva	27
3.1.2. Dispositivos que controlan la tensión	29
3.2. Generadores síncronos	29
3.2.1. Límites de operación del generador síncrono	33
3.3. Compensadores síncronos	35
3.4. Condensadores y bobinas en paralelo	35
3.5. Transformadores con cambio de tomas	37
3.5.1. Autotransformadores reguladores	37
3.6. Compensadores estáticos	40
3.6.1. Compensadores tipo SVC	42
3.6.2. Compensadores estáticos tipo STATCOM	46
3.6.3. Aplicaciones típicas	47
3.7. Control de tensión en redes de distribución	49
3.8. El control de tensión en la red de transporte en España	51
3.9. Estabilidad de tensión	52
3.9.1. Colapso de tensión	53
3.10. Para leer más	55
4. Regulación de frecuencia	57
4.1. Fundamentos del control de frecuencia y potencia	57
4.1.1. Equilibrio entre demanda y generación	57
4.1.2. El generador síncrono como elemento regulador de potencia	59
4.1.3. Regulación primaria, secundaria y terciaria	60
4.2. Modelo del sistema	61
4.2.1. Función de transferencia del generador	61
4.2.2. Respuesta de la carga a una desviación de frecuencia	63
4.2.3. Modelo de turbina	64
4.2.4. Agregación de generadores	64

4.3.	Regulación primaria	66
4.3.1.	Regulador isócrono aplicado a un único generador de un sistema	66
4.3.2.	Reguladores de velocidad con estatismo	68
4.3.3.	Participación conjunta de generadores en la regulación primaria	69
4.3.4.	Cambio de la potencia de referencia	73
4.3.5.	Característica potencia-frecuencia de un sistema eléctrico	73
4.3.6.	Parámetros de diseño en el sistema de Europa Continental	74
4.4.	Regulación secundaria	75
4.4.1.	Efecto de un escalón de carga en un sistema con dos áreas	76
4.4.2.	Error de Control de Área	77
4.4.3.	Ejecución de la regulación secundaria	78
4.4.4.	Reserva de regulación secundaria	80
4.4.5.	Modelo de una línea de enlace	81
4.4.6.	Ejemplo simplificado de Control Automático de la Generación en un sistema con dos áreas	82
4.5.	Otros mecanismos de regulación	87
4.5.1.	Regulación terciaria	87
4.5.2.	Control de tiempo	88
4.5.3.	Integración del control frecuencia-potencia en el mercado eléctrico español	88
4.6.	Actuaciones sobre la demanda	89
4.6.1.	Deslaste de cargas por mínima frecuencia	89
4.6.2.	Deslaste de cargas selectivo	91
4.6.3.	Servicio de interrumpibilidad	91
4.7.	Para leer más	91
5.	Estabilidad transitoria	93
5.1.	Concepto de estabilidad transitoria	93
5.2.	Criterio de igualdad de áreas	93
5.2.1.	Ejemplo de oscilación de la máquina síncrona	95
5.2.2.	Fundamento matemático del criterio de igualdad de áreas	96
5.2.3.	Ejemplo de respuesta estable a un cortocircuito	97
5.2.4.	Ejemplo de respuesta críticamente estable a un cortocircuito	99
5.2.5.	Ejemplo de respuesta inestable a un cortocircuito	100
5.2.6.	Otro ejemplo de cortocircuito	100
5.2.7.	Factores que afectan a la estabilidad transitoria	100
5.3.	Simulación de la respuesta dinámica del sistema eléctrico	105
5.3.1.	Modelo dinámico del sistema eléctrico	105
5.3.2.	Modelo dinámico del generador síncrono	106
5.3.3.	Modelos reducidos de generador	109
5.3.4.	Esquema general del modelo dinámico de sistema eléctrico	110
5.3.5.	Métodos de integración	110
5.4.	Ejemplo de simulación dinámica de un sistema eléctrico	111
5.5.	Para leer más	117
A.	Términos en inglés	119
B.	Origen y autoría de las figuras externas	121
	Bibliografía	123

Prefacio

Este texto sirve de apoyo a la asignatura Análisis Dinámico y Control de Sistemas Eléctricos, impartida en el Máster en Ingeniería Industrial de la Universidad Carlos III de Madrid. La asignatura proporciona una visión general de la operación y control de sistemas eléctricos, y también un punto de partida hacia una especialización más profunda para quien siga trabajando en este campo.

El contenido del curso es eminentemente técnico, pero para comprender el funcionamiento de los sistemas eléctricos también es preciso conocer sus principios de organización y sus principales actores. Además, por su importancia social y económica, el conocimiento del sector eléctrico es relevante no sólo para el ejercicio profesional de muchos trabajadores, sino también para el desarrollo de un criterio crítico como ciudadanos responsables. Por todo ello el capítulo 2 proporciona, a través del caso español, una idea básica del marco normativo según el cuál se organiza un sistema eléctrico basado en un mercado de energía competitivo.

El grueso del curso trata sobre el control del sistema eléctrico en una escala temporal que abarca desde unos pocos segundos hasta varios minutos, margen de actuación al que algunos autores se refieren como *tiempo real*. La regulación de tensión y la de frecuencia actúan en este margen temporal y son indispensables para suministrar la energía a los consumidores en condiciones de calidad aceptables. La naturaleza de los sistemas eléctricos de corriente alterna permite que el control de tensión y el de frecuencia se conciben y ejecuten de manera independiente, por lo que se presentan por separado en los capítulos 3 y 4. El capítulo 5 trata sobre la estabilidad transitoria y sobre las oscilaciones electromecánicas entre máquinas síncronas después de una gran perturbación, en una escala temporal que se solapa con la de los controles de tensión y frecuencia. La estabilidad transitoria es interesante no sólo como problema de ingeniería, sino también para comprender los principios físicos que rigen el acoplamiento eléctrico entre las máquinas rotativas de un sistema eléctrico.

Los estudiantes que cursan la asignatura provienen de recorridos curriculares con campos de especialización muy diversos. Por ello el carácter del texto es deliberadamente más descriptivo que numérico, y el contenido evita conceptos especializados muy específicos de ingeniería eléctrica. En definitiva, el objetivo de este libro es explicar los principios del control de sistemas eléctricos a personas con una formación básica en ingeniería. Sea cual sea tu motivo para consultarlo, la necesidad o simplemente la curiosidad, espero que te resulte útil e interesante.

Pablo Ledesma

Capítulo 1

Introducción a los sistemas eléctricos

Los primeros sistemas eléctricos, contruidos a finales del siglo XIX, eran instalaciones pequeñas y aisladas que contenían un único generador de corriente continua. La energía eléctrica no podía transportarse más allá de una distancia de 1 ó 2 km, porque el uso de una tensión reducida provocaba una gran caída de tensión a lo largo de las líneas. Para ilustrar este problema consideremos el sistema de corriente continua de la figura 1.1, en la que una línea de resistencia R alimenta a una carga de potencia p a la tensión v . Como puede deducirse fácilmente, la caída de tensión por unidad a lo largo la línea es inversamente proporcional a la tensión al cuadrado:

$$\frac{\Delta v}{v} = R \frac{p}{v^2}. \quad (1.1)$$

La ecuación 1.1 muestra que multiplicando la tensión por diez es posible reducir la caída de tensión por unidad a la centésima parte. Fue necesaria la introducción de la corriente alterna y los transformadores para elevar la tensión de transporte, reducir la caída de tensión y aumentar la longitud de las líneas de eléctricas. Las redes aisladas se unieron entre sí y formaron los grandes sistemas eléctricos actuales, que ofrecen dos importantes ventajas: permiten despachar en cada momento a las unidades más económicas, y mejoran la seguridad del suministro al actuar unas partes del sistema en respaldo de otras. En la actualidad las redes eléctricas se extienden a lo largo de miles de kilómetros y transportan gran parte de la energía necesaria para la actividad económica y para la vida doméstica. Por eso a veces se dice que el sistema eléctrico, incluyendo las cargas y los generadores conectados al mismo, es la máquina más grande construída por el ser humano.

La figura 1.2 muestra el esquema básico de un sistema eléctrico moderno. Considerando tanto su construcción como su operación pueden distinguirse las partes de generación, transporte y distribución.

Generación. Es la parte del sistema donde se genera la energía eléctrica. Los generadores eléctricos operan a media tensión, porque una tensión baja obligaría a usar conductores demasiado

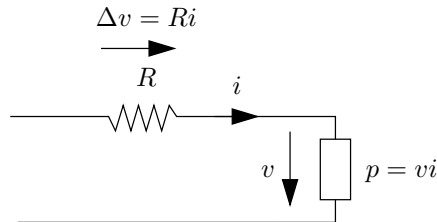


Figura 1.1: Línea en corriente continua.

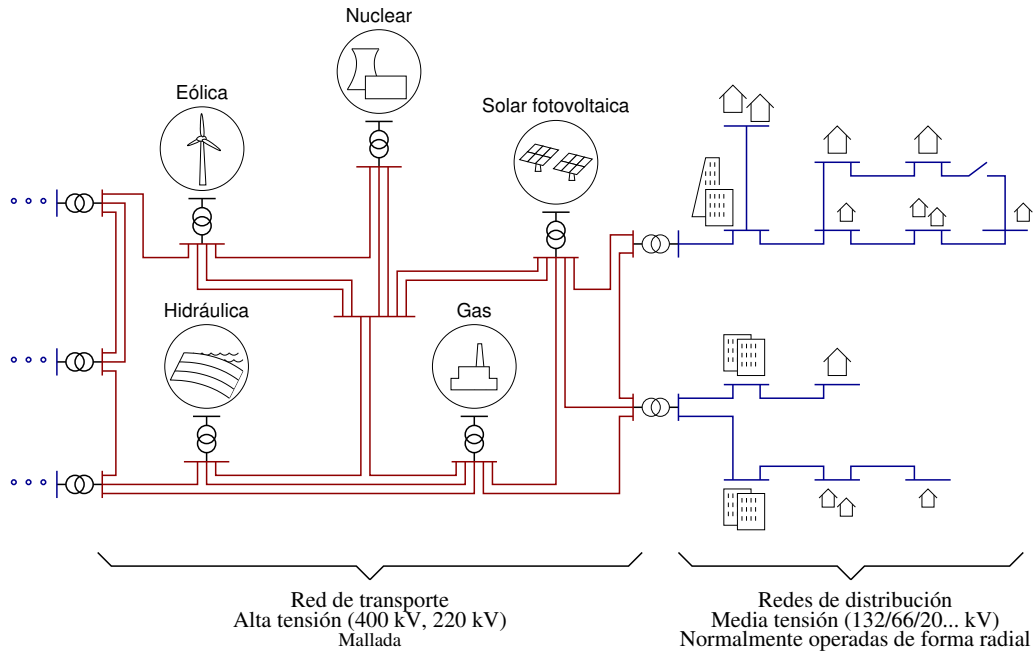


Figura 1.2: Esquema básico de un sistema eléctrico.

gruesos y una tensión muy alta provocaría problemas de aislamiento.

Las plantas generadoras suelen estar lejos de los centros de consumo por diversas razones. Algunas fuentes de energía primaria se encuentran en lugares más o menos remotos, por ejemplo saltos de agua en zonas montañosas o carbón en cuencas mineras. A veces la generación se aleja de los núcleos de población por el precio del suelo, como en el caso de las centrales solares, o por seguridad, como en el caso de las centrales nucleares.

La figura 1.3 muestra la evolución de la producción de energía eléctrica en el mundo clasificada según las fuentes primarias. Puede observarse que, a pesar de la urgencia por frenar el calentamiento global debido al efecto invernadero, la producción eléctrica mundial a partir de combustibles fósiles ha seguido aumentando en los últimos años. Datos actualizados de producción correspondientes al mundo, a la Unión Europea y a España pueden obtenerse en las páginas web de la Agencia Internacional de la Energía [1], de la Oficina Europea de Estadística [2] y del Informe del Sistema Eléctrico de Red Eléctrica de España [3], respectivamente.

Transporte. La red de transporte, dibujada en rojo en la figura 1.2, es única para un mismo sistema eléctrico. Una característica importante de la red de transporte es que, por razones de seguridad, está *mallada*. El mallado de la red significa que existen caminos alternativos para el transporte de la energía, y la pérdida de una rama del circuito no implica la desconexión automática de una parte del sistema.

En general es el propio circuito físico de una red el que determina la corriente y la potencia por cada rama, no siendo posible trasladar arbitrariamente parte de un flujo de corriente de una rama a otra. Dos excepciones a esta regla son los transformadores desfasadores y los enlaces de corriente continua, que ofrecen cierta flexibilidad para gestionar los flujos de energía, pero son poco frecuentes.

Otra característica de la red de transporte es el nivel de tensión, que es elevado para reducir las caídas de tensión y las pérdidas por calentamiento de los conductores. En el sistema eléctrico peninsular español la Ley del Sector Eléctrico [4] distingue entre red de transporte primario a 380 kV y red de transporte secundario a 220 kV:

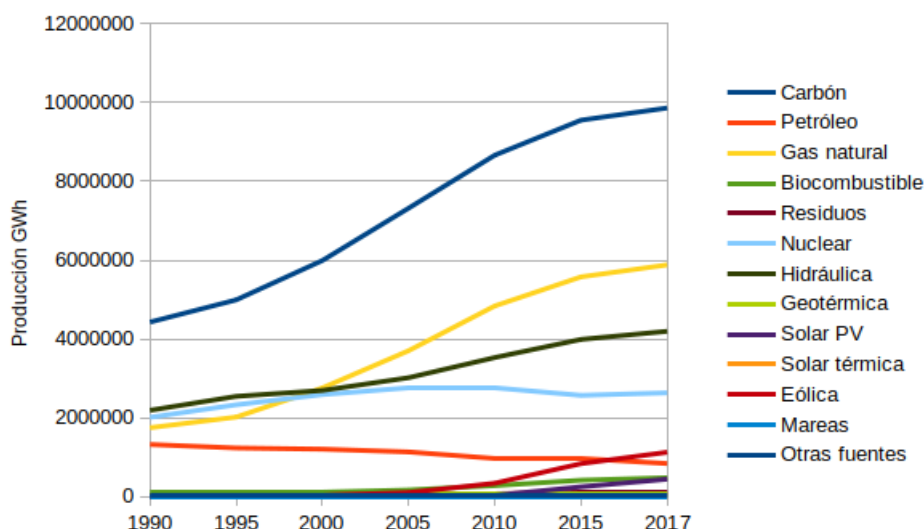


Figura 1.3: Producción de energía eléctrica en el mundo por fuentes. Fuente: IEA Electricity information 2019. Todos los derechos reservados.

“La red de transporte primario está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 380 kV y aquellas otras instalaciones de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

La red de transporte secundario está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 220 kV no incluidas en el párrafo anterior y por aquellas otras instalaciones de tensiones nominales inferiores a 220 kV, que cumplan funciones de transporte.”

Distribución. Las redes de distribución de un sistema eléctrico pueden ser numerosas, y están todas ellas conectadas a la red de transporte. La figura 1.2 muestra dos ejemplos de redes de distribución en color azul. La tensión se reduce desde el nivel de la red de transporte hasta su consumo final en varios escalones sucesivos, correspondientes a distintas subestaciones de distribución. Por simplicidad, la figura 1.2 representa solamente la subestación frontera entre las redes de transporte y distribución.

Las redes de distribución se operan de forma radial o *en antena*, lo cual simplifica su gestión porque desde cualquier punto de consumo hasta la red de transporte existe un único camino para la corriente eléctrica. Al contrario que en el caso de la red de transporte, esto significa que la pérdida de una rama del circuito ocasiona la pérdida inmediata de suministro para todos los consumidores conectados aguas abajo. Para dotar de flexibilidad y rapidez de respuesta a las redes de distribución se pueden disponer caminos alternativos como el representado por el aparato de corte abierto en la parte superior derecha de la figura 1.2. No obstante, en caso de existir mallas éstas están normalmente abiertas y por eso se dice que las redes de distribución se *operan de forma radial*.

Los niveles de tensión de las redes de distribución son inferiores a los de la red de transporte. Algunas tensiones nominales normalizadas y recomendadas en España son 132 kV, 66 kV y 20 kV [5], pero por razones históricas existen otros niveles de tensión en uso.

Las diferencias conceptuales entre transporte y distribución son importantes y comunes a prácticamente todos los sistemas eléctricos, pero no deben interpretarse como reglas estrictas. Existe por ejemplo generación distribuida conectada a las redes de distribución, típicamente producida por unidades relativamente pequeñas pero que pueden ser numerosas. Tampoco la distinción entre

transporte y distribución es inequívoca: una parte de una red de transporte puede operar a tensiones por debajo de 220 kV, y una parte de una red de distribución cercana a la red de transporte puede ser mallada. En ocasiones se usa la expresión *red de subtransporte* para referirse a partes intermedias de una red entre las funciones de transporte y distribución.

Capítulo 2

Marco normativo del sistema eléctrico español

2.1. El mercado eléctrico liberalizado

A partir de finales del siglo XX el suministro eléctrico en gran parte de los países desarrollados ha sido sometido a un proceso de liberalización económica. A lo largo de este proceso, sucesivos gobiernos han optado por ceder el control económico del sector eléctrico con el propósito manifiesto de fomentar la competencia entre productores. Algunos hitos importantes de este proceso han sido la privatización del sector eléctrico en Chile a principios de la década de 1980, la del Reino Unido en las décadas de 1980 y 1990 bajo el gobierno conservador de Margaret Thatcher y la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo que estableció las bases para la creación del mercado interior de la electricidad en la UE. En España, la Ley del Sector Eléctrico de 1997 constituyó la transposición a la normativa nacional de la Directiva 96/92/CE y sentó las bases de la liberalización del sector eléctrico español.

En general, los principios organizativos de un mercado eléctrico liberalizado son los siguientes:

Abandono de la idea de servicio público. Con la liberalización la energía eléctrica pasa a ser considerado un bien económico, y los usuarios se convierten en consumidores. La noción de servicio público se sustituye por la de garantía de suministro a los consumidores.

Libre instalación de la generación. Se abandona la idea de la planificación de la generación y la instalación de nuevas plantas queda en manos de la iniciativa privada.

Instauración de un mercado competitivo de energía. La energía se compra y se vende en un mercado competitivo, donde las ofertas a precio inferior desplazan a las de precio superior.

Derecho de uso de la red eléctrica. Las redes de transporte y distribución constituyen un monopolio natural, puesto que económicamente no tiene sentido construir varias redes en paralelo para que compitan entre ellas. Para que la competencia entre productores sea efectiva los operadores de las redes deben facilitar su uso a todos los productores y consumidores que lo requieran.

Retribución del transporte y la distribución fijada por la administración. Puesto que la red eléctrica es un monopolio natural, la retribución de su construcción y mantenimiento es fijada por la Administración del Estado.

Separación contable entre actividades. Un mismo agente no puede aunar las actividades de generación, transporte y distribución porque la retribución de cada una de ellas se fija de forma distinta. En el caso de la generación la retribución se fija en un mercado competitivo, y en el caso del transporte y la distribución según criterios fijados por la administración.

En el mercado eléctrico concurren una serie de participantes que ejercen distintas actividades y representan distintos intereses. Los principales sujetos del mercado eléctrico son los siguientes:

Productores. Construyen, mantienen y operan las centrales y generan la energía eléctrica.

Comercializadores. Adquieren energía para venderla a otros sujetos o para realizar operaciones de intercambio internacional.

Consumidores. Adquieren la energía eléctrica para su propio consumo. Los consumidores que acuden directamente en el mercado de producción se llaman *consumidores directos*, pero la mayoría compran la energía a comercializadores en el mercado minorista. Un caso particular son los *gestores de cargas*, que son consumidores habilitados para la reventa de energía eléctrica para recarga de vehículos eléctricos.

Transportista. Sociedad mercantil con la función de transportar la energía, construir, mantener y operar la red de transporte.

Distribuidores. Son sociedades mercantiles con la función de distribuir la energía y construir, mantener y operar las redes de distribución.

Operador del Sistema. Es una sociedad mercantil encargada de la gestión técnica de la red de transporte. En España es Red Eléctrica de España, S.A., y es también el transportista único.

Operador del Mercado. Es una sociedad mercantil encargada de la gestión económica del mercado. En España es Operador del Mercado Ibérico - Polo Español, S.A. (OMIE).

La figura 2.1 representa esquemáticamente los principales flujos de potencia y de información en el sector eléctrico. El Operador de Mercado recibe las ofertas de compra y venta de energía y determina tanto el precio del mercado como las ofertas aceptadas, como se explica en la sección 2.2. Las ofertas aceptadas constituyen de energía producida, consumida e intercambiada con los sistemas vecinos, y son comunicadas al Operador del Sistema. Esta energía viaja hasta los consumidores a través de la red de transporte, gestionada por el Operador del Sistema, y de las redes de distribución, gestionadas por sus respectivos operadores. Una vez la energía ha sido entregada el Operador del Sistema proporciona los datos necesarios para la liquidación del sistema en función de los compromisos adoptados por los distintos agentes y de la energía finalmente producida y consumida.

Finalmente, un actor clave en el funcionamiento del mercado es el *regulador del mercado*, organismo encargado de velar por la competencia, la transparencia y la objetividad en el sector eléctrico. Es un organismo público, financiado a través de los Presupuestos Generales del Estado, y en España es la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

2.2. El Mercado Diario

El mercado diario constituye el núcleo del mercado mayorista de electricidad en Europa. En él participan productores, comercializadores y consumidores directos, y en él se vende y se compra la mayor parte de la energía eléctrica. El resultado del mercado diario es un componente fundamental del precio final de la energía para el consumidor doméstico.

El mercado se organiza por períodos horarios y se resuelve con un día de antelación, es decir, se subasta por separado la energía eléctrica para cada uno de los 24 períodos horarios del día siguiente. Cada participante envía al mercado una oferta de venta o de compra definida como una función precio/energía, especificando cuánta energía está dispuesto a vender o a comprar en función del precio. Todas las unidades de producción disponibles que no estén sujetas a un contrato bilateral están obligadas a presentar ofertas de producción en el mercado diario. Las ofertas se definen mediante tramos horizontales o interpolados para facilitar el trabajo del algoritmo de solución del mercado.

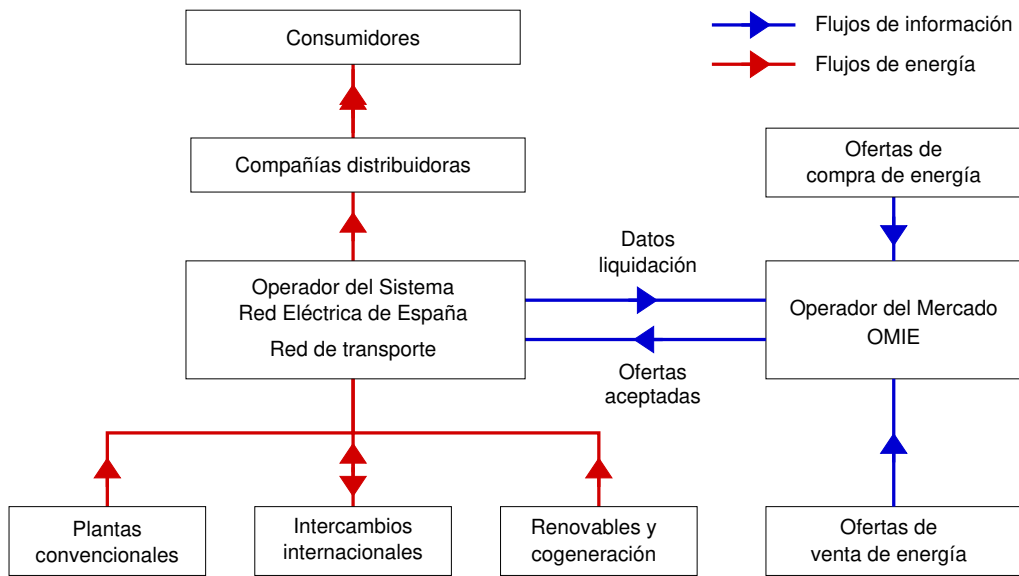


Figura 2.1: Flujos de energía y de información.

Las ofertas de venta de energía pueden incorporar condiciones que reflejan particularidades de la producción eléctrica, de manera que si alguna de las condiciones no se cumple la oferta queda excluida. Las condiciones pueden ser:

Indivisibilidad. Permite fijar un valor mínimo de funcionamiento a aquellas centrales térmicas que no pueden producir por debajo de una determinada potencia.

Gradiente de carga. Permite limitar la diferencia de energía entre una hora y la siguiente en aquellas centrales que no pueden aplicar cambios bruscos de producción.

Ingresos mínimos. Permite retirar todas las ofertas si no se alcanzan unos ingresos mínimos a lo largo del día.

Parada programada. Permite realizar una parada programada a una central si no alcanza la condición de ingresos mínimos.

La limitación de la capacidad de transporte en Europa dificulta la integración en un mercado único y da lugar a la existencia de varias zonas de precio. En Europa, para resolver el mercado eléctrico se aplica un algoritmo común de fijación del precio denominado EUPHEMIA (Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm). Cuando la capacidad de interconexión entre dos zonas es suficiente, este algoritmo produce un mismo precio en ambas zonas. Si, por el contrario, la capacidad de interconexión se satura, el resultado es un precio diferente en cada zona. A modo de ejemplo, en 2018 en precio de la electricidad en España y Portugal coincidió un 95 % del tiempo, pero entre España y Francia tan solo un 27,5 % del tiempo. Esta diferencia ilustra la baja capacidad de la interconexión eléctrica entre Francia y España y la importancia estratégica de su refuerzo.

Después del mercado diario existen otros mecanismos para comprar o vender energía de manera continua o con unas pocas horas de antelación, pero los volúmenes de energía que manejan son inferiores. El mercado intradiario es gestionado por el Operador del Mercado y se organiza en un mercado continuo, en el que se puede negociar hasta una hora antes de la entrega, y en seis sesiones de contratación a lo largo del día, en las que se cruzan curvas de oferta y de demanda. El mecanismo de gestión de desvíos y los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria son gestionados por el Operador del Sistema.

Los pequeños consumidores no acceden al mercado mayorista sino que adquieren su energía a compañías comercializadoras. El Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) es

un sistema de fijación de precios implantado por la Administración para consumidores con una potencia contratada no superior a 10 kW, y consta de dos componentes que se suman:

- El precio de producir la electricidad, que varía en cada período horario de acuerdo con los resultados del mercado mayorista.
- Un importe para retribuir las actividades de transporte y cubrir otros costes del sistema.

Los pequeños consumidores pueden elegir entre acogerse al PVPC, que en la práctica suele ser la opción más económica, o a ofertas realizadas por comercializadoras en el mercado libre.

2.2.1. Ejemplo de casación del mercado eléctrico

Esta sección muestra un ejemplo sencillo de casación del mercado eléctrico a modo de introducción a su funcionamiento. La optimización por parte de las plantas eléctricas de sus ofertas de venta de energía y las opciones para la solución del mercado eléctrico son problemas complejos que quedan fuera del alcance este texto pero que pueden consultarse por ejemplo en [6].

La figura 2.3 muestra cuatro ejemplos de ofertas de venta, simplificadas en beneficio de la claridad del dibujo. La planta de carbón y la de gas natural construyen su curva de oferta ajustándola a su curva de coste marginal. El coste marginal es el coste de producir una unidad más, en este caso un MWh más. Si el precio de venta es mayor que el coste marginal de producción entonces al productor le interesa producir más, porque por cada MWh adicional recibe más de lo que cuesta producirlo. De forma similar, si el precio de venta es menor que el coste marginal de producción al productor le interesa producir menos, porque recibe menos por el último MWh de lo que cuesta producirlo. En consecuencia, para estos productores seguir la curva de coste marginal puede ser una buena estrategia para construir la curva de oferta.

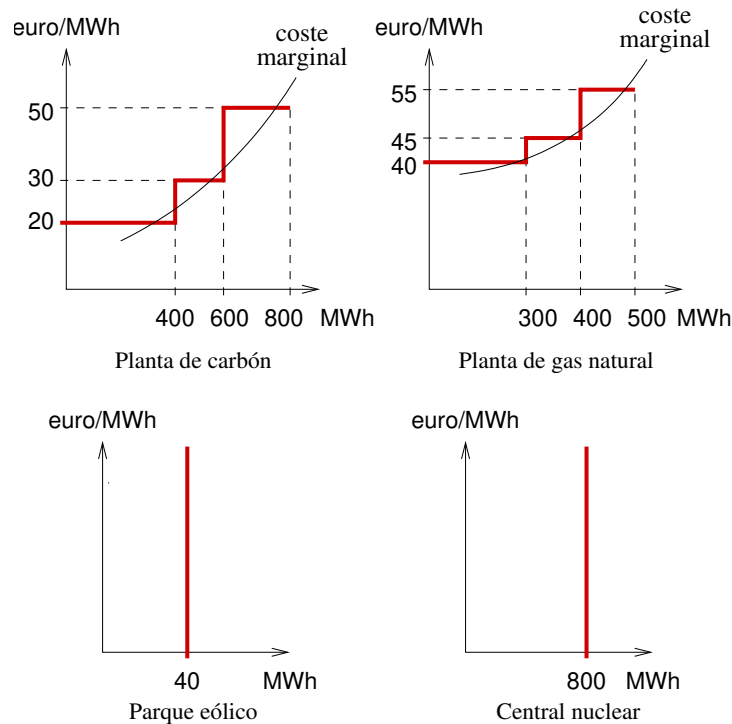


Figura 2.2: Ejemplo de ofertas de venta de energía para un determinado período horario.

El parque eólico y la central nuclear en la figura 2.2 siguen una estrategia diferente porque a ambos productores les interesa producir su energía independientemente del precio. En el caso

del parque eólico porque no es posible almacenar el recurso eólico y porque el coste marginal de producción es prácticamente nulo, y en el caso de la central nuclear porque el coste de detener su producción es muy elevado. Por eso ambos productores ofrecen su energía independientemente del precio o a *precio nulo*.

La figura 2.3 muestra dos ejemplos de ofertas de compra de energía. Un comprador típico de energía es un comercializador, que posteriormente suministrará la energía a sus consumidores. En la figura el comercializador realiza su oferta independientemente del precio porque prevé que tendrá que suministrar esa energía en cualquier caso. La razón es que la gran mayoría de sus clientes consumen su energía eléctrica de acuerdo a unos hábitos que no tienen en cuenta el precio horario de la energía. Por eso se dice que las ofertas de compra de energía eléctrica son relativamente independientes del precio o *inelásticas*.

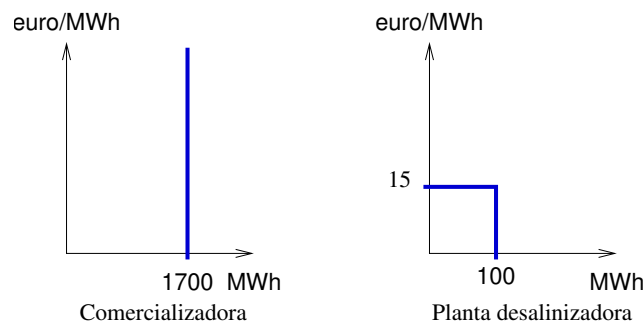


Figura 2.3: Ejemplo de ofertas de compra de energía.

Por el contrario la planta desalinizadora de la figura es un consumidor al que no le importa en qué momento del día o de la noche adquirir su energía, y que solamente comprará energía si el precio baja de 15 euros/MWh.

El operador del mercado recibe las ofertas de compra y venta de energía de cada periodo horario durante la mañana del día anterior y procede a la solución del mercado mediante un proceso que se llama casación. La figura 2.4 muestra cómo se realizaría la casación de las ofertas de las figuras 2.2 y 2.3. En primer lugar las ofertas de venta se suman para construir la *curva agregada de oferta*, representada en rojo. Por ejemplo a precio cero la curva agregada alcanza 840 MWh, que es la energía que están dispuestos a producir el parque eólico y la central nuclear. A 20 euros/MWh se añaden 400 MWh más que ofrece producir la central de carbón, y así sucesivamente. De forma similar se construye la *curva agregada de demanda*, representada en azul. A un precio suficientemente elevado solo hay un agente dispuesto a comprar 1700 MWh, y a 15 euros/MWh se añaden 100 MWh que está dispuesta a comprar la planta desalinizadora.

Como puede verse la curva agregada de oferta de venta es creciente, porque según sube el precio los productores están interesados en vender más energía. En cambio la curva agregada de oferta de compra es decreciente, porque según sube el precio los consumidores están interesados en adquirir menos energía.

La casación del mercado busca el punto óptimo que maximiza el bienestar de productores y consumidores. En el ejemplo sencillo considerado en esta sección, en el que se considera un periodo horario aislado y sin intercambios internacionales, el punto óptimo es el corte entre las dos curvas agregadas a 1700 MWh y 40 euros/MWh. Las ofertas de energía que quedan a la izquierda de este punto, u ofertas casadas, son las que se ejecutarán en el periodo horario correspondiente del día siguiente, mientras que las ofertas que quedan a la derecha no se ejecutarán. En este caso la planta de gas natural ha sido la última en entrar en el mercado y es la que marca el precio final, y la planta desalinizadora no consumirá energía porque el precio es demasiado alto.

El precio resultante en la casación es el que se va a aplicar a todos los participantes, por lo que tanto el parque eólico como la planta nuclear venderán su energía a 40 euros/MWh. Como puede observarse, realizar una oferta a precio nulo es una estrategia para asegurarse de que la oferta quedará finalmente casada y la energía se venderá en el mercado. Este tipo de mercado se llama

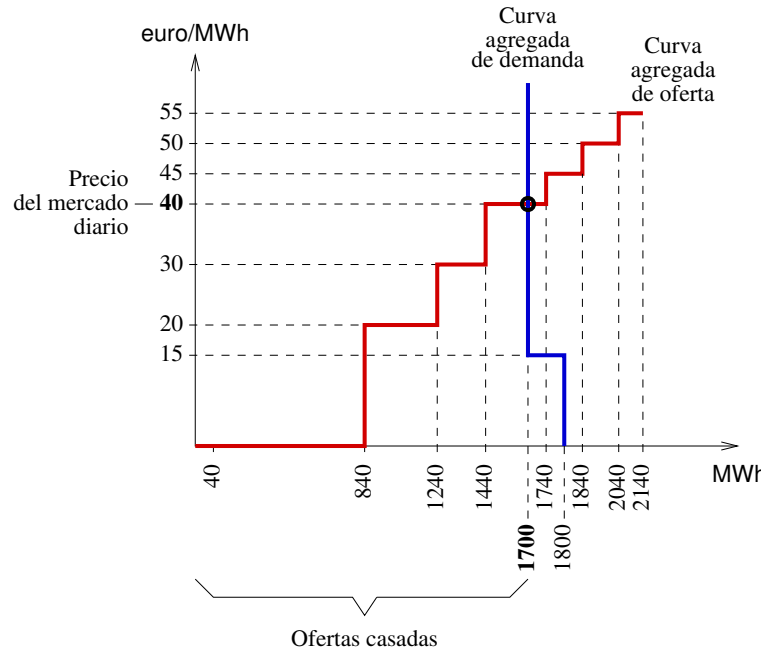


Figura 2.4: Ejemplo de casación del mercado.

marginalista porque el precio marginal del último MWh producido, en este caso en la planta de gas natural, es el que determina el precio final de toda la energía.

En resumen, la casación del mercado nos proporciona:

- El precio de la energía en el mercado diario.
- La cantidad de energía que se va a producir y consumir.
- Qué sujetos van a producir y consumir esa energía.

El ejemplo mostrado es un caso simplificado, en el que no se han tenido en cuenta por ejemplo las ofertas condicionadas. En la página web del operador del mercado español [7] pueden consultarse las curvas de oferta y demanda acumuladas de cada día junto con los resultados de la casación. A modo de ejemplo, la figura 2.5 muestra un ejemplo real de casación del mercado diario.

2.3. El Operador del Sistema

El Operador del Sistema es el organismo encargado de la gestión técnica del transporte de la energía eléctrica. Según la Ley del Sector Eléctrico [4]:

“El operador del sistema tendrá como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. Ejercerá sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica. El operador del sistema será el gestor de la red de transporte.”

Aunque el Operador del Sistema es una sociedad mercantil, la ley establece condiciones en su régimen societario para evitar que pueda ser controlado por personas físicas o jurídicas con intereses en las actividades de generación o comercialización. Entre las funciones del Operador del Sistema la Ley del Sector Eléctrico menciona las siguientes:

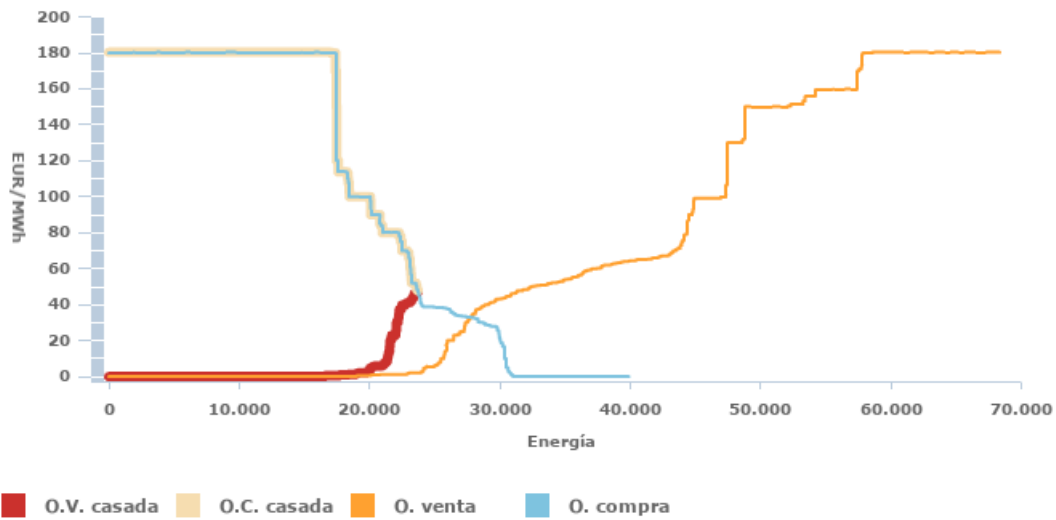


Figura 2.5: Casación del mercado eléctrico peninsular español correspondiente a las 7 horas del día 22/11/2019. Fuente: OMIE.

- Prever a corto y medio plazo la demanda y la cobertura de la misma.
- Establecer y controlar las medidas de fiabilidad del sistema de producción y transporte, así como los planes de reposición del servicio en caso de fallo general.
- Impartir las instrucciones de operación de la red de transporte para su maniobra en tiempo real.
- Gestionar los intercambios internacionales.
- Programar el funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica de acuerdo con el resultado de la casación y los contratos bilaterales, y gestionar los mercados de servicios de ajuste del sistema.
- Colaborar con otros operadores y sujetos del mercado en el ámbito europeo.
- Planificar la actualización de la red de transporte de manera fiable y económica.
- Garantizar que no existe ninguna discriminación entre usuarios o categorías de usuarios de las redes.
- Gestionar los despachos técnicos y económicos para el suministro de energía en los sistemas eléctricos insulares.

Una de las actividades que realiza el Operador del Sistema es revisar, y si es preciso corregir, la programación obtenida en la casación del mercado eléctrico. Aunque el resultado del mercado diario se considere la solución más eficiente desde el punto de vista económico, puede no ser viable desde el punto de vista técnico. Por ejemplo el resultado del mercado puede provocar que la generación en una zona sobrepase su capacidad de evacuación, provocando una congestión en las líneas. Este proceso de revisión técnica se conoce como *gestión de restricciones técnicas*, puede provocar pequeñas variaciones en la programación y su resultado se denomina *Programa Diario Viable*.

Para garantizar una gestión técnica del sistema eléctrico con la máxima transparencia e imparcialidad el Operador del Sistema actúa de acuerdo a los *procedimientos de operación*. Los procedimientos de operación Son un conjunto de disposiciones, publicadas en el Boletín Oficial del

Estado y accesibles a través de la página web del operador [8], que describen de manera objetiva las acciones a desarrollar por los distintos sujetos para una correcta gestión técnica del sistema.

2.4. Críticas al funcionamiento del mercado eléctrico

Desde el punto de vista de la continuidad del suministro el Sistema Eléctrico, Peninsular ha funcionado de manera satisfactoria durante varias décadas sin que se haya producido ningún apagón general. Por otro lado, un aspecto en el que el sector eléctrico español ha destacado positivamente es la integración de energía eólica durante la década de 2000. En este sentido España ha sido pionera tanto por el volumen de energía eólica instalado como por haberlo realizado manteniendo una conexión débil con el resto del sistema síncrono de Europa Continental, ya que durante esa década la capacidad de la interconexión con Francia era tan solo del orden de un 3% de la demanda en la península. El carácter no programable de la generación eólica y el uso de convertidores electrónicos en la conexión a la red de los aerogeneradores han planteado desafíos al control de la red que han sido resueltos con éxito.

Otros aspectos del mercado eléctrico en España han recibido críticas por parte de expertos y de instituciones nacionales y comunitarias. A continuación se exponen algunas de las críticas más frecuentes.

- El precio de la electricidad es caro en comparación con otros países. Como puede verse en la figura 2.6 el precio para consumo doméstico es uno de los más caros de Europa, y la situación es peor si se considera el precio libre de impuestos.
- La producción está en manos de unas pocas compañías, por lo que en la práctica se produce una situación de oligopolio que no favorece la competencia entre productores. Las principales compañías eléctricas que operan en España son cinco y se agrupan en la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (AELEC).
- La producción a partir de centrales nucleares y de grandes centrales hidráulicas reporta un beneficio empresarial controvertido por dos razones. En primer lugar, y en contraste con las centrales de reciente instalación, apenas conlleva un riesgo económico porque estas centrales fueron construidas cuando el sistema no estaba liberalizado y es razonable suponer que ya están amortizadas. Sin embargo, al ser el mercado eléctrico un mercado marginalista estas centrales venden su energía al mismo precio que la última oferta aceptada. En segundo lugar las centrales hidráulicas hacen uso del suelo y el paisaje, que son recursos que pertenecen a la sociedad en su conjunto, y las centrales nucleares trasladan a la sociedad el riesgo de un accidente radioactivo. En contraste con la situación en España tanto la producción nuclear en Francia como la hidráulica en Austria, por ejemplo, son mayoritariamente de titularidad estatal.
- El peso de los costes fijos en el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor desincentiva el ahorro en el consumo y la inversión en la mejora de la eficiencia energética.
- Al contrario que en la mayoría de los países europeos en España no existe un regulador especializado en el sector eléctrico, sino que desde 2013 se encuentra integrado en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Desde instituciones comunitarias se ha advertido de que la falta de un regulador específico pone en riesgo su independencia.
- Numerosas personas han desempeñado sucesivamente cargos públicos de responsabilidad y puestos en compañías energéticas.

2.5. Para leer más

La Ley del Sector Eléctrico [4] es la norma con mayor rango jurídico que regula el sector eléctrico en España, y también una lectura muy útil para comprender su ordenamiento. Existen

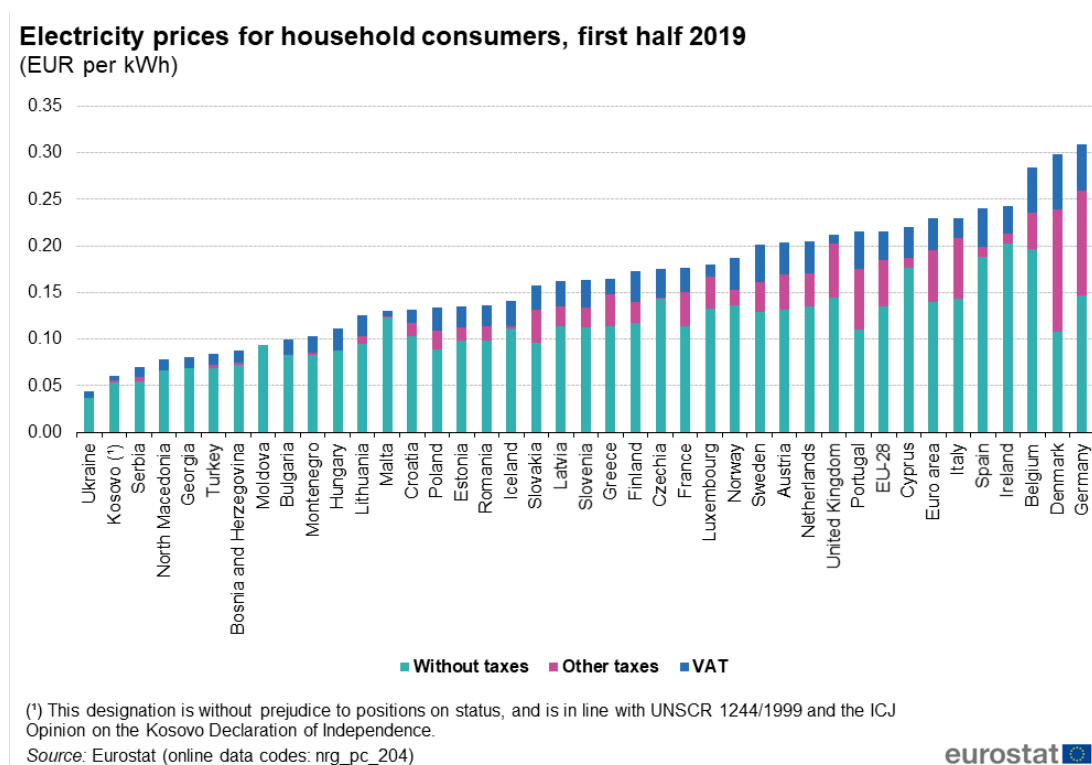


Figura 2.6: Precios de la electricidad para el consumo doméstico en Europa.

también numerosas normas y procedimientos de operación que regulan aspectos particulares del sector.

Entre las funciones del operador del mercado, el operador del sistema y el regulador se encuentra fomentar la transparencia en el mercado eléctrico, por lo que los tres organismos disponen en su páginas web [7] [8] [9] de información actualizada sobre el funcionamiento del mercado.

Para profundizar en el desarrollo teórico de los mercados eléctricos puede consultarse por ejemplo el trabajo seminal de Scheweppes [10] o el libro de Pérez-Arriaga [11].

Capítulo 3

Regulación de tensión

Para transportar la energía en condiciones seguras y eficientes, un sistema eléctrico debe mantener una tensión adecuada tanto entre sus conductores como entre cada conductor y tierra. El control de las tensiones en los nudos de una red eléctrica es necesario por varias razones:

- Los equipos de los consumidores están diseñados para trabajar en un rango determinado de tensión. Operar fuera de este rango puede afectar a su funcionamiento o incluso dañarlos.
- Los equipos de las propias instalaciones eléctricas también están diseñados para trabajar dentro de un rango de tensión.
- En un sistema de corriente alterna un reparto inadecuado de tensiones provoca flujos de potencia reactiva. A su vez, los flujos de potencia reactiva provocan pérdidas en el sistema por el calentamiento de los conductores debido al efecto Joule.
- En un sistema a corriente alterna con generadores síncronos, un nivel de tensión suficientemente elevado mejora la estabilidad del sistema porque ayuda a mantener el sincronismo entre los generadores. Este punto está relacionado con los conceptos de estabilidad transitoria que se abordan en el capítulo 5.

En estado normal de operación las tensiones y corrientes de un sistema trifásico se encuentran equilibradas, por lo que para definir la tensión a la frecuencia fundamental de un nudo trifásico es suficiente un único fasor. El sistema completo de tensiones de cada nudo puede deducirse fácilmente, en caso necesario, teniendo en cuenta que las tensiones de las tres fases están desfasadas 120° y que la magnitud de las tensiones entre fases es $\sqrt{3}$ veces superior a la magnitud de las tensiones fase-tierra. El análisis de sistemas desequilibrados queda fuera del alcance de este texto, pero puede consultarse en [12].

Este capítulo trata sobre los principios físicos del control de tensión en sistemas eléctricos, las principales técnicas utilizadas por los operadores de redes para regular la tensión, y el encaje del control de tensión en la organización general del sector eléctrico.

3.1. Potencia reactiva y control de tensión

Un sistema eléctrico transporta energía desde los centros de generación hasta las cargas, donde los consumidores la utilizan para realizar algún trabajo. Al mismo tiempo, en los sistemas operados en corriente alterna algunos dispositivos acumulan energía durante una parte del ciclo y luego la devuelven a la red, sin realizar ningún trabajo útil. Esto ocurre, por ejemplo, en los campos eléctricos de los condensadores y en los campos magnéticos de las bobinas, que en un sistema a 50 Hz se cargan y descargan 100 veces por segundo. La potencia reactiva representa este flujo de energía, que no puede transformarse en trabajo útil pero que es inherente al funcionamiento del sistema. En ingeniería se expresa la potencia activa en vatios [W], la reactiva en voltiamperios

reactivos [var] y la magnitud de su suma vectorial, la potencia aparente, en voltiamperios [VA]. Cada una de las tres variables se expresa en su propia unidad a pesar de que todas ellas representan una misma magnitud física, es decir potencia. Para una explicación matemática rigurosa de la potencia reactiva puede consultarse [13] o [14].

Los fasores de tensión en los nudos de una red eléctrica están estrechamente relacionados con los flujos de potencia activa y reactiva por sus ramas. Esta relación se aprecia fácilmente en el caso de una línea corta sin pérdidas, cuyo modelo de muestra en la figura 3.1. Consideremos que desde el nudo uno se envía una potencia a una carga conectada en el nudo dos. La potencia compleja consumida en la carga es $P + jQ = \mathbf{V}_2 \mathbf{I}^*$. Por simplicidad fijamos la tensión $\mathbf{V}_2 = 1 \angle 0$ p.u., mientras la tensión $\mathbf{V}_1 = V_1 \angle \delta$ varía en cada caso en función de la potencia transportada por la línea.

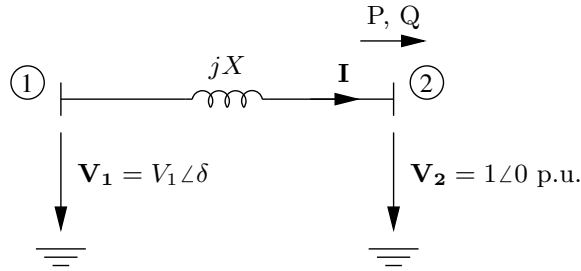


Figura 3.1: Línea corta sin pérdidas

La figura 3.2 muestra los diagramas fasoriales correspondientes a distintos valores de P y Q . El método seguido para construir cada diagrama fasorial es el siguiente: partiendo de $\mathbf{V}_2$, cuyo valor es fijo, dibujamos $\mathbf{I}$ retrasada, en fase o adelantada según la potencia reactiva Q consumida por la carga sea positiva, nula o negativa; después añadimos la caída de tensión en la línea $jX\mathbf{I}$ y, finalmente, la tensión $\mathbf{V}_1 = \mathbf{V}_2 + jX\mathbf{I}$.

A la vista de los diagramas, podemos extraer las siguientes conclusiones:

- Caso a) El nudo dos recibe potencia activa desde el nudo uno.** La corriente $\mathbf{I}$ y la tensión $\mathbf{V}_2$ están en fase. La tensión $\mathbf{V}_1$ está adelantada respecto a la tensión $\mathbf{V}_2$. La magnitud de ambas tensiones es prácticamente la misma.
- Caso b) El nudo dos recibe más potencia activa desde el nudo uno.** La tensión en $\mathbf{V}_1$ está más adelantada respecto a la tensión $\mathbf{V}_2$ que en el caso anterior. A su vez el módulo de $\mathbf{V}_1$ comienza a ser sensiblemente mayor que el módulo de $\mathbf{V}_2$.
- Caso c) El nudo dos envía potencia activa hacia el nudo uno.** La tensión $\mathbf{V}_1$ está retrasada respecto a la tensión $\mathbf{V}_2$. La magnitud de ambas tensiones es prácticamente la misma.
- Caso d) El nudo dos recibe potencia reactiva desde el nudo uno.** Este caso corresponde a la conexión de una bobina en el nudo dos. La corriente $\mathbf{I}$ está retrasada 90° respecto a la tensión $\mathbf{V}_2$. El módulo de $\mathbf{V}_1$ es mayor que el de $\mathbf{V}_2$. Ambas tensiones están en fase.
- Caso e) El nudo dos envía potencia reactiva hacia el nudo uno.** Este caso corresponde a la conexión de un condensador en el nudo dos. La corriente $\mathbf{I}$ está adelantada 90° respecto a la tensión $\mathbf{V}_2$. El módulo de $\mathbf{V}_1$ es menor que el de $\mathbf{V}_2$. Ambas tensiones están en fase.
- Caso f) El nudo dos recibe potencia activa y reactiva desde el nudo uno.** La corriente $\mathbf{I}$ está ligeramente retrasada respecto a la tensión $\mathbf{V}_2$. La tensión $\mathbf{V}_1$ está adelantada respecto a la tensión $\mathbf{V}_2$. El módulo de $\mathbf{V}_1$ es mayor que el de $\mathbf{V}_2$.

Puede observarse en los casos a), b) y c) que el flujo de potencia activa P influye significativamente sobre el ángulo δ , que es el desfase angular entre $\mathbf{V}_1$ y $\mathbf{V}_2$, pero influye poco sobre los módulos de tensión. De manera similar, los casos d) y e) muestran que el flujo de potencia reactiva

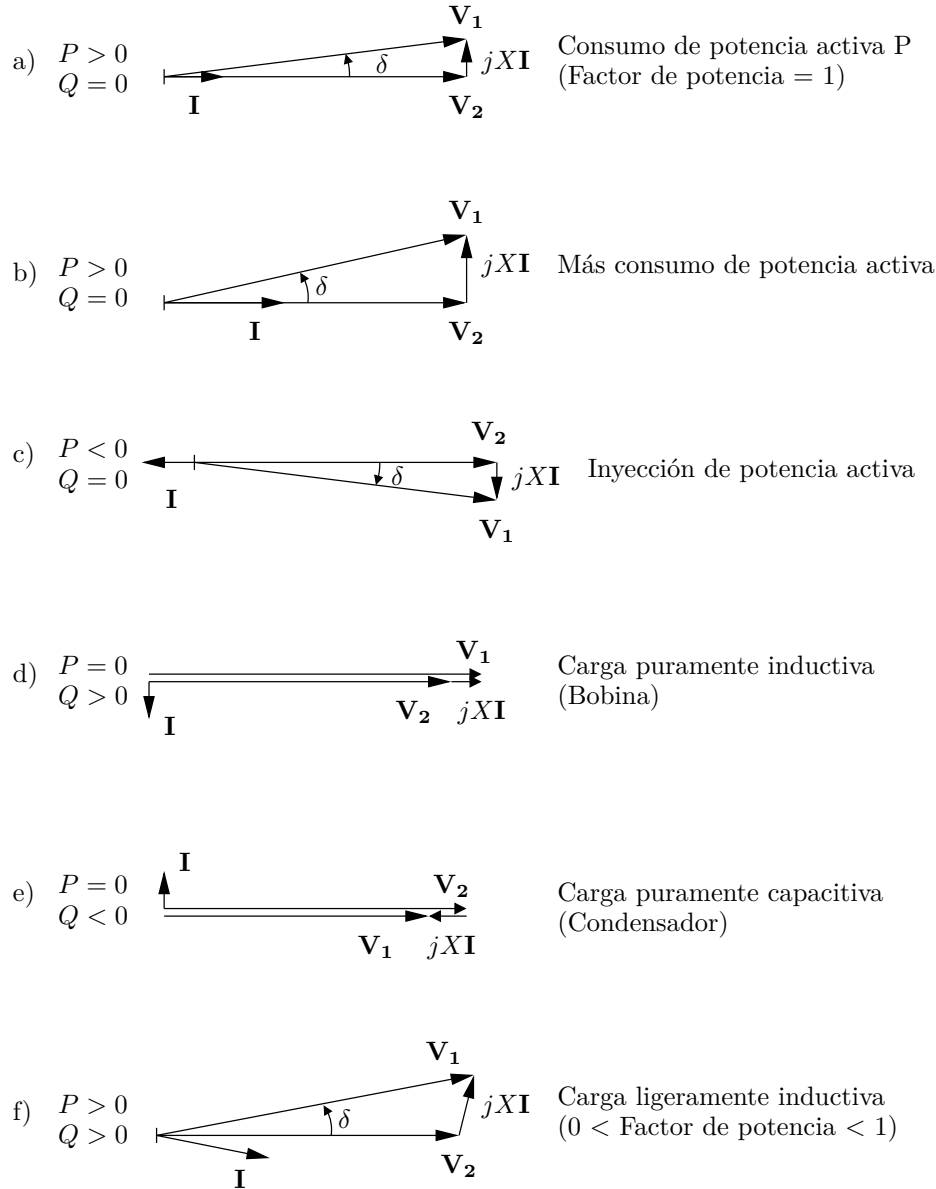


Figura 3.2: Diagramas de fasores en una línea corta sin pérdidas

Q influye significativamente sobre la diferencia entre los módulos de tensión V_1 y V_2 , pero influye poco sobre el desfase angular δ . El caso f), que es frecuente en la práctica, puede interpretarse como los casos a) y d) combinados.

En resumen, los fasores de tensión en una red eléctrica están estrechamente relacionados con los flujos de potencia compleja. Dados dos nudos de un sistema eléctrico conectados entre sí:

- La potencia activa tiende a circular desde el nudo con ángulo de tensión mayor hacia el nudo con ángulo de tensión menor o, lo que es lo mismo, desde la onda tensión adelantada hacia la onda de tensión retrasada.
- La potencia reactiva tiende a circular desde el nudo con magnitud de tensión mayor hacia el nudo con magnitud de tensión menor.

A su vez ambas relaciones están relativamente desacopladas entre sí: los módulos de las tensio-

nes son aproximadamente independientes del flujo de potencia activa y los ángulos de las tensiones son aproximadamente independientes del flujo de potencia reactiva. Estas relaciones, resumidas en la tabla 3.1, constituyen la base del control de tensión en las redes eléctricas.

	Flujo de reactiva	Flujo de activa
Módulos de los fasores de tensión	Fuerte	Débil
Ángulos de los fasores de tensión	Débil	Fuerte

Cuadro 3.1: Acoplamiento entre variables en un sistema eléctrico.

El desacoplamiento recogido en la tabla 3.1 permite que el control de tensión y el control de frecuencia se conciban y ejecuten de manera independiente, lo cual simplifica considerablemente la operación de los sistemas eléctricos. En este sentido, el control de los sistemas eléctricos se puede comparar al de una bicicleta tándem conducida por varios ciclistas: el control de tensión sería equivalente a mantener el equilibrio y el control de frecuencia sería equivalente a mantener la velocidad. El control de la tensión, como el del equilibrio de la bicicleta, no requiere trabajo útil pero es imprescindible para el funcionamiento del sistema. En la referencia [15] puede encontrarse una explicación detallada de esta analogía.

Si incluimos las pérdidas en el modelo de línea obtenemos el sistema de la figura 3.3. La figura 3.4 muestra los diagramas fasoriales correspondientes a dos casos típicos: una carga resistiva en el nudo dos y una carga ligeramente inductiva. Puede observarse que la resistencia de la línea modifica ligeramente el diagrama fasorial, pero el mismo razonamiento sigue siendo válido siempre y cuando la resistencia de la línea sea relativamente pequeña respecto a la reactancia. En general, cuanto mayor es la tensión nominal de una línea mayor es la reactancia en relación con la resistencia. De manera aproximada, en las líneas de transporte de muy alta tensión la reactancia puede ser del orden de 10 veces mayor que la resistencia, mientras que a las tensiones más bajas de las redes de distribución la reactancia y la resistencia de una línea aérea pueden llegar a ser del mismo orden de magnitud.

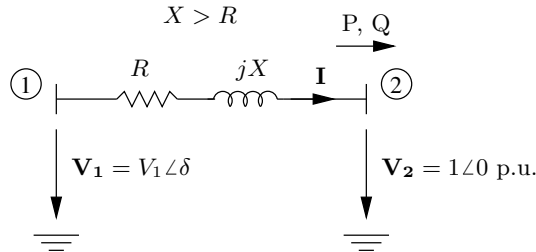


Figura 3.3: Línea corta con pérdidas

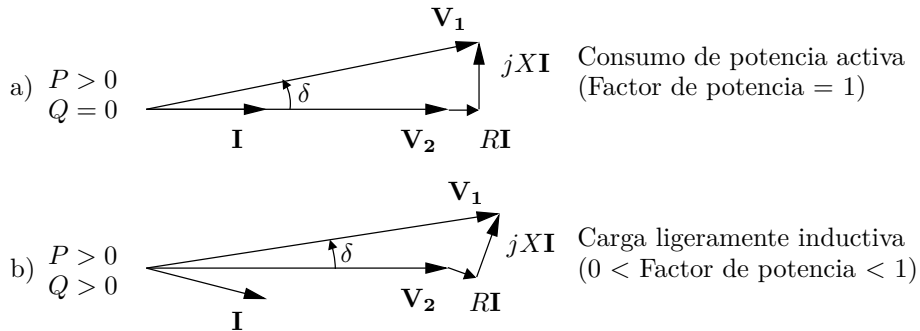


Figura 3.4: Diagramas de fasores en la línea corta con pérdidas

Una consecuencia lógica de la tendencia de la potencia reactiva de fluir desde los nudos con tensión mayor hacia los nudos con tensión menor es la siguiente: *para aumentar la tensión en un nudo inyectamos en el mismo potencia reactiva, y para reducir su tensión extraemos potencia reactiva*. La inyección y el consumo de potencia reactiva es el principal mecanismo de control de tensiones en un sistema eléctrico. En general, la potencia reactiva debe inyectarse allí donde las tensiones son más bajas con el fin de reducir los gradientes de tensión, los flujos de reactiva en el sistema y las pérdidas. En este sentido el control de tensión es un control eminentemente local, al contrario que el control de frecuencia, y debe ejecutarse mediante dispositivos repartidos por todo el sistema.

Aunque sea una regla general, el desacoplamiento indicado en la tabla 3.1 no es perfecto. Existen principalmente dos circunstancias en las que un flujo de potencia activa provoca una caída de tensión:

1. Una rama inductiva pero muy cargada, como el caso de la figura 3.2 b).
2. Una línea eléctrica con una resistencia significativamente alta, en la que $X \approx R$. Como se indicado, este es el caso habitual en las tensiones más bajas de las líneas de distribución.

Al margen de estas excepciones, la inyección de potencia reactiva es el principal recurso para el control de tensiones en una red eléctrica.

3.1.1. Elementos que producen o consumen potencia reactiva

Los elementos que componen una red eléctrica consumen o generan potencia reactiva en función de sus características, y al hacerlo afectan al perfil de tensiones del sistema. La figura 3.5 representa los modelos eléctricos básicos que los operadores utilizan para representar los componentes las redes de transporte y distribución. Estos modelos pueden conectarse entre sí para representar redes que llegan a alcanzar decenas de miles de nudos. La referencia [12] proporciona un repaso exhaustivo de estos y otros modelos más detallados, junto con la interpretación física de los mismos.

Los efectos más relevantes de cada componente sobre la potencia reactiva son los siguientes:

Transformadores: Siempre consumen potencia reactiva debido a su reactancia en serie, y consumen más cuanto más cargado está el transformador.

Incluso cuando un transformador está en vacío consume una pequeña cantidad de potencia reactiva debido a la corriente de magnetización. La rama de la corriente de magnetización del transformador no está representada en el modelo de la figura 3.5 porque su efecto es poco relevante para el control de tensión.

Líneas: El efecto de las líneas de transporte puede explicarse usando el modelo de línea media en la figura 3.5, que representa tanto la reactancia en serie X como la susceptancia en paralelo B de la línea. Por un lado la reactancia en serie de una línea hace que ésta consuma potencia reactiva en función de la corriente I que circula por ella, de acuerdo con la ecuación $Q_{cons} = XI^2$. Por otro lado, la susceptancia en paralelo hace que la línea genere potencia reactiva en función de la tensión a la que está conectada, según la ecuación $Q_{gen} = BV^2$. En conjunto el consumo de potencia reactiva varía considerablemente en función de la corriente I , es decir del grado de carga de la línea, pero la generación de reactiva permanece relativamente constante porque en condiciones normales de funcionamiento la tensión de la línea V es aproximadamente fija y cercana a la tensión nominal.

Ambos efectos combinados hacen que las líneas absorban o generen potencia reactiva en función de su carga. Las tensiones en las redes eléctricas bajan por el día, cuando las líneas están más cargadas y consumen más potencia reactiva, y suben por la noche, cuando las líneas están más descargadas y consumen menos potencia reactiva o incluso la generan.

Un caso extremo consiste en la conexión de una línea en vacío, es decir sin ningún equipo conectado en el extremo receptor. En este caso, la generación de potencia reactiva en la propia línea hace que la tensión suba a lo largo de la línea y alcance su valor máximo en

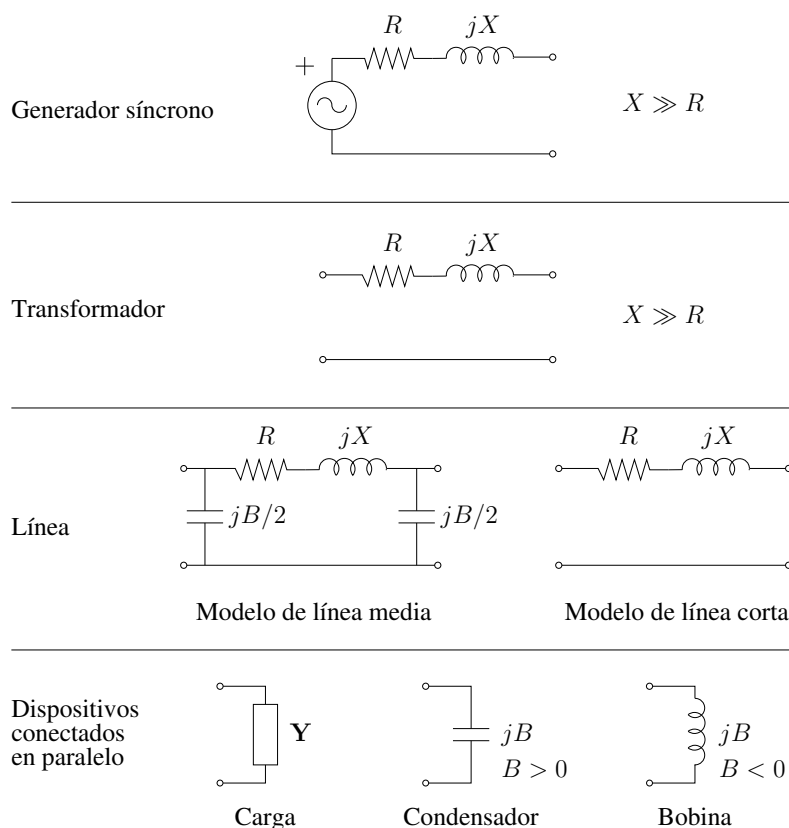


Figura 3.5: Modelos básicos usados en el análisis de sistemas eléctricos equilibrados.

el extremo desconectado. Este fenómeno se conoce como *efecto Ferranti* por el ingeniero británico Sebastian Ziani de Ferranti.

Los cables aislados, usados en líneas subterráneas y submarinas, pueden considerarse un caso particular de línea eléctrica. Se rigen por el mismo principio que las líneas aéreas, pero debido a su elevada capacidad distribuida generan más potencia reactiva. La generación de potencia reactiva en los cables aislados complica el control de tensión en los mismos y es una de las principales razones por la que los cables submarinos se operan en corriente continua.

Cargas: Normalmente absorben cierta cantidad de potencia reactiva, si bien depende de la naturaleza de la carga. Las lámparas incandescentes y los radiadores eléctricos, por ejemplo, son puramente resistivos, mientras los motores de inducción y las lámparas fluorescentes tienen carácter inductivo. El consumo de potencia reactiva se penaliza económicamente porque provoca pérdidas en el sistema, por lo que los clientes industriales suelen reducirlo mediante la instalación de condensadores.

A lo largo del día las cargas en un sistema eléctrico varían tanto en su nivel de consumo como en su naturaleza; por ejemplo en una zona la carga puede ser predominantemente industrial por la mañana y residencial por la tarde. El control de tensión opera de forma continua para adaptarse en cada momento a la situación.

Los generadores síncronos y los condensadores y bobinas en paralelo se utilizan específicamente para controlar la tensión, por lo que se tratan en la sección siguiente.

3.1.2. Dispositivos que controlan la tensión

La mayoría de los elementos que controlan la tensión en un sistema eléctrico lo hacen inyectando o consumiendo potencia reactiva. Los principales dispositivos son los siguientes:

- Plantas generadoras convencionales, a través de sus generadores síncronos.
- Compensadores síncronos, constituidos por máquinas síncronas sin motor primario.
- Condensadores y bobinas conectados en paralelo.
- Convertidores electrónicos diseñados específicamente para controlar la tensión. Estos dispositivos incluyen los compensadores estáticos de tipo SVC (Static VAR Compensator) y STATCOM (STATic synchronous COMPensator).

En esta categoría podemos incluir también los inversores electrónicos de tipo Voltage Source Converter (VSC) que sirven de interfaz para otros equipos, por ejemplo centrales fotovoltaicas, parques eólicos, dispositivos de almacenamiento de energía o terminales de líneas de corriente continua. Aunque la función principal de estos convertidores sea la transmisión de potencia activa, también pueden controlar el intercambio de potencia reactiva.

- Transformadores reguladores, que pueden variar la relación de transformación entre el devanado primario y el secundario. Entre los dispositivos mencionados, los transformadores reguladores son los únicos que no regulan la tensión mediante la inyección de potencia reactiva en el sistema.

Las siguientes secciones describen el funcionamiento de cada uno de estos dispositivos.

3.2. Generadores síncronos

Los generadores síncronos de las plantas eléctricas convencionales combinan un campo magnético giratorio, creado por el devanado de campo en el rotor, con un devanado inducido estacionario en el estátor. Si bien la función principal del generador es transformar la energía mecánica en energía eléctrica, cualquier máquina síncrona también puede controlar la producción o consumo de potencia reactiva a través de la corriente por su devanado de campo. La figura 3.6 representa una planta generadora compuesta por un generador síncrono conectado a una turbina. Los dos puntos a través de los cuales puede controlarse la planta son la válvula de admisión a la turbina y la excitación del devanado de campo. La válvula de admisión permite regular el par mecánico aplicado sobre el eje y, al operar el generador a una frecuencia eléctrica constante (50 ó 60 Hz), la potencia activa producida. La corriente por el devanado de campo permite regular la tensión y el intercambio de potencia reactiva.

La creación del campo magnético giratorio mediante la inyección de una corriente continua en el devanado de campo se llama *excitación*. En su modo de operación más habitual, el sistema de control automático de tensión de una planta mide la tensión en el nudo de conexión del generador y la compara con una referencia. Si la tensión es demasiado baja el sistema incrementa la corriente en el devanado de campo para que la máquina genere más potencia reactiva y la tensión en el nudo de conexión aumente. Si, por el contrario, la tensión es demasiado alta, el sistema reduce la corriente en el devanado de campo, la máquina genera menos potencia reactiva y la tensión en el nudo de conexión decrece.

El mecanismo que proporciona tensión y corriente al devanado de campo se llama *excitatriz*. Las figuras 3.7 y 3.8 muestran, en primer plano, los sistemas de excitación de los generadores de una planta térmica moderna y de una planta hidroeléctrica antigua. Existen distintas técnicas para excitar el rotor de un generador síncrono: la corriente continua puede generarse en un dispositivo estacionario y luego transmitirse al rotor mediante un sistema de escobillas, o puede generarse en un dispositivo montado sobre el propio rotor utilizando semiconductores y aprovechando el propio campo magnético residual de la máquina para arrancar. La descripción de estas tecnologías queda

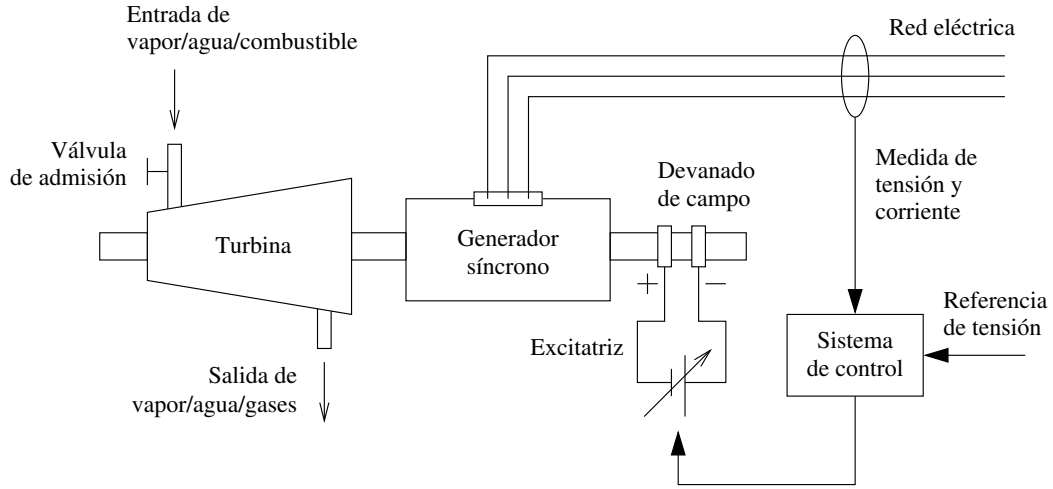


Figura 3.6: El generador síncrono como dispositivo de control de tensión.

fuera del alcance de este texto, pero las referencias [16] y [17] contienen información detallada sobre el modelado de sistemas de excitación en sistemas eléctricos.

Para comprender el funcionamiento del control automático de tensión en un generador síncrono podemos partir del modelo básico sin pérdidas representado en la figura 3.9, donde X_d es la reactancia síncrona, $\mathbf{E} = E \angle \delta$ la tensión interna, $\mathbf{V}_t = V_t \angle 0$ la tensión en los terminales e $\mathbf{I}_a = I_a \angle \theta$ la corriente saliente del generador.

La figura 3.10 representa los diagramas fasoriales del mismo generador conectado a una tensión constante V_t y funcionando en dos puntos de operación distintos. En la subfigura a), a la izquierda, el generador entrega potencia activa y reactiva a la red. Se dice en este caso que la máquina está *sobreexcitada*. Como puede observarse, la corriente $\mathbf{I}_a$ se encuentra retrasada respecto a $\mathbf{V}_t$. En la subfigura b), a la derecha, el generador produce potencia activa y consume potencia reactiva, la corriente $\mathbf{I}_a$ se encuentra adelantada respecto a $\mathbf{V}_t$, y se dice que la máquina está *subexcitada*.

Si mantenemos constante la potencia mecánica aportada por la turbina, el generador produce la misma potencia activa. Si además mantenemos constante la tensión en los terminales V_t y variamos la corriente de magnetización, el punto de operación del generador se desplaza a lo largo de las líneas discontinuas marcadas en la figura. La potencia activa entregada por el generador es $P = V_t I_a \cos \theta$, por lo que el producto $I_a \cos \theta$ debe mantenerse constante y la corriente $\mathbf{I}_a$ se desplaza a lo largo de una línea vertical. Geométricamente puede deducirse que la tensión interna $\mathbf{E}$ se desplaza en el diagrama a lo largo de una línea horizontal, puesto que la componente vertical de $\mathbf{E}$ es $X_d I_a \cos \theta$ y se mantiene constante.

La figura 3.10 muestra que es posible modificar la producción de potencia reactiva del generador síncrono mediante la variación de la excitación en el devanado de campo. Este control es independiente del control de potencia activa, que se realiza a través de la válvula de admisión a la turbina.

La excitación del devanado de campo puede controlarse directamente, o bien utilizarse para controlar la tensión en el nudo de conexión de la máquina. La figura 3.11 muestra un esquema básico de control con las dos alternativas:

- El Regulador DC ajusta la tensión continua del devanado de campo a un determinado valor de referencia, y permite el control manual de la excitación. Se usa para controlar la excitación en situaciones especiales como ensayos o fallos del control automático.
- El regulador AC es el modo normal de operación. Compara la tensión alterna en la red con una tensión de referencia y proporciona una señal de control adecuada para la excitatriz.

La excitatriz constituye la etapa de potencia del sistema de control, y es el dispositivo que



Dergenaue, CC BY-SA 2.5

Figura 3.7: Sala de turbinas de la central térmica de Schwarze Pumpe, en Alemania, en servicio desde 1998. En primer término, dentro de una cubierta cuadrangular amarilla, el sistema de excitación; detrás, en un cilindro amarillo, el generador síncrono de 800 MW; detrás, en un cilindro azul, la turbina.



Kabelleger, public domain

Figura 3.8: Antiguo generador (hoy en desuso) de la central hidroeléctrica de Amsteg, en Suiza, construida hacia 1923. En primer término, la excitatriz.

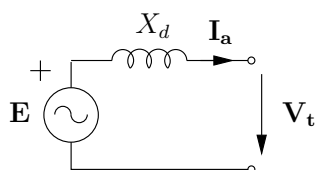


Figura 3.9: Modelo de generador síncrono.

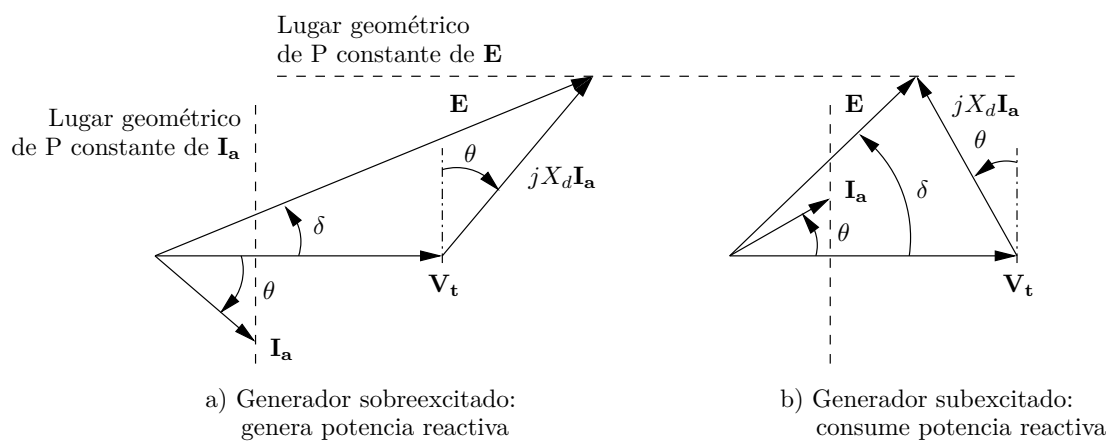


Figura 3.10: Diagrama fasorial del generador síncrono: a) sobreexcitado; b) subexcitado.

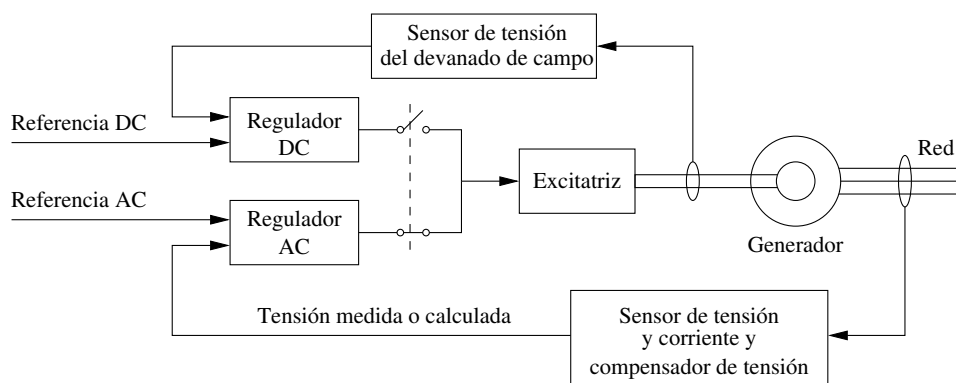


Figura 3.11: Sistema de control de excitación de un generador síncrono.

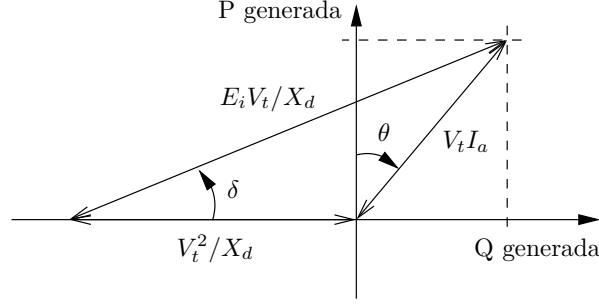


Figura 3.12: Potencia activa y reactiva producida por el generador síncrono.

proporciona corriente continua al devanado de campo. El compensador de tensión permite estimar la tensión en un punto distinto al de medida, por ejemplo en un nudo remoto detrás de una línea. Para ello el compensador de tensión mide la tensión y la corriente en la máquina, y suma a la tensión medida una estimación de la caída de tensión. Esta caída de tensión se calcula como la corriente de salida multiplicada por la impedancia hasta el punto donde se desea controlar la tensión.

3.2.1. Límites de operación del generador síncrono

De acuerdo con la figura 3.9, la potencia compleja saliente del generador síncrono es:

$$\begin{aligned} \mathbf{S} &= \mathbf{V}_t \mathbf{I}_a^* = V_t \angle 0 \left(\frac{E \angle -\delta - V_t \angle 0}{-j X_d} \right) = j \frac{V_t E (\cos \delta - j \sin \delta) - V_t^2}{X_d} = \\ &= \frac{V_t E}{X_d} \sin \delta + j \frac{V_t E \cos \delta - V_t^2}{X_d}. \end{aligned} \quad (3.1)$$

Las potencias activa y reactiva generadas, tomando la parte real y la imaginaria en la ecuación 3.1, son:

$$P = \frac{V_t E}{X_d} \sin \delta \quad (3.2)$$

$$Q = \frac{V_t E}{X_d} \cos \delta - \frac{V_t^2}{X_d}. \quad (3.3)$$

Multiplicando el diagrama fasorial de la figura 3.10 a) por V_t/X_d y desplazando el origen obtenemos la representación del punto de operación del generador sobre la gráfica P-Q. El diagrama de la subfigura 3.10 a) se transforma en el de la figura 3.12, y como puede observarse las potencias P y Q en el gráfico coinciden con las expresiones 3.2 y 3.3.

El generador de una planta eléctrica debe trabajar dentro de unos límites estrictos de operación para evitar su deterioro, y determinar estos límites es importante tanto para la operación de la propia central como para la del sistema eléctrico al que está conectada. A partir de la figura 3.12 es posible calcular los límites teóricos de operación de un generador síncrono para una determinada tensión de conexión V_t . Estos límites, representados en la figura 3.13 a), son los siguientes:

Potencia máxima y mínima de la turbina y la caldera. El límite máximo de potencia activa de una planta es una línea horizontal sobre el diagrama P-Q en la figura 3.13. Algunas plantas térmicas deben operar también por encima de una potencia mínima por diversas causas, por ejemplo por no poder trabajar la caldera por debajo de un caudal mínimo de vapor.

Máxima corriente por el devanado inducido. Una corriente I_a excesiva por el inducido provocaría el sobrecalentamiento de los conductores en el estátor. Como puede observarse en la

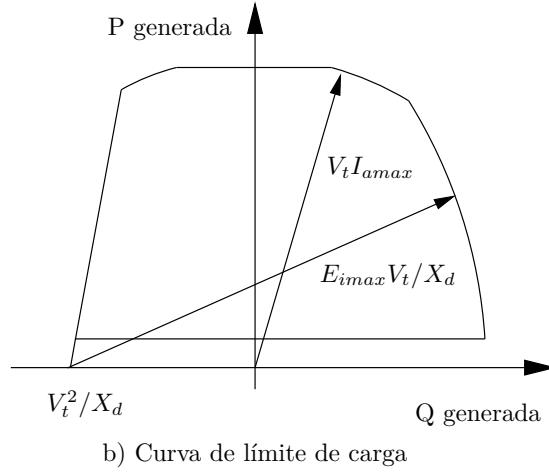
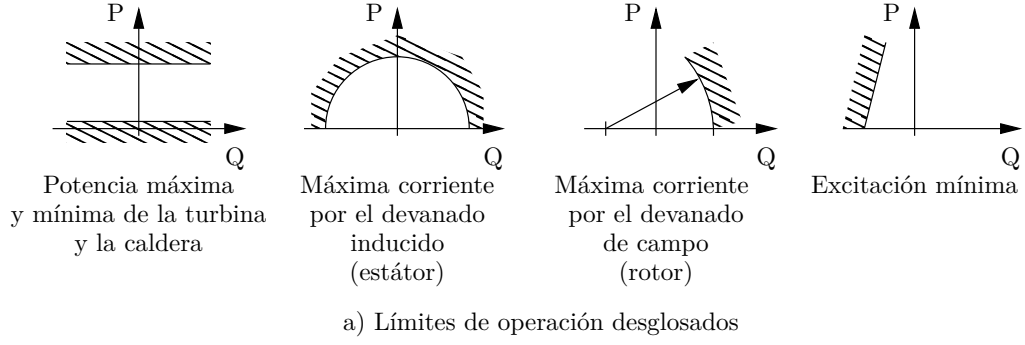


Figura 3.13: Curva de límite de carga de una planta térmica con un generador síncrono.

figura 3.12, a igualdad de tensión V_t la imposición de una corriente máxima I_{amax} se traduce en un límite en forma de arco con centro en el origen del diagrama P-Q y radio $V_t I_{amax}$.

Máxima corriente por el devanado de campo. Una excitación excesiva provocaría el sobrecalentamiento de los conductores del devanado de campo. En este caso, la figura 3.12 muestra que la imposición de una tensión interna máxima E_{imax} se traduce en un límite en forma de arco con centro en el punto $[-V_t^2/X_d, 0]$ y radio $E_{imax} V_t / X_d$.

Excitación mínima. En teoría el límite máximo del ángulo δ para una operación estable es 90° , pero en la práctica no es aconsejable trabajar cerca del límite porque el generador podría perder el sincronismo con el sistema. Los operadores imponen un límite de excitación mínima, que en la figura 3.13 queda representado como un ángulo δ ligeramente inferior a 90° . En un generador real, el fabricante puede añadir límites de excitación mínima adicionales por detalles constructivos que quedan fuera del alcance de este texto.

Los distintos límites se combinan para dar lugar a la curva límite de carga representada en la figura 3.13 b). Es importante observar que este límite de carga corresponde a una determinada tensión en terminales V_t . Si la tensión V_t es más pequeña, por ejemplo 0.95 p.u. en vez de 1.0 p.u., el límite de operación del generador se reduce. La reducción del margen de operación con la tensión es relevante en caso de un colapso de tensión, como se explica en la sección 3.9.1.

La representación de los límites de funcionamiento de los generadores es importante en el análisis de sistemas eléctricos, pero el elevado número de plantas de generación obliga en la práctica a simplificar la curva límite de carga. Los programas informáticos de análisis de sistemas eléctricos suelen considerar únicamente un valor máximo y mínimo tanto para la potencia activa como para la reactiva, es decir aproximan la curva de la figura 3.13 b) mediante un rectángulo.

3.3. Compensadores síncronos

Un compensador síncrono, también llamado *condensador síncrono*, es una máquina síncrona cuyo eje no recibe par mecánico por parte de ningún motor primario. La corriente en su devanado de campo se controla a través de un regulador de tensión de manera similar a la de un generador síncrono, de forma que la máquina puede generar o consumir potencia reactiva según lo requiera el sistema al que está conectada.

Algunas de sus ventajas, en comparación con otros dispositivos de compensación, son las siguientes:

- Regula la tensión de forma continua y no provoca transitorios electromagnéticos, al contrario que las baterías de condensadores.
- No introduce armónicos en la red, al contrario que los dispositivos estáticos basados en la conmutación de semiconductores.
- En caso de caída de tensión por un fallo en la red proporciona corriente de cortocircuito, ayudando a mantener las tensiones durante la falta y facilitando la actuación de las protecciones de sobrecorriente.

Algunos generadores síncronos pueden actuar como compensadores síncronos cuando no producen potencia activa. Esta situación ocurre típicamente por la noche, cuando la demanda es menor y el precio de la energía baja. Desde el punto de vista del operador de la red de transporte es muy distinto un generador síncrono desconectado y un generador que no produce energía pero permanece conectado y, por tanto, puede seguir controlando la tensión.

Otro servicio que puede proporcionar un compensador síncrono, y que no está relacionado con el control de tensión, es aportar inercia al sistema eléctrico. Como se explica en el capítulo 4, la inercia del sistema es un parámetro básico en el control de frecuencia.

3.4. Condensadores y bobinas en paralelo

Los condensadores y bobinas en paralelo constituyen un medio sencillo y económico de inyectar o consumir potencia reactiva en el nudo en el que son conectados. Las bobinas suelen conectarse en horas valle, cuando las líneas están menos cargadas y las tensiones tienden a subir, y los condensadores suelen conectarse en horas punta, cuando las tensiones son más bajas.

Los condensadores y bobinas en paralelo son muy frecuentes, tanto en la red de transporte como en líneas de distribución. En la red de transporte, se encuentran repartidos con el fin de minimizar las pérdidas y las diferencias de tensión. Las figuras 3.14 y 3.15 muestran una batería de condensadores y un conjunto de bobinas, respectivamente, conectadas en subestaciones de transporte. En las líneas de distribución, los dispositivos en paralelo se usan para compensar el factor de potencia de las cargas y para controlar el perfil de tensiones.

Es frecuente que los dispositivos en paralelo se conecten y desconecten automáticamente según sean necesarios para alcanzar un nivel de tensión establecido. Las baterías de condensadores se dividen en escalones, de manera que el sistema de control conecta más condensadores cuando la tensión baja y los desconecta cuando la tensión sube.

El principal inconveniente de los condensadores es que su generación de potencia reactiva es proporcional al cuadrado de la tensión según la ecuación

$$Q = BV^2, \quad (3.4)$$

donde B es la susceptancia del condensador. Esto provoca que la inyección de potencia reactiva disminuya cuando las tensiones son anormalmente bajas, precisamente cuando es más necesaria.



Figura 3.14: Batería de condensadores de 75 Mvar, 150 kV, en la subestación de Zandvliet, Bélgica.



Figura 3.15: Bobinas para el consumo de 100 Mvar de potencia reactiva en la subestación de Dürnrohr, Austria. Las reactancias se encuentran conectadas en estrella; en primer término y a media altura, el cable de conexión de neutro.

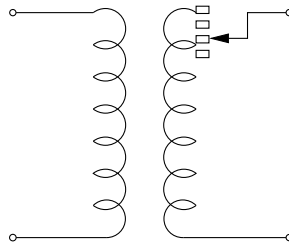


Figura 3.16: Esquema básico de un transformador con cambio de tomas.

3.5. Transformadores con cambio de tomas

Los transformadores con cambio de tomas contienen un devanado en el que la conexión puede realizarse a lo largo de distintos puntos, tal como indica la figura 3.16, lo que permite una regulación discreta de la relación de transformación. Esta regulación se realiza dentro de un margen relativamente estrecho, por ejemplo $\pm 10\%$ de la relación nominal. Este tipo de transformadores se utilizan tanto en redes de transporte como en redes de distribución. La figura 3.17 muestra un transformador de potencia de 380/150 kV equipado con un cambiador de tomas. El indicador de la posición del cambiador de tomas se muestra en la figura 3.18. Como puede observarse el indicador incluye un contador del número de operaciones del cambiador de tomas y dos agujas que marcan las tomas máxima y mínima alcanzadas.

La figura 3.19 muestra tres cambiadores de tomas de un transformador de potencia refrigerado por aceite. Las tomas pueden cambiar mientras el transformador está bajo carga, lo cual permite regular la tensión a lo largo del día sin necesidad de desconectar el transformador. El cambio de una toma a otra se realiza en general por procedimientos mecánicos, y debe asegurar que se mantiene en todo momento la continuidad eléctrica. Como el carácter inductivo de la red eléctrica hace imposible que la corriente se interrumpa bruscamente, si durante el paso de una toma a otra el electrodo quedase desconectado aparecería un arco eléctrico en el seno del cambiador que podría provocar su deterioro. Para atenuar la transición entre dos posiciones los cambiadores de tomas disponen de un selector para elegir la nueva toma, más un conmutador que efectúa el paso de una toma a la siguiente. El conmutador actúa de forma rápida y enérgica, liberando la energía de un muelle previamente comprimido por un motor, y durante el cambio de toma hay un momento en que conducen simultáneamente la toma antigua y la nueva.

El control del cambio de tomas incluye un retraso temporal para impedir que el transformador responda a variaciones rápidas de tensión y de esta forma reducir el número de operaciones del cambiador.

En las redes de transporte, y debido a la naturaleza mallada de las mismas, el efecto de los transformadores con cambio de tomas sobre las tensiones en los nudos y sobre el flujo de potencia reactiva depende de cada caso particular. En ocasiones, para controlar la tensión de una zona se operan de forma coordinada todos los transformadores con cambio de tomas que conectan dicha zona con el resto del sistema.

3.5.1. Autotransformadores reguladores

Un autotransformador regulador es un transformador en el que el arrollamiento primario se conecta en paralelo y el secundario se conecta en serie. Es común referirse a ellos por las expresiones en inglés *booster* o *step voltage regulator* (SVR). Su principio de funcionamiento queda ilustrado en la figura 3.20, que representa un autotransformador construido a partir de un transformador ideal con relación de transformación 10:1. En la conexión de la izquierda, la tensión del secundario se suma a la del primario de manera que la tensión sube un 10 %. Revertiendo la conexión, como muestra el circuito de la derecha, se consigue que la tensión descienda un 10 %.

La figura 3.21 muestra el esquema de funcionamiento de un autotransformador regulador. El devanado regulador, conectado en serie, incorpora un cambiador de tomas. Además a través de



Paul Chernikowsky, CC BY 2.0

Figura 3.17: Transformador de potencia 380/150 kV en Naramata, Canadá. El armario de control del cambiador de tomas está en la parte inferior izquierda.



Paul Chernikowsky, CC BY 2.0

Figura 3.18: Detalle del indicador de posición del cambiador de tomas en el transformador de la figura 3.17.



Figura 3.19: Cambiadores de tomas, uno por fase, en un transformador trifásico desencubado. Los cambiadores cuelgan de la tapa de la cuba del transformador. En la parte inferior se encuentra el selector y en la parte superior, dentro de un cilindro, el conmutador.

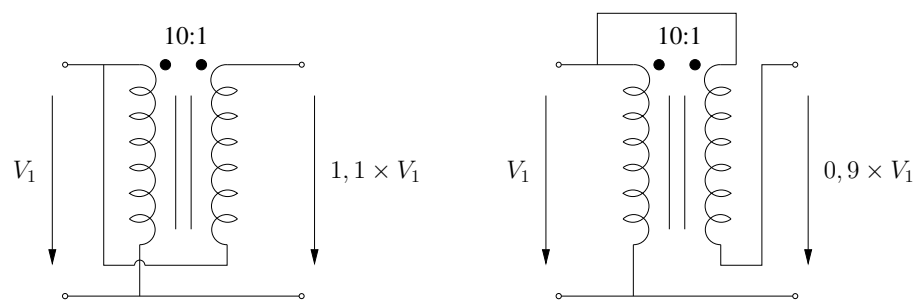


Figura 3.20: Principio de funcionamiento de un autotransformador regulador

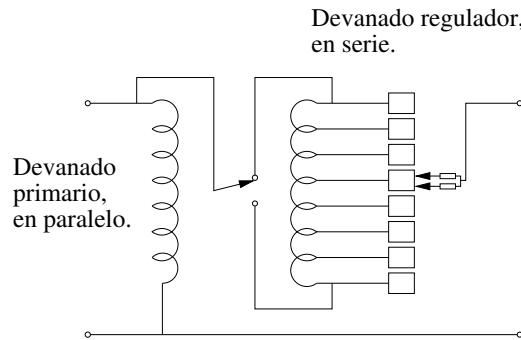


Figura 3.21: Esquema de un autotransformador regulador de tensión.

un interruptor puede elegirse el sentido, positivo o negativo, del incremento de tensión, gracias a lo cual se multiplica por dos el número de posiciones. Un margen de regulación típico es $\pm 10\%$ respecto a la relación de transformación nominal, repartido en 32 tomas. Comparado con un transformador de potencia, un autotransformador regulador tiene tres terminales por fase en vez de cuatro y no aplica una separación galvánica entre el primario y el secundario.

La figura 3.22 muestra tres autotransformadores reguladores monofásicos en una línea de distribución. Como puede observarse por la distancia de aislamiento entre fases, la tensión nominal es la misma a ambos lados del autotransformador regulador. En las redes de distribución es común usar tres reguladores independientes, uno por fase, para poder corregir posibles desequilibrios de tensión. Una causa común de desequilibrio entre tensiones es la asimetría en las cargas, y otra es la disposición asimétrica de los tres conductores de fase en las líneas aéreas.

En las redes de transporte, para evitar este último efecto las líneas se transponen. La transposición de líneas consiste en la permutación de la posición de las fases a un tercio y a dos tercios de la distancia total, como indica la figura 3.23, para asegurar que los parámetros eléctricos sean idénticos en las tres fases.

La figura 3.24 representa el esquema típico de control de un autotransformador regulador. Cuando el sistema detecta que la tensión en el nudo controlado está fuera de los límites especificados, ordena al cambiador de tomas modificar la relación de transformación. El nudo controlado puede ser el propio nudo de conexión o bien otro nudo situado aguas abajo en la línea de distribución y determinado por el compensador de caída de tensión.

3.6. Compensadores estáticos

Un compensador estático es un dispositivo capaz de regular rápidamente el intercambio de potencia reactiva con la red eléctrica a través de semiconductores controlados. Descontando posibles interruptores de conexión, un compensador estático no contiene partes móviles, lo cual permite abaratar su construcción y su mantenimiento en comparación con un compensador síncrono. Como contrapartida los compensadores estáticos, al contrario que las baterías de condensadores y bobinas, introducen pérdidas debido a la conmutación y la conducción de sus semiconductores.

Esta sección describe dos tipos de compensadores estáticos: SVC y STATCOM. Un SVC está basado en tiristores, que son conmutadores semicontrolables en los que tan solo es posible elegir el momento en el que la conducción comienza. Un STATCOM está basado en conmutadores completamente controlables, en los que es posible elegir tanto el momento de inicio como el de interrupción de la conducción. Esta diferencia fundamental afecta al modo de operación y a las prestaciones de ambos dispositivos.



Wtshymanski, CC BY-SA 4.0

Figura 3.22: Reguladores de tensión tipo SVR montados sobre postes de madera. Cada regulador tiene tres pasatapas. Por el tamaño de los pasatapas y por la distancia de aislamiento entre conductores puede comprobarse que la tensión nominal en el primario y el secundario es la misma.

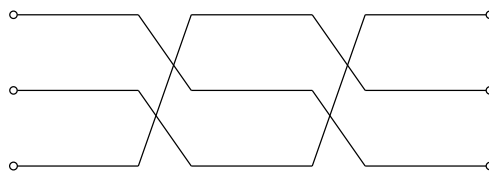


Figura 3.23: Transposición de una línea.

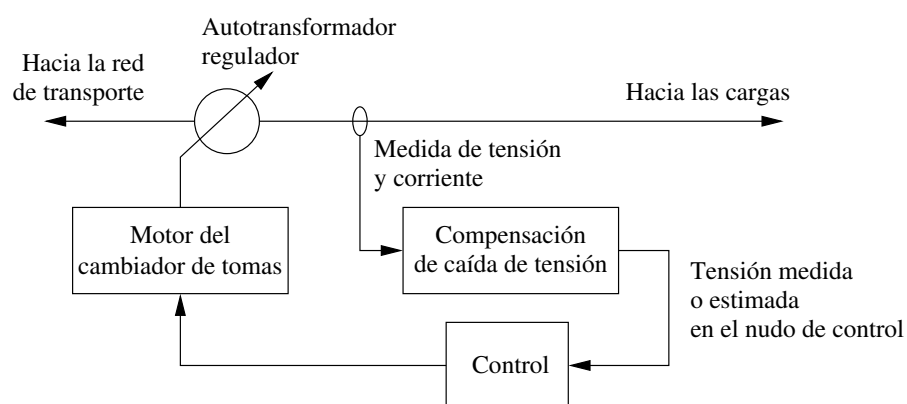


Figura 3.24: Control de un autotransformador regulador.

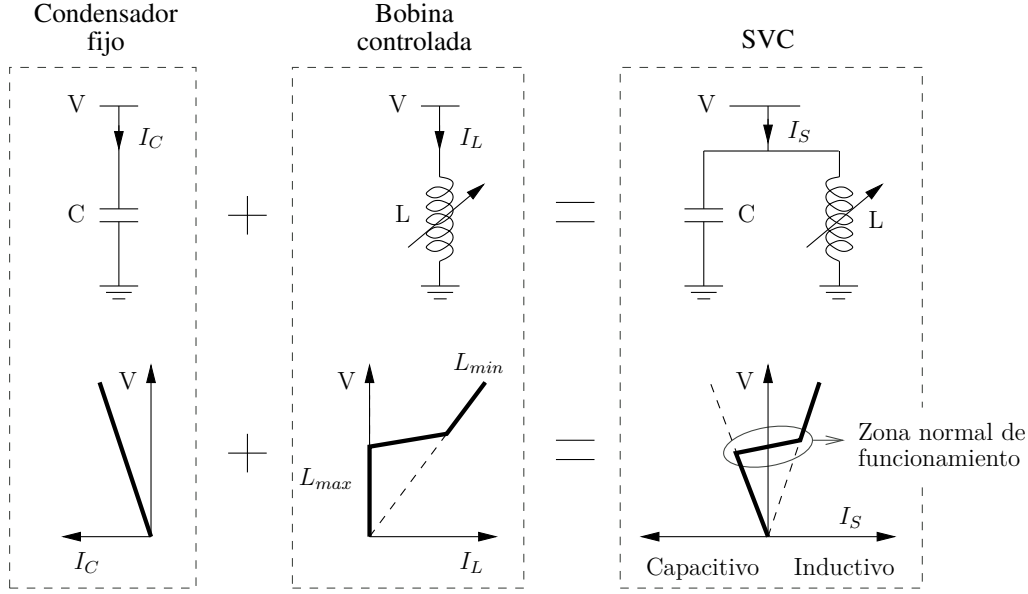


Figura 3.25: Composición de la característica tensión-corriente de un compensador estático.

3.6.1. Compensadores tipo SVC

Las siglas SVC, del inglés *Static VAR Compensator*, se utilizan habitualmente para designar un tipo de convertidores basados en una bobina controlada mediante tiristores. La figura 3.25 muestra una configuración básica formada por la conexión en paralelo de un condensador y una bobina regulable. La característica del condensador es la línea recta determinada por la ecuación $I_C = \omega CV$, pero la inductancia de la bobina se ajusta de forma continua para controlar su consumo de potencia reactiva. La parte inferior de la figura muestra las características tensión-corriente del condensador y la de la bobina controlada, junto con la resultante de ambas en paralelo.

La inductancia de la bobina se controla modificando su tiempo de conducción: la inductancia máxima corresponde a la ausencia de corriente por la bobina, es decir a un circuito abierto, y la inductancia mínima corresponde a la conducción completa. Al ser la bobina regulable es posible programar su característica tensión-corriente, siempre que nos mantengamos dentro de los límites físicos marcados por las inductancias máxima y mínima. La característica tensión-corriente de la bobina controlada se programa de forma que tenga una ligera pendiente positiva en la zona central, que es la zona normal de funcionamiento alrededor de la tensión de referencia.

La parte derecha de la figura 3.25 muestra la característica tensión-corriente de la bobina y el condensador conectados en paralelo. Dado que la corriente total I_S del sistema es la suma de las corrientes por la bobina y por el condensador, y que ambas corrientes están desfasadas 180° , esta característica se obtiene fácilmente sumando escalarmente la magnitud de las corrientes I_C e I_L . El resultado es un elemento que puede operar en el semiplano inductivo y en el capacitivo, y cuya característica tensión-corriente presenta una ligera pendiente positiva en la zona normal de funcionamiento. En una aplicación típica la corriente nula puede corresponder, por ejemplo, a la tensión nominal del nudo de conexión. Si la tensión en el nudo de conexión es más elevada el compensador estático absorbe potencia reactiva, y si la tensión es más reducida el compensador genera potencia reactiva. De esta forma, el compensador estabiliza la tensión en el nudo en el que se conecta, acercando su valor al de referencia.

Técnicamente es posible, mediante una acción de control integral, programar el SVC para que imponga una tensión constante en el nudo de conexión, es decir una característica tensión-corriente horizontal. Sin embargo, esta estrategia de control no se ejecuta porque puede provocar un comportamiento inestable: si en dos nudos cercanos de un sistema eléctrico existiesen dos dispositivos de control de tensión que aspirasen a anular el error de tensión, ambos dispositivos

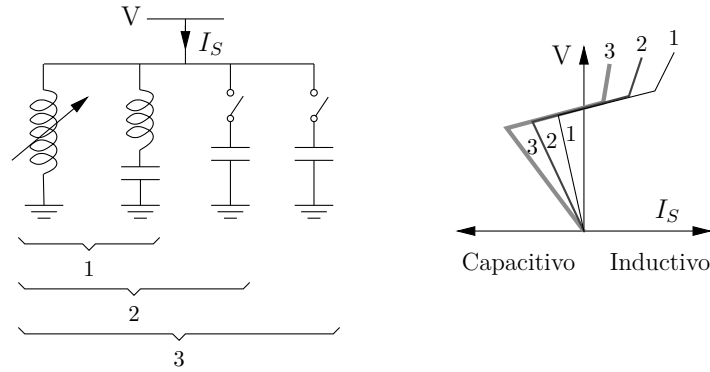


Figura 3.26: Compensador estático con tres etapas de condensadores.

competirían entre sí porque sus referencias de tensión nunca serían exactamente iguales.

Cuando es sometido a tensiones anormalmente bajas el compensador solo es capaz de aportar una pequeña corriente capacitiva, porque opera en la zona inferior de la característica tensión-corriente marcada por la recta que pasa por el origen. En esta zona de operación la inductancia queda reducida al mínimo y el compensador estático se comporta como un condensador, de forma que el aporte de potencia reactiva es proporcional al cuadrado de la tensión según la ecuación 3.4. Esta es una característica importante de los SVCs que limita su aporte de reactiva durante, por ejemplo, huecos severos de tensión provocados por un cortocircuito.

El margen de control del compensador estático puede ampliarse mediante la conexión de condensadores conmutados, que se conectan y desconectan en función de la tensión. La figura 3.26 muestra un sistema de este tipo y su característica tensión-corriente. En dicha figura, la etapa 1 está constituida por la bobina regulable y un filtro capacitivo y da origen a la característica marcada con el número 1. La misión del filtro, además de aportar potencia reactiva a la frecuencia fundamental, es proporcionar un camino a tierra para los armónicos de corriente producidos por la conmutación de los semiconductores. Si la tensión desciende se conectan sucesivamente las etapas 2 y 3, que desplazan la característica tensión-corriente hacia la zona capacitiva.

Bobina controlada mediante tiristores

El elemento central del SVC es la bobina controlada mediante tiristores. Un tiristor es un dispositivo electrónico que permite el paso de corriente cuando se encuentra polarizado en sentido directo y, además, recibe un pulso de corriente por un terminal llamado *puerta* o *gate*. Una vez comienza a conducir, el tiristor solo vuelve a bloquearse cuando deja de estar polarizado en sentido directo.

La figura 3.27 muestra el circuito eléctrico y el ciclo de conducción de una bobina controlada mediante dos tiristores. El pulso de corriente que dispara cada tiristor ocurre en el instante determinado por el *ángulo de disparo* α , que se mide a partir del paso por cero de la tensión v . El ángulo σ durante el cual un tiristor conduce se llama *ángulo de conducción*, y está relacionado con el ángulo de disparo a través de la ecuación

$$\sigma = 2(\pi - \alpha). \quad (3.5)$$

Como indica la figura, un ángulo de disparo $\alpha = 90^\circ$ corresponde a un ángulo de conducción $\sigma = 180^\circ$ en cada tiristor, y por tanto la bobina conduce a lo largo de todo el ciclo. Este modo de funcionamiento equivale a tener la bobina permanentemente conectada. Si el ángulo de disparo α aumenta, el ángulo de conducción σ disminuye. La figura 3.27 muestra los ciclos de conducción para los ángulos de disparo $\alpha = 100^\circ$ y $\alpha = 140^\circ$. Conforme el ángulo de disparo se retrasa, la corriente por la bobina disminuye al tiempo que se distorsiona y se aleja de la forma sinusoidal. En el extremo, si el ángulo de disparo alcanza el valor $\alpha = 180^\circ$, la bobina deja de conducir.

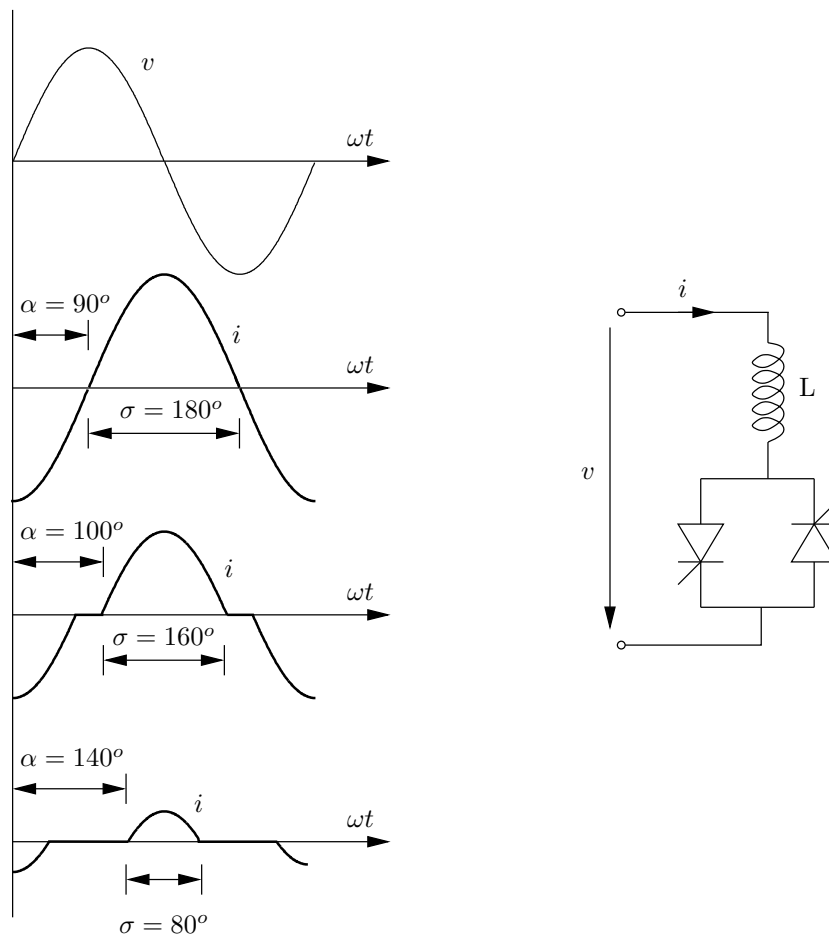


Figura 3.27: Reactancia controlada mediante tiristores.

Esta técnica de modulación se conoce como *control de fase*. Aplicando el análisis de Fourier, la componente fundamental de la corriente por la bobina en función del ángulo de disparo [18] es

$$I_1(\alpha) = \frac{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha}{\pi X_L} V, \quad (3.6)$$

donde V es el valor eficaz de la tensión y X_L es la reactancia de la bobina a la frecuencia fundamental. Dividiendo entre la tensión, la expresión de la susceptancia en función del ángulo de disparo es:

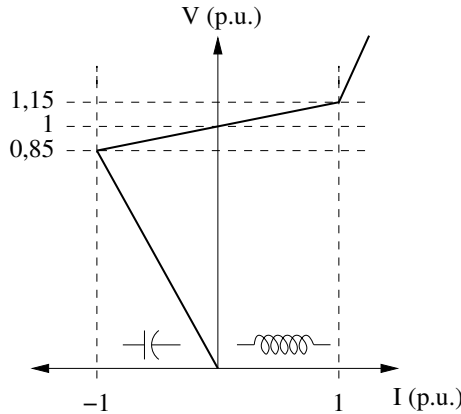
$$B(\alpha) = \frac{I_1(\alpha)}{V} = \frac{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha}{\pi X_L}. \quad (3.7)$$

Aplicando la ecuación 3.7 podemos calcular el ángulo de disparo correspondiente a cualquier valor de susceptancia deseado, dentro siempre del límite físico impuesto por la propia bobina.

La conducción parcial de la bobina provoca una corriente no sinusoidal, es decir con un cierto contenido en armónicos. Si el disparo de los tiristores es simétrico únicamente se crean armónicos de orden impar, que pueden reducirse aplicando diversas configuraciones. Por ejemplo, si las tres fases del compensador estático se conectan en triángulo, los armónicos triples (3, 9...) circulan por dentro del triángulo y no se transmiten a la red. Usando un transformador con tres devanados, con el secundario conectado en triángulo y el terciario en estrella, es posible generar entre estos devanados un desfase de 30° que permite eliminar los armónicos de orden 5 y 7. De esta forma, los primeros armónicos inyectados a la red son los de orden 11 y 13. La función del filtro mencionado en la figura 3.26 es proporcionar un camino a tierra con baja impedancia para los armónicos de corriente, de manera que éstos no circulen hacia la red eléctrica.

Ejercicio 3.1

En un nudo de una red puramente inductiva la tensión es 1,1 p.u.. La impedancia de la red vista desde el nudo es $X = 0,1$ p.u.. Calcular cuál será la tensión en dicho nudo si se conecta un compensador estático con la siguiente característica tensión-corriente:

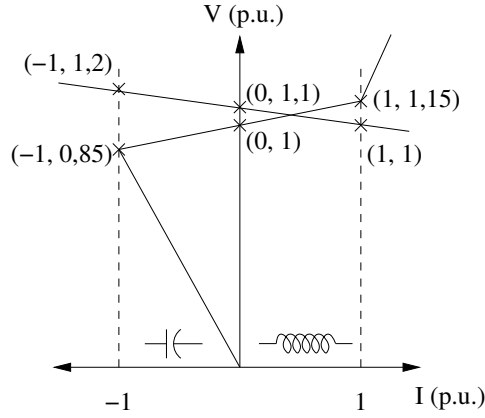


Solución del ejercicio 3.1

Representamos la red como un equivalente Thevenin con tensión interna 1,1 p.u. e impedancia $X_{cc} = 0,1$ p.u.. Al inyectar una corriente reactiva I en el nudo de conexión, la red impone una tensión

$$V = 1,1 - 0,1 \times I. \quad (3.8)$$

Esta ecuación corresponde a una característica tensión/corriente que es representada en la siguiente figura junto con la característica propia del SVC.



El punto de equilibrio es el cruce entre las dos líneas, es decir la solución del siguiente sistema de dos ecuaciones:

$$V = 1 + 0,15 \times I; \quad (3.9)$$

$$V = 1,1 - 0,1 \times I. \quad (3.10)$$

Resolviendo el sistema, la corriente inyectada del SVC es

$$I = 0,4 \text{ p.u. (reactiva)} \quad (3.11)$$

y la tensión una vez conectado el SVC es

$$V = 1,06 \text{ p.u..} \quad (3.12)$$

Condensadores conectados mediante tiristores

Los dispositivos para conectar los condensadores en la figura 3.26 pueden ser interruptores mecánicos, pero su tiempo de actuación es lento en comparación con el control del SVC, y además provocan transitorios electromagnéticos. Por ello en los compensadores estáticos es frecuente emplear condensadores conectados mediante tiristores.

La disposición del circuito es similar a la de la bobina controlada mediante tiristores de la figura 3.27, pero sustituyendo la bobina por el condensador. En este caso la función de los tiristores no es modular la corriente sino únicamente asegurar una conexión rápida y suave de los condensadores. Los tiristores de cada fase comienzan a conducir cuando la diferencia de tensión entre el condensador y la red es nula, eliminando el transitorio electromagnético que se produciría en otro caso.

3.6.2. Compensadores estáticos tipo STATCOM

Un STATCOM, del inglés STATic COMPensator, es un dispositivo de compensación estático basado en un convertidor electrónico VSC (Voltage-Source Converter). Mientras los dispositivos SVC explicados en la sección 3.6.1 utilizan semiconductores semicontrolables, capaces de establecer la corriente pero no de interrumpirla, los convertidores VSC utilizan semiconductores completamente controlables, capaces tanto de establecer como de interrumpir la conducción en cualquier momento. Los semiconductores utilizados más comunes en aplicaciones de alta tensión son los IGBTs (Insulated Gate Bipolar Transistor) e IGCTs (Integrated Gate Commutated Thyristors).

Los convertidores VSC permiten construir una onda de tensión de la amplitud, fase y frecuencia deseada. A modo de ilustración, la figura 3.28 muestra un ejemplo sencillo modulación por ancho de pulso (Pulse Width Modulation, PWM), en la que la señal sinusoidal de referencia se compara con una onda triangular para producir la señal de salida modulada. Comparando la figura 3.28

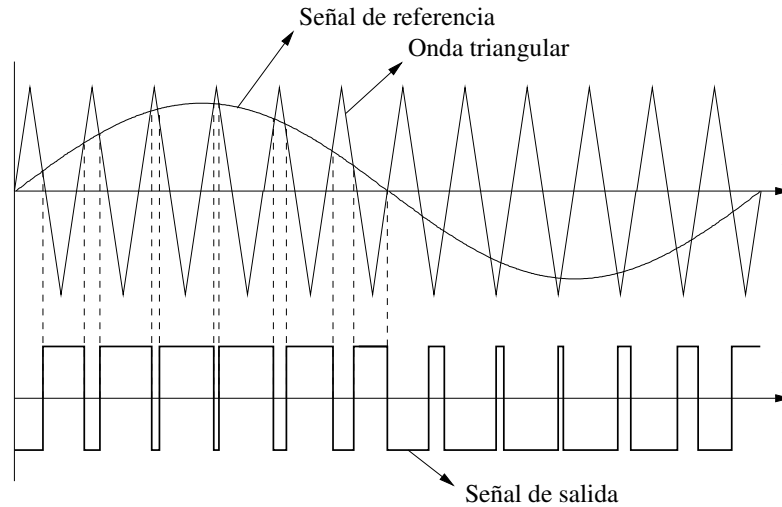


Figura 3.28: Ejemplo de modulación por ancho de pulso.

con la 3.27 puede apreciarse la diferencia entre las técnicas de modulación empleadas en los SVCs basados en tiristores y en los STATCOMs.

Para reducir el contenido de armónicos a frecuencias bajas, que son las más difíciles de filtrar, son necesarias conmutaciones muy rápidas de los semiconductores. Por esta razón, y por las elevadas tensiones a soportar en los sistemas eléctricos, en aplicaciones prácticas se aplican otros esquemas de modulación más complejos que reparten el trabajo entre un número elevado de semiconductores. Los detalles técnicos de distintas alternativas de modulación quedan fuera del alcance de este texto, pero pueden consultarse por ejemplo en [18] o en [19].

La figura 3.29 muestra el esquema básico de un STATCOM, consistente en un transformador, un convertidor electrónico y una etapa de corriente continua. La flexibilidad aportada por los semiconductores completamente controlables permite a un VSC trabajar en los cuatro cuadrantes de potencia, es decir es capaz de consumir y de producir tanto potencia activa como reactiva. El sistema de control mide valores instantáneos de tensión y corriente alterna en el nudo de conexión para regular el intercambio de reactiva con la red eléctrica, y mide también la tensión en la etapa de continua para mantener la misma a un nivel constante. El resultado es un dispositivo capaz tanto de aportar como de consumir corriente reactiva, dentro de los límites térmicos de los semiconductores. La figura 3.30 muestra la característica tensión-corriente típica de un STATCOM. Puede observarse que, al contrario que un SVC, un STATCOM es capaz de aportar corriente reactiva a tensiones muy bajas.

En un STATCOM la potencia activa intercambiada con la red es prácticamente nula, y sirve únicamente para compensar las pérdidas internas y mantener la tensión en la etapa de continua. Aunque quede fuera del campo del control de tensión, es interesante señalar aquí que existen en los sistemas eléctricos dispositivos que utilizan un esquema similar al de la figura 3.29, pero añadiendo elementos en paralelo con la etapa de continua que permiten modificar el aporte de potencia activa. Por ejemplo, un dispositivo de almacenamiento de energía puede conectar una batería; un aerogenerador puede conectar un generador síncrono detrás de un rectificador electrónico, y una línea de corriente continua puede conectar una línea y un segundo convertidor VSC en el otro extremo de la misma.

3.6.3. Aplicaciones típicas

En la actualidad los compensadores estáticos se utilizan, por su versatilidad y rapidez de control, tanto en redes de transporte como de distribución. En general los SVCs y STATCOMs realizan una función similar, aunque usen una tecnología distinta. Algunas aplicaciones típicas de

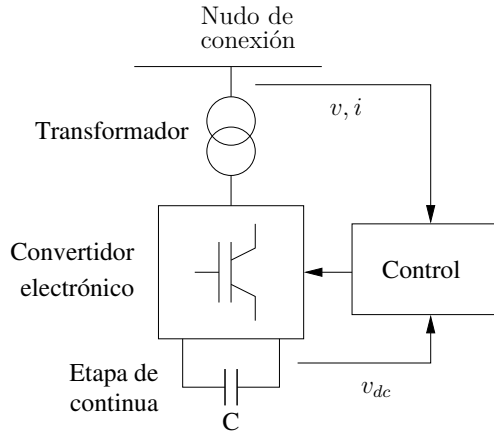


Figura 3.29: Esquema general de un STATCOM.

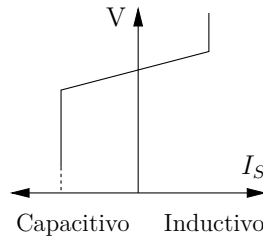


Figura 3.30: Característica tensión-corriente de un STATCOM.

los compensadores estáticos en redes de transporte son las siguientes:

Control de sobretensiones temporales. Las sobretensiones temporales son aquellas en las que la tensión sigue siendo sinusoidal y a la frecuencia industrial, pero con un valor superior al del funcionamiento normal. Pueden producirse, por ejemplo, ante una pérdida importante de carga en un nudo de la red. Los compensadores estáticos son un instrumento efectivo para estabilizar la tensión porque pueden responder a las variaciones bruscas de tensión mucho más rápidamente que las bobinas conectadas mediante interruptores o los transformadores con cambio de tomas.

Atenuación de las oscilaciones electromecánicas en la red. Las tensiones de una red eléctrica y el flujo de potencia activa están relativamente desacoplados, pero este desacoplamiento no es perfecto como se indica en la sección 3.1. Modificando las tensiones es posible variar ligeramente la potencia activa producida por un generador o la consumida por una carga, y algunos sistemas de control utilizan esta característica para atenuar las oscilaciones electromecánicas entre generadores síncronos después de una perturbación severa.

Algunas aplicaciones típicas en redes de distribución son:

Mitigación del efecto flicker. El efecto flicker, que puede traducirse al castellano como parpadeo o titileo, consiste en la variación de la luminosidad de una lámpara debido a fluctuaciones en la tensión. Se produce cuando en las proximidades del nudo de conexión de la lámpara se encuentra un dispositivo que varía de forma rápida y enérgica su consumo o producción de potencia. Ejemplos típicos de estos dispositivos son cargas variables como grandes motores y hornos de arco, y fuentes de energía renovables como aerogeneradores. La variación del consumo o inyección de potencia de estos dispositivos puede afectar a la tensión de otros nudos próximos en la misma red de distribución.

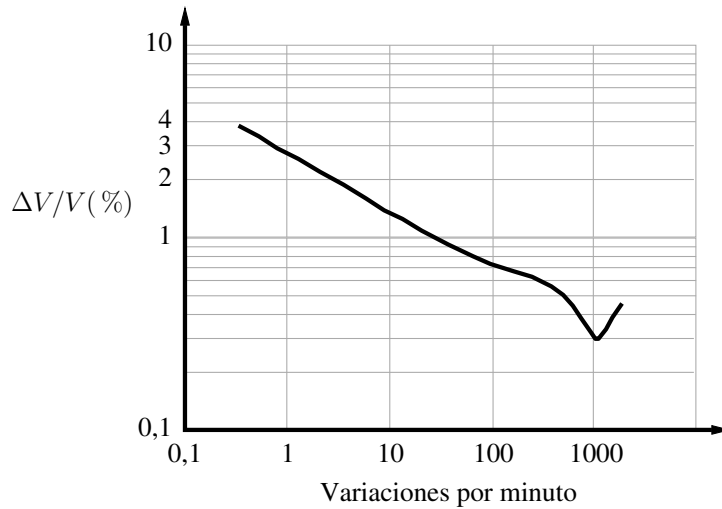


Figura 3.31: Representación aproximada de la curva de flicker según la norma IEC 61500.

El contenido de flicker de un nudo se calcula tomando muestras de tensión a lo largo de un periodo de tiempo, y comparando su variación con curvas normalizadas como la de la figura 3.31. La curva en esta figura representa la variación aceptable de tensión a distintas frecuencias. A frecuencias muy bajas el margen de variación es más amplio porque la velocidad es demasiado lenta para que la variación de luminosidad sea molesta, y lo mismo ocurre a frecuencias muy altas. Alrededor de una frecuencia de 1000 variaciones por minuto, es decir aproximadamente 17 Hz, el efecto de la variación de luminosidad sobre las personas es máximo, y por tanto el margen de variación de la tensión es más restrictivo.

Balance de sistemas desequilibrados. Como se indica en la sección 3.5.1, en redes de distribución débiles es relativamente común que aparezcan desequilibrios entre las tres fases del sistema. El control independiente de las tres fases de un SVC permite igualar las magnitudes de tensión.

3.7. Control de tensión en redes de distribución

El carácter radial de las redes de distribución facilita el cálculo del flujo de potencia activa y reactiva por sus ramas, porque siempre hay un único camino desde cada punto de la red hasta la subestación primaria en la cabecera de la línea. Esta característica simplifica notablemente el control de tensión, al ser posible conocer el camino que seguirá la potencia reactiva inyectada en cualquier nudo de la red.

La figura 3.32 muestra, a modo de ejemplo, distintas alternativas de control de tensión en una línea de distribución con varias cargas y sin generación distribuida. En la subfigura 3.32 a) se aprecia cómo, a falta de dispositivos de control de tensión, la tensión decrece significativamente a lo largo de la línea. En este sentido conviene recordar que la resistencia de las líneas aéreas en los niveles más bajos de tensión de las redes de distribución es del mismo orden de magnitud que la reactancia. Como muestra la figura 3.4, la existencia de una resistencia significativa hace que tanto el transporte de potencia activa como el de reactiva provoque una caída de tensión. En el ejemplo de la figura la tensión en las cargas es sensiblemente inferior a la tensión mínima, que en este ejemplo se ha fijado en 0,95 p.u..

En la fase de planificación de la red de distribución, los distintos dispositivos de control de tensión deben considerarse como recursos que permitirán obtener un perfil de tensiones adecuado. Las subfiguras 3.32 b), c) y d) muestran, respectivamente, el efecto de equipar al transformador de la cabecera de la línea con un cambiador de tomas, de instalar un autotransformador regulador

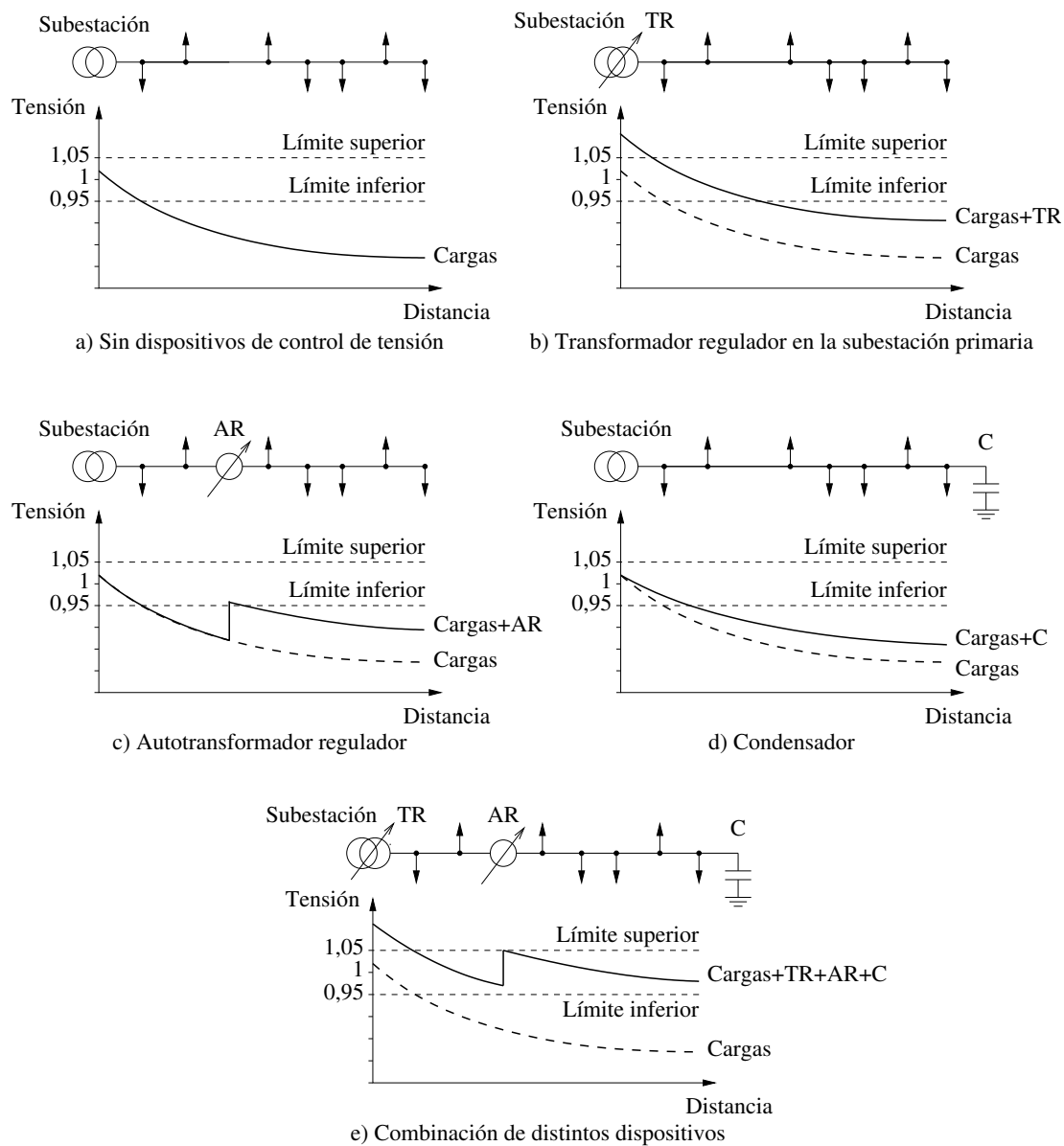


Figura 3.32: Ejemplo de regulación de tensión en una línea de distribución. TR: Transformador Regulador; AR: Autotransformador regulador; C: Condensador.

en un punto intermedio de la línea, y de conectar un condensador al final de la línea. Puede observarse que el efecto del cambiador de tomas, tanto en el transformador de la cabecera como en el autotransformador, es desplazar la curva de tensión verticalmente. La pendiente de la curva de tensión apenas varía, porque el flujo de potencia hacia las cargas sigue provocando aproximadamente la misma caída de tensión. El efecto del condensador, por el contrario, consiste en reducir la pendiente de la caída de tensión. La razón es que el condensador inyecta potencia reactiva, que al fluir hacia la subestación primaria reduce la caída de tensión. Eventualmente, si la capacidad conectada fuese suficientemente grande, la tensión en el condensador podría ser incluso superior a la de la subestación primaria.

La subfigura 3.32 e) representa una solución posible, en la que la acción combinada de los tres dispositivos permite mantener las tensiones en las cargas dentro de los márgenes especificados. Como puede observarse la tensión en la cabecera de la línea es superior al límite especificado para las cargas, pero esta circunstancia puede no ser un problema si la propia instalación eléctrica está diseñada para trabajar a esta tensión. La solución propuesta en este caso no es la única posible, y las posibles alternativas deben ser evaluadas en función de parámetros como el coste, la flexibilidad para el control, o la capacidad de asumir futuros incrementos de carga.

El ejemplo anterior consiste en un caso fijo en el tiempo, pero en la realidad las cargas evolucionan a lo largo del día y el control de tensión debe adaptarse continuamente a cada nueva situación. Además, aunque la función principal de las redes de distribución es transportar energía desde la red de transporte hasta las cargas, en la actualidad es cada vez más frecuente la conexión a las redes de distribución de unidades de generación o de almacenamiento de energía. Estas unidades afectan al control de tensión al modificar e incluso revertir el flujo de potencia activa en las líneas. Todos estos factores deben considerarse durante la planificación del control de tensión de una red de distribución.

La producción de las unidades generadoras conectadas a las redes de distribución, conocidas en su conjunto como *generación distribuida*, varía a lo largo del día en función de su tecnología. Una planta fotovoltaica, por ejemplo, genera más potencia a las horas centrales del día, cuando mayor es la irradiación solar, y una turbina eólica lo hace en función del viento. El almacenamiento de energía en los coches eléctricos afectará probablemente al consumo en un futuro próximo, porque técnicamente es posible cargar la batería de un coche eléctrico por la noche, cuando la energía es más barata, y devolver la energía a la red por el día cuando es más cara.

La figura 3.33 muestra, en color azul, la evolución diaria de la tensión en un nudo de una red de distribución sin generación distribuida. La tensión disminuye según aumenta la carga durante el día, y aumenta según disminuye la carga durante la noche. La misma figura muestra, en color rojo, la posible evolución de la tensión el mismo nudo cuando se conecta una planta fotovoltaica sin posibilidad de control de tensión. Como puede observarse la tensión es la misma durante la noche, pero asciende durante el día debido a la inyección de potencia activa por parte de la planta fotovoltaica. La producción instantánea, y con ella la tensión, puede descender bruscamente si la radiación directa se ve interrumpida por el paso de una nube. Siguiendo con el mismo ejemplo, la línea en color verde muestra la evolución de la tensión cuando la propia planta fotovoltaica aplica un control de tensión mediante el intercambio de potencia reactiva a través de sus convertidores electrónicos. El resultado es una variación más suave de la tensión a lo largo del día.

3.8. El control de tensión en la red de transporte en España

En España el control de tensión, al igual que otros procesos de gestión técnica, se engloba dentro de los servicios complementarios. El documento que regula el control de tensión en la red de transporte es el Procedimiento de Operación 7.4, *Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte* [20].

El carácter local del control de tensión dificulta la integración de los recursos de potencia reactiva dentro de un mercado competitivo. Por esta razón el ordenamiento actual establece una prestación mínima de carácter obligatorio, y otra prestación opcional para los recursos que excedan la parte obligatoria.

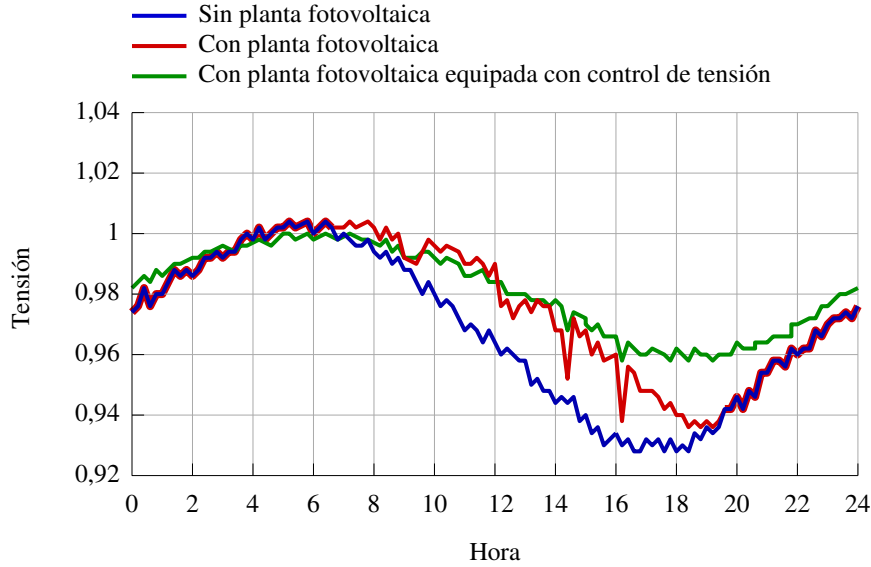


Figura 3.33: Ejemplo de variación de tensión en un nudo de una red de distribución a lo largo del día.

Entre los requisitos obligatorios, los generadores por encima de 30 MW de potencia nominal deben ser capaces de aportar o consumir, a requerimiento del Operador del Sistema, una potencia reactiva de hasta un 15 % de su potencia activa neta máxima cuando el nudo de conexión se encuentre a la tensión nominal. Así pues, el ancho de banda mínimo de regulación de potencia reactiva es el 30 % de la potencia activa máxima. El Procedimiento de Operación establece que si la tensión es más baja el generador debe desplazar este mismo margen hacia una mayor producción de reactiva, y viceversa.

Dentro también de los requisitos obligatorios, los consumidores proveedores del servicio, típicamente grandes consumidores conectados directamente a la red de transporte, tienen prohibido:

- En hora punta, consumir más potencia reactiva que el 33 % de la potencia activa.
- En hora llano, consumir más potencia reactiva que el 33 % de la potencia activa y producir potencia reactiva.
- En hora valle, producir potencia reactiva.

Respecto a la prestación opcional, cada mes de septiembre el gobierno actualiza, previo informe del regulador, los precios regulados de los recursos adicionales. Posteriormente los proveedores del servicio envían sus ofertas de recursos adicionales, indicando el mes del año y el periodo horario de punta, valle o llano a los que aplican. Estos recursos adicionales son, en el caso de consumidores y gestores de redes de distribución, ofertas de producción o consumo de potencia reactiva, y en el caso de generadores, además, la posibilidad de actuar como compensadores síncronos. En diciembre, una vez recibidas las ofertas, el Operador del Sistema decide cuáles de ellas son asignadas.

3.9. Estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión es la capacidad de un sistema eléctrico de mantener tensiones aceptables en todos sus nudos. Al igual que el control de tensión, la estabilidad de tensión es un fenómeno esencialmente local, si bien sus consecuencias pueden, como se verá en el caso del colapso de tensión, extenderse por una zona amplia del sistema eléctrico.

Para ilustrar un problema de estabilidad de tensión consideremos un ejemplo sencillo, extraído de [17, sec. 14.1], que consiste en la carga alimentada a través de una línea mostrada en la

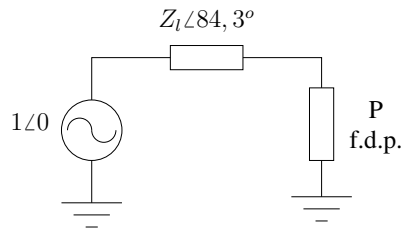


Figura 3.34: Ejemplo de carga alimentada a través de una línea.

figura 3.34. Suponemos que la tensión en la fuente de alimentación es uno por unidad y que la reactancia de la línea es 10 veces mayor que su resistencia, un valor típico para una línea de transporte. La carga queda definida por la potencia activa consumida y el factor de potencia.

Dado un factor de potencia fijo, la variación del consumo provoca una variación de la tensión en el nudo de conexión de la carga. La figura 3.35 muestra las curvas que relacionan la carga con la tensión. En el eje horizontal de la figura la potencia está normalizada en relación con la máxima potencia transmisible con factor de potencia uno. Puede observarse que, para cargas pequeñas, la tendencia de la tensión es a subir cuando la carga es capacitiva y a bajar cuando es inductiva. Sin embargo, para cargas muy grandes la tensión siempre decrece. A este respecto conviene recordar que el desacoplamiento entre flujo de potencia activa y módulo de tensión deja de ser válido en líneas muy cargadas, como se explica en la sección 3.1.

Las curvas de la figura 3.35 se llaman curvas P-V, y a veces *curvas de la nariz* por su forma característica. Gráficas similares a ésta pueden ser calculadas para cualquier nudo de un sistema eléctrico mediante la realización de sucesivos flujos de carga. La línea discontinua representa el límite de funcionamiento del sistema: más allá de ella es imposible transmitir potencia activa. Los puntos situados por debajo de la línea discontinua son inestables y el sistema eléctrico nunca opera en ellos. Tampoco es posible calcular estos puntos mediante un flujo de cargas convencional, por ejemplo aplicando Newton-Raphson. Cuando un flujo de cargas convencional no converge, a menudo es debido a un problema de inestabilidad local de tensión.

Las curvas muestran cómo un aumento excesivo de la carga provoca el descenso progresivo de la tensión de forma que, incluso antes de llegar al punto inestable, las tensiones se vuelven inaceptablemente bajas. En general la inestabilidad de tensión aparece en redes débiles, o bien en sistemas muy cargados donde la potencia activa recorre un largo camino desde la generación hasta el consumo. Este mismo estudio puede aplicarse a zonas de un sistema eléctrico; lo que en la figura 3.34 es una carga, en otro estudio puede ser un conjunto de nudos con una demanda elevada, y lo que es una línea puede ser un conjunto de líneas más o menos mallado.

3.9.1. Colapso de tensión

Un colapso de tensión es un fenómeno más complejo que una inestabilidad local de tensión, y puede provocar pérdidas de suministro en áreas extensas de un sistema eléctrico. Se produce como resultado de una secuencia de eventos, acompañados de un problema de inestabilidad de tensión, que provocan un perfil bajo de tensiones en una zona de elevado consumo de potencia. Los transformadores con cambio de tomas y las cargas térmicas asociadas a termostatos pueden jugar un papel importante en un colapso de tensión.

Consideremos el ejemplo de la figura 3.36, que muestra una secuencia típica de pasos que desembocan en un colapso de tensión. El sistema de la figura consiste en una carga elevada en la zona central, alimentada en parte por varias centrales próximas y en parte por centrales relativamente alejadas en el noroeste. La secuencia de eventos es la siguiente:

1. El punto de partida es una situación de carga elevada a una hora central del día cerca de la hora punta y durante una jornada laboral de invierno, cuando los sistemas de climatización aumentan la carga en el sistema. En condiciones normales todas las plantas estarían dispo-

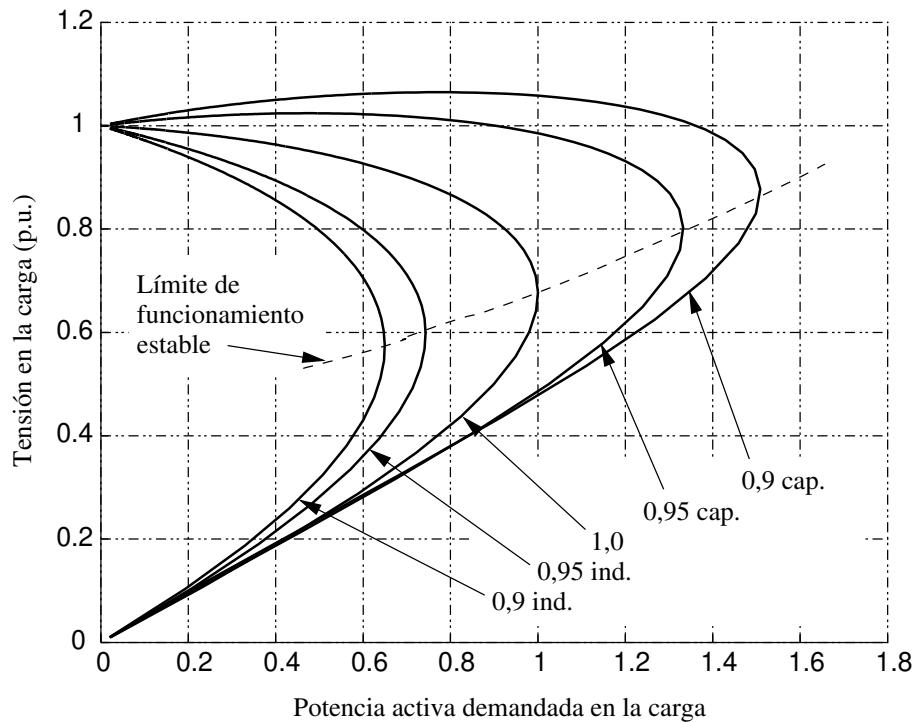


Figura 3.35: Curvas P-V en función del factor de potencia de la carga.

nibles, pero en el ejemplo la planta representada el línea discontinua está fuera de servicio por cuestiones técnicas.

Para dar suministro a las cargas es necesario transportar parte de la potencia desde el noroeste, y en consecuencia algunas líneas de transporte están muy cargadas. Esto provoca una caída de tensión en las líneas que van desde el noroeste hacia el centro, de manera que la tensión en la carga es 0,96 p.u.. Por otro lado los generadores síncronos están produciendo la potencia reactiva consumida por las cargas y por las líneas y transformadores, por lo que quedan pocas reservas de potencia reactiva. El punto de funcionamiento de las centrales en relación a su curva límite de carga se encuentra dibujado debajo de cada planta.

2. El desencadenante del colapso de tensión es la pérdida de la línea marcada con una equis roja en la figura. Inmediatamente la potencia que circulaba por esta línea se transfiere a las otras dos líneas en paralelo, incrementando la caída adicional de tensión entre el noroeste y la carga. En consecuencia, la tensión en la carga cae hasta 0,92 p.u..

El control automático de tensión en los generadores cercanos a la carga incrementa la excitación y la aportación de reactiva para mantener la tensión en sus terminales. Esto genera un flujo adicional de reactiva con la correspondiente caída de tensión. En este punto los generadores se encuentran cerca de su límite de funcionamiento térmico tanto por la corriente en el devanado de campo como por la del inducido.

El descenso de tensión en la carga tiene un efecto beneficioso, porque provoca inmediatamente un descenso del consumo. Consideremos por ejemplo una carga resistiva: como su consumo de potencia es $P = V^2/R$, un descenso de la tensión de 0,97 a 0,93 provoca un descenso de consumo del 8 % aproximadamente. Este descenso del consumo alivia el problema y estabiliza el sistema.

3. El descenso del consumo descrito en el paso anterior desaparece lentamente debido a dos mecanismos de control. En primer lugar, las redes de distribución responden a la bajada de

tensión cambiando las tomas de los transformadores reguladores, de forma que en un margen de tiempo del orden de varios minutos se recuperan la tensión y la carga. Esto provoca más flujo por las líneas, mayor caída de tensión en la red de transporte y más demanda de reactiva a los generadores.

En segundo lugar las cargas resistivas asociadas a termostatos, por ejemplo en sistemas de climatización, comienzan a recuperarse en un margen de tiempo de minutos o decenas de minutos. Consideremos por ejemplo un termostato que regula la temperatura en una vivienda con un sistema de calefacción eléctrico; si la resistencia de los radiadores produce menos calor, el sistema de control la mantiene encendida durante más tiempo y a medio plazo el consumo es el mismo.

Ambos efectos provocan que la tensión vuelva a subir en el lado de baja tensión de los transformadores reguladores hasta 0,96 p.u., aunque en el lado de alta tensión permanece deprimida a 0.91 p.u..

4. Eventualmente, uno de los generadores síncronos cercanos a la carga alcanza su límite de generación de potencia reactiva. A partir de ese momento el generador ya no puede controlar la tensión en sus terminales por lo que ésta desciende respecto al valor de referencia. El descenso de la tensión en el generador provoca una disminución de su curva límite de generación, tal como se explica en la sección 3.2.1. En consecuencia el generador afectado puede generar menos potencia reactiva y los generadores vecinos deben incrementar su generación de reactiva.
5. La situación se repite y, uno a uno, los generadores cercanos a la carga van alcanzando su límite de aporte de reactiva. Además, conforme desciende la tensión, las baterías de condensadores en paralelo aportan menos potencia reactiva.
6. El proceso termina con una caída amplia y generalizada de tensión en la carga. La actuación de protecciones provoca la desconexión de elementos de la red, algunos generadores pueden incluso perder el sincronismo, y la consecuencia final es un apagón más o menos extenso.

La escala temporal del colapso de tensión, que evoluciona a lo largo de decenas de minutos, permite tomar acciones correctoras desde un centro de control. Por otro lado, el hecho de que el punto de partida sea una condición de carga especialmente elevada, quizá con algún elemento de la red fuera de servicio, permite a los centros de control prepararse con anterioridad para afrontar la situación. Una de las principales herramientas para corregir un problema de estabilidad de tensión es el deslastre selectivo de cargas, descrito en la sección 4.6.2.

3.10. Para leer más

El Procedimiento de Operación 7.4 *Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte* regula el servicio complementario de control de tensión en la red de transporte española, y sus primeras secciones incorporan varios de los conceptos tratados en este capítulo.

Los conceptos más importantes de control de tensión en redes eléctricas de transporte y distribución se encuentran recogidos en el texto *Voltage Control and Protection in Electrical Power Systems*, de S. Corsi [21]. Entre sus contenidos, este texto describe varios ejemplos prácticos en redes de transporte de distintos países. La referencia [22] también aborda el control y la estabilidad de tensión.

Desde el punto de vista docente, el libro *Power System Stability and Control* de P. Kundur [17] es un excelente libro general sobre sistemas eléctricos que cubre tanto la parte de control como la de estabilidad de tensión.

Para profundizar en la aplicación de convertidores electrónicos en redes eléctricas pueden consultarse las referencias [18, 23, 19].

Finalmente, para un texto especializado en estabilidad de tensión puede consultarse [24].

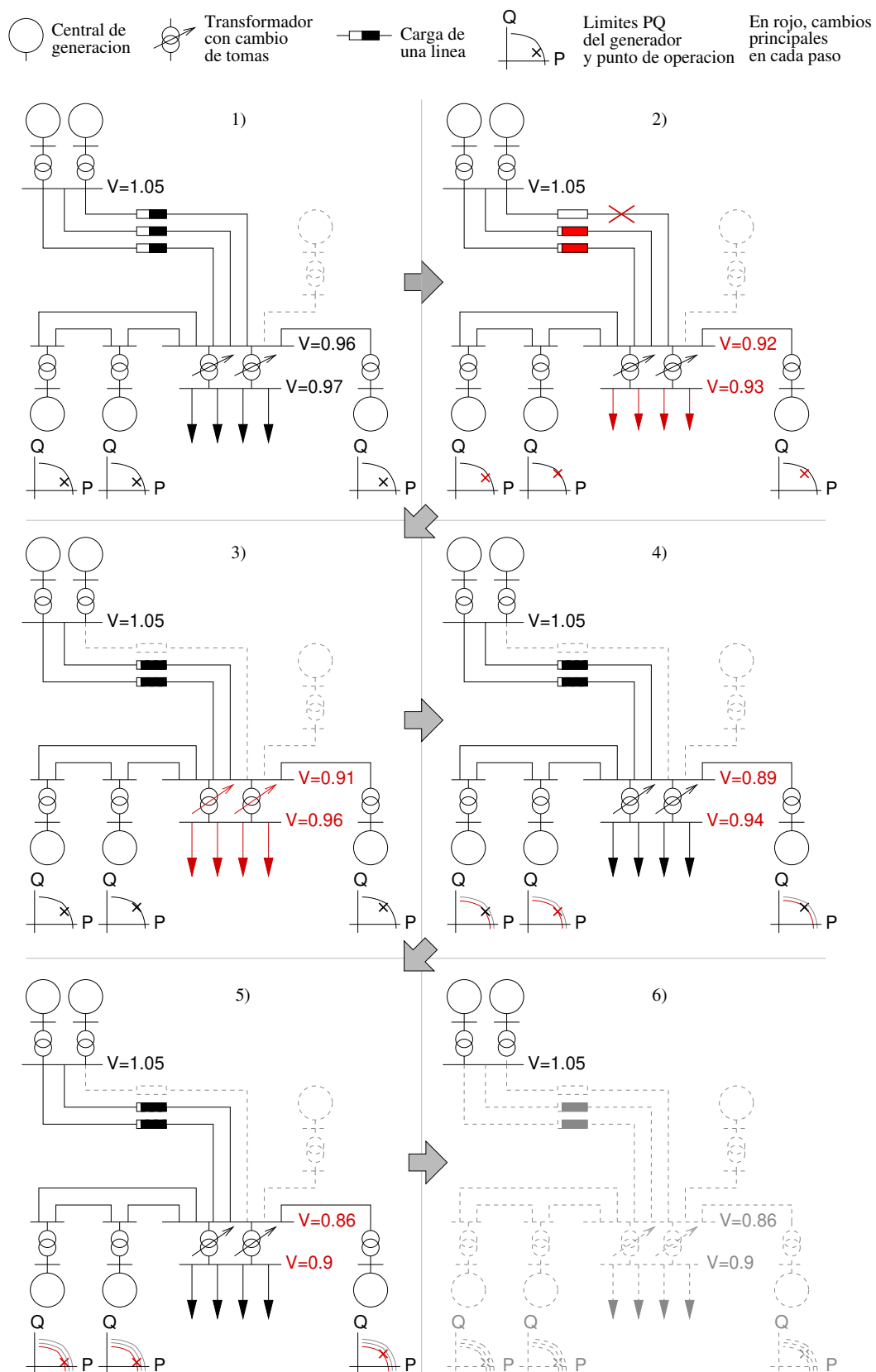


Figura 3.36: Ejemplo de un colapso de tensión.

Capítulo 4

Regulación de frecuencia

4.1. Fundamentos del control de frecuencia y potencia

Para que el suministro eléctrico se realice en condiciones de calidad aceptables, la frecuencia de la onda de tensión debe permanecer dentro de unos límites determinados. Variaciones de la frecuencia alejadas del valor nominal pueden provocar el mal funcionamiento de equipos industriales o domésticos; máquinas rotativas pueden verse forzadas a girar por encima o por debajo de su velocidad nominal, bombas y ventiladores pueden consumir más potencia de la prevista y relojes y automatismos que miden el tiempo a partir de la frecuencia de alimentación pueden adelantar o atrasar.

La frecuencia eléctrica es por tanto uno de los parámetros que aseguran una buena calidad de la energía, y el sistema eléctrico debe estar organizado de forma que asegure una frecuencia aproximadamente constante. La frecuencia de referencia es 50 Hz en Europa, el Cono Sur de América y la gran mayoría de Asia, África y Oceanía. En cambio casi toda América y en parte de Japón la frecuencia nominal es 60 Hz. La elección de las frecuencias 50 y 60 Hz es arbitraria y responde a razones históricas. Algunos argumentos citados a favor de una frecuencia baja son:

- Se reduce la reactancia de las líneas.
- Disminuye el desgaste en las escobillas o colectores de motores eléctricos.
- Se reduce el acoplamiento magnético entre circuitos vecinos.

A favor de una frecuencia alta se puede mencionar:

- La reducción de la sección de hierro necesaria en los circuitos magnéticos de los transformadores.
- Una iluminación más continua en lámparas.

La unión entre dos sistemas eléctricos con frecuencias distintas debe realizarse siempre a través de convertidores electrónicos, empleando una etapa intermedia de corriente continua que actúe como interfaz entre ambos sistemas.

4.1.1. Equilibrio entre demanda y generación

La aceleración angular de una máquina eléctrica depende de los pares mecánico y eléctrico aplicados sobre su eje. La figura 4.1 representa de forma esquemática una planta en la que una turbina aplica un par mecánico acelerante y un generador síncrono aplica un par eléctrico en sentido contrario. En estado de equilibrio ambos pares son iguales y el eje gira a velocidad constante. Descontando las pérdidas en el generador, el par eléctrico multiplicado por la velocidad de giro es igual a la potencia eléctrica generada. Suponiendo que se trata de un sistema eléctrico aislado en el

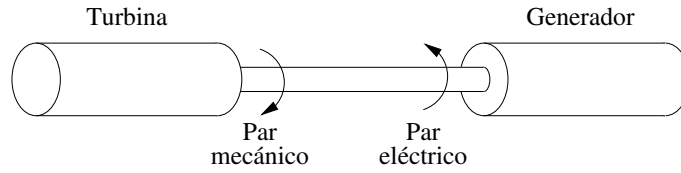


Figura 4.1: Pares aplicados en el eje de un generador síncrono.

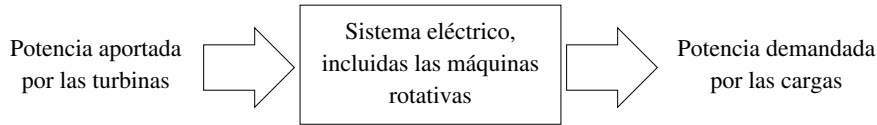


Figura 4.2: Balance de energía en un sistema eléctrico.

que la máquina es el único generador, y que el par aportado por la turbina permanece constante, si la carga eléctrica disminuye el par eléctrico se reduce y el eje se acelera. De manera similar, si la carga aumenta el eje se frena. Existe por tanto una relación directa entre la potencia activa producida por el generador y la velocidad de giro.

El mismo argumento puede aplicarse a un sistema eléctrico con varios generadores síncronos. Aunque hablando estrictamente la frecuencia de un sistema eléctrico solo es la misma en todos sus nudos cuando el sistema se encuentra en régimen permanente, al estudiar el control frecuencia-potencia asumimos que las desviaciones del punto de equilibrio son pequeñas y que la frecuencia puede considerarse la misma en todos los nudos de una zona de control. En régimen permanente todos los generadores funcionan en sincronismo, es decir, la frecuencia de giro de cualquier generador multiplicada por su número de pares de polos es precisamente la frecuencia eléctrica del sistema, aproximadamente 50 Hz ó 60 Hz dependiendo de la red. Mientras persiste el régimen permanente el par acelerante aplicado por cada turbina sobre cada eje es igual, descontando las pérdidas, y de sentido contrario al par eléctrico aplicado por el generador correspondiente. Si en un momento dado aumentase la carga la potencia activa consumida en el sistema entonces aumentaría el par eléctrico en los generadores, éstos comenzarían a frenarse y la frecuencia eléctrica disminuiría progresivamente.

Sin embargo, en el caso de una red eléctrica con varios generadores es más intuitivo plantear el problema en términos de balance energético. Consideremos un sistema eléctrico cualquiera de manera global, incluyendo sus generadores y otras máquinas rotativas. Mientras el sistema opera en régimen permanente la potencia mecánica entrante al sistema desde las turbinas es igual a la potencia eléctrica consumida. Esta relación se muestra gráficamente en la figura 4.2. Si la demanda aumenta pero la potencia mecánica aportada por las turbinas permanece constante, el incremento de demanda solo puede obtenerse de la energía cinética almacenada en las máquinas rotativas. La reducción de la energía cinética en los generadores síncronos conlleva la disminución de su velocidad de giro, de modo que la frecuencia eléctrica del sistema se reduce.

Por tanto la potencia aplicada por las turbinas en las plantas generadoras, la demanda eléctrica y la frecuencia del sistema están íntimamente relacionadas. La figura 4.3 muestra dos símiles físicos que se explican por sí mismos y que, aunque imperfectos, pueden ayudar a entender de manera intuitiva la relación entre estas tres variables.

Dado que las máquinas eléctricas giran en sincronismo, el control de frecuencia es un problema que se aborda de manera global en el conjunto del sistema eléctrico. En este sentido es distinto al control de tensión, eminentemente local, en el que la inyección o consumo de potencia reactiva en un nudo suele afectar tan solo a los nudos vecinos. Los sistemas de control de frecuencia y de tensión se conciben de forma independiente, como se explica en la sección 3.1, aprovechando el débil acoplamiento entre el flujo de potencia reactiva y los módulos de tensión por un lado, y el flujo de potencia activa y los desfases de tensión por otro. Los módulos de tensión no son variables a considerar en el diseño de la regulación de frecuencia, lo cual simplifica enormemente el control

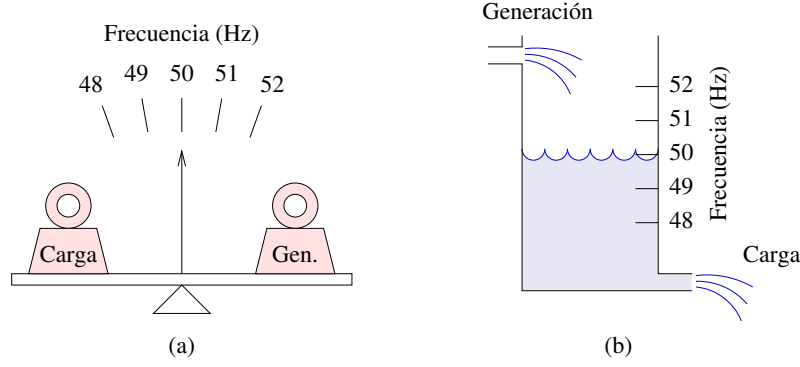


Figura 4.3: Símbolos físicos de la relación entre frecuencia, carga y generación.

de un sistema eléctrico.

Ejercicio 4.1

Consideremos un sistema a 50 Hz en régimen permanente en el que la demanda es 10000 MW y la energía cinética almacenada en las máquinas rotativas $W_c = 100000$ MJ. Calcula la variación de frecuencia si la demanda aumenta en 100 MW

Solución del ejercicio 4.1

El incremento de demanda se cubre con la variación de energía cinética, por lo que podemos escribir

$$\frac{dW_c}{dt} = -100 \text{ MW}. \quad (4.1)$$

Por otro lado, en el instante inicial

$$\frac{dW_c}{dt} = \frac{d\left(\frac{1}{2}J\omega^2\right)}{dt} = J\omega_o \frac{d\omega}{dt} = 2 \frac{\frac{1}{2}J\omega_o^2}{\omega_o} \frac{d\omega}{dt} = 2 \times 100000 \text{ MJ} \frac{1}{\omega_o} \frac{d\omega}{dt}, \quad (4.2)$$

donde J es la inercia de todas las máquinas rotativas, ω es la frecuencia en radianes por segundo y ω_o es la frecuencia inicial. Igualando las expresiones 4.1 y 4.2, y despejando la variación inicial de frecuencia respecto a la frecuencia inicial, obtenemos

$$\frac{1}{\omega_o} \frac{d\omega}{dt} = \frac{-100 \text{ MW}}{2 \times 100000 \text{ MJ}} = -0,0005 \text{ s}^{-1}. \quad (4.3)$$

La ecuación 4.3 indica que un incremento de demanda de 100 MW, es decir del 1%, provoca que la frecuencia comience a caer a razón de un 0,05% cada segundo, es decir $0,0005 \text{ s}^{-1} \times 50 \text{ Hz} = 0,025 \text{ Hz/s} = 1,5 \text{ Hz/min}$. Si no actuase algún mecanismo corrector, esta pequeña variación de carga provocaría un colapso del sistema en poco tiempo.

4.1.2. El generador síncrono como elemento regulador de potencia

El ejemplo 4.1 ilustra la necesidad de un sistema de control que regule la potencia mecánica entrante a los generadores síncronos, de manera que la frecuencia del sistema se mantenga estable al variar la demanda. Este sistema de control existe en todos los sistemas eléctricos a corriente alterna, y es ejecutado por los generadores síncronos. La figura 4.4 muestra el esquema básico de control de frecuencia en una planta convencional. La válvula de admisión a la turbina, que puede ser de vapor, gas o agua, es el elemento clave para regular la potencia mecánica aportada al generador síncrono.

La figura 4.4 muestra las principales variables en el control de frecuencia-potencia. Las entradas del sistema de control son típicamente la frecuencia, que puede ser mecánica en el eje o eléctrica en el nudo de conexión, la potencia activa producida y la consigna de potencia recibida desde el

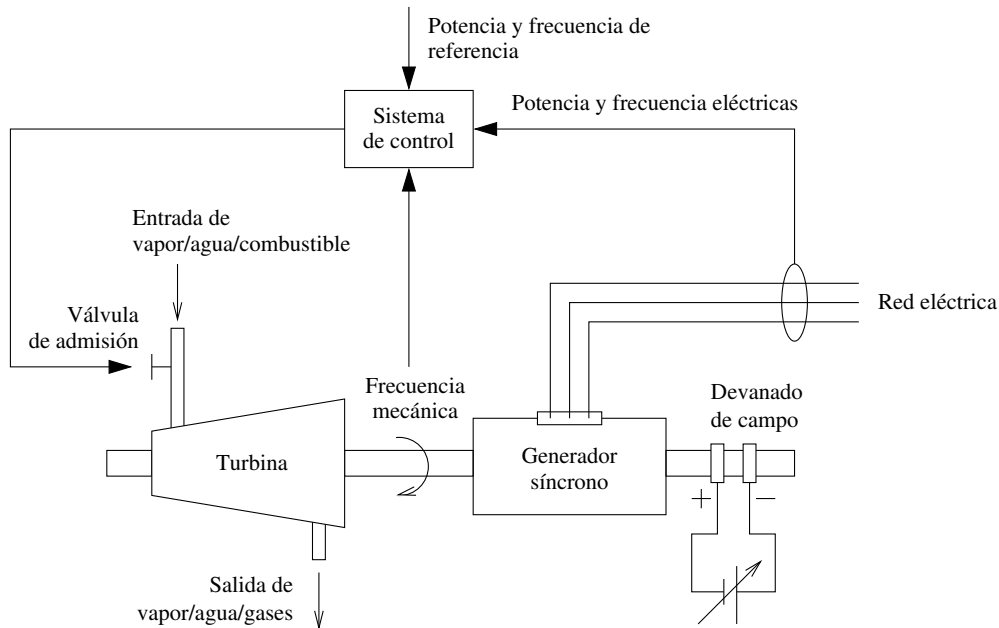


Figura 4.4: Elementos principales de un generador síncrono en el control de frecuencia.

exterior de la planta. La tensión en el devanado de campo del generador síncrono, tan importante en el control de tensión, no juega un papel relevante en el control de frecuencia.

Existen otros dispositivos que pueden estar presentes en un sistema eléctrico y contribuir al control de los flujos de potencia activa, por ejemplo enlaces de corriente continua, transformadores desfasadores y sistemas electrónicos FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System). Sin embargo son menos frecuentes y su influencia sobre el control de frecuencia-potencia en los sistemas eléctricos convencionales es reducida en comparación con la de los generadores síncronos, por lo que quedan fuera de este texto. Para profundizar en los dispositivos FACTS puede consultarse la referencia [23].

4.1.3. Regulación primaria, secundaria y terciaria

Dado que la frecuencia eléctrica ligada al balance de potencia activa, es común emplear indistintamente los términos control de frecuencia y control de potencia. En general la frecuencia del sistema y los flujos de potencia por determinadas líneas son las variables que se quieren controlar, y la producción de potencia de los distintos generadores es el medio empleado para hacerlo.

La potencia generada en cada planta debe atender también a los compromisos adoptados durante el funcionamiento del mercado eléctrico. Estos compromisos se refieren tanto a la producción en cada planta como al intercambio de potencia entre áreas de control vecinas. En la actualidad, dada la extensión geográfica alcanzada por los sistemas eléctricos y la variedad de instituciones involucradas en su organización, éstos se dividen en áreas interconectadas para facilitar su gestión técnica y económica. Las transacciones de energía en un instante determinado entre áreas quedan programadas con antelación, y cada área debe disponer de las suficientes reservas de energía para hacer frente a sus desequilibrios internos entre generación y demanda.

Teniendo en cuenta todas estas consideraciones, el control de frecuencia debe conseguir que:

1. Se mantenga el equilibrio entre generación y demanda.
2. Se mantenga la frecuencia de referencia en el sistema.
3. Se cumplan los compromisos de intercambio de energía entre áreas vecinas.

4. Exista la suficiente energía de reserva.

Todo ello, además, debe organizarse dentro del marco regulatorio vigente que corresponde a un mercado de energía competitivo. Para cumplir estos objetivos, el control frecuencia-potencia se organiza en tres niveles, primario, secundario y terciario, que operan en un margen de tiempo distinto:

El control primario es el más rápido, actuando en un margen de tiempo de entre 2 y 30 segundos. Opera de forma local en cada generador síncrono.

El control secundario actúa en un margen de tiempo del orden de minutos. Opera en el ámbito de un área de control, atendiendo tanto a la frecuencia como al intercambio de potencia con las áreas vecinas.

El control terciario actúa en un margen de tiempo superior a 10 minutos. Opera también en el ámbito de un área de control, buscando un reparto de cargas optimizado que asegure suficientes reservas de energía.

Desde la liberalización del sector eléctrico, que en España comenzó con la Ley del Sector Eléctrico de 1997, los tres niveles de control se engloban dentro del conjunto de los servicios técnicos complementarios.

4.2. Modelo del sistema

Esta sección describe el modelo matemático de un sistema eléctrico, en forma de diagrama de bloques, desde el punto de vista del control de potencia y potencia. A partir del modelo del sistema, las siguientes secciones describen el funcionamiento de los distintos lazos de control.

4.2.1. Función de transferencia del generador

Como se indicó en la sección 4.1.1, el eje de un generador síncrono gira sometido a dos pares opuestos: el par mecánico T_m aportado desde la turbina tiende a acelerar el eje mientras el par eléctrico T_e tiende a frenarlo. La ecuación que describe este movimiento es

$$J \frac{d^2 \delta}{dt^2} = (T_m - T_e), \quad (4.4)$$

donde J es el momento de inercia y δ es el ángulo del rotor. Trabajar con el ángulo absoluto no es conveniente porque crece indefinidamente conforme el eje gira, por lo que utilizamos la *desviación angular* $\Delta\delta$ definida como

$$\Delta\delta = \delta - \omega_o t, \quad (4.5)$$

donde ω_o es la frecuencia de referencia. Cuando el eje gira a la velocidad de referencia ω_o la desviación angular $\Delta\delta$ permanece constante. Si el eje gira más rápido $\Delta\delta$ crece, y si gira más despacio decrece. De manera similar, la desviación de velocidad es

$$\Delta\omega = \omega - \omega_o, \quad (4.6)$$

donde ω es la velocidad angular

$$\omega = \frac{d\delta}{dt}. \quad (4.7)$$

La aceleración angular se puede expresar como

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{d\omega}{dt} = \frac{d(\omega - \omega_o)}{dt} = \frac{d\Delta\omega}{dt}, \quad (4.8)$$

por lo que podemos escribir la ecuación 4.4 como

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{1}{J} (T_m - T_e). \quad (4.9)$$

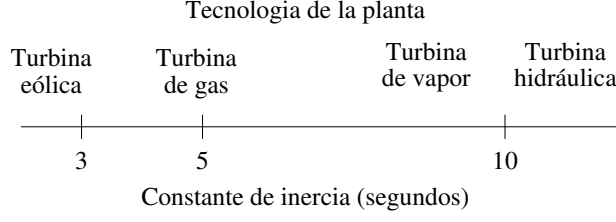


Figura 4.5: Valores aproximados de la constante de inercia según la tecnología de la planta [25].

Nos interesa expresar la ecuación 4.9 en valores unitarios, para lo que tomamos como potencia base S_{base} la potencia nominal de la máquina, como frecuencia base ω_{base} la frecuencia de referencia y como par base $T_{base} = S_{base}/\omega_{base}$. Dividiendo ambos miembros entre ω_{base} podemos escribir

$$\frac{1}{\omega_{base}} \frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{S_{base}}{\omega_{base}^2 T_{base}} \frac{1}{J} (T_m - T_e) \quad (4.10)$$

o bien

$$\frac{d\Delta\omega[pu]}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m[pu] - T_e[pu]), \quad (4.11)$$

donde H es la *constante de inercia*, definida como

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_{base}^2}{S_{base}}. \quad (4.12)$$

La constante de inercia H es un parámetro importante en los sistemas eléctricos, y representa la energía cinética acumulada en el eje a la velocidad de sincronismo dividida entre la potencia base. Como puede observarse H tiene unidades de tiempo y suele expresarse en segundos.

La constante de inercia indica de forma intuitiva la inercia de un generador al margen de su potencia nominal. Una forma de interpretar el valor de H es la siguiente:

Con el generador desconectado y el rotor parado, si aplicásemos el par nominal el eje tardaría $2H$ segundos en alcanzar la velocidad nominal.

En efecto, aplicando el par nominal con el generador desconectado en la ecuación 4.11 tendríamos $T_m = 1$ p.u. y $T_e = 0$, por lo que $\Delta\omega$ crecería de forma constante a razón de $1/2H$ por segundo. En la práctica la constante de inercia de un generador depende principalmente del tipo de central. la figura 4.5 muestra valores aproximados de H para las tecnologías de generación más comunes.

De aquí en adelante usamos siempre valores unitarios, de forma que la ecuación 4.11 queda simplemente

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e). \quad (4.13)$$

Dado que el sistema de control regula la potencia eléctrica, que es un término más fácil de medir que el par electromagnético, conviene expresar la ecuación 4.13 en términos de potencia en vez de par. Como la relación entre potencia y par es $P = \omega T$, considerando una desviación pequeña a partir de un estado de equilibrio inicial en el que $P_o = \omega_o T_o$ podemos escribir

$$P_o + \Delta P = (\omega_o + \Delta\omega)(T_o + \Delta T). \quad (4.14)$$

Tomando solo los incrementos y despreciando los de segundo orden, es decir linealizando alrededor del punto de equilibrio,

$$\Delta P = \omega_o \Delta T + T_o \Delta\omega. \quad (4.15)$$

Aplicando esta ecuación al par mecánico y al par eléctrico podemos escribir

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \omega_o (\Delta T_m - \Delta T_e) + (T_{mo} - T_{eo}) \Delta\omega. \quad (4.16)$$

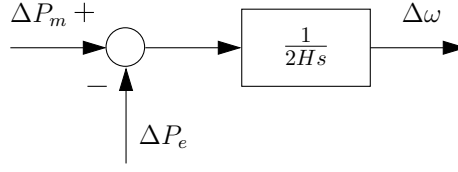


Figura 4.6: Función de transferencia de un generador síncrono.

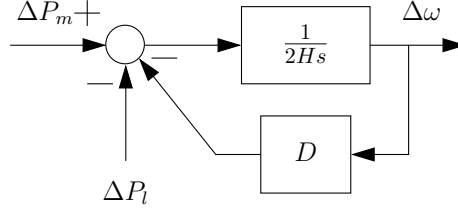


Figura 4.7: Efecto de la frecuencia sobre la demanda.

En régimen permanente $T_{mo} = T_{eo}$ y en por unidad $\omega_o = 1$, por lo que queda

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \Delta T_m - \Delta T_e. \quad (4.17)$$

Así pues, linealizando alrededor del punto de equilibrio podemos escribir la ecuación 4.13 como

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (\Delta P_m - \Delta P_e), \quad (4.18)$$

ecuación que se conoce como ecuación de oscilación de la máquina síncrona y cuyo diagrama de bloques es el representado en la figura 4.6

4.2.2. Respuesta de la carga a una desviación de frecuencia

Algunas cargas demandan una potencia independiente de la frecuencia de alimentación, por ejemplo cargas resistivas destinadas a calentamiento o lámparas incandescentes para iluminación. En cambio otras cargas responden a un incremento de la frecuencia aumentando la demanda, por ejemplo ventiladores y bombas. En conjunto la relación entre el incremento de demanda total ΔP_e y el incremento de frecuencia en un sistema puede expresarse como

$$\Delta P_e = \Delta P_l + D\Delta\omega, \quad (4.19)$$

donde ΔP_l es el incremento de potencia independiente de la frecuencia y D es la constante que relaciona la variación de frecuencia con el incremento de potencia. La ecuación 4.19 corresponde al diagrama de bloques representado en la figura 4.7, que a su vez puede reducirse al diagrama de la figura 4.8. El parámetro D suele expresarse en relación a la carga total. Por ejemplo, si la carga aumenta un 2 % cuando la frecuencia aumenta un 1 % entonces $D = 2$.

La dependencia de la carga con la frecuencia actúa como un mecanismo de amortiguamiento (*damping* en inglés). Cualquier incremento positivo de frecuencia $\Delta\omega$ provoca un aumento de

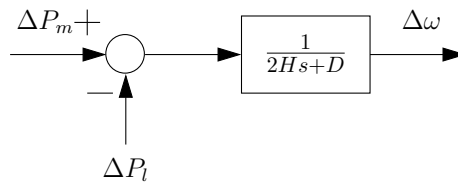


Figura 4.8: Diagrama de bloques reducido del efecto de la frecuencia sobre la demanda.

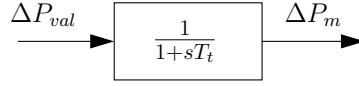


Figura 4.9: Diagrama elemental de una turbina.

demanda $D\Delta\omega$ que se opone al incremento de frecuencia inicial. Si no existiese regulación de velocidad en los generadores síncronos, la respuesta del sistema frente a una variación de la demanda quedaría determinada por la constante de inercia H y por la constante de amortiguamiento D .

4.2.3. Modelo de turbina

El sistema de control de potencia de un generador síncrono convencional actúa sobre la válvula de admisión de la turbina, como muestra la figura 4.4. Modificando el caudal de entrada de vapor, agua o gas se controla el par mecánico aplicado sobre el eje. La relación dinámica entre la apertura de la válvula de admisión y la variación de par mecánico depende de las características de la turbina y de sus elementos asociados, por ejemplo la caldera en el caso de una turbina de vapor y la columna de agua en el caso de una turbina hidráulica. Simplificando al máximo, se puede reducir el modelo dinámico de turbina hasta un simple retraso como el representado en el diagrama de bloques de la figura 4.9.

Para los casos en los que es necesario modelar con detalle la dinámica del motor primario existe una gran variedad de modelos de turbinas que representan distintas tecnologías y configuraciones. El modelado detallado de las plantas generadoras queda fuera del alcance de este texto, pero en la referencia [26] puede encontrarse un resumen exhaustivo de los principales modelos de turbinas utilizados en estudios dinámicos.

4.2.4. Agregación de generadores

En una red de transporte fuertemente interconectada las máquinas síncronas se encuentran estrechamente acopladas y las diferencias instantáneas de velocidad son mínimas, por lo que podemos suponer que comparten una misma frecuencia. En tal caso todos los generadores síncronos pueden representarse por un único generador cuya constante inercia equivalente H_{eq} es igual a la suma de todas las constantes de inercia individuales

$$H_{eq} = H_1 + H_2 + \cdots + H_n. \quad (4.20)$$

La figura 4.10 muestra el diagrama de bloques del sistema equivalente. Las desviaciones de potencia $\Delta P_{m1} \cdots \Delta P_{mn}$ se suman porque cualquier incremento de potencia aportada por una turbina tiende a aumentar la frecuencia del sistema, mientras una eventual desviación de carga ΔP_l se resta porque su efecto es el inverso. Naturalmente, antes de aplicar la ecuación 4.20 debe tomarse la precaución de referir las constantes de inercia a una potencia base común, que en sistemas eléctricos a menudo es $S_{base} = 100$ MVA. De manera similar la constante D , que como se indicó en la sección 4.2.2 se suele expresar en relación a la carga total, debe referirse a la misma potencia base común.

Ejercicio 4.2

Sea un sistema formado por una planta con 2 unidades de 250 MVA y una carga de 200 MW. La constante de inercia H de cada unidad, sobre una potencia base de 250 MVA, es 5 s. La carga varía un 2 % cuando la frecuencia varía un 1 %. Determina:

1. El diagrama de bloques del sistema, sobre una potencia base de 500 MVA.
2. La desviación de frecuencia si la carga cae repentinamente 20 MW y no existe ningún control de frecuencia. Supón que la carga desconectada no afecta a la relación entre la carga y la frecuencia, es decir al parámetro D .

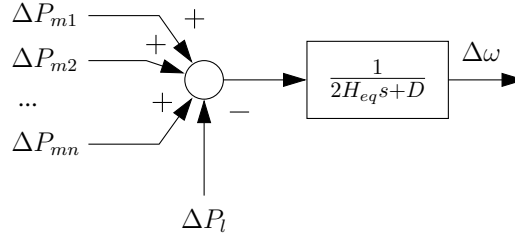


Figura 4.10: Agregación de generadores.

Solución del ejercicio 4.2

La constante de inercia total, referida a una potencia base de 500 MVA es

$$H = \frac{5 \text{ s} \times 250 \text{ MW}}{500 \text{ MW}} \times 2 = 5 \text{ s.} \quad (4.21)$$

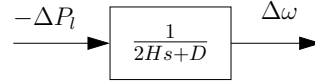
La constante de amortiguamiento D , referida a la misma potencia base es:

$$D = \frac{2 \times 200 \text{ MW}}{500 \text{ MW}} = 0,8. \quad (4.22)$$

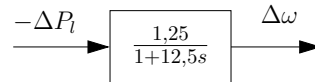
Teniendo en cuenta que no hay regulación de velocidad,

$$\Delta P_m = 0. \quad (4.23)$$

Por tanto el diagrama de bloques del sistema queda



Y sustituyendo valores



Es decir, tenemos un sistema de primer orden con constante de tiempo 12,5 s.

Ahora utilizamos este sistema para analizar el efecto de un incremento de carga $\Delta P_l = -20 \text{ MW} = -0,04 \text{ p.u.}$. La transformada de Laplace de este escalón de carga es

$$\Delta P_l(s) = \frac{-0,04}{s}. \quad (4.24)$$

La respuesta en régimen permanente ante este incremento de carga es el siguiente incremento de frecuencia:

$$\lim_{x \rightarrow \infty} \Delta \omega_r(t) = \lim_{s \rightarrow 0} s \Delta \omega_r(s) = 0,04 \times 1,25 = 0,05 \text{ p.u.} = 0,05 \times 50 = 2,5 \text{ Hz.} \quad (4.25)$$

La figura 4.11 muestra la evolución de la frecuencia en función del tiempo.

Como puede comprobarse comparando este ejemplo con el ejercicio 4.1, el efecto amortiguador de la carga hace que la frecuencia se estabilice en vez de crecer indefinidamente. Sin embargo, la variación de la frecuencia, 2,5 Hz ante una variación de la carga del 4 %, sería inadmisibile en cualquier sistema eléctrico moderno. Se hace por tanto necesario aplicar un sistema de control que mantenga la frecuencia dentro de unos límites más estrechos.

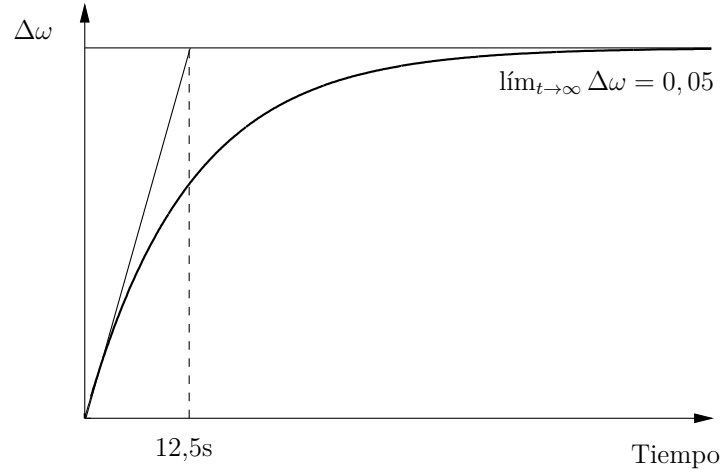


Figura 4.11: Evolución de la frecuencia en el ejercicio 4.2.

4.3. Regulación primaria

La regulación primaria es el primer lazo de control de frecuencia y su objetivo es equilibrar la generación y la demanda. En España, según se establece en el Procedimiento de Operación P.O. 7.1 [27]:

“La regulación primaria tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre producción y consumo. Se aporta mediante la variación de potencia de los generadores de forma inmediata y autónoma por actuación de los reguladores de velocidad de las turbinas como respuesta a las variaciones de frecuencia.”

Las siguientes secciones describen de forma razonada el mecanismo de la regulación primaria y su efecto sobre el sistema eléctrico.

4.3.1. Regulador isócrono aplicado a un único generador de un sistema

El diagrama de bloques de la figura 4.12 cierra el bucle de realimentación entre la desviación de frecuencia y la apertura de la válvula de admisión a la turbina mediante una acción de control integral. Si aparece por ejemplo un error negativo de la frecuencia, el regulador incrementa la apertura de la válvula, lo cual hace crecer la potencia mecánica aplicada por la turbina y aumenta la frecuencia. El efecto integrador del regulador hace que la acción de control persista hasta que, eventualmente, el error de frecuencia vuelva a ser cero. En régimen permanente este regulador anula la desviación de frecuencia, razón por la que se denomina regulador isócrono.

La figura 4.13 muestra la respuesta temporal del regulador isócrono ante un escalón positivo de demanda ΔP_l . Inicialmente la diferencia entre la potencia generada P_m y la demanda P_l hace que la velocidad de giro comience a decrecer, más o menos rápidamente según la inercia del rotor. El lazo regulador comienza entonces a incrementar la potencia mecánica, lo que se traduce en una ralentización de la caída de la velocidad. Cuando la potencia mecánica supera la potencia eléctrica, la velocidad comienza a crecer. Finalmente la velocidad de giro coincide con la de referencia y la potencia generada con la potencia demandada.

Un único regulador isócrono puede regular la frecuencia correctamente en un sistema eléctrico, pero si dos generadores ejecutasen este tipo de control ambos reguladores competirían entre sí para alcanzar su propia velocidad de referencia, y el comportamiento del sistema sería inestable. Como en un sistema eléctrico es deseable que un elevado número de generadores participen en la regulación primaria, el regulador isócrono solamente puede aplicarse en sistemas aislados. En redes extensas es necesario modificar el sistema de control para que múltiples reguladores de velocidad puedan operar en paralelo, como se explica en la siguiente sección.

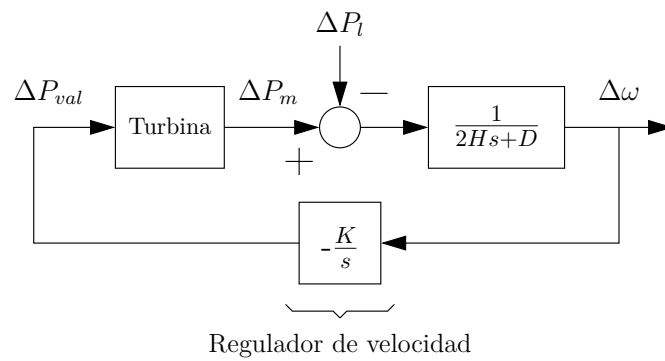


Figura 4.12: Esquema de un regulador isócrono.

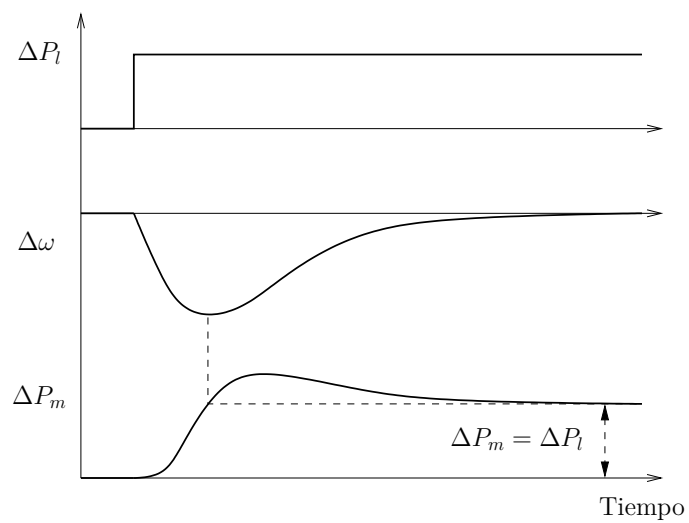


Figura 4.13: Respuesta de un regulador isócrono ante un escalón de demanda..

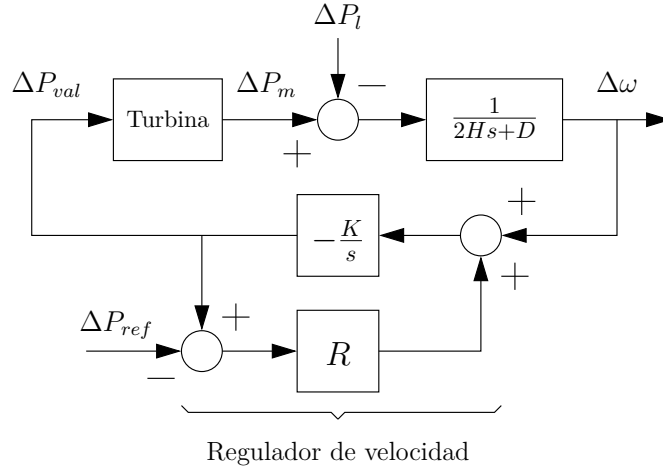


Figura 4.14: Introducción del estatismo.

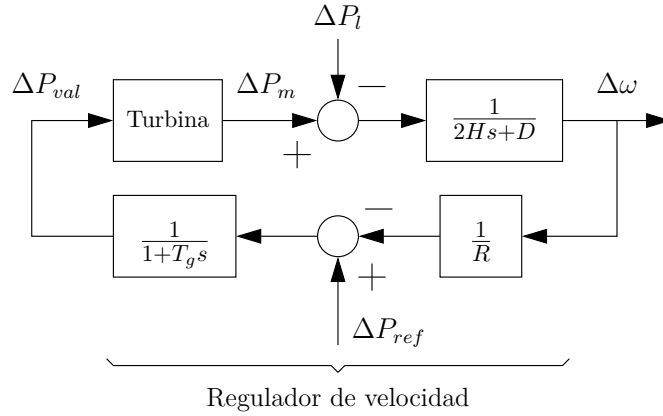


Figura 4.15: Diagrama equivalente de un regulador de velocidad con estatismo.

4.3.2. Reguladores de velocidad con estatismo

Para permitir que varios generadores participen en el control primario de frecuencia dentro de un mismo sistema, se aplica en cada uno de ellos una característica frecuencia-potencia en régimen permanente negativa mediante la introducción del lazo de control adicional representado en el diagrama de la figura 4.14. Este diagrama es equivalente al de la figura 4.15, donde $T_g = \frac{1}{KR}$.

Observando el diagrama de bloques de la figura 4.15 puede comprobarse que la constante R es la que determina la característica del regulador en régimen permanente. La constante R se conoce como *estatismo* de un generador y es igual a la relación entre el incremento de velocidad $\Delta\omega$ y el incremento de potencia de salida ΔP_m cambiada de signo para que quede positiva. Es decir

$$R = -\frac{\Delta\omega}{\Delta P_m}. \quad (4.26)$$

El estatismo puede expresarse en valores unitarios o porcentuales. Por ejemplo, un estatismo $R = 5\% = 0,05$ significa que una disminución de frecuencia del 5% provoca un incremento del 100% en la potencia generada.

En la figura 4.16, que representa la ecuación 4.26 gráficamente, el estatismo es la pendiente de la característica frecuencia-potencia con signo positivo. Supongamos un generador que en régimen permanente opera en el punto A de la figura 4.16, es decir produciendo la potencia programada P_o y girando a la frecuencia de referencia ω_o . Si un aumento de carga produce un descenso de

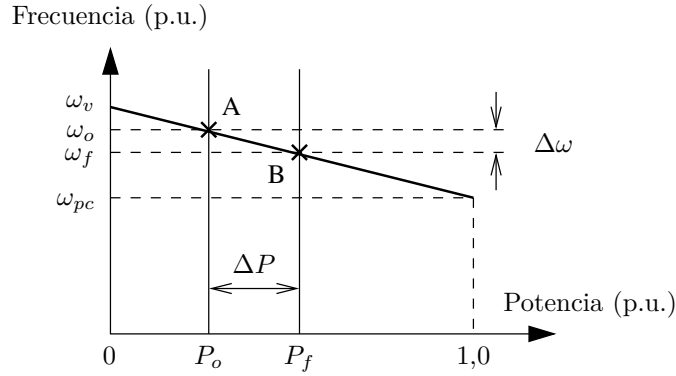


Figura 4.16: Característica de un control primario con estatismo.

frecuencia $\Delta\omega$ en el sistema, el regulador de velocidad responde aumentando la producción. El sistema evoluciona desde el punto A hasta el punto B, en el que la regulación primaria alcanza su nuevo régimen estable. La nueva potencia generada $P_f = P_o + \Delta P$ es superior a la inicial. La trayectoria desde el punto A hasta el punto B depende de las características dinámicas de la turbina, del regulador de velocidad y del sistema eléctrico, y se produce típicamente en unos pocos segundos.

Como puede observarse la presencia del estatismo provoca la aparición de un error en la frecuencia en régimen permanente, al contrario de lo que sucede con el regulador isócrono introducido en la sección 4.3.1. Recordemos no obstante que el objetivo de la regulación primaria no es recuperar la frecuencia de referencia, sino restablecer el equilibrio entre generación y demanda.

Si un generador alcanza su límite máximo o mínimo de funcionamiento ya no puede seguir regulando la potencia. Si por ejemplo la frecuencia alcanza el valor ω_{pc} en la figura 4.16 el generador pasa a trabajar a plena carga, punto en el que solo puede regular *a bajar*, es decir reduciendo potencia. Si la frecuencia aumenta hasta ω_v el generador trabaja en vacío y solo puede regular *a subir*. En la figura 4.16 se ha supuesto que el generador puede reducir su producción hasta cero, pero conviene recordar que muchas plantas térmicas no pueden operar por debajo de una producción mínima.

4.3.3. Participación conjunta de generadores en la regulación primaria

El estatismo del control primario de frecuencia permite que varios generadores participen simultáneamente en dicho control. Consideremos por ejemplo el caso representado en la figura 4.17, en el que dos unidades con estatismo R_1 y R_2 responden a una misma variación de frecuencia Δf . La regulación primaria hace que cada unidad aumente su generación de acuerdo con su estatismo:

$$\Delta P_1 = -\Delta f / R_1, \quad (4.27)$$

$$\Delta P_2 = -\Delta f / R_2. \quad (4.28)$$

La unidad con menor estatismo, a la izquierda en la figura, contribuye a la regulación primaria con mayor porcentaje de potencia respecto a su potencia nominal. Si varias unidades tienen el mismo estatismo todas ellas contribuyen al control primario de manera proporcional a su potencia nominal.

La figura 4.18 representa la respuesta dinámica de un sistema con dos únicos generadores, ambos con un regulador de velocidad con estatismo, ante un incremento de carga. Una vez termina de actuar la regulación primaria, el incremento de la generación en las dos plantas equivale al incremento de la demanda menos la pequeña variación de carga que se haya producido debido al descenso de la frecuencia. Como puede verse la frecuencia final es distinta de la inicial, al contrario de lo que ocurría con el regulador isócrono de la figura 4.13. Podría decirse que el error

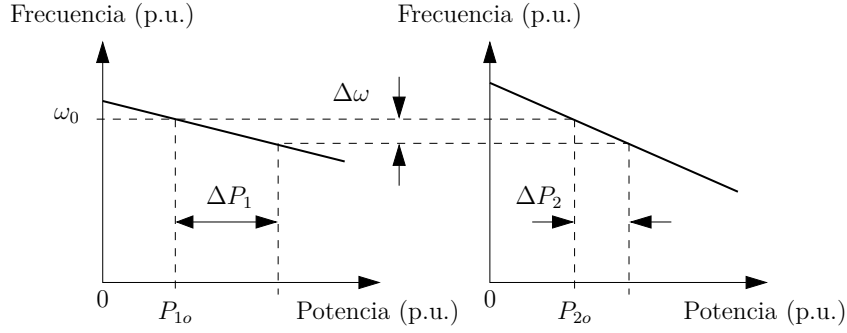


Figura 4.17: Reparto de la carga entre dos generadores con distinto estatismo

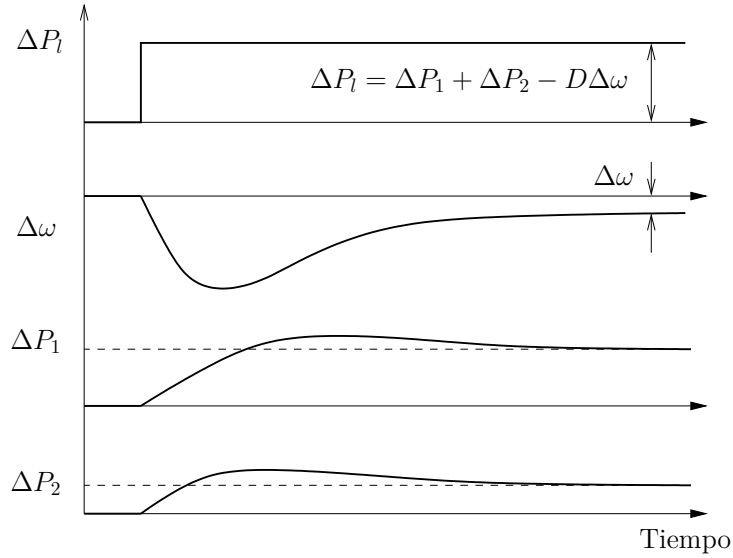


Figura 4.18: Respuesta dinámica de un generador con estatismo.

de frecuencia $\Delta\omega$ es el precio a pagar para que varias plantas participen conjuntamente en la regulación primaria.

Ejercicio 4.3

Sea un sistema con dos generadores con las siguientes potencia nominal y estatismo:

1. $S_{1b} = 500$ MVA; $R_1 = 3\%$.
2. $S_{2b} = 250$ MVA; $R_2 = 1\%$.

Calcular la variación de frecuencia, una vez ejecutado el control primario de frecuencia, si se produce un escalón de carga $\Delta P_l = 100$ MW. Despreciar el efecto de la frecuencia sobre la carga.

Solución del ejercicio 4.3

Para evitar confusión entre incrementos de potencia relativos y absolutos, designamos a un incremento de potencia unitario en el generador i como $\Delta P_{i[p.u.]}$, y a un incremento absoluto de potencia en MW en el mismo generador como $\Delta P_{i[MW]}$. De forma similar, un incremento de frecuencia unitario es $\Delta f_{[p.u.]}$, y un incremento en Herzios $\Delta f_{[Hz]}$. En el generador 1 se cumple

$$0,03 = -\frac{\Delta f_{[p.u.]}}{\Delta P_{1[p.u.]}} = -\frac{\Delta f_{[p.u.]} \times 500 \text{ MVA}}{\Delta P_{1[MW]}}, \quad (4.29)$$

y en el generador 2

$$0,01 = -\frac{\Delta f_{[pu]}}{\Delta P_{2[pu]}} = -\frac{\Delta f_{[pu]} \times 250 \text{ MVA}}{\Delta P_{2[MW]}}. \quad (4.30)$$

Igualando $\Delta f_{[pu]}$:

$$\frac{0,03 \times \Delta P_{1[MW]}}{500} = \frac{0,01 \times \Delta P_{2[MW]}}{250} \Rightarrow 3\Delta P_{1[MW]} = 2\Delta P_{2[MW]}. \quad (4.31)$$

Por otro lado,

$$\Delta P_{1[MW]} + \Delta P_{2[MW]} = 100 \text{ MW}. \quad (4.32)$$

Resolviendo juntas las ecuaciones 4.31 y 4.32 obtenemos

$$\Delta P_{1[MW]} = 40 \text{ MW}, \quad (4.33)$$

$$\Delta P_{2[MW]} = 60 \text{ MW}. \quad (4.34)$$

El incremento de frecuencia unitario es

$$\Delta f_{[pu]} = -\frac{0,03 \times 40}{500} = -0,24 \%, \quad (4.35)$$

y el incremento de frecuencia absoluto es

$$\Delta f_{[Hz]} = -50\text{Hz} \times 0,0024 = -0,12 \text{ Hz}. \quad (4.36)$$

Ejercicio 4.4

Sea un sistema con tres generadores cuyas potencia base, potencia generada y estatismo son los siguientes:

1. $S_{1b} = 500 \text{ MVA}$; $P_1 = 200 \text{ MW}$; $R_1 = 1 \%$.
2. $S_{2b} = 500 \text{ MVA}$; $P_2 = 200 \text{ MW}$; $R_2 = 2 \%$.
3. $S_{3b} = 500 \text{ MVA}$; $P_3 = 200 \text{ MW}$; $R_3 = 3 \%$.

Calcular el incremento de frecuencia en el sistema, una vez ha actuado la regulación primaria si:

- Se pierde el generador 1.
- Se pierde el generador 3.

Despreciar el efecto de la frecuencia sobre la carga.

Solución del ejercicio 4.4

Se pierde el generador 1 La situación es similar a un incremento de carga de 200 MW asumido por los generadores 2 y 3. Por un lado

$$\Delta f_{[pu]} = -\frac{0,02 \times \Delta P_{2[MW]}}{500 \text{ MVA}} = -\frac{0,03 \times \Delta P_{3[MW]}}{500 \text{ MVA}}, \quad (4.37)$$

y por otro

$$\Delta P_{2[MW]} + \Delta P_{3[MW]} = 200 \text{ MW}. \quad (4.38)$$

Resolviendo juntas las ecuaciones anteriores,

$$\Delta P_{2[MW]} = 120 \text{ MW}, \quad (4.39)$$

$$\Delta P_{3[MW]} = 80 \text{ MW}, \quad (4.40)$$

$$\Delta f_{[pu]} = -0,48 \%. \quad (4.41)$$

Se pierde el generador 3 La situación es similar a un incremento de carga de 200 MW asumido por los generadores 1 y 2. Por un lado

$$\Delta f_{[pu]} = -\frac{0,01\Delta P_{1[MW]}}{500 \text{ MVA}} = -\frac{0,02\Delta P_{2[MW]}}{500 \text{ MVA}}, \quad (4.42)$$

y por otro

$$\Delta P_{1[MW]} + \Delta P_{2[MW]} = 200 \text{ MW}. \quad (4.43)$$

Resolviendo,

$$\Delta P_{1[MW]} = 133,3 \text{ MW}, \quad (4.44)$$

$$\Delta P_{2[MW]} = 66,6 \text{ MW}, \quad (4.45)$$

$$\Delta f_{[pu]} = -0,27\%. \quad (4.46)$$

Ejercicio 4.5

Sea un sistema con tres generadores cuya potencia nominal y estatismo es, respectivamente:

1. $S_{1b} = 1000 \text{ MVA}$; $R_1 = 2\%$.
2. $S_{2b} = 1000 \text{ MVA}$; $R_2 = 4\%$.
3. $S_{3b} = 1000 \text{ MVA}$; $R_3 = 5\%$.

Debido a una variación de carga, la frecuencia del sistema crece un 0,2%. Suponiendo que solamente ha actuado la regulación primaria de frecuencia, ¿cuál ha sido la variación de carga?. Despreciar el efecto de la frecuencia sobre la carga.

Solución del ejercicio 4.5

Los incrementos de potencia en cada generador son:

$$\Delta P_{1[MW]} = -\frac{\Delta f_{[pu]}S_{1b}}{R_1} = -\frac{0,002 \times 1000 \text{ MVA}}{0,02} = -100 \text{ MW} \quad (4.47)$$

$$\Delta P_{2[MW]} = -\frac{\Delta f_{[pu]}S_{2b}}{R_2} = -\frac{0,002 \times 1000 \text{ MVA}}{0,04} = -50 \text{ MW} \quad (4.48)$$

$$\Delta P_{3[MW]} = -\frac{\Delta f_{[pu]}S_{3b}}{R_3} = -\frac{0,002 \times 1000 \text{ MVA}}{0,05} = -40 \text{ MW} \quad (4.49)$$

Sumando,

$$\Delta P_l = \Delta P_{1[MW]} + \Delta P_{2[MW]} + \Delta P_{3[MW]} = -(100 + 50 + 40) \text{ MW} = -190 \text{ MW}, \quad (4.50)$$

luego la demanda ha descendido en 190 MW.

Ejercicio 4.6

Sea un sistema con las siguientes características:

- La suma de las potencias nominales de los generadores conectados es, al menos, 20000 MVA.
- No se prevén escalones de demanda superiores a 1000 MW.
- Todos los generadores tienen el mismo estatismo.

Se desea que la regulación primaria mantenga la frecuencia en una banda igual a la frecuencia nominal más/menos un 0,075%. ¿Cuál debería ser el estatismo de los generadores? Despreciar el efecto de la frecuencia sobre la carga.

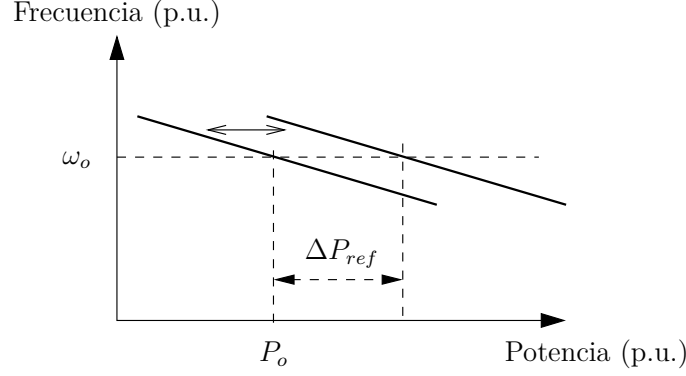


Figura 4.19: Efecto de modificar la consigna de potencia

Solución del ejercicio 4.6

En cada generador se cumple

$$\Delta f_{[pu]} S_{ib} = -R \Delta P_{i[MW]}. \quad (4.51)$$

Sumando para los n generadores del sistema,

$$\Delta f_{[pu]} \sum_{i=1}^n S_{ib} = -R \sum_{i=1}^n \Delta P_{i[MW]}. \quad (4.52)$$

Sustituyendo,

$$\Delta f_{[pu]} \times 20000 \text{ MVA} = -R \times 1000 \text{ MW}, \quad (4.53)$$

y despejando,

$$R = -\frac{\Delta f_{[pu]} \times 20000 \text{ MVA}}{1000 \text{ MW}} = \frac{0,075 \% \times 20000 \text{ MVA}}{1000 \text{ MW}} = 1,5 \%, \quad (4.54)$$

Es decir, si todos los generadores tuviesen un estatismo del 1,5 %, la regulación primaria mantendría la frecuencia en la banda especificada. Puede observarse, examinando la ecuación 4.54, que un escalón de potencia inferior a 1000 MW, o una suma de las potencias nominales superior a 20000 MVA provocarían variaciones aún menores de la frecuencia.

4.3.4. Cambio de la potencia de referencia

En la figura 4.15, a través de la variable de entrada ΔP_{ref} es posible modificar el punto de operación del generador sin que deje de actuar el control de frecuencia. La acción de modificar la consigna de potencia variando ΔP_{ref} equivale gráficamente a desplazar horizontalmente la característica frecuencia-potencia, como muestra la figura 4.19. La modificación de la potencia generada por una planta ocurre por ejemplo al final de cada período horario, cuando debe ajustar su producción para cumplir con el programa diario.

4.3.5. Característica potencia-frecuencia de un sistema eléctrico

Supongamos una red de transporte con n generadores que ejecutan la regulación primaria de acuerdo con sus estatismos $R_1, R_2, \dots, R_n$. Ante un incremento de carga ΔP_l la regulación primaria, actuando conjuntamente en todas las plantas, restablece el equilibrio entre generación y carga. Por tanto, una vez termina de actuar la regulación primaria se cumple

$$\Delta P_l + D \Delta \omega = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \dots + \Delta P_n. \quad (4.55)$$

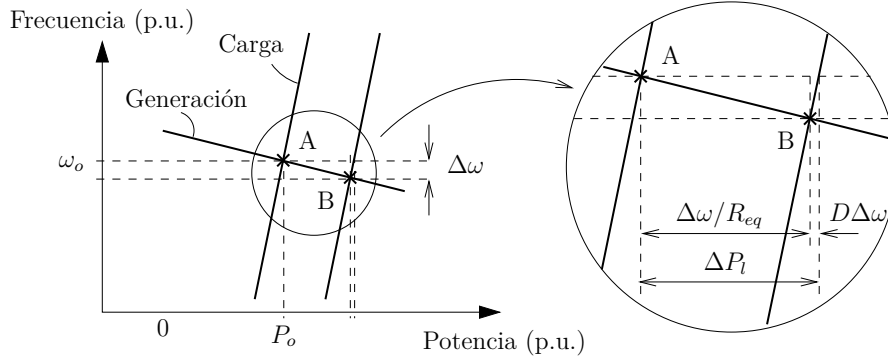


Figura 4.20: Control primario con carga dependiente de la frecuencia.

La variación de producción en cada generador depende de su estatismo, por lo que

$$\Delta P_1 = -\Delta\omega/R_1; \Delta P_2 = -\Delta\omega/R_2; \dots \Delta P_n = -\Delta\omega/R_n. \quad (4.56)$$

Sustituyendo 4.56 en 4.55 y despejando $\Delta\omega$ podemos escribir

$$\Delta\omega = -\frac{\Delta P_l}{\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}\right) + D} = -\frac{\Delta P_l}{\frac{1}{R_{eq}} + D}, \quad (4.57)$$

donde

$$R_{eq} = \frac{1}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}}. \quad (4.58)$$

Por tanto, la característica potencia-frecuencia de la red es

$$\beta = \frac{-\Delta P_l}{\Delta\omega} = \frac{1}{R_{eq}} + D. \quad (4.59)$$

La característica β representa la relación entre la variación de carga ΔP_l provocada por un incidente y la desviación de frecuencia $\Delta\omega$ que aparece en el sistema cuando termina de actuar la regulación primaria.

La figura 4.20 muestra, a modo de ejemplo, la acción de la regulación primaria en un sistema eléctrico que opera en el punto A cuando se produce un incremento positivo de carga. En el nuevo punto de equilibrio B la frecuencia ha disminuido, los generadores han aumentado su producción debido a su estatismo y la demanda ha descendido ligeramente debido al descenso de frecuencia. Como puede apreciarse, el efecto de la dependencia de la carga con la frecuencia es pequeño en comparación con el efecto del estatismo. Si despreciásemos el parámetro D, la recta que representa la carga sería vertical en vez de estar ligeramente inclinada.

El mismo razonamiento aplicado a un incremento de demanda puede aplicarse a una pérdida de generación. En la práctica los desequilibrios más severos en una red de transporte suelen producirse por pérdidas bruscas de generación, ya que la generación está más concentrada que la demanda. Otra causa posible, aunque poco frecuente, de desequilibrio entre generación y demanda es la partición del sistema eléctrico en redes más pequeñas. En tal caso las áreas con exceso de generación experimentan un incremento de frecuencia y viceversa, como ocurrió en el incidente de Europa Continental el 4 de noviembre de 2006 [28].

4.3.6. Parámetros de diseño en el sistema de Europa Continental

La regulación primaria se ejecuta de forma autónoma en cada planta generadora de un sistema eléctrico, por lo que es necesario diseñar el control de manera que todas las plantas respondan de manera coordinada. De lo contrario, en caso de producirse una variación de frecuencia unas

plantas modificarían su producción y otras no, lo que provocaría desequilibrios de generación y sobrecargas en la red.

Los operadores diseñan la regulación primaria con el objetivo de que el sistema pueda hacer frente a un desequilibrio súbito y elevado entre generación y demanda sin que la desviación de frecuencia supere un cierto límite. Diseñar el control para que pueda afrontar un desequilibrio extremadamente elevado no es práctico, en primer lugar porque obligaría a disponer de una cantidad elevada de energía de reserva, y en segundo lugar porque, llegado el caso, la respuesta de la regulación primaria provocaría sobrecargas en las líneas de transporte. Por ello los operadores establecen un *incidente de referencia*, que representa un incidente suficientemente severo y a la vez suficientemente probable para cubrir la mayoría de los incidentes graves que se producen en el sistema eléctrico. Para estimar un orden de magnitud razonable para el incidente de referencia es útil considerar que la desconexión súbita de una gran central, por ejemplo, puede suponer la pérdida de unos 1000 MW en el sistema.

Una vez establecidos el incidente de referencia y la desviación máxima de frecuencia, pueden determinarse las reservas de regulación primaria, el estatismo de los reguladores de velocidad y la velocidad de actuación. En Europa Continental el incidente de referencia se ha establecido en la pérdida súbita de 3000 MW de generación, y la desviación máxima de frecuencia en

- 180 mHz si se realizan los cálculos suponiendo un parámetro $D = 1\%/Hz$, o
- 200 mHz si se desprecia D .

Para calcular la característica potencia-frecuencia que debe tener el sistema para asegurar esta desviación de frecuencia máxima, los operadores estiman una carga aproximada de 150 GW en hora valle y de 300 GW en hora punta. Los cálculos a realizar para calcular el estatismo son similares a los realizados en el ejercicio 4.6.

Respecto a la velocidad de actuación de la regulación primaria, se toma como hipótesis de diseño que el valor instantáneo de la desviación de frecuencia no exceda de 800 mHz. Este valor permite un margen de seguridad antes de que actúe el deslastre de cargas a los 49 Hz, como se explica en la sección 4.6.1. La mitad de la reserva de regulación primaria, suficiente para afrontar un desequilibrio de 1500 MW, debe aplicarse en 15 segundos como máximo, y el resto de la reserva, hasta los 3000 MW del incidente de referencia, debe aplicarse en 30 segundos. Por otro lado, la banda muerta de regulación, es decir el margen de variación de frecuencia en el que se permite que el regulador de velocidad de una planta no responda, debe ser inferior a 10 mHz.

El reparto de la reserva de regulación primaria entre los distintos bloques de control del sistema de Europa Continental se realiza proporcionalmente a la potencia generada en cada bloque. En España el Operador del Sistema determina cada año los requerimientos de regulación primaria, pero en cualquier caso es obligatorio que el estatismo de los reguladores permita variar la carga en un 1,5 % de la potencia nominal.

El área sincrónica de Europa Continental es un sistema muy grande en términos de generación y consumo. conviene señalar que los parámetros en redes pequeñas como las de los sistemas insulares pueden ser muy distintos, al tratarse de sistemas con una inercia reducida y con menos plantas de generación.

4.4. Regulación secundaria

Después de una variación de carga la regulación primaria recupera el balance entre potencia consumida y potencia demandada, pero no logra resolver dos efectos no deseados:

- La frecuencia queda desviada respecto a la de referencia.
- El reparto del incremento de carga entre los generadores de todo el sistema queda determinado por sus estatismos, por lo que en general no se cumplirán los flujos de potencia programados entre áreas de control.

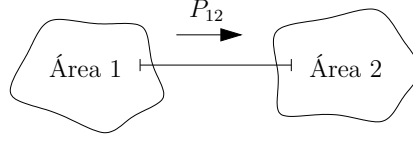


Figura 4.21: Sistema con dos áreas de control.

El objetivo de la regulación secundaria, ejecutada a través de un sistema de control denominado Control Automático de la Generación (en inglés *Automatic Generation Control, AGC*), es corregir estos dos efectos, devolviendo la frecuencia del sistema al valor de referencia y recuperando los flujos de potencia programados.

En España, según el Procedimiento de Operación P.O. 7.2 [29]:

“El Servicio de Regulación Secundaria es un servicio del sistema de carácter potestativo gestionado por mecanismos de mercado.

Los objetivos del servicio de regulación secundaria son:

- Anular los desvíos en cada instante respecto a los programas de intercambio, teniendo en cuenta asimismo las consignas recibidas del proceso europeo de compensación de desequilibrios en tiempo real.
- Mantenimiento de la frecuencia del sistema en su valor de referencia.

El servicio de regulación secundaria es prestado por las zonas de regulación (también denominadas zonas de control) en respuesta a los requerimientos del regulador maestro del OS. A este regulador maestro se le conoce con las siglas RCP (Regulación Compartida Peninsular).”

Las siguientes secciones muestran los conceptos principales que rigen la regulación secundaria de frecuencia.

4.4.1. Efecto de un escalón de carga en un sistema con dos áreas

Consideremos el sistema eléctrico de la figura 4.21 en el que dos áreas se encuentran unidas por una línea de enlace, a través de la cual el área 1 exporta la potencia activa P_{12} al área 2. Se llaman líneas de enlace, en inglés *tie line*, a las líneas eléctricas que conectan dos áreas de control de un mismo sistema eléctrico.

Supongamos que se produce un incremento de demanda ΔP_{l2} en el área 2. La regulación primaria restablece el equilibrio entre generación y carga, por lo que una vez termina de actuar se cumple

$$\Delta P_{m1} - \Delta P_{12} = D_1 \Delta \omega, \quad (4.60)$$

$$\Delta P_{m2} + \Delta P_{12} = \Delta P_{l2} + D_2 \Delta \omega. \quad (4.61)$$

La desviación de potencia ΔP_{12} es exportada en el área 1 e importada en el área 2. En la ecuación 4.60 ΔP_{12} aparece con signo negativo porque sale del área 1, como si fuera una carga. En cambio en la ecuación 4.61 aparece con signo positivo porque entra al área 2, como si fuera generación.

La variación de la potencia generada depende del estatismo, por lo que

$$\Delta P_{m1} = -\frac{\Delta \omega}{R_1}, \quad (4.62)$$

$$\Delta P_{m2} = -\frac{\Delta \omega}{R_2}. \quad (4.63)$$

Sustituyendo la ecuación 4.62 en 4.60 y la 4.63 en 4.61 tenemos

$$\Delta\omega \left(\frac{1}{R_1} + D_1 \right) = -\Delta P_{12} \quad (4.64)$$

y

$$\Delta\omega \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right) = \Delta P_{12} - \Delta P_{l2}. \quad (4.65)$$

Expresando $\Delta\omega$ y ΔP_{12} en función de la variación de carga P_{l2} podemos escribir

$$\Delta\omega = \frac{-\Delta P_{l2}}{\frac{1}{R_1} + D_1 + \frac{1}{R_2} + D_2} = -\frac{1}{\beta_1 + \beta_2} \Delta P_{l2}, \quad (4.66)$$

$$\Delta P_{12} = \frac{\left(\frac{1}{R_1} + D_1 \right) \Delta P_{l2}}{\frac{1}{R_1} + D_1 + \frac{1}{R_2} + D_2} = \frac{\beta_1}{\beta_1 + \beta_2} \Delta P_{l2}. \quad (4.67)$$

En definitiva una variación de carga en el área 2 se traduce, después de la actuación del control primario, en una desviación de la frecuencia del sistema de acuerdo con la ecuación 4.66 y en una desviación del flujo de potencia activa entre las dos áreas de acuerdo con la ecuación 4.67. Si el incremento de carga ΔP_{l2} es positivo provocará una reducción de la frecuencia y un incremento del flujo de potencia desde el área 1 hacia el área 2. Este incremento de potencia ΔP_{12} es la contribución del área 1 al control primario.

4.4.2. Error de Control de Área

El objetivo de la regulación secundaria es devolver a sus valores de referencia tanto la frecuencia eléctrica como los intercambios de potencia entre áreas, es decir, anular las desviaciones $\Delta\omega$ y ΔP_{12} obtenidas en las ecuaciones 4.66 y 4.67.

Para conseguir este objetivo se construye en cada área el Error de Control de Área (en inglés *Area Control Error, ACE*), definido como la desviación de potencia exportada más la desviación de frecuencia multiplicada por una constante B . Siguiendo con el ejemplo de la sección anterior,

$$ACE_1 = \Delta P_{12} + B_1 \Delta\omega, \quad (4.68)$$

$$ACE_2 = -\Delta P_{12} + B_2 \Delta\omega. \quad (4.69)$$

El Error de Control de Área tiene unidades de potencia activa, típicamente MW. El parámetro B , que tiene unidades de potencia partida por frecuencia, a menudo se expresa en MW/0,1Hz.

El valor del parámetro B es arbitrario. Si hacemos B igual a la característica frecuencia-potencia de cada área de control, entonces

$$B_1 = \beta_1, \quad (4.70)$$

$$B_2 = \beta_2, \quad (4.71)$$

y los errores de control de área del ejemplo anterior, aplicando las ecuaciones 4.66 y 4.67, quedan

$$ACE_1 = \Delta P_{12} + \beta_1 \Delta\omega = \frac{\beta_1}{\beta_1 + \beta_2} \Delta P_{l2} - \beta_1 \frac{1}{\beta_1 + \beta_2} \Delta P_{l2} = 0, \quad (4.72)$$

$$ACE_2 = -\Delta P_{12} + \beta_2 \Delta\omega = -\frac{\beta_1}{\beta_1 + \beta_2} \Delta P_{l2} - \beta_2 \frac{1}{\beta_1 + \beta_2} \Delta P_{l2} = -\Delta P_{l2}. \quad (4.73)$$

En el área 1, en el que no se ha producido ningún desequilibrio, el Error de Control de Área es cero, mientras en el área 2 el Error de Control de Área es precisamente la cantidad de potencia necesaria para hacer frente a su propia variación de carga. Por tanto haciendo $B = \beta$ conseguimos que el Error de Control de Área exprese la cantidad en la que cada área debe modificar su potencia generada para corregir su propio desequilibrio generación/demanda.

En un sistema con más de dos áreas de control el Error de Control de Área del área i se define como

$$ACE_i = \Delta P_{exp,i} + B_i \Delta \omega, \quad (4.74)$$

donde $\Delta P_{exp,i}$ es la desviación de potencia total *exportada* desde área i respecto a la programación. Si el área i está conectada con m áreas vecinas podemos expresar $\Delta P_{exp,i}$ en función de los flujos por las líneas de enlace como

$$\Delta P_{exp,i} = \sum_{j=1}^m \Delta P_{ij}, \quad (4.75)$$

donde ΔP_{ij} es la desviación de flujo de potencia del área i al área j respecto a la programación.

Al igual que en el ejemplo con dos áreas, si se cumple $B_i = \beta_i$ entonces el Error de Control de Área representa la variación de potencia activa necesaria en cada área para hacer frente a su propio desequilibrio. En la práctica el valor de β_i varía a lo largo del día conforme se conectan y desconectan unidades de generación. Actualizar constantemente el parámetro B dificultaría la coordinación entre las distintas áreas de control, por lo que se prefiere mantener un valor de B fijo. Este valor suele ser ligeramente superior a β_i con el fin de que la regulación secundaria refuerce la regulación primaria en vez de actuar en sentido contrario a la misma.

La regulación secundaria actúa anulando el Error de Control de Área en cada área de control. Si en un sistema con n áreas de control cada área consigue anular su Error de Control de Área tenemos $n + 1$ incógnitas:

- n desviaciones de potencia exportada $\Delta P_{exp,i}$
- una desviación de frecuencia $\Delta \omega$.

y $n + 1$ ecuaciones:

- n ecuaciones $ACE_i = 0$
- la ecuación $\sum_{i=1}^n \Delta P_i = 0$ que representa que, descontando las pérdidas en las líneas de enlace, la suma de todas las potencias exportadas debe ser cero.

Por tanto el sistema está determinado y la única solución es la solución trivial

$$\Delta P_{exp,i} = 0 \quad \forall i = \{1 \cdots n\}; \quad \Delta \omega = 0. \quad (4.76)$$

Una vez termina de actuar la regulación secundaria la frecuencia vuelve a ser la de referencia y la reserva de regulación primaria vuelve a estar disponible en su totalidad. Por eso se dice que la regulación secundaria *libera las reservas de regulación primaria*.

4.4.3. Ejecución de la regulación secundaria

El Error de Control de Área se calcula a partir de las medidas de potencia activa en las líneas de enlace y de las medidas de frecuencia, y se filtra para reducir acciones de control innecesarias. Para anular el Error de Control de Área cada área de control aplica una acción de control integral a través de un esquema como el representado en la figura 4.22. La acción integral, representada por el término $\frac{1}{T_s}$, asegura que eventualmente el Error de Control de Área se anulará, y debe ser ejecutada desde un despacho centralizado. Si la acción de control integral se ejecutase de manera independiente en las distintas plantas éstas competirían entre sí para imponer sus valores de referencia, y el sistema sería inestable tal como se explicó en el caso del regulador isócrono en la sección 4.3.1.

La constante de tiempo T debe ser suficiente grande para que la regulación secundaria actúe en una escala temporal de varios minutos, en contraste con la regulación primaria que actúa en un margen de varios segundos. La constante proporcional K , en caso de existir, debe ser pequeña para no poner en peligro la estabilidad del sistema de control. En el área síncrona de Europa

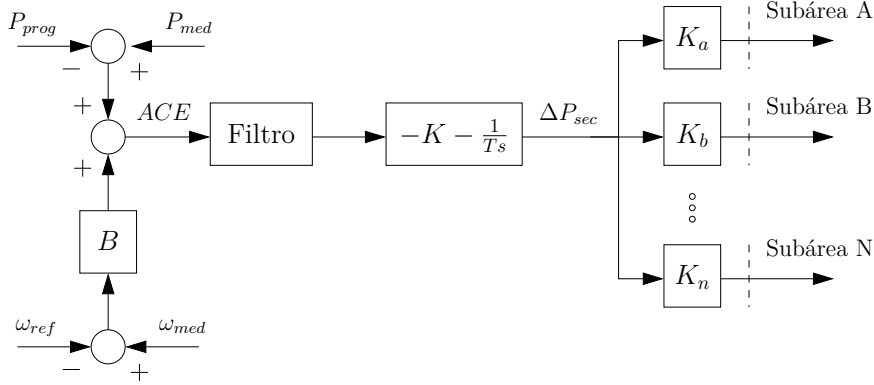


Figura 4.22: Ejecución de la regulación secundaria.

Regulación	Primaria	Secundaria
Objetivos	Equilibrar carga y generación	Eliminar desvíos de frecuencia y de flujos de potencia
Localización	En cada generador	En un despacho central
Escala temporal	Segundos	Minutos
Carácter	Obligatorio	Voluntario

Cuadro 4.1: Comparación entre regulación primaria y secundaria

Continental la constante T puede tomar valores entre 50 y 200 segundos, y la constante K entre 0 y 0,5 [30].

En el caso de que la regulación secundaria se sature por no existir reservas de potencia suficientes, el término integral se limita para que el control se recupere tan pronto como el Error de Control de Área vuelva a anularse.

La salida del integrador ΔP_{sec} es el valor corrector de potencia de las plantas que ejecutan la regulación secundaria y debe ser repartido y transmitido a las mismas. En la figura 4.22 la consigna ΔP_{sec} se reparte entre varias sub-áreas de control de acuerdo a varios factores de participación $K_a, \dots, K_n$ que cumplen

$$K_a + K_b + \dots + K_n = 1. \quad (4.77)$$

A su vez, y ya fuera de la figura 4.22, cada sub-área de control reparte la consigna de potencia entre sus plantas generadoras.

La participación en la regulación secundaria suele ser voluntaria, en contraste con la regulación primaria que en general debe ser ejecutada por todos los generadores síncronos. La tabla 4.1 resume las principales diferencias entre la regulación primaria y secundaria.

Existen otras alternativas al reparto de la consigna de control entre varias sub-áreas representado en la figura 4.22. En general, la organización interna de la regulación secundaria dentro de cada área de control puede ser:

Centralizada. Existe un único regulador que envía directamente las consignas a las plantas generadoras.

Pluralista. Existen varias sub-áreas cada una de las cuales ejecutan la regulación secundaria de forma descentralizada. Un único operador regula la interacción del área de control con las áreas vecinas utilizando sus propios recursos.

Jerárquica. Existen también varias sub-áreas que ejecutan la regulación secundaria, pero reciben consignas de un regulador maestro que coordina la regulación del área de control. La figura 4.22 representa un esquema de este tipo.



Figura 4.23: Centro de Control Eléctrico (CECOEL) de Red Eléctrica de España. Cortesía de Red Eléctrica de España.

En el Sistema Peninsular Español la regulación secundaria se organiza según un esquema jerárquico en el que el regulador maestro se denomina Regulación Compartida Peninsular, y en el que las sub-áreas de control no corresponden a zonas geográficas sino a las principales compañías eléctricas con capacidad de generación. Este regulador es gestionado por el Operador del Sistema, Red Eléctrica de España, y se encuentra duplicado por motivos de seguridad, de manera que existe un sistema principal en el Centro de Control Eléctrico (CECOEL) y un segundo sistema en el Centro de Control de Respaldo. La figura 4.23 muestra las instalaciones del CECOEL en La Moraleja, Madrid.

4.4.4. Reserva de regulación secundaria

La reserva de regulación secundaria de un área de control es el margen de variación de potencia en que es posible modificar la producción en respuesta a los requerimientos de la regulación secundaria. La reserva en sentido positivo o *a subir* es más crítica que la reserva en sentido negativo o *a bajar*, porque normalmente es más difícil aumentar la producción que reducirla.

La reserva de regulación secundaria para cada período de programación es determinada por el Operador del Sistema en función de varios factores:

La indeterminación en la previsión de la demanda. En periodos durante los que es más difícil prever la evolución de la demanda es aconsejable incrementar la reserva de regulación. Algunos ejemplos de situaciones que pueden dificultar la previsión de la demanda son condiciones meteorológicas extremas, huelgas generales, espectáculos televisivos con mucha audiencia o, en el pasado, las medidas de confinamiento contra la COVID-19.

El fallo probable esperado. Es recomendable que la reserva de regulación sea capaz de compensar la pérdida de la planta productora más grande del área de control.

Los escalones entre periodos de programación. Durante la transición de un periodo a otro de la programación horaria los generadores modifican su producción para ajustarse a los compromisos adoptados en el mercado eléctrico, por lo que desde el punto de vista de la regulación de potencia es un momento dedicado. Se debe prestar especial atención a los puntos de inflexión de la curva diaria de carga y a los momentos de cambio de tarifa eléctrica, que suceden a primera hora de la mañana y a última de la tarde. Para reducir fluctuaciones de

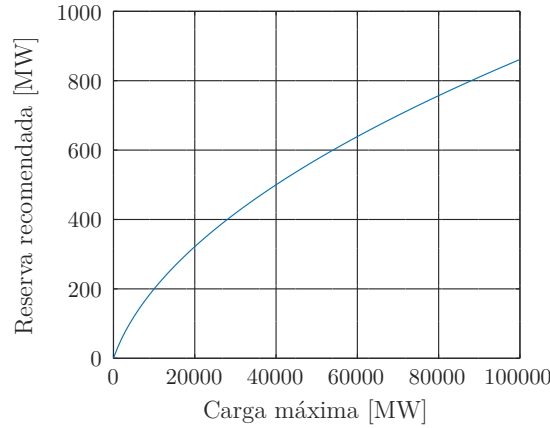


Figura 4.24: Reserva recomendada de regulación secundaria.

potencia en el sistema, la transición de un periodo a otro se reparte en rampas de 10 minutos que comienzan 5 minutos antes del cambio de periodo y terminan 5 minutos después.

En el sistema eléctrico de Europa Continental se toma como referencia para el valor mínimo de reserva secundaria en cada área de control el representado en la figura 4.24. Esta figura corresponde a la función

$$R = \sqrt{aL_{max} + b^2} - b, \quad (4.78)$$

que ha sido obtenida de forma empírica y en la que L_{max} es la demanda prevista en el área de control, a es 10 MW y b es 150 MW.

La regulación de potencia debe respetar siempre el límite de variación de potencia por unidad de tiempo de las unidades generadoras. En general, una central térmica puede variar su producción de forma más lenta que una hidráulica debido a sus constantes de tiempo mecánicas y termodinámicas. La tabla 4.2 muestra algunos valores indicadores de velocidad de variación de potencia en centrales convencionales.

Tipo de central	Velocidad
Hidroeléctrica	1,5-2,5 % por segundo
Gas	8 % por minuto
Carbón y nuclear	1-5 % por minuto

Cuadro 4.2: Velocidad de variación de potencia según el tipo de planta.

4.4.5. Modelo de una línea de enlace

Esta sección muestra el modelo matemático de una línea de enlace entre dos áreas de control, como paso previo para construir un modelo dinámico de regulación secundaria. Consideremos un sistema eléctrico formado por dos áreas unidas a través de una línea como el que se muestra en la figura 4.21. Suponemos que dentro de cada área de control la conexión eléctrica entre los generadores es fuerte, por lo que asumimos que giran a una misma frecuencia y representamos cada área mediante un único generador equivalente. La figura 4.25 muestra el esquema eléctrico equivalente de este sistema, en el que se han despreciado las pérdidas y cada área es representada mediante una fuente de tensión interna detrás de una reactancia equivalente. La reactancia total X_t agrupa a las reactancias equivalentes de cada área X_1 y X_2 y a la reactancia de la línea de enlace X_l .

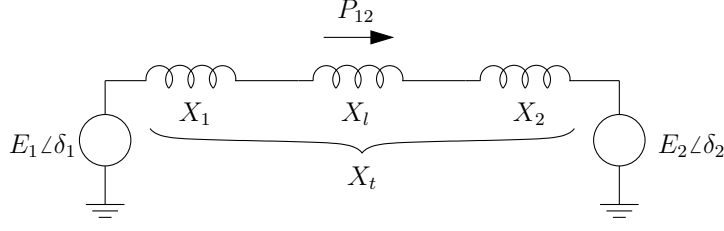


Figura 4.25: Equivalente eléctrico de dos áreas conectadas por una línea de enlace.

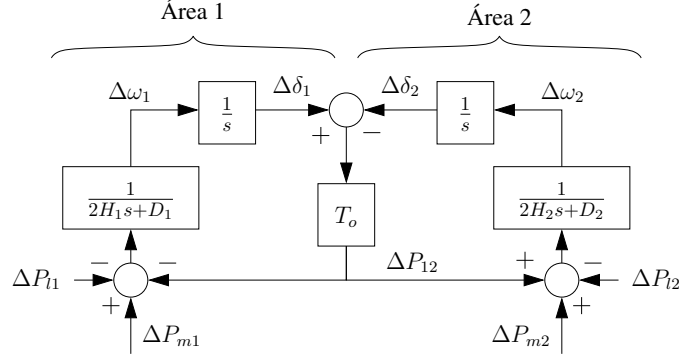


Figura 4.26: Diagrama de bloques de dos áreas unidas por una línea de enlace.

Resolviendo el circuito de la figura 4.25, la potencia aparente saliente de la fuente de tensión $E_1 \angle \delta_1$ es

$$\begin{aligned} \mathbf{S}_{12} &= E_1 \angle \delta_1 \left(\frac{E_1 \angle \delta_1 - E_2 \angle \delta_2}{jX_t} \right)^* = j \frac{E_1^2 - E_1 E_2 \angle (\delta_1 - \delta_2)}{X_t} = \\ &= \frac{E_1 E_2}{X_t} \sin(\delta_1 - \delta_2) + j(\dots). \end{aligned} \quad (4.79)$$

Tomando la parte real, la potencia activa exportada desde el área 1 hacia el área 2 es

$$P_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_t} \sin(\delta_1 - \delta_2). \quad (4.80)$$

Suponiendo los módulos de tensión constantes y linealizando alrededor del punto de equilibrio inicial definido por δ_{10} y δ_{20} obtenemos

$$\Delta P_{12} = T_o (\Delta \delta_1 - \Delta \delta_2), \quad (4.81)$$

donde T_o es el *par sincronizante* definido como

$$T_o = \frac{E_1 E_2}{X_t} \cos(\delta_{10} - \delta_{20}). \quad (4.82)$$

La desviación de potencia ΔP_{12} y los diagramas de bloques de ambas áreas, con sus generadores agregados, pueden combinarse en el esquema representado en la figura 4.26. La potencia exportada desde el área 1 hacia el área 2 tiende a frenar la frecuencia en el área 1, como si fuera una carga, y a acelerar la del área 2, como si fuera un generador, por lo que ΔP_{12} entra con distinto signo en cada una de las dos áreas.

4.4.6. Ejemplo simplificado de Control Automático de la Generación en un sistema con dos áreas

A partir del diagrama de la figura 4.26 podemos construir el diagrama de bloques completo de un Control Automático de Generación sencillo con regulación primaria y secundaria. Supongamos

que en cada área existen dos generadores y que ambos ejecutan la regulación primaria pero solo uno de ellos ejecuta la regulación secundaria. La regulación primaria queda representada por la ganancia $1/R_i$, donde R_i es el estatismo, a la que hay que añadir la dinámica del regulador y de la turbina como se indica en la figura 4.15. En la misma figura aparece el punto de entrada donde la variable ΔP_{ref} permite modificar el punto de funcionamiento del generador. En este mismo punto de entrada es donde se introduce la acción de control de la regulación secundaria, construida a partir de una acción integral sobre el Error de Control de Área.

La figura 4.27 muestra el diagrama de bloques del sistema completo. Como puede observarse el esquema es simétrico salvo por la desviación de potencia exportada ΔP_{12} , que entra con signo contrario en cada una de las dos áreas. La parte inferior de la figura contiene el lazo de la regulación secundaria, con el cálculo del Error de Control de Área a partir de las desviaciones de frecuencia y de potencia exportada y con la acción de control integral.

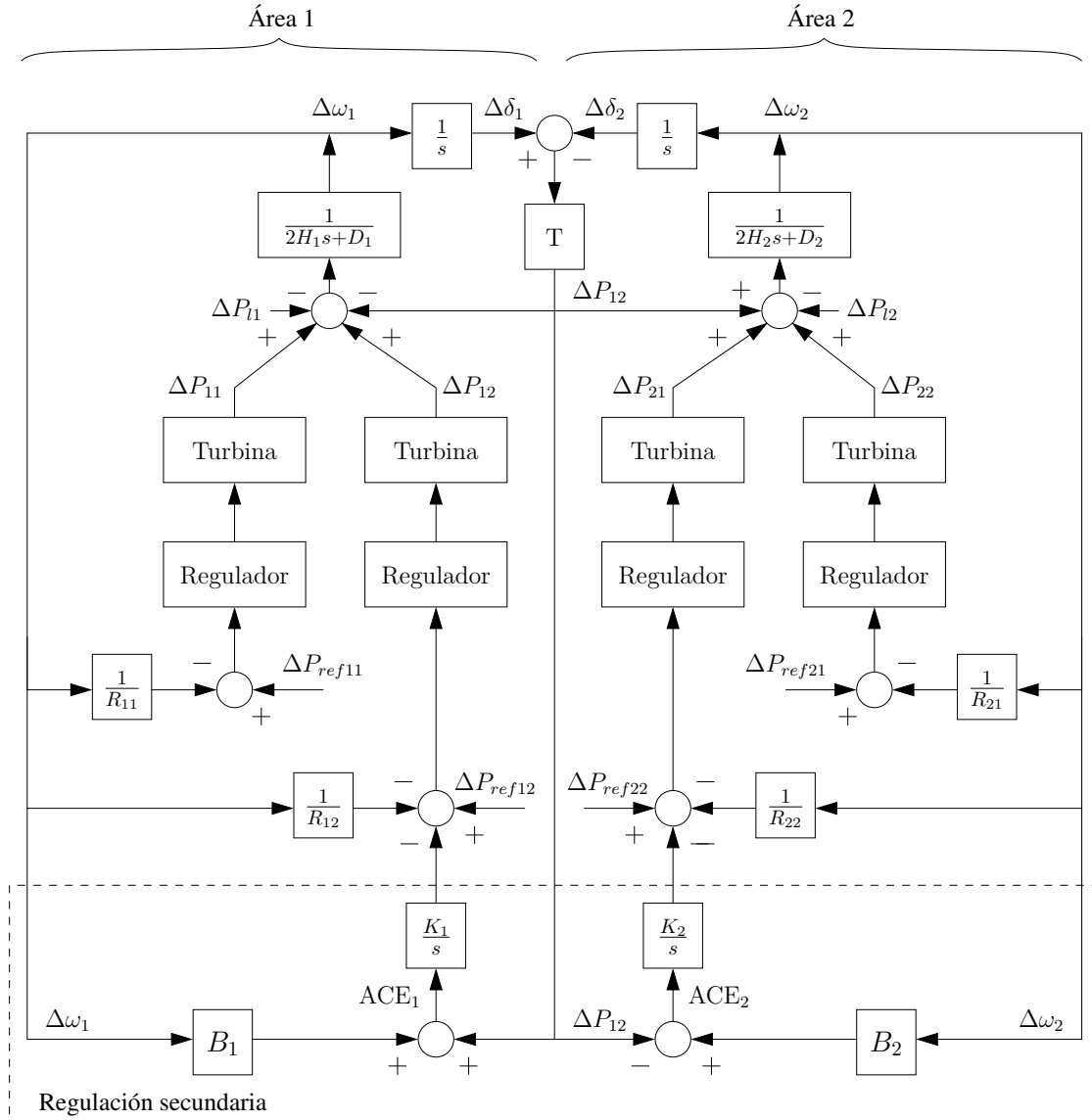


Figura 4.27: Diagrama elemental de Control Automático de la Generación en un sistema con dos áreas, basado en [17].

El esquema de la figura 4.27 es un modelo simplificado, puesto que está limitado a dos áreas

y una única línea de enlace y no aparecen elementos importantes como las sub-áreas de control o el filtrado del Error de Control de Área, pero contiene los elementos más importantes de la regulación primaria y secundaria y es fácilmente programable para poder experimentar la respuesta del regulador ante distintas perturbaciones.

Ejercicio 4.7

Sea un sistema con dos áreas unidas a través de una línea. Las características de cada área son las siguientes.

Área	Carga (MW)	Generación (MW)	Pot. nominal total (MW)	Reserva total (MW)	B (MW/0,1Hz)
1	20000	19000	30000	1000	250
2	40000	41000	55000	1000	500

La frecuencia nominal es 50 Hz. La dependencia de la carga con la frecuencia es $D = 1$ (un incremento de un 1 % en la frecuencia provoca un incremento de un 1 % en la carga). El estatismo de los reguladores de velocidad es $R=5\%$. En condiciones normales el área 1 importa 1000 MW del área 2.

Tanto en el área 1 como en el área 2, únicamente participan en la regulación secundaria algunas plantas.

Determina

- la frecuencia,
- la generación y la carga en cada área y
- el flujo de potencia por la línea de enlace

si se pierden 1000 MW de carga en el área 1 y actúa solo la regulación primaria.

Solución del ejercicio 4.7

En régimen permanente, las variaciones de carga por efecto de la variación de frecuencia en ambas áreas son:

$$\Delta P_{lD1} = \Delta f \times (20000 - 1000) \text{ MW} \quad (4.83)$$

$$\Delta P_{lD2} = \Delta f \times 40000 \text{ MW}. \quad (4.84)$$

Las variaciones de generación en ambas áreas son:

$$\Delta P_{G1} = -\Delta f \times \frac{30000}{0,05} \text{ MW} \quad (4.85)$$

$$\Delta P_{G2} = -\Delta f \times \frac{55000}{0,05} \text{ MW}. \quad (4.86)$$

Cambiando de signo las ecuaciones 4.83 y 4.84 y sumándolas a las ecuaciones 4.85 y 4.86 obtenemos

$$\Delta P_l = -\Delta P_{lD1} - \Delta P_{lD2} + \Delta P_{G1} + \Delta P_{G2} \quad (4.87)$$

$$= -1000 \text{ MW} = -\Delta f \left(19000 + 40000 + \frac{30000}{0,05} + \frac{55000}{0,05} \right), \quad (4.88)$$

luego el incremento de frecuencia es

$$\Delta f = 0,0568 \% = 0,0284 \text{ Hz}. \quad (4.89)$$

La variación de carga por efecto de la frecuencia es

$$\Delta P_{lD1} = 0,000568 \times 19000 = 10,8 \text{ MW} \quad (4.90)$$

$$\Delta P_{lD2} = 0,000568 \times 40000 = 22,7 \text{ MW}, \quad (4.91)$$

y la variación de generación es

$$\Delta P_{G1} = -0,000568 \times \frac{30000}{0,05} = -341,1 \text{ MW} \quad (4.92)$$

$$\Delta P_{G2} = -0,000568 \times \frac{55000}{0,05} = -625,4 \text{ MW}. \quad (4.93)$$

Los nuevos valores de carga y generación son:

	Área 1	Área 2
Carga	20000-1000+10,8 = 19010,8 MW	40000+22,7 = 40022,7 MW
Generación	19000-341,1 = 18659,9 MW	41000-625,4 = 40374,6 MW

El nuevo flujo del área 2 al área 1 es 351,9 MW. La frecuencia final es 50,028 Hz.

Ejercicio 4.8

En el sistema del ejercicio 4.7, determina el estado del sistema si se pierden 1000 MW de carga en el área 1 una vez actúa la regulación secundaria.

Solución del ejercicio 4.8

La reserva a bajar en el área 1 es 1000 MW, suficiente para afrontar la pérdida de carga. Una vez haya actuado la regulación secundaria, los errores de control de área ACE_1 y ACE_2 se habrán anulado:

$$ACE_1 = B_1 \Delta f + \Delta P_{12} = 0; \quad (4.94)$$

$$ACE_2 = B_2 \Delta f - \Delta P_{12} = 0. \quad (4.95)$$

Por tanto, la frecuencia volverá a ser 50 Hz y el flujo de potencia del área 2 al área 1 volverá a ser 1000 MW. La carga y la generación en el área 1 se reducirán en 1000 MW, y la carga y la generación en el área 2 serán las iniciales.

Ejercicio 4.9

En el sistema del ejercicio 4.7, determina el estado del sistema si se pierde una generación de 500 MW en el área 1 junto una cuarta parte de la reserva de regulación secundaria. Suponer que termina de actuar la regulación secundaria.

Solución del ejercicio 4.9

La reserva que se pierde es

$$\frac{1000}{4} = 250 \text{ MW} \quad (4.96)$$

Por lo que queda una reserva de $1000 - 250 = 750$ MW. Esta reserva es suficiente para compensar la reducción de 500 MW en la generación. Por tanto, al igual que en el caso anterior, en régimen permanente no hay variación de la frecuencia ni del intercambio entre áreas. La carga y la generación en las áreas 1 y 2 no varían.

Ejercicio 4.10

En el sistema del ejercicio 4.7, determina el estado del sistema si se pierden varias plantas que suman 3000 MW de potencia nominal en el área 1 y que estaban generando 1700 MW, pero toda la reserva de regulación secundaria sigue disponible. Suponer que termina de actuar la regulación secundaria.

Solución del ejercicio 4.10

La reserva en el área 1 solamente es capaz de reponer 1000 MW de la generación perdida, por lo que la regulación secundaria no puede anular el error de control de área ACE_1 . Suponemos que la regulación secundaria en el área 2 sí será capaz de anular su error ACE_2 , por lo que

$$ACE_2 = B_2 \Delta f - \Delta P_{12} = 0. \quad (4.97)$$

Despejando la variación de potencia exportada,

$$\Delta P_{12} = B_2 \Delta f = 5000 \Delta f \times 50 = 250000 \Delta f. \quad (4.98)$$

Es decir, en régimen permanente habrá una disminución de la frecuencia del sistema. Debido a la dependencia entre la carga y la frecuencia, el incremento de la carga en el área 1 será

$$\Delta P_{lD1} = D_1 \times \Delta f \times 20000 = 20000 \Delta f. \quad (4.99)$$

Haciendo un balance en el área 1 entre la variación de generación, la variación de carga y la de flujo de potencia entre áreas, y sustituyendo las ecuaciones anteriores:

$$\Delta P_{G1} = D_1 \Delta f + \Delta P_{12}; \quad (4.100)$$

$$-1700 \text{ MW} + 1000 \text{ MW} = 20000 \Delta f + 250000 \Delta f. \quad (4.101)$$

Despejando el incremento de frecuencia:

$$\Delta f = \frac{-1700 + 1000}{20000 + 250000} = -0,002593 \text{ p.u.} = -0,1296 \text{ Hz} \quad (4.102)$$

Los incrementos de carga debidos a la variación de frecuencia y la variación de flujo de potencia son, respectivamente:

$$\Delta P_{lD1} = -0,002593 \times 20000 = -51,85 \text{ MW}; \quad (4.103)$$

$$\Delta P_{lD2} = -0,002593 \times 40000 = -103,70 \text{ MW}; \quad (4.104)$$

$$\Delta P_{12} = -0,002593 \times 250000 = -648,15 \text{ MW}. \quad (4.105)$$

Los nuevos valores de carga y generación son:

	Área 1	Área 2
Carga	20000-51,85 = 19948,15 MW	40000-103,70 = 39896,30 MW
Generación	19000-700 = 18300 MW	41000-103,70+648,15 = 41544,45 MW

La generación en el área 2 sube en 544 MW, menos que la reserva, por lo que se confirma la hipótesis de que el área 2 consigue anular su error de control de área. El nuevo flujo del área 2 al área 1 es 1648,15 MW. La frecuencia final es 49,87 Hz.

Ejercicio 4.11

En el sistema del ejercicio 4.7, determina el estado del sistema si se pierde la línea de enlace pero no se modifica la programación de flujo de potencia entre áreas. Suponer que termina de actuar la regulación secundaria.

Solución del ejercicio 4.11

El control secundario en el área 1 trata de mantener el intercambio de potencia programado, por lo que

$$ACE_1 = 1000 + 2500 \times \Delta f_1 \times 50 = 0. \quad (4.106)$$

Por tanto el incremento de frecuencia en el área 1 es

$$\Delta f_1 = -\frac{1000}{2500 \times 50} = -0,008 \text{ p.u.} = -0,4 \text{ Hz}, \quad (4.107)$$

y el cambio de carga en el área 1 es

$$\Delta P_{lD1} = D_1 \Delta f = -20000 \times 0,008 = -160 \text{ MW}. \quad (4.108)$$

Análogamente, en el área 2

$$\Delta f_2 = \frac{1000}{5000 \times 50} = 0,004 \text{ p.u.} = 0,2 \text{ Hz} \quad (4.109)$$

y

$$\Delta P_{lD2} = D_2 \Delta f = 40000 \times 0,004 = 160 \text{ MW}. \quad (4.110)$$

Los nuevos valores de carga, generación y frecuencia son

	área 1	área 2
Carga	20000-160=19840 MW	40000+160=40160 MW
Generación	19840 MW	40160 MW
Frecuencia	49.6 Hz	50.2 Hz

Ejercicio 4.12

En el sistema del ejercicio 4.7, determina el estado del sistema si se pierde la línea de enlace y se corrige la programación del flujo entre áreas, que pasa a ser nula. Suponer que termina de actuar la regulación secundaria.

Solución del ejercicio 4.12

Como efecto de la acción de la regulación secundaria en el área 1, la generación aumentará en 1000 MW para suplir los 1000 MW que dejan de llegar procedentes del área 2. Análogamente, la generación en el área 2 se reducirá en 1000 MW. La generación en cada área igualará a la carga, y la frecuencia final será 50 Hz en ambas áreas.

4.5. Otros mecanismos de regulación

Los lazos de control de frecuencia primario y secundario son los más críticos desde el punto de vista de la seguridad del sistema, pero existen otros mecanismos de regulación de la potencia generada en un sistema. En esta sección explicamos dos de ellos: la regulación terciaria y el control de tiempo.

4.5.1. Regulación terciaria

Para que la regulación secundaria sea efectiva, las unidades generadoras deben disponer de una reserva suficiente de energía lista para compensar las variaciones de demanda. Esta reserva de energía varía con el tiempo conforme el mecanismo de regulación secundaria va disponiendo de ella. El objetivo de la regulación terciaria es restituir la reserva de regulación secundaria.

Según el Procedimiento de Operación P.O. 7.3 [31], en España la regulación terciaria:

“Tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo.”

En general, la regulación terciaria distribuye entre los generadores disponibles, atendiendo a criterios económicos, la variación de potencia resultante de la acción de la regulación secundaria. Para ello puede conectar o desconectar generadores, redistribuir la carga entre generadores, modificar los intercambios entre áreas o incluso actuar sobre determinadas cargas.

En el sistema de Europa Continental la regulación terciaria debe tomar el relevo de la regulación secundaria a los 15 minutos de producirse una incidencia. En España la reserva mínima necesaria de regulación terciaria en cada período de programación se establece como el máximo entre la potencia del mayor grupo de generación acoplado y el 2 % de la demanda prevista.

4.5.2. Control de tiempo

Algunos relojes miden el tiempo contando las pulsaciones eléctricas de la red y asumiendo una frecuencia exacta de 50 Hz. El tiempo medido de esta forma se llama tiempo síncrono, pero las variaciones de frecuencia en el sistema eléctrico provocan que esta medida no sea exacta y que el tiempo síncrono se desvíe respecto al tiempo Universal Time Coordinated, UTC. Supongamos por ejemplo que un incremento de carga reduzca la frecuencia en el sistema. Pasados unos minutos la regulación secundaria devolverá la frecuencia a su valor de referencia, pero durante esos minutos el tiempo síncrono habrá acumulado un pequeño retraso. El objetivo del control de tiempo es limitar la discrepancia entre el tiempo síncrono y el tiempo UTC.

En el sistema eléctrico de Europa Continental, el control de tiempo es responsabilidad del operador de sistema suizo Swissgrid. Si la desviación entre el tiempo síncrono y el tiempo UTC es superior a 20 segundos, el operador suizo ordena al resto de operadores corregir la referencia de frecuencia a 49,99 Hz ó a 50,01 Hz durante 24 horas. El efecto de esta corrección sobre el tiempo síncrono es

$$\frac{0,01 \text{ Hz}}{50 \text{ Hz}} \times 24 \text{ h} \times 60 \frac{\text{min}}{\text{h}} \times 60 \frac{\text{s}}{\text{min}} = 17,28 \text{ s.} \quad (4.111)$$

La Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) [30] resume los lazos de control de frecuencia del sistema de Europa Continental a través de un esquema similar al de la figura 4.28. En el diagrama de la figura los lazos interiores son más rápidos y los exteriores más lentos, y se aprecian claramente los objetivos de cada lazo de regulación así como las condiciones en las que actúan. Como puede observarse el objetivo del control de tiempo es restaurar la media de la frecuencia. Si la frecuencia es 50 Hz el tiempo síncrono avanza a la velocidad precisa pero puede haber acumulado un retraso o adelanto, pero si la media de la frecuencia es 50 Hz entonces el tiempo síncrono coincide con el tiempo UTC.

4.5.3. Integración del control frecuencia-potencia en el mercado eléctrico español

Desde la liberalización del sector eléctrico, que en España comenzó con la entrada en vigor de la Ley Sector Eléctrico de 1997, numerosas actividades englobadas en los procesos de producción, transporte y distribución de energía se ejercen en el marco de un sistema competitivo. Los distintos niveles del control de frecuencia-potencia son, como hemos visto, fundamentales para el funcionamiento correcto del sistema eléctrico, pero la participación en la regulación de frecuencia-potencia no es cuantificable en términos de cantidad de energía, puesto que a priori es imposible conocer si para ejercer este control una planta deberá incrementar, mantener o reducir su producción. Por ello, el ordenamiento del mercado eléctrico establece un marco específico para las actividades de control de frecuencia-potencia, incluyéndolas dentro del concepto de servicios complementarios. Cada uno de los tres niveles de regulación queda establecido como sigue:

Servicio complementario de regulación primaria. Es de carácter obligatorio y no retribuido. Por su carácter obligatorio, todas las unidades de producción deben cumplir con el mismo o contratar con otras unidades de producción su cumplimiento. Para asignarlo, el operador del sistema publica con carácter anual el porcentaje mínimo de variación de carga, así como la velocidad máxima de respuesta ante diferentes desviaciones de frecuencia.

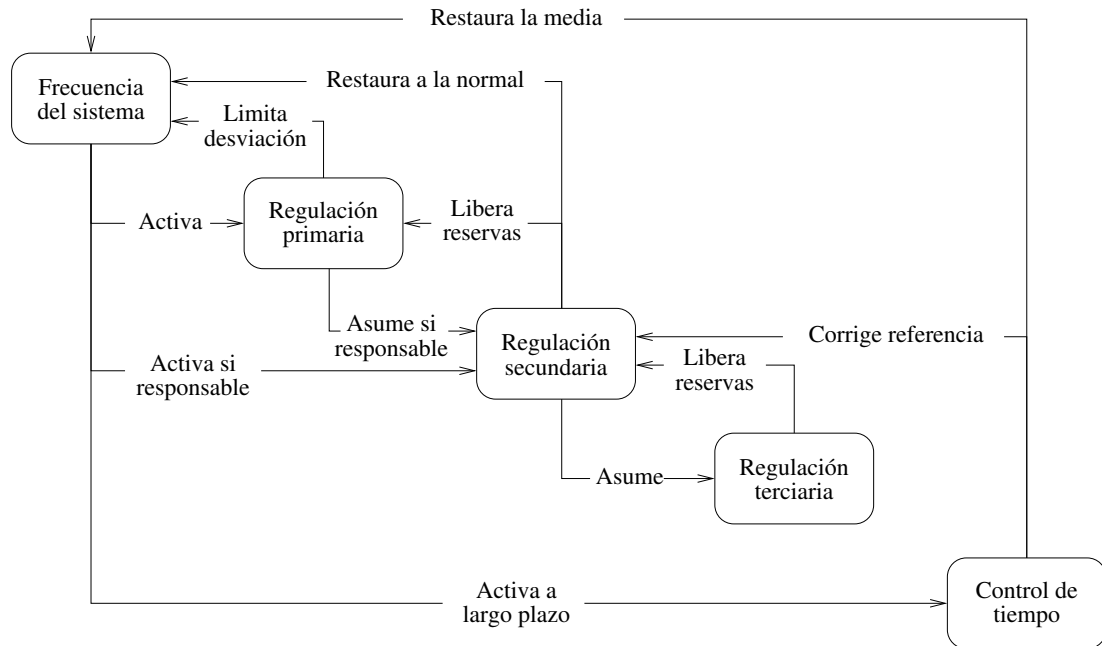


Figura 4.28: Resumen de lazos de control de potencia-frecuencia según ENTSO-E [30]

Servicio complementario de regulación secundaria. Es de carácter potestativo y retribuido por mecanismos de mercado. Para su asignación el operador del sistema publica cada día junto con el programa diario viable provisional los requerimientos horarios para el día siguiente, abriendo un periodo de recepción de ofertas, y procede a la ejecución del algoritmo de asignación de banda de regulación según se establece en los procedimientos de operación técnica del sistema.

Servicio complementario de regulación terciaria. Es de carácter potestativo y retribuido por mecanismos de mercado. Para su asignación, antes de las 24 horas de cada día los agentes deben mandar sus ofertas horarias de cambio máximo de nivel de producción (o consumo en el caso de las unidades de bombeo) en 15 minutos. Estas ofertas son modificadas de forma continua por los agentes en función de los cambios de programa que tengan las diferentes unidades de producción por procesos posteriores al programa horario final.

4.6. Actuaciones sobre la demanda

Las actuaciones descritas en las secciones anteriores se producen variando la producción de las unidades generadoras, lo cual es lógico porque la función del sistema eléctrico es proporcionar energía a las cargas. Sin embargo en algunas ocasiones se actúa sobre la demanda, bien durante emergencias, bien para evitar situaciones que puedan comprometer la seguridad del sistema, o bien en el marco de acuerdos establecidos con determinados consumidores. En esta sección se resumen las principales acciones que se pueden ejecutar sobre la demanda de potencia activa en una red de transporte.

4.6.1. Deslaste de cargas por mínima frecuencia

Un incidente en un sistema eléctrico puede provocar una caída brusca de frecuencia que no pueda ser compensada por la regulación primaria. Esta circunstancia puede producirse por ejemplo ante la pérdida de un importante volumen de generación o de una línea de enlace por la que se

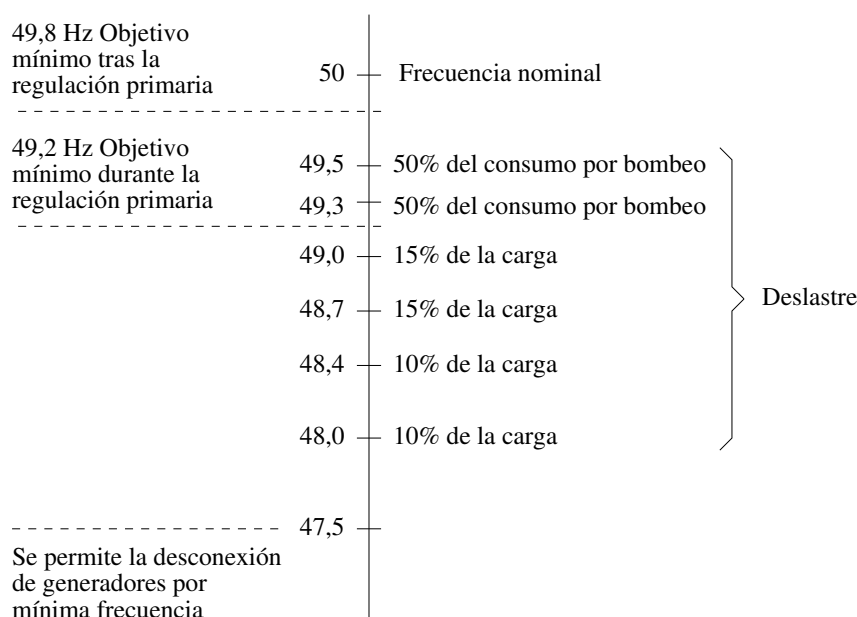


Figura 4.29: Esquema de deslastre de cargas en el sistema de Europa Continental.

importe gran cantidad de potencia. En estos casos, la desconexión o deslastre automático de cargas es el último recurso para evitar un apagón generalizado.

Para que el deslastre automático de cargas sea efectivo debe ser rápido, y preferiblemente no depender de líneas de comunicación. En su aplicación más sencilla consiste en relés de mínima frecuencia conectados a líneas de suministro en redes de distribución. Cuando la frecuencia desciende por debajo del valor especificado el relé abre la línea, de manera que todas las cargas situadas aguas abajo quedan desconectadas. Se evita siempre desconectar líneas asociadas a cargas críticas como centros sanitarios, centros de comunicación o aquellas en las que un consumidor individual conecta un equipo médico.

El deslastre por mínima frecuencia es un mecanismo de emergencia en el que no es posible especificar la cantidad de cargas desconectadas ni elegir su localización, y se programa para ser utilizado como último recurso. El deslastre automático de cargas en el sistema eléctrico de Europa Continental se realiza según el esquema representado en la figura 4.29. Las primeras cargas desconectadas son las de consumo en centrales hidroeléctricas de bombeo, en caso de existir, puesto que no afectan a ningún consumidor. Por debajo de 49 Hz se desconectan cargas progresivamente, hasta alcanzar el 50 % de la demanda a 48 Hz. A partir de 48 Hz ya no se desconectan más cargas, de manera que si la frecuencia sigue descendiendo el sistema sufre un apagón general.

El esquema representado en la figura 4.29 está coordinado con la regulación primaria y con las protecciones de mínima frecuencia de los generadores síncronos:

- Por encima de 49 Hz no se desconectan cargas porque se espera que la regulación primaria pueda equilibrar el sistema, ya que como se explica en la sección 4.3.6 la regulación primaria está diseñada para que el valor instantáneo de la frecuencia no descienda por debajo de 49,2 Hz.
- La desconexión de generadores por mínima frecuencia no se permite por encima de 47,5 Hz para dar oportunidad al deslastre de cargas de recuperar la frecuencia. Una vez los generadores comienzan a desconectarse la frecuencia el desequilibrio entre generación y carga aumenta y la frecuencia acelera su caída.

En sistemas pequeños como los sistemas insulares la inercia es reducida y las variaciones de frecuencia mayores y más rápidas, y pueden existir otros mecanismos de deslastre de cargas.

Como la velocidad de variación de la frecuencia es función de la inercia y de la discrepancia entre generación y carga, es posible estimar el desequilibrio que se ha producido en el sistema a partir de la velocidad de caída de frecuencia. Por tanto una posibilidad es aplicar un deslastre en función no de la frecuencia sino de la velocidad de caída de la frecuencia, que permita deslastrar aproximadamente la cantidad de potencia necesaria para restablecer el equilibrio.

4.6.2. Deslastre de cargas selectivo

El deslastre de cargas selectivo es aplicado por las empresas de distribución a requerimiento del operador del sistema. A diferencia del deslastre por mínima frecuencia no es automático, sino que requiere una solicitud previa. En España el deslastre selectivo se aplica en bloques de 50 MW que las compañías distribuidoras tienen preasignados hasta cubrir el 20 % de la demanda. La selección de las cargas a desconectar se realiza de forma aleatoria y rotativa, y al igual que en el deslastre por mínima frecuencia se evita la desconexión de cargas sensibles.

El deslastre de cargas selectivo supone la desconexión sin previo aviso de consumidores, y se solicita solamente en casos de alarma o emergencia. Una situación de riesgo de colapso de tensión como la explicada en la sección 3.9.1, por ejemplo, puede ser aliviada por el operador del sistema haciendo uso del deslastre de cargas selectivo.

4.6.3. Servicio de interrumpibilidad

El servicio de interrumpibilidad es un servicio que pueden ofrecer algunos clientes, típicamente grandes consumidores que adquieren la energía en el mercado de producción. Los consumidores que ofrecen este servicio se comprometen a interrumpir su demanda a requerimiento del operador del sistema a cambio de una reducción en la tarifa. Existen varias modalidades de servicio diferentes, cada una de las cuales corresponde a un número de horas de interrupción y a un tiempo de aviso antes de la interrupción efectiva.

El cuadro 4.3 resume los tres tipos de actuaciones sobre la demanda en el sistema español.

Deslastre de cargas automático	Deslastre de cargas selectivo	Servicio de interrumpibilidad
P.O. 11.2	P.O. 6.1	P.O. 15.1 y 15.2
Sin aviso	Sin aviso al consumidor	Con aviso al consumidor (Salvo tipo 5)
Automático y sin comunicaciones	A petición del Operador del Sistema a las empresas de distribución	Gestionado por el Operador del Sistema
Obligatorio y no retribuido	Obligatorio y no retribuido	Voluntario y retribuido
Para evitar la caída de frecuencia	En situación de alerta o emergencia	Es una herramienta de operación

Cuadro 4.3: Deslastre de cargas y servicio de interrumpibilidad en el sistema español.

4.7. Para leer más

Las referencias [32], de A. J. Wood y B. F. Wollenberg, y [17], de P. Kundur, son dos textos docentes clásicos que contienen secciones sobre la regulación de frecuencia en un sistema eléctrico. El libro [33] está íntegramente dedicado al control de frecuencia, y tanto [22] como [34] contienen una parte dedicada al mismo tema.

El capítulo y el apéndice sobre control de frecuencia del texto Continental Europe Operation Handbook [30], editado por ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for

Electricity y disponible en su página web, proporcionan una visión concisa y de primera mano por parte de los operadores de sistema de europa continental.

Los procedimientos de operación de Red Eléctrica de España, disponibles en su página web, detallan la aplicación práctica al sistema peninsular español de los principales conceptos que se han visto en este capítulo. En particular los procedimientos P.O. 7.1 [35], P.O. 7.2 [29] y P.O. 7.3 [31] se refieren a los servicios de regulación primaria, secundaria y terciaria, respectivamente.

Capítulo 5

Estabilidad transitoria

5.1. Concepto de estabilidad transitoria

La estabilidad transitoria es la capacidad del sistema eléctrico de mantener el sincronismo cuando es sometido a una perturbación fuerte, por ejemplo una falta en la red de transporte. En este contexto, una perturbación fuerte es aquella que no puede ser modelada linealizando las ecuaciones diferenciales que representan el comportamiento dinámico del sistema. Las pequeñas perturbaciones son el objeto de otro campo de estudio llamado *estabilidad de pequeña señal*, que queda fuera del alcance de este texto.

El sistema eléctrico responde a una perturbación severa mediante oscilaciones de los ángulos de los generadores síncronos y de otras variables del sistema como tensiones y flujos de potencia. Si la separación angular entre generadores síncronos permanece acotada, entonces el sistema mantiene el sincronismo. En caso contrario pierde el sincronismo, lo cual suele hacerse evidente transcurridos unos pocos segundos desde la perturbación.

La estabilidad transitoria es una propiedad del sistema eléctrico en un punto de funcionamiento y sometido a una perturbación determinada. La misma red sometida a la misma perturbación puede ser estable en un punto de funcionamiento, por ejemplo en hora valle, e inestable en otro, por ejemplo en hora punta. Del mismo modo, la misma red en el mismo punto de funcionamiento puede ser estable ante una perturbación e inestable ante otra. En general los estudios de estabilidad requieren el análisis de numerosos casos para abarcar todas las perturbaciones relevantes y los principales puntos de funcionamiento del sistema.

Este capítulo describe dos métodos de análisis de estabilidad transitoria. El primero, conocido como el *criterio de igualdad de áreas*, es un método gráfico que permite estudiar casos sencillos sin realizar cálculos numéricos. El segundo consiste en la simulación numérica en un ordenador de las ecuaciones diferenciales que representan el comportamiento dinámico del sistema eléctrico, y es el método usado mayoritariamente en el ámbito industrial.

5.2. Criterio de igualdad de áreas

El criterio de igualdad de áreas es un método gráfico de evaluación de la estabilidad transitoria aplicable a sistemas sencillos. Su mayor interés no reside en su uso práctico, ya que su aplicación es difícil en los sistemas eléctricos reales, sino en su carácter gráfico e intuitivo. El criterio de igualdad de áreas facilita la comprensión de los conceptos fundamentales que rigen las oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos.

Para comprender el método tomemos el ejemplo representado por el diagrama unifilar de la figura 5.1, extraído de [17]. La figura 5.2 muestra el circuito equivalente del sistema, en el que han sido despreciadas las pérdidas. Este sistema contiene un generador síncrono, representado por una fuente de tensión interna $E' \angle \delta$ detrás de una reactancia transitoria X'_d , unido a través de un transformador X_{tr} y de dos líneas en paralelo X_{l1} y X_{l2} a un nudo de la red de transporte

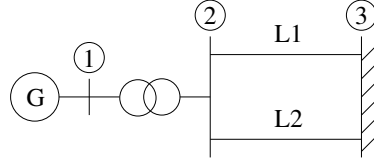


Figura 5.1: Sistema con un generador y un nudo de potencia infinita.

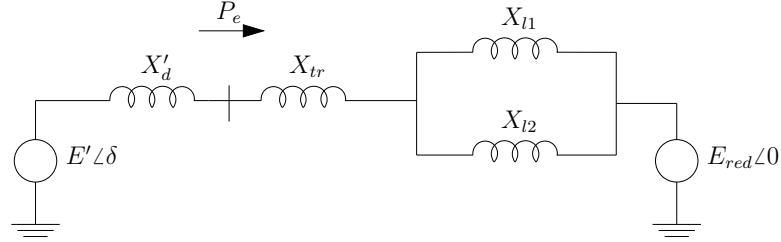


Figura 5.2: Circuito equivalente.

de frecuencia constante y tensión fija $E_{red}\angle 0$. Este nudo se denomina *nudo de potencia infinita* o *nudo infinito*, y representa una red muy fuerte. Cuanto mayor es la potencia de cortocircuito de un nudo y cuanto mayor es la inercia de los generadores de la red a la que está conectado, más se acerca al ideal de nudo de potencia infinita.

Agrupando las reactancias el sistema puede ser reducido al de la figura 5.3, en el que la reactancia X_t incluye a la reactancia transitoria del generador y a todas las reactancias entre el generador y el nudo de potencia infinita. Fácilmente puede deducirse, siguiendo un desarrollo similar al de la ecuación 3.1, que la potencia activa P_e entregada por el generador síncrono es

$$P_e = \frac{E' E_{red}}{X_t} \sin \delta = P_{max} \sin \delta, \quad (5.1)$$

donde

$$P_{max} = \frac{E' E_{red}}{X_t}. \quad (5.2)$$

La potencia P_{max} es la potencia activa máxima que puede aportar el generador síncrono, y la consideramos constante porque suponemos que las tensiones E' y E_{ref} no varían. La potencia activa saliente del generador P_e es también la potencia transmitida en el entrehierro del generador, puesto que hemos despreciado la resistencia en el estátor.

Supongamos que el generador está funcionando al 50 % de su potencia nominal. Tomando la potencia nominal del generador como potencia base del sistema, esto significa que produce una potencia inicial $P_{e0} = 0,5$ p.u.. Esta situación es la representada en la figura 5.4, en la que en el eje de abscisas tenemos el ángulo mecánico δ y en el eje de ordenadas la potencia. La sinusoide de dicha figura es la representación gráfica de la ecuación 5.1. La potencia mecánica entrante P_{m0}

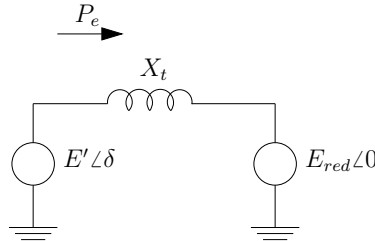


Figura 5.3: Sistema equivalente reducido.

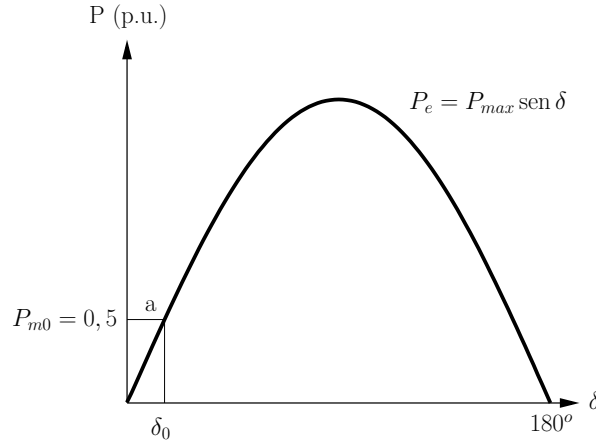


Figura 5.4: Punto de funcionamiento inicial.

coincide con la potencia inicial de salida P_{e0} , puesto que despreciamos las pérdidas en el eje y el generador. El ángulo inicial δ_0 puede calcularse gráficamente a partir de la intersección entre la recta $P_m = 0,5$ y la curva de potencia eléctrica, marcada por el punto a .

5.2.1. Ejemplo de oscilación de la máquina síncrona

El criterio de igualdad de áreas representa el comportamiento dinámico del generador síncrono mediante el modelo llamado *clásico*, que consiste en una tensión interna de magnitud E' fija y ángulo δ variable. El ángulo δ representa la *desviación angular* del rotor, es decir, el ángulo mecánico del rotor descontando la frecuencia de sincronismo multiplicada por el tiempo. Podemos escribir

$$\frac{d\delta}{dt} = p \frac{d\theta_r}{dt} - \omega_0, \quad (5.3)$$

donde θ_r es el ángulo mecánico, p el número de pares de polos y ω_0 la frecuencia de sincronismo.

El ángulo δ se relaciona con la potencia mecánica y la potencia eléctrica a través de la ecuación de oscilación de la máquina síncrona, introducida en la sección 4.2.1:

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_e), \quad (5.4)$$

donde H es la constante de inercia, ω_0 la frecuencia de sincronismo, P_m la potencia mecánica entrante y P_e la potencia eléctrica saliente.

Si se aplica un escalón en la potencia mecánica entrante al generador desde $P_{m0} = 0,5$ hasta $P_{m1} = 0,8$ el nuevo punto de equilibrio queda definido en la figura 5.5 por el punto b , donde la recta $P_{m1} = 0,8$ corta a la senoide.

La evolución dinámica a partir del punto inicial a es la siguiente. En el momento en que aumenta la potencia mecánica entrante el generador recibe más potencia que la que vierte a la red, y por tanto se acelera. Al aumentar la velocidad del rotor crece la desviación angular δ , y el punto de funcionamiento se desplaza sobre la senoide hacia la derecha.

Mientras el rotor no alcanza el punto b la potencia entrante es mayor que la saliente, y por tanto la aceleración es positiva. Una vez rebasado el punto b la potencia mecánica entrante es menor que la potencia eléctrica de salida, y por tanto la máquina se frena. Entre los puntos b y c la derivada del ángulo δ o velocidad angular es positiva, y la derivada segunda o aceleración angular es negativa. En el punto c la derivada del ángulo δ se anula y la desviación angular alcanzada por el rotor es máxima. A partir de entonces el ángulo δ comienza a decrecer y el proceso prosigue de forma que δ oscila alrededor del punto de equilibrio b , alcanzado su valor mínimo y máximo en los puntos a y c respectivamente. En los puntos a y c en los que la derivada de δ se anula la velocidad mecánica es precisamente la velocidad de sincronismo, como indica la ecuación 5.3.

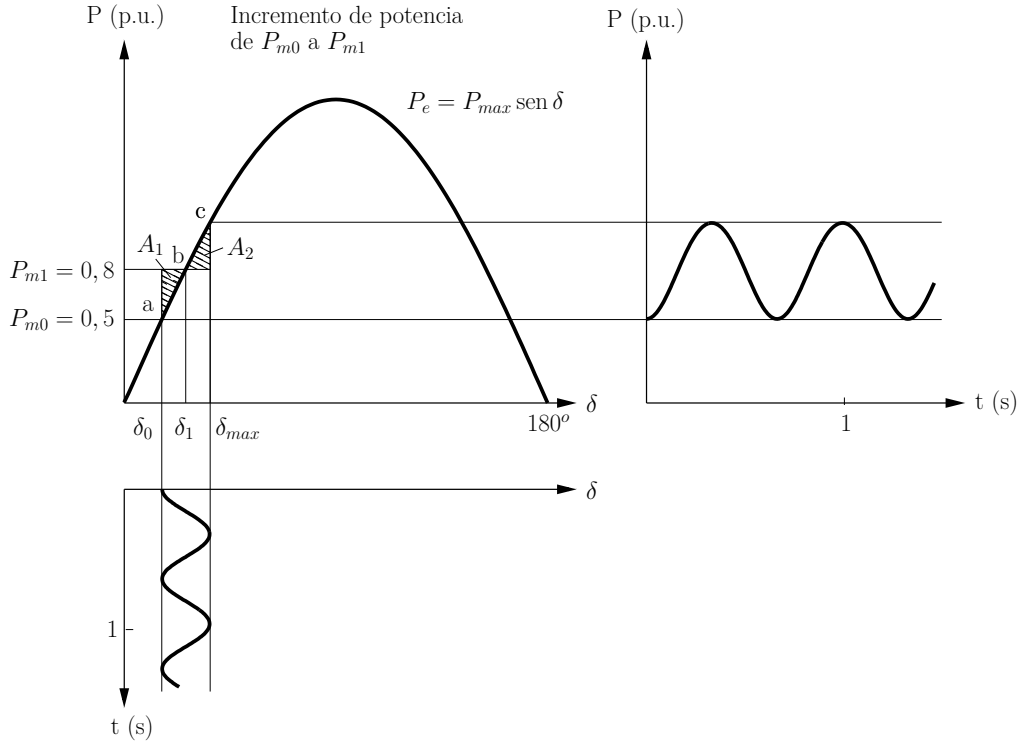


Figura 5.5: Incremento de potencia mecánica.

La figura 5.5 muestra en las partes derecha e inferior la evolución temporal de la potencia eléctrica y de la desviación angular δ , respectivamente. Al no haber pérdidas, en la simulación ambas variables oscilan indefinidamente alrededor del nuevo punto de equilibrio. En un caso real, las oscilaciones serían amortiguadas de manera que la máquina alcanzaría el punto b en régimen permanente transcurridos unos pocos segundos.

5.2.2. Fundamento matemático del criterio de igualdad de áreas

Multiplicando en ambos miembros de la ecuación de oscilación 5.4 por $2d\delta/dt$ obtenemos

$$2 \frac{d\delta}{dt} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0(P_m - P_e)}{H} \frac{d\delta}{dt}, \quad (5.5)$$

o bien, aplicando la regla de la cadena,

$$\frac{d}{dt} \left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \frac{\omega_0(P_m - P_e)}{H} \frac{d\delta}{dt}. \quad (5.6)$$

Integrando entre dos puntos cualquiera A y B obtenemos

$$\left[\frac{d\delta}{dt} \right]_B^2 - \left[\frac{d\delta}{dt} \right]_A^2 = \int_A^B \frac{\omega_0(P_m - P_e)}{H} d\delta. \quad (5.7)$$

A continuación aplicamos la ecuación 5.7 a dos puntos A y B en los que la derivada de la desviación angular δ es cero, de modo que el miembro de la derecha se anula. El primer punto es el punto de funcionamiento inicial δ_0 , en el que la desviación angular permanece constante durante el régimen permanente. El segundo es el de la desviación angular δ_{max} , en el que la desviación angular ha alcanzado su valor máximo y comienza a decrecer. Por tanto podemos escribir

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{max}} (P_m - P_e) d\delta = 0, \quad (5.8)$$

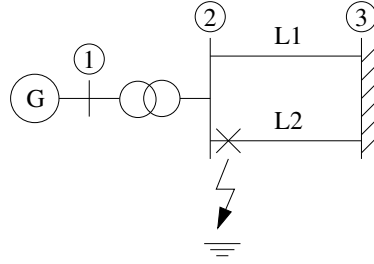


Figura 5.6: Cortocircuito en la línea L2, junto al nudo 2.

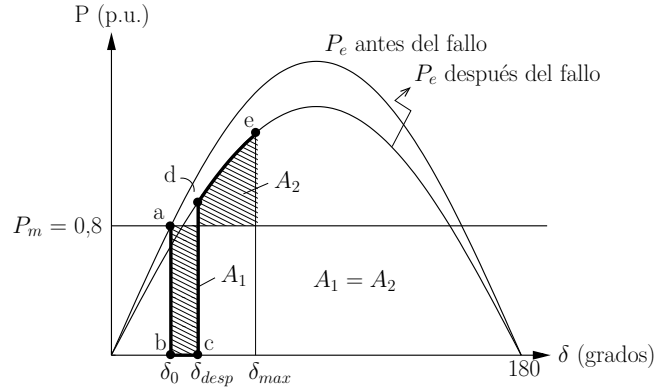


Figura 5.7: Caso estable: aceleración debida a un cortocircuito.

separando la integral en dos partes

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta + \int_{\delta_1}^{\delta_{max}} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (5.9)$$

y, reordenando,

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta = \int_{\delta_1}^{\delta_{max}} (P_e - P_m) d\delta. \quad (5.10)$$

El primer sumando de la ecuación 5.10 es el área rayada A_1 en la figura 5.5, y el segundo es el área A_2 . La ecuación 5.10 indica que ambas áreas son iguales.

Esta conclusión da su nombre al criterio de igualdad de áreas y permite, conociendo el punto de funcionamiento inicial y la perturbación aplicada, determinar gráficamente la oscilación máxima δ_{max} . De esta forma es posible evaluar la estabilidad del sistema sin recurrir a métodos numéricos de integración. Las siguientes secciones muestran algunos ejemplos de aplicación de este criterio.

5.2.3. Ejemplo de respuesta estable a un cortocircuito

Supongamos que se produce un cortocircuito franco trifásico en la línea L2 junto al nudo 2, tal como indica la figura 5.6. Durante la falta la potencia eléctrica aportada por el generador cae a cero, puesto que la tensión en el nudo 2 se hace nula y no existe ningún camino para evacuar la potencia. Por lo tanto, el punto de funcionamiento al producirse la falta pasa del punto a al punto b sobre la figura 5.7.

Dado que la potencia mecánica aportada por la turbina permanece constante, el rotor se acelera y la desviación angular δ comienza a crecer. Pasado un cierto tiempo, cuando el rotor ha alcanzado el punto c , actúan las protecciones que despejan la falta mediante la desconexión de la línea L2. En ese momento se restaura el par electromagnético y el generador vuelve a verter potencia eléctrica a la red.

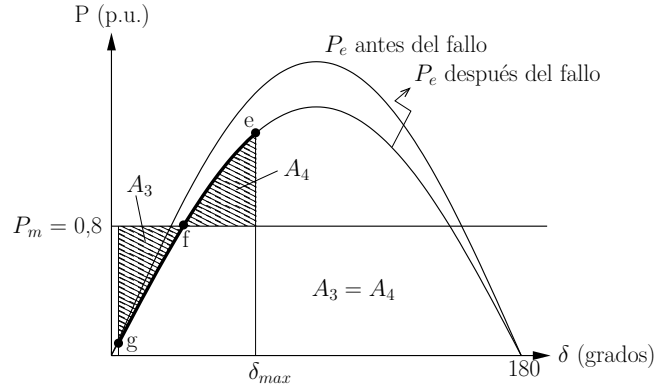


Figura 5.8: Caso estable: desaceleración y oscilación.

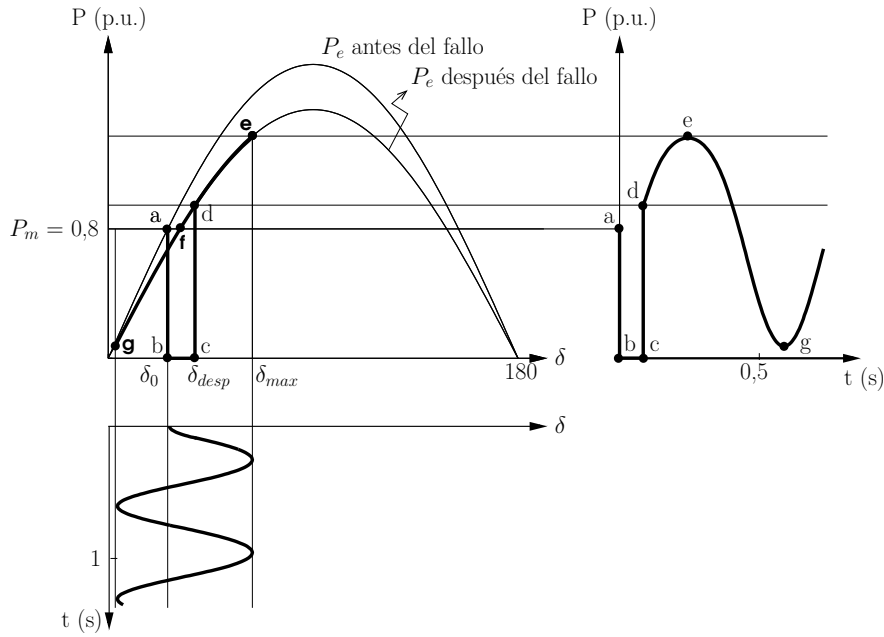


Figura 5.9: Caso estable: oscilación de la máquina síncrona.

El equivalente eléctrico de la red visto desde el generador antes y después de la falta no es el mismo, puesto que después de la falta solamente existe la línea de transporte L1. Así pues cambia el valor de la reactancia X_t entre la tensión interna del generador y la red ideal, la relación ángulo-potencia queda definida por una nueva senoide y el generador pasa al punto de funcionamiento d en la figura 5.7. Como puede observarse la potencia eléctrica es superior a la mecánica, por lo que el rotor del generador comienza a frenarse hasta alcanzar de nuevo la velocidad de sincronismo en el punto e . En este punto la aceleración mecánica sigue siendo negativa y el ángulo δ comienza a decrecer. La aplicación del criterio de igualdad de áreas a la figura 5.7 permite establecer que las áreas A_1 y A_2 son iguales.

A partir de este instante, y en ausencia de cualquier efecto amortiguador, el generador oscila alrededor del nuevo punto de equilibrio f indicado en la figura 5.8 recorriendo el camino entre los ángulos extremos e y g . La aplicación de nuevo del criterio de igualdad de áreas permite establecer la igualdad de las áreas A_3 y A_4 en dicha figura.

La figura 5.9 muestra la evolución temporal de la potencia eléctrica vertida por el generador y de la desviación angular δ . Las potencias eléctrica máxima y mínima corresponden a las desviaciones angulares máxima y mínima, respectivamente.

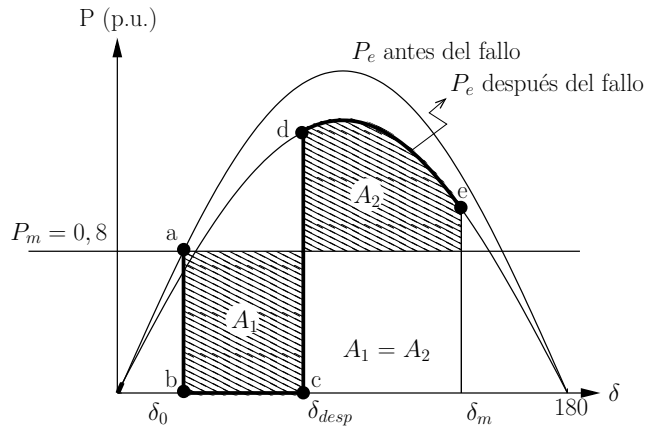


Figura 5.10: Caso críticamente estable: aceleración debida a un cortocircuito.

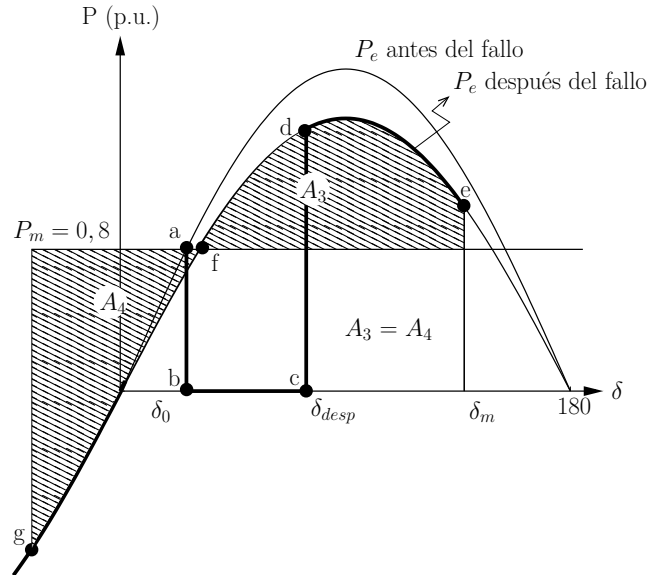


Figura 5.11: Caso críticamente estable: Desaceleración y oscilación.

5.2.4. Ejemplo de respuesta críticamente estable a un cortocircuito

Tomando el mismo ejemplo anterior, si la duración de la falta aumenta puede producirse una situación como la que indica la figura 5.10. En dicha figura, el punto e se encuentra muy cerca de la línea horizontal que representa la potencia mecánica aportada por la turbina. Si el punto e llegase a estar por debajo de la potencia mecánica, la potencia eléctrica saliente sería inferior a la potencia entrante aportada por la turbina, por lo que el generador comenzaría de nuevo a acelerarse y el caso sería inestable. La situación que muestra la figura 5.10, aun cuando es estable, se encuentra cerca del límite de estabilidad, y por eso se dice que el caso es *críticamente estable*.

Una vez más, el criterio de igualdad de áreas aplicado a la figura 5.10 nos indica que el área A_1 es igual al área A_2 . La figura 5.11 representa los extremos entre los que oscila la máquina síncrona, y puede demostrarse que el área A_3 es igual al área A_4 . Se observa que durante parte de la oscilación la potencia eléctrica aportada por la máquina es negativa, es decir, la máquina consume potencia. Siguiendo el mismo esquema que en los ejemplos anteriores, la figura 5.12 representa la evolución gráfica de la potencia eléctrica y de la desviación angular.

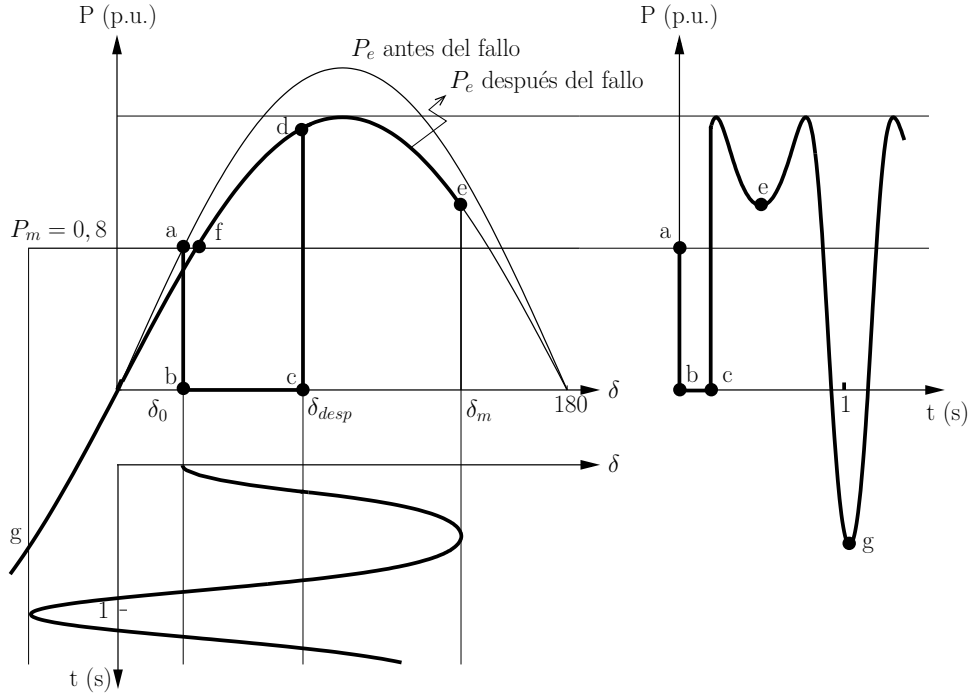


Figura 5.12: Caso críticamente estable: Oscilación de la máquina síncrona.

5.2.5. Ejemplo de respuesta inestable a un cortocircuito

Si las protecciones tardan demasiado tiempo en desconectar la línea afectada por la falta, el generador puede perder el sincronismo. Esta es la situación mostrada en la figura 5.13. Cuando la falta es despejada en el punto *c* la aceleración angular se vuelve negativa, pero δ sigue creciendo hasta rebasar el punto límite *e* marcado por la potencia mecánica. A partir del punto *e* la aceleración vuelve a ser positiva porque la potencia mecánica entrante en la máquina es superior a la potencia eléctrica saliente. La simulación muestra cómo el ángulo delta crece indefinidamente y la potencia eléctrica varía rápidamente en función del desplazamiento angular. En la práctica, el generador síncrono sería rápidamente desconectado por una de las protecciones de la planta.

5.2.6. Otro ejemplo de cortocircuito

En los ejemplos mostrados anteriormente, la potencia eléctrica vertida por el generador cae a cero durante la falta porque no existe ningún camino para ceder potencia a la red ni ninguna resistencia que disipe energía. Sin embargo, la situación más frecuente es la de un cortocircuito que no es tan próximo al generador como para anular el intercambio de energía con la red. La figura 5.14 muestra el caso correspondiente a un cortocircuito en el punto medio de la línea L2.

En estas condiciones, la relación entre ángulo y potencia durante la falta queda definida por la sinusoide inferior en la figura 5.15, por lo que al producirse la falta el generador pasa del punto *a* al punto *b*. Naturalmente, esta situación provoca una aceleración menos enérgica del rotor que en los ejemplos anteriores. El camino hasta el desplazamiento angular máximo sigue la trayectoria *a-b-c-d-e* marcada en la figura, y la aplicación del criterio de igualdad de áreas permite establecer la igualdad entre las zonas rayadas A_1 y A_2 .

5.2.7. Factores que afectan a la estabilidad transitoria

Considerando los ejemplos anteriores, podemos identificar los siguientes factores que afectan a la estabilidad transitoria de un generador síncrono:

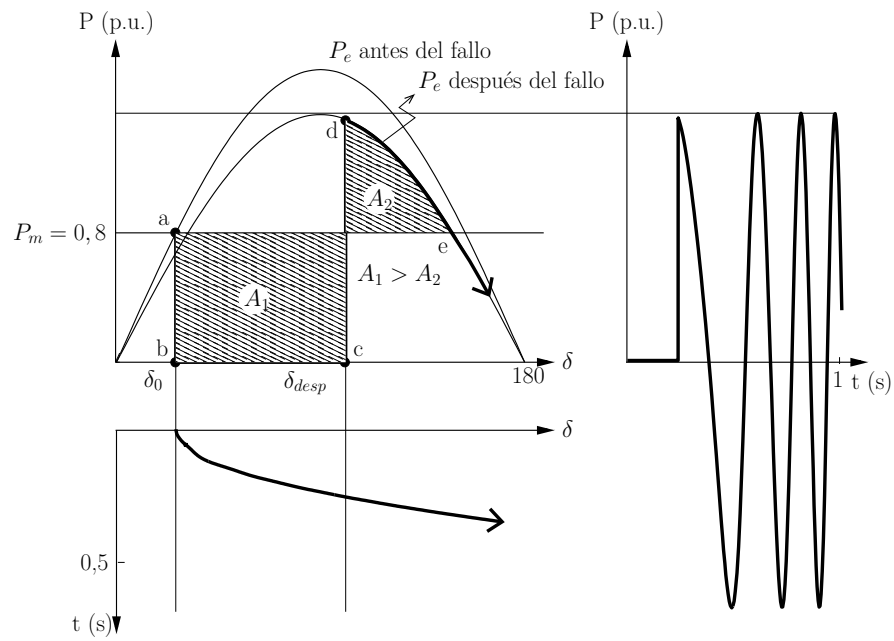


Figura 5.13: Caso inestable.

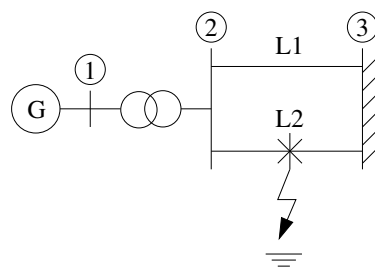


Figura 5.14: Cortocircuito en mitad de la línea L2.

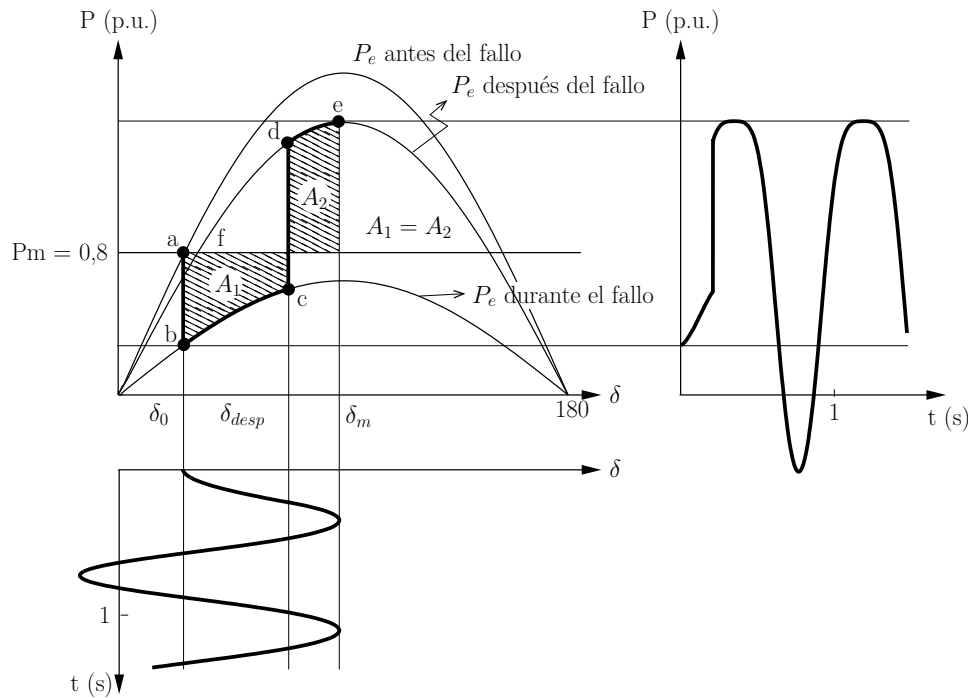


Figura 5.15: Ejemplo de cortocircuito durante el que la potencia no es nula

- La carga del generador. Cuando el generador produce más potencia, el criterio de igualdad de áreas muestra que el área de aceleración aumenta y el área de frenado disminuye. Por tanto, a más potencia producida más fácil es que generador pierda el sincronismo.
- La distancia a la falta. En general, cuanto mayor es la distancia mayor es la potencia eléctrica vertida por el generador durante la falta, y por tanto más estable es el caso.
- La inercia del generador. Cuanto mayor es la inercia menos se acelera la máquina durante la falta, y por tanto más estable es el caso.
- La tensión de la red de transporte y la tensión interna del generador. Cuanto mayores son las tensiones, mayores son las sinusoides que representan la potencia eléctrica y por tanto mayor es el área de frenado en el criterio de igualdad de áreas. Esta es la razón por la que al comienzo de la sección 5 se indica que unas tensiones suficientemente elevadas mejoran la estabilidad del sistema eléctrico.
- La selectividad de las protecciones. Un sistema de protección selectivo desconecta únicamente el elemento o los elementos afectados por la falta, manteniendo en operación el resto del sistema. Cuanto mejor es la selectividad mayor es la parte del sistema que se mantiene en operación después de la falta, y por tanto mayor es la sinusoide que representa la potencia vertida después de la falta y más estable es el caso.
- El tiempo de despeje de falta. A menor tiempo de despeje mayor estabilidad. Para interrumpir una corriente de cortocircuito es necesario extinguir el arco eléctrico que se produce en el interior del aparato de corte, por lo que la mayor parte del tiempo de despeje de un cortocircuito corresponde a la apertura de los interruptores automáticos que aíslan la falta.

Entre los factores anteriores, el operador de una red puede actuar sobre los tres últimos. Asumiendo que las tensiones en la red son suficientemente elevadas y que las protecciones son selectivas, una de las principales acciones que un operador puede llevar a cabo para mejorar la estabilidad transitoria de su red es invertir en protecciones suficientemente rápidas.

Ejercicio 5.1

Un generador síncrono con constante de inercia $H = 5$ s se halla conectado a una red de transporte, de frecuencia 50 Hz, que se considera de tensión constante. En condiciones normales, la potencia eléctrica aportada por el generador se relaciona con el ángulo eléctrico δ del generador a través de la expresión

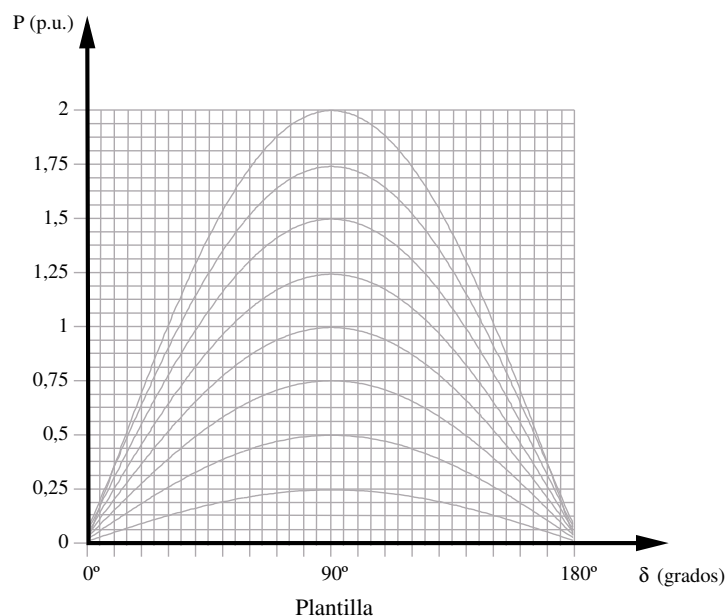
$$P_e = 2\text{sen}\delta.$$

La potencia eléctrica inicial es 0,75 p.u..

Se produce un cortocircuito que hace que la potencia vertida por el generador caiga a cero. Una vez despejada la falta, se vuelve a la situación inicial.

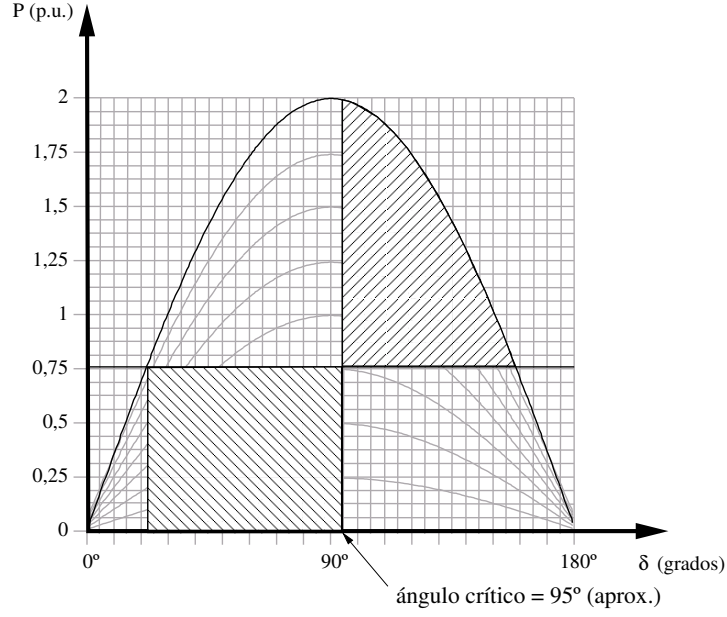
Calcula aproximadamente, usando la siguiente plantilla:

1. El ángulo crítico de despeje de falta.
2. El tiempo crítico de despeje de falta.



Solución del ejercicio 5.1

El ángulo crítico de despeje de falta será aquel que iguale las dos áreas rayadas en la siguiente figura. Como puede observarse, $\delta_{cr} = 95^\circ$ aproximadamente.



Para calcular el tiempo crítico de despeje de falta, partimos de la ecuación de oscilación

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e. \quad (5.11)$$

En este caso, durante el cortocircuito

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{314 \text{ rad/s}}{2 \times 5 \text{ s}} (0,75 - 0) = 23,562 \text{ rad/s}^2. \quad (5.12)$$

Integrando una vez, obtenemos la derivada de la desviación angular

$$\frac{d\delta}{dt} = 23,562t \text{ rad/s}. \quad (5.13)$$

Integrando de nuevo, sin olvidar el ángulo inicial, obtenemos la desviación angular δ . En la gráfica podemos ver que el ángulo inicial es, aproximadamente, $\delta_o = 22,5^\circ = 0,39 \text{ rad}$. Por tanto

$$\delta = \left(\frac{23,562}{2} t^2 + 0,39 \right) \text{ rad} = (11,781t^2 + 0,39) \text{ rad}. \quad (5.14)$$

El ángulo crítico $\delta_{cr} = 95^\circ = 1,66 \text{ rad}$ se alcanzará en el tiempo crítico t_{cr} , luego podemos escribir

$$1,66 = (11,781t_{cr}^2 + 0,39), \quad (5.15)$$

y despejando t_{cr}

$$t_{cr} = 0,33 \text{ s}. \quad (5.16)$$

Ejercicio 5.2

En el sistema del ejercicio 5.1, y partiendo de la misma situación inicial, se produce una falta que hace que la potencia vertida por el generador caiga a

$$P_e = 0,875 \times \text{sen}\delta.$$

Una vez despejada la falta se llega a una nueva situación en la que la potencia eléctrica es

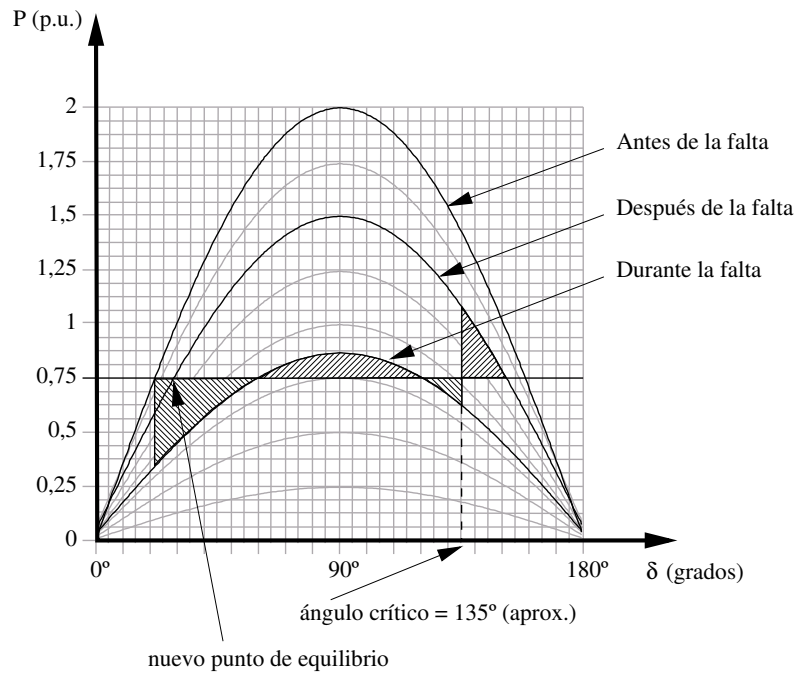
$$P_e = 1,5 \times \text{sen}\delta.$$

Calcula aproximadamente, usando la misma plantilla:

1. El punto de equilibrio después de la falta.
2. El ángulo crítico de despeje de falta.

Solución del ejercicio 5.2

El nuevo punto de equilibrio, representado en la siguiente figura, es la intersección entre la recta de la potencia mecánica, y la curva que representa la potencia eléctrica después de la falta.



Para calcular el ángulo crítico de despeje de falta buscamos el ángulo que iguala las áreas rayadas por debajo (zona de aceleración) y por encima (zona de frenado) de la potencia mecánica. En este caso, y como se aprecia en la figura, el ángulo crítico resulta ser, aproximadamente, $\delta_{cr} = 135^\circ$.

5.3. Simulación de la respuesta dinámica del sistema eléctrico

El método de igualdad de áreas puede ser útil en casos extremadamente sencillos como el descrito en las secciones precedentes, pero su aplicación resulta complicada en sistemas reales. Es fácil imaginar la dificultad que supone aplicar el razonamiento anterior a un caso con múltiples máquinas, con modelos detallados de generador, con reguladores de velocidad y tensión y con pérdidas en las líneas y transformadores. En la práctica, el método más empleado para analizar la estabilidad transitoria de los sistemas eléctricos consiste en integrar numéricamente, con la ayuda de un ordenador, las ecuaciones diferenciales que rigen su comportamiento dinámico.

5.3.1. Modelo dinámico del sistema eléctrico

Las simulaciones de sistemas eléctricos para estudios de estabilidad transitoria suelen requerir un esfuerzo computacional elevado. Para saber si los generadores síncronos de un sistema permanecen en sincronismo después de una perturbación, normalmente se simulan entre 10 y 30 segundos. Teniendo en cuenta que el tamaño de las redes de transporte simuladas asciende a menudo a varios miles de nudos, es natural que los modelos utilizados traten de preservar tan solo aquellos

fenómenos relevantes para la estabilidad del sistema, y que desprecien aquellos fenómenos cuyo efecto sobre la estabilidad es muy pequeño. En particular, despreciar fenómenos muy rápidos reduce drásticamente el esfuerzo de computación, puesto que permite emplear pasos de integración mayores.

Con el fin de reducir los tiempos de simulación y la ocupación de memoria, y dado que su influencia sobre la estabilidad del sistema es muy pequeña, los programas informáticos de simulación dinámica para estudios de estabilidad desprecian los transitorios electromagnéticos en las reactancias y capacidades de la red. Esto quiere decir que suponen que los transitorios en estos elementos ocurren infinitamente rápido o, dicho de otro modo, que las corrientes en las bobinas y las tensiones en los condensadores alcanzan inmediatamente su régimen permanente. De esta forma las variables eléctricas pueden representarse mediante fasores y, por ejemplo, la reactancia serie de una línea no impone la ecuación $u = L \frac{di}{dt}$, sino la ecuación $\mathbf{V} = j\omega \mathbf{L}\mathbf{I}$. Así se sustituye una ecuación diferencial con una constante de tiempo pequeña por una ecuación algebraica en números complejos, con el consiguiente ahorro de esfuerzo computacional. Una consecuencia de esta práctica es que la corriente en las bobinas y la tensión en los condensadores puede variar instantáneamente durante la simulación. En resumen, las siguientes afirmaciones respecto a los programas para estudios de estabilidad transitoria son equivalentes, aunque a primera vista puedan parecer distintas:

- Desprecian los transitorios electromagnéticos en la red.
- Solamente representan la componente fundamental de 50 Hz de las variables eléctricas.
- Representan la red mediante fasores.

Existen por tanto dos grandes familias de programas informáticos para análisis dinámico de sistemas eléctricos. La primera la constituyen los programas orientados a la simulación de transitorios electromagnéticos, que representan las ondas de tensión y corriente completas; por ejemplo los programas ATP, EMTP y PSCAD-EMTDC. La segunda familia la constituyen los programas que simulan transitorios electromecánicos y permiten realizar estudios de estabilidad, por ejemplo los programas PSS[®]E y PowerFactory. Es teóricamente posible realizar un estudio de estabilidad con un programa de transitorios electromagnéticos, pero las simulaciones consumen más recursos computacionales y pueden resultar impracticables incluso para sistemas pequeños.

5.3.2. Modelo dinámico del generador síncrono

Los generadores síncronos son los encargados de generar la mayor parte de la energía eléctrica consumida en la red, y su respuesta dinámica resulta determinante para la estabilidad del sistema después de una perturbación. Por ello, para simular la respuesta transitoria de un sistema eléctrico es imprescindible modelar adecuadamente los generadores síncronos.

Las ecuaciones dinámicas de un generador síncrono se plantean habitualmente, por claridad y facilidad de cálculo, en un sistema de referencia ligado al rotor. El cambio entre el sistema de referencia de cada máquina síncrona, definido por la posición de su rotor, y el sistema de referencia común de la red, definido por el nudo al que se ha asignado arbitrariamente el ángulo cero al comienzo de la simulación, se realiza mediante una simple transformación de rotación.

El desarrollo de las ecuaciones del modelo de generador a partir de las relaciones entre tensiones, corrientes y enlaces de flujo magnético entre los distintos devanados de la máquina queda fuera del propósito de este texto, pero puede consultarse por ejemplo en [17, sec. 3 y 13.3.2]. Esta sección se limita a exponer las simplificaciones habituales en estudios de estabilidad transitoria y a la exposición razonada de las ecuaciones en su forma final, subrayando su estructura y su relación con el modelo de la red de transporte.

La principal suposición aplicada en los estudios de estabilidad consiste en despreciar los transitorios en el estátor, es decir, suponer que estos transitorios son infinitamente rápidos. Si no se aplica esta simplificación la tensión en los terminales del estátor depende de la derivada temporal del enlace de flujo magnético por los devanados estatóricos, de acuerdo con la ley de inducción de

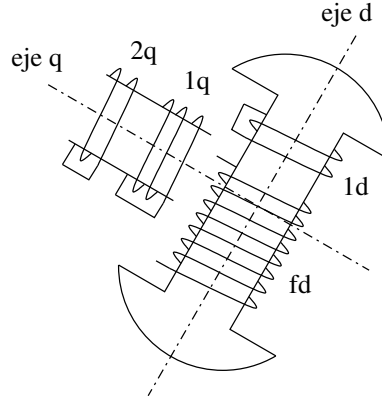


Figura 5.16: Devanados en el rotor de la máquina síncrona.

Faraday. Al aplicar esta simplificación anulamos esta derivada y suponemos que el enlace de flujo magnético alcanza instantáneamente su valor final. El error cometido es pequeño, y se consiguen dos efectos beneficiosos desde el punto de vista computacional:

1. Se reduce el orden del modelo, o número de ecuaciones diferenciales.
2. Las ecuaciones del estátor se vuelven algebraicas y pueden expresarse de forma fasorial, facilitando su resolución conjunta con las ecuaciones de la red de transporte.

Otra suposición habitual consiste en despreciar las variaciones de la frecuencia respecto a la frecuencia nominal en las ecuaciones eléctricas, es decir asumir $\omega_0 + \Delta\omega \approx \omega_0$. Esta simplificación tampoco afecta significativamente a los resultados.

Consideremos una máquina síncrona con un devanado de campo identificado por el subíndice fd , un devanado amortiguador con su misma orientación e identificado por el subíndice $1d$, y dos devanados amortiguadores en cuadratura definidos por los subíndices $1q$ y $2q$. La forma habitual de las ecuaciones del modelo en valores unitarios, agrupando por separado las ecuaciones del rotor, las del estátor y las cinéticas, es la siguiente.

Ecuaciones del rotor

Consideremos rotor de una máquina síncrona compuesto por cuatro devanados, tal como muestra esquemáticamente la figura 5.16. El devanado de campo fd determina la dirección del eje d , y sobre el mismo eje se encuentra el devanado amortiguador $1d$. En la dirección perpendicular, sobre el eje q consideramos dos devanados amortiguadores $1q$ y $2q$. Los devanados amortiguadores están cortocircuitados, y pueden corresponder a devanados físicos o bien a corrientes circulantes en el propio cuerpo del rotor. Sobre el devanado de campo se aplica la tensión de campo e_{fd} , no representada en la figura.

Las ecuaciones del rotor reflejan la relación entre las tensiones inducidas en los diferentes devanados rotóricos, los enlaces de flujo correspondientes y las derivadas de los enlaces de flujo, de acuerdo con la ley de inducción de Faraday.

$$\frac{d\Psi_{fd}}{dt} = \omega_0 \left[e_{fd} + \frac{(\Psi_{ad} - \Psi_{fd})R_{fd}}{L_{fd}} \right] \quad (5.17)$$

$$\frac{d\Psi_{1d}}{dt} = \omega_0 \left(\frac{(\Psi_{ad} - \Psi_{1d})}{L_{1d}} \right) R_{1d} \quad (5.18)$$

$$\frac{d\Psi_{1q}}{dt} = \omega_0 \left(\frac{(\Psi_{aq} - \Psi_{1q})}{L_{1q}} \right) R_{1q} \quad (5.19)$$

$$\frac{d\Psi_{2q}}{dt} = \omega_0 \left(\frac{(\Psi_{aq} - \Psi_{2q})}{L_{2q}} \right) R_{2q}. \quad (5.20)$$

Las variables de estado Ψ_{fd} , Ψ_{1d} , Ψ_{1q} y Ψ_{2q} son los enlaces de flujo por cada uno de los cuatro devanados rotóricos. Las derivadas de las variables de estado han sido despejadas para que las ecuaciones adopten la forma habitual en que se plantean las ecuaciones diferenciales ordinarias. Los términos ω_0 y e_{fd} son la frecuencia de sincronismo y la tensión aplicada al devanado de campo, respectivamente. Los parámetros R y L son las resistencias e inductancias de los devanados correspondientes. Los términos Ψ_{ad} y Ψ_{aq} corresponden al enlace de flujo mutuo en el entrehierro, es decir, el enlace de flujo por los devanados del estátor sin considerar el flujo de dispersión en los mismos, y pueden calcularse a partir de las variables de estado y de las componentes de la corriente en el estátor i_d e i_q :

$$\Psi_{ad} = L''_{ads} \left(-i_d + \frac{\Psi_{fd}}{L_{fd}} + \frac{\Psi_{1d}}{L_{1d}} \right) \quad (5.21)$$

$$\Psi_{aq} = L''_{aqs} \left(-i_q + \frac{\Psi_{1q}}{L_{1q}} + \frac{\Psi_{2q}}{L_{2q}} \right). \quad (5.22)$$

Los parámetros L''_{ads} y L''_{aqs} son constantes y dependen de las inductancias propias de los devanados rotóricos y de las inductancias mutuas entre los devanados rotóricos y estatórico.

Ecuaciones del estátor

Al despreciar los transtorios electromagnéticos en el estátor las tensiones e_d y e_q , componentes directa y en cuadratura, respectivamente, de la tensión en los terminales de la máquina, se calculan mediante las siguientes ecuaciones algebraicas:

$$e_d = -R_a i_d + (\omega L''_q) i_q + E''_d \quad (5.23)$$

$$e_q = -R_a i_q - (\omega L''_d) i_d + E''_q, \quad (5.24)$$

donde R_a es la resistencia de los devanados del estátor y los términos L''_d , L''_q corresponden a las inductancias propias en los devanados estatóricos, que incluyen tanto el flujo mutuo entre los devanados del estátor y del rotor como el flujo de dispersión. Los términos E''_d , E''_q se calculan a partir de las variables de estado según las ecuaciones

$$E''_d = -\omega L''_{aqs} \left(\frac{\Psi_{1q}}{L_{1q}} + \frac{\Psi_{2q}}{L_{2q}} \right) \quad (5.25)$$

$$E''_q = -\omega L''_{ads} \left(\frac{\Psi_{fd}}{L_{fd}} + \frac{\Psi_{1d}}{L_{1d}} \right). \quad (5.26)$$

Si se cumple $L''_d = L''_q$ entonces, tomando $X'' = j\omega L''_d$, las ecuaciones 5.23 y 5.24 pueden representarse en números complejos como

$$\mathbf{E} = -(R_a + jX'')\mathbf{I} + \mathbf{E}'', \quad (5.27)$$

lo cual supone una gran ventaja porque permite resolver esta ecuación junto con las ecuaciones fasoriales de la red de transporte, una vez realizado el correspondiente cambio del sistema de referencia. La ecuación 5.27 corresponde al circuito representado en la figura 5.17. De esta forma, el generador síncrono se representa mediante una fuente de tensión interna $\mathbf{E}''$, cuyo valor se calcula en función de las variables de estado, detrás de una impedancia $R_a + jX''$. En cada paso de integración es necesario actualizar los valores de las variables de estado, calcular la tensión interna del generador, y resolver la ecuación algebraica 5.27 junto con el resto de las ecuaciones del sistema.

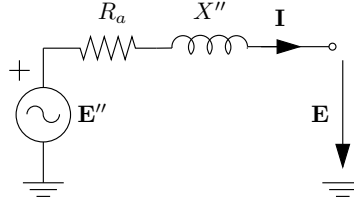


Figura 5.17: Equivalente Thevenin

Ecuaciones cinéticas

El modelo de generador síncrono se completa con las ecuaciones mecánicas que relacionan la aceleración, la velocidad y el desplazamiento angular con el par mecánico y el par electromagnético.

$$\frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H}(T_m - T_e - K_d\Delta\omega_r) \quad (5.28)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_0\Delta\omega_r \quad (5.29)$$

$$T_e = \Psi_{ad}i_q - \Psi_{aq}i_d, \quad (5.30)$$

donde ω_r es la frecuencia mecánica, H es la constante de inercia, T_m es el par mecánico aportado desde la turbina, T_e es el par electromagnético en el entrehierro, y K_d es una constante de amortiguamiento. El par electromagnético se calcula a partir del enlace de flujo mutuo y de la corriente por el estátor, tal como indica la ecuación 5.30.

5.3.3. Modelos reducidos de generador

En algunas ocasiones se recurre a modelos de generador síncrono más simples que el mostrado anteriormente, bien porque el generador en sí no contenga devanados amortiguadores, bien porque no sea necesario modelarlo con ese grado de detalle. Por ejemplo, si un generador se encuentra muy alejado de la perturbación su efecto sobre la dinámica del sistema es pequeño y es posible recurrir a un modelo simplificado.

Las simplificaciones más frecuentes son las siguientes:

- No representar los devanados amortiguadores. En ese caso, desaparecen las variables de estado correspondientes a los enlaces de flujo por estos devanados, reduciéndose el orden del modelo. El efecto de los devanados amortiguadores es mayor durante los primeros instantes después de una perturbación, puesto que sus constantes de tiempo son pequeñas comparadas con la del devanado de campo. Al aplicar esta simplificación, la reactancia subtransitoria X'' se substituye por una reactancia transitoria X' , y la tensión interna se designa $\mathbf{E}'$. El modelo resultante se llama *modelo transitorio* de generador síncrono.
- Suponer, además de la simplificación anterior, que el módulo de la tensión interna $\mathbf{E}'$ permanece constante, o lo que es lo mismo, que el enlace de flujo mutuo permanece constante. Esta suposición conduce al modelo clásico de generador, en el que las únicas variables de estado son la frecuencia mecánica $\Delta\omega_r$ y el desplazamiento angular δ . El modelo clásico de generador es el que se utiliza en la sección 5.2 para aplicar el criterio de igualdad de áreas.
- Suponer, además, que la inercia del generador es infinita. Este modelo no contiene ninguna ecuación diferencial, por lo que el ángulo eléctrico del generador permanece constante. Se conoce como nudo de potencia infinita, y suele utilizarse para representar redes con una inercia y potencia de cortocircuito muy elevadas.

Otra simplificación habitual es la agregación de generadores, que consiste en agrupar en un único modelo de generador a un conjunto de generadores próximos entre sí y alejados de la perturbación.

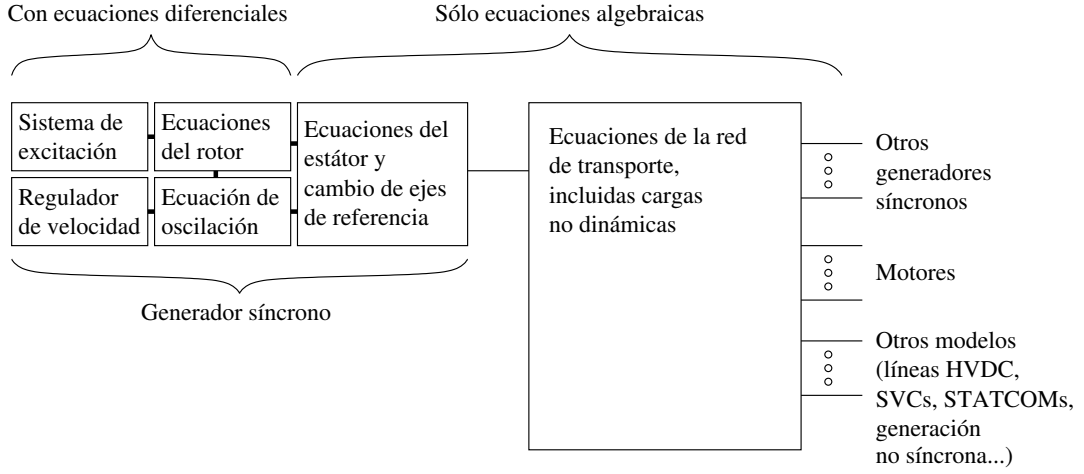


Figura 5.18: Esquema de las ecuaciones representadas en estudios de estabilidad transitoria.

5.3.4. Esquema general del modelo dinámico de sistema eléctrico

La figura 5.18 muestra un esquema del modelo dinámico del sistema eléctrico para estudios de estabilidad transitoria. Las ramas de la red de transporte, las cargas no dinámicas y las ecuaciones del estátor de los generadores síncronos forman un conjunto de ecuaciones algebraicas que pueden ascender a varios miles, según el tamaño del sistema considerado. Si las cargas se modelan como impedancias constantes, entonces estas ecuaciones son lineales, y su solución se obtiene directamente. No obstante, es frecuente encontrar cargas no lineales que obligan a resolver el sistema de forma iterativa. Por ejemplo, un accionamiento que mantenga en todo momento la potencia activa constante y la potencia reactiva nula, independientemente de la tensión de alimentación, debe modelarse como una carga no lineal definida por la ecuación $\mathbf{VI}^* = P_{\text{constante}}$.

Por otro lado existen otros modelos dinámicos que añaden más ecuaciones diferenciales al modelo. Algunos de estos modelos son los sistemas del control de los propios generadores síncronos, por ejemplo sistemas de excitación o reguladores de velocidad. Otros son componentes dinámicos del sistema, por ejemplo máquinas de inducción, enlaces de corriente continua y compensadores estáticos de tensión.

5.3.5. Métodos de integración

Las ecuaciones diferenciales a resolver durante el análisis dinámico de la estabilidad de un sistema eléctrico son ecuaciones diferenciales ordinarias de la forma

$$\frac{d\mathbf{x}}{dt} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, t), \quad (5.31)$$

donde $\mathbf{x}$ es el vector de las variables de estado y t es la variable independiente (el tiempo). Las condiciones iniciales $\mathbf{x}_0, t_0$ son conocidas y corresponden, bien a un régimen permanente antes de la perturbación calculado mediante un flujo de cargas, bien al estado final de una simulación anterior.

Los métodos empleados para resolver la ecuación 5.31 son variados, bien conocidos y su exposición detallada queda fuera de los objetivos de este texto. En general, pueden agruparse en dos categorías: métodos implícitos y métodos explícitos.

Los métodos explícitos permiten calcular el vector de variables de estado en cada instante en función de las variables en instantes anteriores. El método más sencillo es el de Euler, que aplicado a una única ecuación $\frac{dx}{dt} = f(x, t)$ consiste en calcular en cada paso de integración

$$x_{n+1} = x_n + \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_n} \Delta t. \quad (5.32)$$

Generador	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10
H(s)	50,0	3,0	3,6	2,9	2,6	3,5	2,6	2,4	3,4	4,2

Cuadro 5.1: Constantes de inercia de los generadores del sistema de Nueva Inglaterra.

Dado que las propiedades del método de Euler son insatisfactorias tanto respecto a exactitud como a estabilidad numérica, en la práctica se usan otros métodos explícitos más avanzados, por ejemplo Runge-Kutta o Predictor-Corrector. La formulación precisa de estos métodos puede encontrarse fácilmente en textos especializados en ecuaciones diferenciales ordinarias.

Los métodos explícitos son los más utilizados por su facilidad de programación. Sin embargo, conviene señalar su limitación a la hora de representar simultáneamente fenómenos rápidos y lentos. La presencia en un sistema de constantes de tiempo pequeñas obliga a emplear pasos de integración pequeños para preservar la estabilidad de la integración numérica, mientras la presencia de constantes de tiempo grandes obliga a simular periodos de tiempo largos para observar la respuesta del sistema. La presencia simultánea de constantes de tiempo pequeñas y grandes conduce a sistemas matemáticamente *rígidos*, que consumen grandes recursos de computación.

Los métodos implícitos son en general más estables numéricamente pero más difíciles de programar que los métodos explícitos. El más conocido es la regla trapezoidal, cuya aplicación a una única ecuación diferencial $\frac{dx}{dt} = f(x, t)$ consiste en el planteamiento de la ecuación de forma integral,

$$x_{n+1} = x_n + \int_{t_n}^{t_{n+1}} f(x, \tau) d\tau, \quad (5.33)$$

y su posterior solución mediante la aproximación por trapecios de anchura Δt :

$$x_{n+1} = x_n + \frac{\Delta t}{2} [f(x_n, t_n) + f(x_{n+1}, t_{n+1})]. \quad (5.34)$$

Como puede observarse, la incógnita x_{n+1} no está despejada y aparece en ambos miembros de la ecuación.

La mayoría de los programas de análisis dinámico para estabilidad de sistemas eléctricos emplean algún tipo de método explícito, debido a su facilidad de aplicación a la gran variedad de modelos dinámicos existentes. El paso de integración suele ser cercano a medio ciclo, es decir 0,01 s a 50 Hz, suficiente para representar adecuadamente los fenómenos electromecánicos relevantes para la estabilidad de ángulo.

5.4. Ejemplo de simulación dinámica de un sistema eléctrico

La interpretación de los resultados de la simulación de una perturbación en un sistema eléctrico es compleja, y a menudo se basa en el conocimiento del sistema previamente adquirido a través de la experiencia. A modo de ejemplo, en esta sección mostramos los resultados de un cortocircuito en la red de 39 nudos de Nueva Inglaterra, que constituye un caso estándar para estudios dinámicos. El sistema, representado en la figura 5.19, contiene 39 nudos y 10 generadores síncronos. El generador G1 representa a un área vecina y tiene una constante de inercia de 50 s. La constante de inercia del resto de los generadores se muestra en la tabla 5.1 y oscila entre 2,4 s y 4,2 s. Las simulaciones presentadas en esta sección utilizan modelos subtransitorios de generador y un modelo sencillo de sistema de excitación. Los reguladores de velocidad no están modelados, por lo que la potencia entrante a cada generador permanece constante a lo largo del tiempo.

El primer caso simulado es un caso estable correspondiente a un cortocircuito trifásico junto al nudo 3 de la línea 3-4, despejado a los 150 ms. Antes de realizar la simulación es difícil prever de qué forma oscilarán los diversos generadores, puesto que ello depende de su inercia, de la proximidad a la falta, de la proximidad entre sí, del punto de funcionamiento, etc.

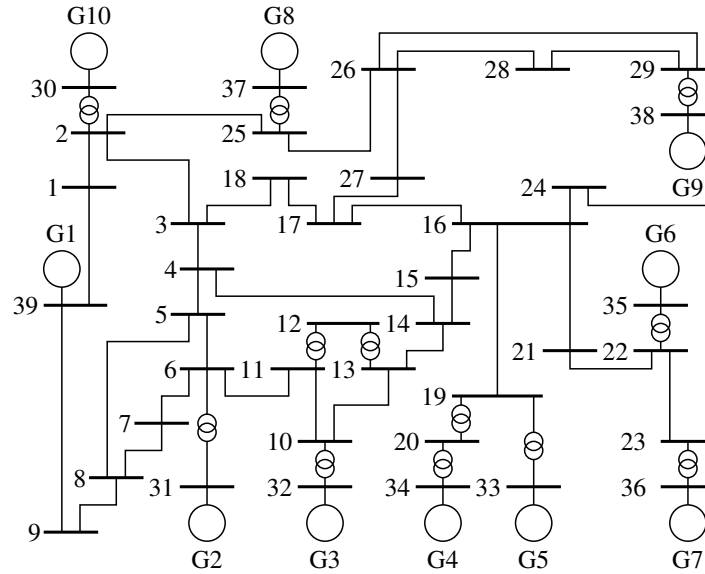


Figura 5.19: Sistema eléctrico de Nueva Inglaterra.

La figura 5.20 muestra la velocidad de giro en por unidad de los distintos generadores. Inicialmente todos ellos mantienen la velocidad de sincronismo (1 p.u., en este caso 60 Hz dado que es un sistema norteamericano) ya que se encuentran en régimen permanente. Durante la falta todos los generadores se aceleran, si bien unos lo hacen más que otros en función de su punto de funcionamiento, de la potencia eléctrica que vierten durante la falta y de su inercia. Dado que el caso es estable, todas las oscilaciones permanecen acotadas y se amortiguan progresivamente. Conviene observar que las velocidades oscilan dentro de un margen relativamente estrecho: entre 0,995 y 1,015 p.u., es decir en una banda con una anchura de un 2 % respecto a la frecuencia nominal.

La misma gráfica de la figura 5.20 ha sido repetida en las figuras siguientes con el fin de resaltar algunas curvas y facilitar la interpretación de los resultados. La figura 5.21 resalta la trayectoria del generador G1 y permite distinguir la oscilación del conjunto de los generadores G2 a G10 contra el generador G1, es decir del propio sistema de Nueva Inglaterra contra el área vecina. Esta oscilación entre áreas es relativamente lenta, con una frecuencia ligeramente superior a 0,5 Hz. En general, los modos de oscilación lentos en los sistemas eléctricos se deben a oscilaciones entre áreas, en las que un grupo de generadores oscila solidariamente contra otro grupo. En el sistema de la Península Ibérica, por ejemplo, se observa un modo de oscilación entre áreas que corresponde a la oscilación contra el resto del sistema de Europa Continental, y otro que corresponde a la oscilación contra el sistema del Norte de África.

Los modos de oscilación locales asociados a un único generador suelen ser más rápidos que los debidos a oscilaciones entre áreas, y tienen frecuencias situadas típicamente entre 1 y 3 Hz. La figura 5.22, por ejemplo, muestra la trayectoria de los generadores vecinos G8 y G10. Durante la falta el generador G10 se acelera menos que el generador G8, posiblemente debido a su elevada inercia. Como consecuencia, en el momento del despeje de falta ambos generadores se encuentran con un desfase relativamente elevado entre ellos, y comienzan a oscilar uno contra otro. En la figura se observa que esta oscilación presenta una frecuencia aproximada de 1,4 Hz.

Los generadores que más se alejan de su velocidad nominal son el G5 y el G9, resaltados en la figura 5.23. El generador G5 se encuentra relativamente alejado del resto del sistema debido a su conexión a través de dos transformadores, lo que reduce su par sincronizante, y además su constante de inercia es pequeña, 2,6 s, lo que aumenta su aceleración durante la falta. Ambos factores juegan en contra de su estabilidad. En cuanto al generador G9, puede observarse en la figura 5.19 que se encuentra bastante alejado del resto del sistema.

La figura 5.24 representa el ángulo eléctrico de cada generador en grados. Además de las

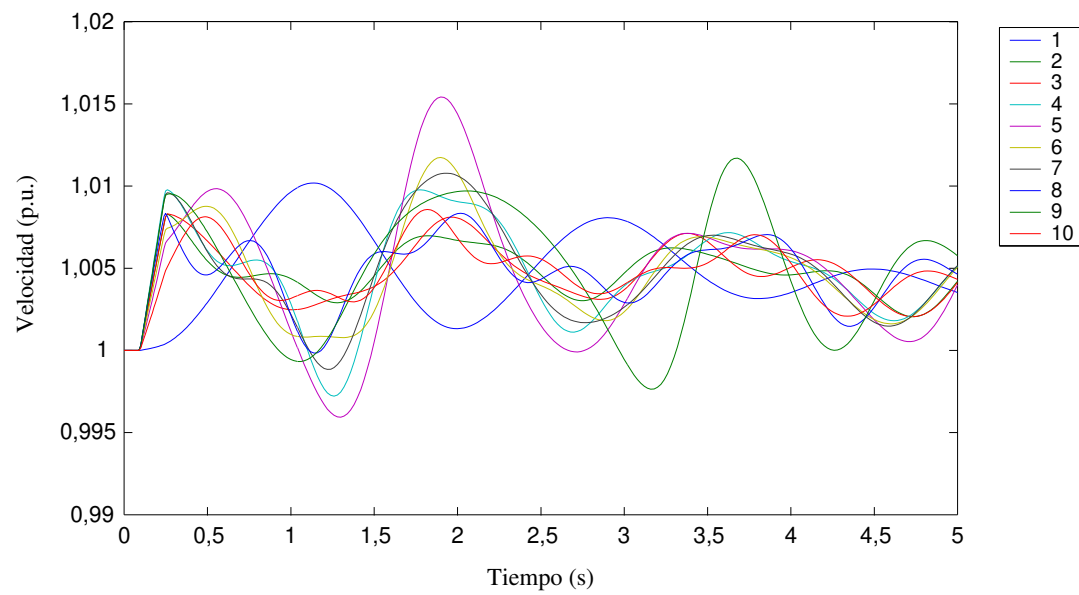


Figura 5.20: Caso estable: velocidad.

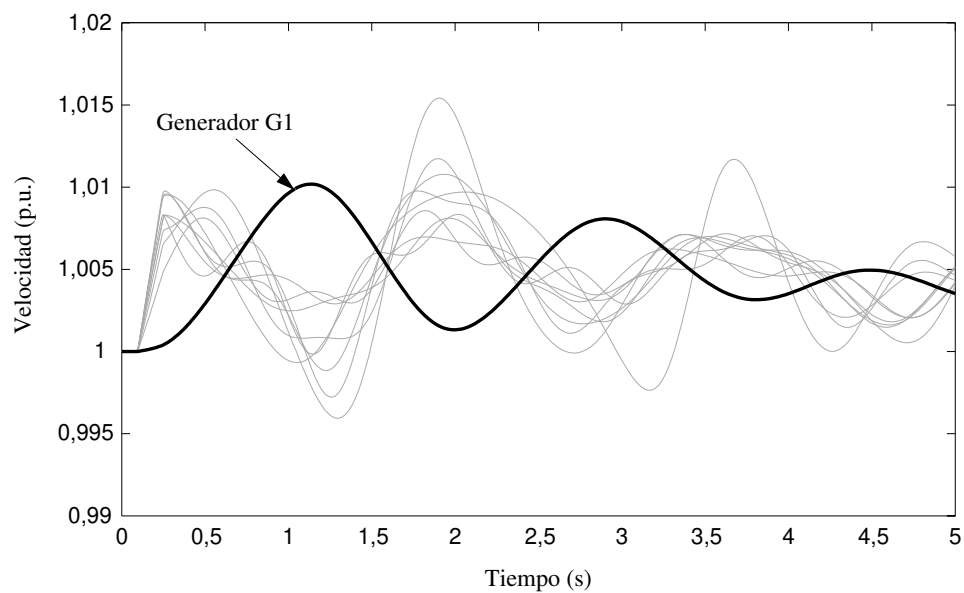


Figura 5.21: Caso estable: velocidad del generador G1.

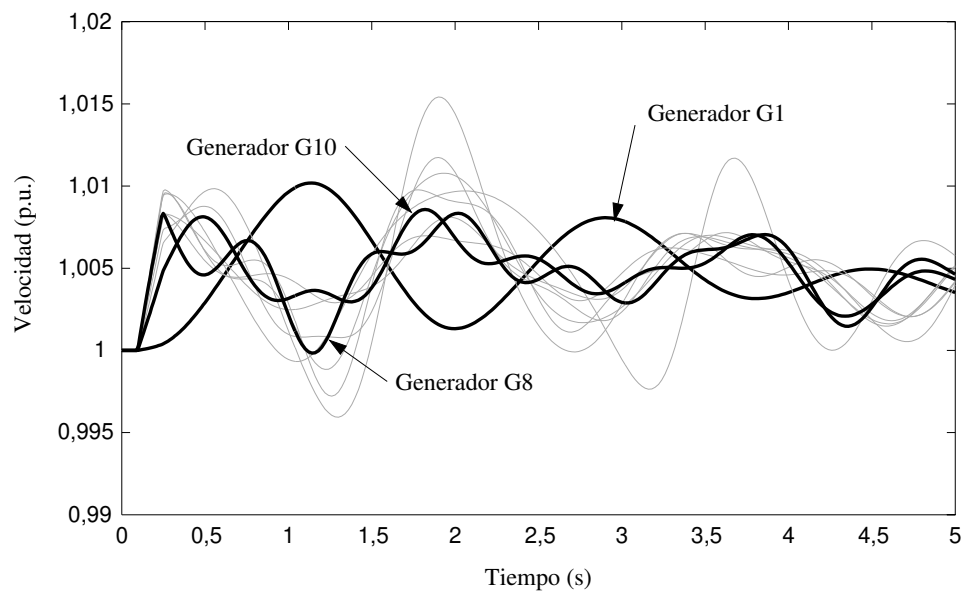


Figura 5.22: Caso estable: velocidad de los generadores G8 y G10.

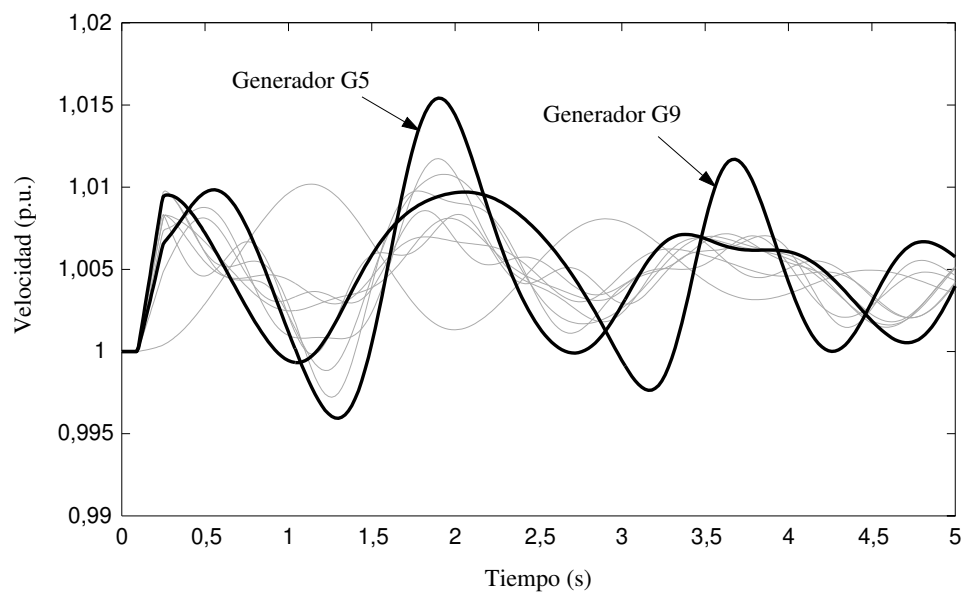


Figura 5.23: Caso estable: velocidad de los generadores G5 y G9.

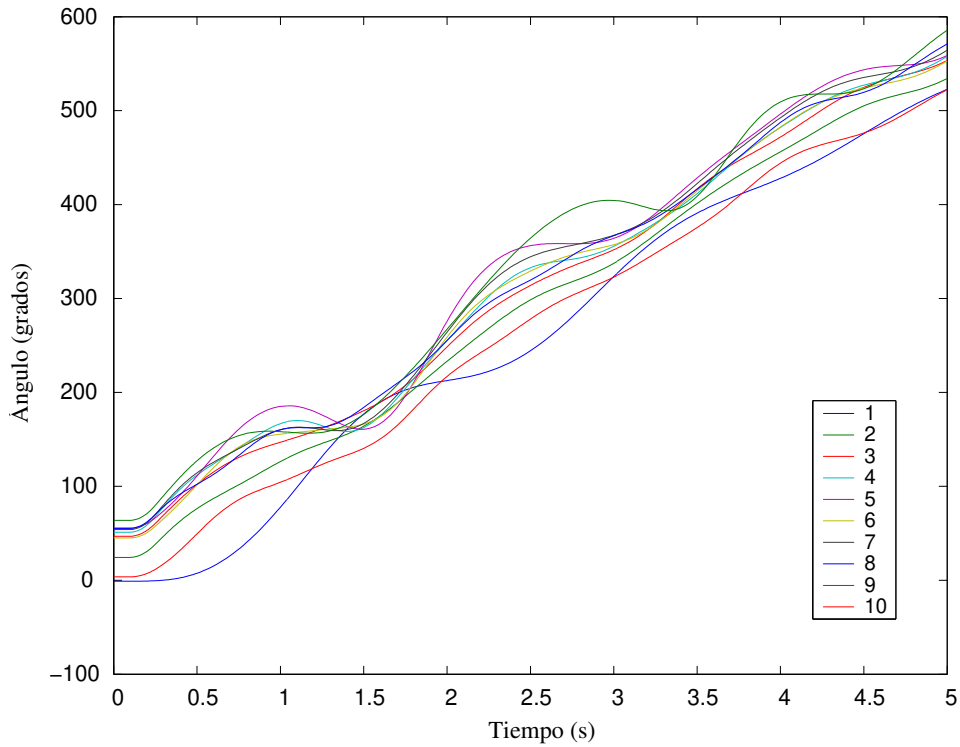


Figura 5.24: Caso estable: ángulo.

oscilaciones entre máquinas puede observarse que los ángulos crecen indefinidamente. La razón es que cuando se despeja la falta el sistema ya ha ganado una cierta velocidad, la frecuencia del sistema no coincide con la inicial, y esta desviación de frecuencia se traduce en un incremento de los ángulos. En un sistema real actúan los sistemas de control frecuencia-potencia para devolver el sistema a su frecuencia de referencia.

La figura 5.25 representa la potencia activa aportada por cada generador en MW. Durante el hueco de tensión provocado por la falta la potencia generada en todas las máquinas cae, especialmente en el generador G10 que es el más cercano al cortocircuito. Una vez despejada la falta llama la atención el gran flujo de potencia a través de la interconexión con el área vecina, representada por el generador G1. Es de suponer que la interconexión es capaz de transmitir esta potencia durante un breve intervalo de tiempo; en caso contrario sería necesario modelar la protección correspondiente, que eventualmente desconectaría ambas áreas y dejaría a la red de Nueva Inglaterra aislada del resto del sistema.

El segundo caso presentado consiste en un cortocircuito en la línea entre los nudos 15 y 14, junto al nudo 15, despejado a los 200 ms, que conduce a un comportamiento inestable. Representamos únicamente, en la figura 5.26, la velocidad de los distintos generadores. Puede observarse que el generador G9, que era uno de los que más se alejaba de su velocidad nominal en el caso estable, pierde el sincronismo con el resto del sistema. Posteriormente, el sistema entero pierde el sincronismo con el área vecina representada por el generador G1.

La decisión de que criterios se deben cumplir para considerar un caso estable depende de cada caso de estudio. En algunos casos por ejemplo puede requerirse el mantenimiento del sincronismo por parte de todas las máquinas del sistema, mientras en otros puede aceptarse la pérdida de una planta cercana a la falta simulada.

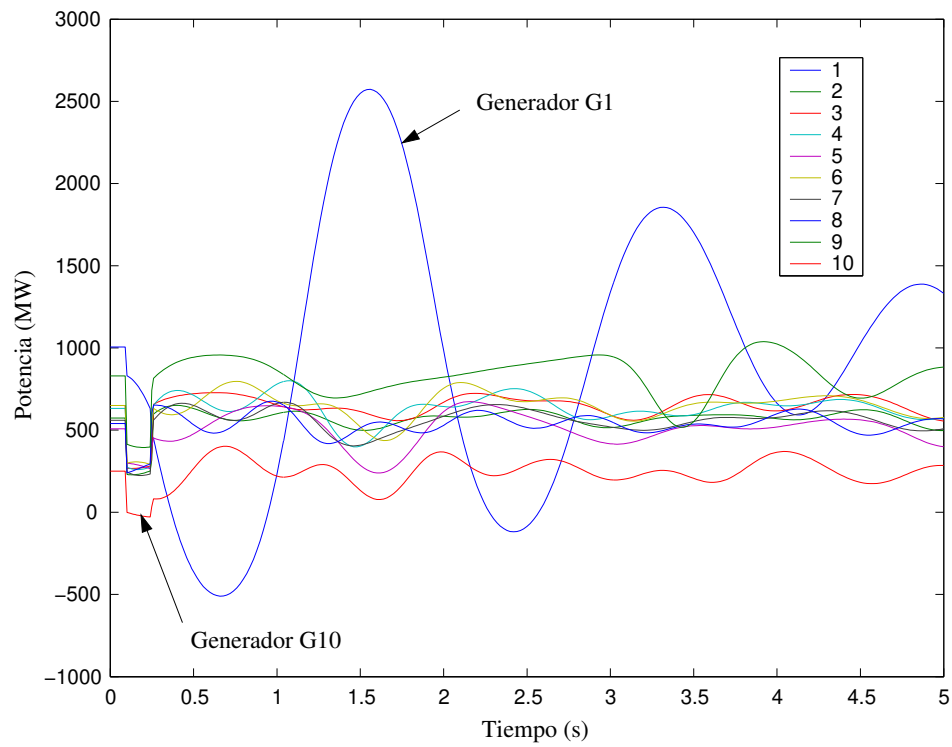


Figura 5.25: Caso estable: potencia activa.

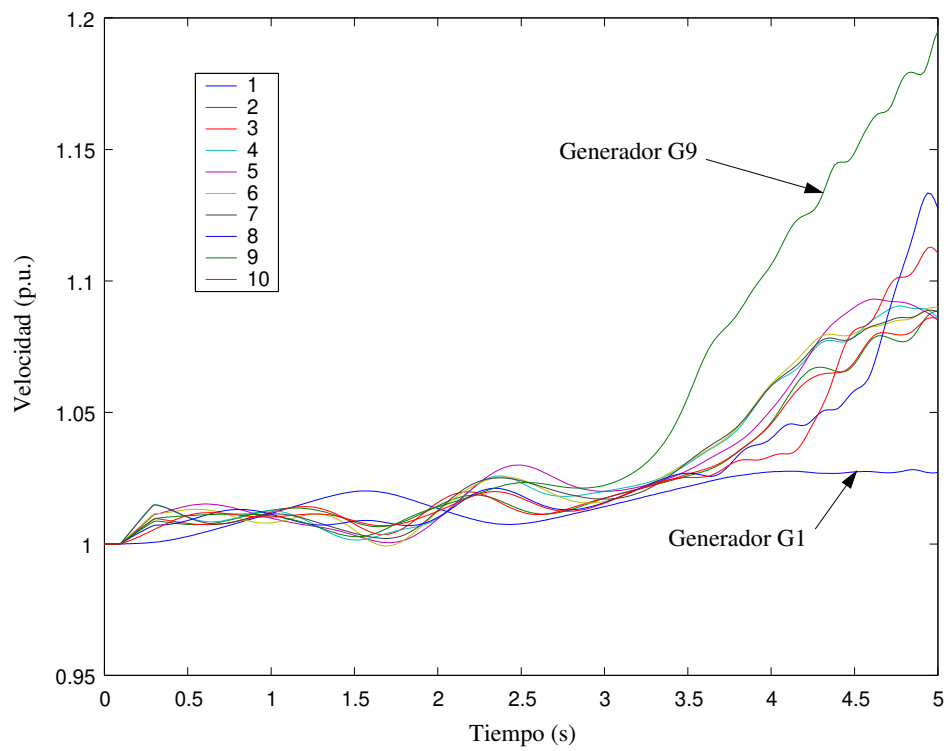


Figura 5.26: Caso inestable: velocidad.

5.5. Para leer más

Las referencias [36, 37] son libros especializados en estabilidad de sistemas eléctricos, y [38, 39, 17, 40] contienen secciones dedicadas a la estabilidad transitoria. Con un interés histórico además de técnico, las referencias [41] y [42] son libros antiguos que contienen explicaciones sobre el criterio de igualdad de áreas; el primero es la reedición de un libro de 1948 y el segundo la traducción al español de un texto soviético de 1985.

La guía [43], publicada por el IEEE, contiene un repaso exhaustivo de los modelos dinámicos de generador síncrono usados en estudios de estabilidad. En [25] puede encontrarse una explicación resumida de los modelos de generador junto con rangos de parámetros típicos en función de la tecnología.

Sobre el tema de modelado por ordenador de sistemas eléctricos pueden consultarse las referencias [44] y [45], esta última en español.

Apéndice A

Términos en inglés

La gran mayoría de la documentación sobre control de sistemas eléctricos se encuentra en inglés. Estas son algunas expresiones comunes y sus correspondientes traducciones.

Español	English
Almacenamiento	Storage
Batería de condensadores	Capacitor bank
Cambiador de tomas	Tap changer
Carga	Load
Central de bombeo	Pumped-storage plant
Colapso de tensión	Voltage collapse
Comercializador	Trader
Compensador síncrono	Synchronous condenser or compensator
Control Automático de Generación	Automatic Generation Control
Cortocircuito	Short-circuit
Criterio de igualdad de áreas	Equal area criterion
Curva de oferta	Supply curve
Curva de demanda	Demand curve
Deslaste de cargas	Load shedding
Devanado de campo	Field winding
Devanado inducido	Armature winding
Ecuación de oscilación	Swing equation
Error de Control de Área	Area Control Error
Estabilidad transitoria	Transient stability
Estatismo	Droop
Excitatriz	Exciter
Factor de potencia	Power factor
Falta	Fault
Frecuencia	Frequency
Punta / valle	Peak / off-peak
Inercia	Inertia
Línea de enlace	Tie line
Malla	Mesh
Mercado diario	Daily market
Mercado mayorista	Wholesale market
Mercado minorista	Retail market
Par	Torque
Parpadeo o flicker	Flicker
Regulación Primaria	Primary control
Regulación Secundaria	Secondary control

Español	English
Regulación Terciaria	Tertiary control
Reserva rodante	Spinning reserve
Reserva de Energía	Energy Reserve
Servicio complementario	Ancillary service
Tiristor	Thyristor
Válvula	Valve

Apéndice B

Origen y autoría de las figuras externas

1. Figure 3.7: Dergenaue, CC BY-SA 2.5, https://de.wikipedia.org/wiki/Datei:Turbinenhalle_KSP.jpg.
2. Figure 3.8: Kabelleger, public domain, <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Amsteg-stillgelegte-generatorgruppe-erreger.jpg>.
3. Figure 3.14: Philippe Mertens, public domain, https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Condensor_bank_150kV_-_75MVAR.jpg.
4. Figure 3.15: Benutzer, CC BY 3.0, https://commons.wikimedia.org/wiki/File:USW_D%C3%BCrnrohr_Luftdrossel_B.JPG.
5. Figure 3.17: Paul Chernikhowsky, CC BY 2.0, <https://www.flickr.com/photos/pchernik/4099435263/in/photostream/>.
6. Figure 3.18: Paul Chernikhowsky, CC BY 2.0, <https://www.flickr.com/photos/pchernik/4100176732/in/photostream/>.
7. Figure 3.19: Philippe Mertens, CC BY-SA 3.0, https://commons.wikimedia.org/wiki/File:3_OLTC.jpg.
8. Figure 3.22: Wtshymanski, CC BY-SA 4.0, https://en.wikipedia.org/wiki/File:Distribution_Voltage_regulators.JPG.

Bibliografía

- [1] “International energy agency.” <https://www.iea.org>.
- [2] “Oficina europea de estadística.” <https://ec.europa.eu/eurostat/>.
- [3] R. E. de España, “Informe del sistema eléctrico.” Disponible en <https://www.ree.es>.
- [4] “Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico.” BOE núm. 310, de 27/12/2013, <https://www.boe.es/eli/es/1/2013/12/26/24/con>.
- [5] “Real decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias itc-lat 01 a 09.” BOE núm. 68, de 19/03/2008, <https://www.boe.es/eli/es/rd/2008/02/15/223/con>.
- [6] A. J. Conejo and L. Baringo, *Power System Operations*. Springer, 2018.
- [7] “Operador del mercado ibérico de energía - polo español (omie).” www.omie.es.
- [8] “Red eléctrica de españa (ree).” www.ree.es.
- [9] “Comisión nacional de los mercados y la competencia (cnmc).” www.cnmc.es.
- [10] F. C. Schweppe, *Spot Pricing of Electricity*. Kluwer Academic, 1988.
- [11] I. J. Pérez-Arriaga, *Regulation of the Power Sector*. Springer, 2013.
- [12] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, *Power System Analysis*. McGraw-Hill, 1994.
- [13] J. F. Mora, *Electromagnetismo y circuitos eléctricos*. McGraw-Hill, 2005.
- [14] J. W. Nilsson and S. A. Riedel, *Electric Circuits*. Pearson, 2015.
- [15] S. Fassbinder and B. D. Wachter, “The electrical system as a tandem bicycle,” 2005.
- [16] E. Development and P. G. Committee, “IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for PowerSystem Stability Studies,” tech. rep., IEEE The Institute of Electrical and Electronic Engineers, PES Power and Energy Society, 2016.
- [17] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. Electric Power Research Institute, 1994.
- [18] E. Acha, V. Agelidis, O. Anaya, and T. J. E. Miller, *Power Electronic Control in Electrical Systems*. Elsevier, 2001.
- [19] A. Yazdani and R. Iravani, *Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control, and Applications*. John Wiley & Sons, 2010.
- [20] R. E. de España, “Procedimiento de operación p.o.-7.4 servicio complementario de control de tensión de la red de transporte.” Disponible en <https://www.ree.es>.
- [21] S. Corsi, *Voltage Control and Protection in Electrical Power Systems*. Springer, 2015.

- [22] S. Sivanagaraju and G. Sreenivasan, *Power System Operation and Control*. Pearson, 2009.
- [23] X.-P. Zhang, C. Rehtanz, and B. Pal, *Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control*. Springer, 2012.
- [24] C. W. Taylor, *Power System Voltage Stability*. McGraw-Hill, 1994.
- [25] “Generator Specifications for Planning, Operations Planning, and Real-time Models,” tech. rep., North American Transmission Forum, 2020.
- [26] T. F. on Turbine-Governor Modeling, “Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies, PES-TR1,” tech. rep., IEEE The Institute of Electrical and Electronic Engineers, PES Power and Energy Society, 2013.
- [27] R. E. de España, “Procedimiento de operación p.o.-7.1 servicio complementario de regulación primaria.” Disponible en <https://www.ree.es>.
- [28] “System Disturbance on 4 November 2006. Final Report,” tech. rep., Union for the Co-ordination of Transmission of Energy.
- [29] R. E. de España, “Procedimiento de operación p.o.-7.2 regulación terciaria.” Disponible en <https://www.ree.es>.
- [30] E.-E. European Network of Transmission System Operators, “Continental europe operation handbook.” Disponible en <https://www.entsoe.eu/>.
- [31] R. E. de España, “Procedimiento de operación p.o.-7.3 regulación terciaria.” Disponible en <https://www.ree.es>.
- [32] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation and Control*. John Wiley & Sons, 1996.
- [33] A. Dixon, *Modern Aspects of Power System Frequency Stability and Control*. Elsevier, 2019.
- [34] A. G. Expósito, *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. McGraw-Hill, 2002.
- [35] R. E. de España, “Procedimiento de operación p.o.-7.1 servicio complementario de regulación primaria.” Disponible en <https://www.ree.es>.
- [36] A. A. Sallam and O. P. Malik, *Power System Stability: Modelling, Analysis and Control*. The Institution of Engineering and Technology, 2015.
- [37] K. Padiyar, *Power System Dynamics: Stability and Control*. John Wiley & Sons, 1996.
- [38] P. W. Sauer, M. A. Pai, and J. H. Chow, *Power System Dynamics and Stability: With Synchronophasor Measurement and Power System Toolbox*. Wiley-IEEE Press, 2017.
- [39] J. Machowski, *Power System Dynamics, Stability, and Control*. John Wiley & Sons, 2008.
- [40] J. Machowski, J. W. Bialek, and J. R. Bumby, *Power System Dynamics and Stability*. John Wiley & Sons, 1997.
- [41] E. W. Kimbark, *Power System Stability*. IEEE Press, 1995.
- [42] V. Vénikov, *Procesos transitorios electromecánicos en los sistemas eléctricos de potencia*. Mir, 1985.
- [43] “IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Parameter Verification with Applications in Power System Stability Analyses,” tech. rep., IEEE The Institute of Electrical and Electronic Engineers, PES Power and Energy Society, 2020.
- [44] F. Milano, *Power system modelling and scripting*. Springer, 2010.
- [45] M. I. Z. Belver, *Simulación de sistemas eléctricos*. Pearson Prentice Hall, 2005.