



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**AMORTIGUAMIENTO DE OSCILACIONES
ELECTROMECAÑICAS CON COMPENSADORES
SÍNCRONOS**

Autor: Carlos Soutelo Rivera

Director: Luis Rouco Rodríguez

Madrid


Septiembre de 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Amortiguamiento de Oscilaciones Electromecánicas
con Compensadores Síncronos”

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2021/2022 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.:  Fecha: 24/ 09/ 2022

Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Luis Rouco Rodríguez Fecha: 23/09/2022



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**AMORTIGUAMIENTO DE OSCILACIONES
ELECTROMECAÑICAS CON COMPENSADORES
SÍNCRONOS**

Autor: Carlos Soutelo Rivera

Director: Luis Rouco Rodríguez

Madrid

Septiembre de 2022

AMORTIGUAMIENTO DE OSCILACIONES ELECTROMECÁNICAS CON COMPENSADORES SÍNCRONOS

Autor: Soutelo Rivera, Carlos

Director: Rouco Rodríguez, Luis.

RESUMEN

Palabras clave

Compensadores síncronos, oscilaciones electromecánicas, autovalores, estabilizadores del sistema de potencia

Introducción

La incorporación masiva de generación basada en inversores (también llamada generación asíncrona) va a dar lugar a una reducción de las corrientes de cortocircuito y de la inercia de los sistemas de energía eléctrica. La generación basada en inversores se caracteriza por su atomización y dispersión. Estos problemas son más acuciantes en redes débiles. Los compensadores síncronos ofrecen soluciones técnicas a estos problemas ya que suministran corrientes de cortocircuito y tienen inercia. Además, son un medio robusto de control de tensión.

Los compensadores síncrono están cobrando gran actualidad en todo el mundo y en España en particular. La prueba de ello es la publicación inminente de un Technical Brochure sobre la materia por el Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (Cigre). En España, ha quedado recogido en el denominado concurso de transición justa del nudo Andorra 400 kV (concurso por el que se ha de otorgar nueva capacidad de acceso tras el cierre de la central térmica Teruel) [4].

Las oscilaciones electromecánicas son oscilaciones de las variables del sistema eléctrico (tensión, frecuencia, potencia por líneas) en el margen de frecuencias entre 0,1 y 2 Hz que tienen su origen en las oscilaciones mecánicas de los rotores de los generadores síncronos. El método más eficaz para el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas es la incorporación de un control suplementario a los sistemas de excitación de los generadores síncronos denominado estabilizador del sistema de potencia (Power System Stabilizer, PSS, en la literatura técnica en inglés).

El tema del proyecto es la investigación de la capacidad de los compensadores síncronos para amortiguar oscilaciones electromecánicas.

Objetivo del proyecto

El objetivo del proyecto es investigar la capacidad de los compensadores síncronos para amortiguar oscilaciones electromecánicas.

Primero se estudia la naturaleza de la oscilación electromecánica de un compensador síncrono y la capacidad de un estabilizador del sistema de potencia de aumentar el amortiguamiento de dicha oscilación.

Después se estudia la capacidad de un estabilizador del sistema de potencia de incorporado a un compensador síncrono para aumentar el amortiguamiento de la oscilación de un generador síncrono adyacente.

Para realizar la investigación se utilizará la Small Signal Stability Toolbox (SSST). La SSST es una colección de funciones Matlab que permiten construir modelos dinámicos linealizados de sistemas eléctricos con modelos detallados de los generadores y sus controles, realizar el autoanálisis (autovalores, autovectores, participaciones, residuos y sensibilidades) de los mismos y diseñar estabilizadores.

Contenido del proyecto

La máquina síncrona tiene la capacidad de responder inercialmente a una variación transitoria de la frecuencia gracias a la energía que se encuentra almacenada en el rotor. Cuando la máquina síncrona funciona como compensador ni suministra ni consume potencia activa de la red, solamente la potencia activa de pérdidas debido a la pequeña resistencia del estator.

En cuanto al acceso a la Red Eléctrica de España, la nueva regulación sustituyó a la antigua para hacer posible la integración de los volúmenes de fuentes de energía renovables previstas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), revisando el criterio basado en el Short Circuit Ratio, únicamente utilizado en este país. La circular 1/2021 of 20 de enero de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) estableció que la capacidad de acceso de generación asíncrona se determina teniendo presente tres criterios:

- Potencia de cortocircuito
- Seguridad estática
- Seguridad dinámica

La instalación de un compensador síncrono permite aumentar la capacidad de acceso en un nudo de la red, que se calcula de acuerdo con la expresión

$$P'_{MPE} = P_{MPE} \left(1 + \frac{S_{CS}}{X_{CS} S_{sc}} \right)$$

En este trabajo se revisa el problema de las oscilaciones mecánicas de generadores síncronos. Estos se representan como una fuente de tensión constante detrás de la reactancia transitoria.

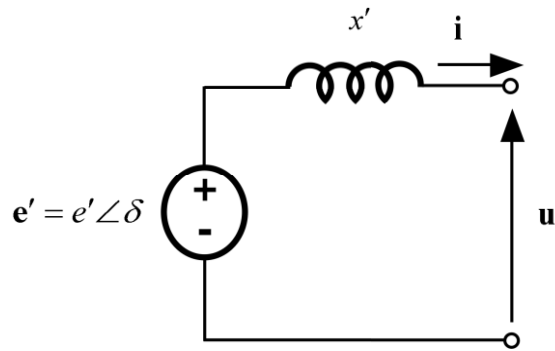


Figura 1-1: Circuito equivalente de la máquina síncrona

Si el generador está conectado a un nudo de potencia infinita a través de un transformador y una línea, la potencia eléctrica entregada por el generador viene dada por la expresión

$$p_e = \frac{e' u_\infty}{x_T} \text{sen } \delta$$

En este proyecto se estudia y compara la actuación y el efecto de instalar un compensador síncrono en tres modelos distintos:

- Compensador síncrono conectado a un nudo de potencia infinita.

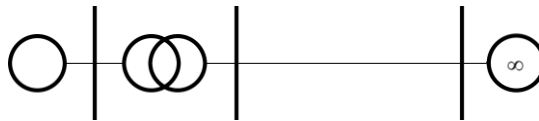


Figura 1-2: Diagrama unifilar de un generador/compensador síncrono conectado a un nudo de potencia infinita

- Generador y compensador síncronos conectados en paralelo a un nudo de potencia infinita sin estabilizador en el propio compensador.
- Generador y compensador síncronos conectados en paralelo a un nudo de potencia infinita con estabilizador en el propio compensador.

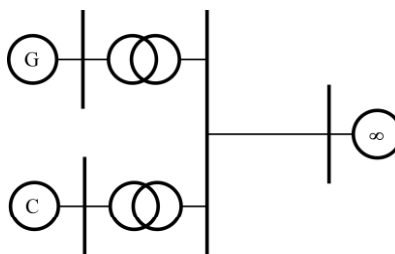


Figura 1-3: Generador en paralelo con compensador conectados a un nudo de potencia infinita

Resultados del proyecto

Compensador síncrono conectado a un nudo de potencia infinita.

En el primer caso, como un modelo lineal simplificado con un amortiguamiento D nulo, se aprecia un muy ligero cambio de la frecuencia natural de 1.15 Hz (modelo con generador) a 1.17 Hz (modelo con compensador).

Complex eigenvalues					
Nº	Real	Imag	Damp	Freq	Variable Max Part
2	0.0000	7.2488	0.00	1.15	Bus# 1 delta

Tabla 1-1: Autovalores del modelo simplificado de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.

Complex eigenvalues					
Nº	Real	Imag	Damp	Freq	Variable Max Part
2	0.0000	7.3282	0.00	1.17	Bus# 1 delta

Tabla 1-2: Autovalores del modelo simplificado de un compensador conectado a un nudo de potencia infinita.

En un modelo más detallado con los parámetros presentes en la sección 4.2.1., se obtienen ocho autovalores: dos parejas de autovalores complejos conjugados y cuatro autovalores reales.

Todos los autovalores tienen parte real negativa, por lo que el sistema es estable. La pareja número 3 de los autovalores complejos conjugados tiene un amortiguamiento menor que la pareja 4, cuya variable de mayor participación es la velocidad del generador. Ello indica que se trata de un autovalor dominado por la dinámica del rotor, por lo que se le denomina electromecánico. La frecuencia pasa de 1.01 Hz (modelo con generador) a 0.87 Hz (modelo con compensador).

Complex eigenvalues					
Nº	Real	Imag	Damp	Freq	Variable Max Part
4	-0.3069	6.3383	4.84	1.01	Bus# 1 omega
5	-0.4769	0.6996	56.33	0.13	Bus# 1 exc2
6	-36.5906	0.1486	100.00	5.82	Bus# 1 psikd
Real eigenvalues					
Nº	Real	Time Constant	Variable Max Part		
7	-0.1422	7.0300	Bus# 1 gov3		
8	-3.2005	0.3125	Bus# 1 gov2		
9	-5.2317	0.1911	Bus# 1 psikq1		
10	-10.1526	0.0985	Bus# 1 gov1		
11	-99.7936	0.0100	Bus# 1 exc1		

Tabla 1-3: Autovalores del modelo detallado de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.

Complex eigenvalues					
N°	Real	Imag	Damp	Freq	Variable Max Part
3	-1.7112	5.1993	31.26	0.87	Bus# 1 delta
4	-0.8449	0.6887	77.51	0.17	Bus# 1 exc2
Real eigenvalues					
N°	Real	Time Constant	Variable Max Part		
5	-2.3184	0.4313	Bus#	1 psikq1	
6	-36.0383	0.0277	Bus#	1 psikq2	
7	-36.5975	0.0273	Bus#	1 psikd	
8	-99.6695	0.01	Bus#	1 exc1	

Tabla 1-4: Autovalores del modelo detallado de un compensador conectado a un nudo de potencia infinita.

Si se comparan las participaciones de las variables de estado en el autovalor electromecánico de un compensador con las de un generador, se aprecia que en las participaciones de los flujos de eje directo y de las variables de la excitación en el autovalor electromecánico de un generador no son nulas, al contrario que de las participaciones de los flujos de eje directo y de las variables de la excitación del compensador que sí son nulas.

Participation factors of the state variables in the mode (-0.3069 , 6.3383j)				
Variable	Real	Imag	Magn	Phase
Bus# 1 delta	0.4958	-0.0103	0.4959	-1.19
Bus# 1 omega	0.5105	-0.0142	0.5107	-1.60
Bus# 1 psifd	0.0068	0.0112	0.0131	58.87
Bus# 1 psikd	-0.0047	-0.0059	0.0075	-128.19
Bus# 1 psikq1	-0.0124	0.0139	0.0186	131.70
Bus# 1 psikq2	-0.0143	-0.0023	0.0144	-170.81
Bus# 1 gov1	0.0059	0.0059	0.0083	44.55
Bus# 1 gov2	0.0134	0.0032	0.0138	13.26
Bus# 1 gov3	-0.0002	-0.0008	0.0008	-102.22
Bus# 1 exc1	0.0008	0.0003	0.0009	17.65
Bus# 1 exc2	-0.0017	-0.0008	0.0019	-154.34

Tabla 1-5: Participaciones de las variables de estado en el autovalor electromecánico de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.

Participation factors of the state variables in the mode (-1.7112 , 5.1993j)				
Variable	Real	Imag	Magn	Phase
Bus# 1 delta	0.6363	-0.1186	0.6473	-10.56
Bus# 1 omega	0.6363	-0.1186	0.6473	-10.56
Bus# 1 psifd	0.0000	0.0000	0.0000	139.87
Bus# 1 psikd	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
Bus# 1 psikq1	-0.1251	0.2240	0.2566	119.18
Bus# 1 psikq2	-0.1475	0.0132	0.1481	174.89
Bus# 1 gov1	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
Bus# 1 gov2	0.0000	0.0000	0.0000	0.00

Tabla 1-6: Participaciones de las variables de estado en el autovalor electromecánico de un compensador conectado a un nudo de potencia infinita.

También, es interesante comparar el residuo Ω/V_{ref} correspondiente al autovalor electromecánico de un compensador con el residuo Ω/V_{ref} correspondiente al autovalor electromecánico de un generador. Se aprecia que en residuo correspondiente al autovalor electromecánico de un generador no es nulo al contrario que el residuo correspondiente al autovalor electromecánico de un compensador que es nulo.

Omega/Vref residues corresponding to the mode (-0.3069 , 6.3383j)			
Gen		Magnitude	Phase
Bus#	1	0.025403	83.66

Tabla 1-7: Residuo Ω/V_{ref} correspondiente al autovalor electromecánico de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.

Omega/Vref residues corresponding to the mode (-1.7112 , 5.1993j)			
Gen		Magnitude	Phase
Bus#	1	0.000000	48.78

Tabla 1-8: Residuo Ω/V_{ref} correspondiente al autovalor electromecánico de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.

Que el residuo Ω/V_{ref} correspondiente al autovalor electromecánico sea nulo quiere decir que un estabilizador V_s/Ω no podría amortiguar la oscilación del rotor.

Por último, con el estudio de sensibilidad de la frecuencia y amortiguamiento del autovalor electromecánico con relación a la generación de potencia reactiva del compensador se observa:

- Si la tensión en bornes del generador es superior a 1.0 pu (1.05 pu) entonces el compensador suministra potencia reactiva y si la tensión en bornes del generador es inferior a 1.0 pu (0.5 pu) entonces el compensador consume potencia reactiva.
- El amortiguamiento del modo electromecánico disminuye al subir la tensión y la frecuencia aumenta.

Generador y compensador síncronos conectados en paralelo a un nudo de potencia infinita sin estabilizador en el propio compensador.

En este caso, la matriz de estados del modelo tiene 19 autovalores. Las parejas de autovalores complejos 6 y 7 corresponden a los denominados autovalores electromecánicos ya que la variable de mayor participación es la velocidad de un generador.

El autovalor número 6 corresponde a la oscilación de generador contra el compensador. El autovalor número 7 corresponde a la oscilación del generador y el compensador contra la red infinita.

Si se estudia ahora la sensibilidad de los autovalores a la generación o consumo de potencia reactiva, debe notarse que cuando el amortiguamiento de la oscilación del generador contra el compensador decrece al consumir potencia reactiva mientras que el amortiguamiento de la oscilación del generador y el compensador contra la red infinita aumenta.

Generador y compensador síncronos conectados en paralelo a un nudo de potencia infinita con estabilizador en el propio compensador.

Se plantea ahora la mejora del amortiguamiento de la oscilación del generador contra el compensador instalando un estabilizador en el propio compensador. Para ello se debe prestar atención a los residuos Ω/V_{ref} . Se aprecia que el mayor residuo es el del generador. Sin embargo, el compensador no exhibe residuo nulo.

Se diseña el estabilizador utilizando los residuos. Se aprecia que el amortiguamiento del autovalor que representa la oscilación del generador contra el compensador aumenta del 3% al 19% mientras que el amortiguamiento del autovalor que presenta la oscilación del generador y el compensador contra la red infinita baja del 38 % al 26 %. Los efectos adversos son perfectamente asumibles.

Conclusiones

- Los compensadores síncronos constituyen una solución, cada vez más frecuente, a los diversos problemas que plantea la incorporación masiva al sistema eléctrico de generación basada en inversores.
- Un compensador síncrono, como cualquier máquina síncrona, exhibe un modo de oscilación de una frecuencia que se encuentra en el entorno de 1 Hz. Esa oscilación se denomina electromecánica. El amortiguamiento es superior al amortiguamiento de una máquina síncrona funcionando como generador.
- El amortiguamiento de la oscilación electromecánica de un compensador síncrono conectado a un nudo de potencia infinita no puede aumentarse utilizando un estabilizador del sistema de potencia ya que los flujos en eje directo y excitación no participan en el citado modo de oscilación.
- En el caso de un generador en paralelo con un compensador, la oscilación del generador contra el compensador está poco amortiguada mientras que la oscilación del generador y el compensador contra la red infinita está bien amortiguada.
- La instalación de un estabilizador en un compensador en paralelo con un generador conectados a una red infinita es capaz de amortiguar la oscilación del generador síncrono contra el compensador.

DAMPING ELECTROMECHANICAL OSCILLATIONS WITH SYNCHRONOUS COMPENSATORS

Author: Soutelo Rivera, Carlos.

Supervisor: Rouco Rodríguez, Luis.

SUMMARY

Keywords

Synchronous compensators, electromechanical oscillations, eigenvalues, power system stabilizers

Introduction

The massive incorporation of inverter-based generation (also called asynchronous generation) will lead to a reduction in short-circuit currents and inertia of electric power systems. Inverter-based generation is characterized by atomization and dispersion. These problems are more pressing in weak grids. Synchronous compensators offer technical solutions to these problems as they supply short-circuit currents and have inertia. In addition, they are a robust means of voltage control.

Synchronous compensators are becoming very popular all over the world and in Spain in particular. Proof of this is the imminent publication of a Technical Brochure on the subject by the International Council on Large Electric Systems (Cigre). In Spain, it has been included in the so-called just transition tender for the Andorra 400 kV node (tender for granting new access capacity after the closure of the Teruel thermal power plant) [4].

Electromechanical oscillations are oscillations of the power system variables (voltage, frequency, line power) in the frequency range between 0.1 and 2 Hz that originate from the mechanical oscillations of the synchronous generator rotors. The most effective method of damping electromechanical oscillations is the incorporation of a supplementary control to the excitation systems of synchronous generators called Power System Stabilizer (PSS).

The subject of the project is the investigation of the ability of synchronous compensators to damp electromechanical oscillations.

Project objective

The objective of the project is to investigate the ability of synchronous compensators to damp electromechanical oscillations.

First, the nature of the electromechanical oscillation of a synchronous compensator and the ability of a power system stabilizer to increase the damping of this oscillation is studied.

Then the ability of a power system stabilizer incorporated into a synchronous compensator to increase the damping of the oscillation of an adjacent synchronous generator is studied.

The Small Signal Stability Toolbox (SSST) will be used to conduct the research. The SSST is a collection of Matlab functions that allow to build linearized dynamic models of electrical systems with detailed models of the generators and their controls, to perform self-analysis (eigenvalues, eigenvectors, shares, residuals and sensitivities) of them and to design stabilizers.

Project contains

The synchronous machine has the ability to respond inertially to a transient frequency variation thanks to the energy stored in the rotor. When the synchronous machine works as a compensator, it neither supplies nor consumes active power from the grid, only the active power losses due to the small resistance of the stator.

Regarding access to the Spanish Electricity Grid, the new regulation replaced the old one to make possible the integration of the volumes of renewable energy sources foreseen in the National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC), revising the criterion based on the Short Circuit Ratio, only used in this country. Circular 1/2021 of January 20 of the Comisión Nacional de los Mercados (CNMC) established that the asynchronous generation access capacity is determined considering three criteria:

- Short circuit power
- Static safety
- Dynamic safety

The installation of a synchronous compensator makes it possible to increase the access capacity at a network node, which is calculated according to the expression

$$P'_{MPE} = P_{MPE} \left(1 + \frac{S_{CS}}{X_{CS} S_{sc}} \right)$$

In this paper the problem of mechanical oscillations of synchronous generators is reviewed. These are represented as a constant voltage source behind the transient reactance.

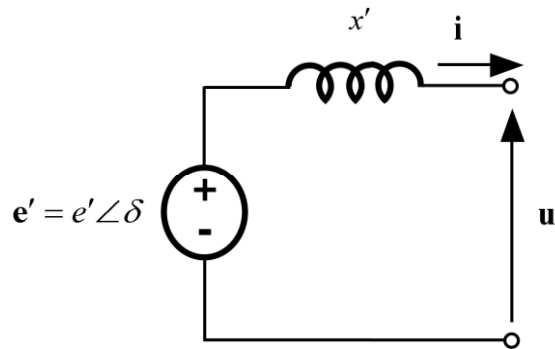


Figure 1-4: Synchronous machine equivalent circuit

If the generator is connected to a node of infinite power through a transformer and a line, the electrical power delivered by the generator is given by the expression

$$p_e = \frac{e' u_\infty}{x_T} \text{sen } \delta$$

This project studies and compares the performance and effect of installing a synchronous compensator in three different models:

- Synchronous compensator connected to an infinite power node.

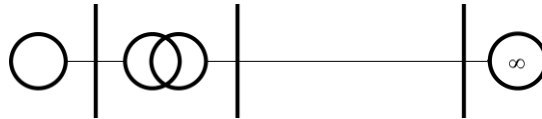


Figure 1-5: Single-line diagram of a synchronous generator/compensator connected to an infinite power node

- Synchronous generator and compensator connected in parallel to an infinite power node without stabilizer in the compensator itself.
- Synchronous generator and compensator connected in parallel to an infinite power node with stabilizer in the compensator itself.

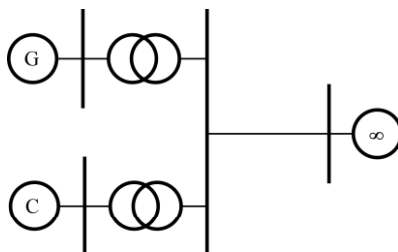


Figure 1-6: Generator in parallel with compensator connected to an infinite power node

Results

Synchronous compensator connected to an infinite-power node.

In the first case, as a simplified linear model with zero damping D, there is a very slight change in the natural frequency from 1.15 Hz (model with generator) to 1.17 Hz (model with compensator).

Complex eigenvalues					
N°	Real	Imag	Damp	Freq	Variable Max Part
2	0.0000	7.2488	0.00	1.15	Bus# 1 delta

Table 1-9: Eigenvalues of the simplified model of a generator connected to an infinite power node.

Complex eigenvalues					
N°	Real	Imag	Damp	Freq	Variable Max Part
2	0.0000	7.3282	0.00	1.17	Bus# 1 delta

Tabla 1-10: Eigenvalues of the simplified model of a compensator connected to an infinite power node.

In a more detailed model with the parameters present in section 4.2.1, eight eigenvalues are obtained: two pairs of conjugate complex eigenvalues and four real eigenvalues.

All eigenvalues have negative real part, so the system is stable. Pair number 3 of the conjugate complex eigenvalues has a smaller damping than pair 4, whose variable of major participation is the speed of the generator. This indicates that it is an eigenvalue dominated by the rotor dynamics, so it is called electromechanical. The frequency goes from 1.01 Hz (model with generator) to 0.87 Hz (model with compensator).

Complex eigenvalues					
N°	Real	Imag	Damp	Freq	Variable Max Part
4	-0.3069	6.3383	4.84	1.01	Bus# 1 omega
5	-0.4769	0.6996	56.33	0.13	Bus# 1 exc2
6	-36.5906	0.1486	100.00	5.82	Bus# 1 psikd
Real eigenvalues					
N°	Real	Time Constant		Variable Max Part	
7	-0.1422	7.0300		Bus# 1 gov3	
8	-3.2005	0.3125		Bus# 1 gov2	
9	-5.2317	0.1911		Bus# 1 psikq1	
10	-10.1526	0.0985		Bus# 1 gov1	
11	-99.7936	0.0100		Bus# 1 exc1	

Table 1-11: Eigenvalues of the detailed model of a generator connected to an infinite power node.

Complex eigenvalues						
N°	Real	Imag	Damp	Freq	Variable Max Part	
3	-1.7112	5.1993	31.26	0.87	Bus#	1 delta
4	-0.8449	0.6887	77.51	0.17	Bus#	1 exc2
Real eigenvalues						
N°	Real	Time Constant		Variable Max Part		
5	-2.3184	0.4313		Bus#	1 psikq1	
6	-36.0383	0.0277		Bus#	1 psikq2	
7	-36.5975	0.0273		Bus#	1 psikd	
8	-99.6695	0.01		Bus#	1 exc1	

Table 1-12: Eigenvalues of the detailed model of a compensator connected to an infinite power node.

If we compare the shares of the state variables in the electromechanical eigenvalue of a compensator with those of a generator, we can see that the shares of the direct axis fluxes and of the excitation variables in the electromechanical eigenvalue of a generator are not zero, unlike the shares of the direct axis fluxes and of the excitation variables of the compensator, which are zero.

Participation factors of the state variables in the mode (-0.3069 , 6.3383j)					
Variable		Real	Imag	Magn	Phase
Bus#	1 delta	0.4958	-0.0103	0.4959	-1.19
Bus#	1 omega	0.5105	-0.0142	0.5107	-1.60
Bus#	1 psifd	0.0068	0.0112	0.0131	58.87
Bus#	1 psikd	-0.0047	-0.0059	0.0075	-128.19
Bus#	1 psikq1	-0.0124	0.0139	0.0186	131.70
Bus#	1 psikq2	-0.0143	-0.0023	0.0144	-170.81
Bus#	1 gov1	0.0059	0.0059	0.0083	44.55
Bus#	1 gov2	0.0134	0.0032	0.0138	13.26
Bus#	1 gov3	-0.0002	-0.0008	0.0008	-102.22
Bus#	1 exc1	0.0008	0.0003	0.0009	17.65
Bus#	1 exc2	-0.0017	-0.0008	0.0019	-154.34

Table 1-13: Shares of state variables in the electromechanical eigenvalue of a generator connected to an infinite power node.

Participation factors of the state variables in the mode (-1.7112 , 5.1993j)					
Variable		Real	Imag	Magn	Phase
Bus#	1 delta	0.6363	-0.1186	0.6473	-10.56
Bus#	1 omega	0.6363	-0.1186	0.6473	-10.56
Bus#	1 psifd	0.0000	0.0000	0.0000	139.87
Bus#	1 psikd	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
Bus#	1 psikq1	-0.1251	0.2240	0.2566	119.18
Bus#	1 psikq2	-0.1475	0.0132	0.1481	174.89
Bus#	1 gov1	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
Bus#	1 gov2	0.0000	0.0000	0.0000	0.00

Table 1-14: Shares of state variables in the electromechanical eigenvalue of a compensator connected to an infinite power node.

It is also interesting to compare the Ω/V_{ref} residual corresponding to the electromechanical eigenvalue of a compensator with the Ω/V_{ref} residual corresponding to the electromechanical eigenvalue of a generator. It can be seen that the residual corresponding to the electromechanical eigenvalue of a generator is not zero, unlike the residual corresponding to the electromechanical eigenvalue of a compensator, which is zero.

Omega/Vref residues corresponding to the mode (-0.3069 , 6.3383j)			
Gen		Magnitude	Phase
Bus#	1	0.025403	83.66

Table 1-15: Residual Ω/V_{ref} corresponding to the electromechanical eigenvalue of a generator connected to an infinite power node.

Omega/Vref residues corresponding to the mode (-1.7112 , 5.1993j)			
Gen		Magnitude	Phase
Bus#	1	0.000000	48.78

Table 1-16: Residual Ω/V_{ref} corresponding to the electromechanical eigenvalue of a generator connected to an infinite power node.

The fact that the Ω/V_{ref} residual corresponding to the electromechanical eigenvalue is zero means that a V_s/Ω stabilizer could not damp the rotor oscillation.

Finally, with the sensitivity study of the frequency and damping of the electromechanical eigenvalue in relation to the reactive power generation of the compensator it is observed:

- If the generator terminal voltage is higher than 1.0 pu (1.05 pu) then the compensator supplies reactive power and if the generator terminal voltage is lower than 1.0 pu (0.5 pu) then the compensator consumes reactive power.
- Electromechanical mode damping decreases as voltage rises and frequency increases.

Synchronous generator and compensator connected in parallel to an infinite power node without stabilizer in the compensator itself.

In this case, the state matrix of the model has 19 eigenvalues. The pairs of complex eigenvalues 6 and 7 correspond to the so-called electromechanical eigenvalues since the variable of major participation is the speed of a generator.

Eigenvalue number 6 corresponds to the generator oscillation against the compensator. Eigenvalue number 7 corresponds to the oscillation of the generator and compensator against the infinite network.

If the sensitivity of the eigenvalues to reactive power generation or consumption is now studied, it should be noted that when the damping of the generator oscillation against the compensator decreases as reactive power is consumed while the damping of the generator oscillation and compensator against the infinite network increases.

Synchronous generator and compensator connected in parallel to an infinite power node with a stabilizer in the compensator itself.

It is now proposed to improve the damping of the oscillation of the generator against the compensator by installing a stabilizer in the compensator itself. For this purpose, attention must be paid to the Ω/V_{ref} residuals. It can be seen that the largest residual is that of the generator. However, the compensator does not exhibit zero residual.

The stabilizer is designed using the residuals. It is seen that the damping of the eigenvalue representing the oscillation of the generator against the compensator increases from 3% to 19% while the damping of the eigenvalue representing the oscillation of the generator and compensator against the infinite network decreases from 38% to 26%. The adverse effects are perfectly acceptable.

Conclusions

- Synchronous compensators are an increasingly common solution to the various problems posed by the massive incorporation of inverter-based generation into the power system.
- A synchronous compensator, like any synchronous machine, exhibits an oscillation mode of a frequency about 1 Hz. That oscillation is called electromechanical. The damping is superior to the damping of a synchronous machine operating as a generator.
- The damping of the electromechanical oscillation of a synchronous compensator connected to an infinite power node cannot be increased by using a power system stabilizer since the direct shaft and excitation fluxes do not participate in this oscillation mode.
- In the case of a generator in parallel with a compensator, the oscillation of the generator against the compensator is poorly damped while the oscillation of the generator and compensator against the infinite network is well damped.
- The installation of a stabilizer in a compensator in parallel with a generator connected to an infinite grid is able to damp the oscillation of the synchronous generator against the compensator.

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mi tutor Luis por toda la disponibilidad y ayuda que me ha brindado, por haberme acogido y acompañado totalmente en este proyecto.

También, darle las gracias a mi familia por haberme apoyado sentimental y económicamente hasta este punto. Han sabido guiarme y aconsejarme en todo momento, haciendo gala de un muy buen criterio para discernir entre qué contribuía al desarrollo de mi persona y qué no.

Por último, quiero hacer una especial mención a Jaime y Diego, mis dos amigos y compañeros de vida. Gracias por haberme acompañado en todas esas tardes de estudio, clases magistrales, risas, lloros y frustraciones. Espero que, estos dos años que prolongamos nuestra estancia bajo el techo de esta universidad, sean igual o mejores.

Tabla de contenidos

1	Introducción	21
1.1	El tema del proyecto	21
1.2	Objetivos)	22
1.3	Organización del documento	22
2	Compensadores síncronos	23
2.1	Regímenes de funcionamiento de la máquina síncrona	23
2.2	Diagrama de capacidad	25
2.3	Corriente de cortocircuito de una máquina síncrona	25
2.4	Respuesta inercial de una máquina síncrona	27
2.5	Arranque y sincronización	27
3	Acceso de generación asíncrona a la red en España	28
3.1	Regulación antigua	28
3.2	Regulación nueva	31
3.2.1	Potencia de cortocircuito	32
3.2.2	Estabilidad estática	33
3.2.3	Estabilidad dinámica	34
3.3	Aumento de la capacidad de acceso por conexión de un compensador síncrono	36
4	Oscilaciones electromecánicas de generadores síncronos	38
4.1	Modelo simplificado	38
4.1.1	Modelo no lineal	38
4.1.2	Modelo no lineal	42
4.1.3	Caso ejemplo	44
4.2	Modelo detallado	44
4.2.1	Caso ejemplo	45
5	Oscilaciones electromecánicas de compensadores síncronos	49
5.1	Modelo simplificado	49
5.2	Modelo detallado	49
5.2.1	Compensador síncrono	49
5.2.2	Compensador síncrono y generador síncrono	52
5.2.3	Compensador síncrono con estabilizador y generador síncrono	55
6	La contribución a los objetivos de desarrollo sostenible	58
7	Conclusiones	60
8	Anexo A. Sistemas dinámicos lineales	61
8.1	Modelos lineales de sistemas dinámicos	61
8.2	Autovalores y autovectores	62
8.3	Factores de participación	63
8.4	Residuos	64
8.5	Sensibilidades	65
9	Anexo B. Ajuste de estabilizadores	67
9.1	Sistemas de excitación y estabilizadores del sistema de potencia	67
9.2	Principio de funcionamiento del estabilizador del sistema de potencia	68
9.3	Ajuste de un estabilizador para amortiguar un modo por sensibilidades	70
9.3.1	Diseño de la red de compensación de fase	72
9.3.2	Determinación de la ganancia	73
10	Referencias	74

Índice de figuras

Figura 1-1: Circuito equivalente de la máquina síncrona	iii
Figura 1-2: Diagrama unifilar de un generador/compensador síncrono conectado a un nudo de potencia infinita	iii
Figura 1-3: Generador en paralelo con compensador conectados a un nudo de potencia infinita	iii
Figure 1-4: Synchronous machine equivalent circuit	x
Figure 1-5: Single-line diagram of a synchronous generator/compensator connected to an infinite power node	x
Figure 1-6: Generator in parallel with compensator connected to an infinite power node	x
Figura 2-1: Circuito equivalente de la máquina síncrona en régimen permanente.	23
Figura 2-2: Diagramas vectoriales de la máquina síncrona funcionando como generador, motor y compensador sobreexcitada y subexcitada.	24
Figura 2-3: Diagrama de capacidad de una máquina síncrona.	25
Figura 2-4: Corriente de cortocircuito de una máquina síncrona.	26
Figura 2-5: Circuito equivalente subtransitorio de la máquina síncrona.	26
Figura 2-6: Respuesta inercial de una máquina síncrona.	27
Figura 3-1: Equivalente Thévenin en el punto de conexión.	29
Figura 3-2: Interpretación del SCR en caso de conexión a una red de baja tensión.	29
Figura 3-3: Interpretación del SCR en caso de conexión a una red de alta tensión.	30
Figura 3-4: Capacidad de acceso en La Rioja a 30 de abril de 2021 según la regulación pasada.	30
Figura 3-5: Lugar de las raíces en función el SCR para dos opciones de diseño de regulador de la PLL.	31
Figura 3-6: Modelos no-lineales y lineales del Sistema eléctrico.	32
Figura 3-7: Curvas generación-duración de generación eólica y solar fotovoltaica y probabilidad de vertido.	34
Figura 3-8: Circuito equivalente de un modulo de parque eléctrico conectado a la red de transporte en caso de una falta trifásica.	35
Figura 3-9: Simulación en el dominio del tiempo de una falta trifásica de 250 ms y requisito del código de red.	35
Figura 3-10: Capacidad de acceso publicada el 1 de julio de 2021 para un conjunto seleccionado de nudos.	36
Figura 3-11: Circuito equivalente con compensador síncrono.	36
Figura 4-1: Circuito equivalente de un generador síncrono para estudios de estabilidad.	40
Figura 4-2: Diagrama unifilar de un generador síncrono conectado a un nudo de potencia infinita.	40
Figura 4-3: Circuito equivalente de un generador síncrono conectado a un nudo de potencia infinita.	41
Figura 4-4: Modelo del sistema de la turbina de vapor.	45
Figura 4-5: Modelo del sistema de excitación estático.	45

Figura 5-1: Generador en paralelo con compensador conectados a un nudo de potencia infinita.	52
Figura 8-1: Sistema con realimentación representado mediante funciones de transferencia.	65
Figura 8-2: Un sistema con realimentación escrito en forma híbrida explícita sin relación directa entre la entrada y la salida de la parte representada en forma de espacio de estado.	66
Figura 9-1: Componentes de un sistema de excitación de una máquina síncrona.	67
Figura 9-2: Modelo de un estabilizador.	69
Figura 9-3: Respuesta en frecuencia de una red de adelanto de fase.	69
Figura 9-4: Respuesta en frecuencia de un filtro wash-out.	70
Figura 9-5: Interpretación geométrica del método de las sensibilidades de autovalores aplicado al diseño de un estabilizador.	71

Índice de tablas

Tabla 1-1: Autovalores del modelo simplificado de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.	iv
Tabla 1-2: Autovalores del modelo simplificado de un compensador conectado a un nudo de potencia infinita.	iv
Tabla 1-3: Autovalores del modelo detallado de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.	iv
Tabla 1-4: Autovalores del modelo detallado de un compensador conectado a un nudo de potencia infinita.	v
Tabla 1-5: Participaciones de las variables de estado en el autovalor electromecánico de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.	v
Tabla 1-6: Participaciones de las variables de estado en el autovalor electromecánico de un compensador conectado a un nudo de potencia infinita.	v
Tabla 1-7: Residuo Ω/V_{ref} correspondiente al autovalor electromecánico de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.	vi
Tabla 1-8: Residuo Ω/V_{ref} correspondiente al autovalor electromecánico de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.	vi
Table 1-9: Eigenvalues of the simplified model of a generator connected to an infinite power node.	xi
Tabla 1-10: Eigenvalues of the simplified model of a compensator connected to an infinite power node.	xi
Table 1-11: Eigenvalues of the detailed model of a generator connected to an infinite power node.	xi
Table 1-12: Eigenvalues of the detailed model of a compensator connected to an infinite power node.	xii
Table 1-13: Shares of state variables in the electromechanical eigenvalue of a generator connected to an infinite power node.	xii
Table 1-14: Shares of state variables in the electromechanical eigenvalue of a compensator connected to an infinite power node.	xii
Table 1-15: Residual Ω/V_{ref} corresponding to the electromechanical eigenvalue of a generator connected to an infinite power node.	xiii
Table 1-16: Residual Ω/V_{ref} corresponding to the electromechanical eigenvalue of a generator connected to an infinite power node.	xiii
Tabla 4-1: Autovalores del modelo simplificado de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.	44
Tabla 4-2: Autovalores del modelo detallado de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.	46
Tabla 4-3: Participaciones de los subsistemas del modelo detallado de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.	47
Tabla 4-4: Participaciones de las variables de estado en el autovalor electromecánico de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.	48
Tabla 4-5: Residuo Ω/V_{ref} correspondiente al autovalor electromecánico de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.	48

Tabla 5-1: Autovalores del modelo simplificado de un compensador conectado a un nudo de potencia infinita.	49
Tabla 5-2: Autovalores del modelo detallado de un compensador conectado a un nudo de potencia infinita.	50
Tabla 5-3: Participaciones de las variables de estado en el autovalor electromecánico de un compensador conectado a un nudo de potencia infinita.	50
Tabla 5-4: Residuo Ω/V_{ref} correspondiente al autovalor electromecánico de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.	51
Tabla 5-5: Autovalor electromecánico de compensador conectado a un nudo de potencia infinita al variar la tensión en bornes (potencia reactiva generada).	52
Tabla 5-6: Autovalores del modelo detallado de un generador en paralelo con un compensador conectados a un nudo de potencia infinita.	53
Tabla 5-7: Forma del modo correspondiente al autovalor electromecánico número 6 de un generador en paralelo con un compensador conectados a un nudo de potencia infinita.	53
Tabla 5-8: Forma del modo correspondiente al autovalor electromecánico número 7 de un generador en paralelo con un compensador conectados a un nudo de potencia infinita.	53
Tabla 5-9: Autovalores del modelo detallado de un generador en paralelo con un compensador, generando potencia reactiva, conectados a un nudo de potencia infinita.	54
Tabla 5-10: Autovalores del modelo detallado de un generador en paralelo con un compensador, consumiendo potencia reactiva, conectados a un nudo de potencia infinita.	55
Tabla 5-11: Residuos Ω/V_{ref} correspondiente al autovalor electromecánico de un generador en paralelo con un compensador, consumiendo potencia reactiva, conectados a un nudo de potencia infinita .	55
Tabla 5-12: Diseño del estabilizador de potencia del compensador para mejor el amortiguamiento al autovalor electromecánico de un generador en paralelo con un compensador conectados a un nudo de potencia infinita.	56
Tabla 5-13: Autovalores del modelo detallado de un generador en paralelo con un compensador con estabilizador, consumiendo potencia reactiva, conectados a un nudo de potencia infinita.	57

1 Introducción

Este capítulo establece el tema del proyecto y plantea sus objetivos. También detalla la organización del documento.

1.1 El tema del proyecto

La incorporación masiva de generación basada en inversores (también llamada generación asíncrona) va a dar lugar a una reducción de las corrientes de cortocircuito y de la inercia de los sistemas de energía eléctrica. La generación basada en inversores se caracteriza por su atomización y dispersión. Estos problemas son más acuciantes en redes débiles. Se entiende por redes débiles, aquellas redes de baja relación de cortocircuito (SCR, Short Circuit Ratio) y de baja inercia [1].

Los compensadores síncronos ofrecen soluciones técnicas a estos problemas ya que suministran corrientes de cortocircuito y tienen inercia. Además, son un medio robusto de control de tensión [2].

Los compensadores síncrono están cobrando gran actualidad en todo el mundo. La prueba de ello es la publicación inminente de un Technical Brochure sobre la materia por el Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (Cigre) [3].

Los compensadores síncronos están cobrando gran actualidad, también en España, ya que uno de los criterios que determinan la capacidad de acceso a la red de generación asíncrona está relacionado con la potencia de cortocircuito de nudo de la red donde se va a conectar dicha generación. Tal y como se ha señalado, los compensadores síncronos pueden contribuir al aumento de la potencia de cortocircuito en un nudo y por tanto a aumentar a la capacidad de acceso. Así ha quedado recogido en el denominado concurso de transición justa del nudo Andorra 400 kV (concurso por el que se ha de otorgar nueva capacidad de acceso tras el cierre de la central térmica Teruel) [4].

Las oscilaciones electromecánicas son oscilaciones de las variables del sistema eléctrico (tensión, frecuencia, potencia por líneas) en el margen de frecuencias entre 0,1 y 2 Hz que tienen su origen en las oscilaciones mecánicas de los rotores de los generadores síncronos ([5], [6]). El método más eficaz para el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas es la incorporación de un control suplementario a los sistemas de excitación de los generadores síncronos denominado estabilizador del sistema de potencia (Power System Stabilizer, PSS, en la literatura técnica en inglés). También se ha propuesto incorporar estabilizadores del sistema de potencia a dispositivos FACTS, enlaces en corriente continua, aerogeneradores, inversores solares fotovoltaicos y baterías.

El tema del proyecto es la investigación de la capacidad de los compensadores síncronos para amortiguar oscilaciones electromecánicas.

1.2 Objetivos

El objetivo del proyecto es investigar la capacidad de los compensadores síncronos para amortiguar oscilaciones electromecánicas.

Primero se estudiará la naturaleza de la oscilación electromecánica de un compensador síncrono y la capacidad de un estabilizador del sistema de potencia de aumentar el amortiguamiento de dicha oscilación.

Después se estudiará la capacidad de un estabilizador del sistema de potencia de incorporado a un compensador síncrono para aumentar el amortiguamiento de la oscilación de un generador síncrono adyacente.

Para realizar la investigación se utilizará la Small Signal Stability Toolbox (SSST) desarrollada por el director de este proyecto, Prof. D. Luis Rouco Rodríguez ([7], [8]). La SSST es una colección de funciones Matlab que permiten construir modelos dinámicos linealizados de sistemas eléctricos con modelos detallados de los generadores y sus controles, realizar el autoanálisis (autovalores, autovectores, participaciones, residuos y sensibilidades) de los mismos y diseñar estabilizadores.

1.3 Organización del documento

Esta memoria contiene 10 capítulos.

El capítulo 1 introduce el contenido del proyecto y la metodología seguida para el mismo.

El capítulo 2 explica el funcionamiento de los compensadores síncronos.

El capítulo 3 revisa el problema de acceso de la generación asíncrona en España.

El capítulo 4 revisa el problema de las oscilaciones electromecánicas de generadores síncronos.

El capítulo 5 aborda el análisis de las oscilaciones electromecánicas de compensadores síncronos.

El capítulo 6 relaciona el proyecto con los objetivos de desarrollo sostenible.

El capítulo 7 resume las conclusiones del proyecto.

El capítulo 8 es un anexo que revisa el análisis de los sistemas dinámicos lineales.

El capítulo 9 es un anexo que revisa el ajuste de estabilizadores del sistema de potencia.

El capítulo 10 contiene las referencias bibliográficas.

2 Compensadores síncronos

Este capítulo explica el funcionamiento de la máquina síncrona como compensador síncrono.

2.1 Regímenes de funcionamiento de la máquina síncrona

Para comprender el funcionamiento de la máquina síncrona como compensador, se explicarán los regímenes de funcionamiento de la misma partiendo de su circuito equivalente (ver Figura 2-1).

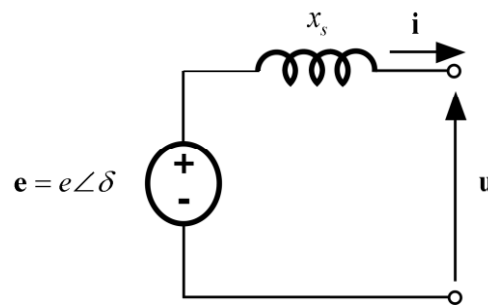


Figura 2-1: Circuito equivalente de la máquina síncrona en régimen permanente.

La máquina síncrona puede funcionar como generador, motor y compensador. Considérese el circuito equivalente de la Figura 2-1. Cuando funciona como generador, la máquina suministra potencia activa a la red. Cuando funciona como motor, la máquina consume potencia activa de la red. Cuando funciona como compensador ni suministra ni consume potencia activa de la red. Aunque la resistencia del estator es pequeña, no es nula por lo que en el funcionamiento real de la máquina como compensador, la máquina consume la potencia activa de pérdidas.

La Figura 2-2 muestra los diagramas vectoriales de la máquina síncrona como generador, motor y compensador cuando genera potencia reactiva (funcionamiento sobreexcitado) y cuando consume potencia reactiva (funcionamiento subexcitado).

Cuando la máquina funciona como compensador y genera potencia reactiva, la excitación es superior a la tensión en bornes y la corriente está retrasada 90° respecto a la tensión.

Cuando la máquina funciona como compensador y consume potencia reactiva, la excitación es inferior a la tensión en bornes y la corriente está adelantada 90° respecto a la tensión.

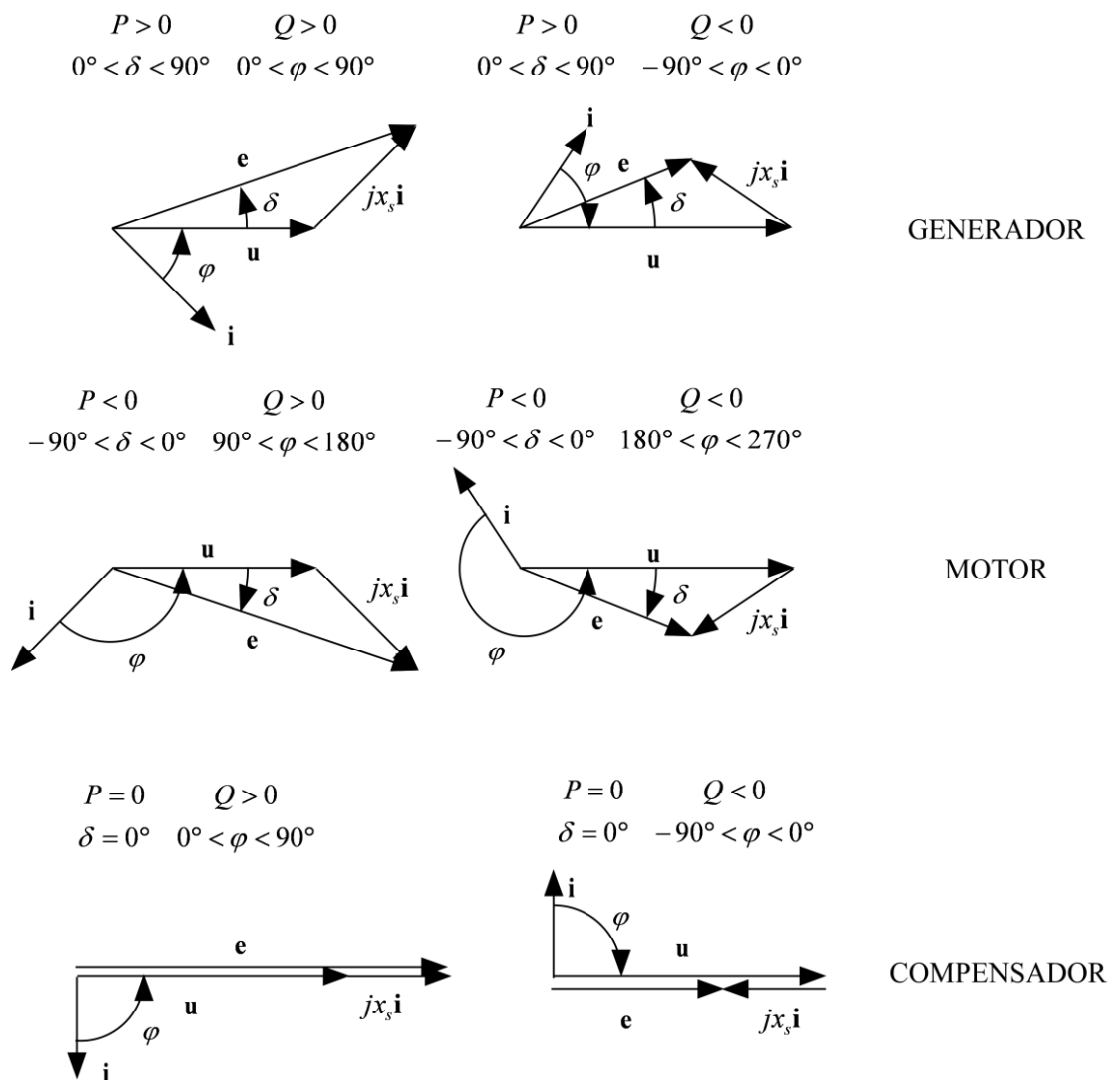


Figura 2-2: Diagramas vectoriales de la máquina síncrona funcionando como generador, motor y compensador sobreexcitada y subexcitada.

2.2 Diagrama de capacidad

La Figura 2-3 muestra el diagrama de capacidad de una máquina síncrona. En un compensador síncrono la máxima corriente de rotor se selecciona de tal forma que logre que suministre la potencia aparente nominal con potencia activa nula.

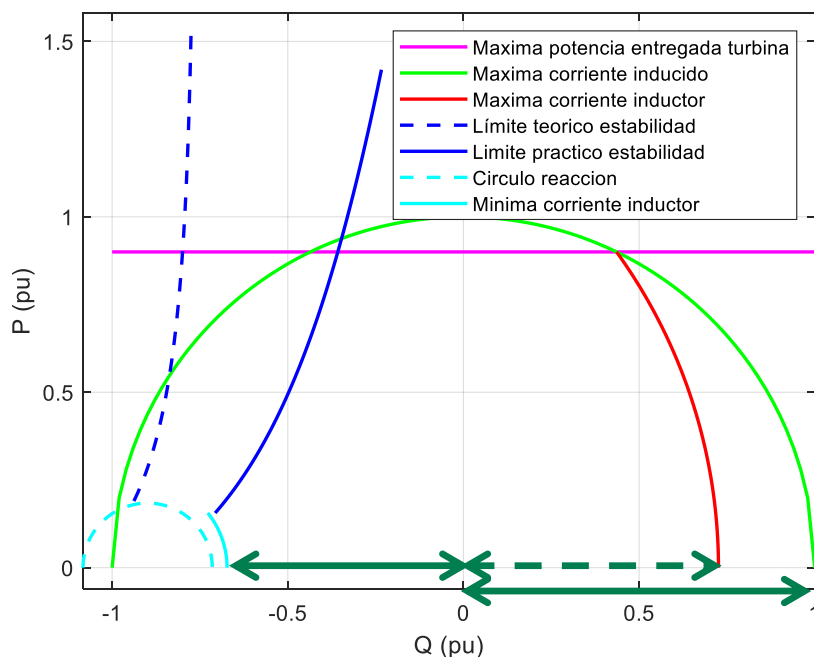


Figura 2-3: Diagrama de capacidad de una máquina síncrona.

2.3 Corriente de cortocircuito de una máquina síncrona

El circuito equivalente de la Figura 2-1 no refleja el funcionamiento de la máquina síncrona en caso de un cortocircuito súbito. En el caso típico de una máquina con una reactancia síncrona igual a 2 pu, la corriente en caso de un cortocircuito con la máquina en vacío a tensión nominal sería 0.5 pu de la corriente nominal. Si embargo, la corriente de cortocircuito puede valer entre 5 y 10 pu tal y como muestra la Figura 2-4. Ello se representa de forma aproximada por el circuito equivalente de la Figura 2-5 que está expresado en términos de la reactancia síncrona subtransitoria que se encuentra entre 0.1 y 0.2 pu.

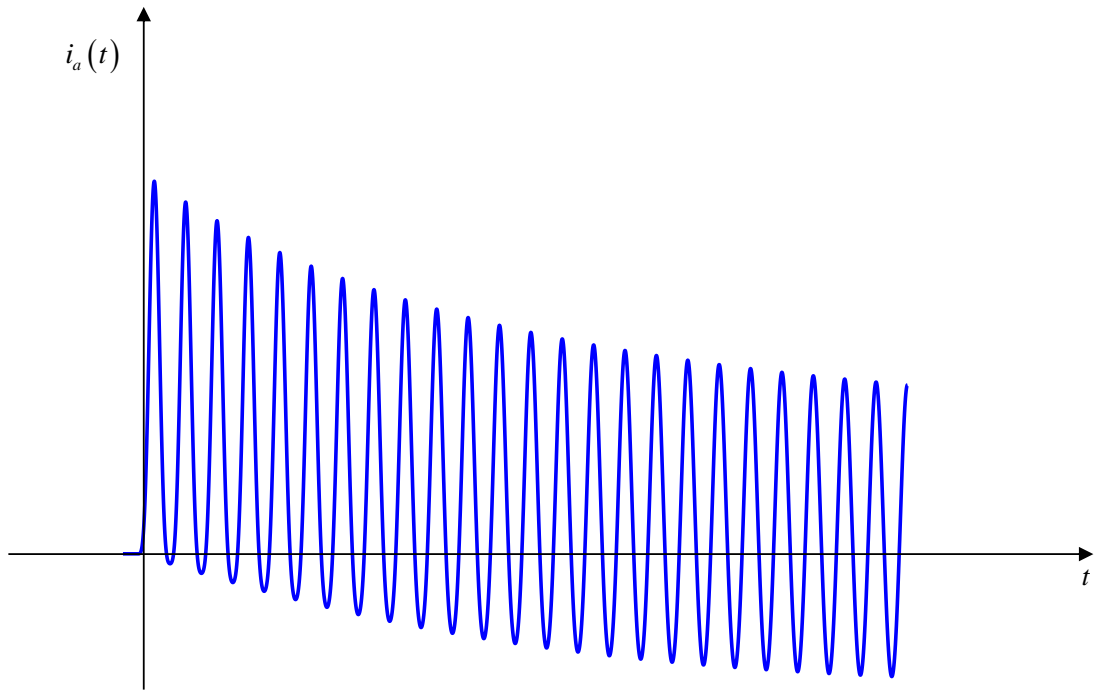


Figura 2-4: Corriente de cortocircuito de una máquina síncrona.

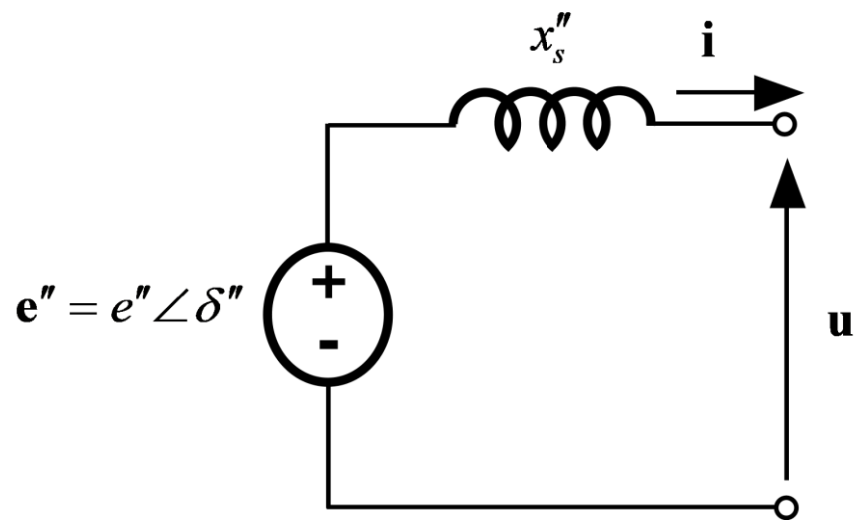


Figura 2-5: Circuito equivalente subtransitorio de la máquina síncrona.

2.4 Respuesta inercial de una máquina síncrona

La máquina síncrona exhibe una respuesta inercial. Ello quiere decir que entrega energía que se encuentra almacenada en el rotor cuando se produce una variación transitoria de la frecuencia. La Figura 2-6 muestra la respuesta inercial de una máquina síncrona.

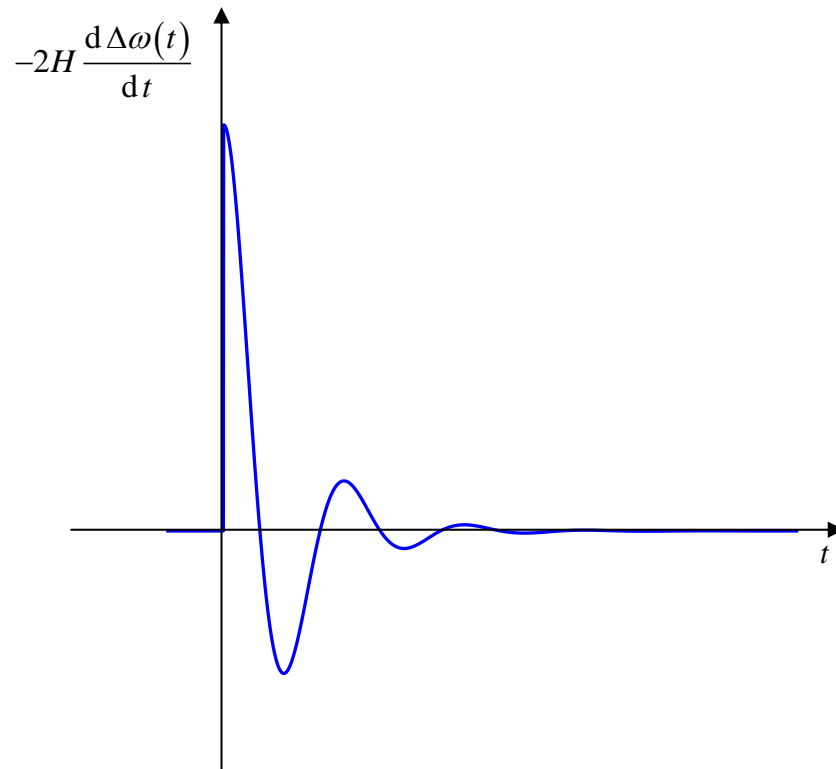


Figura 2-6: Respuesta inercial de una máquina síncrona.

2.5 Arranque y sincronización

La máquina síncrona no exhibe par de arranque cuando está en reposo. Ello quiere decir que una máquina síncrona que va a funcionar como compensador debe estar equipada con un motor auxiliar que lleve el rotor a la velocidad de sincronismo. Hoy en día dicho motor auxiliar es un motor de inducción con control electrónico de velocidad con un variador. Una vez que se realiza la sincronización a la red el accionamiento del motor de inducción puede desconectarse y el compensador pasará a tomar de la potencia activa de pérdidas (pérdidas eléctricas en el estator y pérdidas mecánicas).

3 Acceso de generación asíncrona a la red en España

Este capítulo revisa los criterios de acceso de la generación asíncrona a la red en España. También muestra cómo un compensador síncrono puede aumentar la capacidad de acceso en un nudo. Esta revisión está basada en [9].

3.1 Regulación antigua

La primera regulación sobre la conexión de fuentes de energía renovables a la red data de 1985 [10]. Estaba motivada fundamentalmente por la necesidad de abordar la conexión de centrales minihidráulicas y de cogeneración. El requisito general era que la capacidad de la línea a la que se conectaban centrales de menos de 5000 kVA debía tener una capacidad de al menos el 50% de la potencia nominal de dichas centrales. También abordó la conexión de generadores de inducción de tal manera que la caída de tensión en el arranque no fuera superior al 5%. Además, planteó que la potencia nominal de los generadores eólicos debía de ser menor que 1/20 de la potencia de cortocircuito de la red para evitar que las variaciones de tensión debidas a la variación de la velocidad del viento fueran excesivas. En otras palabras

$$\frac{P_n}{S_{sc}} \leq \frac{1}{20} \quad (0.1)$$

donde

S_{sc} es la potencia de cortocircuito de la red en MVA y

P_n es la potencia nominal de la planta en MW

De acuerdo con [1], la relación de cortocircuito (Short Circuit Ratio, SCR, en la literatura en inglés) se define como

$$SCR = \frac{S_{sc}}{P_n}$$

Por tanto, el requisito (0.1) se puede formular como

$$SCR \geq 20 \quad (0.2)$$

Se discute a continuación el significado físico del SCR. Si se representa la red en el punto de conexión por su equivalente Thévenin (Figura 3-1), el SCR es la inversa de la impedancia de cortocircuito Z_{sc}

$$SCR = \frac{1}{Z_{sc} (pu)}$$

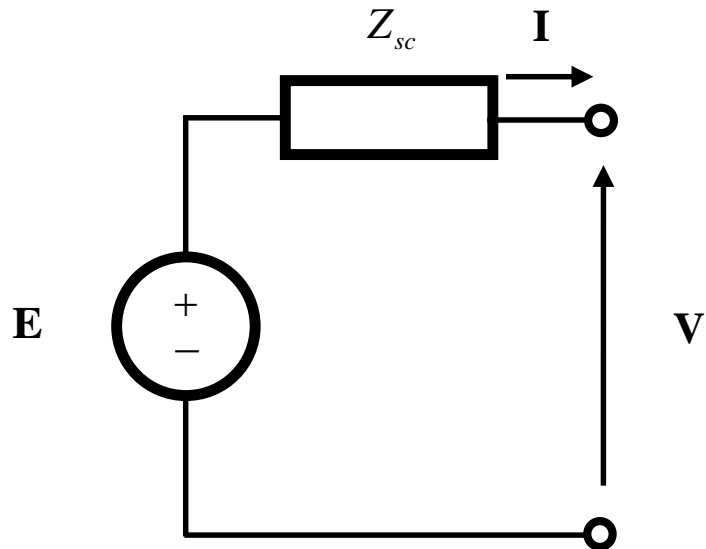


Figura 3-1: Equivalente Thévenin en el punto de conexión.

Si el generador renovable se conecta a una red de baja tensión (cuya impedancia es resistiva), el SCR es igual a la variación de tensión cuando se desconecta un generador que estaba suministrando la potencia nominal con factor de potencia unidad (Figura 3-2).

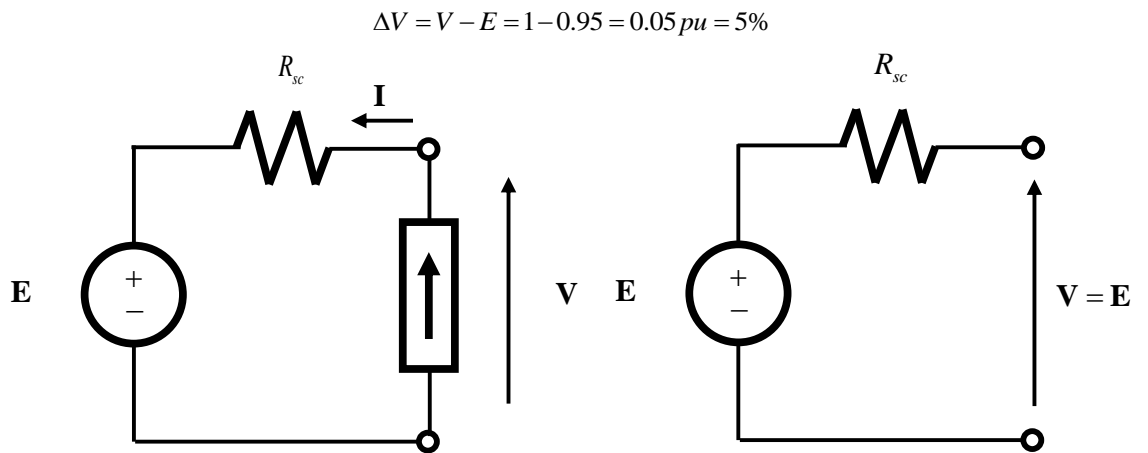


Figura 3-2: Interpretación del SCR en caso de conexión a una red de baja tensión.

Si el generador renovable se conecta a una red de alta tensión (cuya impedancia es inductiva), el SCR es el límite superior de la variación de tensión cuando se desconecta un generador que estaba suministrando la potencia nominal (Figura 3-3). Así, si el factor de potencia es 0.9 inductivo las variación de tensión es del 2.29%.

$$\begin{aligned}
 \mathbf{E} &= \mathbf{V} - jX_{sc} \mathbf{I} \\
 &= 1.0 - j0.05 \cdot (1 - j0.4843) \\
 &= 0.9771 pu \\
 \Delta V &= V - E = 0.0229 = 2.29\%
 \end{aligned}$$

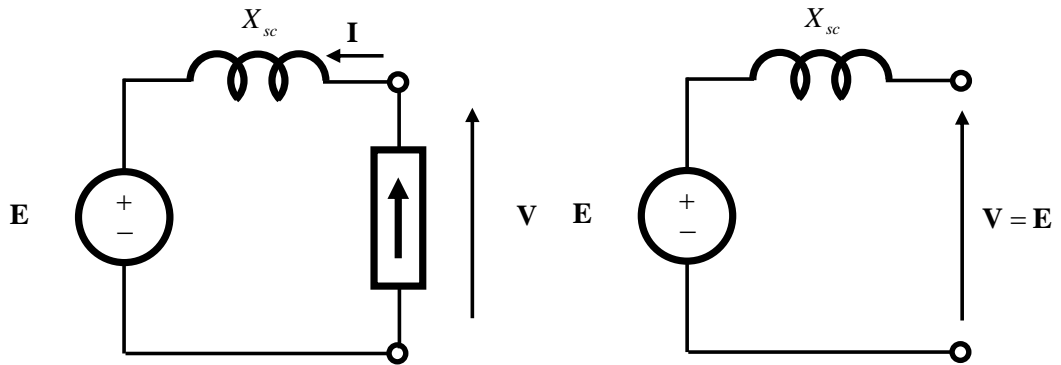



Figura 3-3: Interpretación del SCR en caso de conexión a una red de alta tensión.

El Real Decreto 413/2014 de 6 de junio [11] extendió para todas las fuentes de energía no gestionables la orden ministerial de 1985. Las fuentes de energía no gestionables son la energía eólica y solar fotovoltaicas. Se asumió que la energía solar térmica era gestionable.

Debe resaltarse que el citado Real Decreto no contempla la posibilidad de plantas híbridas eólicas o solares fotovoltaicas que sean gestionables con la ayuda de sistemas de almacenamiento de energía por baterías.

El Operador del Sistema español publicaba periódicamente la capacidad de acceso nodal [12]. La Figura 3-4 muestra la capacidad de acceso en La Rioja a 30 de abril de 2021 según la regulación pasada. La Rioja tiene un nudo a 400 kV y cinco nudos a 220 kV.



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

Grupo Red Eléctrica

Dirección de Desarrollo del Sistema
Departamento de Acceso a Red

Capacidad máxima admisible para generación renovable en los nudos de la red de transporte y red de distribución subyacente en La Rioja

Situación 30 de abril de 2021
Capacidad y Margen de Acceso según Soc [MWh/om]

Subestación de red de transporte (de conexión física a red dicha o bien de afección para generación con conexión en distribución)	Subestación Existente (E)/ Planificada (P)	Posiciones de la red de transporte para (Ver Consideraciones)						Capacidad y Margen de Acceso según Soc [MWh/om]			
		conexión directa a red de transporte			apoyo a la red de distribución			Escenario de maximización Eólica		Escenario de maximización No Eólica	
		E	P	RDL	E	P	RDL	Capacidad	Margen	Capacidad	Margen
Nudos de 400 kV											
Santa Engracia 400	E			✓				610-630	60-80	490-510	40-60
Nudos de 220 kV											
El Sequero 220	E	✓	✓	✓			344	-	62	-	
Haro 220	E		✓	✓	✓		-	-	320	-	
Logroño 220 [SE no amp.]	E			✓			190-210	160-180	150-170	100-120	
Quel 220	E	✓		✓			227	-	88	-	
Santa Engracia 220	E			✓			140	-	196	-	

Figura 3-4: Capacidad de acceso en La Rioja a 30 de abril de 2021 según la regulación pasada.

3.2 Regulación nueva

Los diferentes actores del sistema eléctrico acordaron que se necesitaba una nueva regulación de acceso a la red para hacer posible la integración de los volúmenes de fuentes de energía renovables previstas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) ([13], [14]). Los trabajos empezaron en el otoño de 2019 revisando el criterio basado en el SCR. Debe tenerse presente que el sistema eléctrico español es el único que utiliza el criterio basado en el SCR para determinar la capacidad de acceso. La motivación para mantener el criterio basado en el SCR ha sido el impacto de la fortaleza de la red en la estabilidad de los controles de los aerogeneradores basados en generadores de inducción doblemente alimentados [15]. La Figura 3-5 muestra el lugar de las raíces en función el SCR para dos opciones de diseño de regulador de la PLL: el ancho de banda del regulador de la PLL es 0.2 y 0.3 el ancho de banda de los reguladores de corriente. La Figura 3-5 confirma que una pareja de autovalores complejos conjugados puede ser inestables sin la red es muy débil.

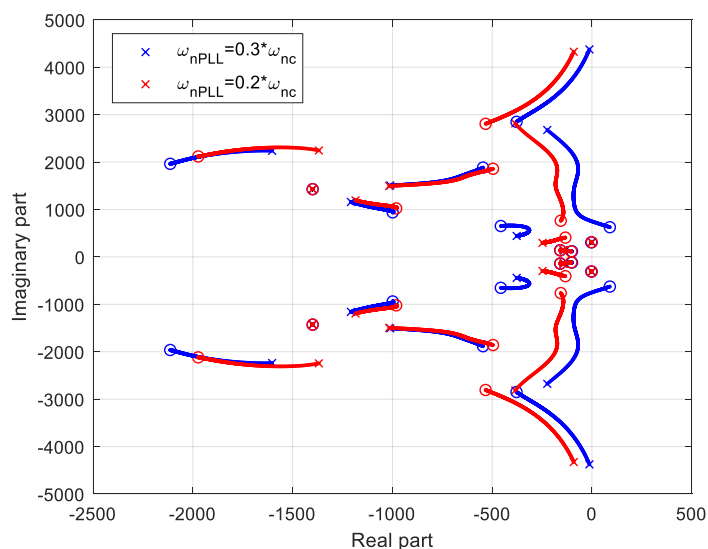


Figura 3-5: Lugar de las raíces en función el SCR para dos opciones de diseño de regulador de la PLL.

La nueva regulación comprende

- Circular 1/2021 of 20 de enero de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) [16]
- Resolución de la CNMC de 20 de mayo de 2021 [17]

La circular 1/2021 of 20 de enero de la CNMC establece que la capacidad de acceso de generación asíncrona (generación conectada a la red a través de convertidores electrónicos) se determina teniendo presente tres criterios

- Potencia de cortocircuito
- Seguridad estática
- Seguridad dinámica

La resolución de 20 de mayo de 2021 de la CNMC establece las especificaciones de detalle para realizar el cálculo de las capacidades de acceso a las redes de transporte y distribución.

3.2.1 Potencia de cortocircuito

El criterio de potencia de cortocircuito requiere que el WSCR de los módulos de parque eléctrico dentro del área de influencia sean mayores que

- 10 cuando hay módulos de parque eléctrico que no cumplen el reglamento de la UE 2016/631 [18]
- 6 cuando todos los módulos de parque eléctrico cumplen con el reglamento de la UE 2016/631

El WSCR se define como [19]

$$WSCR = \frac{\sum_i S_{sc,i} \cdot P_{n,i}}{\left(\sum_i P_{n,i}\right)^2}$$

El área de influencia se determina mediante el denominado “Multi In-feed Influence Factor” (MIFF) que se definen como ([20], [21])

$$MIFF_{ij} = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_j}$$

Los MIFFs pueden calcularse utilizando modelos no-lineales (flujo de cargas) o modelos lineales (cortocircuitos) del sistema eléctrico tal y como se muestran en la Figura 3-6.

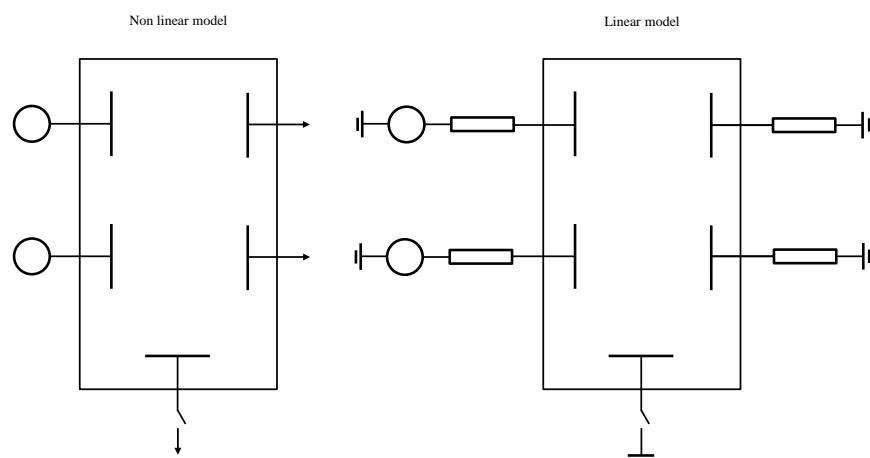


Figura 3-6: Modelos no-lineales y lineales del Sistema eléctrico.

El modelo no-lineal del sistema eléctrico está descrito por las ecuaciones linealizadas del flujo de cargas en términos de la matriz Jacobiana

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{V}} \\ \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{V}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} = \mathbf{J} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix})$$

Así, los MIIFs pueden calcularse según

$$MIIF_{ij} = \left. \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i} \right|_{\Delta Q_i=1} = \frac{\mathbf{J}_{\Delta Q_i, \Delta V_j}^{-1}}{\mathbf{J}_{\Delta Q_i, \Delta V_i}^{-1}}$$

El modelo lineal del sistema eléctrico está descrito por las ecuaciones nodales en términos de la matriz de admitancias nodales

$$\begin{aligned} \mathbf{Y}_{bus} \mathbf{V} &= \mathbf{I} \\ \mathbf{Z}_{bus} &= \mathbf{Y}_{bus}^{-1} \end{aligned}$$

Así, los MIIFs pueden calcularse según

$$MIIF_{ij} = \left. \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i} \right|_{\Delta I_i=1} = \frac{Z_{bus,ij}}{Z_{bus,ii}}$$

3.2.2 Estabilidad estática

El cumplimiento del criterio de estabilidad estática requiere que la red es capa de evacuar la producción de la planta de generación renovable en el 90% del tiempo. En otras palabras, que no hay sobrecargas en las condiciones N y N-X previstas en el Procedimiento de Operación 1.1 [22]. Ello significaría que se pueden aplicar medidas de Alivio de congestions el 10% restante del tiempo. Además, se deben de cumplir con los criterios de desarrollo de la red de transporte contenidos en el Procedimiento de Operación 13.1 [23].

La capacidad de las plantas de generación renovable de evacuar el 90% de su producción está amparada en el artículo 13.5 del reglamento de la UE 2019/94 [24] y en las curvas generación duración de la generación eólica y solar fotovoltaica (Figura 3-7).

El procedimiento de cálculo comprende los siguientes pasos

- Simulación horaria del horizonte de planificación utilizando un modelo de generación de nudo único
- Selección de un conjunto representativo de escenarios por agrupamiento (que asocia una probabilidad de ocurrencia a cada uno de ellos)
- Cálculo de las producciones factibles utilizando un modelo generación-red

La resolución de 20 de mayo de 2021 de la CNMC no detalla la potencia nominal de cada planta. Una suposición razonable sería suponer que la potencia nominal corresponde a la capacidad de acceso calculada por aplicación del criterio de potencia de cortocircuito.

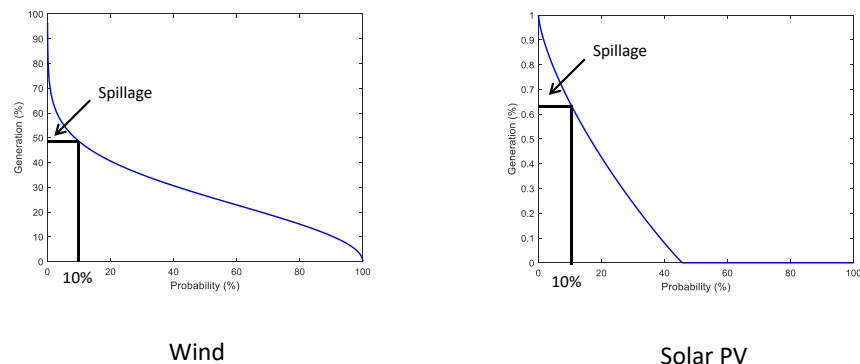


Figura 3-7: Curvas generación-duración de generación eólica y solar fotovoltaica y probabilidad de vertido.

3.2.3 Estabilidad dinámica

El cumplimiento del criterio de estabilidad dinámica requiere que el tiempo crítico de despeje de una falta trifásica en cualquier nudo sea 100 ms. Además, se deben cumplir que en caso de una falta trifásica de 250 ms se cumple que

- El punto de operación de posfalta es admisible
- Ningún área pierde sincronismo
- No se produce la desconexión de ninguna interconexión con Francia
- No se produce la desconexión de generación superior a 3000 MW
- El amortiguamiento de las oscilaciones de los rotores de los generadores síncronos es superior al 5%

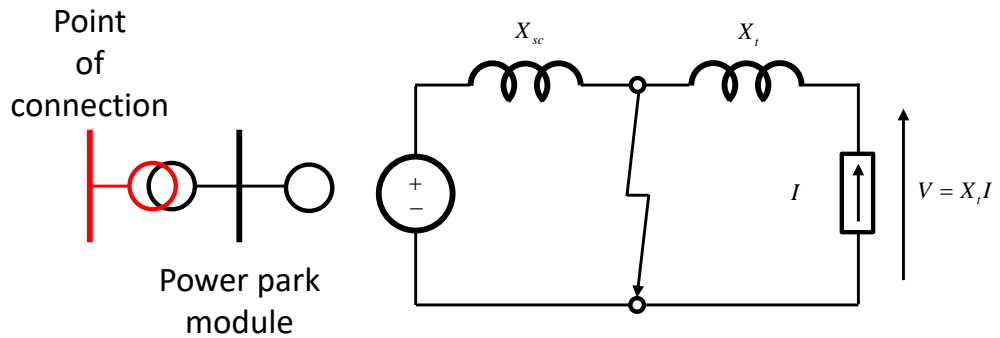


Figura 3-8: Circuito equivalente de un modulo de parque eléctrico conectado a la red de transporte en caso de una falta trifásica.

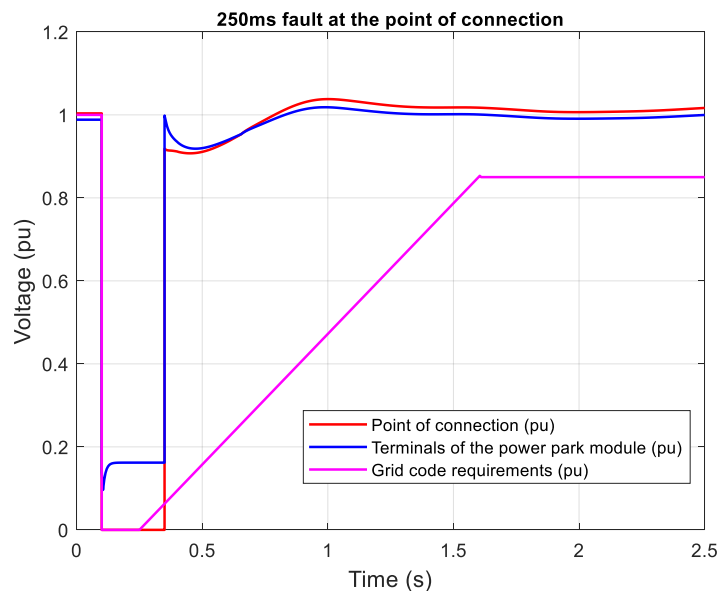


Figura 3-9: Simulación en el dominio del tiempo de una falta trifásica de 250 ms y requisito del código de red.

La implantación Española del Reglamento de la UE 2016/631 [18] (orden TED/749/2020, de 16 de julio [25]) requiere que los módulos de parque eléctrico no se desconecten en caso de una falta trifásica de 150 ms. Sin embargo el Procedimiento de Operación 13.1 0 requiere que las citadas condiciones se cumplen en caso de una falta trifásica e 250 ms. La contradicción de ambos requisitos se puede superar gracias a la capacidad de los módulos de parque eléctrico de suministrar corriente reactiva nominal que caso de una falta trifásica franca. La Figura 3-8 muestra el circuito equivalente que se ha de considerar para explicar la elevación de tensión en el punto de conexión debido a la capacidad de suministrar corriente reactiva de los módulos de parque eléctrico. La Figura 3-9 muestra los resultados de la simulación en el tiempo de una falta trifásica de 250 ms y el requisito establecido por el código de red.

El Operador del Sistema español ha publicado el día 1 de julio de 2021 la capacidad de acceso de acuerdo con los tres criterios anteriormente señalados [26]. La Figura 3-10 muestra la capacidad publicada para un conjunto de nudos.

Dirección General de Operación

Fecha de publicación: 1 de julio de 2021
Actualización introducida en la leyenda el 02/07/2021

Información sobre capacidad de acceso [MW] disponible y ocupada en los nudos de la red de transporte

Nombre y tensión del nudo	Comunidad Autónoma	POSIBLE CONEXIÓN			CRITERIO DE POTENCIA DE CORTOCIRCUITO (PCC)				CRITERIO ESTÁTICO				CRITERIO DINÁMICO				SITUACIÓN NUDO				CAPACIDAD DE ACCESO DISPONIBLE A LA RED DE TRANSPORTE		
		Reserva de potencia	Reserva de potencia	Capacidad de acceso	Reserva de potencia	Reserva de potencia	Reserva de potencia	Reserva de potencia	Reserva de potencia	Reserva de potencia	Reserva de potencia	Reserva de potencia	Reserva de potencia	Reserva de potencia	Reserva de potencia	Reserva de potencia	Reserva de potencia	Reserva de potencia	Reserva de potencia	Reserva de potencia	Reserva de potencia	Reserva de potencia	Reserva de potencia
ABAJANO 220	País Vasco	✓	✓	1.033	1.033	1.034	1.030	1.036	0	1.102	30	24	0	0	1.100	1.033	Solo conex. RB	E. Nudo	0	WSCP	0		
ABARTO 400	País Vasco	✓	✓	956	956	5.767	5.767	2.555	856	2.555	0	0	0	0	2.555	956	Site posibilidad conexión	E. Nudo	0	WSCP	0		
ABERONDO 400	Galicia	✓	✓	1.389	1.389	1.795	1.795	2.638	988	2.638	0	0	0	0	1.795	1.389	Site posibilidad conexión	E. Nudo	0	WSCP	0		
ABERONDO 220	Galicia	✓	✓	820	420	1038	1.038	1.191	0	763	0	568	0	0	0	0	E. Nudo	638	WSCP	438			
ABONA 220	Cantabria	✓	✓	175	4	369	369	81	0	0	0	171	0	0	0	0	E. Nudo	0	E. Nudo	0			
ABONA 66	Cantabria	✓	✓	135	19	309	309	0	0	0	0	117	0	0	0	0	E. Nudo	0	E. Nudo	0			
ABRERA 220	Cataluña	✓	✓	442	425	244	244	1370	0	1.312	22	16	0	0	147	147	Posible concurso	E. Nudo	0	E. Nudo	0		
ACEGA 220	Castilla-La Mancha	✓	✓	1.307	1.307	1.663	1.663	2.855	968	1.242	782	631	0	0	0	0	E. Nudo	0	E. Nudo	0			
AENALI 220	Cataluña	✓	✓	463	463	588	588	1.389	0	1.257	2	30	0	0	554	463	Solo conex. RB	E. Nudo	0	WSCP	0		
AENA 220	Madrid	✓	✓	1.398	1.398	895	895	452	789	35	190	0	0	452	452	Concurso por resolución SEC	E. Nudo	0	E. Nudo	0			
AENA DE STE 220	Cataluña	✓	✓	1.228	1.228	484	484	1.218	0	1.218	0	0	0	484	484	Solo conex. RB	E. Nudo	0	E. Nudo	0			
AEROPUERTO 220	Cataluña	✓	✓	1.245	1.245	358	358	1.218	0	1.245	1	80	0	0	347	347	Solo conex. RB	E. Nudo	0	E. Nudo	0		
ARSAVAL 220	Madrid	✓	✓	1.878	1.878	897	897	588	0	588	0	0	0	588	588	Solo conex. RB	E. Nudo	0	E. Nudo	0			
ARSAVAL 400	Cantabria	✓	✓	1.297	857	1.963	1.963	2.183	1.295	2.713	0	250	0	0	248	248	Concurso por resolución SEC	E. Nudo	0	E. Nudo	0		
ARSAVAL 220	Cantabria	✓	✓	1.059	877	1.078	1.078	1.177	0	473	392	142	0	0	248	248	Concurso por resolución SEC	E. Nudo	0	E. Nudo	0		
ASIMPEC 66	Cantabria	✓	✓	83	28	86	86	0	0	0	55	0	0	0	0	0	E. Nudo	0	E. Nudo	0			

Figura 3-10: Capacidad de acceso publicada el 1 de julio de 2021 para un conjunto seleccionado de nudos.

3.3 Aumento de la capacidad de acceso por conexión de un compensador síncrono

La instalación de un compensador síncrono permite aumentar la capacidad de acceso en un nudo de la red [2]. La Figura 3-11 muestra el circuito equivalente con compensador síncrono,

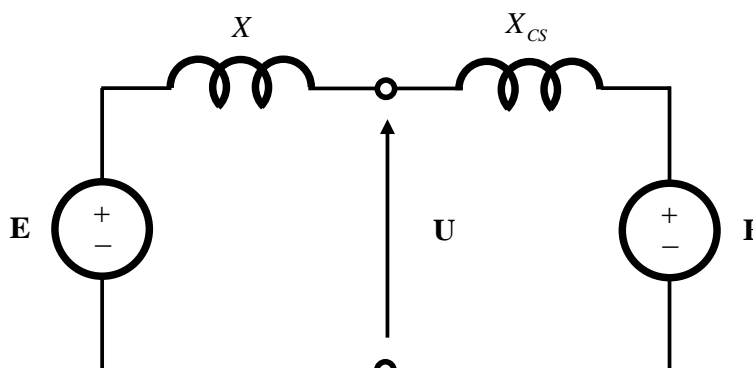


Figura 3-11: Circuito equivalente con compensador síncrono.

La capacidad de acceso con un compensador síncrono se calcula de acuerdo con la expresión

$$P'_{MPE} = P_{MPE} \left(1 + \frac{S_{CS}}{X_{CS} S_{sc}} \right)$$

donde

P_{MPE} es la capacidad de acceso de generación asíncrona (Módulo de Parque Eléctrico MPE) según el criterio de cortocircuito en MW

P'_{MPE} es la nueva capacidad de acceso de generación asíncrona (Módulo de Parque Eléctrico MPE) según el criterio de cortocircuito en MW tras incorporar el compensador síncrono

S_{CS} es la potencia aparente del compensador síncrono en MVA

X_{CS} es la reactancia equivalente del compensador síncrono en magnitudes unitarias de la potencia aparente; es la suma de la reactancia subtransitoria de eje directo del alternador y la reactancia de cortocircuito en transformador

S_{sc} es la potencia de cortocircuito en el nudo; se calcula como la capacidad de acceso multiplicada la relación de cortocircuito (SCR) máxima admisible

4 Oscilaciones electromecánicas de generadores síncronos

Este capítulo revisa el problema de las oscilaciones mecánicas de generadores síncronos. Primero se explica el fenómeno apoyado en un modelo simplificado de un generador conectado a un nudo de potencia infinita. Después se utilizan modelos detallados.

4.1 Modelo simplificado

4.1.1 Modelo no lineal

El movimiento del rotor de un generador síncrono está descrito por la ecuación de la dinámica de rotación de un sólido rígido

$$J \frac{d\Omega}{dt} = T_m - T_e - K_D (\Omega - \Omega_0) \quad (0.3)$$

donde:

J es el momento de inercia del rotor expresado en $Nms = kgms^2$

Ω es la velocidad angular del rotor rad/s mecánicos

Ω_0 es la velocidad angular de sincronismo del rotor rad/s mecánicos, es decir

$\Omega_0 = 2\pi f_0 / p$ siendo f_0 la frecuencia de sincronismo y p el número de par de polos de la máquina síncrona

T_m es el par mecánico aplicado por la turbina expresado en Nm

T_e es el par eléctrico aplicado por el generador $T_e = \frac{P_e}{\Omega_0}$

K_D es el coeficiente de par amortiguador

Si la ecuación (0.3) se expresa en magnitudes unitarias resulta

$$\begin{aligned} J \frac{\Omega_0}{S_B} \frac{d\Omega}{dt} &= \frac{T_m}{T_B} - \frac{T_e}{T_B} - K_D \frac{\Omega_0}{S_B} (\Omega - \Omega_0) \\ \frac{J\Omega_0^2}{S_B} \frac{1}{\Omega_0} \frac{d\Omega}{dt} &= \frac{T_m}{T_B} - \frac{T_e}{T_B} - K_D \frac{\Omega_0^2}{S_B} \frac{1}{\Omega_0} (\Omega - \Omega_0) \end{aligned} \quad (0.4)$$

Siendo

$T_B = \frac{S_B}{\Omega_B} = \frac{S_B}{\Omega_0}$ el par base y

S_B la potencia base

Definiendo la inercia y el coeficiente de amortiguamiento como

$$H = \frac{1}{2} \frac{J\Omega_0^2}{S_B}$$

$$D = K_D \frac{\Omega_0^2}{S_B}$$

la ecuación (0.4) resulta

$$\frac{2H}{\Omega_0} \frac{d\Omega}{dt} = t_m - t_e - \frac{D}{\Omega_0} (\Omega - \Omega_0) \quad (0.5)$$

Expresando la velocidad angular en radianes eléctricos por segundo por unidad $\omega = p\Omega/\omega_0$, la ecuación (0.5) queda finalmente

$$2H \frac{d\omega}{dt} = t_m - t_e - D(\omega - 1) \quad (0.6)$$

En estudios de estabilidad, la velocidad del rotor cambia poco, por tanto se puede considerar que el par y la potencia son iguales en magnitudes unitarias

$$T = \frac{P}{\Omega}$$

$$t = \frac{T}{T_B} = \frac{\frac{P}{\Omega}}{\frac{S_B}{\Omega_0}} = \frac{P}{\omega_0} = p$$

Entonces la ecuación (0.6) resulta

$$2H \frac{d\omega}{dt} = p_m - p_e - D(\omega - 1) \quad (0.7)$$

El generador síncrono se representa como una fuente de tensión constante detrás de la reactancia transitoria.

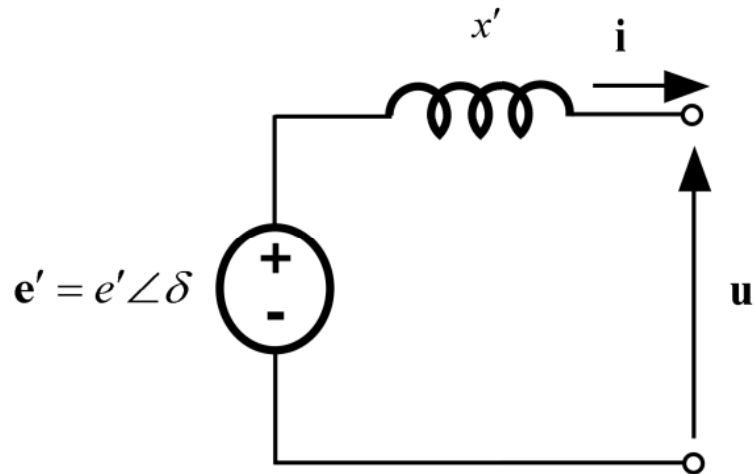


Figura 4-1: Circuito equivalente de un generador síncrono para estudios de estabilidad.

Si el generador está conectado a un nudo de potencia infinita a través de un transformador y una línea, la potencia eléctrica entregada por el generador viene dada por la expresión

$$p_e = \frac{e' u_\infty}{x_T} \text{sen } \delta \quad (0.8)$$

donde:

e' es el módulo de la excitación

δ es el ángulo de la excitación con relación a la tensión del nudo de potencia infinita

u_∞ es el módulo de la tensión del nudo de potencia infinita

$x_T = x' + x_t + x_\ell$ es la reactancia total

x' es la reactancia transitoria del generador

x_t es la reactancia del transformador

x_ℓ es la reactancia de la línea



Figura 4-2: Diagrama unifilar de un generador síncrono conectado a un nudo de potencia infinita.

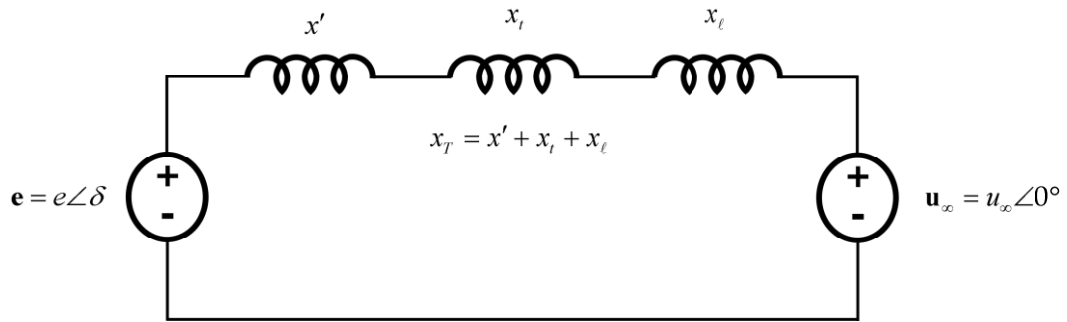


Figura 4-3: Circuito equivalente de un generador síncrono conectado a un nudo de potencia infinita.

La conexión de los modelos mecánico y eléctrico viene determinada por el hecho que el ángulo de excitación es precisamente el ángulo del rotor.

En efecto, el ángulo del rotor con relación a una referencia fija, expresado en radianes eléctricos por segundo, viene dado por

$$\alpha = \Omega_0 t + \frac{\delta}{p}$$

La velocidad angular del rotor resulta ser

$$\frac{d\alpha}{dt} = \Omega = \Omega_0 + \frac{1}{p} \frac{d\delta}{dt} \quad (0.9)$$

Si se expresa la velocidad en radianes eléctricos por segundo por unidad en la ecuación (0.9), resulta

$$\omega = 1 + \frac{1}{\omega_0} \frac{d\delta}{dt} \quad (0.10)$$

Las ecuaciones (0.7), (0.8) y (0.10) se pueden escribir como

$$\begin{bmatrix} \dot{\omega} \\ \dot{\delta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{2H} P_m - \frac{1}{2H} \frac{e'u}{x} \sin \delta - D(\omega - 1) \\ \omega_0(\omega - 1) \end{bmatrix}$$

o en forma compacta

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{F}(\mathbf{x})$$

Donde

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \omega \\ \delta \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{F}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \frac{1}{2H} p_m - \frac{1}{2H} \frac{e'u}{x} \text{sen } \delta - D(\omega - 1) \\ \omega_0(\omega - 1) \end{bmatrix}$$

4.1.2 Modelo no lineal

Una perturbación es pequeña cuando las ecuaciones del generador síncrono linealizadas alrededor del punto de funcionamiento caracterizan satisfactoriamente su comportamiento dinámico.

La linealización de las ecuaciones del generador síncrono conectado a un nudo de potencia infinita (0.7), (0.8) y (0.10) quedan en la forma

$$2H \frac{d\Delta\omega}{dt} = \Delta p_m - \Delta p_e - D\Delta\omega \quad (0.11)$$

$$\Delta p_e = \frac{e'u}{x} \cos \delta_0 \Delta\delta = K\Delta\delta \quad (0.12)$$

$$\Delta\omega = \frac{1}{\omega_0} \frac{d\Delta\delta}{dt} \quad (0.13)$$

Que escritas como una ecuación diferencial de segundo orden resultan

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} + \frac{D}{\omega_0} \frac{d\Delta\delta}{dt} + K\Delta\delta = \Delta p_m$$

y como un sistema de ecuaciones diferenciales lineales resultan:

$$\begin{bmatrix} \frac{d\Delta\delta}{dt} \\ \frac{d\Delta\omega}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \omega_0 \\ \frac{K}{2H} & \frac{-D}{2H} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta\omega \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{1}{2H} \end{bmatrix} \Delta p_m$$

La ecuación característica correspondiente a la ecuación diferencial lineal de segundo orden o al sistema de dos ecuaciones diferenciales lineales de primer orden es

$$\frac{2H}{\omega_0} s^2 + \frac{D}{\omega_0} s + K = 0$$

o también:

$$s^2 + \frac{D}{2H}s + \frac{K\omega_0}{2H} = 0$$

Las raíces de la ecuación característica son

$$s_{12} = \frac{\frac{-D}{2H} \pm j \sqrt{4 \frac{K\omega_0}{2H} - \left(\frac{D}{2H}\right)^2}}{2}$$

Las raíces de la ecuación característica cuando D=0 son

$$s_{12} = \pm j \sqrt{\frac{K\omega_0}{2H}}$$

La solución de la ecuación diferencial lineal de segundo orden se puede obtener por medio de la transformada de Laplace

$$\begin{aligned} \frac{2H}{\omega_0} s^2 \Delta\delta(s) + \frac{D}{\omega_0} s \Delta\delta(s) + K \Delta\delta(s) &= \frac{\Delta p_m(s)}{s} \\ \Delta\delta(s) &= \frac{1}{s^2 + \frac{D}{2H}s + \frac{K\omega_0}{2H}} \frac{\omega_0}{2H} \frac{1}{s} \Delta p_m(s) \\ \Delta\delta(s) &= \frac{1}{K} \frac{\omega_n^2}{s(s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2)} \Delta p_m(s) \end{aligned}$$

Realizando la antitransformada de Laplace resulta

$$\Delta\delta(t) = \frac{1}{K} \left(1 - \frac{1}{\sqrt{1-\zeta^2}} e^{-\zeta\omega_n t} \operatorname{sen}(\omega_n \sqrt{1-\zeta^2} t + \phi) \right) \Delta p_m(t)$$

donde

$$\phi = \operatorname{arctg} \frac{\sqrt{1-\zeta^2}}{\zeta}$$

4.1.3 Caso ejemplo

Se considera el caso de un generador síncrono de 100 MVA, trabajando con tensión nominal en bornes conectado a un nudo de potencia infinita, cuya tensión también es la nominal, a través de un transformador de 100 MVA, cuya tensión de cortocircuito es del 15% y una línea cuya reactancia es 0.1 pu en base de 100 MVA.

Los parámetros del modelo simplificado del generador son:
 $X_{PD}=0.3$ pu $H=6.5$ s $D=0$ pu

La Tabla 4-1 contiene los autovalores de la matriz de estados del sistema. En este caso el modelo lineal tiene dos autovalores complejos conjugados de parte real nula ya que el amortiguamiento D es nulo. La frecuencia natural es de 1.15 Hz.

Complex eigenvalues					
Nº	Real	Imag	Damp	Freq	Variable Max Part
2	0.0000	7.2488	0.00	1.15	Bus# 1 delta

Tabla 4-1: Autovalores del modelo simplificado de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.

4.2 Modelo detallado

El modelo detallado del generador síncrono comprende representaciones detalladas de los componentes del mismo:

- Rotor.
- Generador síncrono.
- Regulador carga - velocidad y turbina.
- Regulador de tensión y excitación.

La forma del modelo detallado del generador síncrono es

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u}$$

donde:

$$\Delta \mathbf{x}^T = \left[\Delta \delta \quad \Delta \omega \quad \Delta \boldsymbol{\psi}_r^T \quad \Delta \mathbf{x}_{gov}^T \quad \Delta \mathbf{x}_{exc}^T \right]$$

$$\Delta \mathbf{u}^T = \left[\Delta P_M \quad \Delta E_{FD} \quad \Delta P_{REF} \quad \Delta V_{REF} \right]$$

siendo:

$\Delta \boldsymbol{\psi}_r$ es el vector de flujos del rotor del generador síncrono

$$\Delta \boldsymbol{\psi}_r^T = \left[\Delta \psi_{fd} \quad \Delta \psi_{kd} \quad \Delta \psi_{kq1} \quad \Delta \psi_{kq2} \right]$$

$\Delta \mathbf{x}_{tur}$ el vector de variables de estado del regulador de carga - velocidad y de la turbina

$\Delta \mathbf{x}_{exc}$ el vector de variables de estado del regulador de tensión y la excitación

ΔP_M la potencia mecánica

ΔE_{FD} la tensión de excitación

ΔP_{REF} la consigna de potencia del regulador de carga - velocidad

ΔV_{REF} la consigna de tensión del regulador de tensión

4.2.1 Caso ejemplo

Se considera el mismo caso ejemplo del apartado 4.1.3.

Se considera que el generador síncrono es un generador de rotor liso. Sus parámetros son:

$H = 6,5$ s, $D = 0.0$ pu, $TPD0 = 8.0$ s, $TPPD0 = 0.03$ TPQ0 = 0.4 s, $TPPQ0 = 0.05$ s, $XD = 1.8$ pu, $XQ = 1.7$ pu, $XPD = 0.3$ pu, $XPQ = 0.55$ pu, $XPPD = 0.25$ pu, $XL = 0.2$ pu = $S1 = 0.0392$, $S2 = 0.2227$ RA = 0.0 pu

La turbina es de vapor (ver Figura 4-4). Sus parámetros son:

$K = 20.0$ pu, $T1 = 0.0$ s, $T2 = 0.0$ s $T3 = 0.1$ s $T4 = 0.3$ s, $T5 = 7.0$ T6 = 0.0 s, $T7 = 0.0$ s, $K1 = 0.3$ pu , $K3 = 0.7$ pu, $K5 = 0.0$ pu, $K7 = 0.0$ pu

La excitación es estática, directa con puente de tiristores (ver Figura 4-5). Sus parámetros son:

$TR = 0.01$ s, $TA = 0.0$ pu, $TB = 10.0$ s, $TB = 1.0$ s, $KA = 200.0$ pu

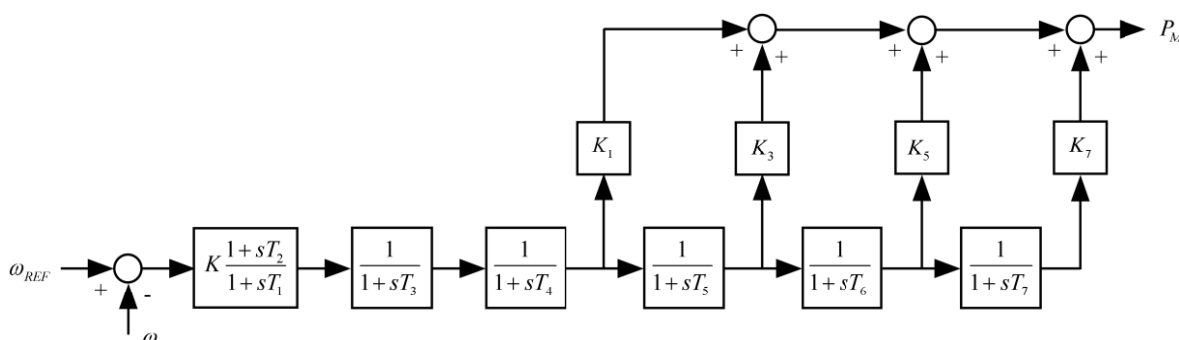


Figura 4-4: Modelo del sistema de la turbina de vapor.

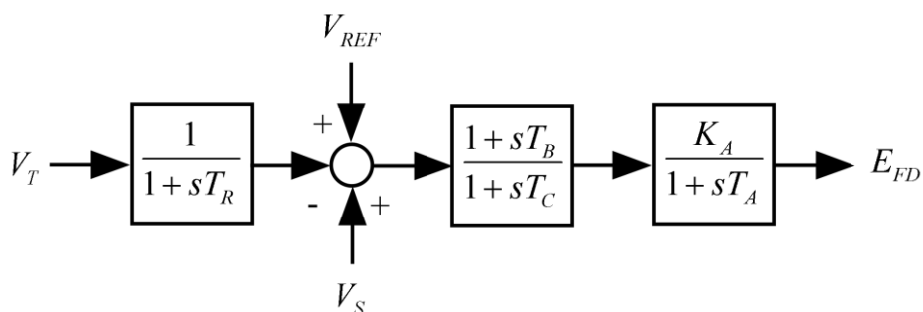


Figura 4-5: Modelo del sistema de excitación estático.

La Tabla 4-2 contiene los autovalores de la matriz de estados del sistema. En este caso el modelo lineal tiene once autovalores: tres parejas de autovalores complejos conjugados y cinco autovalores reales. Se proporciona la frecuencia y amortiguamiento de los autovalores complejos y la constante de tiempo de los autovalores reales. También se ofrece la variable de estado de mayor participación en cada autovalor.

Todos los autovalores tienen parte real negativa lo que indica que el sistema es estable. De las tres parejas de autovalores complejos conjugados, dos de ellas (números 5 y 6) están muy bien amortiguados. Por el contrario, la restante (número 4) tiene un amortiguamiento bajo. Se trata de un autovalor de frecuencia 1.01 Hz y cuya variable de mayor participación es la velocidad del generador. Ello indica que se trata de un autovalor dominado por la dinámica del rotor por lo que se le denomina electromecánico. En efecto, el autovalor del modelo simplificado mostrado en la Tabla 4-1 pasa a ser el autovalor número 4 de la Tabla 4-2 cuando se considera el modelo detallado.

Los autovalores complejos números 5 y 6 están dominados respectivamente por la excitación y por el devanado amortiguador del generador síncrona.

Los autovalores reales 7, 8 y 10 están dominados por variables de la turbina. El autovalor real número 9 está dominado por el devanado amortiguador del generador síncron. El autovalor real número 11 está dominado por la excitación.

Complex eigenvalues					
Nº	Real	Imag	Damp	Freq	Variable Max Part
4	-0.3069	6.3383	4.84	1.01	Bus# 1 omega
5	-0.4769	0.6996	56.33	0.13	Bus# 1 exc2
6	-36.5906	0.1486	100.00	5.82	Bus# 1 psikd
Real eigenvalues					
Nº	Real	Time Constant	Variable Max Part		
7	-0.1422	7.0300	Bus#	1 gov3	
8	-3.2005	0.3125	Bus#	1 gov2	
9	-5.2317	0.1911	Bus#	1 psikq1	
10	-10.1526	0.0985	Bus#	1 gov1	
11	-99.7936	0.0100	Bus#	1 exc1	

Tabla 4-2: Autovalores del modelo detallado de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.

La Tabla 4-3 contiene las participaciones de los subsistemas de la unidad generadora (rotor, generador síncrono, turbina y excitación) en los autovalores de la Tabla 4-2. Se confirman los análisis basados en la variable de mayor participación indicada en la Tabla 4-2.

- el autovalor complejo número 4 está asociado a la dinámica del rotor
- el autovalor complejo número 5 está asociado a las dinámicas del generador síncrono y la excitación
- el autovalor complejo número 6 está asociado a la dinámica del generador síncrono
- los autovalores reales números 7, 8 y 10 están asociados a la dinámica de la turbina
- el autovalor reales número 9 y 11 están asociados a la dinámica de la excitación

Complex eigenvalues					
Nº	Real	Imag	Damp	Freq	Variable Max Part
4	-0.3069	6.3383	4.84	1.01	Bus# 1 omega
5	-0.4769	0.6996	56.33	0.13	Bus# 1 exc2
6	-36.5906	0.1486	100.00	5.82	Bus# 1 psikd
Real eigenvalues					
Nº	Real	Time Constant			Variable Max Part
7	-0.1422		7.0300	Bus#	1 gov3
8	-3.2005		0.3125	Bus#	1 gov2
9	-5.2317		0.1911	Bus#	1 psikq1
10	-10.1526		0.0985	Bus#	1 gov1
11	-99.7936		0.0100	Bus#	1 exc1

Tabla 4-3: Participaciones de los subsistemas del modelo detallado de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.

La Tabla 4-4 muestra las participaciones de las variables en el autovalor electromecánico de estado de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.

Participation factors of the state variables in the mode (-0.3069 , 6.3383j)				
Variable	Real	Imag	Magn	Phase
Bus# 1 delta	0.4958	-0.0103	0.4959	-1.19
Bus# 1 omega	0.5105	-0.0142	0.5107	-1.60
Bus# 1 psifd	0.0068	0.0112	0.0131	58.87
Bus# 1 psikd	-0.0047	-0.0059	0.0075	-128.19
Bus# 1 psikq1	-0.0124	0.0139	0.0186	131.70
Bus# 1 psikq2	-0.0143	-0.0023	0.0144	-170.81
Bus# 1 gov1	0.0059	0.0059	0.0083	44.55
Bus# 1 gov2	0.0134	0.0032	0.0138	13.26
Bus# 1 gov3	-0.0002	-0.0008	0.0008	-102.22
Bus# 1 exc1	0.0008	0.0003	0.0009	17.65
Bus# 1 exc2	-0.0017	-0.0008	0.0019	-154.34

Tabla 4-4: Participaciones de las variables de estado en el autovalor electromecánico de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.

La Tabla 4-5 muestra el residuo Ω/V_{ref} correspondiente al autovalor electromecánico de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.

Omega/Vref residues corresponding to the mode (-0.3069 , 6.3383j)		
Gen	Magnitude	Phase
Bus# 1	0.025403	83.66

Tabla 4-5: Residuo Ω/V_{ref} correspondiente al autovalor electromecánico de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.

5 Oscilaciones electromecánicas de compensadores síncronos

Este capítulo estudia las oscilaciones de compensadores síncronos. Primero se considera el un modelo simplificado de un compensador conectado a un nudo de potencia infinita. Después se utilizan modelos detallados considerando el caso de un compensador conectado a un nudo de potencia y después considerando el caso de un compensador en paralelo con un generador conectados a un nudo de potencia infinita.

5.1 Modelo simplificado

La Tabla 5-1 contiene los autovalores de la matriz de estados del sistema. En este caso el modelo lineal tiene dos autovalores complejos conjugados de parte real nula ya que el amortiguamiento D es nulo. La frecuencia natural es de 1.17 Hz. Si se compara la Tabla 5-1 con la Tabla 4-1 se aprecia un muy ligero cambio de la frecuencia natural: pasa de 1.15 Hz a 1.17 Hz.

Complex eigenvalues						
Nº	Real	Imag	Damp	Freq	Variable Max Part	
2	0.0000	7.3282	0.00	1.17	Bus#	1 delta

Tabla 5-1: Autovalores del modelo simplificado de un compensador conectado a un nudo de potencia infinita.

5.2 Modelo detallado

5.2.1 Compensador síncrono

Se considera que el modelo del compensador es el del generador síncrono de la sección 4.2.1 equipado con una la excitación estática de la sección 4.2.1.

La Tabla 5-2 contiene los autovalores de la matriz de estados del s En este caso el modelo lineal tiene ocho autovalores: dos parejas de autovalores complejos conjugados y cuatro autovalores reales. Se proporciona la frecuencia y amortiguamiento de los autovalores complejos y la constante de tiempo de los autovalores reales. También se ofrece la variable de estado de mayor participación en cada autovalor.

Todos los autovalores tienen parte real negativa lo que indica que el sistema es estable. De las dos parejas de autovalores complejos conjugados, (números 3 y 4) está bien amortiguada. La pareja número 3 tiene un amortiguamiento menor. Se trata de un autovalor de frecuencia 0.87 Hz y cuya variable de mayor participación es la velocidad del generador. Ello indica que se trata de un autovalor dominado por la dinámica del rotor por lo que se le denomina electromecánico. En efecto, de 1.01 Hz de la Tabla 4-2 pasa a ser el autovalor de 0.87 Hz de la Tabla 5-2.

Los autovalores complejos números 5, 6 y 7 están dominados respectivamente por la excitación y por el devanado amortiguador del generador síncrona.

El autovalor real número 8 está dominado por la excitación.

Complex eigenvalues					
Nº	Real	Imag	Damp	Freq	Variable Max Part
3	-1.7112	5.1993	31.26	0.87	Bus# 1 delta
4	-0.8449	0.6887	77.51	0.17	Bus# 1 exc2
Real eigenvalues					
Nº	Real	Time Constant	Variable Max Part		
5	-2.3184	0.4313	Bus#	1 psikq1	
6	-36.0383	0.0277	Bus#	1 psikq2	
7	-36.5975	0.0273	Bus#	1 psikd	
8	-99.6695	0.01	Bus#	1 exc1	

Tabla 5-2: Autovalores del modelo detallado de un compensador conectado a un nudo de potencia infinita.

La Tabla 5-3 muestra las participaciones de las variables en el autovalor electromecánico. Se aprecia que las participaciones de los flujos en eje directo (excitación y amortiguador) y las variables de la excitación en exactamente nula.

Es interesante comparar las participaciones de las variables de estado en el autovalor electromecánico de un compensador con las participaciones de las variables de estado en el autovalor electromecánico de un generador. Es decir, comparar la Tabla 5-3 con la Tabla 4-4. Se aprecia que en las participaciones de los flujos de eje directo y de las variables de la excitación en el autovalor electromecánico de un generador no son nulas al contrario que de las participaciones de los flujos de eje directo y de las variables de la excitación del compensador que son nulas.

Participation factors of the state variables in the mode (-1.7112 , 5.1993j)					
Variable	Real	Imag	Magn	Phase	
Bus# 1 delta	0.6363	-0.1186	0.6473	-10.56	
Bus# 1 omega	0.6363	-0.1186	0.6473	-10.56	
Bus# 1 psifd	0.0000	0.0000	0.0000	139.87	
Bus# 1 psikd	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	
Bus# 1 psikq1	-0.1251	0.2240	0.2566	119.18	
Bus# 1 psikq2	-0.1475	0.0132	0.1481	174.89	
Bus# 1 exc1	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	
Bus# 1 exc2	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	

Tabla 5-3: Participaciones de las variables de estado en el autovalor electromecánico de un compensador conectado a un nudo de potencia infinita.

La Tabla 4-5 muestra el residuo Ω/V_{ref} del autovalor electromecánico de un generador conectado a un nudo de potencia infinita. El residuo es nulo.

Es interesante comparar el residuo Ω/V_{ref} correspondiente al autovalor electromecánico de un compensador con el residuo Ω/V_{ref} correspondiente al autovalor electromecánico de un generador. Es decir, comparar la Tabla 5-4 con la Tabla 4-5. Se aprecia que el residuo correspondiente al autovalor electromecánico de un generador no es nulo al contrario que el residuo correspondiente al autovalor electromecánico de un compensador que es nulo.

Omega/Vref residues corresponding to the mode (-1.7112 , 5.1993j)			
Gen		Magnitude	Phase
Bus#	1	0.000000	48.78

Tabla 5-4: Residuo Ω/V_{ref} correspondiente al autovalor electromecánico de un generador conectado a un nudo de potencia infinita.

Que el residuo Ω/V_{ref} correspondiente al autovalor electromecánico quiere decir que un estabilizador V_s/Ω no podría amortiguar la oscilación del rotor.

Ello es coherente con lo explicado en el capítulo 9 sobre los principios del estabilizador del sistema de potencia. Según la expresión (9.2) para que un estabilizador del sistema de potencia pueda ser efectivo se debe cumplir que

$$K_e = \frac{u_0}{x_{e0}} \sin \delta_0 \Delta e' \neq 0 \quad (0.14)$$

Como quiera que cuando la máquina funciona como compensador se cumple que el ángulo de carga vale cero, $\delta_0 = 0$, entonces $K_e = 0$.

Se aborda a continuación el estudio de sensibilidad de la frecuencia y amortiguamiento del autovalor electromecánico con relación a la generación de potencia reactiva del compensador. La Tabla 5-5 muestra el autovalor electromecánico de compensador conectado a un nudo de potencia infinita al variar la tensión en bornes (potencia reactiva generada). Como quiera que la tensión en el nudo de potencia infinita es 1.0 pu, si la tensión en bornes del generador es superior a 1.0 pu (1.05 pu) entonces el compensador suministra potencia reactiva y si la tensión en bornes del generador es inferior a 1.0 pu (0.5 pu) entonces el compensador consume potencia reactiva. La Tabla 5-5 muestra que el amortiguamiento del modo electromecánico disminuye al subir la tensión y la frecuencia aumenta. Llama la atención que el amortiguamiento aumente al pasar a consumir potencia reactiva.

Electromechanical eigenvalues						
Vq	Real	Imag	Damp	Freq	Variable Max Part	
0.95	-2.0703	4.7051	40.27	0.82	Bus#	1 omega
1.00	-1.7112	5.1993	31.26	0.87	Bus#	1 delta
1.05	-1.4553	5.6905	24.78	0.93	Bus#	1 omega

Tabla 5-5: Autovalor electromecánico de compensador conectado a un nudo de potencia infinita al variar la tensión en bornes (potencia reactiva generada).

5.2.2 Compensador síncrono y generador síncrono

Se plantea ahora conectar en paralelo un compensador síncrono con un generador síncrono tal y como se muestra en la Figura 5-1.

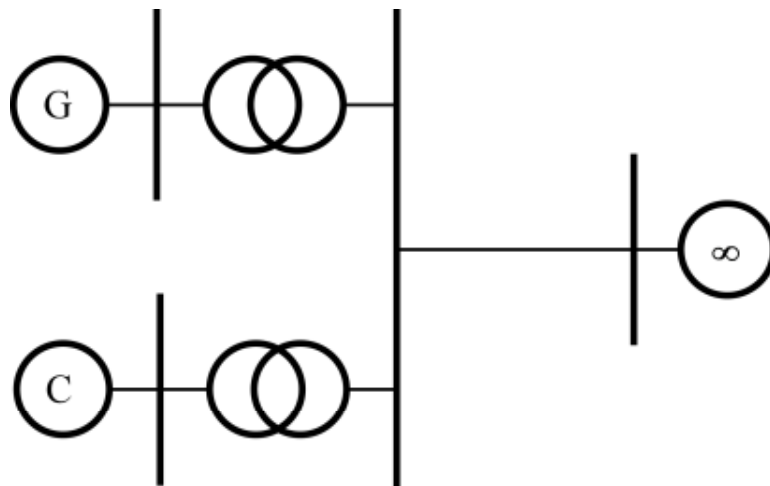


Figura 5-1: Generador en paralelo con compensador conectados a un nudo de potencia infinita.

La Tabla 5-6 muestra los autovalores del modelo detallado de un generador en paralelo con un compensador conectados a un nudo de potencia infinita. La matriz de estados del modelo tiene 19 autovalores. Las parejas de autovalores complejos 6 y 7 corresponden a los denominados autovalores electromecánicos ya que la variable de mayor participación es la velocidad de un generador.

Complex eigenvalues						
Nº	Real	Imag	Damp	Freq	Variable Max Part	
6	-0.5006	6.3950	7.80	1.02	Bus#	1 omega
7	-1.4801	5.3928	26.47	0.89	Bus#	4 omega
8	-0.8505	0.7119	76.69	0.18	Bus#	4 exc2
9	-0.4359	0.6303	56.88	0.12	Bus#	1 exc2
10	-35.4744	0.1836	100.00	5.65	Bus#	1 psikd
Real eigenvalues						
Nº	Real	Time Constant		Variable Max Part		
11	-0.1422	7.0301		Bus#	1 gov3	
12	-2.5461	0.3928		Bus#	4 psikq1	
13	-3.2036	0.3121		Bus#	1 gov2	
14	-5.3015	0.1886		Bus#	1 psikq1	
15	-10.1511	0.0985		Bus#	1 gov1	
16	-37.7392	0.0265		Bus#	4 psikd	
17	-38.2649	0.0261		Bus#	1 psikq2	
18	-99.6707	0.0100		Bus#	4 exc1	
19	-99.8220	0.0100		Bus#	1 exc1	

Tabla 5-6: Autovalores del modelo detallado de un generador en paralelo con un compensador conectados a un nudo de potencia infinita.

La Tabla 5-7 y la Tabla 5-8 muestran la forma del modo de los autovalores electromecánicos números 6 y 7. El autovalor número 6 corresponde a la oscilación de generador contra el compensador. El autovalor número 7 corresponde a la oscilación del generador y el compensador contra la red infinita.

Shape of the mode (-0.5006 , 6.3950j)			
Gen	Magnitude		Phase
Bus# 1	1.00000		0.00
Bus# 4	0.35761		-112.08

Tabla 5-7: Forma del modo correspondiente al autovalor electromecánico número 6 de un generador en paralelo con un compensador conectados a un nudo de potencia infinita.

Shape of the mode (-1.4801 , 5.3928j)			
Gen	Magnitude		Phase
Bus# 1	0.29841		78.56

Tabla 5-8: Forma del modo correspondiente al autovalor electromecánico número 7 de un generador en paralelo con un compensador conectados a un nudo de potencia infinita.

Se estudia ahora la sensibilidad de los autovalores a la generación o consumo de potencia reactiva. La Tabla 5-9y la Tabla 5-10 muestran los autovalores del modelo detallado de un generador en paralelo con un compensador, generando y consumiendo potencia reactiva respectivamente, conectados a un nudo de potencia infinita. Debe notarse que cuando el amortiguamiento de la oscilación del generador contra el compensador decrece al consumir potencia reactiva mientras que el amortiguamiento de la oscilación del generador y el compensador contra la red infinita aumenta.

Complex eigenvalues						
Nº	Real	Imag	Damp	Freq	Variable Max Part	
5	-0.8927	6.7774	13.06	1.09	Bus#	1 omega
6	-1.0804	5.9409	17.89	0.96	Bus#	4 omega
7	-0.8525	0.7117	76.77	0.18	Bus#	4 exc2
8	-0.5135	0.6289	63.25	0.13	Bus#	1 exc2
Real eigenvalues						
Nº	Real	Time Constant		Variable Max Part		
9	-0.1422	7.0329		Bus#	1 gov3	
10	-3.0198	0.3312		Bus#	4 psikq1	
11	-3.1895	0.3135		Bus#	1 gov2	
12	-5.0383	0.1985		Bus#	1 psikq1	
13	-10.1412	0.0986		Bus#	1 gov1	
14	-35.3493	0.0283		Bus#	1 psikq2	
15	-35.7435	0.0280		Bus#	1 psikd	
16	-37.7505	0.0265		Bus#	4 psikd	
17	-38.4372	0.0260		Bus#	1 psikq2	
18	-99.6585	0.0100		Bus#	4 exc1	

Tabla 5-9: Autovalores del modelo detallado de un generador en paralelo con un compensador, generando potencia reactiva, conectados a un nudo de potencia infinita.

Complex eigenvalues						
Nº	Real	Imag	Damp	Freq	Variable Max Part	
6	-0.2134	5.9316	3.59	0.94	Bus#	1 omega
7	-1.9209	4.6469	38.2	0.8	Bus#	4 delta
8	-0.8528	0.7193	76.44	0.18	Bus#	4 exc2
9	-0.3949	0.6557	51.6	0.12	Bus#	1 exc2
10	-35.4866	0.2513	100	5.65	Bus#	4 psikq2
Real eigenvalues						
Nº	Real	Time Constant		Variable Max Part		
11	-0.1424	7.0211		Bus#	1 gov3	
12	-1.8103	0.5524		Bus#	4 psikq1	
13	-3.1985	0.3127		Bus#	1 gov2	
14	-5.4702	0.1828		Bus#	1 psikq1	
15	-10.1618	0.0984		Bus#	1 gov1	
16	-37.8119	0.0264		Bus#	4 psikd	
17	-38.1773	0.0262		Bus#	1 psikq2	
18	-99.6802	0.01		Bus#	4 exc1	
19	-99.8816	0.01		Bus#	1 exc1	

Tabla 5-10: Autovalores del modelo detallado de un generador en paralelo con un compensador, consumiendo potencia reactiva, conectados a un nudo de potencia infinita.

5.2.3 Compensador síncrono con estabilizador y generador síncrono

Se plantea ahora la mejora del amortiguamiento de la oscilación del generador contra el compensador instalando un estabilizador en el propio compensador. Para ello se debe prestar atención a los residuos Ω/V_{ref} . La Tabla 5-11 muestra los residuos Ω/V_{ref} correspondientes al autovalor electromecánico de un generador en paralelo con un compensador conectados a un nudo de potencia infinita. Se aprecia que el mayor residuo es el del generador. Sin embargo, el compensador no exhibe residuo nulo.

Omega/Vref residues corresponding to the mode (-0.2134 , 5.9316j)			
Gen		Magnitude	Phase
Bus#	1	0.030104	84.07
Bus#	4	0.000657	16.46

Tabla 5-11: Residuos Ω/V_{ref} correspondiente al autovalor electromecánico de un generador en paralelo con un compensador, consumiendo potencia reactiva, conectados a un nudo de potencia infinita.

Se diseña el estabilizador utilizando los residuos. La Tabla 5-12 muestra los resultados del diseño. La Tabla 5-13 muestra los autovalores del modelo detallado de un generador en paralelo con un compensador con estabilizador, consumiendo potencia reactiva, conectados a un nudo de potencia infinita. Se aprecia que el amortiguamiento del autovalor que representa la oscilación del generador contra el compensador aumenta del 3% al 19% mientras que el amortiguamiento del autovalor que presenta la oscilación del generador y el compensador contra la red infinita baja del 38 % al 26 %. Los efectos adversos son perfectamente asumibles.

```

Tune a power system stabilizer
=====
Eigenvalue number (0 to quit): 6
Generator bus number (0 to quit): 4

Input signal:
(1) Speed
(2) Accelerating power
(3) -Electric power
(4) Combination of two signals
(0) Quit
Select an option: 1
Washout time constant: 5
Sign of the gain: (1) Positive (-1) Negative: 1

The phase of the eigenvalue sensitivity is 18.39 degrees
Number of phase compensation networks: 3
Desired damping (%): 15
SUMMARY:
-----
The phase to be compensated is 161.61 degrees
The lead ratio is 0.1064
The parameters of the stabilizer are:
      KS      TS1      TS2      TS3      TS4      TS5      TS6
-----
    35.7603  0.5169  0.0550  0.5169  0.0550  0.5169  0.0550

```

Tabla 5-12: Diseño del estabilizador de potencia del compensador para mejor el amortiguamiento al autovalor electromecánico de un generador en paralelo con un compensador conectados a un nudo de potencia infinita.

Complex eigenvalues						
Nº	Real	Imag	Damp	Freq	Variable Max Part	
8	-1.1823	5.9701	19.43	0.97	Bus#	1 omega
9	-41.5076	4.9489	99.3	6.65	Bus#	1 psikq2
10	-1.3033	4.8365	26.02	0.8	Bus#	4 omega
11	-14.4982	4.7494	95.03	2.43	Bus#	4 sta 2
12	-32.3282	4.4598	99.06	5.19	Bus#	1 psikd
13	-0.8521	0.7207	76.35	0.18	Bus#	4 exc2
14	-0.3954	0.6559	51.63	0.12	Bus#	1 exc2
Real eigenvalues						
Nº	Real	Time Constant		Variable Max Part		
11	-0.1424	7.0211		Bus#	1 gov3	
12	-1.8103	0.5524		Bus#	4 psikq1	
13	-3.1985	0.3127		Bus#	1 gov2	
14	-5.4702	0.1828		Bus#	1 psikq1	
15	-10.1618	0.0984		Bus#	1 gov1	
16	-37.8119	0.0264		Bus#	4 psikd	
17	-38.1773	0.0262		Bus#	1 psikq2	
18	-99.6802	0.01		Bus#	4 exc1	
19	-99.8816	0.01		Bus#	1 exc1	

Tabla 5-13: Autovalores del modelo detallado de un generador en paralelo con un compensador con estabilizador, consumiendo potencia reactiva, conectados a un nudo de potencia infinita.

6 La contribución a los objetivos de desarrollo sostenible

Objetivo nº7: energía asequible y no contaminante

&

Objetivo nº9: industria, innovación e infraestructuras.

El problema de la estabilidad de los sistemas de potencia sigue siendo a día de hoy un problema de estudio e interés. Diferentes mecanismos, (como puede ser el caso del compensador síncrono) se están probando para, tras una condición inicial de operación dada, regresar a un estado de equilibrio operacional tras una perturbación física.

Para avanzar hacia un acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos; tienen vital importancia las redes eléctricas de interconexión internacional, como es el caso de la Red Síncrona de Europa Continental (también conocida como Área Síncrona continental, anteriormente conocida como red UCTE). Además, este organismo permite mejorar la eficiencia energética y el aprovechamiento de las energías renovables y, consecuentemente, un menor consumo de energía.

Por otra parte, el aseguramiento de la estabilidad de la red eléctrica evita que se produzcan accidentes en líneas que necesiten de reparación. Así, se produce un descenso en el consumo de materiales aislantes o materias primas como el cobre, aluminio o acero. Además, estos bienes se están viendo inmersos en una subida de precios muy pronunciada debido a la escasez de suministros de muchos de ellos.

Objetivo nº17: alianzas para lograr los objetivos.

Actualmente existen alianzas internacionales que comparten una red eléctrica conjunta que aporta grandes beneficios a los integrantes que la conforman, como es el caso de la UCTE anteriormente mencionada. En caso de un accidente en la red eléctrica como la desconexión de una línea, la amortiguación de las ondas juega un papel crucial en mantener en sincronismo estos sistemas.

La propuesta del amortiguamiento a través de un compensador síncrono planteada en este proyecto, puede ayudar a mantener la estabilidad de una red eléctrica internacional y permite a las naciones integrantes beneficiarse de varios puntos:

- Posibilidad de importaciones y exportaciones para una mayor capacidad y competencia en el intercambio eléctrico
- Mayor seguridad de suministro
- Aumento de la eficiencia

- Mayor integración de las energías renovables
- Mejora de la estabilidad y garantía de la frecuencia en los sistemas interconectados

7 Conclusiones

Las conclusiones del presente trabajo fin de grado se pueden resumir en los siguientes términos

- Los compensadores síncronos constituyen una solución, cada vez más frecuente, a los diversos problemas que plantea la incorporación masiva al sistema eléctrico de generación basada en inversores.
- Un compensador síncrono, como cualquier máquina síncrona, exhibe un modo de oscilación de una frecuencia que se encuentra en el entorno de 1 Hz. Esa oscilación se denomina electromecánica. El amortiguamiento es superior al amortiguamiento de una máquina síncrona funcionando como generador.
- El amortiguamiento de la oscilación electromecánica de un compensador síncrono conectado a un nudo de potencia infinita no puede aumentarse utilizando un estabilizador del sistema de potencia ya que los flujos en eje directo y excitación no participan en el citado modo de oscilación.
- En el caso de un generador en paralelo con un compensador, la oscilación del generador contra el compensador está poco amortiguada mientras que la oscilación del generador y el compensador contra la red infinita está bien amortiguada.
- La instalación de un estabilizador en un compensador en paralelo con un generador conectados a una red infinita es capaz de amortiguar la oscilación del generador síncrono contra el compensador.

8 Anexo A. Sistemas dinámicos lineales

Este capítulo explica los conceptos fundamentales de los sistemas dinámicos lineales [27]. Se detalla el significado de los autovalores y de los autovectores en el contexto del análisis de un sistema lineal dinámico. Se introducen a continuación las participaciones, los residuos y las sensibilidades.

8.1 Modelos lineales de sistemas dinámicos

Se considera un sistema dinámico descrito por ecuaciones diferenciales no lineales escritas de forma explícita (las derivadas de las variables de estado dependen sólo del estado de las variables \mathbf{x}).

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{F}(\mathbf{x}) \\ \mathbf{x} &\in \mathfrak{R}^{N \times 1}\end{aligned}\tag{0.15}$$

Si el sistema de ecuaciones diferenciales no lineales (0.15) se linealiza alrededor del punto de trabajo $\mathbf{x} = \mathbf{x}_0$, resulta

$$\begin{aligned}\Delta \dot{\mathbf{x}} &= \left. \frac{\partial \mathbf{F}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}=\mathbf{x}_0} \Delta \mathbf{x} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} \\ \mathbf{A} &\in \mathfrak{R}^{N \times N} \\ \Delta \mathbf{x} &= \mathbf{x} - \mathbf{x}_0\end{aligned}\tag{0.16}$$

La solución del sistema de ecuaciones diferenciales no lineales (0.16) proporciona la respuesta de un sistema dinámico linealizado con condiciones iniciales distintas de cero. Tal solución depende de la exponencial de la matriz de estado \mathbf{A} de acuerdo con

$$\Delta \mathbf{x} = e^{\mathbf{A}t} \Delta \mathbf{x}(0)\tag{0.17}$$

La exponencial de la matriz de estado \mathbf{A} se puede calcular usando el desarrollo en serie de Taylor

$$e^{\mathbf{A}t} = \mathbf{I} + \frac{\mathbf{A}}{1!}t + \frac{\mathbf{A}^2}{2!}t^2 + \dots$$

Sin embargo, este método no es siempre numéricamente robusto.

8.2 Autovalores y autovectores

Una alternativa llena de significado físico está basada en los autovalores y autovectores de la matriz de estado \mathbf{A} . Un autovalor λ_i de la matriz de estado \mathbf{A} y los correspondientes autovectores derecho \mathbf{v}_i e izquierdo \mathbf{w}_i asociados se definen como

$$\mathbf{A}\mathbf{v}_i = \mathbf{v}_i\lambda_i \quad (0.18)$$

$$\mathbf{w}_i^T \mathbf{A} = \lambda_i \mathbf{w}_i^T \quad (0.19)$$

El estudio de las ecuaciones (0.18) y (0.19) indica que los autovalores derecho e izquierdo no están determinados de forma única (éstos se calculan como la solución de un sistema lineal de N ecuaciones y N+1 incógnitas). Una forma de eliminar el grado de libertad es introducir la normalización

$$\mathbf{w}_i^T \mathbf{v}_i = 1 \quad (0.20)$$

En el caso de N autovalores distintos, las ecuaciones (0.18), (0.19) y se pueden escribir juntas para todos los autovalores en forma matricial

$$\mathbf{A}\mathbf{V} = \mathbf{V}\mathbf{\Lambda}$$

$$\mathbf{W}\mathbf{A} = \mathbf{\Lambda}\mathbf{W}$$

$$\mathbf{W}\mathbf{V} = \mathbf{I}$$

dónde $\mathbf{\Lambda}$, \mathbf{V} y \mathbf{W} son respectivamente las matrices de los autovalores y los autovectores derechos e izquierdos

$$\mathbf{\Lambda} = \begin{bmatrix} \lambda_1 & & \\ & \ddots & \\ & & \lambda_N \end{bmatrix}$$
$$\mathbf{V} = [\mathbf{v}_1 \quad \cdots \quad \mathbf{v}_N]$$
$$\mathbf{W} = \begin{bmatrix} \mathbf{w}_1^T \\ \vdots \\ \mathbf{w}_N^T \end{bmatrix}$$

Si la exponencial de la matriz de estado e^{At} se expresa en términos de los autovalores y de los autovectores derechos e izquierdos de la matriz de estados \mathbf{A} , resulta

$$\begin{aligned} e^{At} &= \mathbf{V}\mathbf{W} + \frac{\mathbf{V}\mathbf{\Lambda}\mathbf{W}}{1!}t + \frac{\mathbf{V}\mathbf{\Lambda}^2\mathbf{W}}{2!}t^2 + \dots \\ &= \mathbf{V}\left(\mathbf{I} + \frac{\mathbf{\Lambda}}{1!}t + \frac{\mathbf{\Lambda}^2}{2!}t^2 + \dots\right)\mathbf{W} = \mathbf{V}e^{\mathbf{\Lambda}t}\mathbf{W} \end{aligned} \quad (0.21)$$

De acuerdo con (0.21), la solución del sistema de ecuaciones diferenciales lineales (0.17) se puede expresar en términos de los autovalores y de los autovectores derechos e izquierdos de la matriz de estados \mathbf{A} como

$$\Delta\mathbf{x} = \mathbf{V}e^{\mathbf{\Lambda}t}\mathbf{W}\Delta\mathbf{x}(0) = \sum_{i=1}^N \mathbf{v}_i e^{\lambda_i t} \left[\mathbf{w}_i^T \Delta\mathbf{x}(0) \right] \quad (0.22)$$

El estudio de la ecuación (0.22) permite obtener las siguientes conclusiones. La respuesta del sistema se expresa como una combinación de la respuesta del sistema para N modos.

- Los autovalores de la matriz de estado \mathbf{A} determinan la estabilidad del sistema. Un autovalor real negativo (positivo) indica un comportamiento exponencial decreciente (creciente). Un autovalor complejo con parte real negativa (positiva) indica un comportamiento oscilatorio decreciente (creciente).
- Los componentes del autovector derecho \mathbf{v}_i indican la actividad relativa de cada variable en el modo i -ésimo.
- Las componentes de autovector izquierdo \mathbf{w}_i pesan las condiciones iniciales en el modo i -ésimo.

8.3 Factores de participación

El factor de participación de la variable j -ésima en el modo i -ésimo se define como el producto de las componentes j -ésimas del autovector derecho v_{ji} e izquierdo w_{ji} en el modo i -ésimo [28][29]

$$P_{ji} = w_{ji}v_{ji}$$

El factor de participación de una variable en un modo es una magnitud adimensional. En otras palabras, es independiente de las unidades de las variables de estado.

Además, como resultado de la normalización adoptada (1.6), la suma de los factores de participación de todas las variables en un modo y la suma de los factores de participación de todos los modos en una variable son igual a la unidad.

$$\sum_{j=1}^N p_{ji} = \sum_{i=1}^N p_{ji} = 1$$

Muchos sistemas dinámicos resultan de la interconexión de subsistemas dinámicos. La participación del subsistema es una herramienta útil en este entorno. La participación del subsistema se define como una magnitud suma de los factores de participación de las variables que describen el subsistema dinámico.

$$p_{si} = \left| \sum_{j \in S} p_{ji} \right|$$

Uno de los valores de la participación del subsistema viene del hecho de que es independiente de la selección de las variables de estado para modelar el subsistema. En otras palabras, es invariante con respecto a las transformaciones que sólo afectan a las variables del sistema.

8.4 Residuos

Considérese que se define en el sistema una variable entrada u y una variable de salida y . Entonces la descripción del sistema queda en la forma

$$\begin{aligned} \Delta \dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{b} \Delta u \\ \Delta y &= \mathbf{c}^T \Delta \mathbf{x} \end{aligned} \quad (0.23)$$

La función de transferencia entre Δu y Δy se obtiene aplicando la transformación de Laplace a las ecuaciones (0.23) y eliminando la transformación de Laplace de las variables de estado $\Delta \mathbf{x}(s)$

$$\frac{\Delta y(s)}{\Delta u(s)} = \mathbf{c}^T (s\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1} \mathbf{b} \quad (0.24)$$

Es posible de escribir la función de transferencia (0.24) como una expansión de fracciones parciales

$$\frac{\Delta y(s)}{\Delta u(s)} = \sum_{i=1}^N \frac{R_{\Delta y/\Delta u, i}}{(s - p_i)} \quad (0.25)$$

donde p_i son los polos y $R_{\Delta y/\Delta u, i}$ los residuos.

Si la ecuación (0.24) se escribe en términos de autovalores y autovectores de la matriz de estado, esto resulta en

$$\frac{\Delta y(s)}{\Delta u(s)} = \mathbf{c}^T \mathbf{V} (s\mathbf{I} - \mathbf{\Lambda})^{-1} \mathbf{W} \mathbf{b} = \sum_{i=1}^N \frac{\mathbf{c}^T \mathbf{v}_i \mathbf{w}_i^T \mathbf{b}}{(s - \lambda_i)} \quad (0.26)$$

La comparación entre las ecuaciones (0.25) y (0.26) confirma que los autovalores de la matriz de estado son los polos de la función de transferencia en lazo abierto y que los residuos de la función de transferencia se pueden calcular en términos de los autovectores derechos e izquierdos.

$$R_{\Delta y / \Delta u, i} = \mathbf{c} \mathbf{v}_i \mathbf{w}_i^T \mathbf{b} \quad (0.27)$$

8.5 Sensibilidades

Esta sección presenta explícita las diferentes formas de calcular las sensibilidades (de primer orden) de los autovalores con relación a ciertos parámetros del sistema. La sensibilidad permite calcular una aproximación del autovalor cuando se varía un parámetro del sistema de acuerdo con la expresión

$$\lambda_i = \lambda_i^0 + \frac{\partial \lambda_i}{\partial q} \Delta q \quad (0.28)$$

La representación en espacio de estado de sistemas dinámicos lineales es apropiada para el análisis de sistemas de gran tamaño. No obstante, la representación en función de transferencia de sistemas dinámicos lineales es más adecuada para el diseño de sistemas de control.

Consideremos el sistema con realimentación en la Figura 8-1. La planta a regular está modelada por la función de transferencia $H(s)$ y el regulador está representado por la función de transferencia $F(s, q)$.

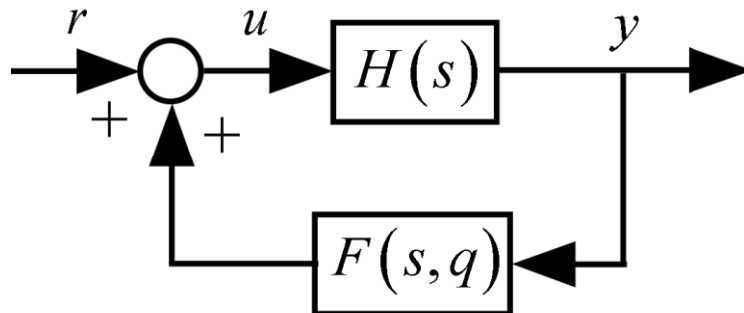


Figura 8-1: Sistema con realimentación representado mediante funciones de transferencia.

La formulación híbrida de un sistema con realimentación representado en consiste en representar el sistema a regular $H(s)$ en forma de espacio de estado. En general, se pueden considerar dos tipos de representaciones distintos: explícito o implícito. Aquí se tratará únicamente la representación explícita.

El sistema con realimentación de la Figura 8-1 se puede modificar tal y como lo exhibe la Figura 8-2 donde el sistema a controlar $H(s)$ está representado en forma de espacio de estado explícita.

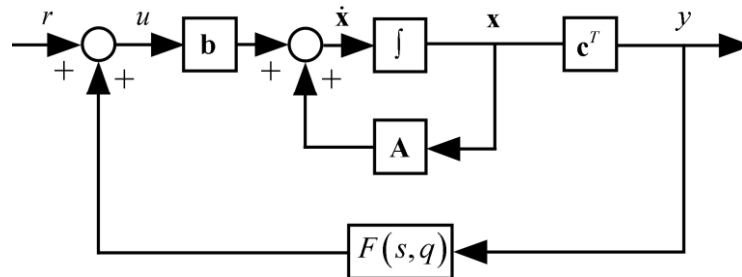


Figura 8-2: Un sistema con realimentación escrito en forma híbrida explícita sin relación directa entre la entrada y la salida de la parte representada en forma de espacio de estado.

La sensibilidad del autovalor λ_i del lazo cerrado respecto al parámetro q del sistema realimentado está dada en ecuación (8.15) [30]:

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial q} = \mathbf{w}_{\Delta x, i}^T \cdot \mathbf{b} \cdot \frac{\partial F(s, q)}{\partial q} \Big|_{s=\lambda_i} \cdot \mathbf{c}^T \mathbf{v}_{\Delta x, i} \quad (0.29)$$

La ecuación (0.29) proporciona la expresión del residuo de la función de transferencia en lazo cerrado (8.16). Debe notarse que el residuo de la función de transferencia en lazo cerrado está expresado únicamente en términos de las componentes de los autovectores derechos e izquierdos correspondientes a las variables de estado que modelan la parte dada en forma de espacio de estado.

$$R_{\Delta y / \Delta r, i} = \mathbf{w}_{\Delta x, i}^T \cdot \mathbf{b} \cdot \mathbf{c}^T \mathbf{v}_{\Delta x, i} \quad (0.30)$$

9 Anexo B. Ajuste de estabilizadores

Esta sección explica los conceptos de autovalor, autovector y participaciones para un sistema dinámico lineal. El primer apartado detalla el significado de los autovalores y de los autovectores en el contexto del análisis de un sistema lineal dinámico. Los factores de las participaciones se explican en el siguiente apartado y último apartado de esta sección.

9.1 Sistemas de excitación y estabilizadores del sistema de potencia

Los sistemas de excitación cumplen varias funciones:

- Suministrar corriente continua al devanado de campo del generador síncrono.
- Regulación de tensión.
- Otras funciones de control y protección.

La Figura 9-1 muestra un diagrama funcional de un sistema de excitación. Dicha figura permite identificar los elementos de un sistema de excitación:

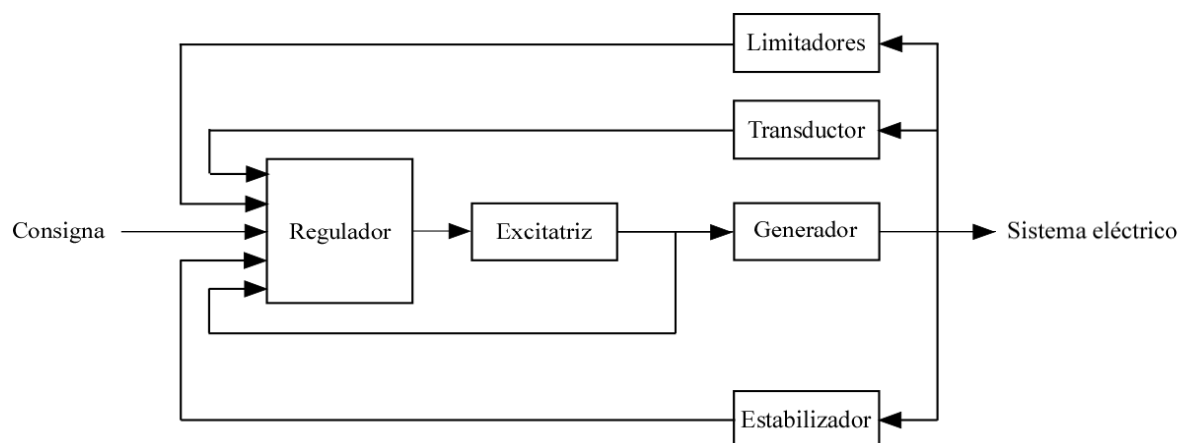


Figura 9-1: Componentes de un sistema de excitación de una máquina síncrona.

Los componentes de los sistemas de excitación son:

- **Excitatriz.** La excitatriz es el dispositivo de potencia que suministra corriente continua al devanado de campo del generador.
- **Regulador de tensión.** El regulador de tensión procesa las señales proporcionadas por el transductor y la compensación de carga, el estabilizador del sistema de potencia y los limitadores y genera la señal de mando a la excitatriz. El regulador incluye la compensación requerida para que la respuesta dinámica del lazo de regulación de tensión sea la deseada.
- **Transductor y compensación de carga.** El transductor proporciona una tensión continua, de nivel apropiado, proporcional a la tensión en bornes del generador. La compensación de carga estima la tensión en un punto remoto cuya regulación de tensión se desea utilizando la medida de la corriente suministrada por el generador.

- Estabilizador del sistema de potencia. El estabilizador del sistema de potencia varía la consigna del regulador de tensión con el propósito de amortiguar las oscilaciones del rotor del generador.
- Limitadores de máxima y mínima corriente de excitación. El limitador de mínima corriente de excitación previene la inestabilidad de pequeña perturbación y el excesivo calentamiento de cabezas de bobina del devanado del estator. El limitador de máxima corriente de excitación impide el calentamiento excesivo del devanado del estator.
- Limitador de V/Hz. El limitador de V/Hz limita el flujo (el flujo es proporcional al cociente entre la tensión y la frecuencia) en el generador ya sea por tensión elevada o por baja frecuencia (velocidad).

9.2 Principio de funcionamiento del estabilizador del sistema de potencia

Los estabilizadores modulan la consigna del sistema de excitación del generador utilizando la desviación de la velocidad angular como señal de entrada. Si se supone que no sólo el ángulo del rotor sino también la excitación varían, las ecuaciones (0.11)-(0.13) una vez linealizadas, pueden ser escritas como:

$$2H \frac{d\Delta\omega}{dt} = \Delta p_m - \Delta p_e \quad (0.31)$$

$$\Delta p_e = \frac{e'_0 u_0}{x_{e0}} \cos \delta_0 \Delta\delta + \frac{u_0}{x_{e0}} \sin \delta_0 \Delta e' = K \Delta\delta + K_e \Delta e' \quad (0.32)$$

$$\Delta\omega = \frac{1}{\omega_0} \frac{d\Delta\delta}{dt} \quad (0.33)$$

Si se modula la excitación del generador utilizando la velocidad angular como señal de entrada:

$$\Delta e' = K_{e,\omega} \Delta\omega \quad (0.34)$$

la ecuación diferencial de segundo orden resulta en:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} + \frac{K_e K_{e,\omega}}{\omega_0} \frac{d\Delta\delta}{dt} + K \Delta\delta = \Delta p_m \quad (0.35)$$

La ecuación (0.35) exhibe que el estabilizador proporciona un amortiguamiento equivalente $D_e = K_e K_{e,\omega}$ a las oscilaciones electromecánicas.

Los estabilizadores modulan la consigna del sistema de excitación del generador utilizando la desviación de la velocidad angular como señal de entrada.

Los estabilizadores deben estar equipados con redes de compensación de fase que compensen el retaso de fase que hay entre la tensión de consigna del sistema de excitación y el par electromagnético aplicado por el generador síncrono al rotor (potencia eléctrica suministrada).

El estabilizador del sistema de potencia debe estar equipados con un filtro paso alto denominado wash-out que impida la actuación del estabilizador cuando hay una variación permanente de la velocidad del generador.

La Figura 9-2 muestra un diagrama de bloque de un estabilizador con dos etapas de compensación de fase y un filtro wash-out. T_{S1} a T_{S4} son las constantes de tiempo de la red de compensación de fase y T_{S5} es la constante de tiempo del filtro wash-out.

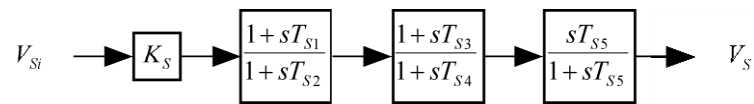


Figura 9-2: Modelo de un estabilizador.

La Figura 9-3 muestra la respuesta en frecuencia de una red de adelanto de fase $(1 + sT_{S1}) / (1 + sT_{S2}) = (1 + sT_S) / (1 + sT_S/\alpha)$ en la que $T_S = 1s$ y $\alpha = 10$. La pulsación a la que se alcanza la máxima compensación ϕ_m es $\omega = \sqrt{\alpha} / T_S$.

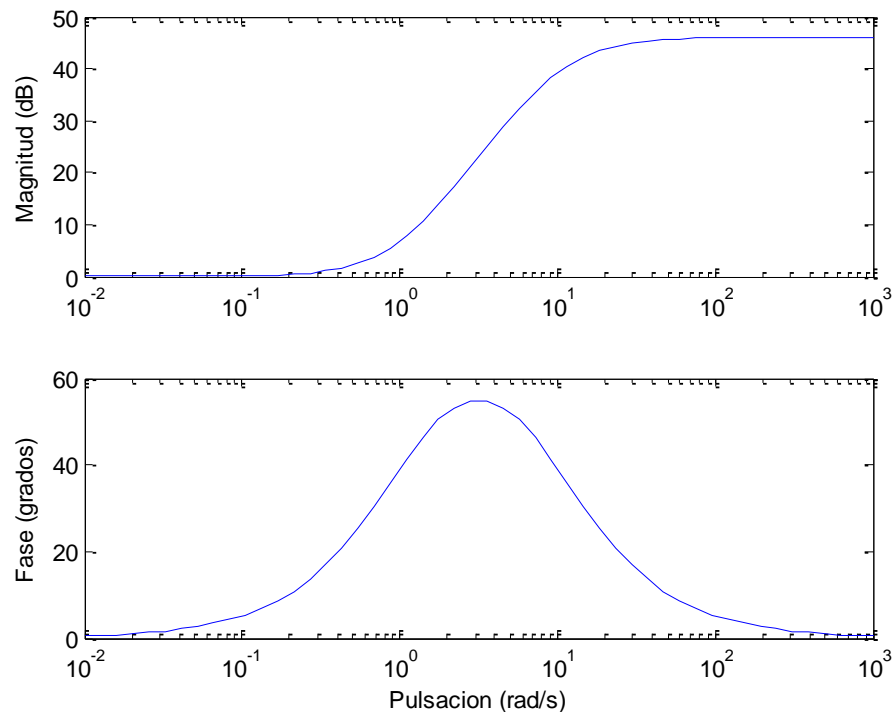


Figura 9-3: Respuesta en frecuencia de una red de adelanto de fase.

La Figura 9-4 muestra la respuesta en frecuencia de un filtro wash-out $sT_w/(1+sT_w)$ en la que $T_w = 1s$. La pulsación de corte es $\omega = 1/T_w$. Se aprecia el filtrado de componentes de frecuencia inferior a la frecuencia de corte.

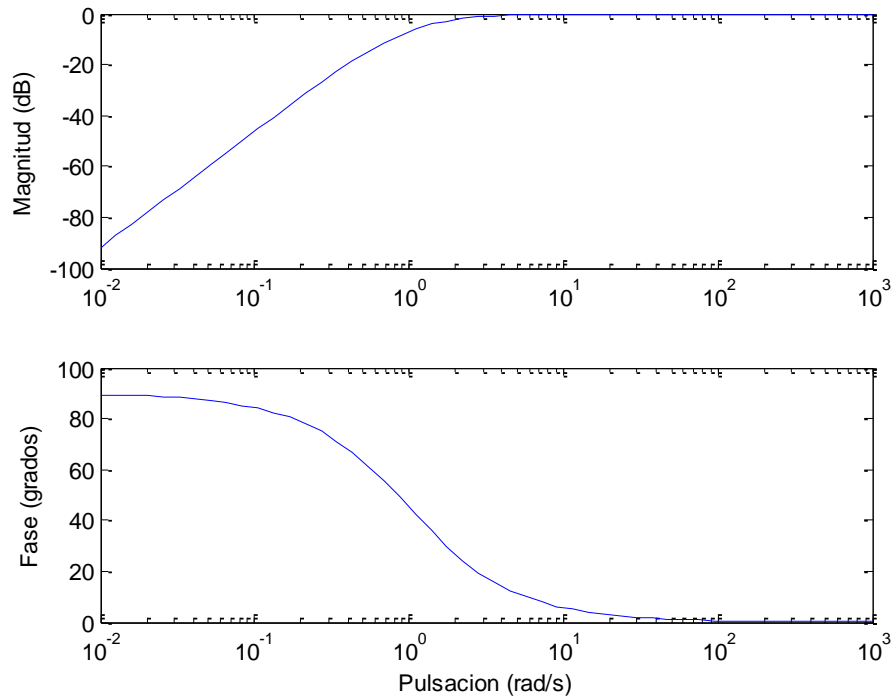


Figura 9-4: Respuesta en frecuencia de un filtro wash-out.

9.3 Ajuste de un estabilizador para amortiguar un modo por sensibilidades

El método de las sensibilidades de autovalores para diseñar un estabilizador consiste en dos etapas: el diseño de la red de compensación de fase y la determinación de la ganancia del estabilizador. La red de compensación de fase se diseña tal que la fase de la sensibilidad del autovalor vale 180 grados a la frecuencia natural. La ganancia se determina tal que el amortiguamiento del autovalor estimado equivale al amortiguamiento del autovalor deseado. Figura 9-5 exhibe una interpretación geométrica del método de las sensibilidades de autovalores aplicado al diseño de un estabilizador.

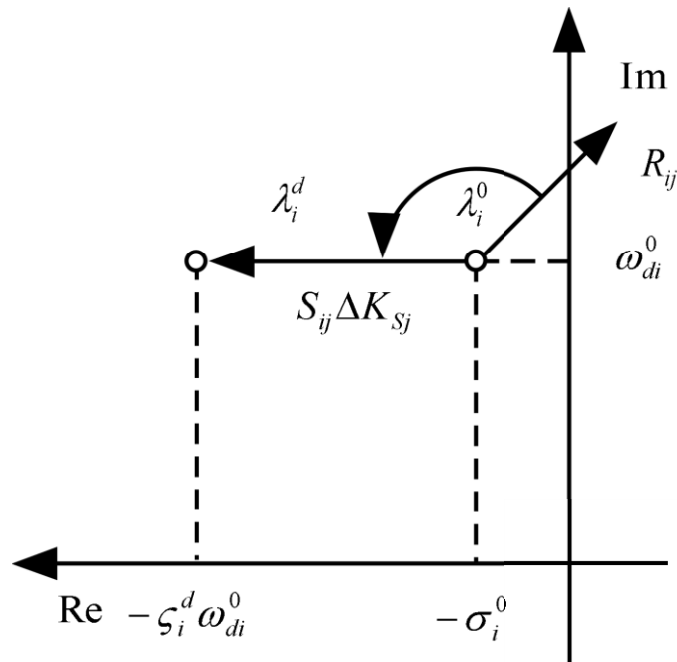


Figura 9-5: Interpretación geométrica del método de las sensibilidades de autovalores aplicado al diseño de un estabilizador.

La sensibilidad del i -ésimo autovalor respecto a la variación de la ganancia del j -ésimo estabilizador es:

$$S_i(T_{S1j}) = R_{ij} \cdot \left. \frac{\partial F(s, K_{Sj}, T_{S1j})}{\partial K_{Sj}} \right|_{s=\lambda_i^0}$$

donde R_{ij} es el residuo de la función de transferencia entre la salida y la entrada del j -ésimo estabilizador y $F(s, K_{Sj}, T_{S1j})$ es la función de transferencia del estabilizador. El residuo es función de los factores de controlabilidad y de observabilidad que a su vez son los productos del autovector izquierdo con el vector de controlabilidad y del autovector derecho con el vector de observabilidad.

$$R_{\Delta y/\Delta u, i} = \mathbf{w}_{\Delta x, i}^T \mathbf{b} \cdot \mathbf{c}^T \mathbf{v}_{\Delta x, i}$$

La forma de la función de transferencia depende del estabilizador que se quiere diseñar. Si se trata de un estabilizador, la forma general de la función de transferencia $F(s, K_{Sj}, T_{S1j})$ es:

$$F(s, K_{Sj}, T_{S1j}) = \left(\frac{1 + sT_{S1j}}{1 + sT_{S1j}/\alpha_j} \right)^{N_{Sj}} \cdot \frac{sT_{S5j}}{1 + sT_{S5j}} \cdot K_{Sj}$$

donde N_{Sj} es el número de etapas de la red de compensación de fase. La Figura 9-2 muestra un diagrama de bloque de un estabilizador con dos etapas de compensación de fase. Las constantes de tiempo T_{Si} y la constante de tiempo T_{S5} son las constantes de tiempo de la red de compensación de fase y la constante de tiempo del filtro wash-out, respectivamente.

9.3.1 Diseño de la red de compensación de fase

Dependiendo de si se requiere un adelanto o un retraso de fase, la fase a compensar por la red de compensación de fase del j-ésimo estabilizador está determinada por:

- Adelanto de fase:

$$\phi_j = \frac{\pi - \varphi_i \cdot \text{sign}(K_{Sj})}{N_{Sj}} \quad (0.36)$$

- Retraso de fase:

$$\phi_j = \frac{\pi + \varphi_j \cdot \text{sign}(K_{Sj})}{N_{Sj}} \quad (0.37)$$

donde:

$$\varphi_j = \arg[S_i(T_{S1j} = 0)]$$

Según se requiere un adelanto o retraso de fase, el coeficiente de filtro se calcula como:

- Adelanto de fase:

$$\alpha_j = \frac{1 + \text{sen } \phi_j}{1 - \text{sen } \phi_j} \quad (0.38)$$

- Retraso de fase:

$$\alpha_j = \frac{1 - \text{sen } \phi_j}{1 + \text{sen } \phi_j} \quad (0.39)$$

Una vez que el coeficiente de filtro ha sido determinado, la constante de tiempo del numerador se calcula como:

$$T_{S1j} = \frac{\sqrt{\alpha_j}}{\omega_{di}^0}$$

donde ω_{di}^0 es la frecuencia natural del i-ésimo modo $\lambda_i^0 = \sigma_i^0 + j\omega_{di}^0$:

9.3.2 Determinación de la ganancia

Una vez que la compensación de fase del estabilizador ha sido diseñada, la ganancia es determinada como:

$$\Delta K_{s_j} = K_{s_j} - K_{s_j}^0 = K_{s_j} = \frac{\operatorname{Re}\{\Delta\lambda_i\}}{\operatorname{Re}\left\{\frac{\partial\lambda_i}{\partial K_{s_j}}\right\}} = \frac{\operatorname{Re}\{\lambda_i^d - \lambda_i^0\}}{\operatorname{Re}\{S_i(T_{s_{1j}})\}}$$

donde λ_i^d es el autovalor deseado y ζ_i^d el amortiguamiento del autovalor deseado.

$$\lambda_i^d = -\zeta_i^d \cdot \omega_{di}^0 + j\omega_{di}^0$$

Tras implementar el estabilizador, el autovalor estimado λ_i^e también se puede determinar utilizando las sensibilidades de autovalores de primer orden:

$$\lambda_i^e = \lambda_i^0 + \Delta\lambda_i = \lambda_i^0 + \frac{\partial\lambda_i}{\partial K_{s_j}} \cdot \Delta K_{s_j} = \lambda_i + S_i(T_{s_{1j}}) \cdot K_{s_j}$$

10 Referencias

- [1] IEEE, IEEE Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities, IEEE Std. 1204-1997, 1997.
- [2] L. Rouco, “Compensadores síncronos en los sistemas eléctricos con generación basada en inversores”, Jornadas Técnicas Cigre 2021.
- [3] Cigre A1/C4 Joint Working Group 66, “Guide on Use of Synchronous Condenser for System Inertia and MVAR Management in Renewable Integration”, Technical Brochure, publicación inminente.
- [4] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Orden TED/1182/2021, de 2 de noviembre, por la que se regula el procedimiento y requisitos aplicables al concurso público para la concesión de capacidad de acceso de evacuación a la red de transporte de energía eléctrica de instalaciones de generación de procedencia renovable en el Nudo de Transición Justa Mudéjar 400 kV y se procede a su convocatoria. BOE núm. 263, de 3 de noviembre de 2021, páginas 133721 a 133757.
- [5] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, Mc Graw Hill, New York 1994.
- [6] G.J. Rogers, “Power System Oscillations”, Kluwer Academic Publishers, 1999.
- [7] L. Rouco, “Small Signal Stability Toolbox: Reference Manual”, Instituto de Investigación Tecnológica, 2002.
- [8] L. Rouco, “Small Signal Stability Toolbox: User Manual”, Instituto de Investigación Tecnológica, 2002.
- [9] L. Rouco, E. Lobato, “Grid access of non-synchronous generation: Review of the Spanish regulation”, 19th International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ’21), Almería (Spain), 28-30 July 2021.
- [10] Ministerio de Industria y Energía, Orden de 5 de septiembre de 1985 por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica. BOE núm. 219, de 12 de septiembre de 1985, páginas 28810 a 28814.
- [11] Real Decreto 413/2014, de 6 de junio por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. B.O.E. núm. 140, de 10 de junio de 2014, páginas 43876 a 43978.

- [12] Red Eléctrica de España, Informe de la capacidad máxima admisible para generación renovable en los nudos de la red de transporte y red de distribución subyacente en La Rioja
https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ AccesoRed/CAP_CON_NODAL_H2020_RIO_abr21.pdf
- [13] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Plan Nacional Integrado de Energía y Clima,
https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf.
- [14] Red Eléctrica de España, Informe del sistema eléctrico español 2020,
<https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2020>.
- [15] R. Ávila-Martínez, L. Rouco, J. García Aguilar, J. Renedo, L. Sigrist, A. García-Cerrada, Impact of PLL control on small-signal stability of wind DFIGs connected to weak grids, 28 Seminario Anual de Automática, Electrónica industrial e Instrumentación, SAAEI'21, Ciudad Real 7-9 Julio 2021.
- [16] Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica. BOE núm. 19, de 22 de enero de 2021, páginas 6111 a 6125.
- [17] Resolución de 20 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución. BOE núm. 131, de 2 de junio de 2021, páginas 67770 a 67786.
- [18] Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN>.
- [19] NERC, Integrating Inverter-Based Resources into Low Short Circuit Strength Systems. Reliability Guideline, December 2017, disponible en https://www.nerc.com/comm/PC_Reliability_Guidelines_DL/Item_4a._Integrating%20_Inverter-Based_Resources_into_Low_Short_Circuit_Strength_Systems_-_2017-11-08-FINAL.pdf.
- [20] Ebrahim Rahimi, Final Thesis Project: Voltage Interactions and Commutation Failure Phenomena in Multi-Infeed HVDC Systems, Department of Electrical and Computer Engineering University of Manitoba, 2011.

- [21] Chengjun Xia, Xia Hua, Zhen Wang and Zhenlin Huang, Analytical Calculation for Multi-Infed Interaction Factors Considering Control Modes of High Voltage Direct Current Links, *Energies*, 8 June 2018.
- [22] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Resolución de 5 de abril de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema eléctrico 1.1 «Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico», BOE, núm. 83, de 6 de abril de 2016, páginas 24013 a 24018.
- [23] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Resolución de 22 de marzo de 2005, de la Secretaría General de la Energía, por la que se aprueba el Procedimiento de Operación 13.1. «Criterios de Desarrollo de la Red de Transporte», de carácter técnico e instrumental necesario para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico. BOE núm. 85, de 9 de abril de 2005, páginas 12351 a 12358.
- [24] Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=ES>.
- [25] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión. BOE núm. 208, de 1 de agosto de 2020, páginas 62406 a 62458.
- [26] Red Eléctrica de España, Información sobre capacidad de acceso [MW] disponible y ocupada en los nudos de la red de transporte https://d1n1o4zeyfu21r.cloudfront.net/Capacidad_de_acceso_a_RdT_ED_1jul21_1.pdf.
- [27] L. Rouco, F.L. Pagola, G.C. Verghese, I.J. Pérez-Arriaga, “Selective modal analysis” in *Power system coherency and model reduction*, J. H. Chow editor, Springer, Berlin, 2013.
- [28] I. J. Pérez-Arriaga, “Selective Modal Analysis with Applications to Electric Power Systems”, Ph.D. Thesis, Department of Electrical Engineering and Control Science, Massachusetts Institute of Technology, May 1981.
- [29] I. J. Pérez-Arriaga, G. C. Verghese, F. C. Schweppe, “Selective Modal Analysis with Applications to Electric Power Systems. Part I: Heuristic Introduction. Part II: The Dynamic Stability Problem”. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101, No. 9, September 1982, pp. 3117-3134.

- [30] F. L. Pagola, I. J. Pérez-Arriaga, G. C. Verghese, "On Sensitivities, Residues and Participations". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRs-4, No. 1, February 1989, pp. 278-285.