



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

PROYECTO DE FIN DE GRADO

**MODELOS ELECTROMECAÑICOS
DE CONVERTIDORES VSC EN
MATLAB + SIMULINK +
SIMPOWERSYSTEMS**

Autor: Rodrigo Medina Lage

Directores:

Francisco Javier Renedo Anglada

Lukas Sigrist

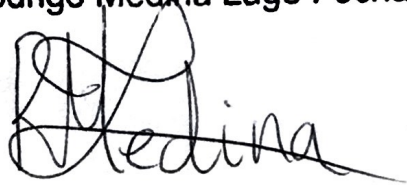
Madrid

9 de julio de 2020

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
. Modelos electromecánicos de convertidores VSC en Matlab + Simulink
+ SimPowerSystems

.....
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2019/2020. 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.: Rodrigo Medina Lage Fecha: ..8.. / ..7.. / ..2020



Autorizada la entrega del proyecto

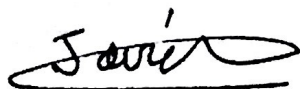
EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Lukas Sigríst

Fecha: ..8.. / ..7.. / ..2020

Francisco Javier Renedo Anglada Fecha: ..8.. / ..7.. / ..2020



A mis padres, Belén y Rodrigo, por su sacrificio y apoyo incondicional, por no haber perdido nunca la fe.

Índice general

Resumen	XI
Abstract	XIII
Palabras Clave	XV
1. Introducción	1
1.1. Revisión del trabajo previo	3
1.2. Motivación	5
1.3. Objetivos	5
2. Modelado y control de un convertidor VSC	7
2.1. Definición	7
2.2. Red débil vs Red fuerte	8
2.3. Simulación electromagnética vs Simulación electromecánica	9
2.4. Flujo de cargas	10
2.5. Esquemas de control. Control vectorial en ejes dq	10
2.5.1. Transformación de Park	10
2.5.2. Lazos de control	12
2.5.2.1. Lazo externo	12
2.5.2.2. Lazo interno o lazo de corriente.	13
2.5.2.3. Regulador de desacoplo	14
2.5.3. PLL	15
2.5.3.1. PLL. Diseño	16
2.6. Diseño de los lazos del control	19
2.6.1. Lazo interno o lazo de corriente. Parámetros del control	19
2.6.2. Lazo externo	19
2.7. Modelos electromecánicos de VSC analizados.	
Modelo A y Modelo B	19
3. Implementación de un modelo electromecánico de un convertidor VSC	21
3.1. Herramientas de simulación	21
3.1.1. Matlab-Simulink	21
3.1.1.1. Matlab. SimPowerSystems	22
3.1.2. PSS/E	22
3.2. Desarrollo del modelo de VSC	22
3.2.1. Transformada de Park. Antitransformada de Park	22
3.2.2. Lazo externo	23
3.2.3. Lazo interno	24

3.2.4. Regulador de desacoplo	24
3.3. Tabla de bases	25
3.4. Modelo de una red infinita	25
3.5. Implementación de dos modelos de VSC para simulación electromecánica	25
4. Resultados	27
4.1. Simulación electromecánica	27
4.2. Simulación del modelo frente a distintos tipos de red	28
4.3. Simulación de un escenario estable	29
4.3.1. Simulación frente a red fuerte, SCR=20.	29
4.3.2. Simulación frente a red muy débil, SCR=2.	31
4.4. Simulación de un escenario con mayor potencia activa inyectada por el VSC	34
4.4.1. Simulación frente a red fuerte, SCR=20.	34
4.4.2. Simulación frente a red muy débil, SCR=2.	36
4.4.3. Repetición del escenario anterior aumentando la potencia reactiva. Discusión acerca del origen de la inestabilidad observada. SCR=2	38
4.5. Coste Computacional	41
4.6. Conclusiones	41
5. Conclusiones	43
5.1. Trabajo futuro	44
Bibliografía	45
A. Presupuesto	1
A.1. Costes materiales	1
A.2. Costes laborales	1
A.3. Costes totales	1
B. Impacto medioambiental	3
C. Parámetros del modelo	5
D. Código empleado	7
D.1. Parámetros del modelo	7
D.2. Carga de resultados	9
D.3. Representación gráfica de los resultados	12
D.3.1. Archivo para representar los datos de la simulacion.	12
D.3.2. Archivo para cargar los datos del modelo A (sin PLL).	14
D.3.3. Archivo para cargar los datos del modelo B (con PLL).	14
D.3.4. Archivo que contiene los plot y el formato de los resultados.	15
E. Figuras obtenidas en las simulaciones	19
E.1. Simulación frente a red débil, SCR=2.	19
E.1.1. Escalón de P=0.8 p.u.	19
E.1.2. Escalón de P=0.9 p.u.	21
E.1.3. Escalón de P=0.9 p.u. con generación de reactiva	22
E.2. Simulación frente a red fuerte, SCR=20.	24
E.2.1. Escalón de P=0.8 p.u.	24
E.2.2. Escalón de P=0.9 p.u.	25

Índice de figuras

Figura	1. Modelo eléctrico del VSC conectado a red	XI
Figura	2. Electrical model of the VSC converter coupled to the grid	XIII
Figura	1.1. Instalación acumulada de potencia eólica [GWE18]	1
Figura	1.2. Instalación acumulada de potencia fotovoltaica [Age17]	2
Figura	1.3. Evolución anual de la generación renovable y no renovable	3
Figura	1.4. Diagrama de dos sistemas AC interconectados mediante dos VSC's <i>back-to-back</i> Imagen tomada de [Yan+08]	4
Figura	1.5. Generación eólica off-shore conectada a red mediante un enlace HVDC. Imagen tomada de [TGB14]	4
Figura	2.1. Modelo eléctrico del VSC conectado a red	7
Figura	2.2. VSC conectado a red débil	8
Figura	2.3. Transformación de Park	11
Figura	2.4. Lazo externo de control para P y V	13
Figura	2.5. Lazo externo de control, empleando P y Q	13
Figura	2.6. Lazo interno, control de corriente	14
Figura	2.7. Regulador de desacoplo	14
Figura	2.8. Esquema completo del lazo interno	15
Figura	2.9. Esquema clásico de un PLL [Kuz+15]	15
Figura	2.10. Diseño del PLL utilizado	16
Figura	2.11. Régimen permanente	16
Figura	2.12. Actuación del PLL en red fuerte	17
Figura	2.13. Actuación del PLL en red débil	18
Figura	3.1. Transformada de Park	23
Figura	3.2. Antitransformada de Park	23
Figura	3.3. Lazo externo de control	24
Figura	3.4. Regulador de desacoplo empleado en el modelo	24
Figura	3.5. Esquema de simulación del VSC acoplado a red	25
Figura	3.6. Obtención del ángulo en el punto de conexión sin PLL	26
Figura	3.7. Obtención del ángulo en el punto de conexión con PLL	26
Figura	4.1. VSC conectado a red débil	28
Figura	4.2. Potencia activa (Ps) [MW] - Potencia reactiva (Qs) [Mvar] inyectadas por el VSC	30
Figura	4.3. Tensión [p.u.] - Corriente [p.u.]. SCR=20	30
Figura	4.4. Angulo [°] - Frecuencia [Hz]. SCR=20	31
Figura	4.5. Potencia activa (Ps) [MW] - Potencia reactiva (Qs) [Mvar] inyectadas por el VSC	32

Figura 4.6. Tensión [p.u.] - Corriente [p.u.]. SCR=2	33
Figura 4.7. Angulo [°] - Frecuencia [Hz]. SCR=2	33
Figura 4.8. Potencia activa (Ps) [MW] - Potencia reactiva (Qs) [Mvar] inyectadas por el VSC	34
Figura 4.9. Tensión [p.u.] - Corriente [p.u.]. SCR=20	35
Figura 4.10. Angulo [°] - Frecuencia [Hz]. SCR=20	35
Figura 4.11. Potencia activa (Ps) [MW] - Potencia reactiva (Qs) [Mvar] inyectadas por el VSC	37
Figura 4.12. Tensión [p.u.] - Corriente [p.u.]. SCR=2	37
Figura 4.13. Angulo [°] - Frecuencia [Hz]. SCR=2	38
Figura 4.14. Curvas tensión-potencia [Ege+15]	39
Figura 4.15. Potencia activa (Ps) [MW] - Potencia reactiva (Qs) [Mvar] inyectadas por el VSC	40
Figura 4.16. Tensión [p.u.] - Corriente [p.u.]. SCR=2	40
Figura 4.17. Angulo [°] - Frecuencia [Hz]. SCR=2	41
Figura E.1. Activa [MW] - Reactiva [Mvar]	19
Figura E.2. Tensión [kV] - Corriente [A]	20
Figura E.3. Ángulo [°] - Frecuencia [Hz]	20
Figura E.4. Activa [MW] - Reactiva [Mvar]	21
Figura E.5. Tensión [kV] - Corriente [A]	21
Figura E.6. Ángulo [°] - Frecuencia [Hz]	22
Figura E.7. Activa [MW] - Reactiva [Mvar]	22
Figura E.8. Tensión [kV] - Corriente [A]	23
Figura E.9. Ángulo [°] - Frecuencia [Hz]	23
Figura E.10. Activa [MW] - Reactiva [Mvar]	24
Figura E.11. Tensión [kV] - Corriente [A]	24
Figura E.12. Ángulo [°] - Frecuencia [Hz]	25
Figura E.13. Activa [MW] - Reactiva [Mvar]	25
Figura E.14. Tensión [kV] - Corriente [A]	26
Figura E.15. Ángulo [°] - Frecuencia [Hz]	26

Índice de tablas

Tabla 3.1. Parámetros del PI [p.u.]	24
Tabla 3.2. Eje d	24
Tabla 3.3. Eje q	24
Tabla 3.4. Tabla de bases	25
Tabla 3.5. Parámetros del regulador en el PLL	26
Tabla 4.1. Cambios en la referencia del convertidor. Caso 1	29
Tabla 4.2. Cambios en la referencia del convertidor. Caso 2	36
Tabla 4.3. Cambios en la referencia del convertidor. Caso 3	38
Tabla A.1. Costes materiales	1
Tabla A.2. Costes laborales	1
Tabla A.3. Costes totales	1
Tabla C.1. Tabla de bases.	5
Tabla C.2. Parámetros de la red	5
Tabla C.3. Red fuerte. SCR=20	5
Tabla C.4. Red débil. SCR=2	5
Tabla C.5. Parámetros del convertidor.	5
Tabla C.6. Parámetros del lazo interno o lazo de corriente.	6
Tabla C.7. Parámetros del PLL.	6

Resumen

Este proyecto consiste en el diseño de un convertidor VSC en Simulink con el fin de llevar a cabo simulaciones de tipo electromecánico, analizando al mismo tiempo la influencia que tiene sobre el convertidor el hecho de contar o no con un PLL. Para ello se han desarrollado dos modelos –uno con PLL, el otro sin él– y se han sometido a diversos escenarios de carga y de tipo de red.

El sistema eléctrico que se ha estudiado se muestra en el siguiente diagrama unifilar:

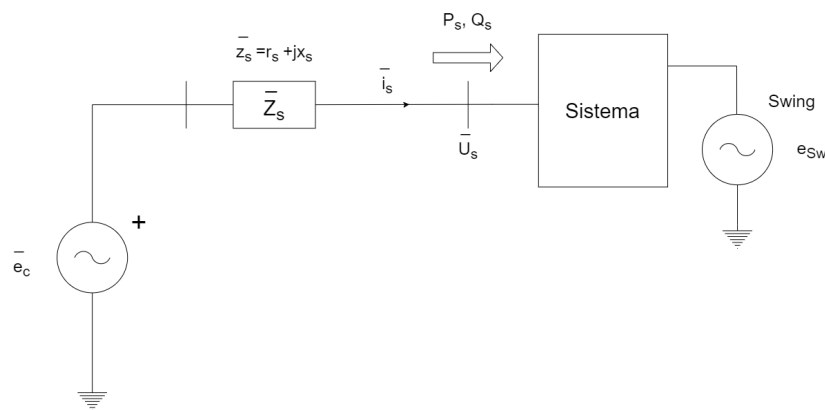


Figura 1. Modelo eléctrico del VSC conectado a red

Donde se usa el subíndice 's' para referirse al punto de conexión a la red del convertidor.

Las conclusiones principales a las que se han llegado son las siguientes:

- Se ha verificado el correcto funcionamiento del sistema.
- Se ha verificado que el sistema presenta un coste computacional bajo (simulaciones rápidas).
- Se ha concluido que, pese a contar con una herramienta para realizar flujos de cargas con máquinas síncronas, SimPowerSystems no puede llevarlos a cabo en presencia de convertidores VSC como el que se ha modelado.
- Se ha comprobado que los convertidores VSC presentan conflictos en cuanto a su estabilidad cuando están conectados a redes débiles, incluso cuando la simulación es electromecánica.
- Tras observar las diferencias entre los dos modelos empleados, se ha concluido que el efecto de contar con un PLL en el modelo tiene un peso muy ligero en las simulaciones electromecánicas que se han llevado a cabo.

Abstract

This project consists of the design of a VSC converter in Simulink in order to carry out electromechanical simulations, while analyzing the influence that including or not including a PLL has on the converter. For this, two models have been developed - one with PLL, the other without it - and both have been subjected to various load scenarios and network type. The electrical system that has been studied is shown in the following one-line diagram:

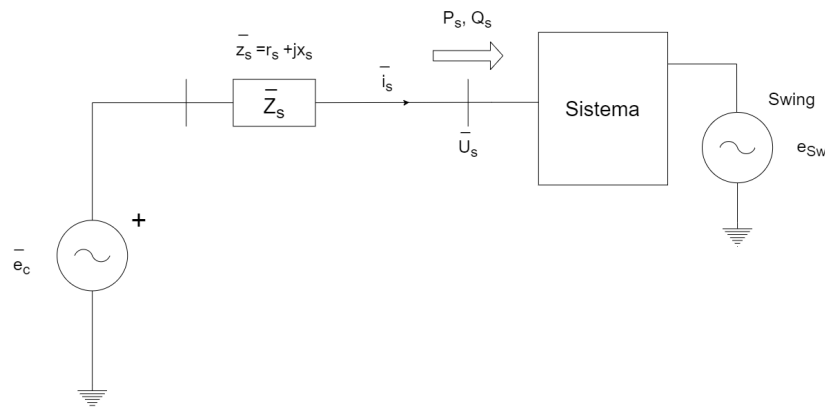


Figura 2. Electrical model of the VSC converter coupled to the grid

Where the 's' subindex is used in order to refer to the coupling point to the electrical grid.

The main conclusions that have been reached are the following:

- The correct operation of the model has been verified.
- Se ha verificado que el sistema presenta un coste computacional bajo (simulaciones rápidas).
- It has been verified that the system has a low computational cost (fast simulations).
- VSC converters have been found to have stability conflicts when connected to weak grids, even when the simulation is electromechanical.
- After observing the differences between the two models used, it has been concluded that the effect of having a PLL in the model has a very light influence on the electromechanical simulations that have been carried out.

Palabras Clave

- **VSC:** Voltage Source Converter. Convertidores eléctricos, tradicionalmente inversores, que actúan en la red como generadores.
- **PLL:** Phase-Locked Loop. En español, lazo de seguimiento de fase, es un algoritmo de control empleado en el acoplamiento a red de convertidores electrónicos.
- **SCR:** Short Circuit Ratio. Es un indicador de la sensibilidad de la red frente a cambios. Cuanto más grande sea el SCR, más estable será la red y menos fluctuarán sus variables de estado.

1

Introducción

The science of today is the technology of tomorrow. Everything is theoretically impossible, until it is done

Edward Teller (1908–2003)

Robert A. Heinlein (1907 – 1988)

En este capítulo se introducirá el contexto en el que se desarrolla este proyecto, se detallará las contribuciones que se persigue realizar mediante la realización del mismo, su motivación y, por último, se enumerarán los objetivos que se pretenden alcanzar.

Durante la última década, la evolución del mix energético tanto a nivel nacional como internacional sigue un rumbo claramente orientado hacia la generación renovable en detrimento de los combustibles fósiles; tan es así que, globalmente, la instalación de generación eólica y solar ha aumentado por seis [fig. 1.1] y por cuarenta [fig. 1.2] veces respectivamente entre 2006 y 2016. Los motivos de esta transición en el modelo energético son diversos, pero sin duda hay que destacar entre ellos la mejora de la tecnología en cuanto a la electrónica de potencia y la extracción de energía verde, así como la legislación medioambiental que tiende a ser más estricta según avanzan los años.

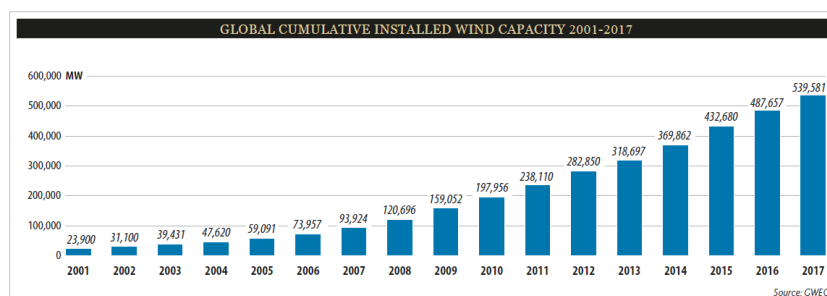


Figura 1.1. Instalación acumulada de potencia eólica [GWE18]

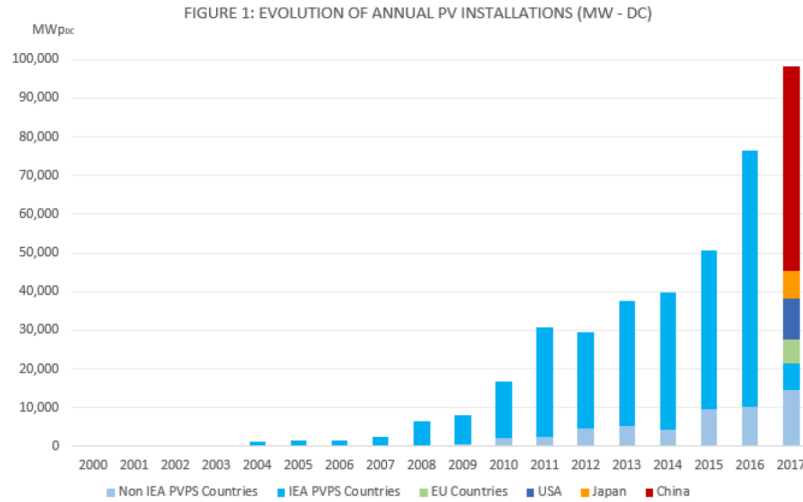


Figura 1.2. Instalación acumulada de potencia fotovoltaica [Age17]

Asimismo, implantar energía renovable en la red conlleva en la mayoría de las veces hacer uso de la electrónica de potencia, lo que introduce grandes cambios en el comportamiento dinámico del sistema. Esto se debe a que, al sustituir la generación síncrona convencional por la electrónica de potencia se está pasando de un modelo en el que existe un vínculo electromecánico entre la generación de energía eléctrica en el rotor y su energía mecánica a otro en el que este vínculo lo proporciona un regulador electrónico. Además, el propio funcionamiento de estos reguladores suele estar basado en el uso de semiconductores como diodos o transistores, cuyo comportamiento no tiene por qué ser linealizable.

En adición a esto, sustituir la generación síncrona por renovable ofrece otro gran inconveniente desde el punto de vista de la inercia del sistema eléctrico. La presencia de masas girando en los alternadores contribuye a hacer que el sistema eléctrico sea más estable ante una perturbación ya que suaviza la pendiente inicial en la derivada de la frecuencia con respecto al tiempo. Esto da más margen a los controladores para actuar y reduce el valor mínimo de la frecuencia durante el transitorio en la regulación primaria.

La relación entre la frecuencia y la inercia viene dada en las máquinas síncronas por la siguiente ecuación, siendo J la inercia del rotor del generador, M_{mec} el par mecánico en el eje, $M_{electrico}$ el par eléctrico generado y Ω la velocidad mecánica del rotor.

$$J \frac{d\Omega_r}{dt} = M_{mec} - M_{electrico} \rightarrow \frac{df}{dt} \simeq \frac{d\Omega_r}{dt} \cdot n_{polos} \rightarrow \frac{df}{dt} = \frac{M_{mec} - M_{electrico}}{J} \quad (1.1)$$

Además, conviene tener en cuenta que la capacidad de almacenar energía de las renovables es más reducida que la de la generación síncrona convencional y que su vulnerabilidad frente a sobretensiones es mayor. En lo que respecta a las sobrecorrientes se suele asumir que las máquinas síncronas pueden soportar hasta un 250% de su valor nominal, mientras que la mayoría de los reguladores suelen admitir hasta el 110%. Es, por tanto, una tecnología que actualmente ofrece menos garantías de estabilidad ante perturbaciones, por lo que mientras esto no cambie no podrá aumentar su peso en el mix energético aun contando con más potencia instalada y mejorando su rentabilidad.

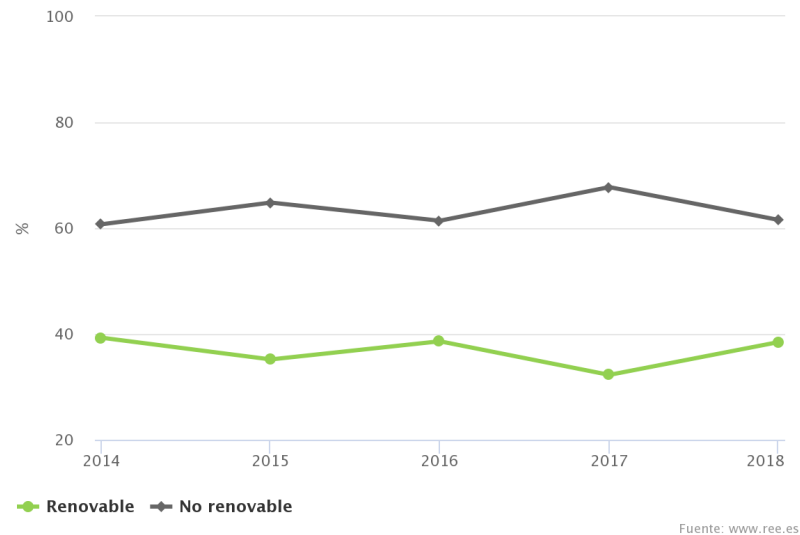


Figura 1.3. Evolución anual de la generación renovable y no renovable

Así pues, a lo largo de este proyecto de fin de grado se realizará una investigación en torno a la estabilidad transitoria en redes de baja inercia y al control de convertidores VSC.

1.1. Revisión del trabajo previo

Para hacer frente a los problemas de inercia intrínsecos a la electrónica de potencia se han desarrollado varias técnicas, siendo una de ellas la llamada inercia sintética. La inercia sintética consiste en diseñar el regulador de manera que, según detecte una caída en la frecuencia de la red, se aumente la generación de potencia activa de forma proporcional durante los primeros segundos. El mayor inconveniente de esto es que no suele ser habitual que esta clase de sistemas operen por debajo de su máximo de generación.

Por ello, se están llevando a cabo numerosas investigaciones con el fin de desarrollar nuevas técnicas de control que permitan dar una respuesta en frecuencia rápida pero que a la vez no requiera un volumen excesivo de capacitancia. En el caso de la eólica offshore, por ejemplo, algunos investigadores [JPG14] sugieren emplear reguladores que combinen la energía cinética de la turbina del aerogenerador con la energía capacitiva de los enlaces HVDC de manera que se consiga una respuesta en frecuencia más rápida.

En línea con lo anterior, es imprescindible hablar del MIGRATE Project [UE19]. MIGRATE significa Massive InteGRATion of power Electronic devices; se trata de un proyecto fundado por la Unión Europea en el marco del Horizonte 2020 que tiene como objetivo a largo plazo desarrollar nuevos algoritmos de control y códigos de red que permitan la transición hacia un sistema eléctrico de alta tensión en corriente alterna donde el 100 % de la generación y el consumo está conectado a la red a través de dispositivos de electrónica de potencia [REE19a]. Diseñar un sistema eléctrico así sin duda dará lugar a numerosos interrogantes, siendo uno de ellos el que se procederá a estudiar en este TFG: ¿Cuál será el impacto del control de convertidores VSC en redes de distinto tamaño?

Más allá de esto, el proyecto MIGRATE lo llevan a cabo cinco grupos de trabajo, el primero de los cuales se encarga de desarrollar métodos de cara a la estabilidad transitoria en redes con elevada penetración de dispositivos basados en electrónica de potencia. Para esto, nuevamente, será imprescindible comprender y evaluar el impacto de convertidores VSC en la estabilidad transitoria de redes baja inercia.

Lo cierto es que, aunque los desafíos que la generación renovable debe asumir parecen estar claramente definidos así como los posibles problemas que pueden desencadenar una vez incorporados en el sistema, en estos momentos el principal problema es la falta de conocimiento científico que permita cimentar de manera sólida el modelado, análisis y control de sistemas de baja inercia con convertidores VSC [Mil+18].

Algunos de los principales desafíos identificados por estos investigadores [Mil+18] incluyen: (i) identificar de forma rigurosa los límites de generación no-síncrona con respecto a su estabilidad y su capacidad para contribuir a la frecuencia del sistema; (ii) de qué manera influye la estructura de la red –fuerte/débil, inercia baja/alta–; (iii) qué lugares son estratégicamente mejores, anticipando posibles contingencias relacionadas con la inercia del sistema futuro; (iv) qué especificaciones requiere esta tecnología para garantizar la estabilidad y robustez de sistemas interconectados; (v) cuáles son los lugares geográficos más vulnerables desde el punto de la dependencia energética en redes de baja inercia y (vi) investigar acerca de qué tipo de tecnología ofrece mejores resultados de inercia, estabilidad y predictibilidad.

El objeto del proyecto que se ha realizado, está orientado a una posterior integración del modelo desarrollado en un sistema de baja inercia, con el fin de extraer conclusiones que permitan resolver varios de los desafíos anteriormente mencionados.

Cuando se habla de convertidores VSC, es imprescindible hablar con cierto detalle de los enlaces HVDC mencionados anteriormente. Estos, consisten generalmente en dos convertidores VSC conectados *back-to-back* en sus extremos a sistemas eléctricos de corriente alterna 1.4 que poseen frecuencias distintas. Actualmente esta tecnología está tomando un impulso considerable

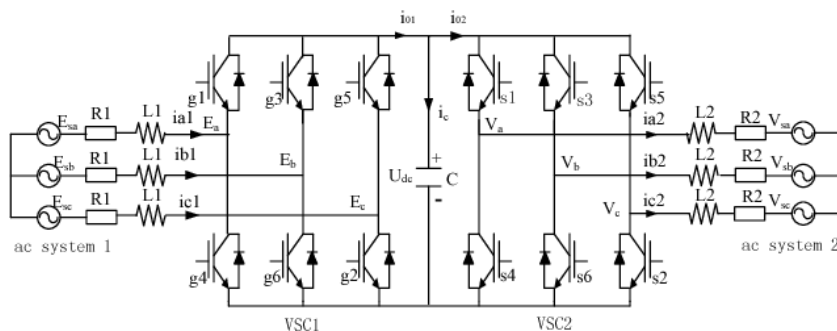


Figura 1.4. Diagrama de dos sistemas AC interconectados mediante dos VSC's *back-to-back* Imagen tomada de [Yan+08]

y es beneficiaria de grandes inversiones públicas, especialmente en la llamada generación eólica *off-shore* [fig. 1.5], que consiste en turbinas de viento ubicadas en el mar.

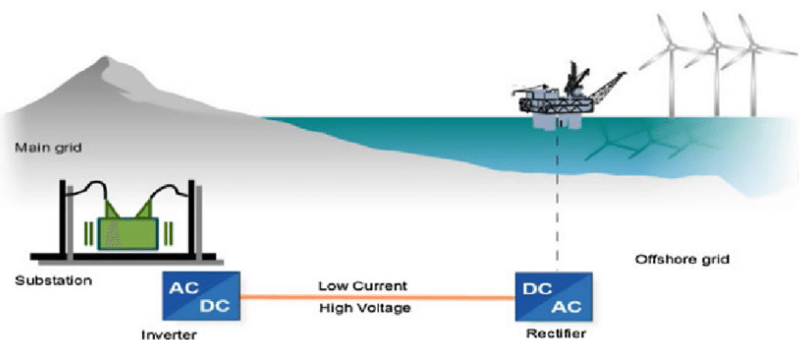


Figura 1.5. Generación eólica off-shore conectada a red mediante un enlace HVDC. Imagen tomada de [TGB14]

1.2. Motivación

Considerando el enorme peso que se confiere tanto a las energías renovables como a la electrónica de potencia de cara a planificar las redes del futuro, resulta oportuno analizar la estabilidad de sistemas que, desde el punto teórico, presenten esas características. Sin embargo, es importante puntualizar que los problemas que pueden derivar de este tipo de sistemas no quedan circunscritos al futuro, sino que también aparecen en el presente. Incluso en sistemas con baja presencia de generación renovable se puede dar el caso de que, ante una perturbación, el sistema se divida en áreas aisladas entre las cuales haya alguna que sólo disponga de este tipo de energía. En esa situación el sistema debe ser igualmente capaz de satisfacer el balance de potencias y de garantizar su propia estabilidad. Para ello, será de gran relevancia el desarrollo de nuevas formas de controlar los convertidores VSC. Sin embargo, como se ha mencionado anteriormente, actualmente no se cuenta con conocimientos sólidos acerca de este tipo de convertidores por lo que se requiere investigación científica acerca del modelado y comportamiento dinámico de este tipo de convertidores con el fin de poder exportar algunas de las conclusiones que se puedan extraer a partir de simulaciones al mundo real.

1.3. Objetivos

- Llevar a cabo una investigación a partir de modelos dinámicos de tipo electromecánico en convertidores VSC mediante Matlab, Simulink y SimPowerSystems.
- Simulación electromecánica de convertidores VSC.
- Estudio del comportamiento de convertidores VSC conectados a redes débiles.
- Analizar el impacto de los PLL cuando se llevan a cabo simulaciones electromecánicas.

2

Modelado y control de un convertidor VSC

Hecha la introducción, el objeto del segundo capítulo es plantear de forma teórica el modelado del sistema eléctrico y las estrategias de control empleadas en el proyecto.

2.1. Definición

Los convertidores VSC, tradicionalmente llamados inversores, permiten transformar corriente continua en alterna, obteniendo una tensión de salida controlada en módulo, ángulo y frecuencia [Nav+12]. Como se ha mencionado en el capítulo anterior, se trata de un tipo de tecnología que juega un papel especialmente importante a la hora de implementar generación renovable en la red eléctrica debido a que la energía eléctrica obtenida a partir de turbinas de viento o placas fotovoltaicas, por ejemplo, necesitan adaptar su tensión y frecuencia a la de la red para poder acoplarse.

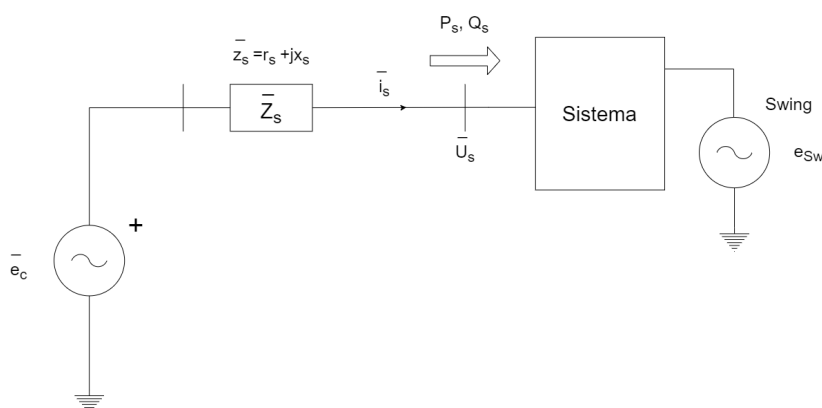


Figura 2.1. Modelo eléctrico del VSC conectado a red

Sobre estas líneas se presenta un esquema eléctrico del equivalente Thevenin de un convertidor conectado a la red, donde Z_s representa su impedancia equivalente, cuyos valores

se suelen encontrar en torno a $\bar{z}_s = 0,01 + j0,2$ [p.u.]. En este proyecto, se emplea el sufijo *s* para hacer referencia al punto de conexión del convertidor a la red.

Este [fig. 2.1] será el esquema empleado como base para el desarrollo del modelo del VSC, mostrado en el capítulo siguiente [cap. 3].

2.2. Red débil vs Red fuerte

A lo largo de este proyecto se hará referencia en varias ocasiones a los conceptos de red fuerte y red débil, por lo que conviene aclarar desde el principio qué es lo que se quiere decir con cada uno de ellos.

La idea de que una red sea fuerte o débil hace referencia a su capacidad para hacer frente a variaciones de potencia activa y reactiva, en especial para la conexión de parques eólicos y enlaces HVDC [REE19b]. De esta manera, un sistema fuerte puede responder a cambios relativamente grandes de potencia activa y reactiva sin experimentar grandes perturbaciones ni sufrir algún tipo de inestabilidad. Se puede decir que son robustos. Las redes débiles, en cambio, son más sensibles a alteraciones en los flujos de potencia y dan lugar a escenarios de inestabilidad en el sistema con mayor facilidad.

Tradicionalmente, el criterio más habitual para evaluar esta característica de los sistemas eléctricos ha sido el Short Circuit Ratio [SCR]. Su definición matemática se expresa, en este caso, como la potencia de cortocircuito de la red en el punto de conexión del convertidor dividida entre la potencia nominal del VSC:

$$SCR = \frac{S_{CC}}{P_{Nom} VSC} \quad (2.1)$$

El convenio que se suele seguir es que una red se considera fuerte cuando $SCR > 5$, débil cuando está por debajo de ese valor y muy débil si $SCR < 3$.

Para trasladar estos conceptos al modelo eléctrico anteriormente representado, sencillamente se divide la impedancia del equivalente Thevenin de la red por el SCR [fig. 2.2].

$$SCR \propto \frac{1}{|Z_{Red}|} \quad (2.2)$$

De este modo, una red fuerte estará asociada con una impedancia de red baja (SCR grande) mientras que una red débil lo estará con una impedancia de red alta (SCR pequeño).

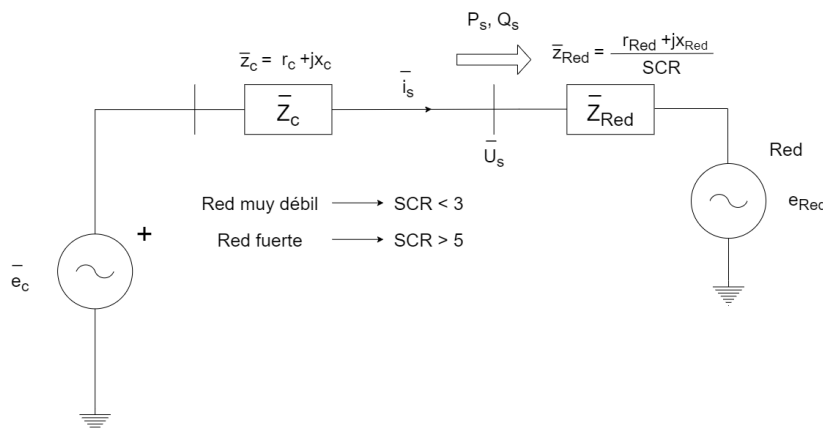


Figura 2.2. VSC conectado a red débil

El interés de estudiar este tipo de convertidores acoplados a redes débiles se encuentra en que parece demostrado [Ege+15] que los sistemas de control vectorial, como el que se va a emplear en este proyecto, sufren grandes dificultades cuando tienen que hacer frente a grandes flujos de potencia. El motivo de ello parece radicar en el comportamiento no lineal del convertidor así como en un acoplamiento entre la tensión y la potencia activa más fuerte de lo habitual.

2.3. Simulación electromagnética vs Simulación electromecánica

A continuación, se procederá a analizar las distintas formas en que se puede simular el modelo del convertidor.

- **Simulación electromecánica:** Se caracteriza por ser especialmente apropiada para grandes sistemas de potencia, en los que las dinámicas dominantes sean de carácter mecánico –asociadas a la inercia rotativa, como la de bombas y turbinas, de sistemas eléctricos basados en generación convencional–. Las constantes de tiempo consideradas con este método de simulación son del orden de 0.1-10 s [AB16]. La razón de esto se encuentra en que las ecuaciones que rigen la dinámica eléctrica del sistema –como las de las inductancias de las líneas– son de tipo algebraico. La principal ventaja que tiene este tipo de simulación frente a la electromagnética es que el coste computacional es significativamente menor dado que el paso de integración necesario para llevarlas a cabo de forma exitosa –*10⁻³ s por ejemplo*– es de varios órdenes de magnitud por encima de el que se tiene en la simulación electromagnética –pueden ser del orden de 10^{-6} s–. Asimismo, como consecuencia de que el paso de integración sea mayor, los resultados obtenidos no solo ocupan menos memoria, también tienen un tiempo de simulación mucho más reducido.
- **Simulación electromagnética:** Este tipo de simulación se suele reservar para aquellos sistemas de tamaño pequeño en los cuales prevalece la generación mediante dispositivos de electrónica de potencia. Por tanto, la respuesta dinámica a considerar debe ser mucho más rápida que la que se pueda tener en un sistema como el descrito para la simulación electromagnética –paso de integración menor, dado que es necesario tomar un mayor número de muestras–. El orden de las constantes de tiempo analizadas en una simulación electromagnética es del orden de 10^{-7} – 10^{-7} s [AB16]. A diferencia de la simulación electromecánica, en una simulación electromagnética se consideran de forma más detallada los transitorios de carácter eléctrico como los obtenidos en una inductancia ($\frac{di_L}{dt}$) de forma más detallada.

Hecha la distinción entre los dos tipos de simulación posibles queda claro que, para analizar la estabilidad de un sistema como el que se va a estudiar en este proyecto, la simulación electromagnética es mucho más apropiada que la electromecánica. Por tanto, es importante esclarecer correctamente por qué se ha decidido realizar el modelo orientado a una simulación electromecánica.

Como se ha explicado anteriormente, la simulación electromagnética tiene como desventajas que necesita un mayor paso de integración y, especialmente, que el tiempo de simulación que requiere es considerablemente mayor con respecto a la electromecánica (sobre todo cuanto más grande es el sistema).

Por tanto, si se diseñara el modelo para simularse de forma electromagnética, se obtendrían unos resultados más precisos –especialmente durante los transitorios en el momento que se

produzcan cambios en la carga, pero a cambio el modelo resultante sería menos válido para incorporarlo a un sistema eléctrico de mayor tamaño.

De este modo, a la hora de ponderar una simulación frente a la otra, se ha considerado que es más valioso poder exportar a posteriori el modelo desarrollado en este proyecto a un sistema eléctrico mayor en el que esté presente la generación síncrona, que el obtener resultados de mayor precisión en los casos estudiados.

2.4. Flujo de cargas

Para resolver los flujos de potencia existen algoritmos, como el Método de Newton-Raphson a través de su jacobiano [2.3], que demuestran cómo la forma más efectiva de hacerlo es utilizando el fuerte vínculo que existe, por un lado, entre la diferencia de ángulo entre dos nudos y la transmisión de potencia activa y, por otro, entre el módulo de la tensión y la transmisión de potencia reactiva.

Jacobiano obtenido de la aplicación del Método de Newton-Raphson a un flujo de cargas

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_N^{(k)} \\ \Delta Q_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_N^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1^{(k)}}{\partial \theta_2^{(k)}} & \cdots & \frac{\partial P_1^{(k)}}{\partial \theta_N^{(k)}} & |V_2^{(k)}| \frac{\partial P_1^{(k)}}{\partial |V_2^{(k)}|} & \cdots & |V_N^{(k)}| \frac{\partial P_1^{(k)}}{\partial |V_N^{(k)}|} \\ \vdots & J_1^{(k)} & \vdots & \vdots & J_2^{(k)} & \vdots \\ \frac{\partial P_N^{(k)}}{\partial \theta_2^{(k)}} & \cdots & \frac{\partial P_N^{(k)}}{\partial \theta_N^{(k)}} & |V_2^{(k)}| \frac{\partial P_N^{(k)}}{\partial |V_2^{(k)}|} & \cdots & |V_N^{(k)}| \frac{\partial P_N^{(k)}}{\partial |V_N^{(k)}|} \\ \frac{\partial Q_1^{(k)}}{\partial \theta_2^{(k)}} & \cdots & \frac{\partial Q_1^{(k)}}{\partial \theta_N^{(k)}} & |V_2^{(k)}| \frac{\partial Q_1^{(k)}}{\partial |V_2^{(k)}|} & \cdots & |V_N^{(k)}| \frac{\partial Q_1^{(k)}}{\partial |V_N^{(k)}|} \\ \vdots & J_3^{(k)} & \vdots & \vdots & J_4^{(k)} & \vdots \\ \frac{\partial Q_N^{(k)}}{\partial \theta_2^{(k)}} & \cdots & \frac{\partial Q_N^{(k)}}{\partial \theta_N^{(k)}} & |V_2^{(k)}| \frac{\partial Q_N^{(k)}}{\partial |V_2^{(k)}|} & \cdots & |V_N^{(k)}| \frac{\partial Q_N^{(k)}}{\partial |V_N^{(k)}|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \theta_N^{(k)} \\ \frac{\Delta |V_2^{(k)}|}{|V_2^{(k)}|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta |V_N^{(k)}|}{|V_N^{(k)}|} \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

Esta fuerte influencia se puede comprobar observando cómo, dado un sistema eléctrico, los $\frac{\partial P}{\partial \theta}$ y los $\frac{\partial Q}{\partial V}$ son de una magnitud superior a $\frac{\partial P}{\partial V}$ y $\frac{\partial Q}{\partial \theta}$.

Por otro lado, otra observación que se puede realizar a partir de este jacobiano [2.3] es que, por débil que sea, existe también una relación entre la tensión y la potencia activa así como entre el ángulo del nudo y la inyección de potencia reactiva en él, lo cual complica todavía más el problema del flujo de cargas.

El interés que tiene el flujo de cargas en una simulación dinámica como la de este proyecto se debe a que para poder inicializar adecuadamente el modelo es preciso resolver un punto de trabajo en régimen permanente mediante el flujo de cargas.

Desafortunadamente, aunque la herramienta de SimPowerSystems cuenta con una opción para poder resolverlos, esta ha resultado ser incompatible con el modelo de VSC empleado en este proyecto. Lo cual, supone un problema considerable si se quisiera emplear un modelo similar a este en un sistema eléctrico mayor, con más nudos y generadores síncronos.

2.5. Esquemas de control. Control vectorial en ejes dq

2.5.1. Transformación de Park

Para poder desarrollar el algoritmo de control en ejes dq, es necesario llevar a cabo lo que se conoce como la transformación de Park, que consiste en una operación matemática mediante

la cual a partir de un sistema trifásico – R,S,T tridimensional– se obtiene un sistema de ejes móviles, llamados ejes dq –bidimensional–, que rotan sobre sí mismos a la frecuencia eléctrica ($\omega_e = 100 \cdot \pi$ rad/s).

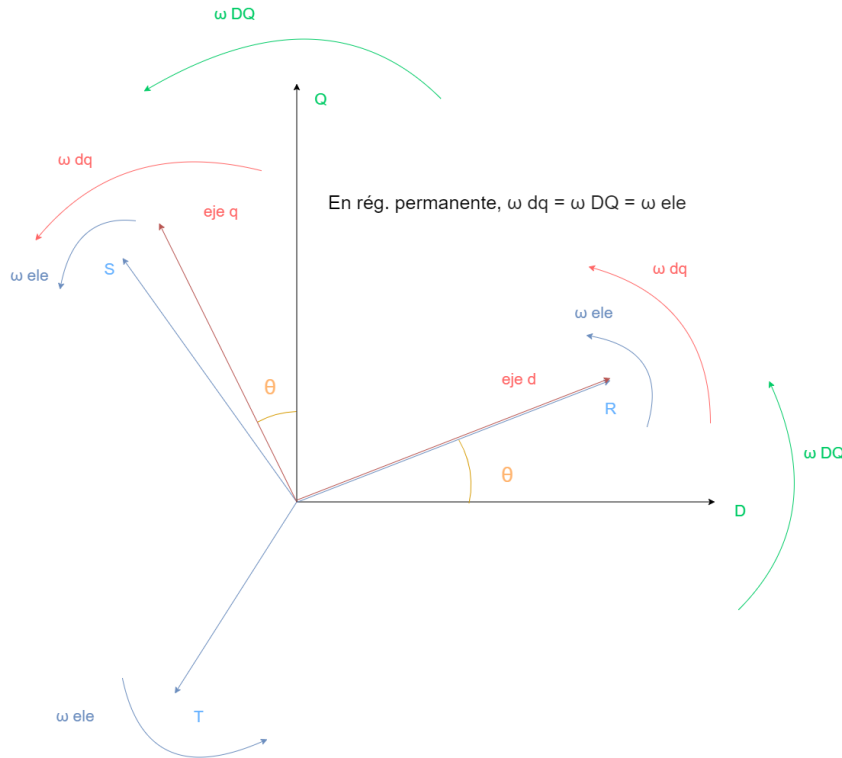


Figura 2.3. Transformación de Park

Eje d del sistema móvil orientado según la fase R

$$\bar{X}_{s,d} = \bar{X}_{s,R} \quad (2.4)$$

Eje D orientado según la referencia, nudo slack o nudo swing

$$\bar{X}_{s,DQ}(t) = \bar{X}_{s,dq} \cdot e^{j\theta_s} \quad (2.5)$$

Esta transformación vectorial es válida tanto para las tensiones como para las corrientes, de modo que en la representación matemática se emplea una variable X genérica en lugar de una de estas dos.

Una de las grandes ventajas que supone emplear este nuevo sistema de referencia es que, en régimen permanente, las proyecciones en los ejes dq de las variables eléctricas serán constantes, lo cual permite trabajar con variables cuyo valor no cambie periódicamente a pesar de que sigan siendo senoidales.

Expresión matricial de la transformación de Park

$$\begin{bmatrix} x_d(t) \\ x_q(t) \\ x_0(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta(t)) & \sin(\theta(t)) & 0 \\ -\sin(\theta(t)) & \cos(\theta(t)) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{3}} & -\frac{1}{\sqrt{3}} \\ \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} x_a(t) \\ x_b(t) \\ x_c(t) \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Expresión matricial de la transformación de Park en régimen permanente

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) & 0 \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{3}} & -\frac{1}{\sqrt{3}} \\ \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Por otro lado, el método a la hora de orientar los ejes de este nuevo sistema de referencia suele estar sujeto a debate, por lo que conviene aclarar que, como se ha podido observar en el diagrama anterior [fig. 2.3], en este proyecto se orientarán alineando el eje d según la fase R. De esta manera, es posible expresar el comportamiento dinámico del sistema eléctrico anteriormente mostrado [fig. 2.1] empleando como referencia los ejes dq:

$$\begin{aligned} e_{c,d} - u_{s,d} &= r_s \cdot i_d + L_s \cdot \frac{di_d}{dt} - \omega \cdot i_q \\ e_{c,q} - u_{s,q} &= r_s \cdot i_q + L_s \cdot \frac{di_q}{dt} + \omega \cdot i_d \end{aligned} \quad (2.8)$$

Donde e_c representa la tensión producida por el convertidor, l_s y r_s son la resistencia e inductancia entre el punto de conexión a la red y el convertidor, ω la frecuencia de la red y u_s la tensión en el punto de conexión a la red. Los subíndices d y q representan las componentes de cada variable en cada uno de estos ejes.

2.5.2. Lazos de control

Establecido así el sistema de referencia que se empleará en el proyecto, se procede a detallar de forma conceptual los esquemas de control que se van a utilizar siguiendo un enfoque clásico. De este modo, en el esquema de control del VSC se distinguen dos lazos distintos de control, por un lado se tiene el llamado lazo interno de control, encargado de regular la corriente según sus componentes dq y, por otro, está el lazo externo de control, que se encarga de que establezca la corriente dq que el lazo interno debe obtener para que las potencias y/o la tensión sean las que se han fijado como referencia en el convertidor.

2.5.2.1. Lazo externo

Por tanto, en el lazo externo debe obtener la corriente i_{dref} e i_{qref} que el convertidor necesita producir con tal de, por ejemplo, obtener la potencia activa que se la haya consignado y la el nivel de tensión de referencia. Lo más habitual es establecer la consigna sobre estas variables –en concreto, sobre la tensión en el punto de conexión a la red, no la del propio convertidor–, sin embargo, también es posible sustituir el control de tensión por un control de la potencia reactiva generada, manteniendo el control de potencia activa y es esto lo que se hará en este proyecto.

Así, se toman los dos valores de referencia que se hayan establecido y se introduce cada variable en un regulador PI obteniendo como salida una corriente de eje d i_{dref} para la potencia activa P_{ref} deseada y una corriente de eje q i_{qref} para la tensión V_{ref} o potencia reactiva Q_{ref} establecida como referencia.

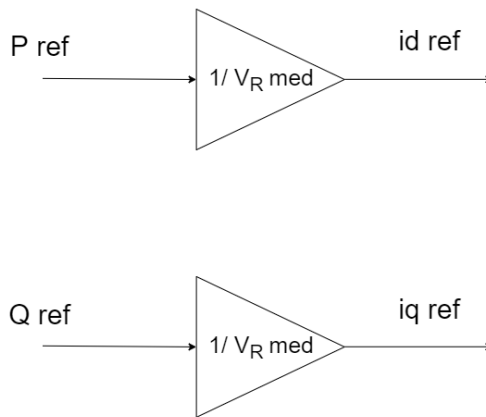


Figura 2.4. Lazo externo de control para P y V

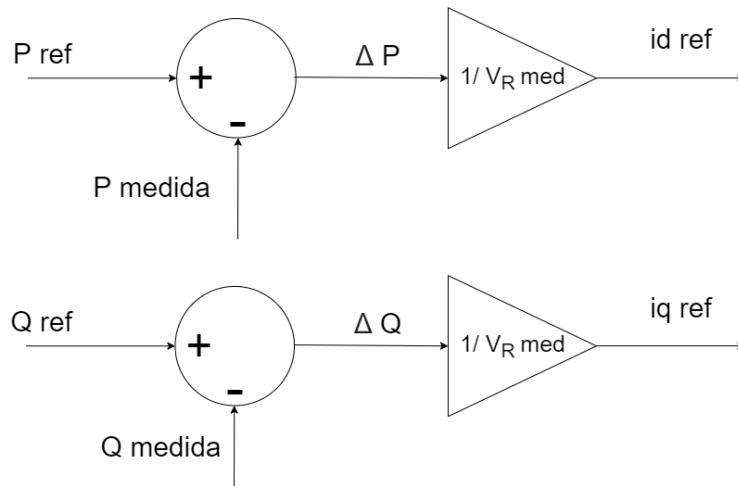


Figura 2.5. Lazo externo de control, empleando P y Q

2.5.2.2. Lazo interno o lazo de corriente.

A continuación del lazo externo, se encuentra el lazo interno, que recibe las corrientes dq de referencia desde el lazo externo además de las tensiones y corrientes trifásicas medidas en el punto de conexión a la red.

A partir de las tensiones medidas, el sistema realiza la transformada de Park y obtiene las tensiones v_{dq} del VSC, orientándolas con el ángulo de la fase R, de forma que la tensión de eje d v_d quede alineada con dicha fase ($v_q = 0$). El mismo procedimiento tiene lugar para las corrientes, obteniendo las intensidades i_{dq} .

Una vez obtenidas las intensidades i_{dq} e $i_{dq,ref}$, se introduce el error obtenido en cada una de ellas en sendos reguladores PI, obteniendo como salida una tensión de eje d y de eje q v_{dq}^* .

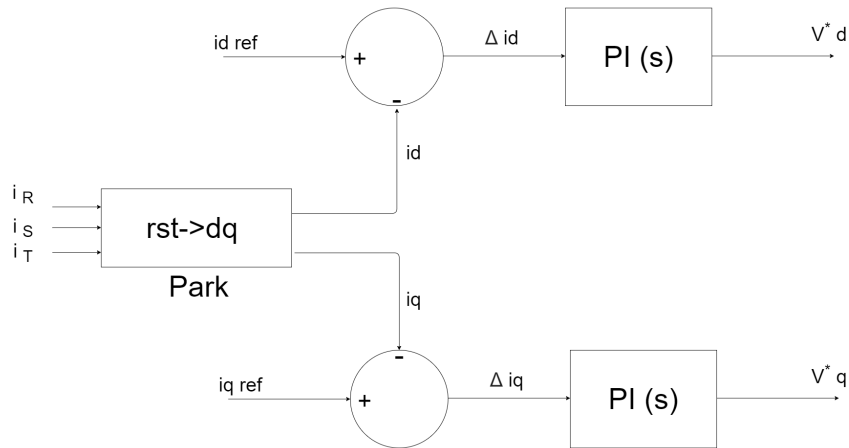


Figura 2.6. Lazo interno, control de corriente

2.5.2.3. Regulador de desacoplo

Tras haber hallado esta tensión v_{dq}^* es necesario considerar el acoplamiento magnético entre el eje d y el eje q . Esto se consigue añadiendo a la salida de ambos PI's los llamados términos de desacoplo, que sencillamente representan las tensiones inducidas desde un eje espacial al otro por las inductancias l_{dq} equivalentes.

$$\begin{aligned} e_d &= v_d^* + v_{\omega d} = v_d^* + i_q \cdot \omega L \\ e_q &= v_q^* + v_{\omega q} = v_q^* + i_d \cdot \omega L \end{aligned} \quad (2.9)$$

Así, se consigue diseñar el lazo interno de control de manera que cada eje reciba su intensidad correspondiente como entrada y obtenga a su salida la tensión d o q que corresponda.

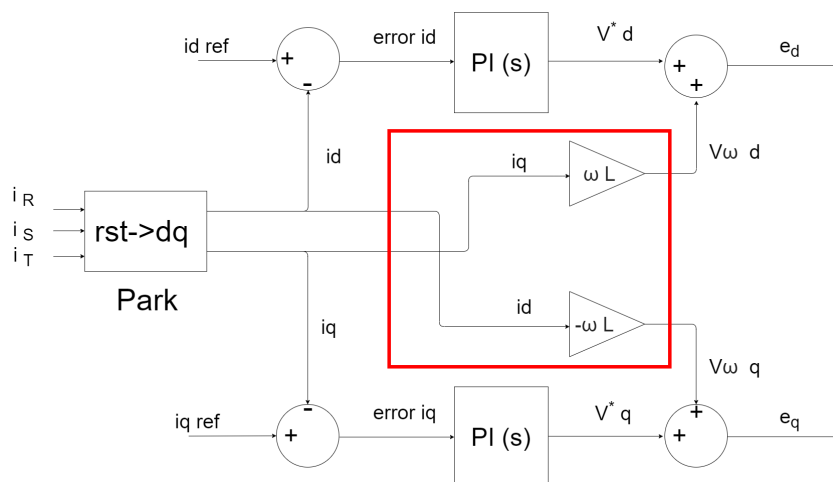


Figura 2.7. Regulador de desacoplo

Por último, para obtener la tensión que es necesario generar en el VSC para que las variables de control sean las deseadas, se resta la tensión obtenida a la salida del regulador de desacoplo a la tensión medida en el punto de conexión a la red.

Nótese el cambio de signo en e_d con respecto al criterio usado en el esquema anterior a la salida del regulador de desacople.

$$e_{cd} = v_{sd} - (i_{dref} - i_d) \cdot \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) - i_q \cdot \omega L$$

$$e_{cq} = v_{sq} - (i_{qref} - i_q) \cdot \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) - i_d \cdot \omega L$$
(2.10)

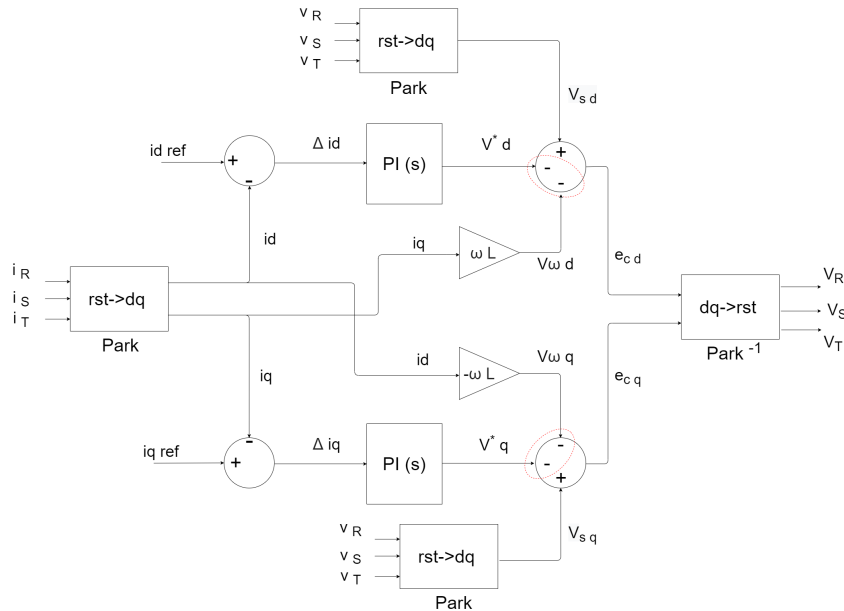


Figura 2.8. Esquema completo del lazo interno

2.5.3. PLL

El PLL, lazo de seguimiento de fase [Chu00] es otro algoritmo de control que, aplicado a los VSC's, se encarga de establecer las condiciones para llevar a cabo la sincronización con la red eléctrica.

La forma clásica de implementar este algoritmo de control en el proyecto se describe mediante la figura siguiente:

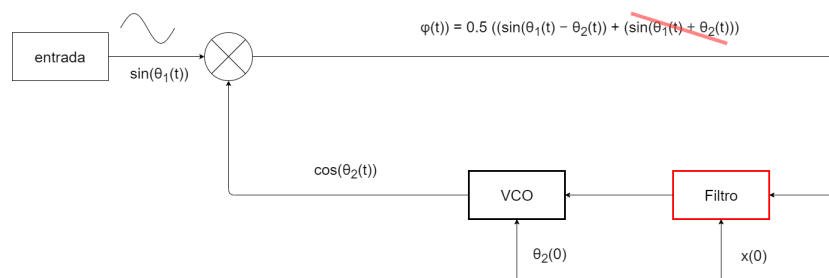


Figura 2.9. Esquema clásico de un PLL [Kuz+15]

Siendo VCO el Voltage-Controlled Oscillator, que toma la desviación de la frecuencia $\Delta\omega(t)$ y devuelve una estimación de la tensión de eje q v_q . Típicamente consiste en un regulador integral, con el fin de evitar errores en régimen permanente en el seguimiento de v_q [Mil+18].

Asimismo, el filtro que se observa en el esquema también suele estar basado en un PI.

2.5.3.1. PLL. Diseño

En lo que respecta al PLL empleado en el proyecto, el esquema de control diseñado ha sido el siguiente:

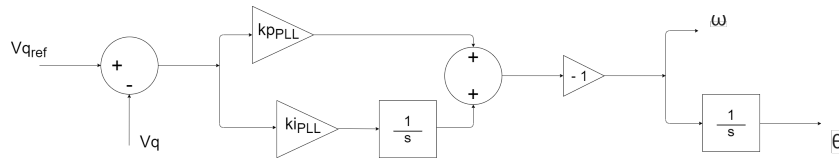


Figura 2.10. Diseño del PLL utilizado

Donde v_q es la tensión medida de eje q y v_q^{ref} es igual a 0 en todo momento puesto que se ha escogido alinear la tensión del nudo con el eje d. Así, si el sistema se encuentra en régimen permanente, no se producirán alteraciones en la frecuencia eléctrica y el ángulo la tensión en el punto de conexión quedará alineada con el eje d [fig 2.11].

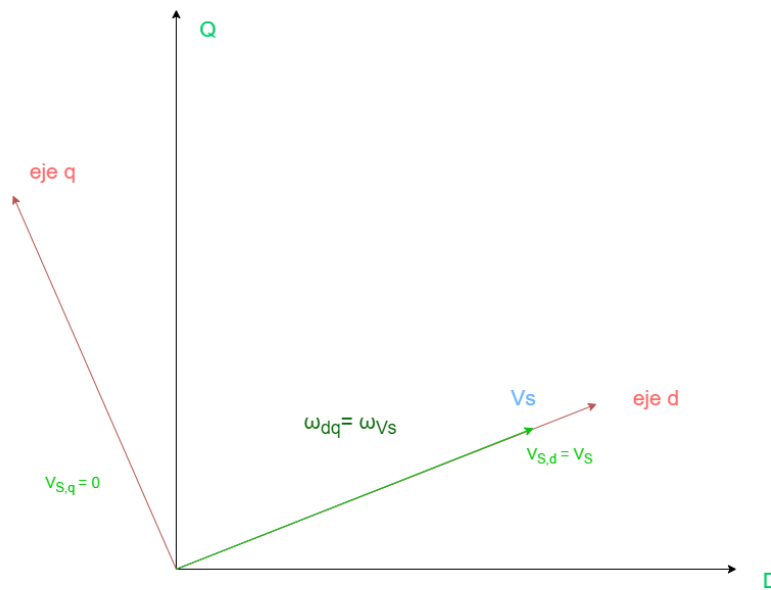


Figura 2.11. Régimen permanente

Sin embargo, en cuanto se produzca un desequilibrio que altere la frecuencia del sistema, se producirá a su vez un desvío entre el ángulo del eje d y el ángulo del punto de conexión del convertidor.

Si la red a la que está conectado es fuerte [fig. 2.12] se prevee que estas variaciones sean más reducidas:

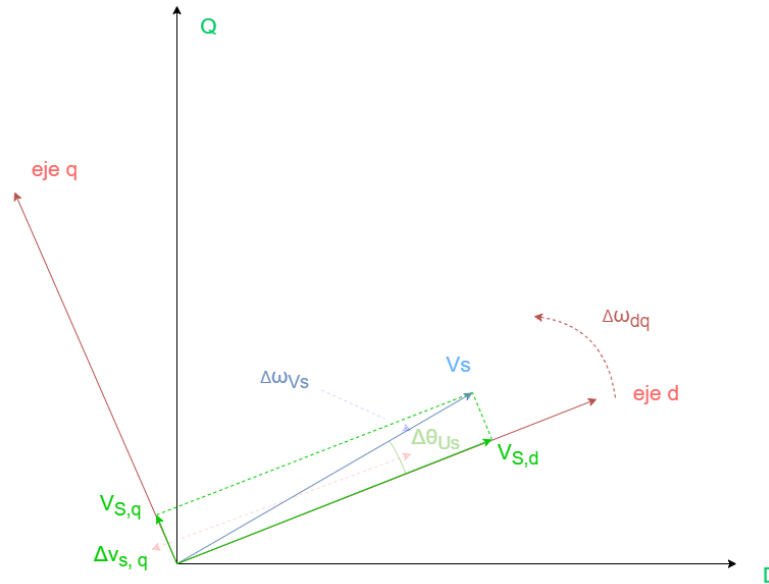


Figura 2.12. Actuación del PLL en red fuerte

En cambio, si la red es débil [fig. 2.13], las alteraciones en la carga producirán mayores desvíos en la frecuencia de la red y por tanto en el ángulo del convertidor:

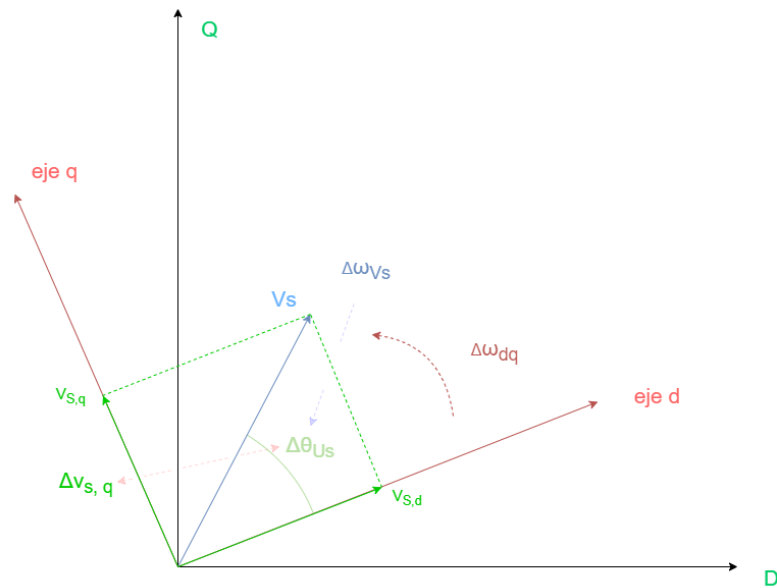


Figura 2.13. Actuación del PLL en red débil

El control, tanto en un caso como en el otro, intentará producir un $\Delta\omega_{dq}$ que elimine el desvío angular y que vuelva a conseguir que el eje d esté alineado con v_s y que, por tanto, $v_q = 0$.

Algoritmo de control del PLL.

$$\text{Perturbacion} \rightarrow \Delta f \rightarrow \Delta\theta, \Delta v_q \rightarrow \omega_{dq}(\text{control}) \quad (2.11)$$

De este modo, cuando se produzca un desequilibrio que haga que la tensión de eje q sea distinta de cero [figs. 2.12 y 2.13], el control tratará de mover los ejes dq de manera que la proyección de dicha tensión sobre el eje q vuelva a ser nula.

Por otro lado, conviene tener en cuenta que al haber simplificado el modelo real del PLL –no-lineal–, se van a dejar de tener en cuenta ciertas dinámicas transitorias que pueden llegar a determinar la inestabilidad del control [Kuz+15]. De todas maneras, al haber realizado el estudio mediante una simulación electromecánica, buena parte de esas oscilaciones se dejarían de capturar aún utilizando un PLL más sofisticado. De hecho, cuando se llevan a cabo simulaciones electromecánicas de convertidores VSC conectados a red mediante un PLL, es frecuente despreciar por completo las dinámicas de estos PLL.

2.6. Diseño de los lazos del control

2.6.1. Lazo interno o lazo de corriente. Parámetros del control

La obtención de los parámetros del control en el lazo interno se ha hecho mediante la llamada *técnica de control del modelo interno* [HN98].

Según este método, el sistema de lazo cerrado equivale a un sistema de primer orden con constante de tiempo α . Así, los parámetros del control quedan de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} k_p &= \frac{L_c}{\alpha} \\ k_i &= \frac{R_c}{\alpha} \end{aligned} \quad (2.12)$$

Siendo α la constante de tiempo deseada para el lazo cerrado. Para determinar este valor es habitual utilizar la frecuencia de conmutación del convertidor de potencia y tomar un α 5 o 10 veces más lento. De modo que si se toma un valor de frecuencia de conmutación típico como 2kHz ($T=0.0005$ ms), la constante de tiempo del lazo cerrado deberá estar entre 2.5 ms y 5 ms.

2.6.2. Lazo externo

En lo que se refiere al lazo externo, finalmente se ha optado realizar el control sobre la potencia activa P_s^{ref} y la potencia reactiva Q_s^{ref} sin incluir control integral. De este modo, el lazo queda de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} id_{ref} &= \frac{p_s^{ref}}{u_s} \\ iq_{ref} &= \frac{q_s^{ref}}{u_s} \end{aligned} \quad (2.13)$$

2.7. Modelos electromecánicos de VSC analizados.

Modelo A y Modelo B

Con el objetivo de estudiar el impacto que tiene el PLL sobre el modelo desarrollado, se van a estudiar dos modelos distintos:

- Modelo A: Sin PLL. Se obtiene directamente el ángulo en el punto de conexión del convertidor.
- Modelo B: Con PLL. El ángulo del convertidor se consigue mediante un PLL, modelado como un control integral en el que se trata de imponer $v_q^{ref} = 0$.

Aunque en la realidad el modelo A también necesitaría algún tipo de PLL para poder obtener el ángulo en el punto de conexión, el haber desarrollado el modelo de esta manera permitirá evaluar mejor el impacto que tiene el PLL presente en el modelo B.

3

Implementación de un modelo electromecánico de un convertidor VSC

En este capítulo se describirá el modelo empleado en las simulaciones, empezando por una breve discusión acerca de las posibles herramientas de simulación.

3.1. Herramientas de simulación

A pesar de que existen más herramientas de simulación válidas para estudiar el tipo de modelo analizado en este proyecto –como PowerFactory [GR14] o EUROSTAG [AS92], el análisis de las mismas se acotará entre Simulink (Matlab) y PSS/E (Siemens) dado que son estos programas los que se enseñan en la Escuela.

3.1.1. Matlab-Simulink

Este programa ofrece una gran versatilidad y es especialmente útil a la hora de representar sistemas de control ya que permite diseñarlos directamente con diagramas de bloques operando en el dominio de Laplace. De esta manera, se posibilita el uso de modelos que incluyan ecuaciones diferenciales, lo cuál es idóneo para simular los efectos transitorios que producen los elementos de circuitos con comportamiento no lineal como las inductancias (simulación electromagnética).

Asimismo, se puede crear utilizando Matlab distintos ficheros [apéndice D] que permitan una mayor agilidad a la hora de realizar las simulaciones. En este proyecto se ha creado un fichero [apéndice D.1] para la introducción de parámetros en las variables del archivo de Simulink. Además, tal y como se puede comprobar en los apéndices de este documento, aprovechando este vínculo que Simulink tiene con la programación, es posible crear un código que, sin necesidad de acceder a la ventana de Simulink, ejecute todas las simulaciones necesarias para este proyecto y las almacene automáticamente a continuación [apéndice D.2].

3.1.1.1. Matlab. SimPowerSystems

Dentro de Matlab, existe una herramienta llamada SimPowerSystems. Esta herramienta es muy útil ya que permite realizar flujos de cargas en sistemas eléctricos, lo cuál es muy ventajoso ya que así se pueden inicializar mejor –en ocasiones, simular sin calcular el punto inicial puede dar lugar a errores de simulación–.

Por desgracia, tras haber intentado incluir el VSC en el flujo de cargas de varias maneras –especialmente probando distintos de fuente de tensión que permita acoplarlo a la red–, se ha llegado a la conclusión de que la herramienta de flujo de cargas de SimPowerSystems no es compatible con sistemas eléctricos en los que haya convertidores VSC. Por ese motivo, no se ha podido inicializar correctamente este modelo.

3.1.2. PSS/E

PSS/E es un programa específico para sistemas eléctricos que permite simulaciones electromecánicas. Aunque este software no cuenta con convertidores VSC en su librería, es posible modelarlos mediante generadores añadiéndoles ecuaciones de estado que emulen las dinámicas de estos convertidores.

Dado que la versión académica de este software es más limitada que la de Matlab-Simulink, será esta última la herramienta de simulación utilizada.

3.2. Desarrollo del modelo de VSC

A la hora de realizar las simulaciones de este proyecto, la plataforma elegida ha sido Matlab Simulink debido a su versatilidad y a lo fácil que resulta elaborar modelos aprovechando la biblioteca de bloques que se ofrece por defecto.

Las simulaciones se han llevado a cabo en *phasor* a 50 Hz (electromecánica), ya que así se espera que los recursos computacionales utilizados serán menores que si simulase en *discrete* (electromagnética), el método de simulación por defecto. Asimismo, el modelo diseñado para simulación electromagnética sería más de difícil de exportar a un sistema más grande que necesite simularse en *phasor*.

La principal desventaja de esto, es que la mayoría de los bloques de los que dispone Matlab están diseñados para operar en *discrete*, por lo que en ocasiones ha sido necesario crear desde cero ciertos bloques del programa para poder, por ejemplo, realizar la transformada de Park.

3.2.1. Transformada de Park. Antitransformada de Park

Para emplear tanto la transformada de Park como la antitransformada, como se ha comentado anteriormente, fue necesario crear los bloques desde cero. Así, las transformadas que se han creado son las siguientes:

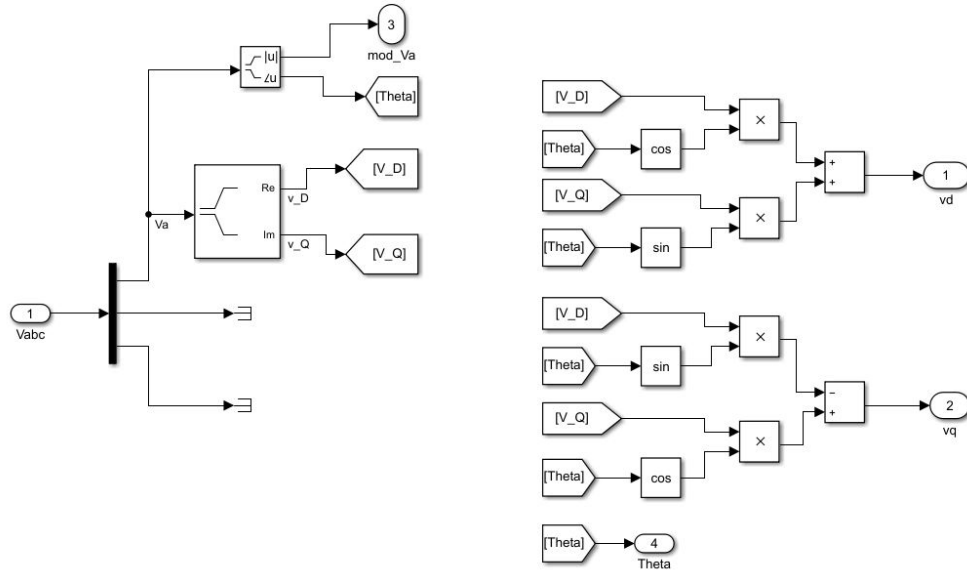


Figura 3.1. Transformada de Park

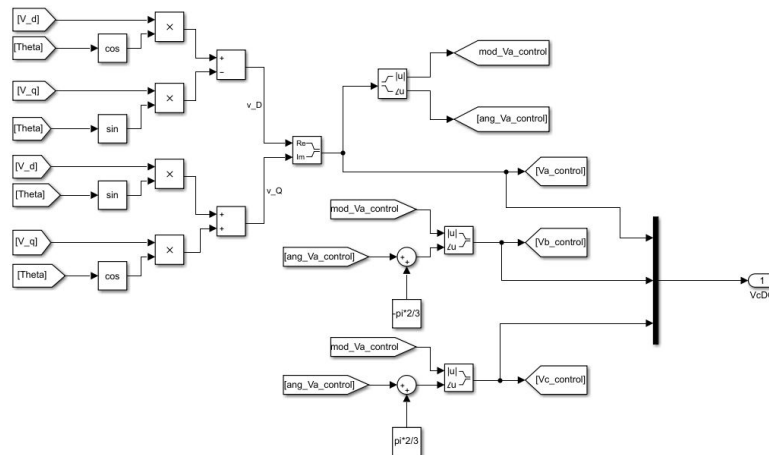


Figura 3.2. Antitransformada de Park

3.2.2. Lazo externo

El lazo externo empleado en la simulación se muestra en la figura 3.3. Como se ha mencionado en el capítulo anterior [sec. 2.6.2], se ha optado por no incluir un regulador integral.

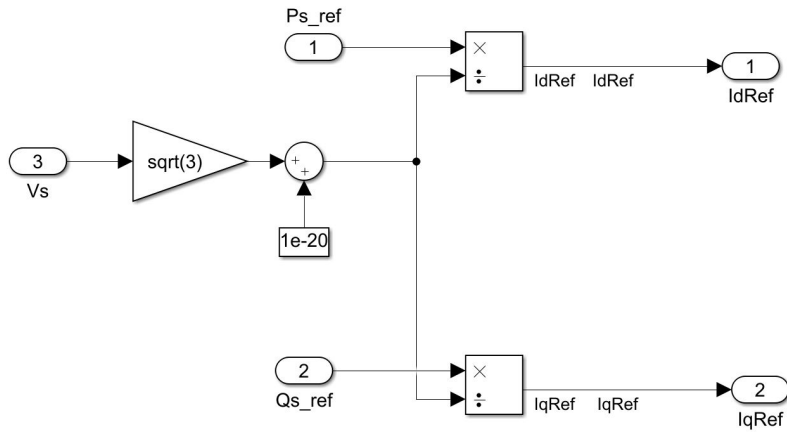


Figura 3.3. Lazo externo de control

3.2.3. Lazo interno

Los parámetros del empleados en el control integral del lazo interno se muestran a continuación. El criterio empleado ha sido *técnica de control del modelo interno* [eq. 2.12] [HN98].

Tabla 3.1. Parámetros del PI [p.u.]

Tabla 3.2. Eje d

$\frac{KpCC}{Z_{Base}}$	$\frac{KiCC}{Z_{Base}}$
1.671	35

Tabla 3.3. Eje q

$\frac{KpCC}{Z_{Base}}$	$\frac{KiCC}{Z_{Base}}$
1.671	35

3.2.4. Regulador de desacoplo

El regulador de desacoplo empleado en el modelo se ha dimensionado para que pueda operar con variables de tensión y corriente en magnitudes unitarias. Por tanto, se han tomado los parámetros de los controles, diseñados para magnitudes reales, y se han escalado mediante los valores base [tabla 3.3] que en cada caso correspondía.

Además, a la hora de ejecutar la simulación, el programa arrojaba un error de tipo lazo algebraico en el bloque correspondiente a la antitransformada de Park. Este error se debía a que las variables de entrada a dicho bloque se intentaban evaluar antes de que tuvieran un valor asignado, de ahí que se haya añadido un retraso de 0.01s sobre cada una de las entradas.

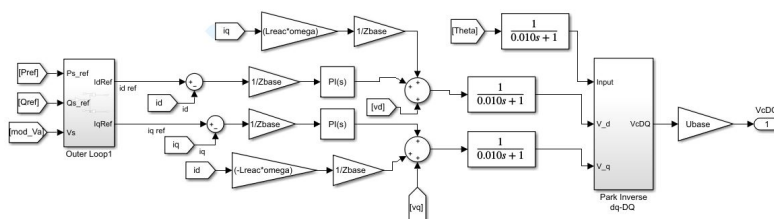


Figura 3.4. Regulador de desacoplo empleado en el modelo

3.3. Tabla de bases

Las bases que se han empleado en este proyecto se muestran en la tabla siguiente:

S_{Base}	U_{Base}	I_{Base}	Z_{Base}
350 [MVA]	230 [kV]	878.58 [A]	151.14 [Ω]

Tabla 3.4. Tabla de bases

3.4. Modelo de una red infinita

A continuación, simplemente se ofrece una perspectiva del sistema eléctrico completo que se ha modelado en Simulink. A la izquierda se encuentra el convertidor VSC y, a la derecha, la red modelada mediante su equivalente thévenin.

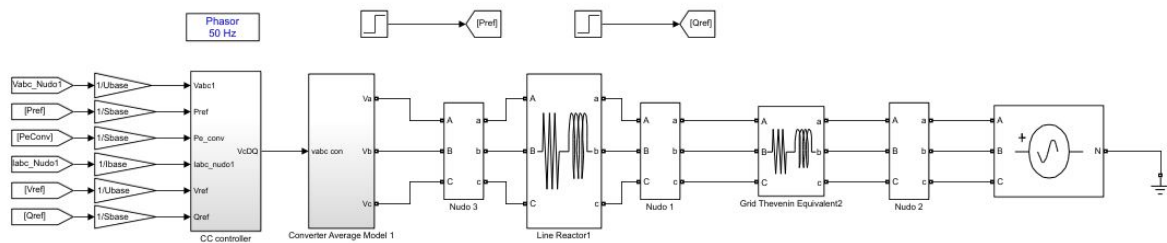


Figura 3.5. Esquema de simulación del VSC acoplado a red

3.5. Implementación de dos modelos de VSC para simulación electromecánica

Con el fin de analizar si el PLL tiene impacto en los resultados obtenidos mediante este tipo de simulación, se han elaborado dos modelos distintos de VSC. Uno sin PLL (Modelo A) y otro con PLL (Modelo B). Los esquemas que se han mostrado hasta este punto, son comunes a ambos modelos.

- Modelo A: En el modelo A, el ángulo del convertidor empleado en los controles del modelo se ha obtenido de la siguiente manera:

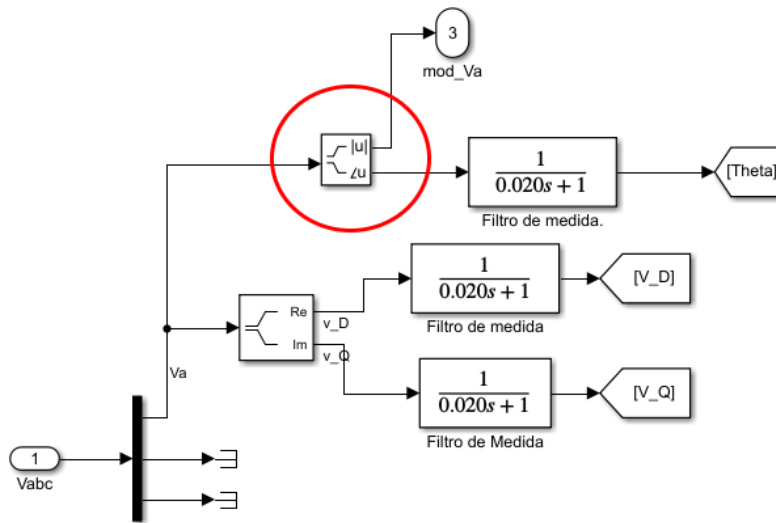


Figura 3.6. Obtención del ángulo en el punto de conexión sin PLL

- Modelo B: En el modelo B, por otro lado, el ángulo del convertidor en el punto de conexión se ha obtenido mediante el siguiente diagrama de bloques:

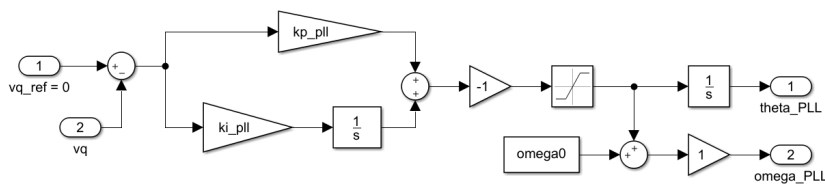


Figura 3.7. Obtención del ángulo en el punto de conexión con PLL

Se puede observar en la figura 3.6 cómo se han incluido unos filtros de medida. Estos filtros están presentes en ambos modelos y son necesarios para que Simulink no arroje un error de simulación cuando se simule un caso inestable.

Los parámetros del regulador integral se han diseñado como un control de primer orden con amortiguamiento $\xi = 0,7$ y ancho de banda $\omega_b = 300rad/s$.

$k_p PLL$	$k_i PLL$
0.0024 [p.u.]	0.5256 [p.u.]

Tabla 3.5. Parámetros del regulador en el PLL

4

Resultados

En este capítulo se procederán a simular los dos modelos en distintos escenarios con el objetivo de extraer conclusiones acerca de la influencia de estar acoplado a una red más o menos fuerte así como acerca del efecto que tiene el PLL sobre el modelo cuando se simula de forma electromecánica.

Se compararán dos modelos:

- Modelo A: modelo electromecánico del VSC despreciando las dinámicas del PLL.
- Modelo B: modelo electromecánico del VSC modelando explícitamente el PLL.

Para comparar los modelos, se ha analizado un caso de convertidor VSC conectado a red fuerte y red débil. Es conveniente resaltar que típicamente en sistemas con convertidores conectados a red débil se usan modelos electromagnéticos detallados y teniendo en cuenta las dinámicas del PLL, que apuntan a ser los más apropiados. Sin embargo, en este proyecto se comparan los modelos electromecánicos del VSC con el objetivo de comprender la influencia del PLL.

4.1. Simulación electromecánica

Antes de evaluar los resultados que se muestran en este capítulo, conviene advertir brevemente de qué manera pueden influir las consideraciones realizadas en la sección 2.3 a los resultados obtenidos.

El hecho de realizar una simulación electromecánica en este modelo implica, principalmente, que la simulación no podrá capturar de forma fidedigna algunas de las oscilaciones transitorias que producen tanto el convertidor como el PLL. Lo que, llevado al extremo, podría dar lugar a que un mismo escenario desemboque en una inestabilidad o en una respuesta completamente distinta si, en vez de simularse de manera electromecánica, se simulara de forma electromagnética –que sí que detecta estas oscilaciones rápidas–.

Por tanto es preciso aclarar desde el principio que, aunque sea interesante analizar la estabilidad mediante este tipo de simulación, los resultados obtenidos no permitirán extraer conclusiones definitivas acerca de si el sistema es inestable o no.

4.2. Simulación del modelo frente a distintos tipos de red

Para poder establecer una referencia que permita identificar mejor la influencia del PLL sobre el convertidor, se realizará cada simulación en un modelo que tenga este tipo de control y en otro que no cuente con él.

La intuición sugiere que, a medida que el peso de la red en el sistema decrezca, las oscilaciones en la frecuencia eléctrica que aparezcan durante el transitorio serán más fuertes. Como consecuencia de esto, se producirán a su vez mayores variaciones sobre el ángulo en la tensión del convertidor cuando la red sea débil, lo cuál podría llegar a producir una inestabilidad sobre el control integral del PLL.

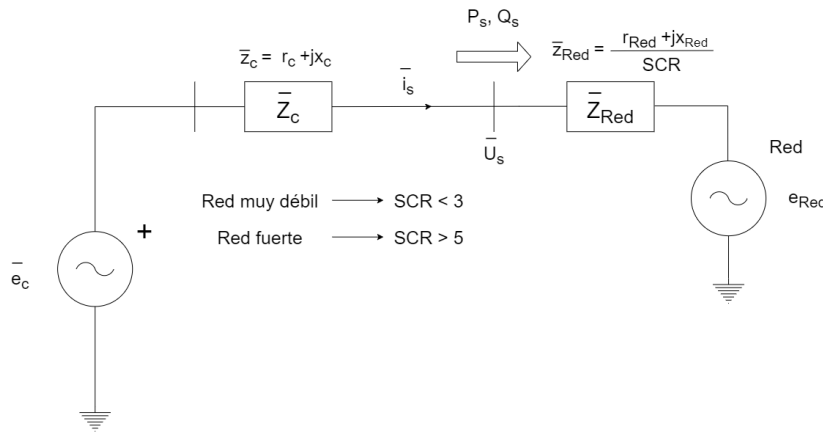


Figura 4.1. VSC conectado a red débil

Además, con el fin de poder observar mejor las dinámicas que tienen lugar durante los transitorios, se ha ampliado la imagen en aquellas figuras en las que el sistema es equilibrado. En el apéndice E se pueden encontrar todas las figuras obtenidas a partir de los resultados a tamaño completo.

4.3. Simulación de un escenario estable

En primer lugar, se realizarán simulaciones en un caso estable para los distintos tipos de red. Este caso consiste en un cambio en la potencia activa de referencia del convertidor mediante un escalón de $P_s^{ref} = 0.6$ [p.u.] a $P_s^{ref} = 0.8$ [p.u.] en $t = 8$ [s] manteniendo $Q_s^{ref} = 0$ en todo momento.

Se analizarán dos casos:

1. Red fuerte (SCR=20).
2. Red muy débil (SCR=2).

Y también se comparará el modelo A (sin PLL) con el modelo B (con PLL). El caso de partida se muestra en la tabla siguiente:

t [segundos]	Pref	Qref
0	0,6 p.u. (210 MW)	0
8	0,8 p.u. (280 MW)	0
15	0,8 p.u. (280 MW)	0

Tabla 4.1. Cambios en la referencia del convertidor. Caso 1

4.3.1. Simulación frente a red fuerte, SCR=20.

Los resultados obtenidos para red fuerte se muestran a continuación. Lo primero que se puede comprobar nada más observar la figura 4.2 es que tanto el modelo con PLL como el modelo sin PLL responden adecuadamente a las consignas establecidas en el control y siguen las referencias de potencia sin error en régimen permanente.

- En la figura 4.2 se muestra la potencia activa P_s [MW] y reactiva Q_s [MVar] inyectada en el sistema por el convertidor [fig. 4.1].
- En la figura 4.3 se muestra la tensión y la corriente –magnitudes unitarias, ver bases en tabla 3.4– en el punto de conexión a la red [fig. 4.1].
- En la figura 4.4 se muestra la el ángulo [grados] del convertidor y la frecuencia eléctrica [Hz].

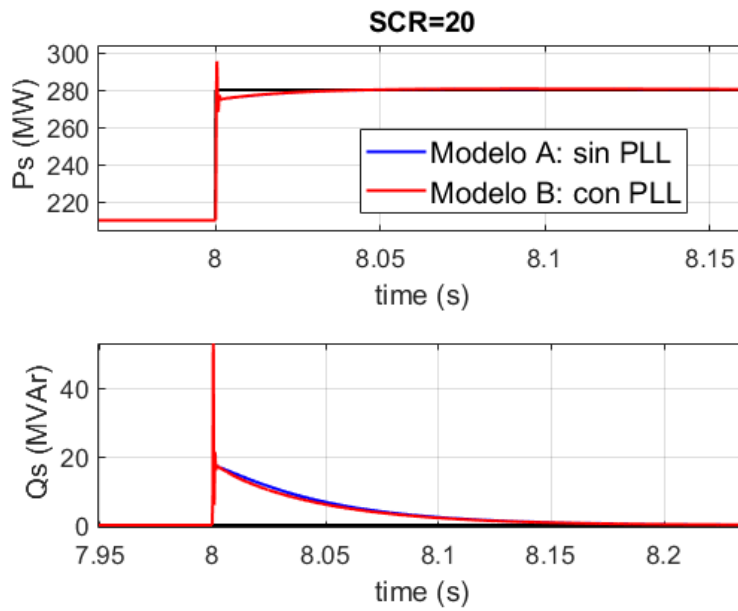


Figura 4.2. Potencia activa (P_s) [MW] - Potencia reactiva (Q_s) [Mvar] inyectadas por el VSC

Asimismo, se puede comprobar como el sobrepaso es difícilmente perceptible en lo que respecta a la potencia del convertidor tal y como era de esperar en una simulación frente a red fuerte, en el que las variaciones experimentadas por el sistema son reducidas. Por otro lado, tal y como se ha explicado cuando se hizo referencia al jacobiano obtenido en el Método de Newton-Raphson para el flujo de cargas [eq: 2.3], se observa claramente como las variaciones de potencia activa se convierten principalmente en variaciones en el ángulo del convertidor [fig: 4.4]. Mientras que, al no haber cambiado la consigna de potencia reactiva Q_s^{ref} , los cambios en la tensión se deberán al escalón de potencia activa realizado en la simulación P_s^{ref} y, al estar en un supuesto de estabilidad, tendrán una variación poco significativa.

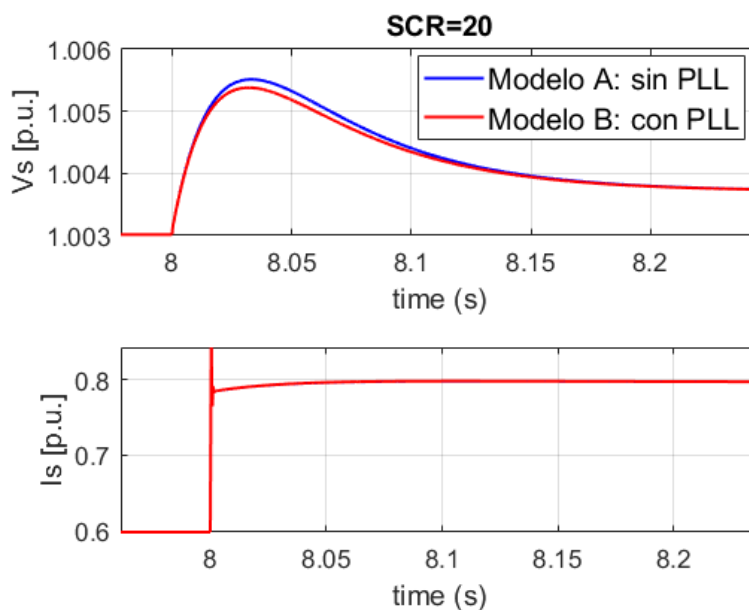


Figura 4.3. Tensión [p.u.] - Corriente [p.u.]. SCR=20

Como la tensión apenas varía durante la simulación, es de esperar que los cambios en las referencias de potencia se traduzcan en cambios en el módulo de la corriente inyectada por el convertidor, tal y como se puede observar en la figura 4.3.

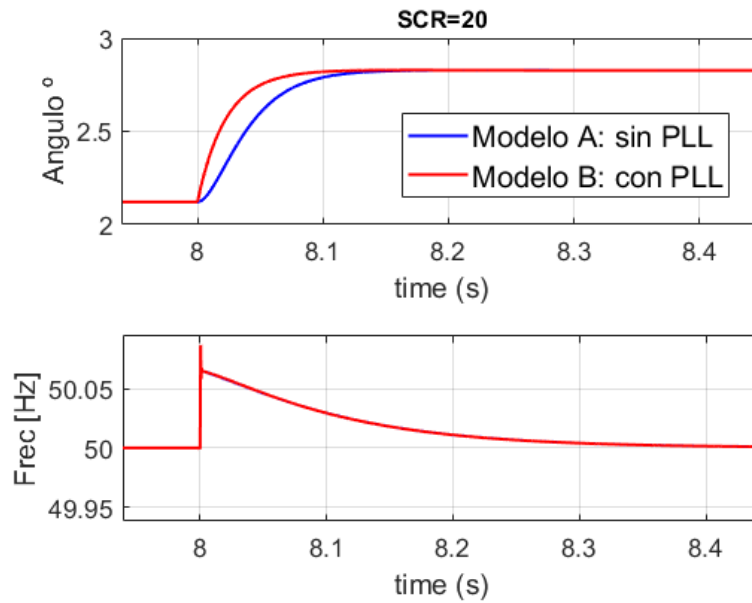


Figura 4.4. Angulo [°] - Frecuencia [Hz]. SCR=20

4.3.2. Simulación frente a red muy débil, SCR=2.

En que respecta a la simulación frente a red muy débil, en primer lugar los resultados obtenidos muestran como el sistema eléctrico sigue siendo estable tanto para el modelo con PLL como para el modelo sin él. ¿Por qué? A priori se esperaba que –especialmente el modelo acoplado al sistema mediante un PLL– experimentase mayores oscilaciones cuando se simulase frente a una red muy débil. Sin embargo, a pesar de que efectivamente se producen mayores variaciones cuantitativas sobre las variables del sistema, en ninguno de los dos modelos se producen grandes oscilaciones, ni siquiera durante el transitorio.

El motivo por el cuál el sistema sigue siendo estable aún cuando la red es muy débil, puede deberse a que la potencia fijada en el convertidor no es lo suficientemente grande como para comprometer la estabilidad del modelo (tal y como se observará en la sección 4.4.2).

No obstante, otra posible explicación de este inesperado escenario de estabilidad en el sistema, puede encontrarse en el propio modelo. Tal y como sugieren algunos investigadores [Kuz+15], las simplificaciones que se llevan a cabo durante la elaboración del modelo a menudo dan lugar modelos sobresimplificados que poco tienen que ver con la realidad no lineal de los PLL's. Además, también es preciso considerar que, al tratarse de una simulación de tipo electromecánica [subsec. 2.3], hay oscilaciones con constantes de tiempo inferiores a 0.1s que no se están trasladando al modelo. Por lo que puede que el motivo de que el modelo siga siendo estable en este supuesto se deba al tipo de simulación que se ha llevado a cabo.

Por tanto, no se puede concluir con absoluta certeza que la hipótesis de que el sistema será inestable cuando la red sea muy débil sea del todo errónea. Ya que, al haber obtenido los resultados a partir de la simulación de un modelo, habrá dinámicas no lineales y oscilaciones

ocultas –que tengan lugar en la realidad– que la simulación no sea capaz de representar.

- En la figura 4.5 se muestra la potencia activa P_s [MW] y reactiva Q_s [MVAR] inyectada en el sistema por el convertidor [fig. 4.1].
- En la figura 4.6 se muestra la tensión y la corriente –magnitudes unitarias, ver bases en tabla 3.4– en el punto de conexión a la red [fig. 4.1].
- En la figura 4.7 se muestra la el ángulo [grados] del convertidor y la frecuencia eléctrica [Hz].

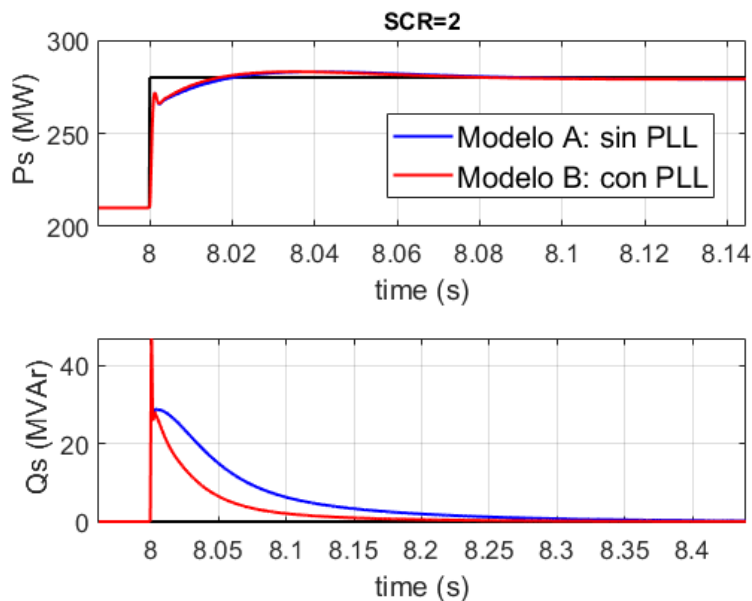


Figura 4.5. Potencia activa (P_s) [MW] - Potencia reactiva (Q_s) [Mvar] inyectadas por el VSC

Dejando a un lado estos comentarios sobre la estabilidad del modelo, se procede a analizar los resultados obtenidos en comparación con la simulación frente a red fuerte. En primer lugar se comprueba como, desde el punto de vista cualitativo, existe mayor sobrepaso y un tiempo de respuesta mayor durante los transitorios cuando la red es más débil, lo cuál era de esperar.

También se observa en la figura 4.5 como, en ambos casos, los dos modelos simulados son capaces de seguir las referencias de potencia establecidas en el control. Además, también se puede notar observando las figuras obtenidas en esta simulación como, cuando la red es muy débil, las diferencias en la respuesta transitoria entre el modelo con PLL y el modelo sin PLL se hacen más patentes.

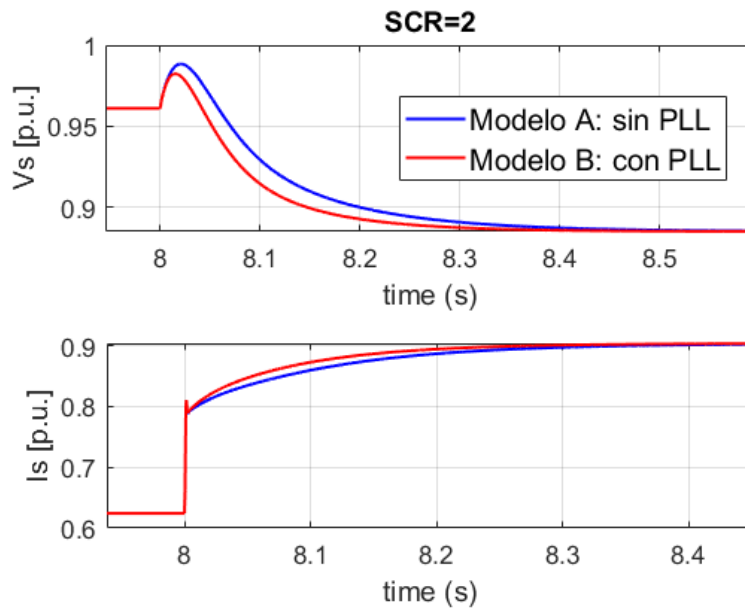


Figura 4.6. Tensión [p.u.] - Corriente [p.u.]. SCR=2

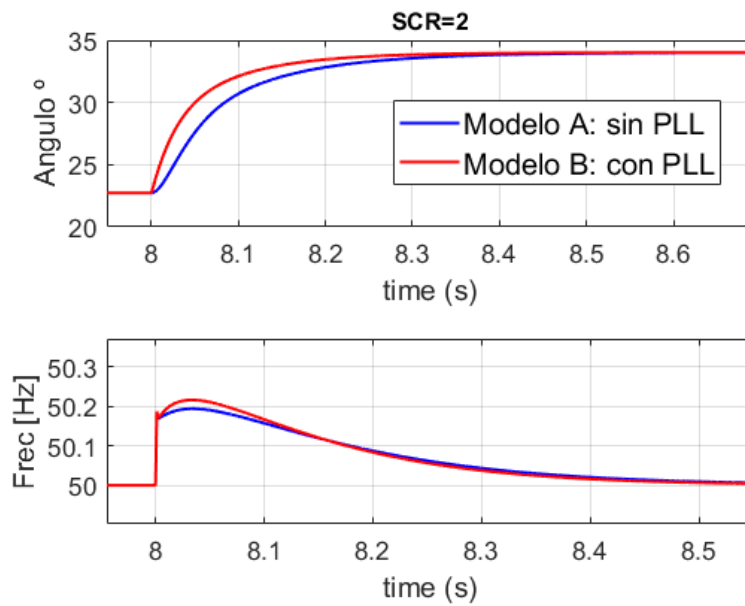


Figura 4.7. Angulo [°] - Frecuencia [Hz]. SCR=2

Cuantitativamente, es interesante observar cómo mientras que la tensión del modelo con SCR=20 [fig. 4.3] cambia en apenas unos 200 V, en la simulación frente a red muy débil el cambio que se produce es de 15 kV [fig. 4.6]. De igual manera ocurre con el ángulo del convertidor [figs. 4.4 y 4.7], en el que las fluctuaciones pasan ser del orden de 10^{-1} a cambiar 15° cuando la red es muy débil.

4.4. Simulación de un escenario con mayor potencia activa inyectada por el VSC

Para completar el análisis, se procederá a continuación a estudiar un escenario en el que el cambio en la referencia del convertidor a una potencia activa mayor da lugar a una inestabilidad en el sistema cuando la red es débil, pero no cuando es fuerte.

Esta vez se cambia la potencia activa de referencia del convertidor mediante un escalón de $P_s^{ref} = 0.6$ [p.u.] a $P_s^{ref} = 0.9$ [p.u.] en $t=8$ [s] manteniendo $Q_s^{ref} = 0$ en todo momento.

4.4.1. Simulación frente a red fuerte, SCR=20.

En primer lugar, se realiza la simulación para red fuerte (SCR=20) y se comprueba como, efectivamente, el sistema es estable para el caso planteado.

- En la figura 4.8 se muestra la potencia activa P_s [MW] y reactiva Q_s [MVar] inyectada en el sistema por el convertidor [fig. 4.1].
- En la figura 4.9 se muestra la tensión y la corriente –magnitudes unitarias, ver bases en tabla 3.4– en el punto de conexión a la red [fig. 4.1].
- En la figura 4.10 se muestra la el ángulo [grados] del convertidor y la frecuencia eléctrica [Hz].

El objeto de estudiar este caso es, principalmente, probar que en estas condiciones de carga el sistema es estable si la red es fuerte.

Sin embargo, puede aprovecharse para comparar los resultados obtenidos en este apartado con los del apartado 4.3.1.

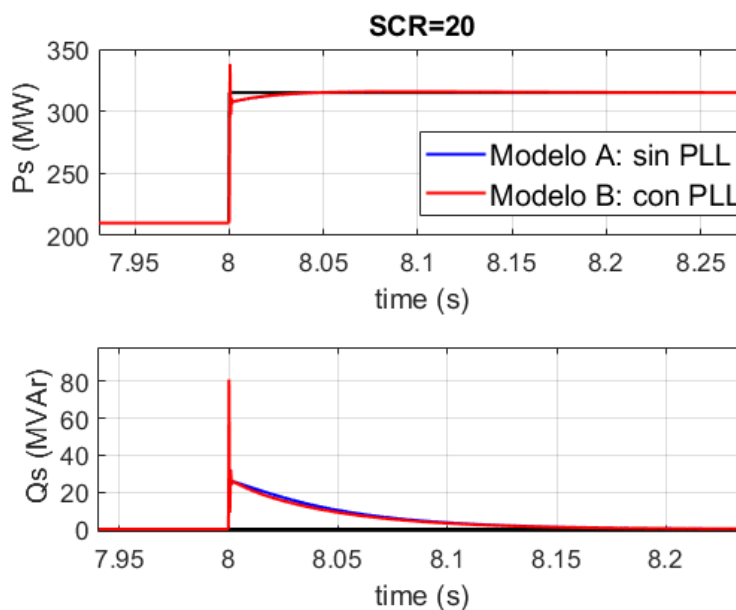


Figura 4.8. Potencia activa (P_s) [MW] - Potencia reactiva (Q_s) [Mvar] inyectadas por el VSC

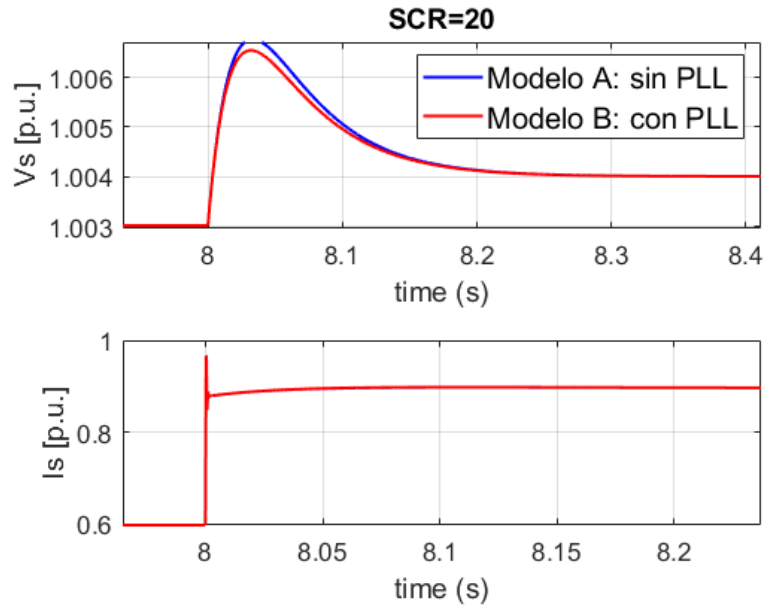


Figura 4.9. Tensión [p.u.] - Corriente [p.u.]. SCR=20

Las principales diferencias que se observan se encuentran en las gráficas de ángulo y frecuencia [fig. 4.17]. Tal y como era de esperar por el vínculo que existe entre potencia y ángulo, ante un escalón de potencia mayor, los cambios en el ángulo de la tensión son a su vez mayores. También se observa como el aumento máximo de la frecuencia se duplica con respecto al caso anterior, llegando hasta 50.1 [Hz].

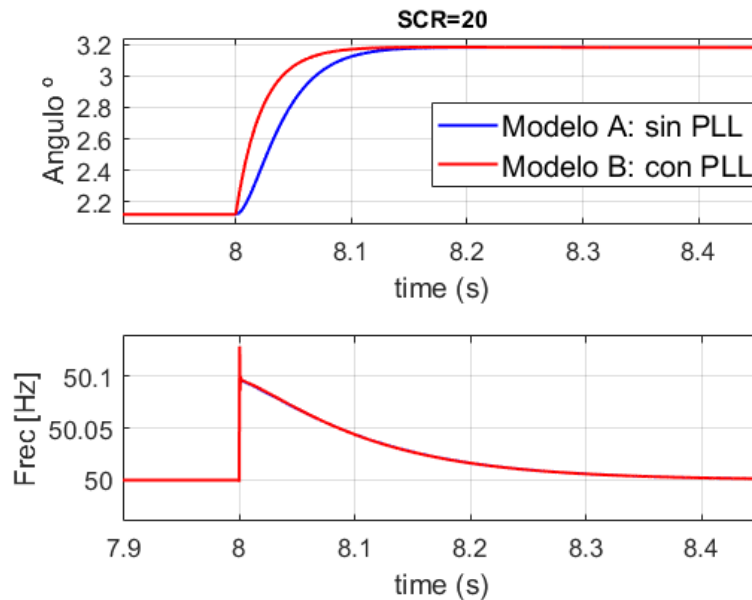


Figura 4.10. Angulo [°] - Frecuencia [Hz]. SCR=20

4.4.2. Simulación frente a red muy débil, SCR=2.

En este apartado, las simulaciones se han llevado a cabo empleando SCR=2 (red muy débil), el caso de estudio inicial se detalla en la tabla inferior:

t [segundos]	Pref	Qref
0	0,6 p.u. (210 MW)	0
8	0,9 p.u. (315 MW)	0
15	0,9 p.u. (315 MW)	0

Tabla 4.2. Cambios en la referencia del convertidor. Caso 2

En este escenario, la diferencia entre los resultados obtenidos para el modelo sin PLL y con PLL es mucho más nítida que en los anteriores.

Analizando la figura 4.11, se observa como el modelo con PLL (en rojo) es el primero en volverse inestable. Asimismo, es interesante prestar atención al tipo de inestabilidad que se produce en cada uno puesto que, mientras las oscilaciones en la potencia reactiva son de ± 300 Mvar de valor pico en el modelo con PLL, la inestabilidad que se produce en el modelo que no cuenta con este control da lugar a variaciones de potencia reactiva más contenidas. En lo que respecta a la potencia activa, las conclusiones son similares.

A su vez, otro aspecto notable en el que se diferencian los resultados de ambos modelos es en el período de las oscilaciones una vez alcanzada la inestabilidad, siendo las del modelo con PLL más lentas.

El hecho de que el modelo con PLL incluya un control integral adicional [fig. 2.9] con respecto al modelo sin PLL –en el cuál no se llevaba a cabo un control sobre el ángulo–, explicaría tanto el hecho de que el modelo con PLL alcance antes el desequilibrio como el que sus oscilaciones durante el mismo sean de un período mayor –el control integral tiene un efecto ralentizador sobre la respuesta del modelo en régimen dinámico–.

- En la figura 4.11 se muestra la potencia activa P_s [MW] y reactiva Q_s [MVar] inyectada en el sistema por el convertidor [fig. 4.1].
- En la figura 4.12 se muestra la tensión y la corriente –magnitudes unitarias, ver bases en tabla 3.4– en el punto de conexión a la red [fig. 4.1].
- En la figura 4.13 se muestra la el ángulo [grados] del convertidor y la frecuencia eléctrica [Hz].

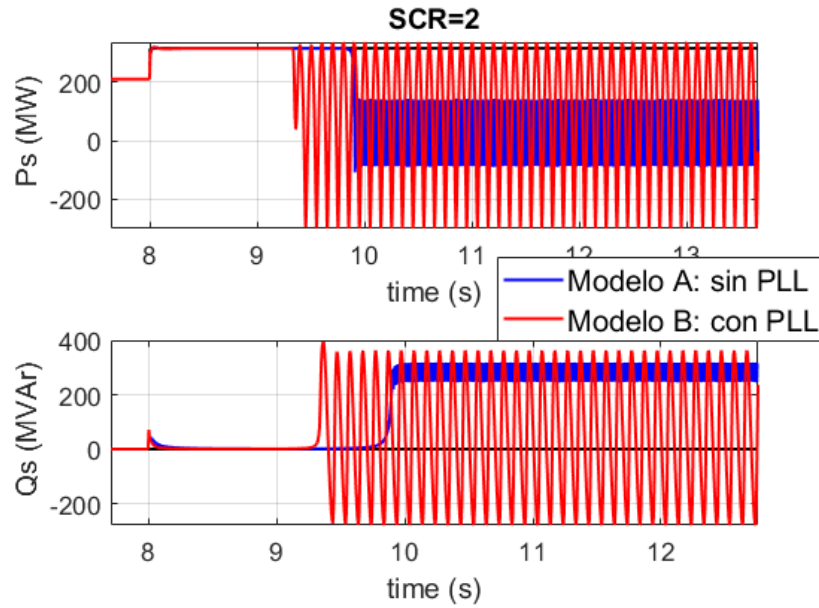


Figura 4.11. Potencia activa (P_s) [MW] - Potencia reactiva (Q_s) [Mvar] inyectadas por el VSC

Por otro lado, conviene aclarar una vez más que, por mucho que el modelo electromecánico haya sido capaz de capturar esta inestabilidad en el convertidor para ambos modelos, lo más adecuado si se quisiera centrar el análisis en la estabilidad del modelo sería realizar una simulación de tipo electromagnética y no electromecánica.

En las figuras que se incluyen a continuación [figs. 4.12 y 4.13], es interesante comprobar como la respuesta transitoria es más parecida si se compara la de un modelo con la del otro con respecto a la que se pudo ver en la figura 4.11. Sin embargo, nuevamente el modelo con PLL es el primero en desarrollar un régimen de oscilación inestable.

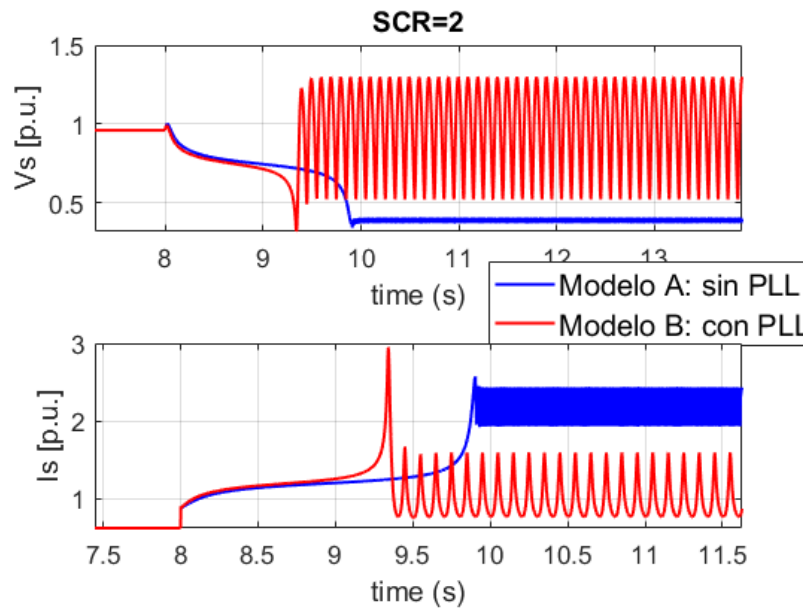


Figura 4.12. Tensión [p.u.] - Corriente [p.u.]. SCR=2

Si se compara la gráfica de la corriente [fig. 4.12] obtenida en este escenario con la que arrojó la simulación realizada en la figura 4.6 se puede ver claramente como la corriente inyectada por el convertidor intenta llevar a cabo un escalón similar al de aquella simulación, pero justo antes de alcanzar los 800 A, el sistema se vuelve inestable.

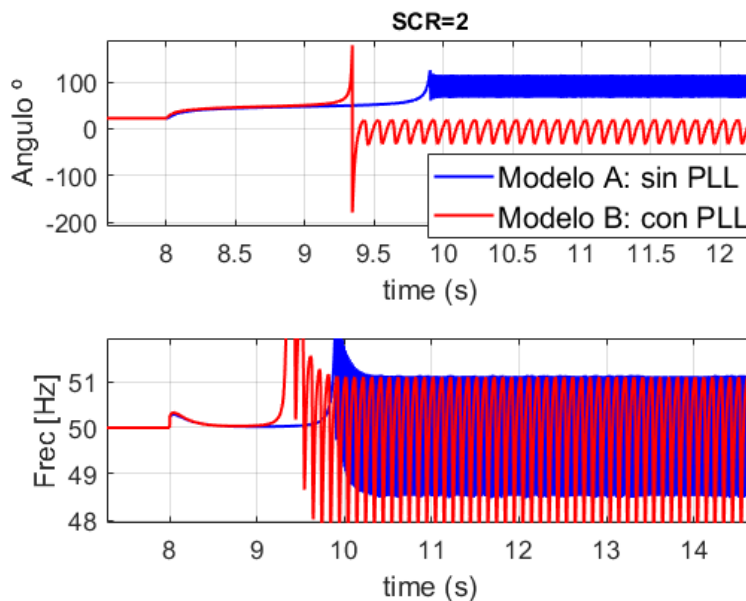


Figura 4.13. Angulo [°] - Frecuencia [Hz]. SCR=2

4.4.3. Repetición del escenario anterior aumentando la potencia reactiva. Discusión acerca del origen de la inestabilidad observada. SCR=2

En esta simulación se ha repetido el caso anterior, cambiando solamente la consigna de Q_s^{ref} . Esta vez, $Q_s^{ref}=0.115$ [p.u.] en $t=0$ y se produce un escalón a $Q_s^{ref}=0.23$ [p.u.] al mismo que tiempo que se produce el de P_s^{ref} , es decir, en $t=8$ [s].

t [segundos]	Pref	Qref
0	0,6 p.u. (210 MW)	0,115 p.u. (40 Mvar)
8	0,9 p.u. (315 MW)	0,23 p.u. (80 Mvar)
15	0,9 p.u. (315 MW)	0,23 p.u. (80 Mvar)

Tabla 4.3. Cambios en la referencia del convertidor. Caso 3

- En la figura 4.15 se muestra la potencia activa P_s [MW] y reactiva Q_s [MVar] inyectada en el sistema por el convertidor [fig. 4.1].
- En la figura 4.16 se muestra la tensión y la corriente –magnitudes unitarias, ver bases en tabla 3.4– en el punto de conexión a la red [fig. 4.1].
- En la figura 4.17 se muestra la el ángulo [grados] del convertidor y la frecuencia eléctrica [Hz].

El hecho de haber aumentado la consigna de potencia reactiva, tiene un efecto sobre el modelo de elevamiento en la tensión del punto de conexión a la red [fig. 4.16].

En la figura 4.14, tomada de [Ege+15], se pueden observar los límites de tensión del convertidor para distintos valores de potencia y potencia activa. En el eje vertical, se representa la tensión del convertidor e_c en magnitudes unitarias con respecto a la tensión del punto de acoplamiento a la red –al que en este proyecto se ha llamado u_s –. Rápidamente se puede comprobar como, a medida que se el valor absoluto de la potencia activa va aumentando, la tensión mínima –con respecto a la de la red– para la cual el convertidor es estable, también va subiendo de valor.

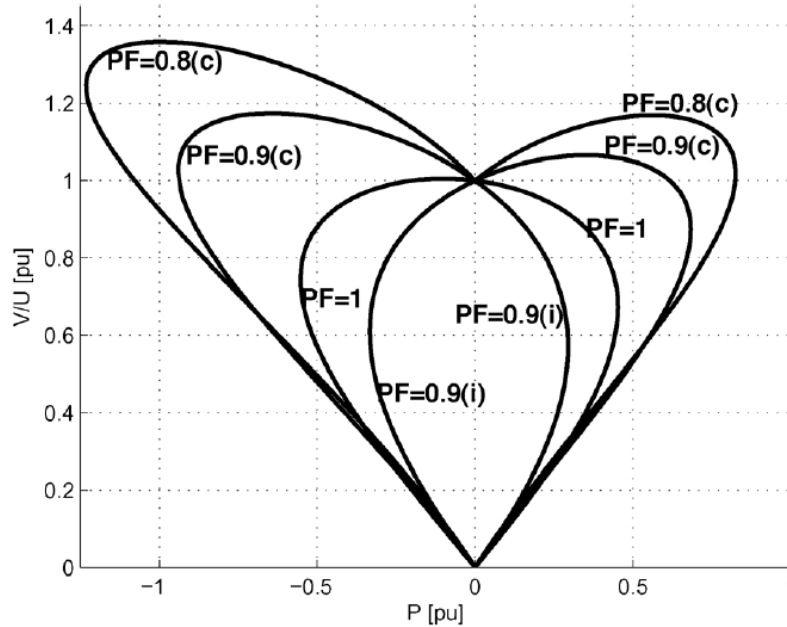


Figura 4.14. Curvas tensión-potencia [Ege+15]

Por tanto, el origen de la inestabilidad de la simulación anterior, parece radicarse en que, al pasar de una red fuerte a una débil, la tensión en el punto de conexión ha fluctuado en mayor medida de manera que el cociente que corresponde al eje vertical de la gráfica 4.14, $\frac{e_c}{u_s}$ según la notación empleada en este proyecto, ha terminado por salir de las zonas de estabilidad representadas.

Si se observa nuevamente la figura 4.12, obtenida en la simulación anterior, se puede comprobar como la gráfica de la tensión se hunde en el instante inmediatamente anterior a la inestabilidad, lo cuál parece confirmar esta tesis con respecto al origen de la inestabilidad en la simulación anterior.

En lo que respecta a los resultados que ha arrojado esta simulación, más allá de probar que le contingencia con respecto a la inestabilidad en el modelo se puede resolver cambiando la consigna de Q_s^{ref} , se puede observar como, nuevamente, las variables del sistema experimentan unas fluctuaciones mayores que en el caso de la red fuerte (SCR = 20).

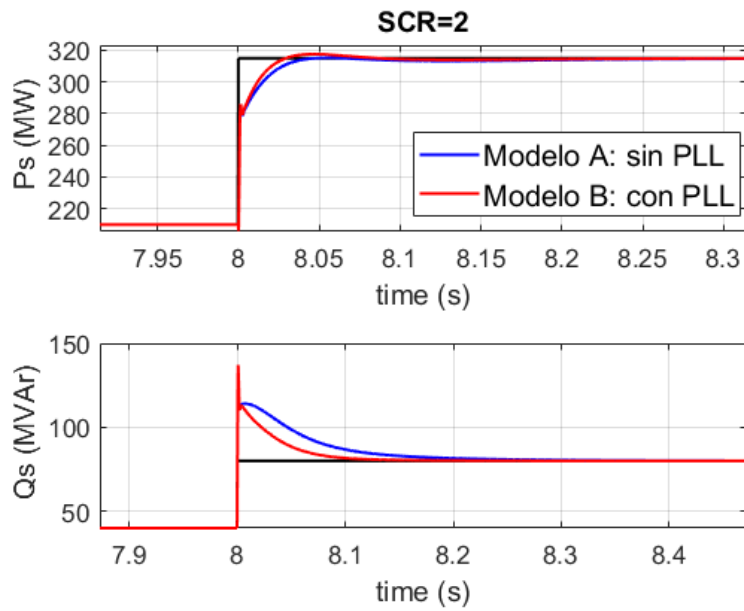


Figura 4.15. Potencia activa (P_s) [MW] - Potencia reactiva (Q_s) [Mvar] inyectadas por el VSC

En la figura 4.16 se observa como las fluctuaciones en la tensión son las mayores observadas en todos los casos estables. Esto tiene sentido y se justifica por el escalón de Q_s^{ref} hasta 0.23 [p.u.] realizado, dado que entre ambas variables de estado existe una fuerte relación.

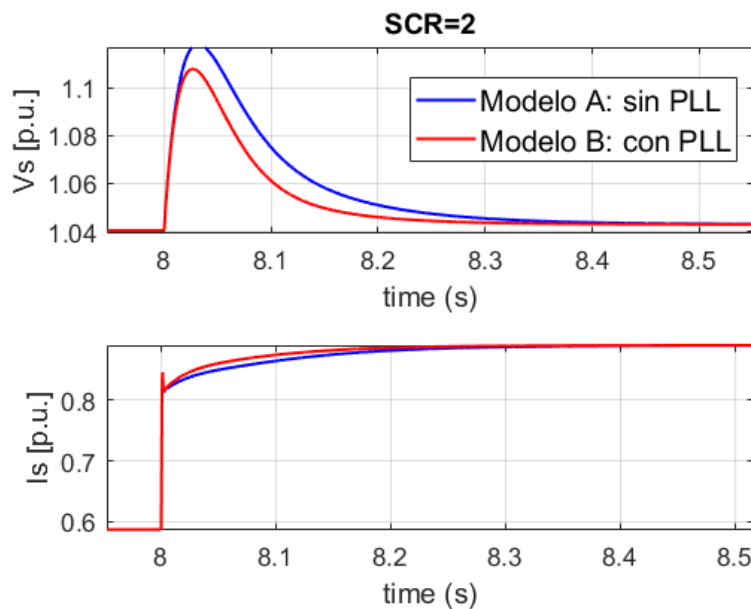


Figura 4.16. Tensión [p.u.] - Corriente [p.u.]. SCR=2

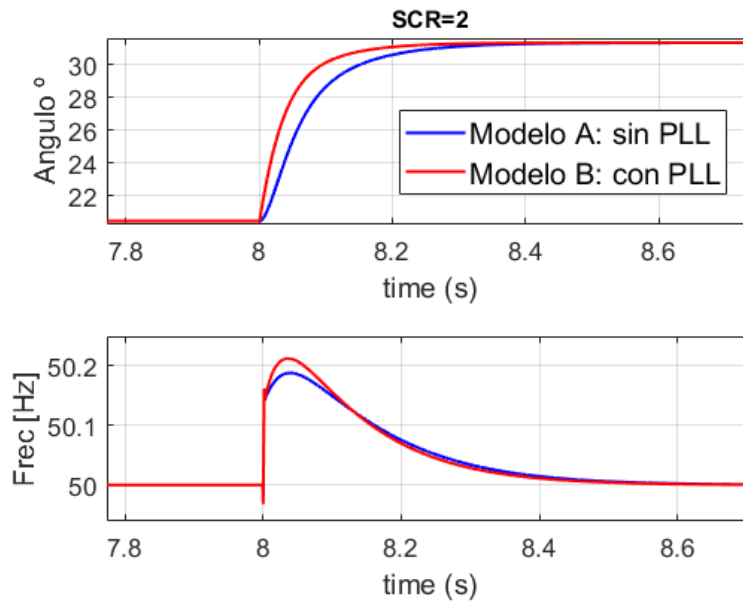


Figura 4.17. Angulo [°] - Frecuencia [Hz]. SCR=2

4.5. Coste Computacional

En lo que se refiere al coste computacional de las simulaciones. El tiempo medio que se ha tardado en realizarlas ha sido 10-15 segundos (15 segundos de simulación del modelo), empleando un procesador Intel i7-8750h de 6 núcleos, 2 canales y 2.20GHz de velocidad del reloj.

En cuanto a los resultados obtenidos, la cantidad de memoria necesitada para cada caso varía entre los 5 y los 7 MB.

El coste computacional bajo es la principal ventaja de las simulaciones electromecánicas con respecto a las electromagnéticas.

4.6. Conclusiones

- Se han analizado y comparado dos tipos de modelos electromecánicos de VSC.
 1. Modelo A: Despreciando las dinámicas del PLL (opción más común en modelos electromecánicos de convertidores VSC).
 2. Modelo B. Se ha incluido explícitamente el modelo del PLL en el modelo electromecánico del convertidor VSC.
- Asimismo, con el fin de comparar y comprender los modelos, se han analizado los siguientes casos:
 1. Convertidor VSC conectado a red fuerte (SCR=20).
 2. Convertidor VSC conectado a red débil (SCR=2).
- Se observa que ambos modelos producen resultados muy similares.
- Se debe realizar una comparación entre modelos electromecánicos y electromagnéticos de convertidores VSC, ya que estos últimos suelen ser los más apropiados para analizar VSC's conectados a red débil.

5

Conclusiones

En este proyecto se han estudiado modelos de tipo electromecánico de convertidores fuente de tensión en Matlab + Simulink + SimPowerSystems. Típicamente, las simulaciones con convertidores VSC en esta herramienta son de tipo electromagnético, que utilizan modelos detallados de los convertidores y de la red, capturando dinámicas rápidas y presentando un alto coste computacional. En las simulaciones electromecánicas, las dinámicas de interés son más lentas y se pueden usar modelos más simplificados y la red se puede tratar como ecuaciones algebraicas, permitiendo pasos de integración más altos y, por tanto, un coste computacional menor. Modelos de VSC de este tipo se podrían utilizar en sistemas en los que la estabilidad está gobernada por las máquinas síncronas (sistemas convencionales o, en algunos casos, redes de baja inercia).

Las conclusiones de este proyecto son las siguientes:

- Se ha desarrollado un modelo de convertidor VSC conectado a red para simulación electromecánica en Matlab + Simulink + SimPowerSystems.
- Se ha verificado el correcto funcionamiento del sistema.
- Se ha verificado que el sistema presenta un coste computacional bajo (simulaciones rápidas).
- Se ha analizado la viabilidad del flujo de cargas en SimPowerSystems para sistemas con VSC. SimPowerSystems contiene la posibilidad de realizar flujos de cargas, para obtener la condición inicial del sistema. Sin embargo, se ha concluido que el flujo de cargas de SimPowerSystems no se puede usar directamente en presencia de convertidores VSC.
- Se han analizado y comparado dos tipos de modelos electromecánicos de VSC:
 1. Modelo A: Despreciando las dinámicas del PLL (opción más común en modelos electromecánicos de convertidores VSC).
 2. Modelo B. Se ha incluido explícitamente el modelo del PLL en el modelo electromecánico del convertidor VSC.
- Para comparar los modelos, se ha analizado un caso de convertidor VSC conectado a red fuerte y red débil. En ocasiones se utilizan modelos electromecánicos para simular redes grandes, aunque estas redes puedan ser débiles. Esto puede ser cuestionable. Es

conveniente resaltar que típicamente en sistemas con convertidores conectados a red débil se usan modelos electromagnéticos detallados y teniendo en cuenta las dinámicas del PLL, que apuntan a ser los más apropiados. Sin embargo, en este proyecto se comparan los modelos electromecánicos del VSC con el objetivo de comprender la influencia del PLL. Se concluye que los modelos electromecánicos de VSC (modelos A y B) se comportan de forma similar cuando el convertidor se conecta tanto a red fuerte y débil, por lo que se comprueba que la presencia o no del PLL en el convertidor tiene una influencia escasa en los resultados cuando se simula de forma electromecánica.

5.1. Trabajo futuro

Futuros desarrollos de este proyecto son los siguientes:

- Comparación detallada entre modelos electromagnéticos y electromecánicos de un VSC conectado a red.
- Análisis de estabilidad de redes de baja inercia con convertidores VSC.

Bibliografía

- [AB16] F. J. R. Aurelio Garcia Cerrada Javier Renedo y E. Bueno, «The Application of Power Electronics to Smart Grids. Simulation tools for AC/DC systems in smart grid applications», Madrid, Spain, inf. téc., 2016.
- [Age17] I. E. Agency, «2016 Snapshot of global photovoltaic markets», inf. téc., 2017.
- [AS92] J. Antoine y M. Stubbe, «EUROSTAG, software for the simulation of power system dynamics. Its application to the study of a voltage collapse scenario», en *IEE Colloquium on Interactive Graphic Power System Analysis Programs*, IET, 1992, págs. 5-1.
- [Chu00] S.-K. Chung, «Phase-locked loop for grid-connected three-phase power conversion systems», *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, vol. 147, n.º 3, págs. 213-219, 2000.
- [Ege+15] A. Egea-Alvarez, S. Fekriasl, F. Hassan y O. Gomis-Bellmunt, «Advanced vector control for voltage source converters connected to weak grids», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, n.º 6, págs. 3072-3081, 2015.
- [ER19] A. Egea-Alvarez y J. Renedo, «Control of power converters in low inertia power systems: A practical approach», *EES-UETP Course on low inertia power systems*, 2019.
- [GR14] F. M. Gonzalez-Longatt y J. L. Rueda, *PowerFactory applications for power system analysis*. Springer, 2014.
- [GWE18] G. W. E. C. (GWEC), «Global Wind Statistics 2017», Belgium, Brussels, inf. téc., 2018.
- [HN98] L. Harnefors y H.-P. Nee, «Model-based current control of AC machines using the internal model control method», *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 34, n.º 1, págs. 133-141, 1998.
- [JPG14] A. Junyent-Ferr, Y. Pipelzadeh y T. C. Green, «Blending HVDC-link energy storage and offshore wind turbine inertia for fast frequency response», *IEEE Transactions on sustainable energy*, vol. 6, n.º 3, págs. 1059-1066, 2014.
- [Kuz+15] N. V. Kuznetsov, O. A. Kuznetsova, G. A. Leonov, P. Neittaanmäki, M. V. Yuldashev y R. V. Yuldashev, «Limitations of the classical phase-locked loop analysis», en *2015 IEEE International Symposium on Circuits and Systems (ISCAS)*, 2015, págs. 533-536.
- [Mil+18] F. Milano, F. Dörfler, G. Hug, D. J. Hill y G. Verbič, «Foundations and challenges of low-inertia systems», en *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, IEEE, 2018, págs. 1-25.
- [Nav+12] T. Navpreet, M. Tarun, B. Amit, J. Kotturu, S. Bhupinder, B. Anant y S. Gurangel, «Voltage source converters as the building block of HVDC and FACTS technology in power transmission system: a simulation based approach», *Advances in Applied Science Research*, vol. 3, n.º 5, págs. 3263-3278, 2012.
- [ONU19] ONU. (2019). «Objetivos y metas de desarrollo sostenible», dirección: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/> (visitado 30-09-2010).

Bibliografía

- [Qin+13] W. Qin, P. Wang, X. Han y F. Meng, «Risk analysis of power systems for both real and reactive power», *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 1, n.º 2, págs. 150-158, 2013.
- [REE19a] REE. (2019), dirección: <https://www.ree.es/es/sostenibilidad/proyectos-destacados/proyectos-de-idi-de-contribucion-al-negocio/proyecto-migrate> (visitado 15-11-2019).
- [REE19b] —, (2019), dirección: https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/AccesoRed/Entregable1_Criterios_t%C3%A9cnicos_integraci%C3%B3n_MPE.pdf (visitado 05-05-2020).
- [TGB14] R. Torres, A. Garces y G. Bergna Diaz, «HVDC Transmission for Offshore Wind Farms», *Green Energy and Technology*, págs. 289-310, ene. de 2014.
- [UE19] UE. (2019), dirección: <https://www.h2020-migrate.eu/> (visitado 15-11-2019).
- [Yan+08] G.-g. Yan, G.-q. Jiang, M. Gang, J.-h. Li, T. Chen, Y.-f. Huang y J. J. Wang, «Nonlinear decoupled control of back-to-back voltage source converter», *APCCAS 2008 - 2008 IEEE Asia Pacific Conference on Circuits and Systems*, págs. 229-232, 2008.



Presupuesto

Al tratarse de un "Proyecto de estudio", este apartado se planteará desde el punto de vista del coste de los recursos empleados para la ejecución del mismo. El tiempo de ejecución de este proyecto ha sido de 9 meses, aproximadamente unas 36 semanas.

A.1. Costes materiales

Ordenador Portátil	Licencia Software	Conexión a internet	Consumo eléctrico
1 000 €	Gratuita	20 €/mes	5 €/mes

Tabla A.1. Costes materiales

A.2. Costes laborales

Tiempo empleado	Duración	Coste hora
10 horas/semana	9 meses, 36 semanas	30 €/hora

Tabla A.2. Costes laborales

A.3. Costes totales

	Coste
Ordenador Portátil	1 000 €
Conexión a internet	$20 \cdot 9 = 180$ €
Consumo eléctrico	$5 \cdot 9 = 45$ €
Mano de obra	$30 \cdot 10 \cdot 36 = 10\,800$ €
Presupuesto total	12 025 €

Tabla A.3. Costes totales

B

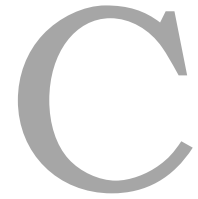
Impacto medioambiental

La repercusión de haber realizado este proyecto ha tenido un impacto muy poco significativo sobre el medioambiente.

Los efectos más notables que se pudieran considerar serían el del consumo eléctrico empleado para alimentar el ordenador así como el router y también el haber empleado una batería de litio en el portátil, cuyo efecto sobre el medioambiente es altamente nocivo una vez terminado su ciclo de vida si no desechan de forma adecuada.

No obstante, conviene tener en cuenta que la realización de estudios como este que investiguen el comportamiento de los convertidores electrónicos es fundamental de cara a implantar con éxito un mayor número de fuentes de generación renovable tal y como se ha explicado en apartados anteriores [2.1].

Asimismo, la introducción de fuentes de energía asequibles y no contaminantes forma parte de la lista de Objetivos de desarrollo sostenible de la ONU [ONU19].



Parámetros del modelo

- Bases del sistema: Los parámetros que aparezcan en magnitudes unitarias en este apéndice, lo estarán empleando la siguiente tabla de bases.

S_{Base}	U_{Base}	I_{Base}	Z_{Base}
350 [MVA]	230 [kV]	878.58 [A]	151.14 [Ω]

Tabla C.1. Tabla de bases.

- Red:

Tabla C.2. Parámetros de la red

Tabla C.3. Red fuerte. SCR=20

R_{Grid}	$X_{L Grid}$
0.00875 [p.u.]	0.013125 [p.u.]

Tabla C.4. Red débil. SCR=2

R_{Grid}	$X_{L Grid}$
0.0875 [p.u.]	0.13125 [p.u.]

- Convertidor:

R_{Conv}	L_{Conv}
0.0175 [p.u.]	0.2625 [p.u.]

Tabla C.5. Parámetros del convertidor.

– Control del lazo interno:

K_p	K_i	Constante de tiempo
1.671 [p.u.]	35 [p.u.]	0.0005 [s]

Tabla C.6. Parámetros del lazo interno o lazo de corriente.

Parámetros en p.u. respecto a Zbase.

– PLL:

K_p	K_i
0.0024 [p.u.]	0.5256 [p.u.]

Tabla C.7. Parámetros del PLL.



Código empleado

ACLARACIÓN: Para aumentar la portabilidad del código adjunto a continuación, no se han empleado acentos ni la letra ñ.

D.1. Parámetros del modelo

Este archivo .m en el que se cargan los parámetros del modelo ha sido adaptado a partir de [ER19].

```
1 %% Madrid. Junio 2020.
2 % ICAI - GITI. Trabajo de Fin de Grado.
3 % Autor: Rodrigo Medina Lage.
4 % Director: Francisco Javier Renedo.
5 %
6 % Archivo para cargar los parametros empleados en el modelo.
7
8 %% Parametros de las impedancias de la red.
9
10 Sbase_grid=200e6;           % Potencia Base de la Red [MVA]
11 Vn=230e3;                  % Tension Base de la Red [kV]
12 Zb_grid=Vn^2/(Sbase_grid); % Impedancia Base de la Red [ohm]
13 In = Sbase_grid/sqrt(3)/Vn;
14
15 Rcr1=0.1*Zb_grid/SCR;      % Resistencia del equivalente Thevenin ...
    de la Red
16 Lcr1=Zb_grid/(2*pi*50)/SCR; % Inductancia del equivalente Thevenin ...
    de la Red
17
18 Rreac=0.01*Zb_grid;       % Converter reactance resistance
19 Lreac=Zb_grid/(2*pi*50)*0.15; % Converter reactance inductance
20
21 %% Tabla de bases
22
23 Sbase=350e6;               % Potencia Base del Sistema [MVA]
24 Ubase=230e3;              % Tension Base del Sistema [kV]
25 Zbase= Ubase^2/(Sbase);   % Impedancia Base del Sistema [ohm]
26 Ibase = Sbase/sqrt(3)/Ubase; % Corriente Base del Sistema [A]
27
```

Apéndice D. Código empleado

```
28 % Para el cambio de base en variables de tension
29 Ub_simple_peak = Ubase*sqrt(2)/sqrt(3);
30
31 % Potencia Base en unidades de [MVA]
32 Sbase_MVA = Sbase*1e-6;
33
34 %% Measurment Filter
35
36 Tm=0.00001; % Filter mesurment delay
37 Tm=0.001;
38
39 %% Parametros de los controles
40
41 % Control de corriente
42 omega=2*pi*50; % Electrical Frequency
43 omega0 = omega; % javier
44 alphacc=0.005/10; % Current loop desired time constant
45 KpCC=Lreac/alphacc; % Current loop proportional gain
46 KiCC=Rreac/alphacc; % Current loop integral gain
47
48 % PLL
49 omeganpll = 300; % rad/s
50 zeta = 0.7 ; % Amortiguamiento
51 F0 = 1; % Ganancia estatica. -1
52
53 [kp_p11,ki_p11]=pi_PLL(F0,1.0,omeganpll,zeta);
54
55 % kp_p11=0.0024; % PLL Proportional gain
56 % ki_p11=0.5256; % PLL integral gain
57
58 % Lazo de control externo (P-V)
59 %Potencia
60 kpPCCC=1.0722e-06; % CC power controller proportional gain
61 kiPCCC=4.2104e-05; % CC power controller integral gain
62
63 %Tension
64 kpVCCC=0.0100; % CC voltage controller proportional gain
65 kiVCCC=0.3000; % CC voltage controller integral gain
66
67 %% This Number determines the number of samples to be recorded
68 DecimationNumber=1000;
```

D.2. Carga de resultados

```

1 %% Madrid. Junio 2020.
2 % ICAI - GITI. Trabajo de Fin de Grado.
3 % Autor: Rodrigo Medina Lage.
4 % Director: Francisco Javier Renedo.
5 %
6 % Archivo para guardar los datos de la simulacion.
7
8 %% SCR=20
9 close all;
10 clear all;
11 SCR=20;          % Short Circuit Ratio
12
13 Sbase=350e6;    % Bases del sistema
14
15 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% P1=0.6, P2=0.8      Q=0.      ...
16 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
17 % Potencia activa
18 P1 = 0.6*Sbase;
19 P2 = 0.8*Sbase;
20
21 % Instante del escalon
22 t_step_p = 8;
23
24 % Potencia reactiva
25 Q1 = 0;
26 Q2 = 0;
27 % Instante del escalon
28 t_step_q = 8;
29
30 % Carga de parametros
31 ParametrosVSC;
32
33 % Modelo A
34 sim("gridinf_sin_PLL")
35 % Almacenamiento de resultados
36 save Resultados\sинPLL_SCR_20
37
38 % Modelo B
39 sim("gridinf_con_PLL")
40 % Almacenamiento de resultados
41 save Resultados\conPLL_SCR_20
42
43
44 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% P1=0.6, P2=0.9      Q=0.      ...
45 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
46 % Potencia activa
47 P1 = 0.6*Sbase;
48 P2 = 0.9*Sbase;
49 % Instante del escalon
50 t_step_p = 8;
51
52 % Potencia reactiva
53 Q1 = 0;
54 Q2 = 0;
55 % Instante del escalon

```


Apéndice D. Código empleado

```
55 t_step_q = 8;
56
57 % Carga de parametros
58 ParametrosVSC;
59
60 % Modelo A
61 sim("gridinf_sin_PLL")
62 % Almacenamiento de resultados
63 save Resultados\sинPLL_SCR_20_P
64
65 % Modelo B
66 sim("gridinf_con_PLL")
67 % Almacenamiento de resultados
68 save Resultados\conPLL_SCR_20_P
69
70 %% SCR=2
71 close all;
72 clear all;
73 SCR=2;           % Short Circuit Ratio
74
75 Sbase=350e6;     % Bases del sistema
76
77 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% P1=0.6, P2=0.8      Q=0.      ...
78 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
79 % Potencia activa
80 P1 = 0.6*Sbase;
81 P2 = 0.8*Sbase;
82 % Instante del escalon
83 t_step_p = 8;
84
85 % Potencia reactiva
86 Q1 = 0;
87 Q2 = 0;
88 % Instante del escalon
89 t_step_q = 8;
90
91
92 % Carga de parametros
93 ParametrosVSC;
94
95 % Modelo A
96 sim("gridinf_sin_PLL")
97 % Almacenamiento de resultados
98 save Resultados\sинPLL_SCR_2
99
100 % Modelo B
101 sim("gridinf_con_PLL")
102 % Almacenamiento de resultados
103 save Resultados\conPLL_SCR_2
104
105 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% P1=0.6, P2=0.9      Q=0.      ...
106 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
107 % Potencia activa
108 P1 = 0.6*Sbase;
109 P2 = 0.9*Sbase;
110 % Instante del escalon
111 t_step_p = 8;
```

```

112
113 % Potencia reactiva
114 Q1 = 0;
115 Q2 = 0;
116 % Instante del escalon
117 t_step_q = 8;
118
119 % Carga de parametros
120 ParametrosVSC;
121
122 % Modelo A
123 sim("gridinf_sin_PLL")
124 % Almacenamiento de resultados
125 save Resultados\sинPLL_SCR_2_P
126
127 % Modelo B
128 sim("gridinf_con_PLL")
129 % Almacenamiento de resultados
130 save Resultados\conPLL_SCR_2_P
131
132 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% P1=0.6, P2=0.9      Q1=0.4, Q2=0.8 ...
133 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
134 % Potencia activa
135 P1 = 0.6*Sbase;
136 P2 = 0.9*Sbase;
137 % Instante del escalon
138 t_step_p = 8;
139
140 % Potencia reactiva
141 Q1 = 40*1e6;
142 Q2 = 80*1e6;
143 % Instante del escalon
144 t_step_q = 8;
145
146
147 % Carga de parametros
148 ParametrosVSC;
149
150 % Modelo A
151 sim("gridinf_sin_PLL")
152 % Almacenamiento de resultados
153 save Resultados\sинPLL_SCR_2_Q
154
155 % Modelo B
156 sim("gridinf_con_PLL")
157 % Almacenamiento de resultados
158 save Resultados\conPLL_SCR_2_Q

```

D.3. Representación gráfica de los resultados

D.3.1. Archivo para representar los datos de la simulacion.

```
1 %% Madrid. Junio 2020.
2 % ICAI - GITI. Trabajo de Fin de Grado.
3 % Autor: Rodrigo Medina Lage.
4 % Director: Francisco Javier Renedo.
5 %
6 % Archivo para representar los datos de la simulacion.
7
8 %% SCR = 2. P1=0.6, P2=0.8 Q=0.
9
10 clear all
11 close all
12
13 % Cargar los datos del modelo sin PLL
14
15 data_results = strcat("Resultados\sинPLL_SCR_2"); % data from workspace
16
17 params_sinPLL;
18
19 % Cargar los datos del modelo con PLL
20
21 data_results = strcat("Resultados\conPLL_SCR_2"); % data from workspace
22
23 params_conPLL;
24
25
26 % Obtener las graficas
27 Plot;
28
29
30 %% SCR = 20. P1=0.6, P2=0.8 Q=0.
31
32 clear all
33 close all
34
35 % Cargar los datos del modelo sin PLL
36
37 data_results = strcat("Resultados\sинPLL_SCR_20"); % data from workspace
38
39 params_sinPLL;
40
41 % Cargar los datos del modelo con PLL
42
43 data_results = strcat("Resultados\conPLL_SCR_20"); % data from workspace
44
45 params_conPLL;
46
47 % Obtener las graficas
48 Plot;
49
50
51
52 %% SCR = 2. P1=0.6, P2=0.9 Q=0.
53
54 clear all
```

```

55 close all
56
57 % Cargar los datos del modelo sin PLL
58
59 data_results = strcat("Resultados\sинPLL_SCR_2_P"); % data from workspace
60
61 params_sinPLL;
62
63 % Cargar los datos del modelo con PLL
64
65 data_results = strcat("Resultados\conPLL_SCR_2_P"); % data from workspace
66
67 params_conPLL;
68
69 % Obtener las graficas
70 Plot;
71
72
73 %% SCR = 20. P1=0.6, P2=0.9   Q=0.
74
75 clear all
76 close all
77
78 % Cargar los datos del modelo sin PLL
79
80 data_results = strcat("Resultados\sинPLL_SCR_20_P"); % data from workspace
81
82 params_sinPLL;
83
84 % Cargar los datos del modelo con PLL
85
86 data_results = strcat("Resultados\conPLL_SCR_20_P"); % data from workspace
87
88 params_conPLL;
89
90 % Obtener las graficas
91 Plot;
92
93
94
95 %% SCR = 2. P1=0.6, P2=0.9   Q1=40, Q2=80
96
97 clear all
98 close all
99
100 % Cargar los datos del modelo sin PLL
101
102 data_results = strcat("Resultados\sинPLL_SCR_2_Q"); % data from workspace
103
104 params_sinPLL;
105
106 % Cargar los datos del modelo con PLL
107
108 data_results = strcat("Resultados\conPLL_SCR_2_Q"); % data from workspace
109
110 params_conPLL;
111
112 % Obtener las graficas
113 Plot;

```

```
114
115 clear all
116 close all
```

D.3.2. Archivo para cargar los datos del modelo A (sin PLL).

```
1 %% Madrid. Junio 2020.
2 % ICAI - GITI. Trabajo de Fin de Grado.
3 % Autor: Rodrigo Medina Lage.
4 % Director: Francisco Javier Renedo.
5 %
6 % Archivo para cargar los datos del modelo A (sin PLL).
7
8 %%
9 load(data_results);
10
11 % Calculo de tensiones y corrientes
12
13 vs_A = sqrt(vs_d.^2 + vs_q.^2);
14 is_A = sqrt(is_d.^2 + is_q.^2);
15
16 % Potencias del Modelo A
17
18 Ps_ref_MW_A = Ps_ref_MW;
19 Ps_MW_A = Ps_MW;
20 Qs_ref_MVAR_A = Qs_ref_MVAR;
21 Qs_MVAR_A = Qs_MVAR;
22
23 % Angulo del convertidor
24
25 Theta_PLL_off_A = Theta_PLL_off;
26 Theta_PLL_A = Theta_PLL;
27 omega_PLL_A = omega_PLL;
```

D.3.3. Archivo para cargar los datos del modelo B (con PLL).

```
1 %% Madrid. Junio 2020.
2 % ICAI - GITI. Trabajo de Fin de Grado.
3 % Autor: Rodrigo Medina Lage.
4 % Director: Francisco Javier Renedo.
5 %
6 % Archivo para cargar los datos del modelo B (con PLL).
7
8 %%
9 load(data_results);
10
11 % Calculo de tensiones y corrientes
12
13 vs_B = sqrt(vs_d.^2 + vs_q.^2);
14 is_B = sqrt(is_d.^2 + is_q.^2);
15
16 % Potencias del Modelo B
17
18 Ps_ref_MW_B = Ps_ref_MW;
```

```

19 Ps_MW_B = Ps_MW;
20 Qs_ref_MVAR_B = Qs_ref_MVAR;
21 Qs_MVAR_B = Qs_MVAR;
22
23 % Angulo del convertidor
24
25 Theta_PLL_B = Theta_PLL;
26 Theta_Va_B = Theta;
27 omega_PLL_B = omega_PLL;

```

D.3.4. Archivo que contiene los plot y el formato de los resultados.

```

1 %% Madrid. Junio 2020.
2 % ICAI - GITI. Trabajo de Fin de Grado.
3 % Autor: Rodrigo Medina Lage.
4 % Director: Francisco Javier Renedo.
5 %
6 % Archivo que contiene los plot y el formato de los resultados.
7
8 %%
9
10 % Directorios (ubicacion de los .mat y .png)
11
12 folder_graf = "Graficas VSC";
13
14 % Formato para guardar los resultados
15
16 % formato = ".png";
17 formato = ".fig";
18
19 % Tamano de letra en las figuras
20
21 letra_titulo = 12;
22 letra_etiqueta = 15;
23 letra_ejes = 13;
24 letra_leyenda = 15;
25
26 %% REPRESENTACION
27
28 title_SCR = strcat("SCR=",string(SCR));
29
30 % P [MW]
31
32 figure_name = strcat("Activa-Reactiva, SCR=",string(SCR),", ...
    P2=",string(P2*1e-6), " MW, Q2=",string(Q2*1e-6), " Mvar");
33 figure('Name',figure_name);
34 clf
35 subplot(2,1,1)
36 plot(t, Ps_ref_MW,'Color','k','LineStyle','-','LineWidth',1.5);
37 hold on
38 h_leg(1) = plot(t, Ps_MW_A,'Color','b','LineStyle','-','LineWidth',1.5);
39 hold on
40 h_leg(2) = plot(t, Ps_MW_B,'Color','r','LineStyle','-','LineWidth',1.5);
41 grid
42 LEG = legend(h_leg,'Modelo A: sin PLL','Modelo B: con PLL')

```

```

43 set(LEG,'FontSize',letra_leyenda);
44 set(gcf,'color','w');
45 ylabel(' Ps (MW)','FontSize',letra_etiqueta)
46 xlabel('time (s)','FontSize',letra_etiqueta)
47 xlim([3 15])
48 set(gca,'FontSize',letra_ejes)
49 title(title_SCR,'FontSize',letra_titulo)
50
51 % Q [MVAR]
52
53 subplot(2,1,2)
54 plot(t, Qs_ref_MVAR,'Color','k','LineStyle','-', 'LineWidth', 1.5);
55 hold on
56 h_leg(1) = plot(t, Qs_MVAR_A,'Color','b','LineStyle','-', 'LineWidth', 1.5);
57 hold on
58 h_leg(2) = plot(t, Qs_MVAR_B,'Color','r','LineStyle','-', 'LineWidth', 1.5);
59 grid
60 ylabel(' Qs (MVar)','FontSize',letra_etiqueta)
61 xlabel('time (s)','FontSize',letra_etiqueta)
62 xlim([3 15]);
63 set(gca,'FontSize',letra_ejes)
64
65 saveas(gcf, strcat(folder_graf, "\", figure_name, formato));
66
67
68 % V convertidor [kV]
69
70 figure_name = strcat("Tension-Corriente, SCR=", string(SCR), ", ...
    P2=", string(P2*1e-6), " MW, Q2=", string(Q2*1e-6), " Mvar");
71 figure('Name', figure_name);
72 clf
73 subplot(2,1,1)
74 h_leg(1) = plot(t, vs_A,'Color','b','LineStyle','-', 'LineWidth', 1.5);
75 hold on
76 h_leg(2) = plot(t, vs_B,'Color','r','LineStyle','-', 'LineWidth', 1.5);
77 grid
78 LEG = legend(h_leg, 'Modelo A: sin PLL', 'Modelo B: con PLL')
79 set(LEG,'FontSize',letra_leyenda);
80 ylabel('Vs [p.u.]','FontSize',letra_etiqueta)
81 xlabel('time (s)','FontSize',letra_etiqueta)
82 xlim([3 15])
83 set(gca,'FontSize',letra_ejes)
84 title(title_SCR,'FontSize',letra_titulo)
85
86 % I convertidor [A]
87
88 subplot(2,1,2)
89 h_leg(1) = plot(t, is_A,'Color','b','LineStyle','-', 'LineWidth', 1.5);
90 hold on
91 h_leg(2) = plot(t, is_B,'Color','r','LineStyle','-', 'LineWidth', 1.5);
92 grid
93 set(gcf,'color','w');
94 ylabel('Is [p.u.]','FontSize',letra_etiqueta)
95 xlabel('time (s)','FontSize',letra_etiqueta)
96 xlim([3 15])
97 set(gca,'FontSize',letra_ejes)
98
99 saveas(gcf, strcat(folder_graf, "\", figure_name, formato))
100

```

```

101 % Angulo en el convertidor [grados]
102
103 figure_name = strcat("Angulo-Frecuencia, SCR=",string(SCR),", ...
    P2=",string(P2*1e-6)," MW, Q2=",string(Q2*1e-6), " Mvar");
104 figure('Name',figure_name);
105 clf
106 subplot(2,1,1)
107 h_leg(1) = plot(t, Theta_PLL_off_A*180/pi,'Color','b','LineStyle','-', ...
    'LineWidth', 1.5);
108 hold on
109 h_leg(2) = plot(t, Theta_Va_B*180/pi,'Color','r','LineStyle','-', ...
    'LineWidth', 1.5);
110 grid
111 LEG = legend(h_leg,'Modelo A: sin PLL','Modelo B: con PLL')
112 set(LEG,'FontSize',letra_leyenda);
113 ylabel('Angulo (grados)','FontSize',letra_etiqueta)
114 xlabel('time (s)','FontSize',letra_etiqueta)
115 xlim([3 15])
116 set(gca,'FontSize',letra_ejes)
117 title(title_SCR,'FontSize',letra_titulo)
118
119 % Frecuencia Convertidor [Hz]
120
121 subplot(2,1,2)
122 h_leg(1) = plot(t, f_sinPLL,'Color','b','LineStyle','-', 'LineWidth', 1.5);
123 hold on
124 h_leg(2) = plot(t, f_conPLL,'Color','r','LineStyle','-', 'LineWidth', 1.5);
125 grid
126 set(gcf,'color','w');
127 ylabel('Frec [Hz]','FontSize',letra_etiqueta)
128 xlabel('time (s)','FontSize',letra_etiqueta)
129 ylim([48 52])
130 xlim([3 15])
131 set(gca,'FontSize',letra_ejes)
132
133 saveas(gcf, strcat(folder_graf, "\", figure_name, formato))

```


E

Figuras obtenidas en las simulaciones

E.1. Simulación frente a red débil, SCR=2.

E.1.1. Escalón de P=0.8 p.u.

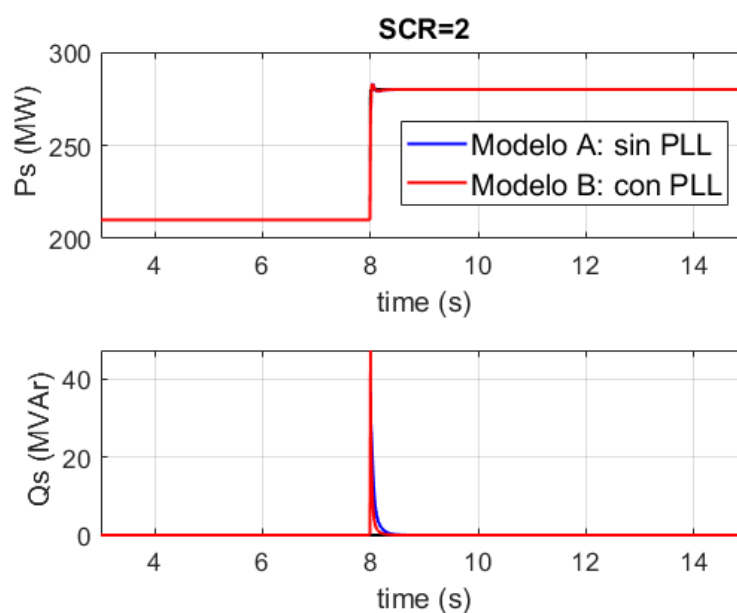


Figura E.1. Activa [MW] - Reactiva [Mvar]

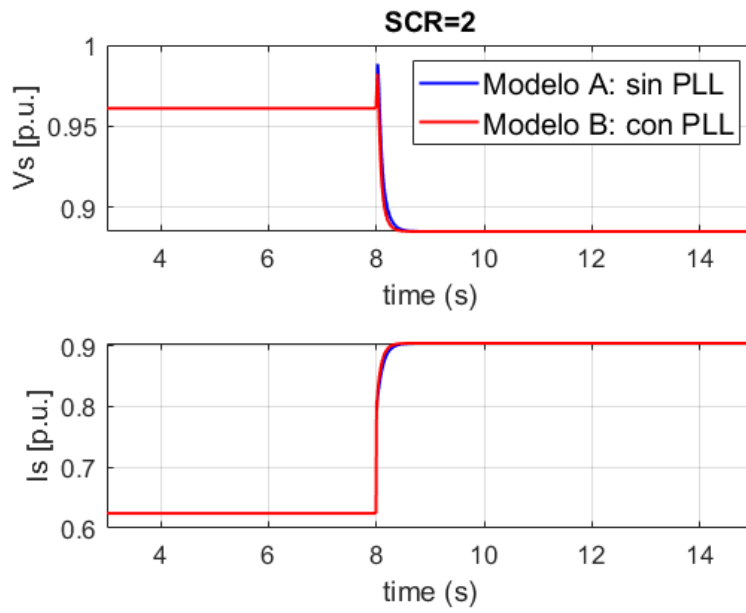


Figura E.2. Tensión [kV] - Corriente [A]

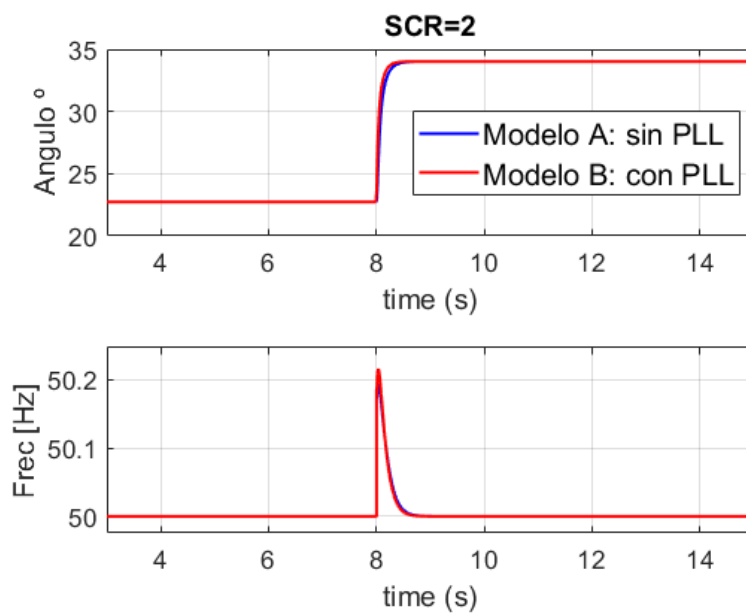


Figura E.3. Ángulo [°] - Frecuencia [Hz]

E.1.2. Escalón de P=0.9 p.u.

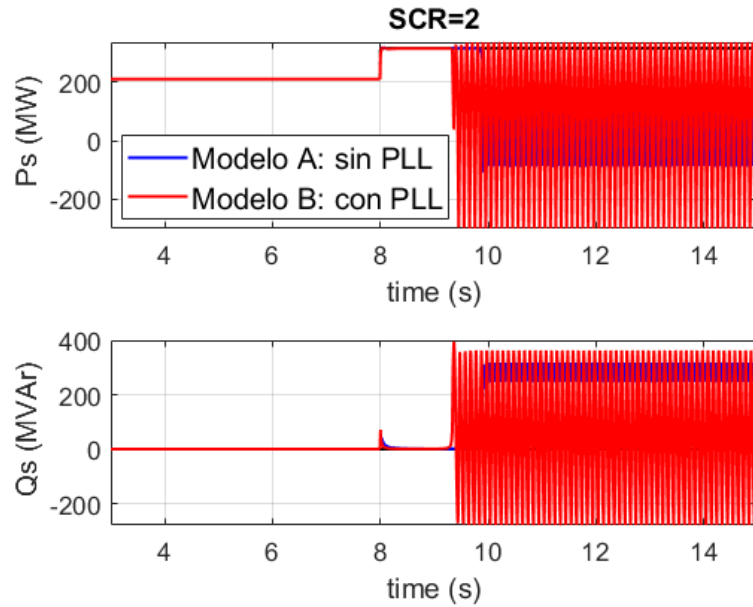


Figura E.4. Activa [MW] - Reactiva [Mvar]

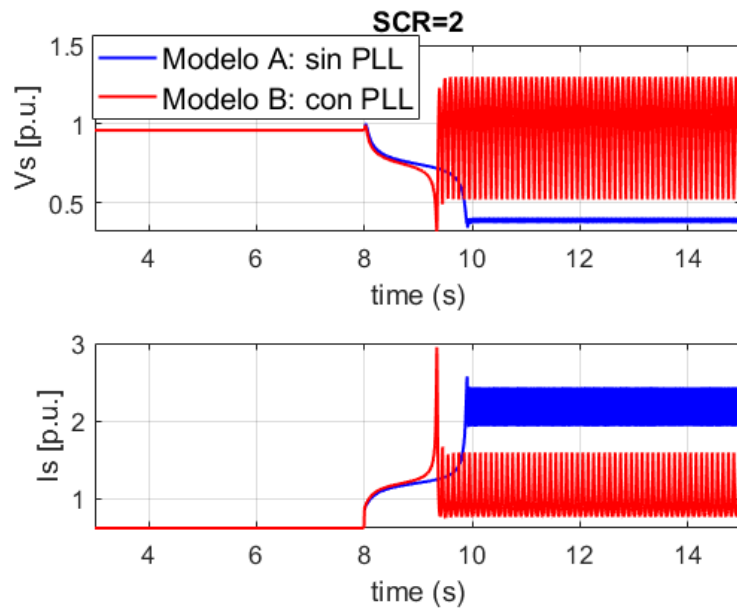


Figura E.5. Tensión [kV] - Corriente [A]

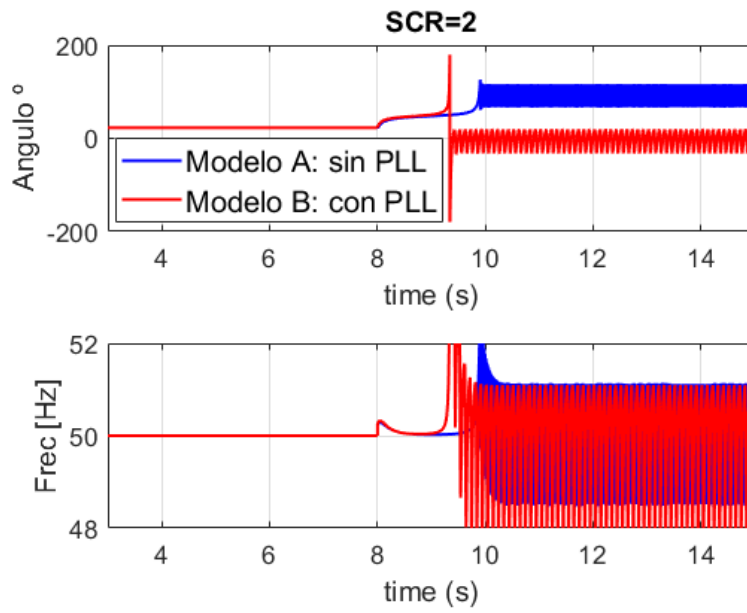


Figura E.6. Ángulo [°] - Frecuencia [Hz]

E.1.3. Escalón de $P=0.9$ p.u. con generación de reactiva

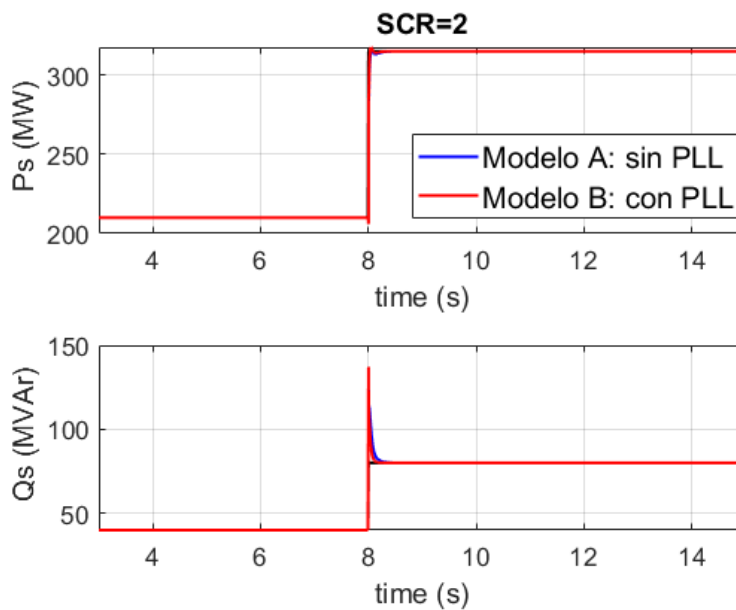


Figura E.7. Activa [MW] - Reactiva [Mvar]

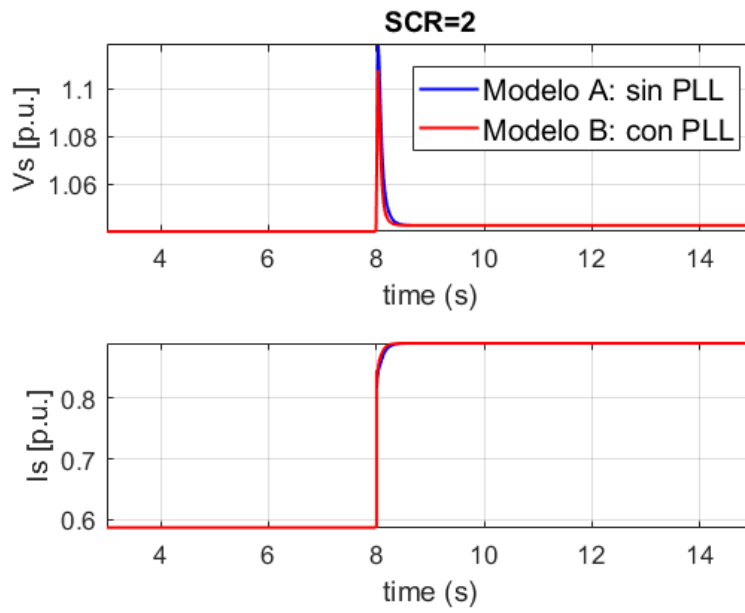


Figura E.8. Tensión [kV] - Corriente [A]

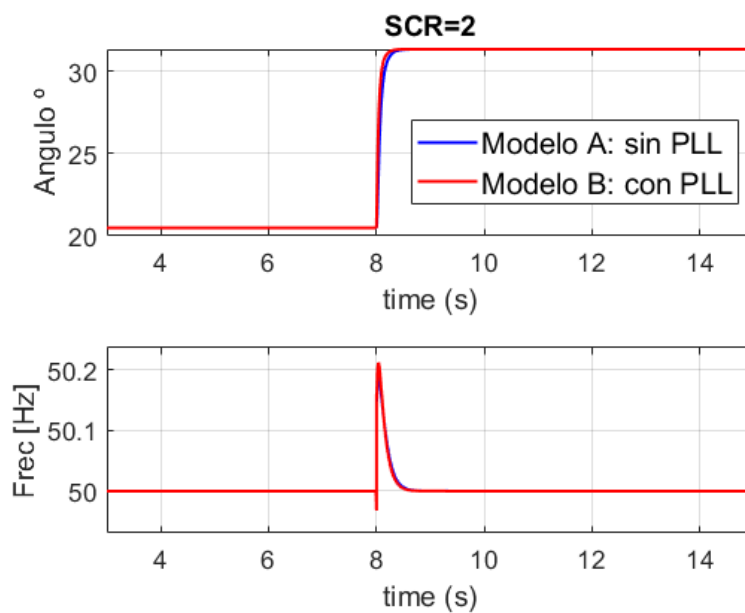


Figura E.9. Ángulo [°] - Frecuencia [Hz]

E.2. Simulación frente a red fuerte, SCR=20.

E.2.1. Escalón de P=0.8 p.u.

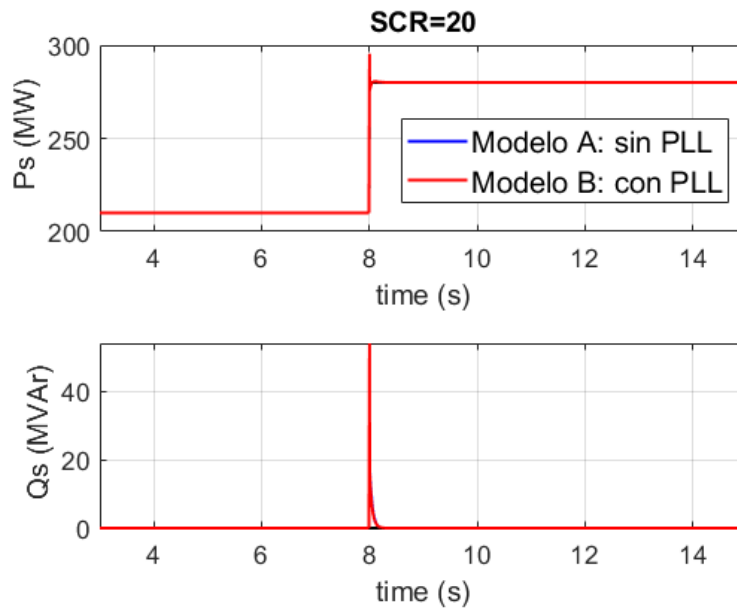


Figura E.10. Activa [MW] - Reactiva [Mvar]

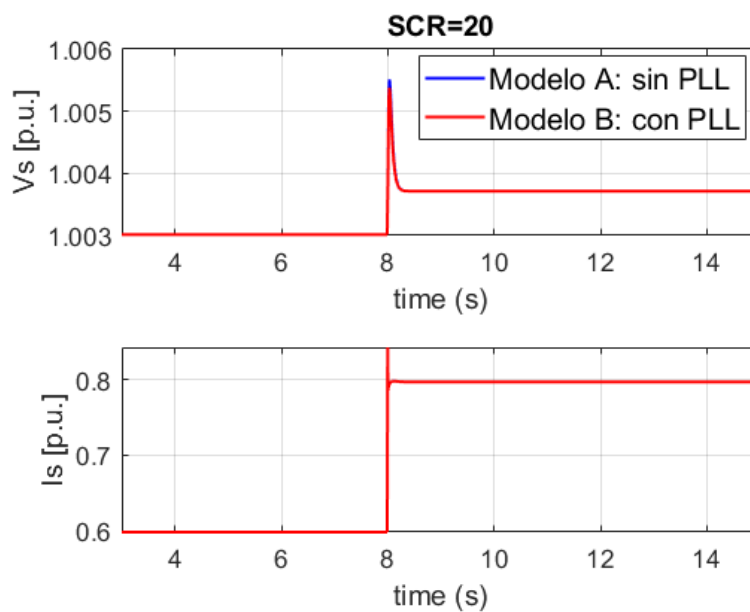


Figura E.11. Tensión [kV] - Corriente [A]

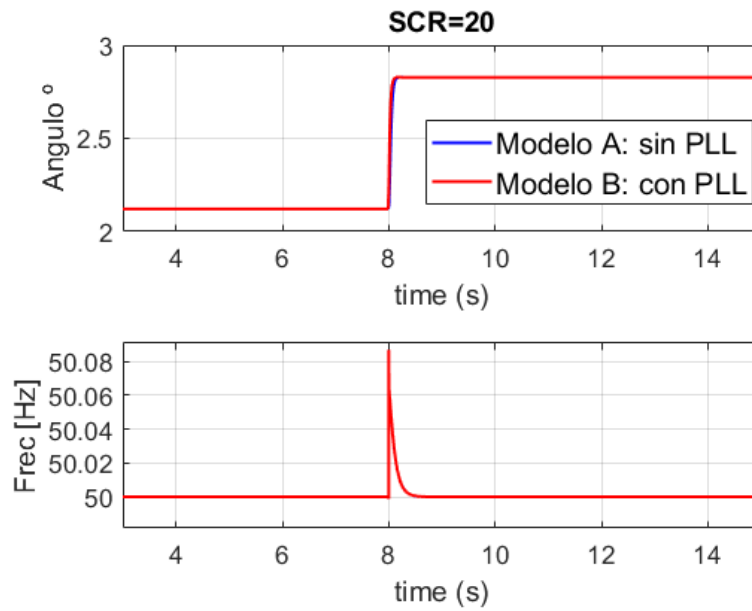


Figura E.12. Ángulo [°] - Frecuencia [Hz]

E.2.2. Escalón de P=0.9 p.u.

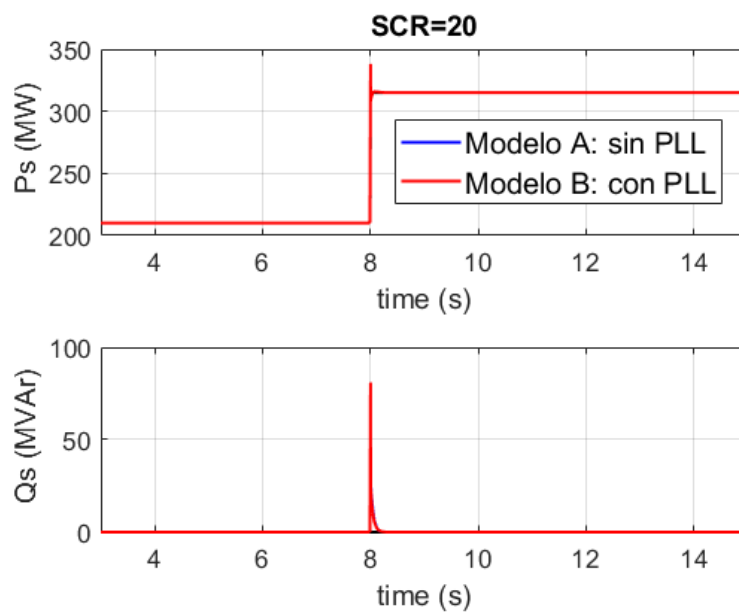


Figura E.13. Activa [MW] - Reactiva [Mvar]

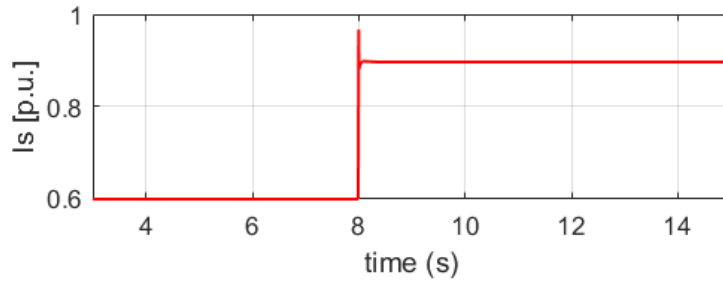
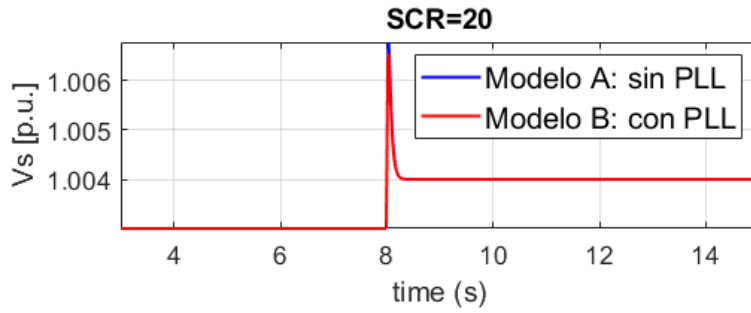


Figura E.14. Tensión [kV] - Corriente [A]

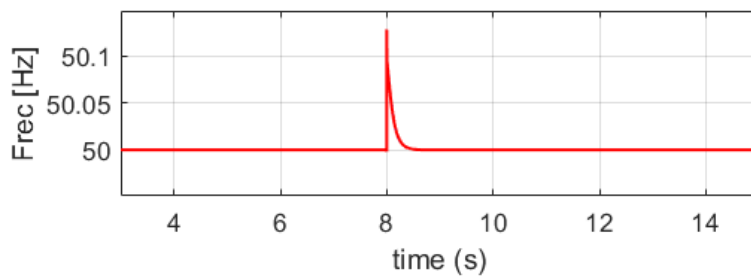
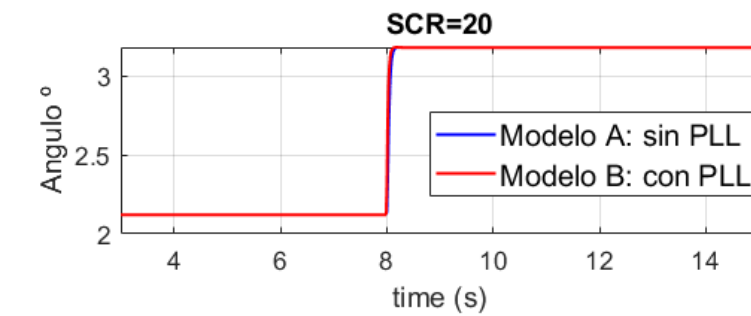


Figura E.15. Ángulo [°] - Frecuencia [Hz]