



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**IMPACTO DE LA REDUCCIÓN DE LA
GENERACIÓN SÍNCRONA EN LA
ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DEL
SISTEMA ELÉCTRICO
CONTINENTAL EUROPEO**

ALUMNO: EDUARDO CAMPILLOS GARCÍA

DIRECTOR: LUIS ROUCO RODRÍGUEZ

MADRID

AGOSTO 2019

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. **EDUARDO CAMPILLOS GARCÍA** DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: **IMPACTO DE LA REDUCCIÓN DE LA GENERACIÓN SÍNCRONA EN LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO CONTINENTAL EUROPEO** que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar "marcas de agua" o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e

intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 28 de agosto de 2019

ACEPTA

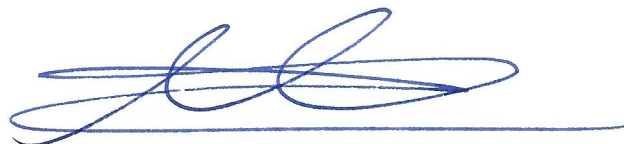


Fdo.: EDUARDO CAMPILLOS GARCÍA

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
**IMPACTO DE LA REDUCCIÓN DE LA GENERACIÓN SÍNCRONA EN LA
ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO
CONTINENTAL EUROPEO**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2018-2019 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.: EDUARDO CAMPILLOS GARCÍA Fecha: 28/08/2019

Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: LUIS ROUCO RODRÍGUEZ Fecha: 28/08/2019



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**IMPACTO DE LA REDUCCIÓN DE LA
GENERACIÓN SÍNCRONA EN LA
ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DEL
SISTEMA ELÉCTRICO
CONTINENTAL EUROPEO**

ALUMNO: EDUARDO CAMPILLOS GARCÍA

DIRECTOR: LUIS ROUCO RODRÍGUEZ

MADRID

AGOSTO 2019

IMPACTO DE LA REDUCCIÓN DE LA GENERACIÓN SÍNCRONA EN LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO CONTINENTAL EUROPEO

Autor: Campillos García, Eduardo.

Director: Rouco Rodríguez, Luis.

Entidad colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN

La transición energética de un modelo basado mayoritariamente en combustibles fósiles a un modelo de generación renovable basado en los recursos energéticos que ese encuentran en abundancia en el planeta es fundamental para alcanzar los objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas para 2030.

Dicho lo cual esta transformación radical de los sistemas eléctricos presenta grandes desafíos en una variedad de aspectos. Este TFM se centra en los aspectos físicos de la red concernientes a la estabilidad de frecuencia.

La estabilidad está centrada en la capacidad de los sistemas eléctricos en volver al punto de equilibrio estable original o alcanzar un nuevo punto de equilibrio estable tras la ocurrencia de una perturbación.

La estabilidad de frecuencia está controlada por una serie de lazos de regulación que se encargan de mantener la frecuencia en su valor nominal. Esta regulación instantánea se realiza a través de la inercia rotacional de los generadores síncronos conectados a la red. Ante cualquier tipo de contingencias la inercia responde al incidente aportando o recibiendo energía de la red. En los generadores asíncronos conectados a la red mediante inversores no existe esta inercia por lo que a priori no es posible realizar la regulación primaria. En pequeña proporción el sistema eléctrico actual podría hacer frente a esta pérdida de inercia, pero en grandes proporciones es necesario evaluar la viabilidad. Es aquí donde entra este TFM.

Para evaluar este problema, se han utilizado dos modelos: sistema eléctrico europeo de ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) simulado con PSSE y un modelo simplificado en MATLAB. Estos modelos se han simulado para tres casos: Referencia, reducción de generación síncrona en España y reducción de generación síncrona en Europa. Tanto para el caso español como el europeo, se han convertido todas aquellas máquinas con potencia nominal inferior a 600 MW. Asimismo, cada uno de estos tres casos se ha evaluado con estatismo de 5% y 35% para comparar los resultados entre sí.

Conviene mencionar que el modelo simplificado de la red europea se ha modelado correctamente y presenta dinámicas y resultados muy similares al modelo detallado europeo proveniente de ENTSO-E.

Los casos estudiados con el estatismo del 5% reflejan oscilaciones de frecuencia muy amortiguadas y alejadas de los límites de seguridad del operador que establece en 800 mHz y 200 mHz para variación máxima y variación de frecuencia en régimen permanente respectivamente.

Sin embargo, para el estatismo original (35%) el modelo detallado converge para los casos de Referencia y de España, pero presenta problemas de estabilidad para los casos más drásticos con reducciones de generación síncrona por encima del 40%. Este último caso estaría muy ligado a un problema de estabilidad de ángulo.

No obstante, se puede concluir que los resultados obtenidos demuestran que la integración de generación renovable en el sistema es posible en determinadas condiciones y siempre y cuando se realice de manera ordenada y progresiva siendo controlada en todo momento por el operador de la red.

Una investigación más en profundidad es necesaria para determinar con precisión las causas de inestabilidad para el estatismo original en el caso de reducción síncrona en Europa.

SUMMARY

The energy transition from a model based primarily in fossil fuels into a model based in renewable energy based on the natural resource that the Earth provides is essential to reach the sustainable development goals imposed by the United Nations for 2030. This radical transformation in the electric systems presents huge challenges from a wide variety of aspects. This document focus on the aspects related to the grid and its stability issues.

The stability is based on the capacity of the electric grid to recover and come back to the original equilibrium or other equilibrium after an incidence has occurred in the system. The stability of frequency is controlled by three different units depending on the speed of the response in charge of keeping the frequency in the nominal value.

The unit in charge of the instant response is executed thanks to the inertia stored in the rotation of the generators connected to the grid. In case of a incidence, the inertia of the system quickly responds providing or taking energy from the grid stabilizing the system.

Nonetheless, the renewal generation does not possess inertia because the generation is based on inverters connected to the grid so apparently instant regulation to control frequency is not possible. In small quantities, the electric system is capable of controlling the frequency but in big proportions, the stability is not guaranteed at all. This document tries to estimate the maximum amount of renewable energy permitted in the system without risk in the stability.

To evaluate the problem, two models have been used. Firstly, the European electric system named ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) simulated with a software called PSSE and secondly a simplified model based on MATLAB/Simulink.

These two models have been simulated in three different scenarios: reference, reduction in synchronous generation in Spain and reduction in synchronous generation in Europe. In the Spanish and European scenarios, those generators whose nominal power is below 600 MW have been converted into renewable generation. Likewise, every scenario is evaluated with two different droops of 5% and 35%.

Moreover, it is essential to mention that the simplified model of the European grid performs very well and shows dynamics and results very similar to the detailed model provided by ENTSO-E.

The scenarios executed with a 5% droop reflect that oscillations of frequency are much damped and far away from the security limits of the operator of the system of 200 mHz and 800 mHz for maximum and permanent variation respectively.

However, for a 35% droop the detailed model keeps equilibrium for the scenarios of Reference and Spain but shows stability issues for the European one (Up to 40% conversion of generators). This scenario would be highly influenced by a problem of angle stability.

Nevertheless, we can conclude that the results obtained prove that integration of renewable generation in the system is feasible in specific conditions if done in order and under controlled of the grid operator.

Further investigation is required to determine precisely the causes of instability for the original droop in the ENTSO-E model for the reduction of synchronous generation in Europe.

AGRADECIMIENTOS

Este TFM pone fin a mi etapa universitaria. Ha sido sin duda una época de crecimiento intelectual y emocional que espero que me sirva en mi futuro tanto laboral como vital.

Primeramente, quería agradecer a mi familia, en especial a mis padres, a mi hermana y a mi tía Adelina. Sin su apoyo en todos los sentidos jamás hubiera podido llegar hasta aquí. Ellos han sido, son y espero que sean si Dios quiere mi faro en la tormenta.

Asimismo, quería agradecer a mi director de TFM D. Luis Rouco Rodríguez por su paciencia e inestimable ayuda a lo largo de todo este camino. No solo por transmitirme día a día sus conocimientos técnicos sino por enseñarme la importancia de ser profesional en el trabajo y asumir las responsabilidades sin escurrir los problemas. Sin olvidar a todos los investigadores del IIT, en especial a Lukas Sigríst, Javier Renedo y Javier García que me han ayudado siempre que lo he necesitado. Sin vosotros, este TFM no hubiera llegado a buen puerto.

Finalmente quería agradecer a todos mis amigos de la universidad y de la vida que me han influido para convertirme en la persona que soy hoy. Espero estar a la altura de las circunstancias en los desafíos que me enfrente a lo largo de mi vida.

“To whom much has been given, much is expected”

TABLA DE CONTENIDOS

1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	EL TEMA DEL PROYECTO	1
1.2	OBJETIVOS DEL PROYECTO	2
1.3	ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO	2
2	PRINCIPIOS DE CONTROL Y DE LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS ...	3
2.1	CONTROL DE FRECUENCIA	3
2.2	ESTABILIDAD DE FRECUENCIA	4
3	MODELO DETALLADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO CONTINENTAL EUROPEO	10
3.1	ENTSO-E	10
3.2	CARACTERÍSTICAS DEL MODELO	11
3.3	ESCENARIOS DE ESTUDIO	16
4	ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO CONTINENTAL EUROPEO CON UN MODELO SIMPLIFICADO	18
4.1	MODELO	18
4.2	RESULTADOS CON ESTADÍSTICO ORIGINAL	19
4.3	RESULTADOS CON ESTADÍSTICO DEL 5%	24
4.4	CONCLUSIONES PARCIALES	30
5	ANÁLISIS DETALLADO DE LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO CONTINENTAL EUROPEO	32
5.1	RESULTADOS CON ESTADÍSTICO ORIGINAL	32
5.2	RESULTADOS CON ESTADÍSTICO 5%	35
5.3	CONCLUSIONES PARCIALES	38
6	CONCLUSIONES	41
7	ANEXOS	42
7.1	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS) DE NACIONES UNIDAS	42
8	REFERENCIAS	43

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2-1: LAZOS DE CONTROL DE FRECUENCIA (TOMADA DE UCTE OPERATION HANDBOOK POLICY 1 [9]).	4
FIGURA 2-2: ESCALAS DE TIEMPO DE LOS LAZOS DE CONTROL DE FRECUENCIA (TOMADA DE UCTE OPERATION HANDBOOK POLICY 1 [9]).	4
FIGURA 2-3: CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA.	4
FIGURA 2-4: MODELO SIMPLIFICADO PARA EL ESTUDIO DE LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA.	5
FIGURA 2-5: RESPUESTA DE LA FRECUENCIA EN CASO DE DESCONEXIÓN DE UN GRUPO GENERADOR.	5
FIGURA 2-6: CARACTERÍSTICA ESTÁTICA DEL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA.	6
FIGURA 2-7: VARIACIÓN DE LAS POTENCIAS MECÁNICA Y ELÉCTRICA EN CASO DE DESCONEXIÓN DE UN GENERADOR.	7
FIGURA 2-8: RESPUESTA INERCIAL.	7
FIGURA 2-9: MODELO SIMPLIFICADO PARA EL ESTUDIO DE LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA CON N GENERADORES.	8
FIGURA 2-10: PARÁMETROS DE LA RESPUESTA DE LA FRECUENCIA EN EL SISTEMA CONTINENTAL EUROPEO.	9
FIGURA 3-1: PAÍSES MIEMBROS DE ENTSO-E.	11
FIGURA 3-2: SISTEMA ELÉCTRICO DE ENTSO-E.	11
FIGURA 3-3: MODELO DE SISTEMA DE EXCITACIÓN SEXS.	14
FIGURA 3-4: MODELO DE ESTABILIZADOR DEL SISTEMA DE POTENCIA PSS2A.	15
FIGURA 3-5: MODELO DE TURBINA TGOV1.	15
FIGURA 3-6: ESTRUCTURA DE LOS PARÁMETROS DINÁMICOS DEL MODELO ENTSO-E.	15
FIGURA 4-1: MODELO SIMPLIFICADO PARA EL ESTUDIO DE LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA.	18
FIGURA 4-2: ESTADISTMO ORIGINAL. REFERENCIA: VARIACIÓN DE FRECUENCIA.	19
FIGURA 4-3: ESTADISTMO ORIGINAL. REFERENCIA: VARIACIÓN DE POTENCIA MECÁNICA.	20
FIGURA 4-4: ESTADISTMO ORIGINAL. REDUCCIÓN DE GENERACIÓN SÍNCRONA EN ESPAÑA: VARIACIÓN DE FRECUENCIA.	21
FIGURA 4-5: ESTADISTMO ORIGINAL. REDUCCIÓN DE GENERACIÓN SÍNCRONA EN ESPAÑA: VARIACIÓN DE POTENCIA MECÁNICA.	22
FIGURA 4-6: ESTADISTMO ORIGINAL. REDUCCIÓN DE GENERACIÓN SÍNCRONA EN EUROPA: VARIACIÓN DE FRECUENCIA.	23
FIGURA 4-7: ESTADISTMO ORIGINAL. REDUCCIÓN DE GENERACIÓN SÍNCRONA EN EUROPA: VARIACIÓN DE POTENCIA MECÁNICA.	24
FIGURA 4-8: ESTADISTMO 5%. REFERENCIA: VARIACIÓN DE FRECUENCIA.	25
FIGURA 4-9: ESTADISTMO 5%. REFERENCIA: VARIACIÓN DE POTENCIA MECÁNICA.	26
FIGURA 4-10: REDUCCIÓN DE GENERACIÓN SÍNCRONA EN ESPAÑA: VARIACIÓN DE FRECUENCIA.	27
FIGURA 4-11: ESTADISTMO 5%. REDUCCIÓN DE GENERACIÓN SÍNCRONA EN ESPAÑA: VARIACIÓN DE POTENCIA MECÁNICA.	28
FIGURA 4-12: ESTADISTMO 5%. REDUCCIÓN DE GENERACIÓN SÍNCRONA EN EUROPA: VARIACIÓN DE FRECUENCIA.	29
FIGURA 4-13: ESTADISTMO 5%. REDUCCIÓN DE GENERACIÓN SÍNCRONA EN EUROPA: VARIACIÓN DE POTENCIA MECÁNICA.	30
FIGURA 5-1: ESTADISTMO ORIGINAL. CASO DE REFERENCIA: VARIACIÓN DE FRECUENCIA.	33
FIGURA 5-2: ESTADISTMO ORIGINAL. CASO DE REFERENCIA: POTENCIAS MECÁNICA Y ELÉCTRICA.	33
FIGURA 5-3: ESTADISTMO ORIGINAL. REDUCCIÓN DE GENERACIÓN SÍNCRONA EN ESPAÑA: VARIACIÓN DE FRECUENCIA.	34
FIGURA 5-4: ESTADISTMO ORIGINAL. REDUCCIÓN DE GENERACIÓN SÍNCRONA EN ESPAÑA: POTENCIAS MECÁNICA Y ELÉCTRICA.	34
FIGURA 5-5: ESTADISTMO ORIGINAL. REDUCCIÓN DE GENERACIÓN SÍNCRONA EN EUROPA: VARIACIÓN DE FRECUENCIA.	35
FIGURA 5-6: ESTADISTMO ORIGINAL. REDUCCIÓN DE GENERACIÓN SÍNCRONA EN EUROPA: POTENCIAS MECÁNICA Y ELÉCTRICA.	35
FIGURA 5-7: ESTADISTMO 5%. CASO DE REFERENCIA: VARIACIÓN DE FRECUENCIA.	36
FIGURA 5-8: ESTADISTMO 5%. CASO DE REFERENCIA: POTENCIAS MECÁNICA Y ELÉCTRICA.	36
FIGURA 5-9: ESTADISTMO 5%. REDUCCIÓN DE GENERACIÓN SÍNCRONA EN ESPAÑA: VARIACIÓN DE FRECUENCIA.	37
FIGURA 5-10: ESTADISTMO 5%. REDUCCIÓN DE GENERACIÓN SÍNCRONA EN ESPAÑA: POTENCIAS MECÁNICA Y ELÉCTRICA.	37
FIGURA 5-11: ESTADISTMO 5%. REDUCCIÓN DE GENERACIÓN SÍNCRONA EN EUROPA: VARIACIÓN DE FRECUENCIA.	38
FIGURA 5-12: ESTADISTMO 5%. REDUCCIÓN DE GENERACIÓN SÍNCRONA EN EUROPA: POTENCIAS MECÁNICA Y ELÉCTRICA.	38

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 3-1: ELEMENTOS DE MODELO DEL SISTEMA ELÉCTRICO CONTINENTAL EUROPEO.	12
TABLA 3-2: GENERACIÓN, DEMANDA E INTERCAMBIO DE POTENCIA POR ÁREAS EN EL SISTEMA ENTSO-E.....	12
TABLA 3-4: PARÁMETROS DE MODELO DE TURBINA TGOV1.....	16
TABLA 3-5: ESCENARIOS DE ESTUDIO.....	16
TABLA 3-6: PERTURBACIÓN DE ESTUDIO.	17
TABLA 4-1: RESUMEN DE LOS ESCENARIOS CON ESTADÍSTICO ORIGINAL.	30
TABLA 4-2: RESUMEN DE LOS ESCENARIOS CON ESTADÍSTICO 5%.	30
TABLA 5-1: RESUMEN DE LOS ESCENARIOS CON ESTADÍSTICO ORIGINAL.	39
TABLA 5-2: COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS DEL MODELO DETALLADO Y MODELO SIMPLIFICADO CON ESTADÍSTICO ORIGINAL.	39
TABLA 5-3: RESUMEN DE LOS ESCENARIOS CON ESTADÍSTICO 5%.	39
TABLA 5-4: COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS DEL MODELO DETALLADO Y MODELO SIMPLIFICADO CON ESTADÍSTICO 5%.39	39

1 Introducción

1.1 El tema del proyecto

El cumplimiento del tratado de París sobre el clima requiere el aumento de la penetración de las fuentes de energías renovables (eólica y solar). Ello conllevará una reducción de la generación de la generación convencional. La generación convencional está basada en generadores síncronos. La generación eólica y solar fotovoltaica está conectada a red a través de inversores. La generación conectada a red a través de inversores se caracteriza porque no contribuye a la inercia del sistema [1]. Ello afectará la estabilidad de frecuencia del sistema.

La estabilidad está interesada en la capacidad de los sistemas eléctricos en volver al punto de equilibrio estable original o alcanzar un nuevo punto de equilibrio estable tras la ocurrencia de una perturbación.

La estabilidad es un problema muy complejo. Por ello se separa en varios subproblemas ([2], [3]):

- Estabilidad de ángulo
- Estabilidad de tensión
- Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de ángulo está interesada en la capacidad de los generadores de funcionar en sincronismo. La estabilidad de tensiones está interesada por la capacidad de los generadores para alimentar las cargas en unos márgenes de tensión aceptables. La estabilidad de frecuencia está interesada por la capacidad de los generadores para alimentar las cargas en unos márgenes de frecuencia aceptables.

Este proyecto fin de master está interesado en la estabilidad de frecuencia.

La estabilidad de frecuencia investiga las variaciones (transitorias y permanentes) de frecuencia cuando se produce la desconexión de un generador [4]. Dichas variaciones deben estar dentro de los márgenes establecidos para que no se produzca la desconexión de otros generadores. Si las variaciones de frecuencia estuvieran fuera de los márgenes establecidos deberían de actuar los planes de deslastre de cargas para evitar el colapso del sistema.

La estabilidad de frecuencia se estudia típicamente considerando modelos simplificados del sistema que suponen que la frecuencia del sistema es uniforme [4]. Esta simplificación puede dar lugar a resultados alejados de la realidad en grandes sistemas interconectados y sobre todo cuando los grandes sistemas interconectados pierden inercia por elevada penetración de generación conectada a red a través de inversores.

1.2 Objetivos del proyecto

El objetivo de este trabajo fin de máster es investigar el impacto de la reducción de la generación síncrona (y su sustitución por generación basada en inversores) en la estabilidad de frecuencia del sistema continental europeo. Para ello se dispone de un modelo detallado del sistema continental europeo proporcionado por ENTSO-E.

El modelo detallado del sistema continental europeo está en formato del programa de simulación de sistemas eléctricos PSS/E de Siemens PTI.

ENTSO-E es la European Network of Transmission System Operators for Electricity [5].

Se comparará la información proporcionada por la simulación del modelo detallado del sistema eléctrico continental europeo con la información proporcionada por un modelo simplificado del mismo ([4], [7], [8]).

1.3 Organización del documento

Esta memoria contiene 7 capítulos, de los cuales 3 son apéndices.

El capítulo 2 revisa los principios del control y de la estabilidad de frecuencia de sistemas eléctricos.

El capítulo 3 detalla las características del modelo del sistema europeo.

El capítulo 4 aborda el análisis simplificado de la estabilidad de frecuencia del sistema eléctrico continental europeo.

El capítulo 5 aborda el análisis detallado de la estabilidad de frecuencia del sistema eléctrico continental europeo.

El capítulo 6 presenta las conclusiones del proyecto.

El capítulo 7 contiene las referencias bibliográficas.

2 Principios de control y de la estabilidad de frecuencia de sistemas eléctricos

Este capítulo revisa los principios del control y de la estabilidad de frecuencia de sistemas eléctricos.

2.1 Control de frecuencia

La misión del control de frecuencia es mantener la frecuencia del sistema dentro de unos márgenes aceptables en caso de perturbaciones de la generación o de la demanda [3].

La frecuencia es resultado de la velocidad de giro de los rotores de los generadores. La velocidad de giro de los rotores de los generadores cambia debido a un desequilibrio entre el par motor (par mecánico suministrados por el motor primario) y el par resistente (par electromagnético suministrado por el generador síncrono). En otras palabras, la velocidad de giro de los rotores de los generadores cambia cuando hay un desequilibrio entre potencia generada y potencia demandada.

El sistema de control de frecuencia está organizado entre tres lazos de control anidados que actúan en diferentes escalas de tiempo (ver la Figura 2-1).

- El control primario. Es un control automático. Está implantado a nivel de unidades generadoras, es decir, es un control local. La variación de la velocidad del rotor del generador con relación a la velocidad de sincronismo da lugar a la apertura/cierre de las válvulas de admisión de fluido motor y por tanto aumento/disminución de la potencia generada. El control primario es un control proporcional cuya ganancia es el inverso del estatismo permanente. Por tanto, la ocurrencia de una variación de generación o de demanda da lugar a un error de frecuencia. Actúa en una escala de tiempos de hasta 30 segundos (ver la Figura 2-2).
- El control secundario. Es un control automático. Está implantado a nivel de sistema, es decir, es un control global. Tiene por objetivo eliminar el error de frecuencia que deja el control primario. En sistemas interconectados con áreas tiene por misión no sólo eliminar el error de frecuencia sino el error de potencia de intercambio. El control secundario es un control integral. Actúa en una escala de tiempos entre 30 segundos y 15 minutos (ver la Figura 2-2).
- El control terciario. Es un control manual. Tiene por misión restablecer las bandas de control secundario a subir y a bajar. Actúa en una escala de tiempos superior a 15 minutos (ver la Figura 2-2).

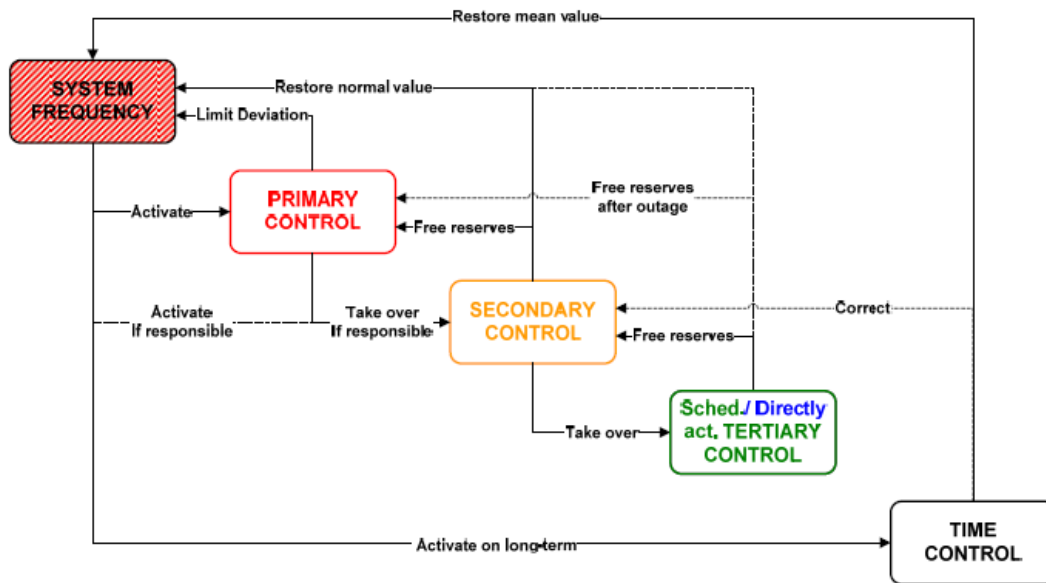


Figura 2-1: Lazos de control de frecuencia (tomada de UCTE Operation Handbook Policy 1 [9]).

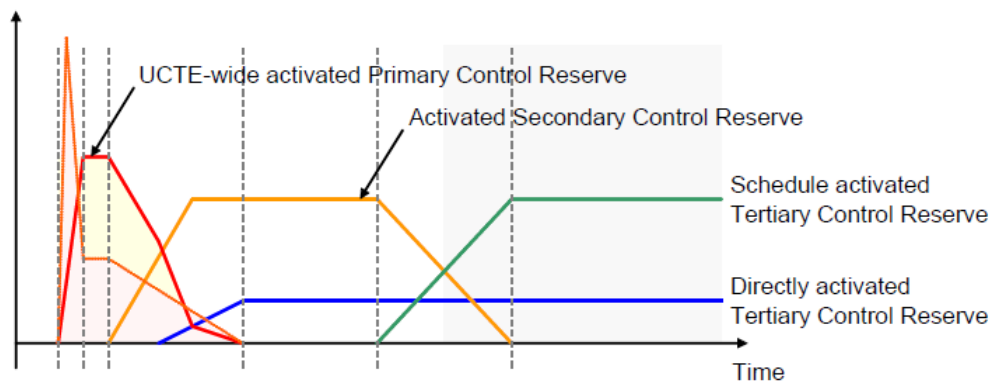


Figura 2-2: Escalas de tiempo de los lazos de control de frecuencia (tomada de UCTE Operation Handbook Policy 1 [9]).

2.2 Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia está gobernada por la inercia de las masas giratorias de los generadores y la respuesta del control primario de frecuencia de los generadores (ver Figura 2-3).

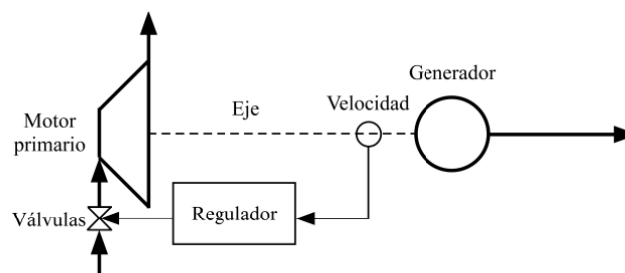


Figura 2-3: Control primario de frecuencia.

La Figura 2-4 muestra un modelo simplificado del sistema eléctrico formado por dos generadores para el estudio de la estabilidad de frecuencia cuando se produce la desconexión de uno de ellos. Además de la dinámica de la masa giratoria y del control primario de frecuencia de generador que permanece conectado incluye el esquema de deslastre de cargas por frecuencia. Debe notarse que el modelo está en magnitudes unitarias de la potencia aparente base del generador.

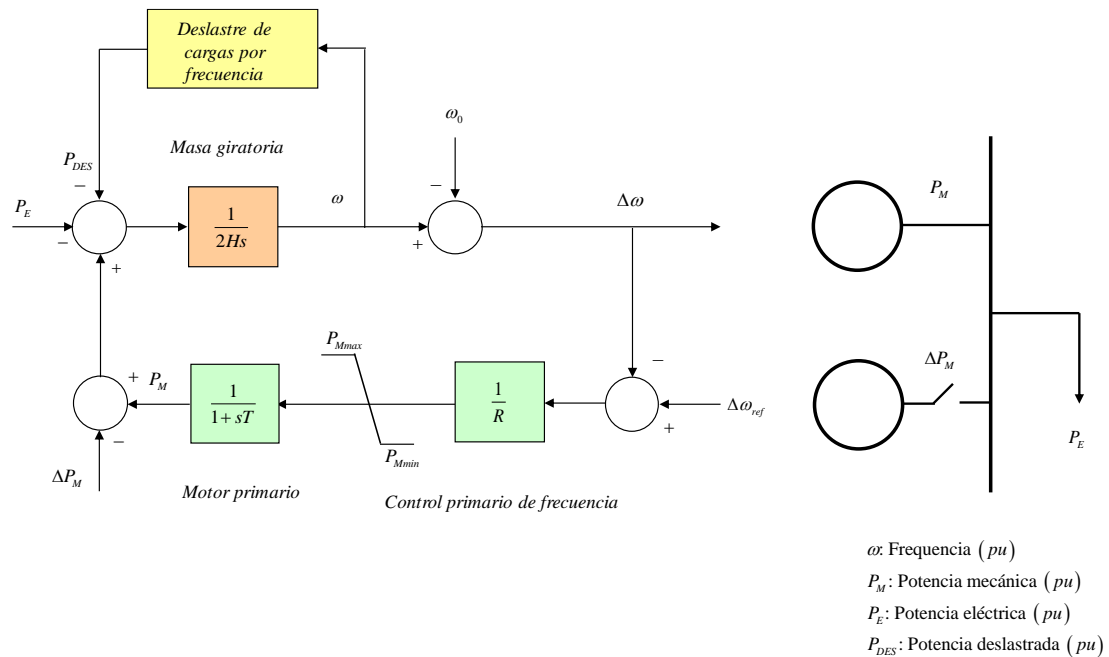


Figura 2-4: Modelo simplificado para el estudio de la estabilidad de frecuencia.

La Figura 2-5 muestra la variación de frecuencia y los parámetros que la describen.

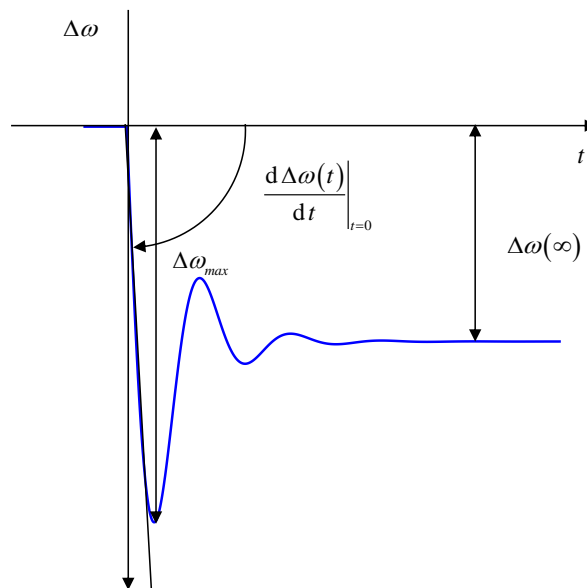


Figura 2-5: Respuesta de la frecuencia en caso de desconexión de un grupo generador.

La variación de la frecuencia en régimen permanente viene dada por (ver la Figura 2-6).

$$\Delta\omega(\infty) = -R * \Delta P_m$$

Depende del estatismo permanente y de la variación de la generación.

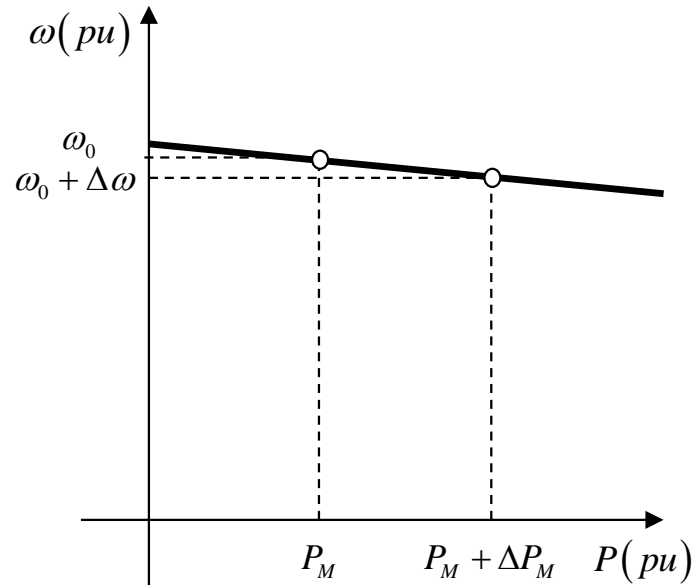


Figura 2-6: Característica estática del control primario de frecuencia.

La derivada inicial de la frecuencia viene dada por:

$$\frac{\partial \Delta\omega(t)}{\partial t} \Big|_{t=0} = \frac{-\Delta P_m}{2 * H}$$

Depende de la inercia y la generación desconectada.

La variación máxima de frecuencia se puede calcular como [8]:

$$\Delta\omega_{max} = \frac{-\Delta P_m}{\tilde{K}} * \sqrt{\frac{\tilde{K}}{2 * H}}$$

$$\tilde{K} = \frac{1}{R * T}$$

La Figura 2-7 muestra la evolución de las potencias mecánica y eléctrica cuando se produce la desconexión de un grupo generador. La potencia eléctrica demanda por las

cargas permanece constante. La potencia mecánica cae debido a la desconexión del generador y se recupera debido a la acción del control primario de frecuencia del generador que queda conectado.

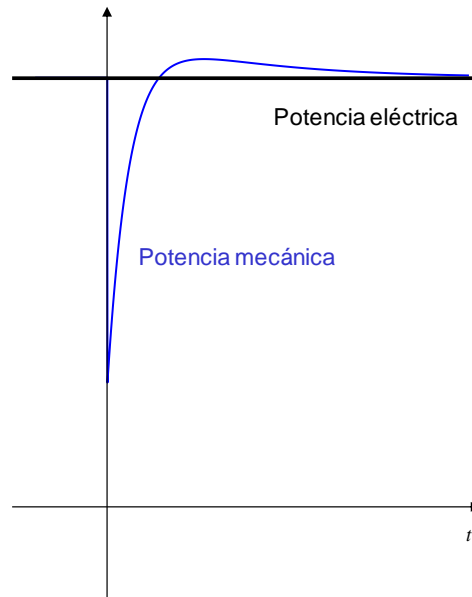


Figura 2-7: Variación de las potencias mecánica y eléctrica en caso de desconexión de un generador.

La Figura 2-8 incide sobre el concepto de respuesta inercial. La respuesta inercial se refiere a la potencia extraída del rotor del generador mientras la velocidad es diferente de la velocidad de sincronismo.

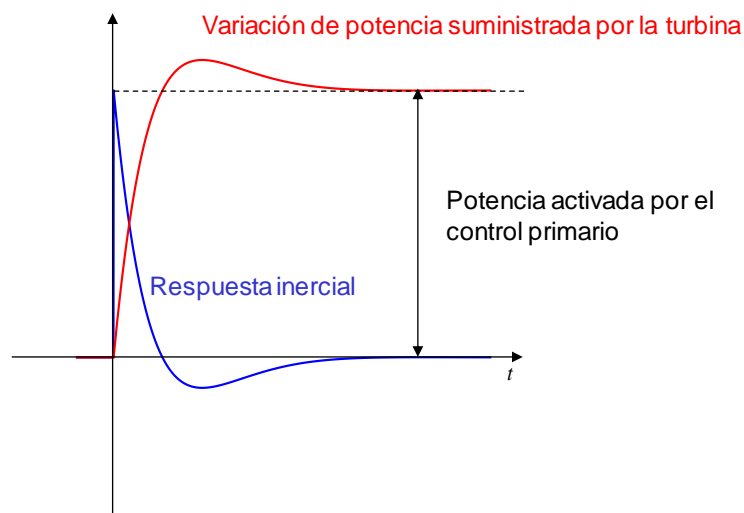


Figura 2-8: Respuesta inercial.

La Figura 2-9 muestra un modelo simplificado del sistema eléctrico formado por $N+1$ generadores para el estudio de la estabilidad de frecuencia cuando se produce la desconexión de uno de ellos.

IMPACTO DE LA REDUCCIÓN DE LA GENERACIÓN SÍNCRONA EN LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO CONTINENTAL EUROPEO

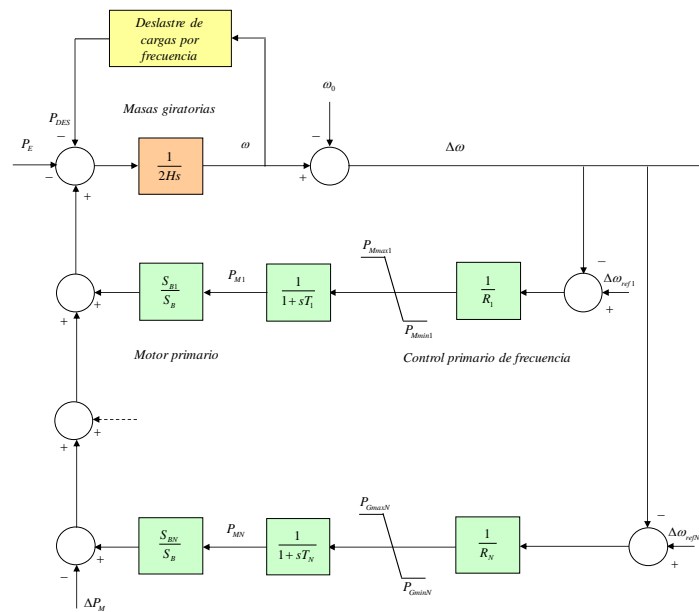


Figura 2-9: Modelo simplificado para el estudio de la estabilidad de frecuencia con N generadores.

La inercia equivalente de las masas giratorias de los N generadores es:

$$H = \frac{\sum_{i=1}^N H_i * S_{Bi}}{\sum_{i=1}^N S_{Bi}} = \frac{\sum_{i=1}^N H_i * S_{Bi}}{S_B}$$

El estatismo equivalente de los N generadores es:

$$\frac{1}{R} = \sum_{i=1}^N \frac{1}{R_i} * \frac{S_{Bi}}{S_B}$$

La variación mínima de frecuencia se puede calcular como [8]:

$$\Delta\omega_{max} = \frac{-\Delta P_m}{\tilde{K}} * \sqrt{\frac{\tilde{K}}{2 * H}}$$

$$\tilde{K} = \sum_{i=1}^N \frac{1}{R_i * T_i}$$

El Operation Handbook de la UCTE [9] y el código de red europeo de operación [12] establecen la perturbación de diseño del sistema continental europeo (pérdida de 3000 MW) y los márgenes de variación de la frecuencia. La Figura 2-10 muestra los valores

máximos admisibles de la variación permanente de la frecuencia (200 mHz) y de la variación transitoria (800 mHz).

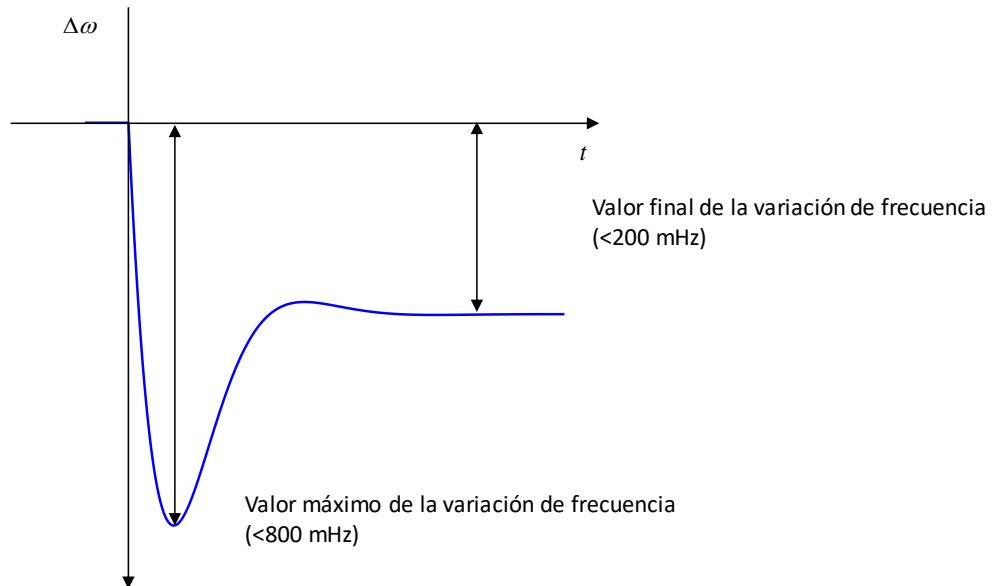


Figura 2-10: Parámetros de la respuesta de la frecuencia en el sistema continental europeo.

3 Modelo detallado del sistema eléctrico continental europeo

Este capítulo detalla las características del modelo sistema eléctrico continental europeo proporcionado por ENTSO-E. Primero se explica qué es ENTSO-E y luego las características de modelo.

3.1 ENTSO-E

ENTSO-E es la “European Network of Transmission System Operators for Electricity”.

Desde el 1 de julio 2009 asume todas las tareas de las 6 asociaciones de transportistas y operadores (Transmission System Operator, TSOs) en Europa:

- ATSOI: Irlanda
- BALTSO: Estonia, Letonia y Lituania
- NORDEL: Dinamarca, Finlandia, Islandia, Noruega y Suecia
- UKTSOA: Reino Unido
- UCTE: Europa continental

Además, ENTSO-E coordina las actividades de los diferentes transportistas y operadores del sistema de todos los países europeos. Consta de 43 TSOs y 36 países en conjunto. Ver la Figura 3-1. Entre sus propósitos fundamentales destacan:

- Promover los intereses de los TSOs
- Participar activamente en el proceso de establecimiento de reglas europeas que cumplan la legislación de la EU vigente.

Los objetivos últimos de los TSOs son

- Operación fiable y segura del sistema eléctrico europeo
- Gestión óptima y evolución técnica adecuada del sistema de transporte de electricidad europeo
- Asegurar la seguridad de suministro
- Cumplir con las necesidades de los mercados de energía internos

IMPACTO DE LA REDUCCIÓN DE LA GENERACIÓN SÍNCRONA EN LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO CONTINENTAL EUROPEO

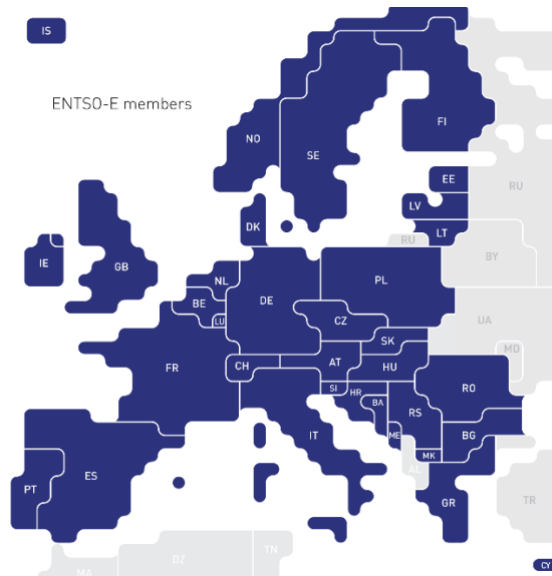


Figura 3-1: Países miembros de ENTSO-E.

La Figura 3-2 muestra el sistema eléctrico de ENTSO-E.

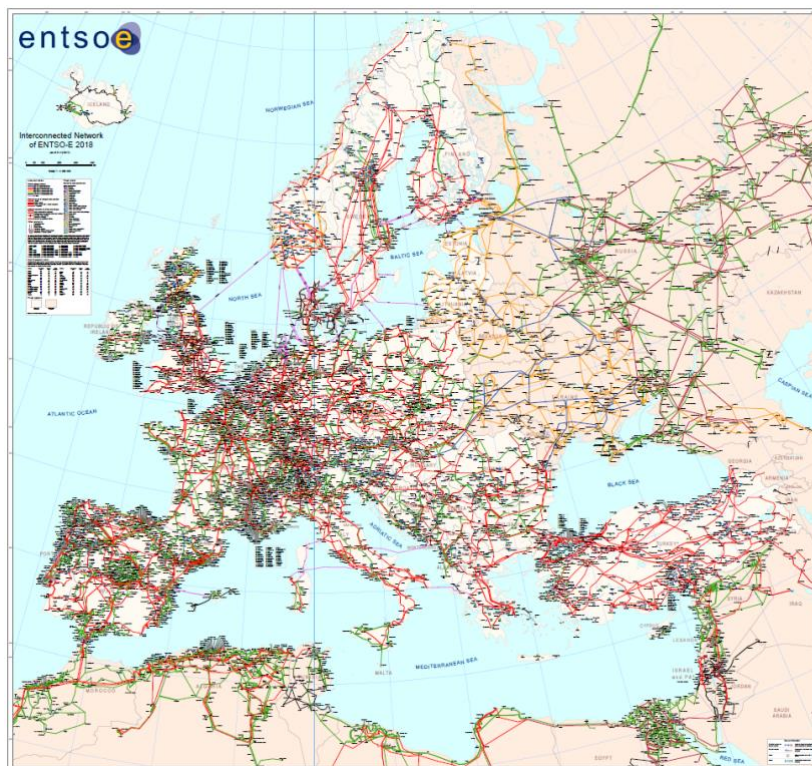


Figura 3-2: Sistema eléctrico de ENSO-E.

3.2 Características del modelo

El modelo detallado del sistema continental europeo está en formato del programa de simulación de sistemas eléctricos PSS/E de Siemens PTI.

El modelo del sistema eléctrico continental europeo comprende los modelos:

- Estático (análisis de flujo de cargas)
- Dinámico (simulación en el dominio del tiempo de estabilidad transitoria)

El modelo estático está proporcionado en formato en un fichero de texto en formato *raw* de PSS/E. El modelo dinámico está proporcionado en formato en un fichero de texto en formato *dyr* de PSS/E.

El modelo estático comprende

- Nudos
- Máquinas
- Plantas
- Ramas
- Transformadores de dos arrollamientos
- Transformadores de tres arrollamientos
- Elementos shunt fijos
- Elementos shunt conmutables
- Áreas

La Tabla 3-1 detalla el número de elementos de cada categoría.

Tabla 3-1: Elementos de modelo del sistema eléctrico continental europeo.

Elemento	Cantidad
Nudos	21506
Máquinas	1147
Plantas	1139
Ramas	18485
Transformadores de dos devanados	7879
Transformadores de tres devanados	1153
Elementos shunt fijos	709
Elementos shunt conmutable	51
Áreas	27

La Tabla 3-2 contiene un resumen de la generación, demanda e intercambio de potencia por áreas del escenario considerado del sistema eléctrico continental europeo.

Tabla 3-2: Generación, demanda e intercambio de potencia por áreas en el sistema ENTSO-E

País	Código	Tipo	Generación (MW)	Carga (MW)	Intercambio (MW)
Bosnia	BA	Activa	1292,3	1368,9	-134,1
		Reactiva	104,9	382,3	88,8
Bulgaria	BG	Activa	3249	1666,5	1412,7

IMPACTO DE LA REDUCCIÓN DE LA GENERACIÓN SÍNCRONA EN LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO CONTINENTAL EUROPEO

		Reactiva	401,2	1330,9	-27,5
Grecia	GR	Activa	5348,9	4568,6	589
		Reactiva	-689,1	3310,2	-87,1
Croacia	HR	Activa	780	1309,8	-597,5
		Reactiva	69,9	598,1	135,9
Hungría	HU	Activa	5215,4	6098,2	-954,9
		Reactiva	827,6	1359,5	256,2
Montenegro	ME	Activa	0	-38,9	0,6
		Reactiva	0	80,9	43
Macedonia	MK	Activa	398,6	978,1	-612
		Reactiva	117,4	176,3	59,1
Rumania	RO	Activa	4801,7	1983,7	2547,8
		Reactiva	226,6	2819,5	-226,3
Serbia	RS	Activa	4370,2	4548,6	-357
		Reactiva	1141,4	1270,5	-266,9
Eslovaquia	SK	Activa	3122	2714,5	372
		Reactiva	261,9	624,7	261
Austria	AT	Activa	4430,5	760	3601,4
		Reactiva	437,3	1307,7	478,5
Suiza	CH	Activa	7287,5	5407,5	1767,1
		Reactiva	955,3	2295,4	-751,4
Italia	IT	Activa	20254,7	26837,2	-6849,5
		Reactiva	-87,7	3186,3	395,6
Eslovenia	SI	Activa	1133,4	1063,2	52,6
		Reactiva	177,6	909,4	-272,7
España	ES	Activa	28186,1	28526,4	-838,1
		Reactiva	862,6	10763,9	-804,5
Francia	FR	Activa	67281,6	56587,8	9485,9
		Reactiva	14369,8	17081,6	1778,9
Portugal	PT	Activa	1448,1	1505,5	-223,2
		Reactiva	148,9	762	483,2
Holanda	NL	Activa	17617,3	15076	2274,9
		Reactiva	6574	6080,3	-1891,5
Polonia	PL	Activa	14470,5	16009,2	-1847,4
		Reactiva	2221,9	3746,4	965,3
Alemania	DE	Activa	54637	52416,6	1009,9
		Reactiva	31986,5	26944	-2030,4
Dinamarca	DK	Activa	747,2	1788,7	-1087,2
		Reactiva	1468,6	-548,5	1146,3
Bélgica	BE	Activa	9959,1	11707,2	-2083,6
		Reactiva	1879,7	2586,6	-322,4

Luxemburgo	LU	Activa	167	133	21,1
		Reactiva	157,1	51,8	130,5
Rep. Checa	CZ	Activa	6252,5	6453,7	-319,1
		Reactiva	2764,8	3059,2	470,5
Albania	AL	Activa	0	-74,8	-2,4
		Reactiva	0	37,7	-1,1
Turquía	TR	Activa	38348,5	36738	-12,8
		Reactiva	9624,7	8828,2	343,8
Europa	EU	Activa	0	7215,9	-7216,4
		Reactiva	0	362,3	-355
Total		Activa	300799,3	293349,2	
		Reactiva	76003	99407,3	

En la Tabla 3-2 se puede apreciar las distintas áreas de regulación agrupadas por países. En la columna de intercambio de potencia se ha clasificado en celdas de relleno rojo y verde según sean las áreas importadoras o exportadoras de energía.

Asimismo, las áreas con mayor producción se encuentran denotadas con relleno verde y aquellas con mayor consumo con relleno azul. Como era de esperar, aquellos países que más generan son los que más consumen. En este caso son los siguientes ordenados de mayor a menor: Francia, Alemania, Turquía y España.

El modelo dinámico del sistema europeo ha sido descrito en ([10], [11]). Se ha constatado que en el modelo puesto a disposición del IIT por ENTSO-E los modelos de todos los generadores son iguales. El modelo de máquina síncrona es el modelo GENROU (generador de rotor liso). El modelo de sistema de excitación es el modelo SEXS (ver la Figura 3-3). El modelo de estabilizador del sistema de potencia es PSS2A (ver la Figura 3-4). El modelo del regulador de turbina y turbina es el modelo TGOV1 (ver la Figura 3-5).

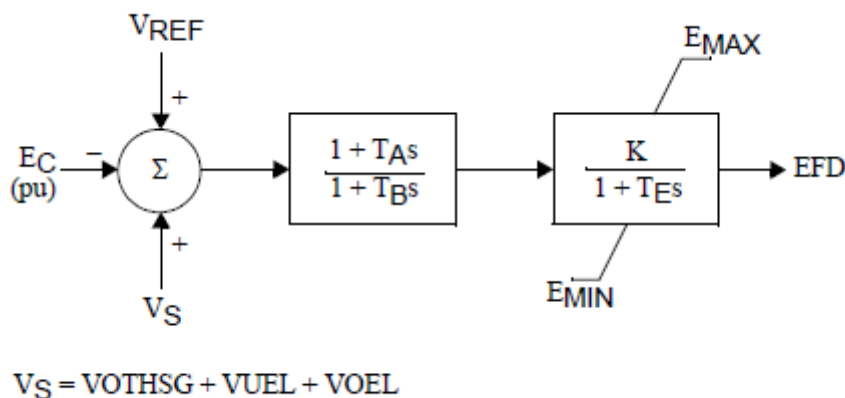


Figura 3-3: Modelo de sistema de excitación SEXS.

IMPACTO DE LA REDUCCIÓN DE LA GENERACIÓN SÍNCRONA EN LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO CONTINENTAL EUROPEO

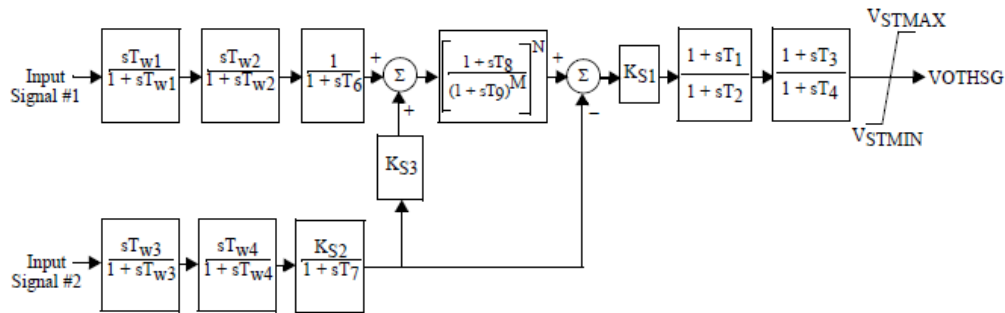


Figura 3-4: Modelo de estabilizador del sistema de potencia PSS2A.

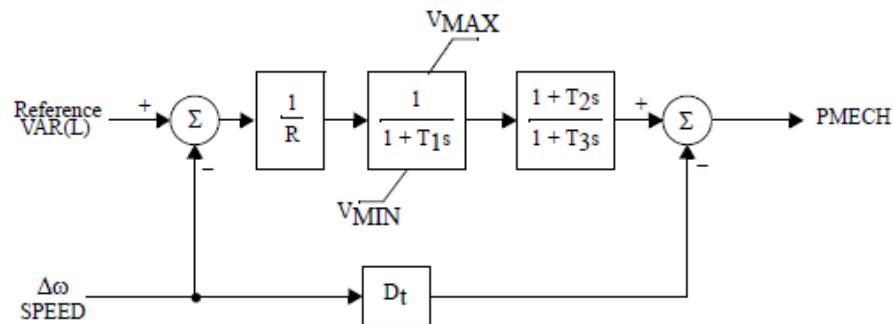


Figura 3-5: Modelo de turbina TGOV1.

A continuación, se visualizan los parámetros dinámicos asociados a los grupos generadores del modelo dinámico de ENTSO-E. En él, se parametrizan el generador, la turbina, el sistema de excitación y el estabilizador de potencia.

```

/ BUSNUMBER
'GENROU'      ID      T_d'      T_d''      T_q'      T_q''      H      D
              X_d      X_q      X_d'      X_q'      Xd''=X_q''      X_l

/ BUS NUMBER
'SEXS'        ID      Ta/Tb     T_b      K          T_e      E_min  E_max

/ BUS NUMBER
'PSS2A'       ID      Tw1      Tw2      T6         Tw3      Tw4     T7 /

/ BUSNUMBER
'TGOV1'       ID      R        T1       V_MAX     V_MIN    T2      T3
              D_t /
    
```

Figura 3-6. Estructura de los parámetros dinámicos del modelo ENTSO-E.

La Tabla 3-3 detalla los parámetros del modelo de turbina TGOV1. Llama la atención el valor del estatismo permanente ($R=0.357894737pu=35.7894737\%$). El valor típico del

estatismo permanente en potencia nominal de la turbina es 4%. Por tanto, el valor típico del estatismo permanente en potencia aparente base del generador es 5%. Es plausible suponer que el valor del estatismo en el modelo TGOV1 (35%) ha sido determinado para ajustar la respuesta simulada a la respuesta medida ([10], [11]). Es interesante preguntarse por el significado físico de un estatismo del 35% frente a un estatismo típico del 5%. Un estatismo del 35% da lugar (para una variación de potencia dada) a una variación de frecuencia 7 veces mayor que con un estatismo del 5%. Ello es debido a que hay una menor contribución del control primario de frecuencia de los generadores. En realidad, es razonable suponer que muchos controles primarios de frecuencia incluyen bandas muertas que mantienen abiertos los lazos de control.

Tabla 3-3: Parámetros de modelo de turbina TGOV1.

R	T1	VMAX	VMIN	T2	T3	DT
0.357894737	0.5	1	0	6	14	0

3.3 Escenarios de estudio

Se van a considerar dos casos:

1. Con estatismo original (35%)
2. Con estatismo del 5%

En cada caso, se van a considerar tres escenarios de estudio.

- Referencia
- Reducción de generación síncrona en España
- Reducción de generación síncrona en Europa

El escenario de referencia es el escenario tal y como ha sido proporcionado por ENTSO-E. El escenario de reducción de generación síncrona en España convierte a cargas negativas los generadores en España de potencia inferior a 600 MW. El escenario de reducción de generación síncrona en Europa convierte a cargas negativas los generadores en Europa de potencia inferior a 600 MW.

La Tabla 3-4 resume las características de los escenarios de estudio.

Tabla 3-4: Escenarios de estudio.

Escenarios	Potencia aparente base total (MVA)	Potencia activa generada total (MW)
Referencia	609142	301576
Reducción de generación síncrona en España	580113	282046
Reducción de generación síncrona en Europa	326388	175225

La perturbación consiste en la desconexión de cuatro grupos de la central nuclear francesa de Gravelines. La Tabla 3-5 resume las características de la perturbación de estudio.

Tabla 3-5: Perturbación de estudio.

Potencia aparente base total (MVA)	Potencia activa generada total (MW)
4203	3357

4 Análisis de la estabilidad de frecuencia del sistema eléctrico continental europeo con un modelo simplificado

Este capítulo presenta los resultados del análisis de la estabilidad de frecuencia del sistema continental europeo con un modelo simplificado.

Se plantea la simulación de un modelo simplificado para tener una referencia de contrastación de los resultados del modelo detallado.

Primero se detalla el modelo. Después se presentan los resultados de simulación cuando se produce la desconexión de cuatro grupos de la central nuclear Gravelines en Francia.

Se van a considerar dos casos:

1. Con estatismo original (35%)
2. Con estatismo del 5%

Dentro de cada caso, se van a considerar tres escenarios

- Referencia
- Reducción de generación síncrona en España
- Reducción de generación síncrona en Europa

4.1 Modelo

La Figura 4-1 muestra el modelo simplificado para el estudio de la estabilidad de frecuencia. El modelo simplificado comprende la dinámica de las masas giratorias y la dinámica del control primario de frecuencia y la turbina.

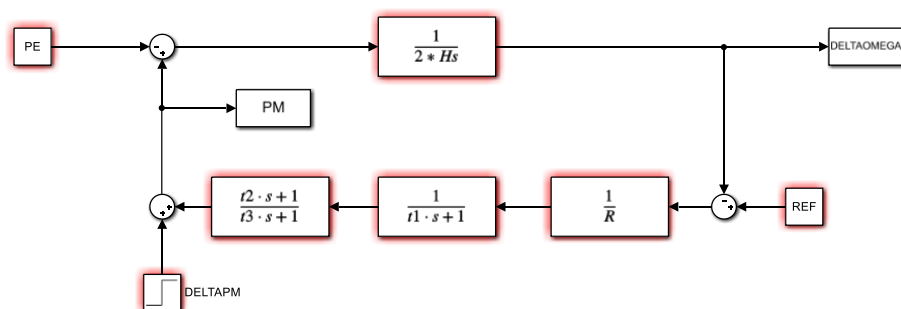


Figura 4-1: Modelo simplificado para el estudio de la estabilidad de frecuencia.

4.2 Resultados con estadismo original

4.2.1 Referencia

La Figura 4-2 muestra la variación de frecuencia en el caso de referencia. La variación de frecuencia en régimen permanente es 95 mHz lejos del límite de 200 mHz. La variación máxima de frecuencia es 160 mHz lejos, también, del límite de 800 mHz.

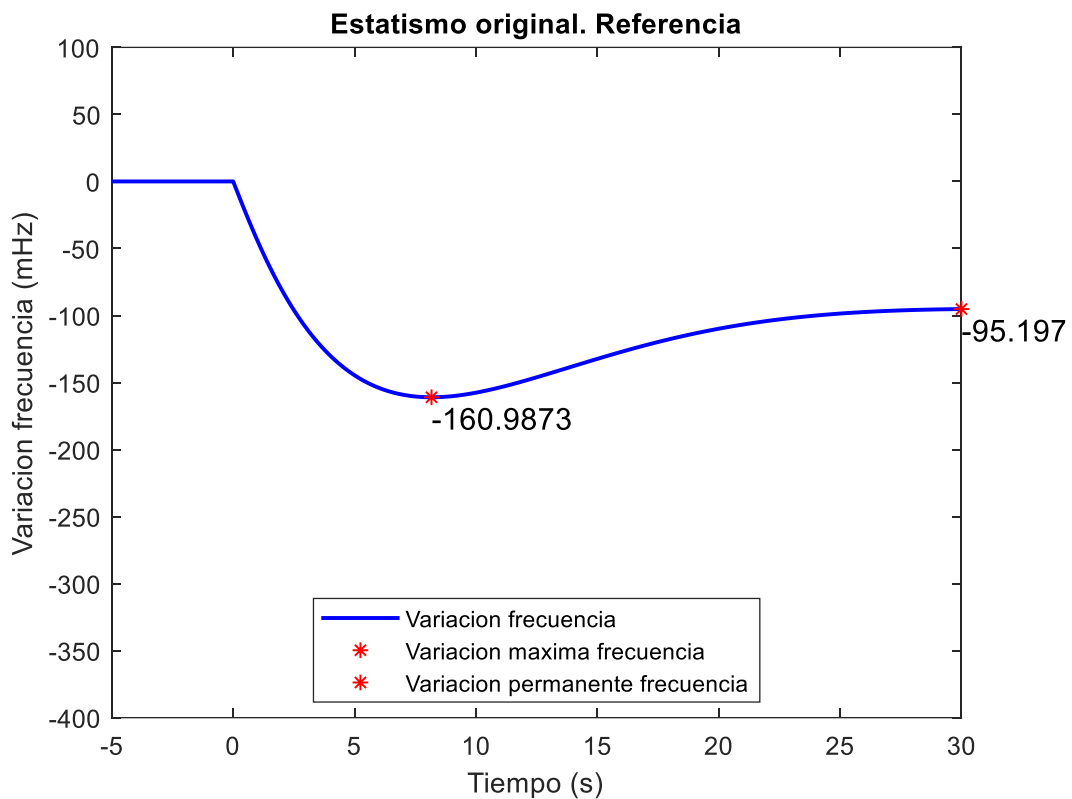


Figura 4-2: Estadismo original. Referencia: variación de frecuencia.

La Figura 4-3 muestra la variación de potencia mecánica en el caso de referencia. La pérdida de generación da lugar a un escalón negativo de potencia mecánica que es compensado por la actuación del control primario de frecuencia para que la potencia mecánica final sea igual a la potencia mecánica inicial (igual a la potencia eléctrica).

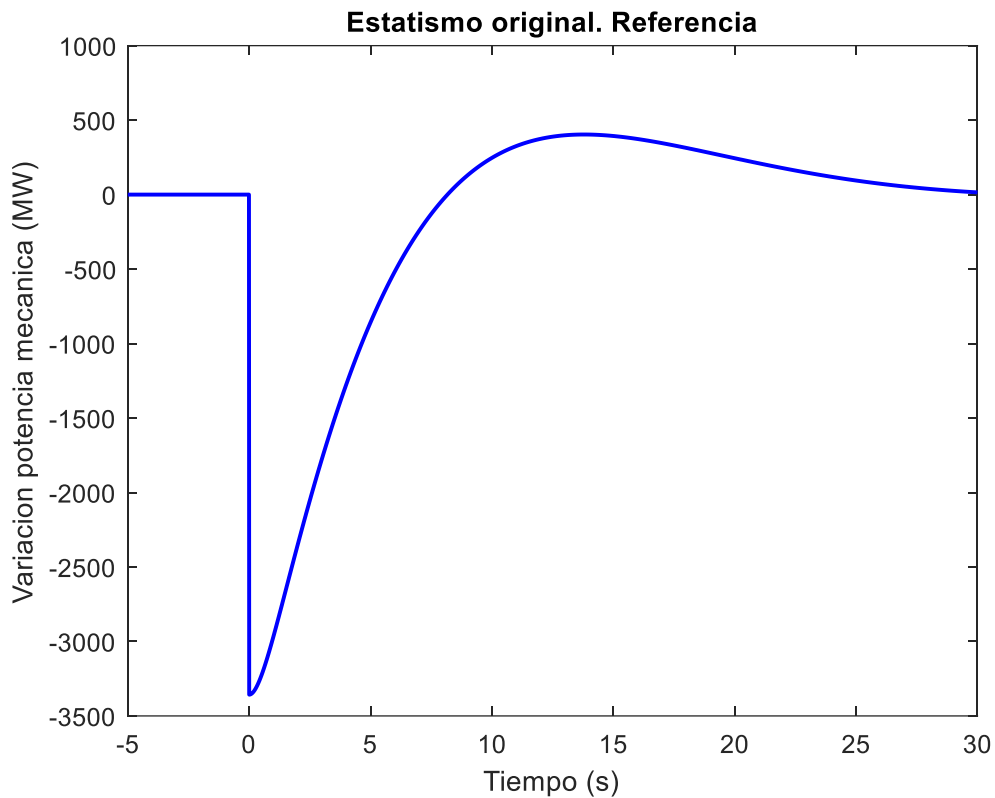


Figura 4-3: Estadístico original. Referencia: variación de potencia mecánica.

4.2.2 Reducción de generación síncrona en España

La Figura 4-4 muestra la variación de frecuencia en el caso de reducción de generación síncrona en España. La reducción de generación síncrona en España da lugar a un pequeño aumento de la variación permanente de frecuencia: de 95 a 99 mHz y de la variación máxima de frecuencia es 169 mHz, lejos también, del límite de 800 mHz.

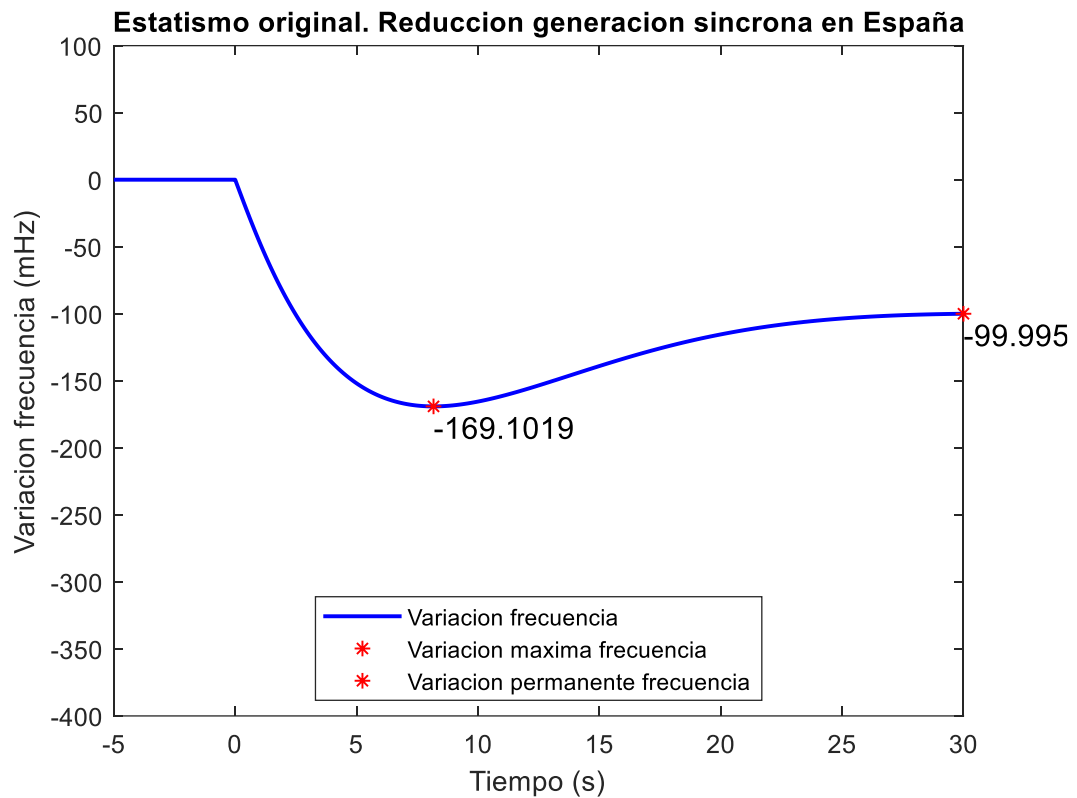


Figura 4-4: Estatismo original. Reducción de generación síncrona en España: variación de frecuencia.

La Figura 4-5 muestra la variación de potencia mecánica en el caso de reducción de generación síncrona en España. La variación de potencia mecánica es muy similar al escenario anterior ya que los parámetros del control primario de frecuencia y de la turbina no han cambiado.

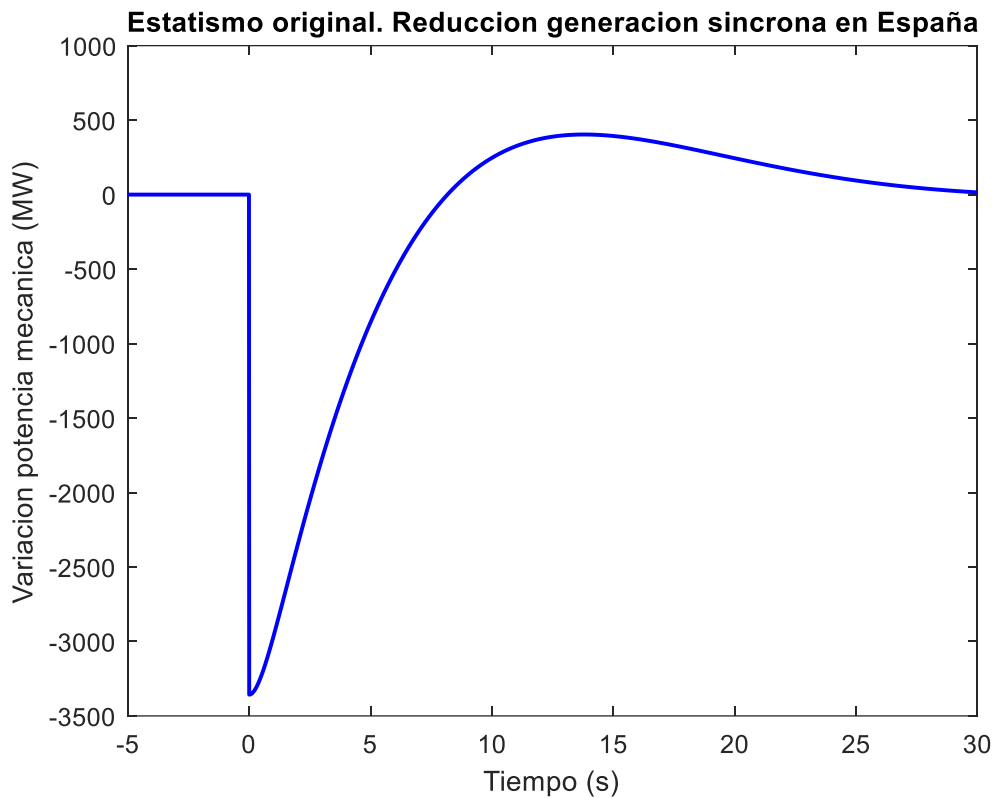


Figura 4-5: Estadístico original. Reducción de generación síncrona en España: variación de potencia mecánica.

4.2.3 Reducción de generación síncrona en Europa

La Figura 4-6 muestra la variación de frecuencia en el caso de reducción de generación síncrona en Europa. La reducción de generación síncrona en Europa da lugar a un significativo aumento de la variación permanente de frecuencia: de 95 a 178 mHz y de la variación máxima de frecuencia es 302 mHz, lejos todavía, del límite de 800 mHz.

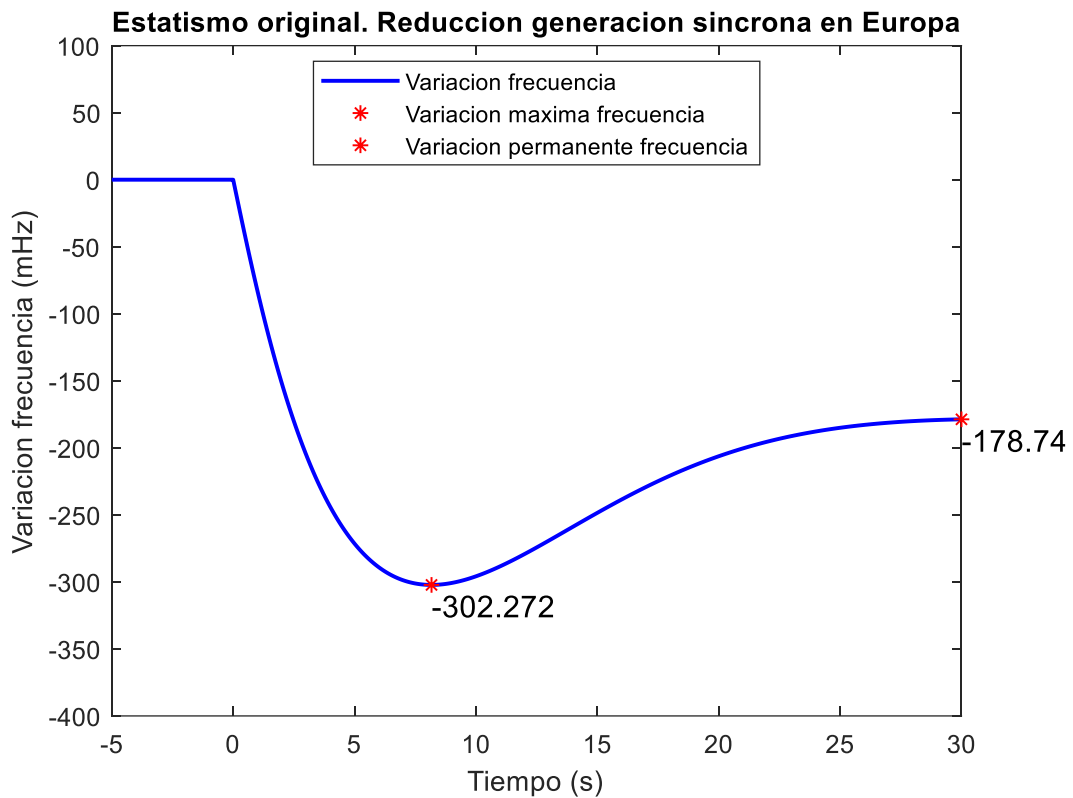


Figura 4-6: Estadístico original. Reducción de generación sincrona en Europa: variación de frecuencia.

La Figura 4-7 muestra la variación de potencia mecánica en el caso de reducción de generación sincrona en Europa. La variación de potencia mecánica es muy similar a los escenarios anteriores ya que los parámetros del control primario de frecuencia y de la turbina no han cambiado.

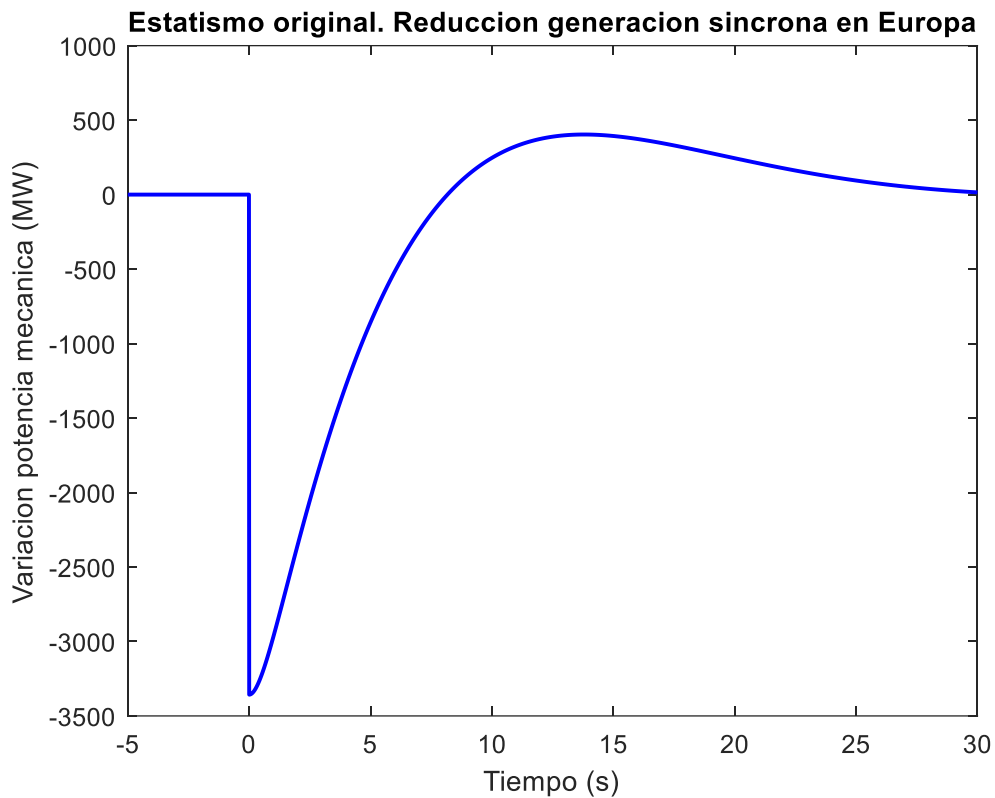


Figura 4-7: Estatismo original. Reducción de generación síncrona en Europa: variación de potencia mecánica.

4.3 Resultados con estatismo del 5%

4.3.1 Referencia

La Figura 4-8 muestra la variación de frecuencia en el caso de referencia. La variación de frecuencia en régimen permanente es 13 mHz frente a 95 mHz en caso del estatismo original. La variación máxima de frecuencia es 36 mHz frente a 160 mHz en caso del estatismo original.

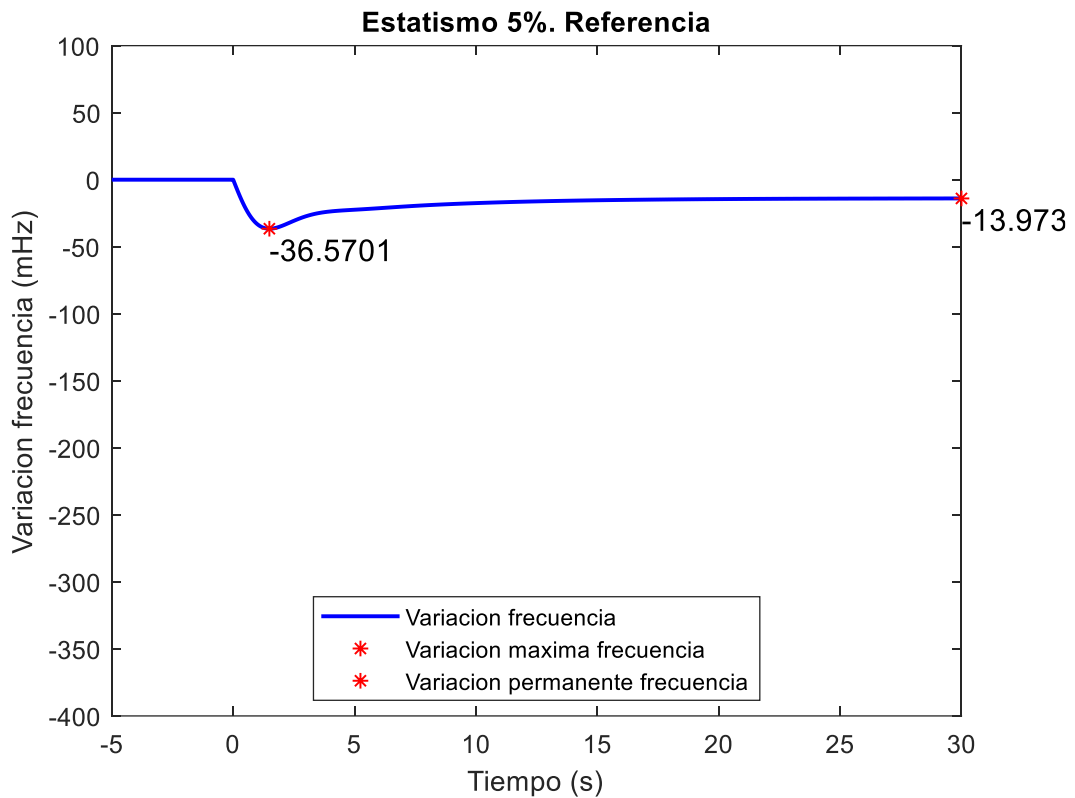


Figura 4-8: Estadismo 5%. Referencia: variación de frecuencia.

La Figura 4-9 muestra la variación de potencia mecánica en el caso de referencia. La variación de potencia mecánica es más rápida que en el caso de estadismo original debido al aumento de la ganancia control primario de frecuencia (la ganancia del control primario de frecuencia es el inverso del estadismo $K=1/R$).

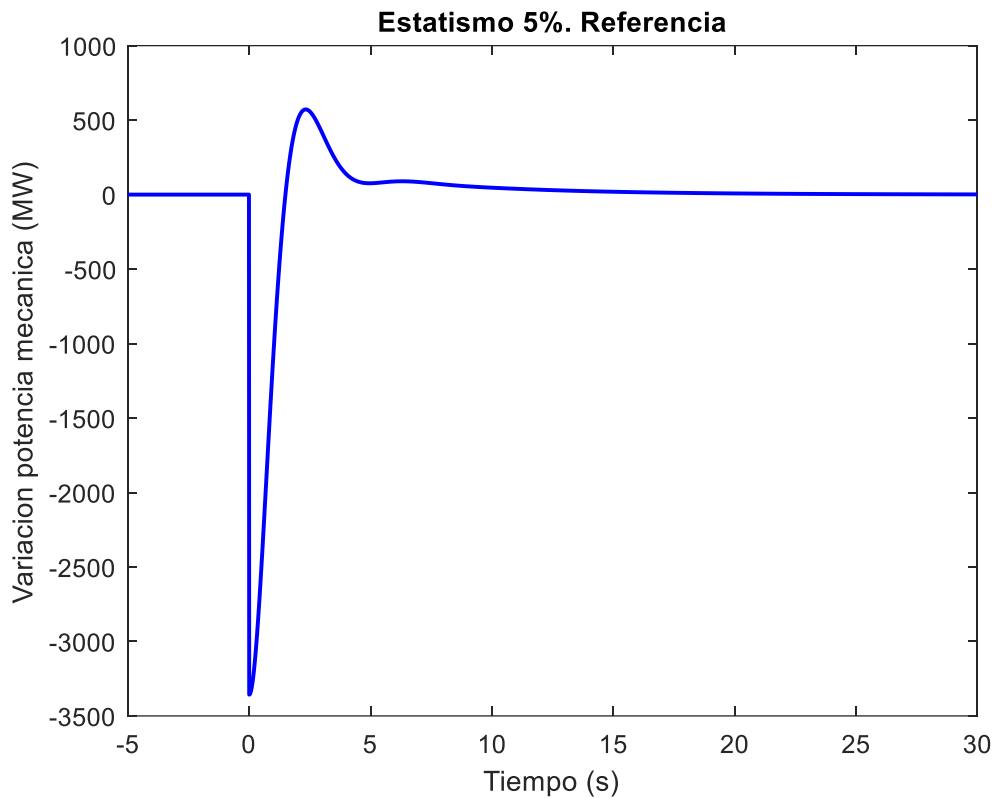


Figura 4-9: Estatismo 5%. Referencia: variación de potencia mecánica.

4.3.2 Reducción de generación síncrona en España

La Figura 4-10 muestra la variación de frecuencia en el caso de reducción de generación síncrona en España. La variación de frecuencia en régimen permanente es 14 mHz frente a 99 mHz en caso del estatismo original. La variación máxima de frecuencia es 38 mHz frente a 169 mHz en caso del estatismo original.

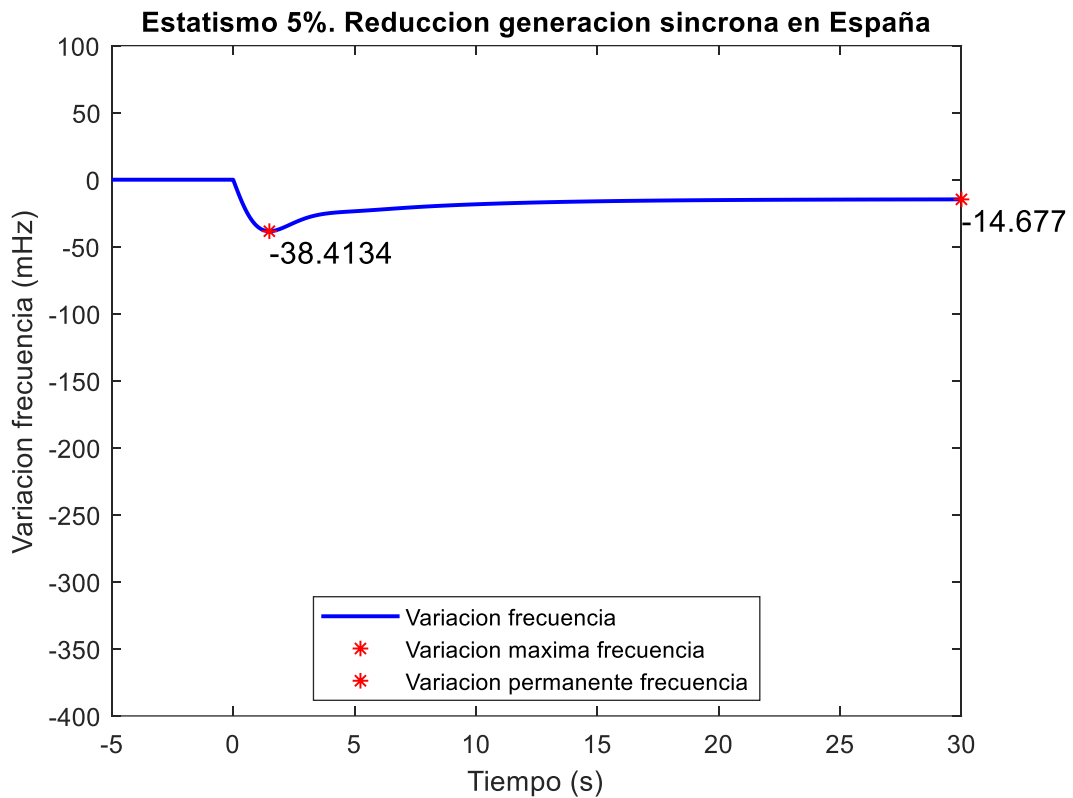


Figura 4-10: Reducción de generación síncrona en España: variación de frecuencia.

La Figura 4-11 muestra la variación de potencia mecánica en el caso de reducción de generación síncrona en España. La variación de potencia mecánica es muy similar al escenario anterior ya que los parámetros del control primario de frecuencia y de la turbina no han cambiado.

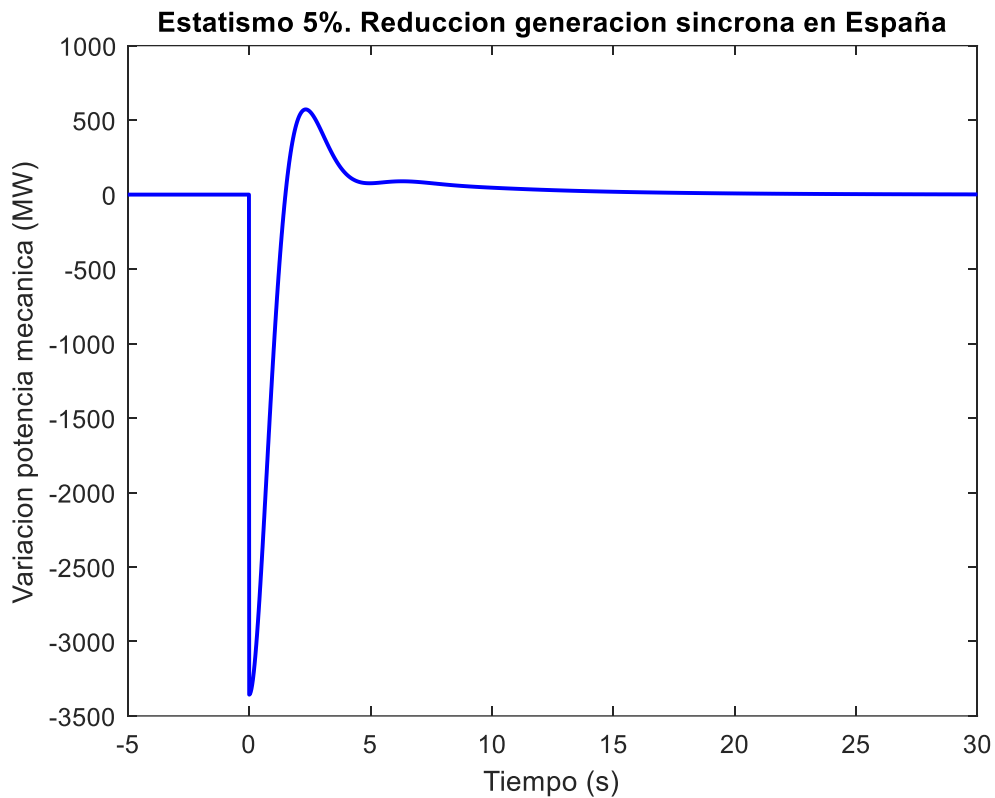


Figura 4-11: Estadístico 5%. Reducción de generación síncrona en España: variación de potencia mecánica.

4.3.3 Reducción de generación síncrona en Europa

La Figura 4-12 muestra la variación de frecuencia en el caso de reducción de generación síncrona en Europa. La variación de frecuencia en régimen permanente es 26 mHz frente a 178 mHz en caso del estadístico original. La variación máxima de frecuencia es 68 mHz frente a 302 mHz en caso del estadístico original.

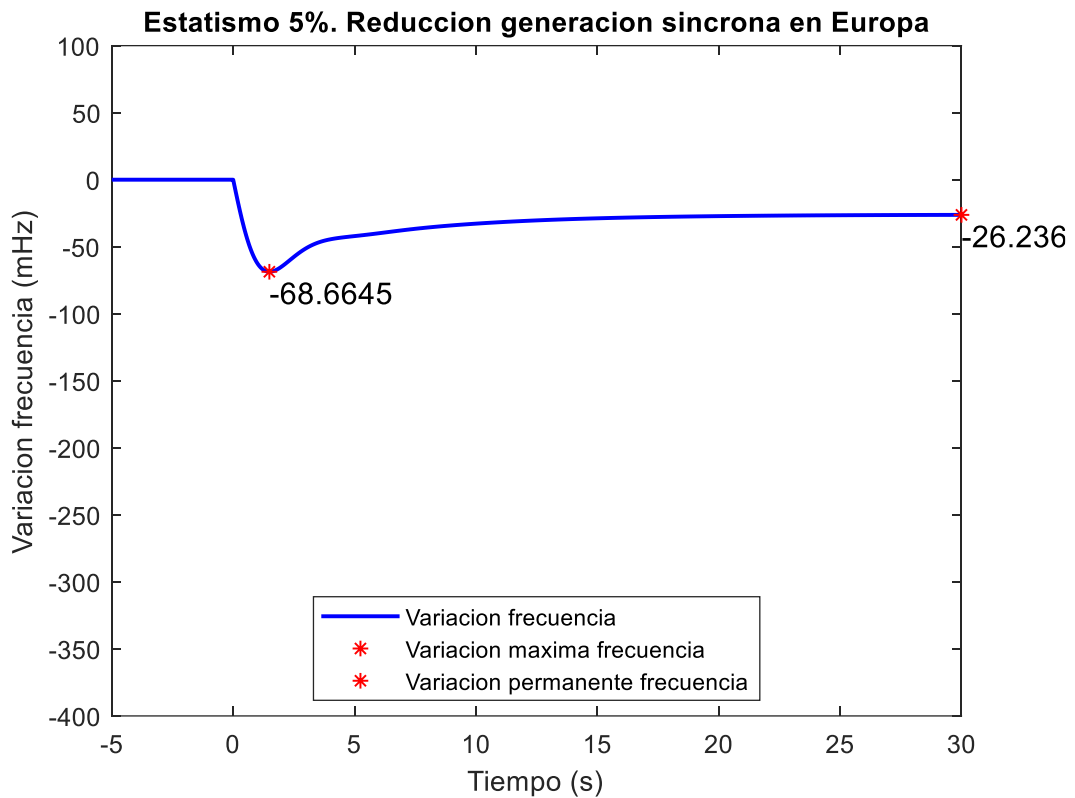


Figura 4-12: Estatismo 5%. Reducción de generación síncrona en Europa: variación de frecuencia.

La Figura 4-13 muestra la variación de potencia mecánica en el caso de reducción de generación síncrona en Europa. La variación de potencia mecánica es muy similar a los escenarios anteriores ya que los parámetros del control primario de frecuencia y de la turbina no han cambiado.

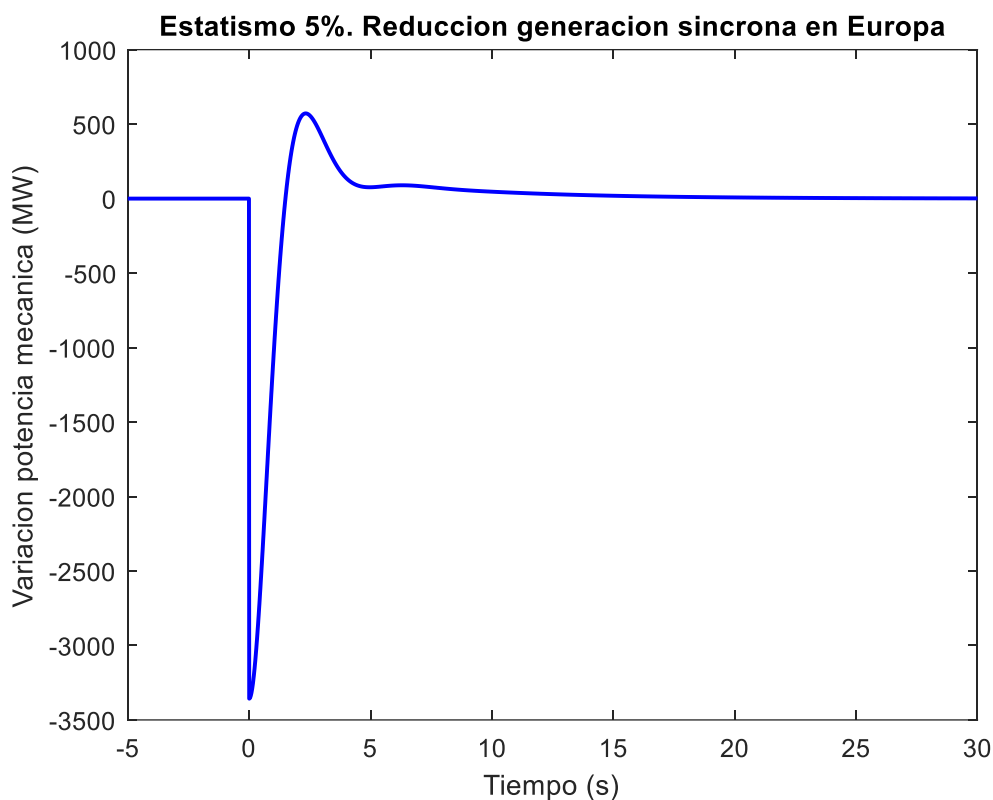


Figura 4-13: Estadístico 5%. Reducción de generación síncrona en Europa: variación de potencia mecánica.

4.4 Conclusiones parciales

La Tabla 4-1 resume los resultados de la simulación con estadístico original.

Tabla 4-1: Resumen de los escenarios con estadístico original.

Escenario	$\Delta\omega(\infty)$	$\Delta\omega_{\max}$
Referencia	-95.19	-160.98
Reducción generación síncrona España	-99.99	-169.10
Reducción generación síncrona Europa	-178.74	-302.27

La Tabla 4-2 resume los resultados de la simulación con estadístico 5%.

Tabla 4-2: Resumen de los escenarios con estadístico 5%.

Escenario	$\Delta\omega(\infty)$	$\Delta\omega_{\max}$
Referencia	-13.97	-36.57
Reducción generación síncrona España	-14.67	-38.41
Reducción generación síncrona Europa	-26.23	-68.66

Los resultados de la simulación del modelo simplificado con estatismo original del modelo de ENTSO-E (35%) ponen de manifiesto que incluso con la gran reducción de la generación síncrona en Europa la variación permanente de la frecuencia y la variación máxima de la frecuencia se encuentran lejos de los límites establecidos en el código de red europeo de operación.

Un estatismo del 5%, que significaría un comportamiento ideal del control primario de frecuencia, daría lugar a variaciones de frecuencia sensiblemente inferiores a las obtenidas con el estatismo original del modelo de ENTSO-E.

5 Análisis detallado de la estabilidad de frecuencia del sistema eléctrico continental europeo

Este capítulo analiza la estabilidad de frecuencia del sistema continental europeo cuando se produce la desconexión de tres grupos de la central nuclear Gravelines en Francia considerando un modelo detallado del sistema eléctrico continental europeo.

Se van a considerar dos casos:

1. Con estatismo permanente original
2. Con estatismo permanente del 5%

Dentro de cada caso, se van a considerar tres subcasos

- Caso de referencia
- Caso de reducción de generación síncrona en España
- Caso de reducción de generación síncrona en Europa

5.1 Resultados con estatismo original

5.1.1 Referencia

La Figura 5-1 muestra la variación de frecuencia (variación de velocidad) de generadores situados en diferentes países de Europa. Al comienzo del proceso transitorio las frecuencias son diferentes debido a las oscilaciones electromecánicas entre los generadores. Al final del proceso transitorio las frecuencias son las mismas debido al amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas entre los generadores.

Como se produce la pérdida de generación en Francia, la frecuencia cae primero en Francia. Además, las oscilaciones electromecánicas no afectan al valor de la máxima desviación de frecuencia.

El modelo simplificado estimaba que la variación permanente de frecuencia era de 95 mHz. El modelo detallado calcula una variación permanente de frecuencia de 118 mHz.

El modelo simplificado estimaba que la variación máxima de frecuencia era de 160 mHz. El modelo detallado calcula una variación máxima de frecuencia de 154 mHz.

IMPACTO DE LA REDUCCIÓN DE LA GENERACIÓN SÍNCRONA EN LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO CONTINENTAL EUROPEO

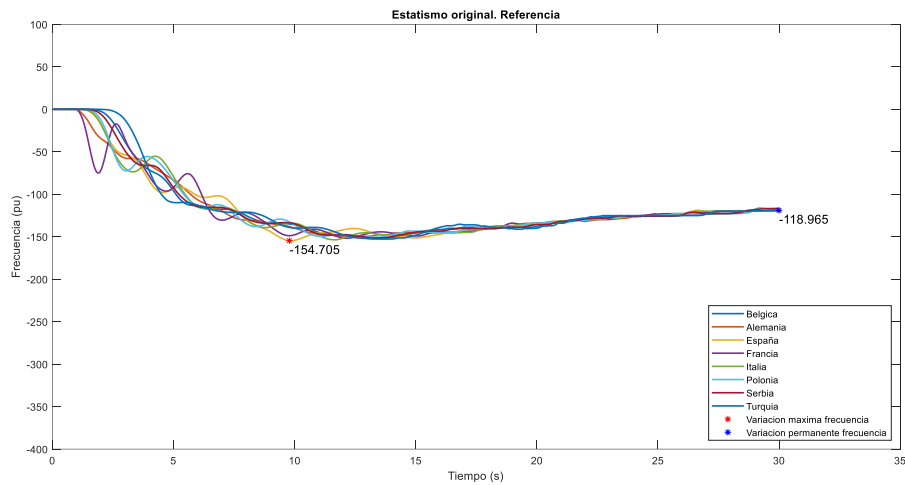


Figura 5-1: Estadístico original. Caso de referencia: variación de frecuencia.

La Figura 5-2 muestra las variaciones de potencias mecánica y eléctrica. Al contrario que en el modelo simplificado, en el modelo detallado la potencia eléctrica no es constante. Esta variación es debida a la variación de la potencia consumida por las cargas al variar las tensiones como consecuencia de las variaciones de los flujos de potencia. Por supuesto, al final del transitorio las variaciones de potencias mecánica y eléctrica tienden a ser iguales.

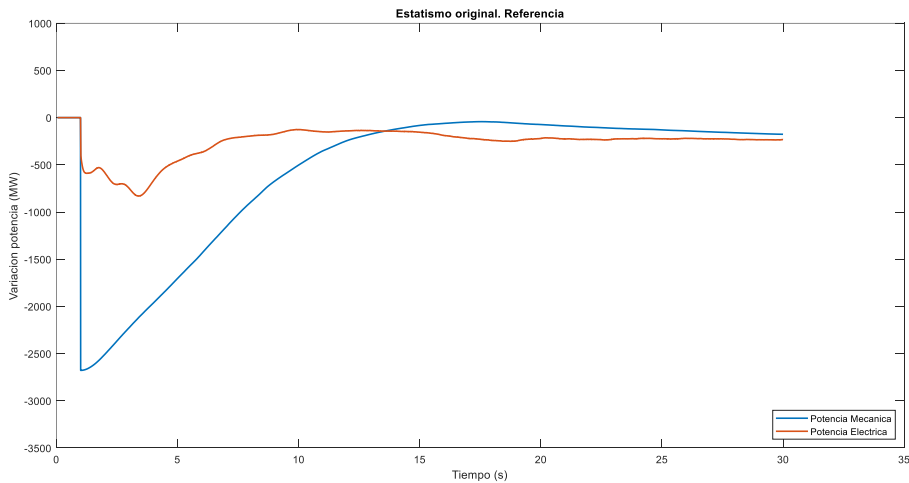


Figura 5-2: Estadístico original. Caso de referencia: potencias mecánica y eléctrica.

5.1.2 Reducción generación síncrona en España

La Figura 5-3 muestra la variación de frecuencia la variación de frecuencia (variación de velocidad) de generadores situados en diferentes países de Europa.

La variación de generación síncrona en España determina que la variación permanente de frecuencia pase de 118 a 122 mHz y que la máxima variación de frecuencia pase de 125 a 133 mHz.

El modelo simplificado estimaba que la variación permanente de frecuencia era de 95 mHz. El modelo detallado calcula una variación permanente de frecuencia de 122 mHz.

El modelo simplificado estimaba que la máxima variación de frecuencia era de 169 mHz. El modelo detallado calcula una variación permanente de frecuencia de 166 mHz.

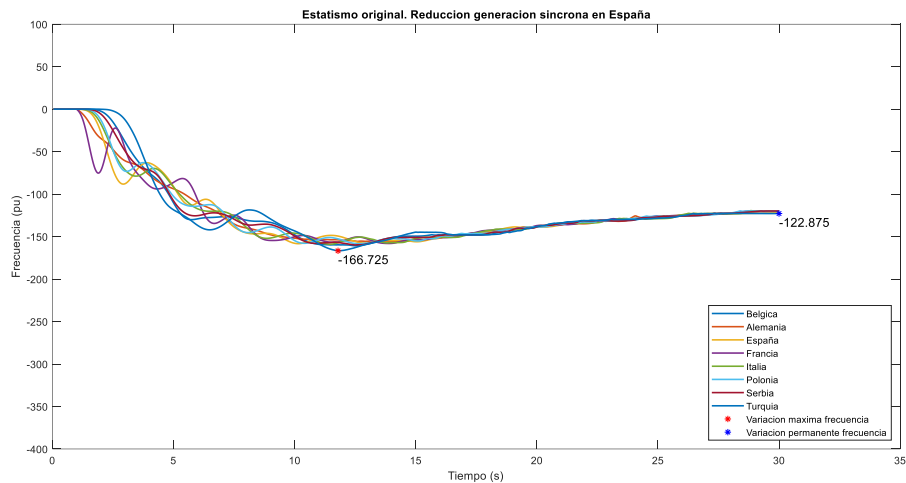


Figura 5-3: Estadismo original. Reducción de generación síncrona en España: variación de frecuencia.

La Figura 5-2 muestra las potencias mecánica y eléctrica. La variación de generación síncrona en España apenas afecta a la respuesta.

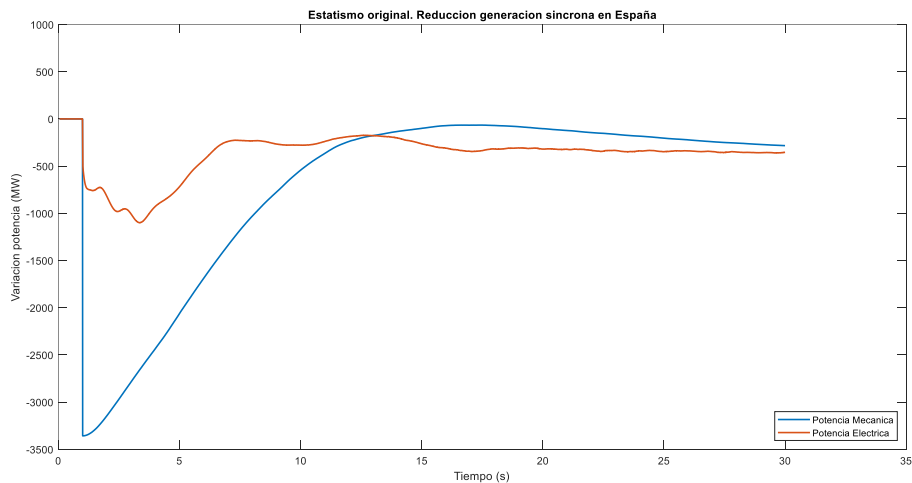


Figura 5-4: Estadismo original. Reducción de generación síncrona en España: potencias mecánica y eléctrica.

5.1.3 Reducción generación síncrona en Europa

La Figura 5-5 muestra la variación de frecuencia (variación de velocidad) de generadores situados en diferentes países de Europa. Se aprecia que las oscilaciones electromecánicas de los generadores son crecientes, resultando un sistema inestable. La simulación no ha

podido llegar a los 30 segundos de los casos precedentes por falta de convergencia entre la solución de la red.

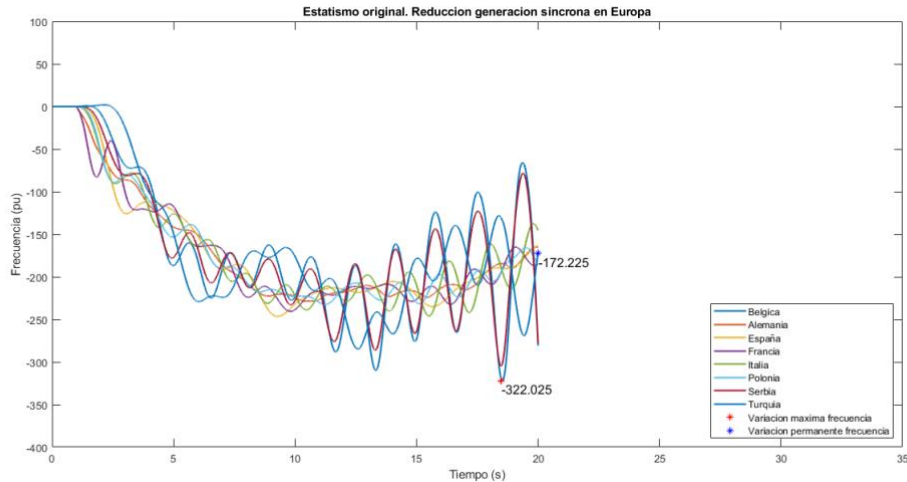


Figura 5-5: Estatismo original. Reducción de generación síncrona en Europa: variación de frecuencia.

La Figura 5-6 muestra las potencias mecánica y eléctrica. La potencia eléctrica es oscilante.

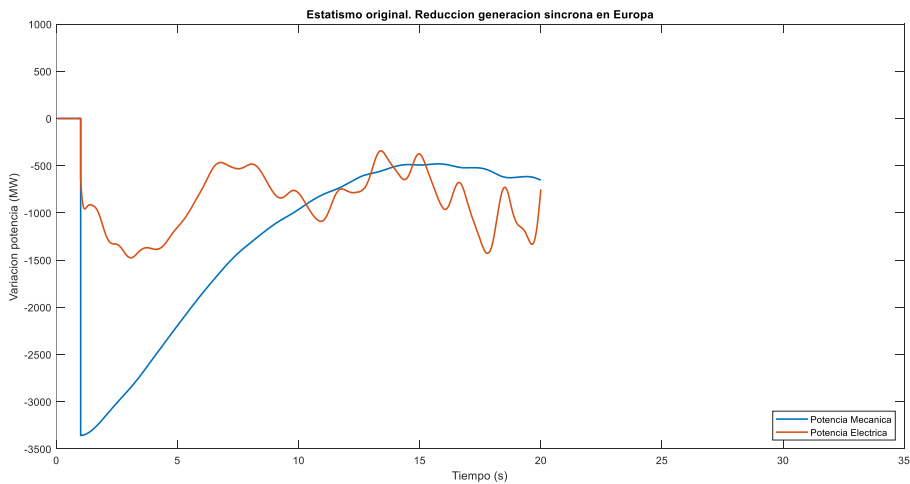


Figura 5-6: Estatismo original. Reducción de generación síncrona en Europa: potencias mecánica y eléctrica.

5.2 Resultados con estatismo 5%

5.2.1 Referencia

La Figura 5-7 muestra la variación de frecuencia (variación de velocidad) de generadores situados en diferentes países de Europa. El transitorio es mucho más rápido con el estatismo del 5% que con el estatismo original. La máxima variación de frecuencia ocurre en la primera oscilación.

El modelo simplificado estimaba que la variación permanente de frecuencia era de 13 mHz. El modelo detallado calcula una variación permanente de frecuencia de 17 mHz.

El modelo simplificado estimaba que la variación máxima de frecuencia era de 36 mHz. El modelo detallado calcula una variación máxima de frecuencia de 66 mHz.

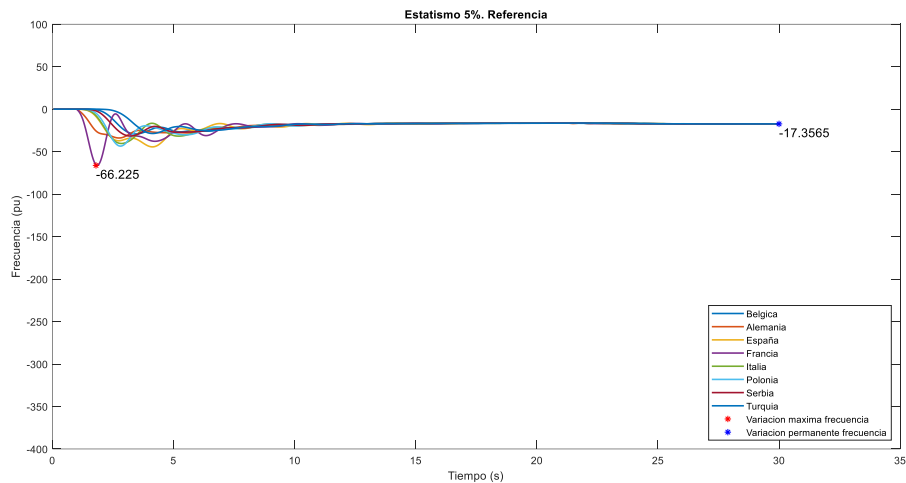


Figura 5-7: Estadismo 5%. Caso de referencia: variación de frecuencia.

La Figura 5-8 muestra las potencias mecánica y eléctrica. Al igual que mostraba el modelo simplificado, la respuesta de la potencia mecánica es más rápida que con el estadismo original.

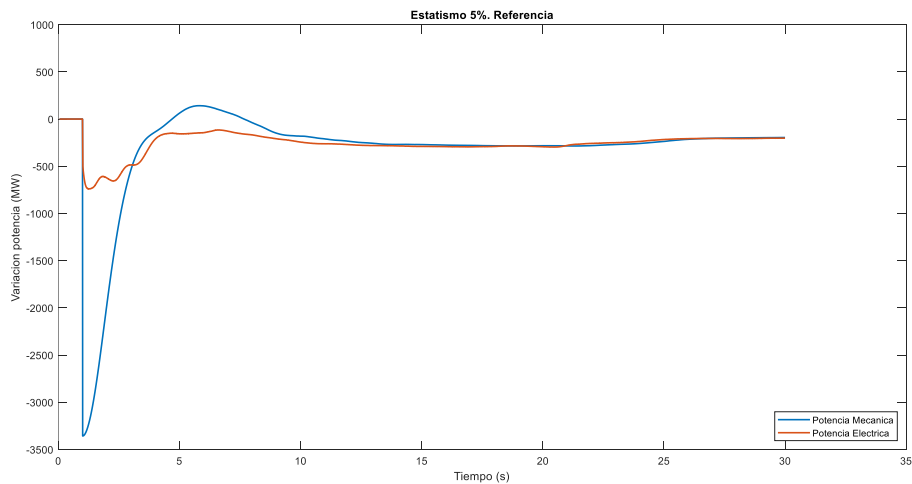


Figura 5-8: Estadismo 5%. Caso de referencia: potencias mecánica y eléctrica.

5.2.2 Reducción generación síncrona en España

La Figura 5-9 muestra la variación de frecuencia (variación de velocidad) de generadores situados en diferentes países de Europa. La variación de generación síncrona en España apenas afecta a la respuesta. La variación permanente de frecuencia y la máxima variación de frecuencia no cambian.

IMPACTO DE LA REDUCCIÓN DE LA GENERACIÓN SÍNCRONA EN LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO CONTINENTAL EUROPEO

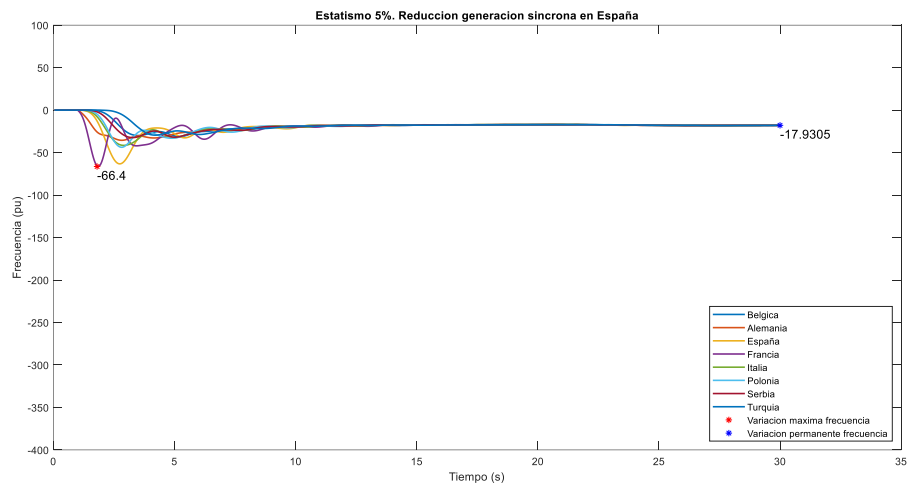


Figura 5-9: Estatismo 5%. Reducción de generación síncrona en España: variación de frecuencia.

La Figura 5-10 muestra las potencias mecánica y eléctrica. La variación de generación síncrona en España apenas afecta a la respuesta.

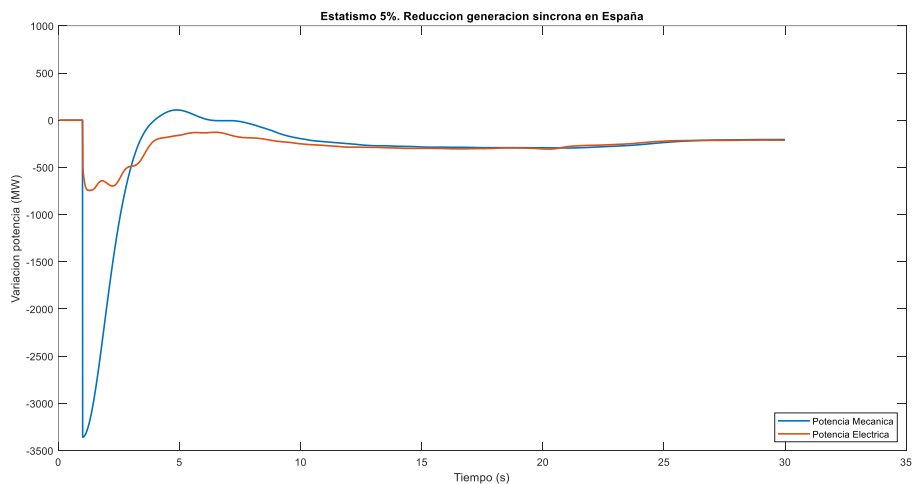


Figura 5-10: Estatismo 5%. Reducción de generación síncrona en España: potencias mecánica y eléctrica.

5.2.3 Reducción generación síncrona en Europa

La Figura 5-11 muestra la variación de frecuencia de generadores situados en diferentes países de Europa. Se aprecia que las oscilaciones electromecánicas de los generadores están menos amortiguadas (están sostenidas) que en los casos precedentes.

El modelo simplificado estimaba que la variación permanente de frecuencia era de 26 mHz. El modelo detallado calcula una variación permanente de frecuencia de 24 mHz.

El modelo simplificado estimaba que la variación máxima de frecuencia era de 68 mHz. El modelo detallado calcula una variación máxima de frecuencia de 88 mHz.

IMPACTO DE LA REDUCCIÓN DE LA GENERACIÓN SÍNCRONA EN LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO CONTINENTAL EUROPEO

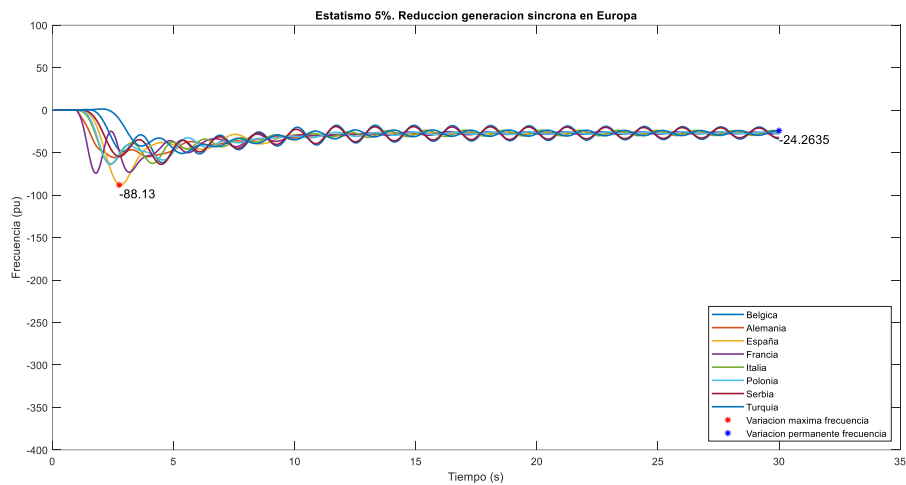


Figura 5-11: Estatismo 5%. Reducción de generación síncrona en Europa: variación de frecuencia

La Figura 5-12 muestra las potencias mecánica y eléctrica. La variación de generación síncrona en Europa apenas afecta a la respuesta.

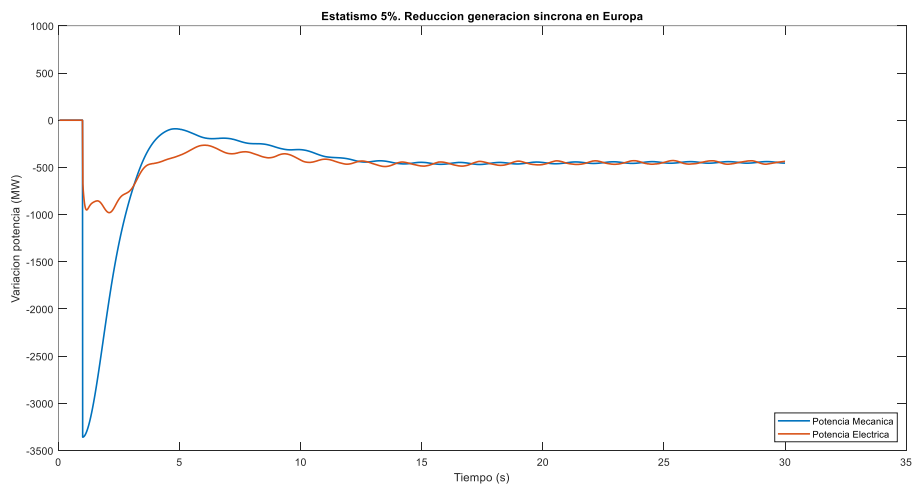


Figura 5-12: Estatismo 5%. Reducción de generación síncrona en Europa: potencias mecánica y eléctrica.

5.3 Conclusiones parciales

La Tabla 5-1 resume los resultados de simulación con estatismo original. La Tabla 5-2 compara los resultados de simulación de los modelos detallado y simplificado con estatismo original. Se aprecia que la variación permanente de frecuencia calculada por el modelo detallado es mayor que la del modelo simplificado. Por el contrario, la variación máxima de frecuencia calculada por el modelo detallado es menor que la del modelo simplificado.

Tabla 5-1: Resumen de los escenarios con estadismo original.

Escenario	$\Delta\omega(\infty)$	$\Delta\omega_{\max}$
Referencia	-118.96	-154.70
Reducción generación síncrona España	-122.87	-166.72
Reducción generación síncrona Europa	<i>Sistema inestable</i>	<i>Sistema inestable</i>

Tabla 5-2: Comparación de los resultados del modelo detallado y modelo simplificado con estadismo original.

Escenario	$\Delta\omega(\infty)$	$\Delta\omega_{\max}$
Referencia	-118.96/-95.19	-154.70/-160.98
Reducción generación síncrona España	-122.87/-99.99	-166.72/-169.10
Reducción generación síncrona Europa	<i>Sistema inestable</i> /-178.74	<i>Sistema inestable</i> /-302.27

La Tabla 5-3 resume los resultados de simulación con estadismo original. La Tabla 5-4 compara los resultados de simulación de los modelos detallado y simplificado con estadismo del 5%. Se aprecia que tanto la variación permanente de frecuencia calculada por el modelo detallado es mayor que la del modelo simplificado. La variación máxima de frecuencia calculada por el modelo detallado es también mayor que la del modelo simplificado. Sin embargo, como tanto la variación permanente de frecuencia como la máxima variación de frecuencia son pequeñas el efecto del grado de modelado es pequeño.

Tabla 5-3: Resumen de los escenarios con estadismo 5%.

Escenarios	$\Delta\omega(\infty)$	$\Delta\omega_{\max}$
Referencia	-17.35	-66.22
Reducción generación síncrona España	-15.03	-66.40
Reducción generación síncrona Europa	-24.26	-88.13

Tabla 5-4: Comparación de los resultados del modelo detallado y modelo simplificado con estadismo 5%.

Escenario	$\Delta\omega(\infty)$	$\Delta\omega_{\max}$
Referencia	-17.35/-13.97	-66.22/-36.57
Reducción generación síncrona España	-17.93/-14.67	-66.40/-38.41
Reducción generación síncrona Europa	-24.26/-26.23	-88.13/-68.66

En resumen, el modelo simplificado ofrece una buena aproximación del modelo detallado.

Por otra parte, la simulación del modelo detallado con el estatismo original del sistema ha puesto de manifiesto que las oscilaciones electromecánicas entre los generadores afectan los valores de la máxima desviación de la frecuencia. El amortiguamiento de las oscilaciones decrece al reducirse la generación síncrona.

6 Conclusiones

Este trabajo fin de master ha abordado la investigación sobre el impacto de la reducción de la generación síncrona (y su substitución por generación basada en inversores) en la estabilidad de frecuencia del sistema continental europeo. Para ello se ha utilizado un modelo detallado del sistema continental europeo proporcionado por ENTSO-E en formato del programa de simulación de sistemas eléctricos PSS/E de Siemens PTI.

Se ha encontrado que en el modelo puesto a disposición del IIT por ENTSO-E los modelos de todos los generadores son iguales. Más aún, ha llamado la atención el valor del estatismo permanente (35%) cuando el valor típico del estatismo permanente en potencia aparente base del generador es 5%. Es plausible suponer que el valor del estatismo en el modelo TGOV1 (35%) ha sido determinado para ajustar la respuesta simulada a la respuesta medida. Debe notarse que un estatismo del 35% da lugar (para una variación de potencia dada) a una variación de frecuencia 7 veces mayor que con un estatismo del 5%. Ello es debido a que hay una menor contribución del control primario de frecuencia de los generadores.

Asimismo, se ha desarrollado un modelo simplificado del sistema eléctrico continental europeo para contrastar los resultados obtenidos con el modelo detallado.

Los resultados de la simulación del modelo simplificado con estatismo original del modelo de ENTSO-E (35%) ponen de manifiesto que incluso con la gran reducción de la generación síncrona en Europa la variación permanente de la frecuencia y la variación máxima de la frecuencia se encuentran lejos de los límites establecidos en el código de red europeo de operación. Un estatismo del 5%, que significaría un comportamiento ideal del control primario de frecuencia, daría lugar a variaciones de frecuencia sensiblemente inferiores a las obtenidas con el estatismo original del modelo de ENTSO-E.

Por otra parte, se ha encontrado que el modelo simplificado ofrece una buena aproximación del modelo detallado en el escenario de referencia. La reducción de la generación síncrona en Europa puede dar lugar a oscilaciones crecientes de la frecuencia resultando un sistema inestable. El sistema es más vulnerable cuando el estatismo es del 35%. El modelo detallado ofrece resultados muy distintos al modelo simplificado cuando hay una reducción significativa de la generación síncrona en Europa.

7 Anexos

7.1 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de Naciones Unidas

Los objetivos de Desarrollo Sostenible están enfocados a diferentes desafíos que encara la humanidad en este siglo XXI. Este TFM se centra en el problema del acceso universal a la energía de la manera más limpia y eficiente posible.

Concretamente este TFM se encuadra en el objetivo de Desarrollo Sostenible 7 titulado **“Energía asequible y no contaminante”**. El acceso a una energía más limpia y por tanto con menos emisiones de gases nocivos pasa por una transición energética radical de un modelo basado en los combustibles fósiles en uno basado en los recursos energéticos renovables que nos ofrece el planeta.

Esta transición supone un cambio de paradigma sobre todo lo establecido en el sector eléctrico. La posibilidad de la generación distribuida, el uso de baterías para regular la demanda del sistema junto con la cada vez más eficiente e innovadora electrónica de potencia aplicada provocará un cambio drástico en la sociedad. Es aquí donde entra este TFM.

Este TFM es una primera aproximación al estudio de viabilidad del sistema eléctrico al sustituir de manera masiva generación convencional por generador asíncrona basada en inversores, es decir, renovable. Se ha validado el modelo detallado con el modelo simplificado y se ha llegado a la conclusión de que es posible en determinados casos la introducción de generación renovable siempre y cuando que se realice en orden y de manera controlada por el operador del sistema.

Con la implicación de consumidores y productores pasando por reguladores y demás agentes involucrados en este desafío es posible alcanzar los objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas. Confío en que todos los países marchen al unísono y se comprometan con proteger y preservar el planeta. Solo de esta manera podremos ser optimistas con el futuro que nos espera como especie.

8 Referencias

- [1] L. Rouco, J. Zamora, I. Egado, F. Fernández-Bernal, “Impact of wind power generators on the frequency stability of synchronous generators”, 42 Cigré Session 2008. Paris, France, 24-29 August 2008, Paper No. A1-203.
- [2] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, V. Vittal, “Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 3, 2004, pp. 1387 – 1401.
- [3] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, Mc Graw Hill, 1994.
- [4] L. Sigrist, “Design of underfrequency load shedding schemes of small isolated systems”, Tesis Doctoral, Universidad Pontificia Comillas, 2010.
- [5] ENTSO-E, “European Network of Transmission System Operators for Electricity”, <https://www.entsoe.eu/>.
- [6] Siemens, PSS/E – high-performance transmission planning and analysis software, disponible en <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/services/transmission-distribution-smart-grid/consulting-and-planning/pss-software/pss-e.html>.
- [7] I. Egado, F. Fernández-Bernal, P. Centeno, L. Rouco, “Maximum Frequency Deviation Calculation in Small Isolated Power Systems”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, No. 4, pp. 1731-1738.
- [8] L. Sigrist, I. Egado, L. Rouco, “Principles of a Centralized UFLS Scheme for Small Isolated Power Systems”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28, No. 2, May 2013, 1779-1786.
- [9] UCTE, Operation Handbook, disponible en <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/#continental-europe-operation-handbook>.
- [10] ENTSO-E, “Instruction manual Dynamic Study Model Range of Applications and Modelling Basis”, V6.1/ 09.01.2015, disponible en https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Continental_Europe/InitialDynamicModel_Handbook_gen.pdf.
- [11] A. Semerow, S. Höhn, M. Dynamic, W. Sattinger, H. Abildgaard, A. Diaz Garcia, G. Giannuzzi, “Study Model for the Interconnected Power System of Continental Europe in Different Simulation Tools”, IEEE Power Tech 2015, Eindhoven, Neerlandes, June 29 - July 2, 2015.
- [12] Guideline on electricity transmission system operation (COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 of 2 August 2017)

