



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE UN CONTROL
PROPORCIONAL DE TENSIÓN DE
GENERADORES**

Autor: Jaime Aja Albero

Director: Luis Rouco Rodríguez

Madrid

Septiembre de 2022

ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE UN CONTROL PROPORCIONAL DE TENSIÓN DE GENERADORES

Autor: Aja Albero, Jaime.

Director: Rouco Rodríguez, Luis.

RESUMEN

Extracto

El propósito de este trabajo es modelar, analizar y simular el comportamiento de un control proporcional de tensiones en generadores para regular la tensión de los nudos en la red de Nueva Inglaterra de 39 nudos. El control proporcional se realizará en los bornes de la red eléctrica, es decir, en alta tensión, por lo que la importancia de este control reside en la estabilidad que se proporciona a la red al conectar los generadores en alta tensión.

Este trabajo hace uso del algoritmo de Newton-Raphson para resolver el flujo de cargas de la red eléctrica en cuestión. Este algoritmo es necesario ya que las ecuaciones que modelan el sistema son diferenciales de alta complejidad y requieren de este proceso iterativo para resolverlas, donde las variables de estado corresponden con las tensiones reactivas generadas por los generadores, y la variable a resolver con la tensión de los nudos. Se emplea además el cálculo por integración por el método de Runge-Kutta para describir la respuesta temporal de las variables de estado y el perfil de las tensiones durante la simulación.

El método empleado, por tanto, es el cálculo computacional para resolver ecuaciones complejas de miles de iteraciones e integración de respuestas temporales para así llegar a los resultados deseados. Los resultados obtenidos en este trabajo corresponden con los esperados, corroborando así la efectividad del control proporcional de tensión en generadores. Los resultados finales obtenidos mediante el algoritmo de flujo de cargas y mediante la simulación son exactamente iguales, como bien se quería demostrar.

Palabras clave

Control de tensión de generadores, estatismo, control proporcional, flujo de cargas

Introducción

La misión del control de tensión de un sistema eléctrico es mantener las tensiones de los nudos dentro de unos márgenes aceptables para asegurar la calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica.

Los elementos encargados del control de tensión son los generadores síncronos, los transformadores con cambio de tomas en carga y los elementos shunt (reactancias y condensadores conmutados mecánicamente o controlados electrónicamente). A su vez, los generadores síncronos son los elementos fundamentales para llevar a cabo el control de tensión.

La progresiva sustitución de la generación térmica por generación eólica y solar fotovoltaica plantea nuevos desafíos al problema del control de tensión del sistema eléctrico.

Por otra parte, el código de red europeo de conexión de generadores a la red exige que el control de tensión de barras de central sea proporcional con un estatismo similar al control de frecuencia.

Para obtener una comprensión profunda del comportamiento del control proporcional de tensión, se precisa el desarrollo de herramientas apropiadas de análisis, como el flujo de cargas, y de simulación, integración y obtención de la respuesta temporal. La herramienta de análisis por excelencia de un sistema eléctrico es el flujo de cargas. Por simulación entendemos el cálculo de la evolución de las variables del sistema eléctrico en el dominio del tiempo por integración de las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento del mismo.

Objetivos del proyecto

El objetivo de este trabajo fin de grado es doble.

El primer objetivo es el desarrollo de un algoritmo de solución de flujo de cargas que incluya generadores con control de tensión proporcional y estudiar diversos casos en los que los generadores actúen de este modo.

El segundo objetivo es el desarrollo de una herramienta de simulación que permita validar el algoritmo de solución de flujo de cargas que incluya generadores con control de tensión proporcional, comparándolos con los resultados obtenidos con la solución del flujo de cargas.

Contenido del proyecto

En este proyecto se ha revisado el problema de control de tensión de módulos de generación. Se han considerado módulos de generación de electricidad síncronos y módulos de parque eléctrico en una red de 3 nudos y en la red de Nueva Inglaterra de 39 nudos.

Para el análisis del perfil de tensiones final de ambas redes, se ha incorporado el algoritmo de solución de flujo de cargas por el método de Newton-Raphson, integrando la posibilidad de tener generadores con control de tensión proporcional.

Finalmente, se ha desarrollado un modelo de simulación en el dominio del tiempo mediante la integración de las ecuaciones diferenciales que definen el comportamiento de las tensiones de cada nudo y de la potencia reactiva generada por cada nudo para compensar las variaciones temporales de las tensiones al hacer modificaciones en la red.

Conclusiones

Como era el objetivo del proyecto, ha quedado confirmado que la regulación integral de la tensión en bornes en los módulos de generación de electricidad síncronos (en baja tensión) es equivalente a la regulación proporcional de la tensión en el punto de conexión a la red (en alta tensión).

Para validar los resultados, se ha realizado el análisis por el algoritmo de flujo de cargas en dos redes ejemplo: una red simple de 3 nudos y la red de Nueva Inglaterra de 39 nudos. Tras el análisis del comportamiento de estas redes se llega a una solución coherente y que valida la hipótesis inicial.

Finalmente, se ha simulado en el dominio del tiempo el caso de 39 nudos y se ha comprobado que los valores finales de las tensiones y de las potencias reactivas de todos los nudos de la red coinciden exactamente con los valores calculados mediante el algoritmo de cargas para los dos casos estudiados: regulación integral de la tensión en bornes en los módulos de generación y regulación proporcional de la tensión en el punto de conexión de la red.

ANALYSIS AND SIMULATION OF A PROPORTIONAL VOLTAGE CONTROL SYSTEM

Author: Aja Albero, Jaime.

Supervisor: Rouco Rodríguez, Luis.

SUMMARY

Abstract

This project's objective is to model, analyze and simulate the behavior of a proportional voltage control in synchronous generators to regulate the node voltage in the 39 node New England grid. The voltage control will be carried out in the network's terminals, this is, at high voltage, and so the importance of this control resides in the stability given to the grid when the generators are connected at high voltage.

This project makes use of the Newton-Raphson algorithm to solve the load flow problem in the New England grid. This algorithm is necessary due to the complexity of the differential equations that describe the system, which require this iterative resolution process, where the state variables are the reactive powers generated by the proportional control generators, and the variable to solve is the nodes' voltages. Additionally, for the calculation of the time response of the reactive powers and the voltage, the Runge-Kutta method is used. This method integrates the time response of the nodes' voltages and powers to obtain the same result as the load flow problem gives.

The method used in this project, therefore, is the computational calculus to solve the complex equations with thousands of iterations and integration of time response to consequently obtain the desired results. These results obtained in this project correspond to the expected results, therefore proving the effectiveness of the proportional voltage control in generators. The obtained results from the load flow algorithm and the simulation process are exactly the same, as it was desired to prove.

Keywords

Generator's voltage control, statism, proportional control, load flow.

Introduction

The voltage control's mission is to maintain the node's voltage within the acceptable margins to guarantee the quality and safety of the electrical energy supply.

The elements in charge of the voltage control are the synchronous generators, the on-load tap changing transformers, and shunt elements (reactances and mechanically or electronically controlled commuted capacitors). Out of these, the synchronous generators are the most important elements to carry out the voltage control.

The progressive substitution of thermal energy generation by wind and solar photovoltaic (PV) energy generation presents new challenges regarding the electrical system voltage control problem.

On the other hand, the European Network Code on Requirements for Generator Connections demands the power plant's bus bars voltage control to be proportional to an statism similar to the results obtained from frequency control.

In order to acquire a deep understanding of the proportional voltage control behavior, it is necessary to develop precise analytical tools as well as simulation tools. On one hand, the tool par excellence to analyze an electrical system is the load flow, which will be used during this project. On the other hand, we understand by simulation the calculation of the evolution of the electrical system variables (voltage and reactive power) through the resolution of the differential equations that describe the system's behavior.

Project objective

This end of degree project's objective is twofold.

The first objective is the development of an algorithm that includes generators with proportional voltage control, to solve the load flow of an electrical network. This way, several cases in which generators act controlling the voltage proportionally, can be studied.

The second objective is the development of a simulation tool that will validate the load flow solution given by the designed algorithm with the proportional voltage control generators. The results obtained from the simulation will be compared to the results obtained from the load flow algorithm, as well as the analysis of the time response of the voltage and reactive power of several nodes in the grid.

Project contents

In this Project, the generation module's voltage control problem has been studied. Synchronous electricity generation modules and electric park modules have been considered in a 3 node network and in the New England's 39 node network.

To carry out the voltage profile analysis in both grids, the algorithm of Newton-Raphson to solve the load flow problem has been integrated. This algorithm has been modified to include the possibility of having generators with proportional voltage control.

Finally, a simulation model in the time domain has been developed which computes the differential equations that define the behavior of the voltages and reactive power generated in each one of the nodes of the grid. These variations occur as a result of alterations in the grid, such as opening lines or changing the line's reactance.

Conclusions

In this project, it has been confirmed that the integral regulation of the voltage in the synchronous electricity generators' terminals (low voltage) is equivalent to the voltage proportional regulation in the grid's connection (high voltage)

To validate the results, an analysis has been carried out through the load flow algorithm in two different example grids: a simple grid with three nodes and the more complex 39 node grid of New England. A coherent solution that matches with the set hypothesis is obtained after these grid's behavior analysis.

Finally, each node's voltage and reactive power values have been simulated in the time domain for the New England 39 node grid. It has been checked that these final values for the voltages and the reactive power exactly match with the results obtained values through the load flow algorithm. After the simulation analysis and the load flow analysis, the same results are obtained as so it can be concluded that the proportional voltage regulation method is successful and provides reliable and precise results.

Agradecimientos

Transmitir mi mas sincero agradecimiento a todos aquellos que me han apoyado y ayudado a lo largo de esta etapa universitaria y han colaborado en este trabajo.

En primer lugar, a mi tutor Luis Rouco por su inestimable ayuda en la formación, planificación y organización de este Trabajo de Fin de Grado.

En segundo lugar, a mis padres y a mis hermanos por el apoyo recibido a lo largo de la carrera y por haberme dado esta oportunidad y por haberme animado a seguir adelante.

También, expresar mi mas sentido agradecimiento a la Universidad Pontificia Comillas por la educación que me han dado, por haberme acogido en sus aulas y haberme ofrecido infinidad de oportunidades para el futuro. Sin duda ha sido un periodo de aprendizaje científico y personal muy gratificante.

Desarrollar este estudio me ha enseñado muchas cosas y ha tenido un gran impacto en mi persona y por eso me gustaría agradecer a todas esas personas que lo han hecho posible.

A todos ellos, mil gracias.

Tabla de contenidos

1	Introducción	11
1.1	El tema del proyecto	11
1.2	Objetivos	12
1.3	Organización del documento	13
2	El problema del control de tensión	15
2.1	Control de tensión de generadores síncronos	15
2.2	Requisitos del código de red europeo de conexión de generadores a la red	20
2.3	Respuesta del control de tensión de los generadores síncronos	23
2.4	Respuesta del control de tensión de parques eléctricos	26
2.5	Conclusiones parciales	28
3	Flujo de cargas de un sistema eléctrico con generadores con control proporcional de tensión	30
3.1	Flujo de cargas	30
3.1.1	Planteamiento del problema del flujo de cargas	30
3.1.2	Discusión del problema de flujo de cargas:	32
3.1.3	El método de Newton-Raphson de solución de ecuaciones no lineales	33
3.1.4	Solución del problema del flujo de cargas por el método de Newton-Raphson	36
3.2	Solución del problema del flujo de cargas por el método de Newton-Raphson con generadores con control de tensión proporcional	39
3.2.1	Generador con control de tensión proporcional	39
3.2.2	Modificación del vector de mismatches y del Jacobiano por inclusión de generadores con control de tensión proporcional	42
3.3	Resultados numéricos	43
3.3.1	Caso de 3 nudos	43
3.3.2	Caso de 39 nudos	45
3.4	Conclusiones parciales	48
4	Simulación de un sistema eléctrico con generadores con control de tensión proporcional	49
4.1	Modelo de simulación	49
4.2	Resultados de simulación	50
4.3	Conclusiones parciales	53
5	La contribución a los objetivos de desarrollo sostenible	54
6	Conclusiones	56
7	Anexo: Integración de sistemas de ecuaciones diferenciales no lineales	58
8	Referencias	60

Lista de figuras

Figura 2-1: Componentes de un sistema de excitación de una máquina síncrona.	15
Figura 2-2: Diagrama funcional de un sistema de excitación en corriente alterna de una máquina síncrona.	17
Figura 2-3: Diagrama funcional de un sistema de excitación en corriente alterna de una máquina síncrona.	17
Figura 2-4: Modelo del transductor y de la compensación de carga.	18
Figura 2-5: Modelo de un sistema de excitación estático.	18
Figura 2-6: Modelo de excitación estático con regulador PI.	19
Figura 2-7: Modelo de excitación en corriente alterna.	19
Figura 2-8: Modelo del estabilizador del sistema de potencia.	20
Figura 2-9: Caso de estudio.	23
Figura 2-10: Esquema unifilar del caso de estudio.	24
Figura 2-11: Esquema de control de tensión.	24
Figura 2-12: Tensiones de los nudos.	25
Figura 2-13: Potencia reactiva de los generadores.	26
Figura 2-14: Caso de estudio.	26
Figura 2-15: Esquema unifilar del caso de estudio.	27
Figura 2-16: Esquema de control de tensión.	27
Figura 2-17: Tensión del nudo.	28
Figura 2-18: Potencia reactiva de los generadores.	28
Figura 3-1: Interpretación geométrica del método de Newton-Raphson.	35
Figura 3-2: Procedimiento de solución del problema del flujo de cargas por el método de Newton-Raphson.	39
Figura 3-3: Características del control de tensión proporcional.	41
Figura 3-4: Diagrama de bloques del control de tensión proporcional.	41
Figura 3-5: Comparación de nudos PV, PQ y generador con control de tensión proporcional.	42
Figura 3-6: Caso de estudio de 3 nudos.	44
Figura 3-7: Tensión-potencia reactiva en el nudo 2.	45
Figura 3-8: Caso de estudio del EPRI de 39 nudos.	46
Figura 3-9: Impacto de control de tensión en baja o en alta en las tensiones tras la apertura de la línea 16-17.	47
Figura 3-10: Impacto de control de tensión en baja o en alta con estatismo del 7% en las tensiones tras la apertura de la línea 16-17.	48
Figura 4-1: Control proporcional de la tensión de un nudo.	49
Figura 4-2: Modelo de simulación.	50
Figura 4-3: Resultados de simulación: evolución temporal de las tensiones.	51
Figura 4-4: Resultados de simulación: evolución temporal de las potencias reactivas.	52
Figura 4-5: Interpretación en el plano q-v de la simulación en el dominio del tiempo.	52

Lista de tablas

Tabla 3-1: Variables especificadas en los tipos de nudos.

33

1 Introducción

Este capítulo del trabajo establece el tema del proyecto y plantea sus objetivos. También detalla la organización del documento y los pasos que se han tomado para la consecución del mismo.

1.1 El tema del proyecto

La misión del control de tensión de un sistema eléctrico es mantener las tensiones de los nudos dentro de unos márgenes aceptables para asegurar la calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica.

Los elementos encargados del control de tensión son los generadores síncronos, los transformadores con cambio de tomas en carga y los elementos shunt (reactancias y condensadores conmutados mecánicamente o controlados electrónicamente). Los generadores síncronos son los elementos fundamentales para llevar a cabo el control de tensión [1].

El control de tensión (al igual que el control de frecuencia) se articula en el caso más general en tres niveles que actúan en tres escalas de tiempo: primario, secundario y terciario. El control primario es ejecutado por los reguladores automáticos de tensión de los generadores síncronos y por las reactancias y condensadores controlados electrónicamente y actúa en segundos. El control secundario aborda el control de la tensión de nudos piloto y actúa en decenas de segundos, y se encarga de recuperar la frecuencia del sistema. El control terciario actúa sobre los transformadores con tomas y las reactancias y condensadores conmutados mecánicamente [2].

La progresiva sustitución de la generación térmica por generación eólica y solar fotovoltaica plantea nuevos desafíos al problema del control de tensión del sistema eléctrico.

El código de red europeo de conexión de generadores a la red exige que el control de tensión de barras de central sea proporcional con un estatismo similar al control de frecuencia ([3], **Error! Reference source not found.**).

En un generador síncrono, conectado a través de un transformador a la red, el control integral de la tensión en bornes por el regulador automático de tensión ejecuta un control proporcional de la tensión en barras de central cuyo estatismo está determinado por la reactancia el transformador.

En parque eléctrico, el control de la potencia reactiva de los aerogeneradores o inversores solares fotovoltaicos debe ir encaminado a un control proporcional de la tensión en barras de central. En el capítulo de contribución a los objetivos de desarrollo sostenible se desarrolla como la integración de este sistema en las centrales de energía renovable proporciona una mayor seguridad y estabilidad pese a que su producción sea diferente que la generación síncrona.

La comprensión profunda del control proporcional de tensión requiere el desarrollo de herramientas apropiadas de análisis y simulación. La herramienta de análisis por excelencia de un sistema eléctrico es el flujo de cargas [5]. Por simulación entendemos el cálculo de la evolución de las variables del sistema eléctrico en el dominio del tiempo por integración de las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento del mismo [6].

1.2 Objetivos

El objetivo de este trabajo fin de grado es doble.

El primer objetivo es el desarrollo de un algoritmo de solución de flujo de cargas que incluya generadores con control de tensión proporcional y estudiar diversos casos en los que los generadores actúen de este modo.

El segundo objetivo es el desarrollo de una herramienta de simulación que permita validar el algoritmo de solución de flujo de cargas que incluya generadores con control de tensión proporcional, comparándolos con los resultados obtenidos con la solución del flujo de cargas.

El algoritmo de resolución por flujo de cargas se probará, por una parte, en una red sencilla de 3 nudos, con un nudo de consumo, otro de generación y uno de balance, con el objetivo de analizar comportamientos básicos de la red a modificaciones de la red y la integración de los nudos de regulación por estatismo. Por otra parte, en la red EPRI 39 nudos de Nueva Inglaterra, se probará también el algoritmo de flujo de cargas, al igual que la simulación, con el objetivo de validar los datos obtenidos por el flujo de cargas con control por estatismo, y observar la evolución temporal de diferentes variables en la red.

1.3 Organización del documento

Esta memoria contiene 7 capítulos.

El capítulo 1 introduce el contenido del proyecto y la metodología seguida para el mismo, al igual que los objetivos y su organización.

El capítulo 2 revisa el problema del control de tensión. Para ello se explica el control de tensión de los generadores síncronos, presentando los componentes de los sistemas de excitación y los diagramas funcionales y de bloques del mismo. Se presentan también los diagramas de bloques y modelos de diferentes sistemas de excitación y el modelo del estabilizador del sistema de potencia. En segundo lugar, se explican los requisitos del código de red europeo de conexión de generadores a la red, el cual tiene aplicación directa con el objetivo de este proyecto. A continuación se explica la respuesta del control de tensión de los generadores síncronos, presentando el esquema del caso de estudio y la evolución de las tensiones y potencias reactivas de los diferentes generadores en función del tiempo. Finalmente, se muestra la respuesta del control de tensión de parques eléctricos, y las conclusiones parciales obtenidas de este análisis.

El capítulo 3 aborda la inclusión en la solución del flujo de cargas por el método de Newton-Raphson de generadores con control de tensión por estatismo. Para ello, en primer lugar, se plantea el problema del flujo de cargas que se va a resolver, y las ecuaciones correspondientes. A continuación, se realiza una discusión del problema de flujo de cargas y se presentan las distintas variables especificadas en los tipos de nudos. Se explica también el método de resolución utilizado para el flujo de cargas: el método de Newton-Raphson. Para ello se explican sus ecuaciones y el diagrama del procedimiento de solución de este algoritmo. Después, se explica el comportamiento de los generadores con control por estatismo, y las modificaciones que por consiguiente se realizan en el algoritmo de Newton-Raphson.

Finalmente, se presentan los resultados numéricos obtenidos con este algoritmo en la red simple de 3 nudos, y en la red de Nueva Inglaterra. Para ello, se realiza la modificación de abrir una de las líneas de la red para observar la variación del perfil de tensiones en los nudos de interés.

El capítulo 4 detalla la simulación en el dominio del tiempo de un sistema eléctrico con generadores con control de tensión por estatismo. Para ello, en primer lugar se explica el modelo de simulación empleado y su diagrama de bloques, seguido de los

resultados obtenidos en la simulación para la evolución temporal de las tensiones y de la potencia reactiva.

El capítulo 5 relaciona el proyecto con los objetivos de desarrollo sostenible. Para ello se analiza la importancia de la integración del uso de los generadores con estatismo en las centrales de generación de energía eólica y las posibles ventajas que presenta para el ambiente.

El capítulo 6 resume las conclusiones del proyecto.

El capítulo 7 contiene las referencias bibliográficas.

2 El problema del control de tensión

2.1 Control de tensión de generadores síncronos

Los generadores síncronos tienen dos sistemas de regulación primaria: regulación de tensión y regulación de velocidad.

Los reguladores de tensión están integrados en los sistemas de excitación. Los sistemas de excitación cumplen varias funciones:

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

La Figura 2-1 muestra un diagrama funcional de un sistema de excitación. Dicha figura permite identificar los elementos de un sistema de excitación.

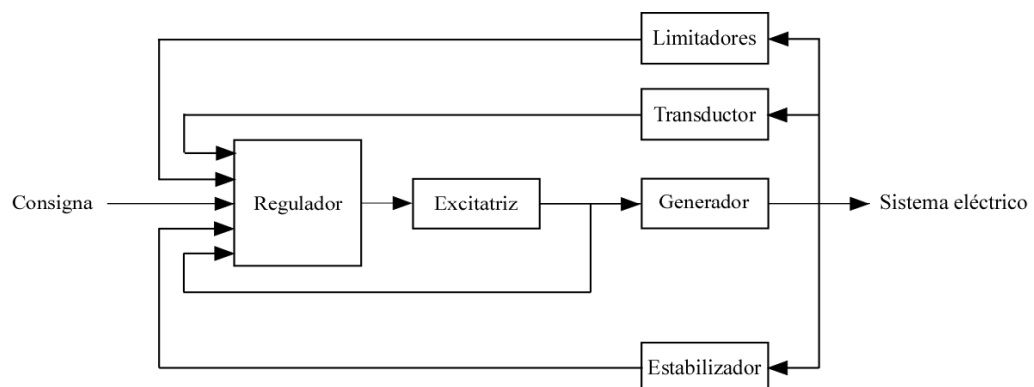


Figura 2-1: Componentes de un sistema de excitación de una máquina síncrona.

Los componentes de los sistemas de excitación son:

- Excitatriz. La excitatriz es el dispositivo de potencia que suministra corriente continua al devanado de campo del generador.
- Regulador de tensión. El regulador de tensión procesa las señales proporcionadas por el transductor y la compensación de carga, el estabilizador del sistema de potencia y los limitadores y genera la señal de mando a la excitatriz. El regulador incluye la compensación requerida para que la respuesta dinámica del lazo de regulación de tensión sea la deseada.

- Transductor y compensación de carga. El transductor proporciona una tensión continua, de nivel apropiado, proporcional a la tensión en bornes del generador. La compensación de carga estima la tensión en un punto remoto cuya regulación de tensión se desea utilizando la medida de la corriente suministrada por el generador.
- Estabilizador del sistema de potencia. El estabilizador del sistema de potencia varía la consigna del regulador de tensión con el propósito de amortiguar las oscilaciones del rotor del generador.
- Limitadores de máxima y mínima corriente de excitación. El limitador de mínima corriente de excitación previene la inestabilidad de pequeña perturbación y el excesivo calentamiento de cabezas de bobina del devanado del estator. El limitador de máxima corriente de excitación impide el calentamiento excesivo del devanado del estator.
- Limitador de V/Hz. El limitador de V/Hz limita el flujo (el flujo es proporcional al cociente entre la tensión y la frecuencia) en el generador ya sea por tensión elevada o por baja frecuencia (velocidad).

Los sistemas de excitación se clasifican atendiendo al dispositivo utilizado como excitatriz en tres grandes categorías:

- Corriente continua: la excitatriz es un generador de corriente continua (en desuso).
- Corriente alterna: la excitatriz es un generador de corriente alterna.
- Estático: la excitatriz es un puente de tiristores.

Los sistemas de excitación han ido evolucionando con el desarrollo tecnológico. Primero se desarrollaron los sistemas en corriente continua, luego los sistemas en corriente alterna y finalmente los sistemas estáticos. Los sistemas en corriente continua están siendo sustituidos en la mayoría de los casos debido a las dificultades que entraña su mantenimiento. Por ello, la mayoría de los nuevos equipos son sistemas estáticos debido a sus menores costes de mantenimiento (no tienen elementos rotativos) y a sus superiores prestaciones dinámicas.

La Figura 2-2 muestra el diagrama funcional de un sistema de excitación en corriente alterna. El devanado de excitación del generador síncrono es alimentado por una excitatriz de corriente alterna a través de un puente de diodos. Además, un generador síncrono de imanes permanentes alimenta un puente de tiristores que alimenta el devanado de excitación de la excitatriz de corriente alterna. El rotor del generador

síncrono está invertido y el devanado de excitación o inductor está en el estator y el devanado del inducido está en el rotor. Por otra parte, el rotor del generador síncrono de imanes permanentes, el devanado del inducido de la excitatriz de corriente alterna y el puente de diodos están acoplados al eje del generador síncrono principal. Por ello, la variación de la excitación de la excitatriz de corriente alterna se traduce en una variación de la excitación del generador síncrono principal. Este sistema se denomina sin escobillas o “brushless” en la terminología en lengua inglesa.

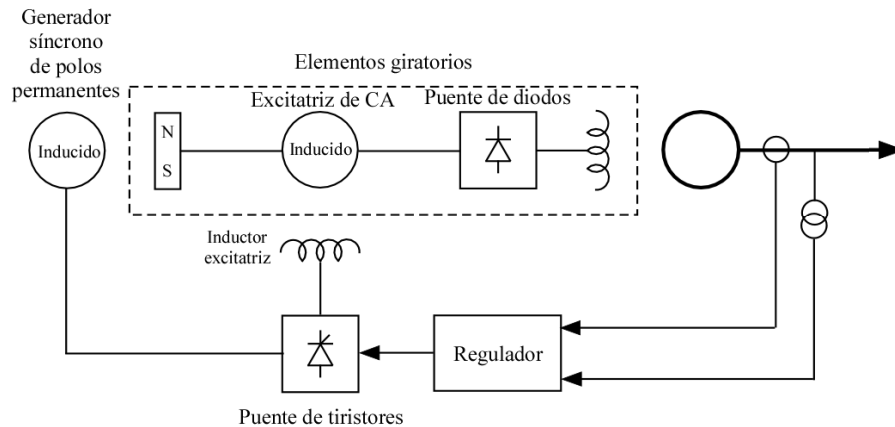


Figura 2-2: Diagrama funcional de un sistema de excitación en corriente alterna de una máquina síncrona.

La Figura 2-3 muestra el diagrama funcional de un sistema de excitación estático en corriente alterna de una máquina síncrona: Un transformador conectado en bornes del generador, denominado de excitación, alimenta un rectificador controlado que a su vez suministra la corriente continua al devanado de campo del generador. A su vez, el regulador controla el rectificador controlado a partir de las medidas de la tensión en bornes del generador y de la corriente suministrada por éste.

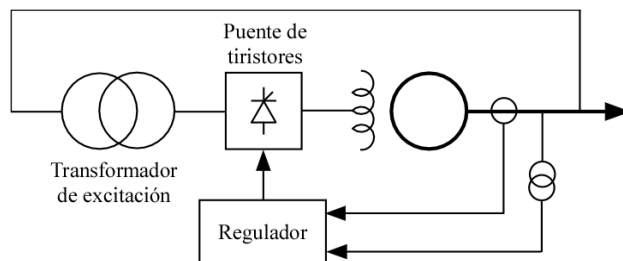


Figura 2-3: Diagrama funcional de un sistema de excitación en corriente alterna de una máquina síncrona.

La Figura 2-4 presenta el modelo de la compensación de carga y del transductor. Esta compensación de carga estima la tensión del punto cuya tensión se desea regular. Si

se desea regular la tensión en el lado de alta tensión del transformador elevador R_C y X_C serían negativas y su valor sería la resistencia y reactancia del citado transformador. Por otra parte, el transductor se representa por medio un sistema de primer orden de constante de tiempo T_R .

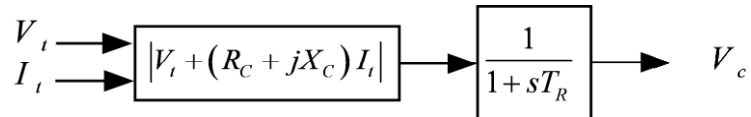


Figura 2-4: Modelo del transductor y de la compensación de carga.

El modelo de un sistema de excitación estático está detallado en la Figura 2-5. Este modelo incluye la representación del regulador de tensión y de la excitatriz (puente de tiristores). El puente de tiristores se representa por medio de un sistema de primer orden de constante de tiempo T_A . La ganancia del regulador y del puente de tiristores se combinan en un único valor K_A y la compensación del lazo de regulación de tensión se realiza por medio del retraso de fase de función de transferencia $(1 + sT_C)/(1 + sT_B)$.

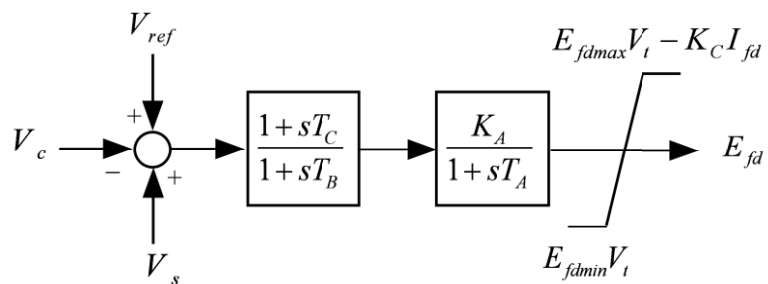


Figura 2-5: Modelo de un sistema de excitación estático.

La Figura 2-6 muestra el modelo de un sistema de excitación estático con regulador PI.

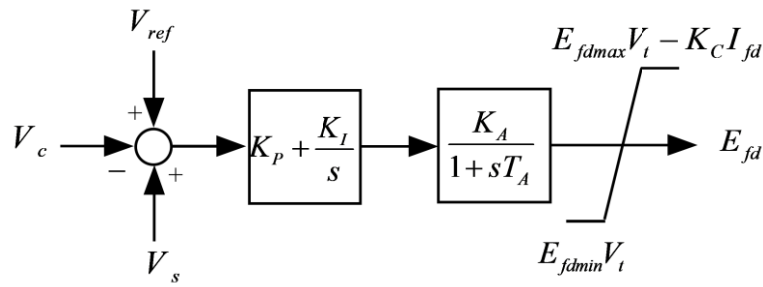


Figura 2-6: Modelo de excitación estático con regulador PI.

La Figura 2-7 muestra el modelo de un sistema de excitación en corriente alterna. El puente de tiristores está representado por el sistema de primer de ganancia K_A y constante de tiempo T_A . La excitatriz está representada por el integrador de constante de tiempo T_E y la realimentación $K_E + S_E$ y la función F_E representa la caída de tensión en el puente de diodos giratorios. También, la compensación puede ser serie a través de la red de retraso de fase de función de transferencia $(1 + sT_C)/(1 + sT_B)$ o en realimentación a través de PD de función de transferencia $sK_F/(1 + sT_F)$.

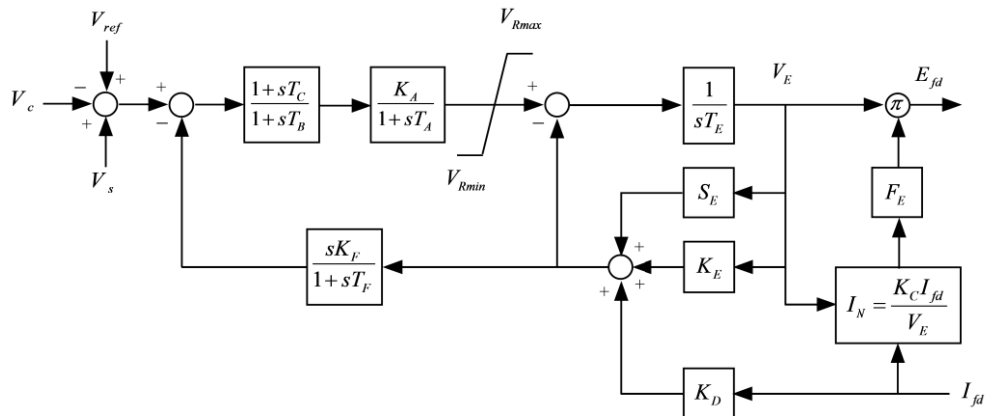


Figura 2-7: Modelo de excitación en corriente alterna.

El estabilizador del sistema de potencia es un control suplementario del sistema de excitación cuya misión específica es la mejora de la estabilidad del generador gracias a su capacidad de amortiguar las oscilaciones del rotor.

El estabilizador del sistema de potencia contribuye al amortiguamiento de las oscilaciones del rotor de un generador síncrono creando un par de frenado en fase con la variación de velocidad del rotor variando la tensión de consigna del regulador de tensión. Variando la consigna del regulador de tensión se varía la tensión de

excitación y la potencia eléctrica. Ello requiere compensar el retraso entre la consigna del regulador de tensión (donde actúa el estabilizador) y la potencia deceleradora que amortigua la oscilación natural del generador.

La Figura 2-8 muestra el modelo de un estabilizador del sistema de potencia con una entrada. Los componentes fundamentales del estabilizador son una compensación en adelanto o retraso con dos etapas $(1+sT_{S1})/(1+sT_{S2}) \cdot (1+sT_{S3})/(1+sT_{S4})$, la ganancia K_S y un filtro paso alto o washout $sT_{S5}/(1+sT_{S5})$. El estabilizador puede utilizar como variables de entrada la velocidad del rotor del generador, la frecuencia de la tensión en bornes o la potencia eléctrica suministrada por el generador o una combinación de las anteriores.

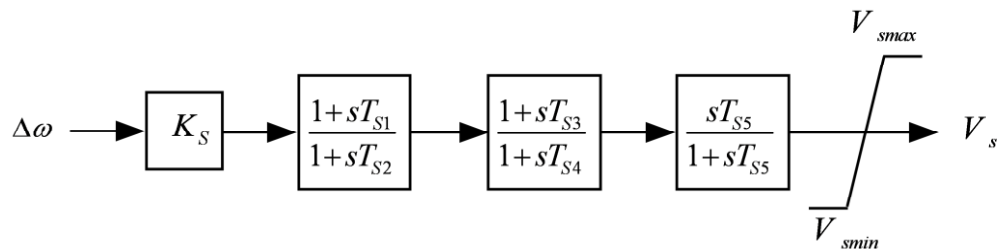


Figura 2-8: Modelo del estabilizador del sistema de potencia.

2.2 Requisitos del código de red europeo de conexión de generadores a la red

El “Artículo 21 Requisitos aplicables a los módulos de parque eléctrico de tipo C” del REGLAMENTO (UE) 2016/631 DE LA COMISIÓN de 14 de abril de 2016 que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red [3] dice

d) en cuanto a los modos de control de la potencia reactiva:

i) el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de proporcionar potencia reactiva automáticamente mediante un modo de control de la tensión, un modo de control de la potencia reactiva o un modo de control del factor de potencia,

ii) a efectos del modo de control de la tensión, el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de contribuir al control de la tensión en el punto de conexión mediante el intercambio de potencia reactiva con la red con una

tensión de consigna que abarque entre 0,95 y 1,05 pu en pasos no superiores a 0,01 pu, con una pendiente dentro de un rango de al menos entre el 2 y el 7 % en pasos no superiores al 0,5 %. La salida de potencia reactiva deberá ser cero cuando el valor de tensión en red en el punto de conexión sea igual a la consigna de tensión,

iii) se podrá operar a consigna con o sin una banda muerta seleccionable en un rango entre cero y ± 5 % de la tensión de red de referencia 1 pu en pasos no superiores al 0,5 %,

iv) tras una variación brusca de tensión, el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de lograr un 90 % de la variación de la salida de potencia reactiva en un tiempo t_1 que deberá especificar el gestor de red pertinente en un rango de entre 1 y 5 segundos, además de estabilizarse en el valor definido por la pendiente dentro de un tiempo t_2 que deberá especificar el gestor de red pertinente en un rango de entre 5 y 60 segundos, con una tolerancia de la potencia reactiva en régimen permanente no superior al 5 % de la potencia reactiva máxima. El gestor de red pertinente deberá definir las especificaciones de tiempo,

v) a efectos del modo de control de la potencia reactiva, el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de establecer la consigna de potencia reactiva en cualquier parte del rango de potencia reactiva, especificado en el artículo 20, apartado 2, letra a), y en el artículo 21, apartado 3, letras a) y b), con pasos de ajuste no superiores a 5 MVAR o al 5 % (lo que sea inferior) de la potencia reactiva total, controlando la potencia reactiva en el punto de conexión con una precisión de ± 5 MVAR o del ± 5 % (la que sea menor) de la potencia reactiva total,

vi) a efectos del modo de control del factor de potencia, el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de controlar el factor de potencia en el punto de conexión dentro del rango de potencia reactiva requerido, especificado por el gestor de red pertinente de conformidad con el artículo 20, apartado 2, letra a), o especificado en el artículo 21, apartado 3, letras a) y b), con un factor de potencia objetivo en pasos no superiores a 0,01. El gestor de red pertinente deberá especificar el valor de la consigna de factor de potencia, su tolerancia y el período de tiempo para alcanzar el factor de potencia de consigna tras un cambio repentino de la salida de potencia activa. La tolerancia de la consigna de factor de potencia deberá expresarse a través de la tolerancia de su potencia reactiva correspondiente. Esta tolerancia de potencia reactiva deberá expresarse mediante un valor absoluto o mediante

un porcentaje de la potencia reactiva máxima del módulo de parque eléctrico,

vii) el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente y el propietario del módulo de parque eléctrico, deberá especificar cuál de las tres opciones de modo de control de la potencia reactiva anteriores y qué consignas asociadas se aplican, así como qué equipo adicional es necesario para hacer operable de forma remota la consigna pertinente;

La Orden TED/749/2020, de 16 de julio, del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión **Error! Reference source not found.** dice en su apartado 2.3.3 Modos de control de potencia reactiva.

Salvo indicación en contra del gestor de la red pertinente en coordinación con el operador del sistema, el control de tensión de los módulos de parque eléctrico de tipo B, C o D se configurará por defecto con los parámetros(1) siguientes:

a) La pendiente se ajustará en el 2 %.

b) Se operará sin banda muerta. No obstante, se acepta una banda de insensibilidad menor o igual al $\pm 0,2$ % de la tensión nominal.

c) El tiempo t_1 será de 1 segundo y t_2 de 5 segundos

En el caso de los módulos de parque eléctrico tipo B, los modos de control de potencia reactiva serán los mismos que los aplicables a los tipos C y D, y que están definidos en el artículo 21.3.d) del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.

El modo de control de potencia reactiva del módulo de parque eléctrico tendrá capacidad técnica para recuperar la respuesta de potencia reactiva consignada tras un cambio repentino en las condiciones del nudo de conexión a la red, en un tiempo inferior a 1 minuto con la precisión especificada en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.

Asimismo, el modo de control de factor de potencia del módulo de parque eléctrico deberá tener capacidad técnica para recuperar la respuesta del factor potencia de consigna en un tiempo inferior a 1 minuto tras un cambio repentino en la potencia activa o en el valor de la tensión, dentro de los rangos de capacidad de potencia reactiva requeridos. La precisión debe ser tal que el valor del error absoluto de la potencia reactiva sea menor del 5 % de la capacidad máxima de potencia reactiva del módulo de generación.

Con el fin de que las actualizaciones de las consignas de tensión, de potencia reactiva o de factor de potencia, en su caso, no interfieran con las dinámicas de movimiento de los cambiadores de tomas, se tendrá en cuenta lo siguiente:

a) El gestor de la red pertinente en coordinación con el operador del sistema no actualizará las tensiones de consigna del punto de conexión a la red con tiempos tan rápidos que puedan provocar interferencias.

b) Si el módulo de parque eléctrico realiza algún tipo de traslación de la tensión de consigna a terminales de unidades de generación, se hará sin que se ocasione ningún tipo de oscilación ni inestabilidad.

El gestor de la red pertinente, en coordinación con el operador del sistema, podrá modificar los parámetros establecidos en este apartado, manteniéndose siempre dentro de los rangos estipulados en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.

2.3 Respuesta del control de tensión de los generadores síncronos

En este apartado, se plantea investigar el control de tensión de dos generadores conectados a través de sus transformadores elevadores a una red con una cierta potencia de cortocircuito tal y como muestra la Figura 2-9. Si bien los generadores son de distinta potencia, las reactancias son iguales en magnitudes unitarias de sus potencias nominales.

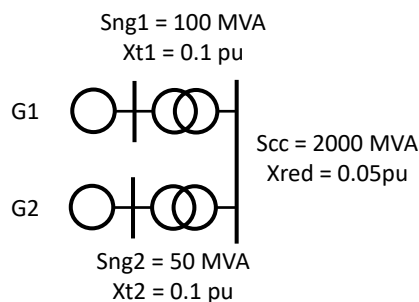


Figura 2-9: Caso de estudio.

La Figura 2-10 muestra el esquema unifilar del caso de estudio de la Figura 2-9. La red se representará por medio de las ecuaciones tensión – potencia reactiva del flujo de cargas desacoplado rápido.

Las ecuaciones que se emplean en este estudio salen del sistema de ecuaciones que se presenta en forma matricial a continuación:

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta Q_3 \\ \Delta Q_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B''_{11} & B''_{12} & B''_{13} & B''_{14} \\ B''_{21} & B''_{22} & B''_{23} & B''_{24} \\ B''_{31} & B''_{32} & B''_{33} & B''_{34} \\ B''_{41} & B''_{42} & B''_{43} & B''_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \Delta V_3 \\ \Delta V_4 \end{bmatrix}$$

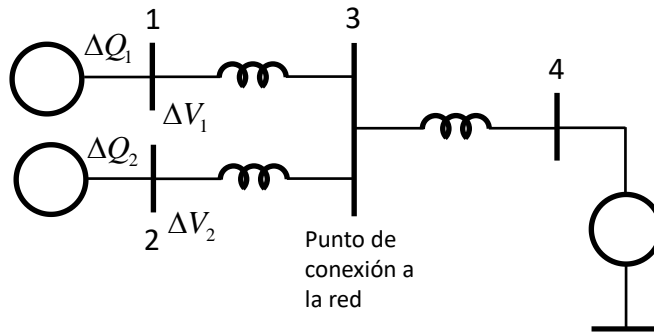


Figura 2-10: Esquema unifilar del caso de estudio.

Por otra parte, la Figura 2-11 muestra el esquema de control de tensión de los generadores. En ella, se muestra como cada generador tiene un control integral de la tensión y que la salida del control de tensión es la potencia reactiva suministrada por cada generador. Ante una variación de tensión de la red, y dadas las potencias reactivas suministradas por los generadores se determinan las tensiones de los nudos.

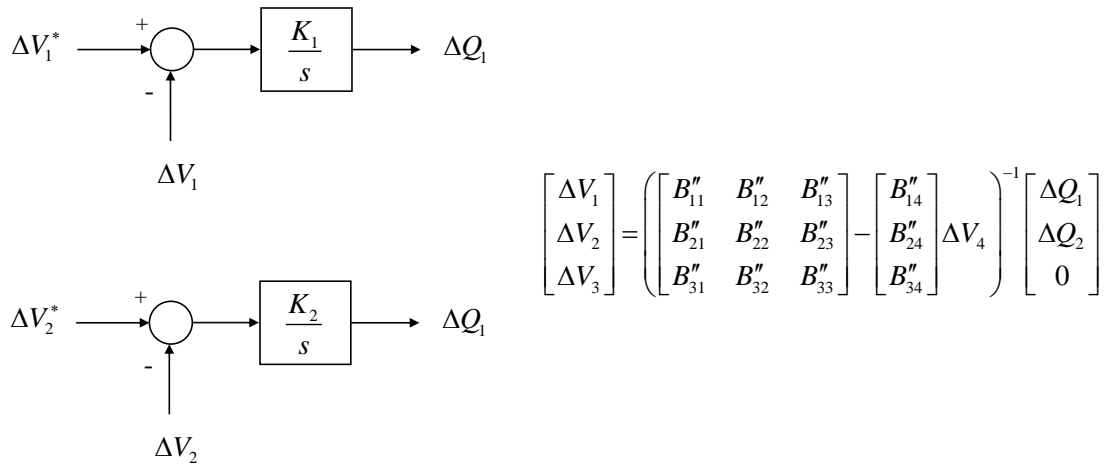


Figura 2-11: Esquema de control de tensión.

A continuación, en las siguientes figuras, se muestra la respuesta temporal de las tensiones y potencias reactivas a una variación de un escalón. En primer lugar, la

Figura 2-12 muestra la evolución temporal de las tensiones cuando se produce una variación en escalón del 1% hacia abajo de la tensión de la red (nudo 4). Como se puede observar, las tensiones primero descienden a un valor y posteriormente se recuperan gracias al control integral de tensión. Sin embargo, la tensión de nudo de conexión a la red (nudo 3) queda con un error mayor que el resto debido a la impedancia de los transformadores.

Por otra parte, la Figura 2-13 muestra la potencia reactiva suministrada por los generadores. Sin bien la respuesta transitoria de los generadores es distinta, la potencia reactiva suministrada por ellos en régimen permanente es igual en magnitudes unitarias.

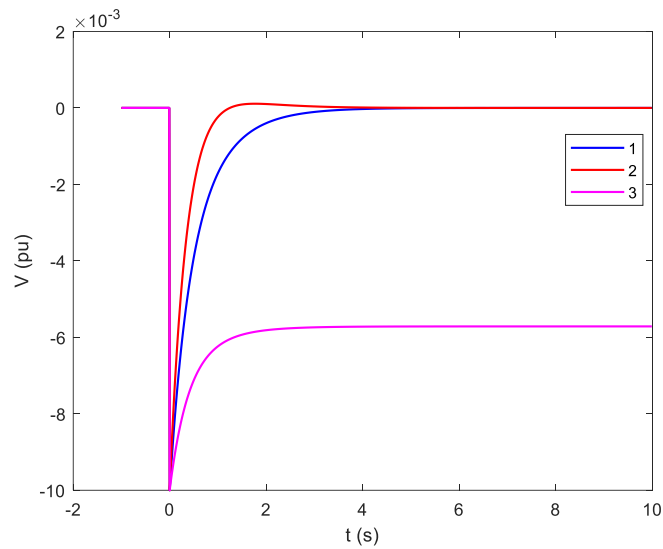


Figura 2-12: Tensiones de los nudos.

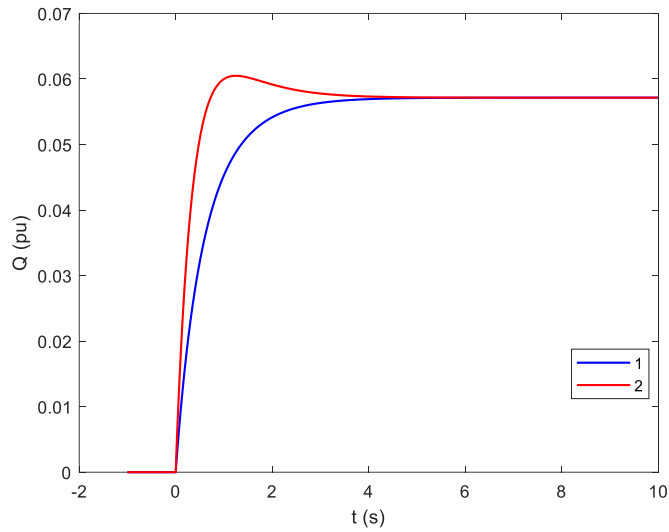


Figura 2-13: Potencia reactiva de los generadores.

2.4 Respuesta del control de tensión de parques eléctricos

En este apartado, se plantea investigar el control de tensión de dos parques eléctricos conectados a una red con una cierta potencia de cortocircuito tal y como muestra la Figura 2-14. En este caso, los transformadores elevadores de los parques eléctricos no están representados puesto que se asume que controlan la potencia reactiva en el punto de conexión.

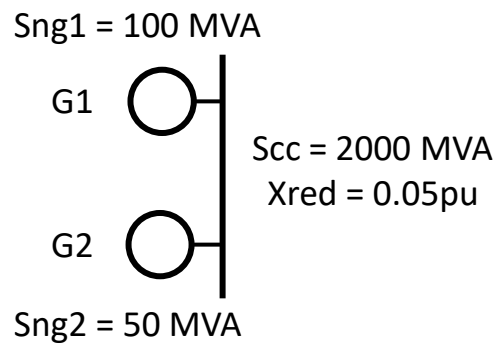


Figura 2-14: Caso de estudio.

La Figura 2-15, a su vez, muestra el esquema unifilar del caso de estudio de la Figura 2-14. La red se representará por medio de las ecuaciones tensión – potencia reactiva

del flujo de cargas desacoplado rápido, que se presentan a continuación de forma matricial.

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B''_{11} & B''_{12} \\ B''_{21} & B''_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \end{bmatrix}$$

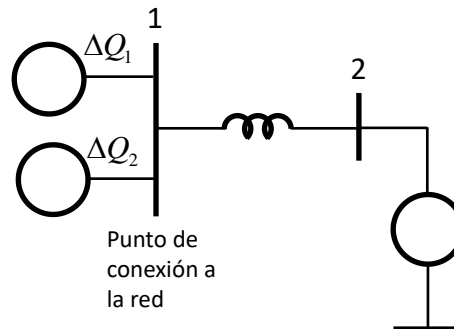


Figura 2-15: Esquema unifilar del caso de estudio.

La Figura 2-16 muestra el esquema de control de tensión de los generadores. La salida del control de tensión es la potencia reactiva suministrada por cada generador que tratan de eliminar esa variación y obtener la tensión de consigna otra vez. Ante una variación de tensión de la red, y dadas las potencias reactivas suministradas por los generadores se determina la tensión del nudo.

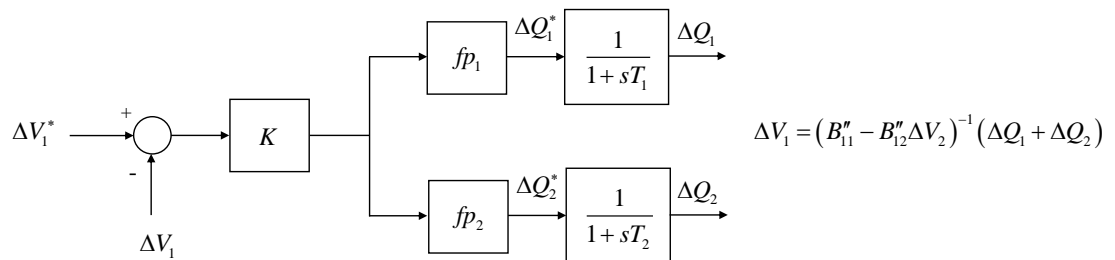


Figura 2-16: Esquema de control de tensión.

La Figura 2-17 muestra la evolución temporal de la tensión del nudo de conexión a la red (nudo 1) cuando se produce una variación en escalón del 1% hacia debajo de la tensión de la red (nudo 2). La tensión de nudo de conexión a la red (nudo 1) queda con un error debido a la ganancia del control de tensión proporcional, ya que no se trata de un control puramente integral. Por otra parte, la Figura 2-18 muestra la potencia reactiva suministrada por los generadores y su evolución temporal en respuesta al mismo escalón. Al igual que sucede con el caso anterior, el valor de

potencia reactiva suministrada en régimen permanente es igual en magnitudes unitarias, pese a que su respuesta transitoria difiere en cierta medida.

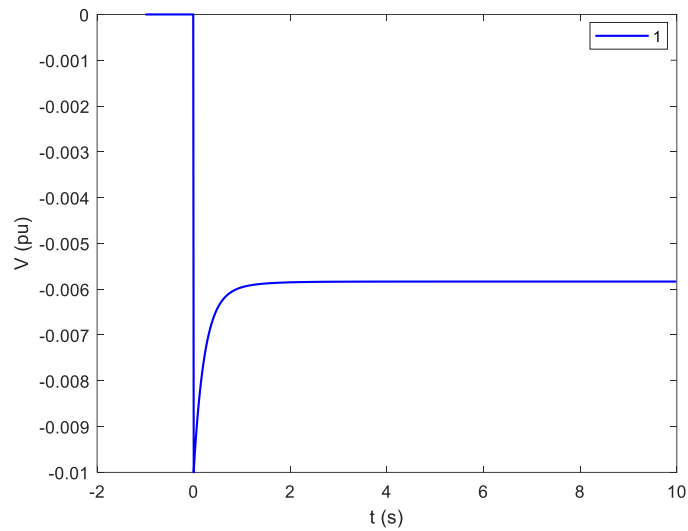


Figura 2-17: Tensión del nudo.

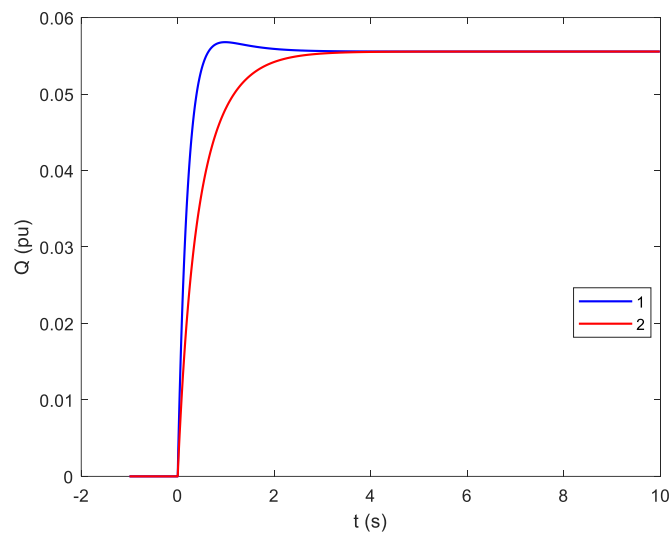


Figura 2-18: Potencia reactiva de los generadores.

2.5 Conclusiones parciales

Se ha revisado el problema de control de tensión de módulos de generación. Se han considerado módulos de generación de electricidad síncronos y módulos de parque eléctrico.

Como se esperaba demostrar, los valores en régimen permanente obtenidos para la regulación integral de la tensión en bornes en los módulos de generación de electricidad síncronos son equivalentes a la regulación proporcional de la tensión en el punto de conexión a la red. Sin embargo, se observa como los dos generadores responden de manera diferente en su régimen transitorio. De todos modos, el tiempo de establecimiento en los dos casos es muy similar, por lo que se puede concluir que los dos generadores son eficientes para esta red. Este tiempo de establecimiento es similar en ambos debido a que se alcanza el valor final de la tensión en ese periodo.

3 Flujo de cargas de un sistema eléctrico con generadores con control proporcional de tensión

Este capítulo aborda la inclusión en el flujo de cargas de un sistema eléctrico de generadores con control proporcional de tensión. Para ello, en primer lugar se hace una breve explicación del algoritmo de flujo de cargas empleado en este proyecto, al igual que una descripción detallada del método de Newton-Raphson, utilizado en este proyecto para la resolución de las ecuaciones diferenciales.

A continuación, se procede a la integración de las nuevas ecuaciones necesarias para modelar la actuación de los generadores con estatismo cuando se conectan en las bornes de la red (alta tensión). Estas modificaciones han sido integradas en el código utilizado para la obtención de resultados que se muestran al final del capítulo. Además, se presenta una gráfica donde se indica el comportamiento de la tensión y la potencia reactiva en función de las modificaciones que se hacen a la red o el tipo de nudo que se está analizando.

3.1 Flujo de cargas

El problema de flujo de cargas de una red eléctrica consiste en determinar las tensiones de los nudos en módulo y argumento, y las potencias activa y reactiva por las líneas y transformadores conocidas las potencias activa y reactiva suministradas por los generadores y consumidas por las cargas.

El estado de la red eléctrica está determinado por las tensiones de los nudos. Los flujos de potencias activa y reactiva por las líneas y transformadores se determina a partir de las tensiones de los nudos.

Debido a su efectividad y precisión, el flujo de cargas es una de las herramientas más utilizadas en planificación y explotación de sistemas de energía eléctrica.

3.1.1 Planteamiento del problema del flujo de cargas

Antes de proceder a su resolución, primero se han de obtener las ecuaciones de la red en términos de la matriz de admitancias nodales. Las cuales son

$$\begin{bmatrix} \mathbf{y}_{11} & \cdots & \mathbf{y}_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{y}_{N1} & \cdots & \mathbf{y}_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{v}_1 \\ \vdots \\ \mathbf{v}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{i}_1 \\ \vdots \\ \mathbf{i}_N \end{bmatrix}$$

donde

$$\begin{aligned} \mathbf{y}_{km} &= g_{km} + jb_{km} \\ \mathbf{v}_k &= v_k \angle \theta_k = v_k e^{j\theta_k} = v_k (\cos \theta_k + j \operatorname{sen} \theta_k) \\ \mathbf{i}_k &= \left(\frac{\mathbf{s}_k}{\mathbf{v}_k} \right)^* = \left(\frac{p_k + jq_k}{v_k e^{j\theta_k}} \right)^* = \frac{p_k - jq_k}{v_k e^{-j\theta_k}} \end{aligned}$$

Como los datos en el flujo de cargas son las potencias activa y reactiva netas inyectadas en los nudos (y no las corrientes), se plantean las ecuaciones de la potencia aparente neta inyectada en un nudo de la red.

$$\begin{aligned} \mathbf{s}_k &= p_k + jq_k = (p_{Gk} - p_{Dk}) + j(q_{Gk} - q_{Dk}) = \\ &= \mathbf{v}_k \mathbf{i}_k^* = \mathbf{v}_k \sum_{m=1}^N \mathbf{y}_{km}^* \mathbf{v}_m^* = \mathbf{y}_{kk}^* v_k^2 + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^N \mathbf{Y}_{km}^* \mathbf{v}_k \mathbf{v}_m^* \\ &= (g_{kk} - jb_{kk}) v_k^2 \\ &\quad + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^N (g_{km} - jb_{km}) v_k v_m [\cos(\theta_k - \theta_m) + j \operatorname{sen}(\theta_k - \theta_m)] \end{aligned}$$

Por tanto, las ecuaciones de las potencias activa y reactiva neta inyectada en un nudo de la red se presentan a continuación.

$$\begin{aligned} p_k &= p_{Gk} - p_{Dk} \\ &= g_{kk} v_k^2 + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^N v_k v_m [g_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + b_{km} \operatorname{sen}(\theta_k - \theta_m)] \\ q_k &= q_{Gk} - q_{Dk} \\ &= -b_{kk} v_k^2 + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^N v_k v_m [-b_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + g_{km} \operatorname{sen}(\theta_k - \theta_m)] \end{aligned} \tag{0.1}$$

Las ecuaciones de la red en términos de las potencias activa y reactiva neta inyectada en cada nudo son

$$\mathbf{p} = \mathbf{p}(\mathbf{v}, \boldsymbol{\theta})$$

$$\mathbf{q} = \mathbf{q}(\mathbf{v}, \boldsymbol{\theta})$$

donde

$$\mathbf{p}^T = [p_1 \quad \cdots \quad p_N]^T$$

$$\mathbf{q}^T = [q_1 \quad \cdots \quad q_N]^T$$

$$\mathbf{v}^T = [v_1 \quad \cdots \quad v_N]^T$$

$$\boldsymbol{\theta}^T = [\theta_1 \quad \cdots \quad \theta_N]^T$$

3.1.2 Discusión del problema de flujo de cargas:

La solución del problema de flujo de cargas consiste en la solución de un sistema de $2 \times N$ ecuaciones no lineales (potencias activa y reactiva neta inyectada en cada nudo) con $2 \times N$ incógnitas (módulo y argumento de la tensión de cada nudo).

El problema así formulado presenta un problema: el desconocimiento de las pérdidas. Para resolver esto, se plantea que la suma de las potencias suministradas por los generadores debe ser igual a la suma de las potencias demandadas por las cargas y las pérdidas.

$$\sum_{k=1}^N p_{Gk} = \sum_{k=1}^N p_{Dk} + p_P$$

$$\sum_{k=1}^N q_{Gk} = \sum_{k=1}^N q_{Dk} + q_P$$

Las pérdidas dependen del flujo de potencia por cada línea o transformador. Por tanto, las pérdidas son desconocidas a priori. Este problema se puede resolver especificando la tensión de un nudo (en módulo y argumento). Este nudo se denomina nudo balance o de referencia (“swing” o “slack” en la literatura técnica en lengua inglesa). Queda por tanto un sistema de $2 \times (N-1)$ ecuaciones con $2 \times (N-1)$ incógnitas, y que por tanto es posible resolver. Las potencias activa y reactiva suministradas por el nudo balance se calculan una vez que se ha resuelto el problema de flujo de cargas (determinado las tensiones de los nudos en módulo y argumento).

El perfil de tensiones en la red se define más fácilmente especificando las tensiones de los nudos de los generadores que especificando la potencia reactiva generada o consumida por los mismos.

Por tanto, en la solución del problema de flujo de cargas de una red eléctrica por el método de Newton-Raphson se pueden definir tres tipos de nudos: Balance, P-V y P-Q. La Tabla 3-1 muestra variables especificadas y calculadas en los tipos de nudos.

Tabla 3-1: Variables especificadas en los tipos de nudos.

Tipo de nudo	Variables especificadas						Variables calculadas			
Tipo de nudo	p_G	q_G	p_D	q_D	v	θ	p_G	q_G	v	θ
Nudo balance			x	x	x	x	x	x		
Nudo de generación (PV)	x		x	x	x			x		x
Nudo de demanda (PQ)	x	x	x	x					x	x

3.1.3 El método de Newton-Raphson de solución de ecuaciones no lineales

En este apartado, se muestra el desarrollo en serie de Taylor de una función no lineal de una variable alrededor de un punto, cuya ecuación es:

$$F(x) = 0 = F(x^0) + \left. \frac{\partial F(x)}{\partial x} \right|_{x=x^0} (x - x^0) + \left. \frac{\partial^2 F(x)}{\partial x^2} \right|_{x=x^0} (x - x^0)^2 + \dots$$

Si se toma hasta el término de primer orden resulta:

$$\frac{\partial F(x)}{\partial x} \Big|_{x=x^0} \Delta x = -F(x^0)$$

$$\Delta x = \frac{-F(x^0)}{\frac{\partial F(x)}{\partial x} \Big|_{x=x^0}}$$

El algoritmo iterativo para la solución de la ecuación $F(x) = 0$:

$$\frac{\partial F(x)}{\partial x} \Big|_{x=x^i} \Delta x^i = -F(x^i)$$

$$\Delta x^i = \frac{-F(x^i)}{\frac{\partial F(x)}{\partial x} \Big|_{x=x^i}} = \frac{-F(x^i)}{F'(x^i)}$$

$$x^{i+1} = x^i + \Delta x^i$$

Una vez obtenidas estas funciones, la Figura 3-1 muestra la interpretación geométrica del método de Newton-Raphson para la solución de la ecuación $F(x) = 0$.

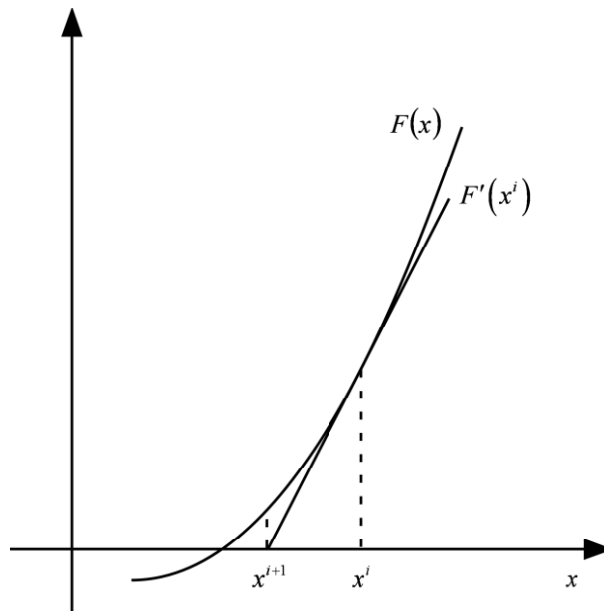


Figura 3-1: Interpretación geométrica del método de Newton-Raphson.

Una vez se obtiene esta expresión se realiza el desarrollo en serie de Taylor de un vector de funciones no lineales de varias variables considerando únicamente hasta el término de primer orden

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} F_1(x_1, \dots, x_N) \\ \vdots \\ F_N(x_1, \dots, x_N) \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} F_1(x_1^0, \dots, x_N^0) \\ \vdots \\ F_N(x_1^0, \dots, x_N^0) \end{bmatrix} + \left[\begin{array}{ccc} \frac{\partial F_1(\mathbf{x})}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial F_1(\mathbf{x})}{\partial x_N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial F_N(\mathbf{x})}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial F_N(\mathbf{x})}{\partial x_N} \end{array} \right]_{\mathbf{x}=\mathbf{x}^0} \begin{bmatrix} x_1 - x_1^0 \\ \vdots \\ x_N - x_N^0 \end{bmatrix} + \dots \end{aligned}$$

El desarrollo en serie de Taylor de un vector de funciones no lineales de varias variables considerando únicamente hasta el término de primer orden en forma compacta se muestra a continuación.

$$\begin{aligned} \left. \frac{\partial \mathbf{F}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}=\mathbf{x}^0} \Delta \mathbf{x} &= -\mathbf{F}(\mathbf{x}^0) \\ \mathbf{J}(\mathbf{x}^0) \Delta \mathbf{x} &= -\mathbf{F}(\mathbf{x}^0) \\ \Delta \mathbf{x} &= -\mathbf{J}(\mathbf{x}^0)^{-1} \cdot \mathbf{F}(\mathbf{x}^0) \end{aligned}$$

donde $\mathbf{J}(\mathbf{x})$ es la matriz Jacobiana.

Obtenidas las ecuaciones, se aplica el algoritmo iterativo para la solución de la ecuación $\mathbf{F}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}$.

$$\begin{aligned} \left. \frac{\partial \mathbf{F}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}=\mathbf{x}^i} \Delta \mathbf{x}^i &= -\mathbf{F}(\mathbf{x}^i) \\ \mathbf{J}(\mathbf{x}^i) \Delta \mathbf{x}^i &= -\mathbf{F}(\mathbf{x}^i) \\ \Delta \mathbf{x}^i &= -\mathbf{J}(\mathbf{x}^i)^{-1} \cdot \mathbf{F}(\mathbf{x}^i) \\ \mathbf{x}^{i+1} &= \mathbf{x}^i + \Delta \mathbf{x}^i \end{aligned}$$

3.1.4 Solución del problema del flujo de cargas por el método de Newton-Raphson

Entendiendo el método de Newton-Raphson, las ecuaciones de las potencias activa y reactiva netas inyectadas en un nudo se pueden expresar como

$$\begin{aligned} -(p_{Gk} - p_{Dk}) + p_k(\mathbf{v}, \boldsymbol{\theta}) &= 0 \\ -(q_{Gk} - q_{Dk}) + q_k(\mathbf{v}, \boldsymbol{\theta}) &= 0 \end{aligned}$$

El desarrollo en serie de Taylor de las ecuaciones de las potencias activa y reactiva netas inyectadas en un nudo es

$$\begin{aligned}
& \sum_{m=1}^N \frac{\partial p_k}{\partial \theta_m} \Big|_{\theta^i, v^i} \Delta \theta_m^i + \sum_{m=M}^N \frac{\partial p_k}{\partial v_m} \Big|_{\theta^i, v^i} v_m^i \frac{\Delta v_m^i}{v_m^i} = \Delta p_k^i \\
& = (p_{Gk} - p_{Dk}) - p_k(\mathbf{v}^i, \boldsymbol{\theta}^i) \\
& \sum_{m=1}^N \frac{\partial q_k}{\partial \theta_m} \Big|_{\theta^i, v^i} \Delta \theta_m^i + \sum_{m=M}^N \frac{\partial q_k}{\partial v_m} \Big|_{\theta^i, v^i} v_m^i \frac{\Delta v_m^i}{v_m^i} = \Delta q_k^i \\
& = (q_{Gk} - q_{Dk}) - q_k(\mathbf{v}^i, \boldsymbol{\theta}^i)
\end{aligned}$$

o también

$$\begin{aligned}
& \sum_{m=1}^N H_{km}^i \Delta \theta_m^i + \sum_{m=M}^N N_{km}^i \frac{\Delta v_m^i}{v_m^i} = \Delta p_k^i \\
& \sum_{m=1}^N J_{km}^i \Delta \theta_m^i + \sum_{m=M}^N L_{km}^i \frac{\Delta v_m^i}{v_m^i} = \Delta q_k^i
\end{aligned}$$

A su vez, los términos de la diagonal de la matriz Jacobiana se calculan de acuerdo con

$$\begin{aligned}
H_{kk}^i &= -q_k^i - b_{kk} (v_k^i)^2 \\
N_{kk}^i &= p_k^i + g_{kk} (v_k^i)^2 \\
J_{kk}^i &= p_k^i - g_{kk} (v_k^i)^2 \\
L_{kk}^i &= q_k^i - b_{kk} (v_k^i)^2
\end{aligned}$$

y los términos de fuera de la diagonal de la matriz Jacobiana se calculan como

$$\begin{aligned}
H_{km}^i &= v_k^i v_m^i (g_{km} \operatorname{sen} \theta_{km}^i - b_{km} \operatorname{cos} \theta_{km}^i) \\
N_{km}^i &= v_k^i v_m^i (g_{km} \operatorname{cos} \theta_{km}^i + b_{km} \operatorname{sen} \theta_{km}^i) \\
J_{km}^i &= -v_k^i v_m^i (g_{km} \operatorname{cos} \theta_{km}^i + b_{km} \operatorname{sen} \theta_{km}^i) \\
L_{km}^i &= v_k^i v_m^i (g_{km} \operatorname{sen} \theta_{km}^i - b_{km} \operatorname{cos} \theta_{km}^i)
\end{aligned}$$

La convergencia del problema de flujo de cargas se alcanza cuando los máximos “mismatches” de potencia activa y reactiva son inferiores a las respectivas tolerancias

$$\max \{|\Delta p_k|\} < \varepsilon_p, \max \{|\Delta q_k|\} < \varepsilon_q$$

Las tolerancias para la convergencia de las ecuaciones de potencia activa y reactiva pueden ser distintas. Valores típicos son:

$$\varepsilon_p = 0.001 pu = 0.1 MW$$

$$\varepsilon_q = 0.01 pu = 1 Mvar$$

Cuando la potencia reactiva generada o consumida por un generador es superior o inferior a los límites especificados el nudo pasa de tipo PV a tipo PQ.

Resumiendo todo lo comentado, la Figura 3-2 muestra procedimiento de solución del problema del flujo de cargas por el método de Newton-Raphson.

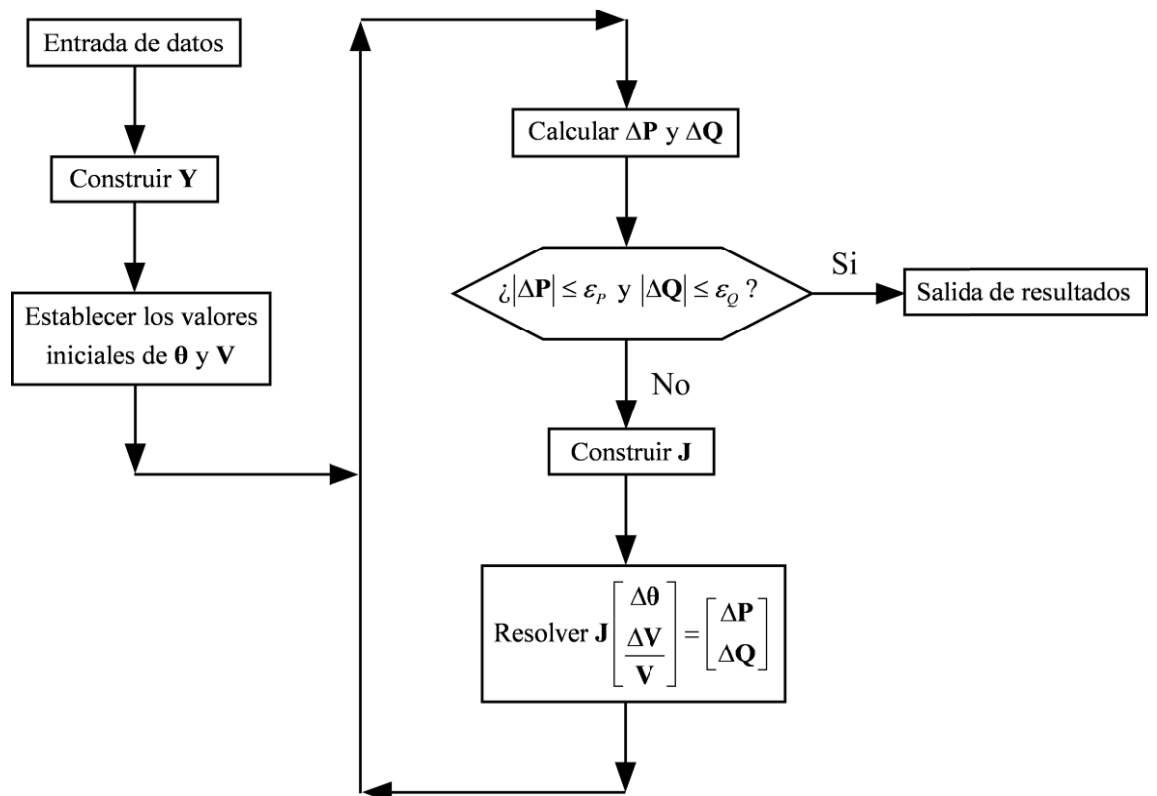


Figura 3-2: Procedimiento de solución del problema del flujo de cargas por el método de Newton-Raphson.

3.2 Solución del problema del flujo de cargas por el método de Newton-Raphson con generadores con control de tensión proporcional

En este apartado, se integran las ecuaciones necesarias para modelar los generadores con control de tensión proporcional. Estos cambios han sido integrados en el código utilizado para obtener los resultados mostrados.

3.2.1 Generador con control de tensión proporcional

La ecuación del control de tensión proporcional en variables incrementales es

$$\Delta q_{gk} = -K_k \Delta v_k$$

o en variables absolutas

$$q_{Gk} = -K_k (v_k - v_{k0}) + q_{Gk0}$$

donde K_k es la ganancia del control de tensión proporcional y donde la ganancia del control de tensión proporcional K_k es la inversa del estatismo R_k .

$$K_k = \frac{1}{R_k}$$

El estatismo del control de tensión proporcional se encuentra entre el 2 y 7% que, aplicando la fórmula, corresponde a ganancias comprendidas entre 50 y 14.

La ecuación del control de tensión proporcional en variables incrementales también puede escribirse como

$$\Delta v_k = -R_k \Delta q_{Gk}$$

La ecuación del control de tensión proporcional es muy similar a la ecuación del control de frecuencia

$$\Delta f = -R \Delta p$$

La Figura 3-3 muestra las características en variables incrementales y en variables absolutas del control de tensión proporcional. Como puede extraerse de esta figura, cuando existe una modificación en la red que causa que la tensión en los nudos descienda, si se está actuando con estatismo, la potencia reactiva generada por el nudo aumentará, en una cantidad proporcional al estatismo del generador.

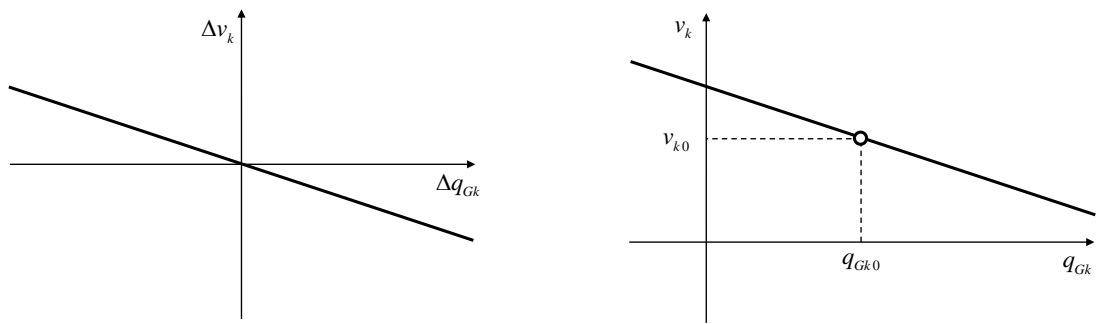


Figura 3-3: Características del control de tensión proporcional.

La Figura 3-4 muestra el diagrama de bloques del control de tensión proporcional.

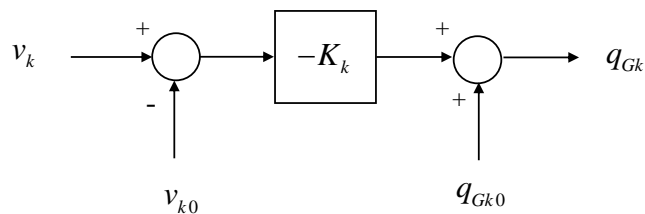


Figura 3-4: Diagrama de bloques del control de tensión proporcional.

De este mismo modo, la Figura 3-5 explica el comportamiento de un nudo con control de tensión proporcional en el flujo de cargas. Considérese un punto de funcionamiento del sistema eléctrico en que la tensión del nudo en cuestión vale v_0 y la potencia reactiva q_0 cumpliéndose que $v_0 = f(q_0)$. Si se produce un cambio en el sistema eléctrico la función f cambia y pasa a ser f' . El nuevo punto de funcionamiento del sistema eléctrico y por ello, su tensión y potencia reactiva generada depende del tipo de nudo.

Si el nudo es PV, es decir, que mantiene la potencia generada y la tensión constantes, el nuevo punto estará dado por la intersección de una recta $v = v_0$ con la función $v = f'(q)$.

Si el nudo es PQ, es decir, que mantiene su potencia reactiva y activa constantes, el nuevo punto estará dado por la intersección de una recta $q = q_0$ con la función $v = f'(q)$

Si el nudo es con control de tensión proporcional el nuevo punto estará dado por la intersección de una recta $q = -K(v - v_0) + q_0$ con la función $v = f'(q)$.

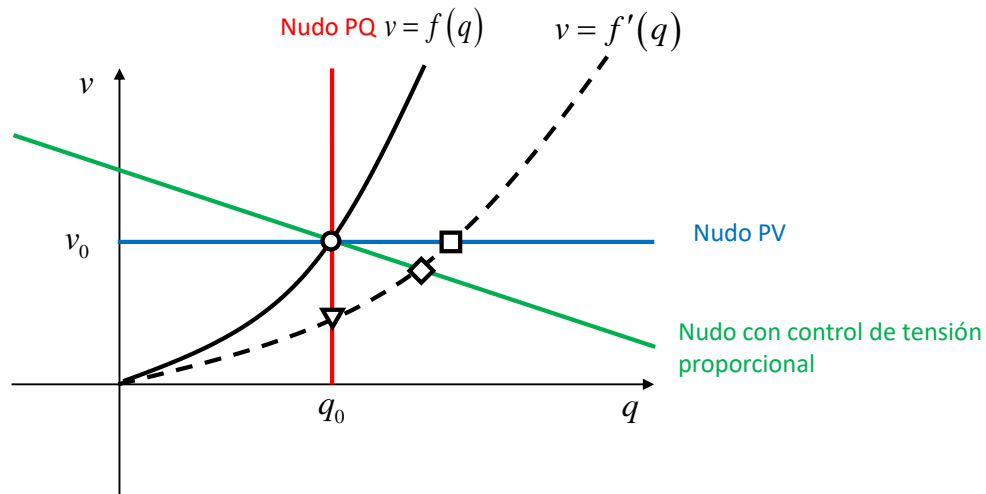


Figura 3-5: Comparación de nudos PV, PQ y generador con control de tensión proporcional.

3.2.2 Modificación del vector de ‘mismatches’ y del Jacobiano por inclusión de generadores con control de tensión proporcional

Cuando a la ecuación de potencia reactiva de un nudo se incorpora la ecuación del control de tensión proporcional resulta

$$\begin{aligned} -(q_{Gk} - q_{Dk}) + q_k(\mathbf{v}, \boldsymbol{\theta}) &= 0 \\ -\left(K_k(v_k - v_{k0}) + q_{Gk0} - q_{Dk}\right) + q_k(\mathbf{v}, \boldsymbol{\theta}) &= 0 \end{aligned}$$

Por tanto, resulta que el ‘mismatch’ de potencia reactiva resulta ser

$$\Delta q_k = \left(-K_k(v_k - v_{k0}) + q_{Gk0} - q_{Dk}\right) - q_k(\mathbf{v}, \boldsymbol{\theta})$$

Y el término de la diagonal el Jacobiano correspondiente a la ecuación de potencia reactiva y a la tensión del nudo resulta ser

$$L_{kk}^i = \frac{\partial q_k}{\partial v_k} \Big|_{\theta^i, v^i} \quad v_k^i = q_k^i - b_{kk} (v_k^i)^2 - K_k v_k^i$$

3.3 Resultados numéricos

Una vez estudiadas las ecuaciones del método de Newton-Raphson y explicado el funcionamiento y comportamiento de los nudos generadores con estatismo, se prueba el algoritmo de flujo de cargas con nudos con control de tensión en dos casos ejemplos: uno de 3 nudos y otro de 39 nudos.

El caso de 3 nudos es mucho más sencillo, pero su análisis y resultados no son menos importantes. En esta red, se modifica la impedancia de la línea que conecta dos de los tres nudos, y se obtiene la variación en la tensión y reactiva del nudo dos en función del tipo de nudo que es. Estos resultados, por consiguiente, pueden ser extrapolados a redes mas complejas, como es la de Nueva Inglaterra de 39 nudos.

3.3.1 Caso de 3 nudos

Se considera en primer término el caso de estudio de tres nudos de la Figura 3-8. Se investiga el comportamiento de la tensión y la potencia reactiva generada en el nudo 2 cuando la reactancia de la línea pasa de valer 0.04 pu a 0.08 pu. Equivale decir a que la línea entre el nudo 1 y el nudo 2 es una línea de doble circuito y que se desconecta uno de los circuitos, dejando así una sola línea con reactancia e 0.08 pu.

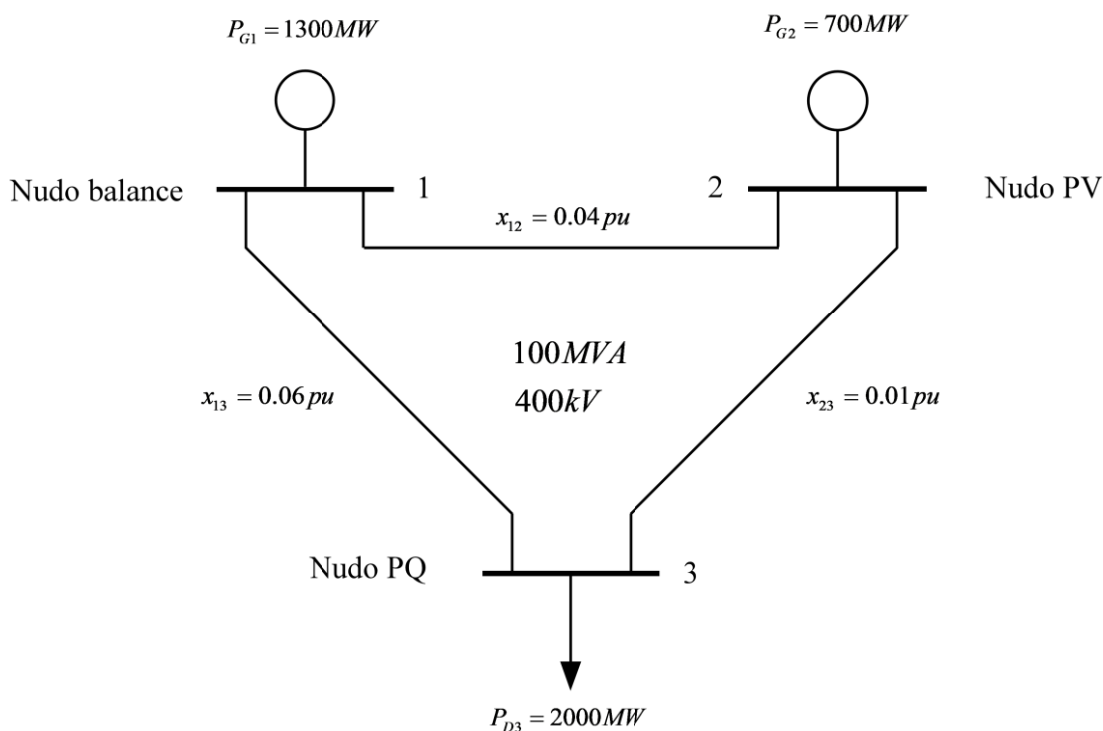


Figura 3-6: Caso de estudio de 3 nudos.

La Figura 3-7 muestra el punto original de funcionamiento y los nuevos puntos de funcionamiento dependiendo de si el nudo 2 es un nudo PV, es un nudo PQ o es un nudo con control de tensión proporcional con estatismo del 7%. Observando estos resultados en comparación con los obtenidos en la Figura 3-5, se aprecia que se sigue el mismo patrón. En primer lugar, cuando se trata de un nudo PV, la tensión se mantiene en el valor inicial de tensión, mientras que su potencia reactiva aumenta considerablemente. Esta variación ocurre a raíz del aumento de la reactancia de la línea, que al consumir mas reactiva, tendrá que haber un aumento de su generación, por alguno de los nudos.

En segundo lugar, cuando el nudo es de tipo PQ, la tensión del mismo desciende, mientras que la potencia reactiva generada se mantiene. Este comportamiento es similar al ocurrido en la Figura 3-5. Debido a que la reactiva consumida por la línea 1-2 es mayor, la tensión del nudo 2 caerá.

Finalmente, cuando el nudo es regulado por estatismo, la tensión y la potencia reactiva generada descienden, resultando justo sobre la recta definida por el punto de partida y la pendiente del estatismo. Es importante destacar, que la variación de

ambas variables (tensión y reactiva) son inferiores a las obtenidas en el caso del nudo tipo PV y el nudo tipo PQ. Por ello, esta gráfica muestra como se cumplen todas las hipótesis realizadas previamente.

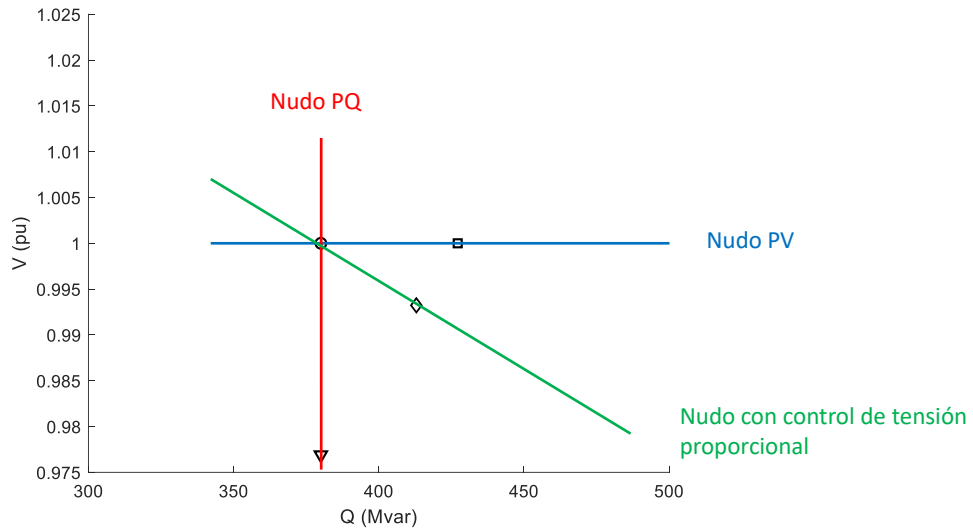


Figura 3-7: Tensión-potencia reactiva en el nudo 2.

3.3.2 Caso de 39 nudos

Una vez analizado el comportamiento de la red de 3 nudos, se considera en segundo término el caso de 39 nudos de la red de Nueva Inglaterra mostrado en la Figura 3-8.

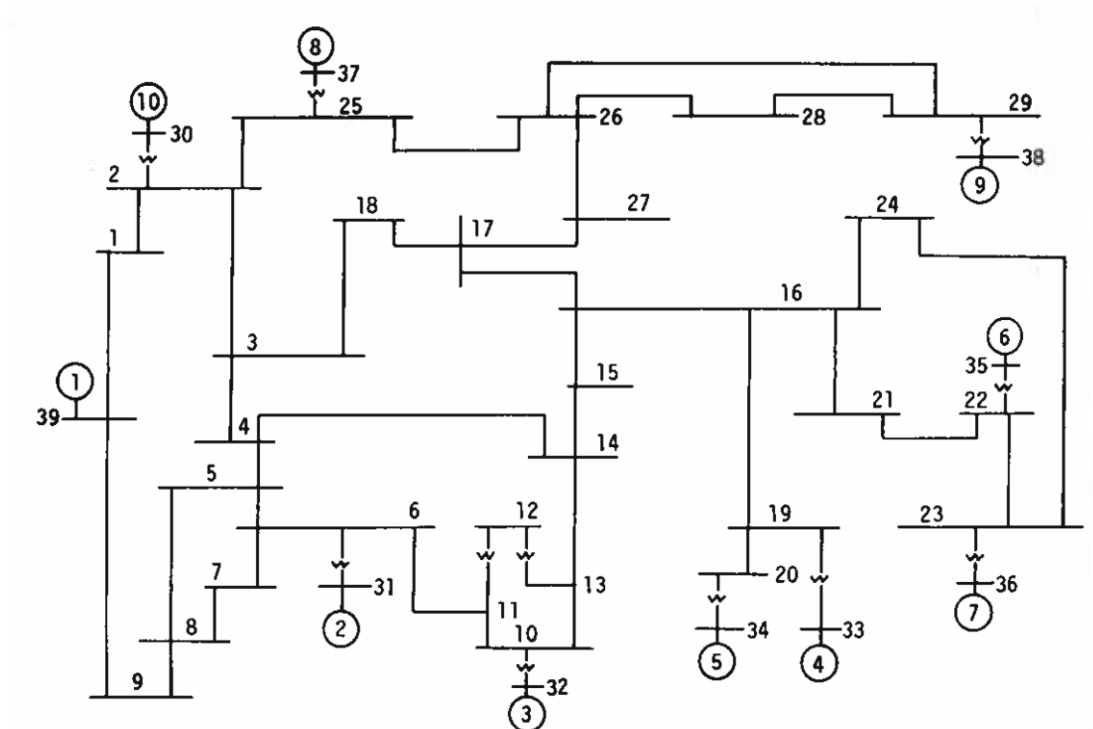


Figura 3-8: Caso de estudio del EPRI de 39 nudos.

Se estudia primero el impacto del control de tensión en baja o alta de un conjunto de generadores tras la apertura de una línea. Se consideran los generadores 4,5, 6 y 7 (nudos 33, 34, 35 y 36) y la apertura de la línea 16-17. Debido a que se va a regular la tensión en alta, en cada uno de estos generadores, eliminando los transformadores que unen los generadores con la red, se estudia la variación de tensión de los nudos 19, 20, 21, 22 y 23.

Una vez modelada la red de Nueva Inglaterra, se procede a analizar la variación en el perfil de tensiones al abrir la línea indicada (línea 16-17) para el caso inicial, y para el caso en el que se regula en alta tensión. Siguiendo lo dicho en el apartado anterior, y extrapolando los resultados obtenidos en la Figura 3.7, al abrir la línea, la tensión de cada nudo debe caer, siendo esa caída menor en el caso de estar regulando con estatismo en alta tensión.

La Figura 3-7 compara las tensiones en los nudos seleccionados en tres casos: caso base (control de tensión en baja y línea 16-17 en servicio), caso 1 (control de tensión en baja y línea 16-17 abierta) y caso 2 (control de tensión el alta y línea 16-17 abierta). Se aprecia que con control de tensión en alta las variaciones de tensión son más pequeñas como cabría esperar.

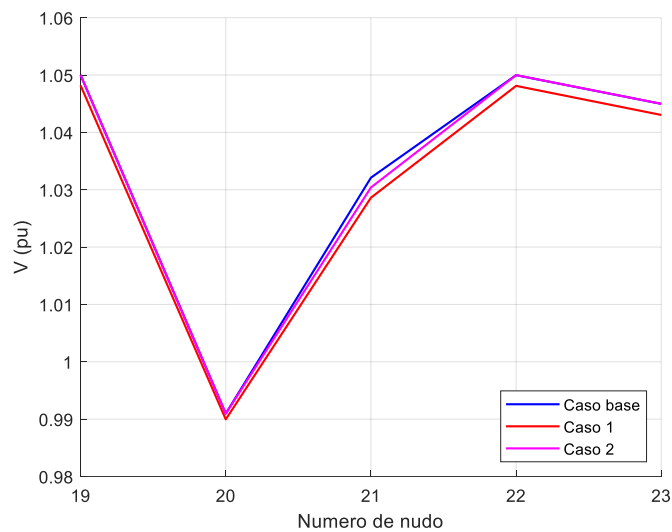


Figura 3-9: Impacto de control de tensión en baja o en alta en las tensiones tras la apertura de la línea 16-17.

A continuación, La Figura 3-10 compara las tensiones en los nudos seleccionados en dos casos: caso 1 (control de tensión en baja y línea 16-17 abierta) y caso 3 (control de tensión en alta con control de tensión proporcional con estatismo del 7% y línea 16-17 abierta). Se aprecia que con control de tensión el alta con control de tensión proporcional con estatismo del 7% las tensiones llegar a ser muy parecidas al control de tensión en baja como cabría esperar.

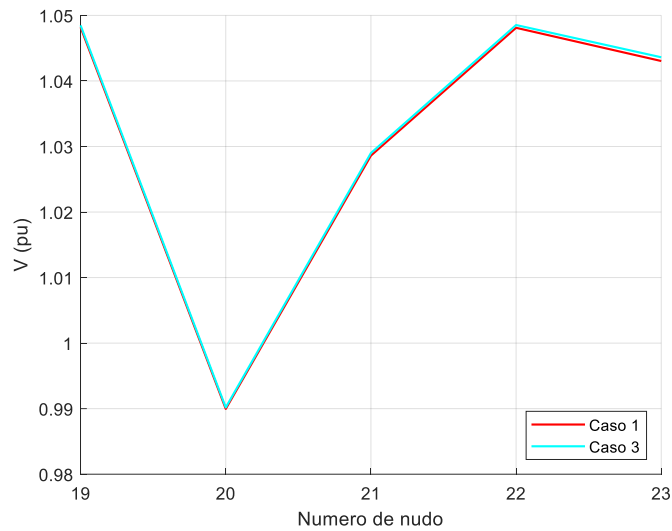


Figura 3-10: Impacto de control de tensión en baja o en alta con estatismo del 7% en las tensiones tras la apertura de la línea 16-17.

3.4 Conclusiones parciales

En este capítulo en primer lugar se ha presentado el método de resolución empleado para las ecuaciones diferenciales de nuestro problema. El método escogido es el método de Newton-Raphson, al cual se le ha debido añadir la modelización de la actuación de los generadores con estatismo.

Una vez obtenido el algoritmo empleado para la resolución de las redes en régimen permanente, se ha llevado a cabo un análisis del efecto que tiene en el comportamiento del nudo al crearse una modificación en la red, el tipo de nudo. Tras observar las gráficas y comparando con las hipótesis, se concluye que la resolución es correcta para todos los tipos de nudo, bien en la red de 3 nudos, como en la red de Nueva Inglaterra.

Por otra parte, representando el perfil de las tensiones de los nudos sobre los que se regula la tensión con estatismo (19, 20, 22 y 23) para los diferentes casos: línea abierta con y sin estatismo, se obtienen los resultados esperados y por tanto se concluye que la solución es correcta para todos los nudos analizados.

4 Simulación de un sistema eléctrico con generadores con control de tensión proporcional

Este capítulo propone un modelo de simulación en el dominio del tiempo para comprobar los resultados proporcionados por el flujo de cargas. El caso inicial en la simulación será el caso convergido en el que los transformadores de los nudos 33, 34, 35 y 36 de la red de Nueva Inglaterra han sido sustituidos por generadores. Estos generadores estarán conectados a los nudos 19, 20, 22 y 23, que a su vez serán de tipo PQ. La potencia escogida para estos nudos corresponde con las potencias activa y reactiva por las líneas 19-33, 20-34, 22-35 y 23-36. Estas potencias se obtienen al converger el flujo de cargas en el caso base en el que no se ha realizado ninguna modificación a los transformadores mencionados. La modificación, que lleva al caso final, es la apertura de la línea 16-17, que provoca que la zona sureste se quede conectada de tan solo una línea. Se estudia por tanto, que este resultado final corresponda con el esperado.

4.1 Modelo de simulación

El modelo de simulación se basa en representar el control de tensión proporcional de los nudos seleccionados e incorporar una dinámica sencilla (sistema de primer orden) entre la consigna de potencia reactiva generada q_{Gk}^* y la potencia reactiva generada q_{Gk} .

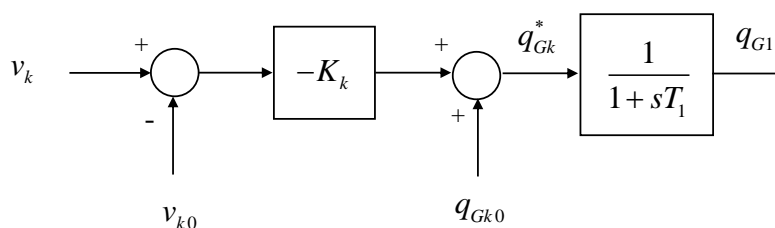


Figura 4-1: Control proporcional de la tensión de un nudo.

La Figura 4-2 muestra el esquema del modelo de simulación cuando hay N nudos con control de tensión proporcional. El control proporcional proporciona las potencias reactivas generadas por los nudos. Considerando que dichos nudos son nudos PQ, se determinan por solución del flujo de cargas las tensiones de todos los nudos PQ incluyendo los nudos con control de tensión proporcional. La solución del flujo de carga es la realimentación del control proporcional.

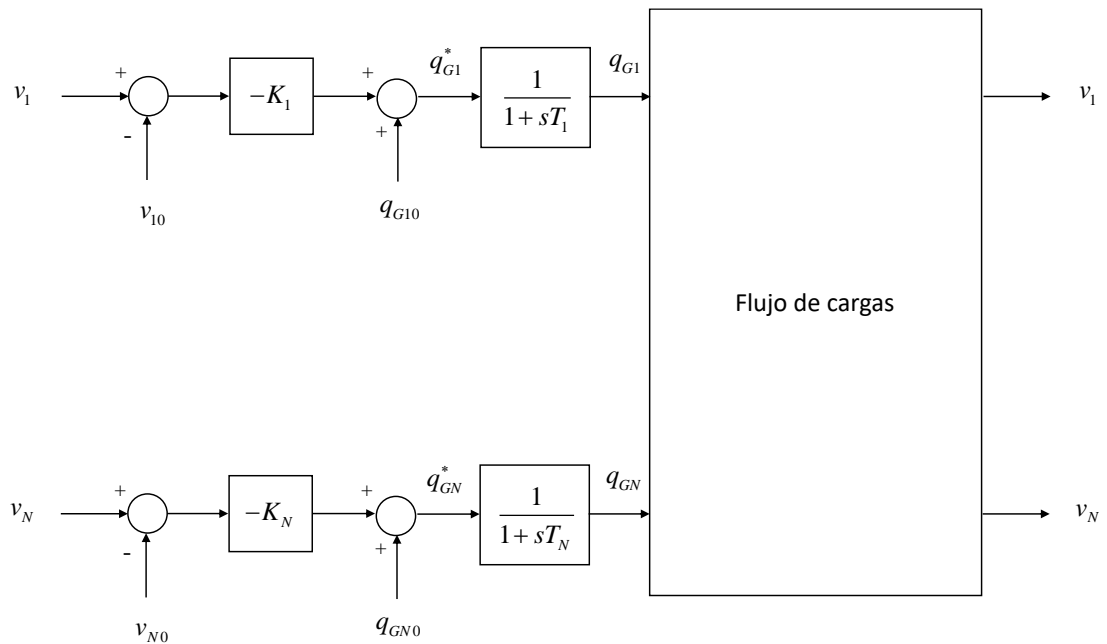


Figura 4-2: Modelo de simulación.

La respuesta en el dominio del tiempo del modelo de simulación se obtiene por integración numérica de sus ecuaciones diferenciales. Para cada generador las ecuaciones algebraicas y diferencial que resultan son

$$q_{Gk}^* = -K_k (v_k - v_{k0}) + q_{Gk0}$$

$$\frac{dx_k}{dt} = \frac{1}{T_k} (q_{Gk}^* - x_k)$$

$$q_{Gk} = x_k$$

Siendo x_k la variable de estado del sistema de primer orden de constante de tiempo T_k .

El capítulo 7 es un anexo que explica la integración numérica de ecuaciones diferenciales.

4.2 Resultados de simulación

La Figura 4-3 muestra la evolución temporal de las tensiones de los nudos con control de tensión proporcional cuando se produce la apertura de la línea entre los 50

nudos 16 y 17. Se aprecia como en el instante t_0+ la tensión cae por la apertura de la línea y que después la tensión se recupera por acción del control proporcional.

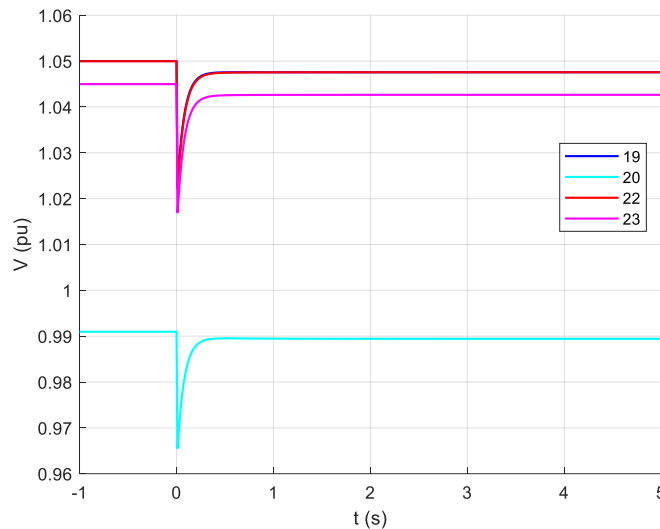


Figura 4-3: Resultados de simulación: evolución temporal de las tensiones.

La Figura 4-4, por otra parte, muestra la evolución temporal de las potencias reactivas de los nudos con control de tensión proporcional cuando se produce la apertura de la línea entre los nudos 16 y 17. Se espera que, por las ecuaciones mostradas, la red trate de recuperar el valor de la tensión de cada nudo a su valor original de la mejor manera posible. Por ello, la potencia reactiva de los nudos de generación debe aumentar para intentar recuperar el valor, sin embargo, sin esperar que alcance su valor final óptimo, ya que se trata de un control proporcional, y no integral. En la figura se observa como las potencias aumentan todas, y a su vez, todas las tensiones también aumentan al entrar en efecto este control. Para una representación más visual, se ha definido el tiempo de simulación a 5 segundos, y la constante de tiempo T_s a 1 segundo.

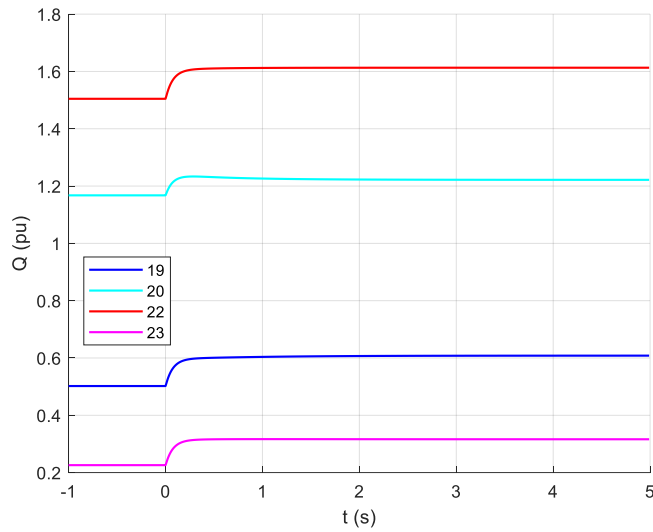


Figura 4-4: Resultados de simulación: evolución temporal de las potencias reactivas.

Se ha comprobado que los valores finales de las tensiones y de las potencias reactivas coinciden exactamente con los valores calculados mediante el algoritmo de cargas, por lo que sabemos que la simulación ha sido exitosa, y se han obtenido unos resultados precisos y coherentes.

La Figura 4-5 (partiendo de la Figura 3-5) muestra una interpretación en el plano q-v de la simulación en el dominio del tiempo. Se señalan el punto t_{0-} , t_{0+} y t_{∞} .

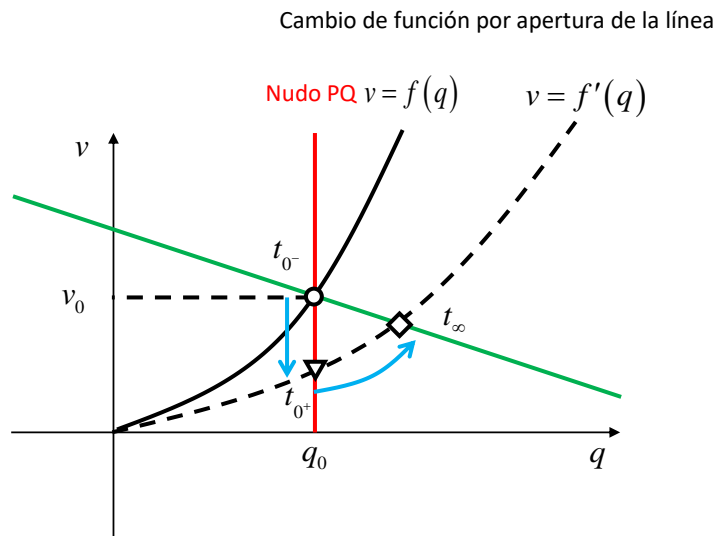


Figura 4-5: Interpretación en el plano q-v de la simulación en el dominio del tiempo.

4.3 Conclusiones parciales

En este capítulo se ha explorado la modelización de la simulación empleada para observar la evolución temporal de las tensiones y de las potencias reactivas de los nudos analizados (19, 20, 22 y 23), que corresponden a los nudos a los que se han conectado los generadores actuando con un control por estatismo.

Estos nudos han sido elegidos debido a su cercanía, y que al abrir la línea 16-17, resultan conectados al resto de la red por solo una línea, lo cual hace que las variaciones obtenidas sean considerables y de este modo analizables.

El objetivo de esta simulación es comprobar que el perfil de tensiones final de estos dos casos es exactamente la misma. El primer caso corresponde a la resolución por el algoritmo de flujo de cargas de la red de Nueva Inglaterra donde se controla la tensión por estatismo de los nudos 19, 20, 22 y 23 con un estatismo de $R = 0.07$, abriendo la línea 16-17, y con las potencias por cada línea equivalentes a las obtenidas tras la resolución del flujo de cargas para el caso base. El segundo caso corresponde al perfil de tensiones final obtenido tras la simulación, donde los nudos son tipo PQ, y donde el control durante la respuesta temporal es de estatismo también. Debido a que estos dos métodos son diferentes, pero con situaciones iguales, los resultados efectivamente son los mismos.

Por ello, tras observar los resultados, se puede concluir que la simulación ha funcionado con éxito y que los resultados son coherentes. Además, mirando a los resultados obtenidos en la Figura 4.5, también se ve que el resultado obtenido en $t=0+$, en el que la línea ya ha sido abierta, pero el control todavía no ha entrado en efecto, corresponde con el caso resuelto por flujo de cargas en el que los nudos 19, 20, 22 y 23 son de tipo PQ, y no hay acción de estatismo. Este valor, sin embargo, se recupera al valor deseado en t_{∞} .

Finalmente, debido a que los valores obtenidos de la simulación y del algoritmo de flujo de cargas en la red de Nueva Inglaterra, se puede afirmar con seguridad que el control proporcional de tensiones en bornes de la red funciona perfectamente.

5 La contribución a los objetivos de desarrollo sostenible

En este capítulo se describen las diversas contribuciones a los objetivos de desarrollo sostenible de este proyecto. Desde finales del siglo 19, en Dinamarca, cuando se empezaron los primeros desarrollos de la energía eólica moderna, la progresión y incremento de uso de esta fuente de energía no ha hecho más que aumentar, alcanzando ya el 23.5% de la energía total producida en España en 2021 [9]. Es indiscutible que las energías renovables, y en particular la eólica, tienen una gran proyección a futuro, y deben ser estudiadas con detenimiento.

La energía eólica ayuda a reducir la contaminación y emisión de gases invernadero a la atmosfera al actuar como fuente de energía sustitutiva a los combustibles fósiles. La energía eólica es inagotable y produce una contaminación nula en su producción de energía (ignorando los costes energéticos de montar las plantas, que es incluso menor que las de los combustibles fósiles). Es una fuente de energía que produce un nivel de energía relativamente constante si se observa a lo largo de un periodo anual, ya que las variaciones en el viento a lo largo de los años no cambian en gran medida ni depende tanto de eventos naturales como el cambio climático como otras fuentes de energía renovable.

Sin embargo, la producción de energía eólica presenta un problema si es analizado desde el punto de vista del control de tensión de las redes. Debido a la naturaleza variante del origen de esta energía (el viento), la producción de potencia no es tan regular, predecible o controlable como lo es la energía producida por los combustibles fósiles o nuclear. Por ello, esta impredecibilidad de producción de potencia activa y reactiva provoca una gran inestabilidad en la red eléctrica en los puntos de conexión con los generadores eólicos.

Este trabajo, busca, por tanto, combatir esta inestabilidad en las tensiones de los nudos de conexión de los generadores con la red mediante la integración de generadores con control proporcional con estatismo. Al conectar los generadores a la red directamente en alta tensión con estatismo, se pierde en gran medida esta estabilidad y la tensión de los nudos se ve mucho menos afectada que si se conectaran en baja tensión a través de un transformador, como se ha demostrado en este trabajo.

Esta propuesta supone por tanto la posibilidad de integrar la generación de energía a través de fuentes renovables de manera más estable y por ello más segura. Combatir

esta impredecibilidad que causa una variación no deseada en el perfil de tensiones de la red, supondría un gran avance en todas las ventajas que se han descrito previamente sobre la generación de energía eólica. Esto es, la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero a la atmosfera, que a día de hoy producen las plantas de combustibles fósiles, la reducción de la dependencia en bienes no fuentes no renovables, y la posibilidad de expandir las energías renovables a todo el planeta. Finalmente, es importante mencionar que estas implicaciones, también son aplicables a otras fuentes de energías renovables como la térmica o la solar, cuyos avances tecnológicos e integración en el mercado energético actual están en crecimiento exponencial.

6 Conclusiones

En el segundo capítulo de este trabajo se ha revisado el problema de control de tensión de módulos de generación, se han considerado módulos de generación de electricidad síncronos y módulos de parque eléctrico y se han obtenido las siguientes conclusiones.

Como se esperaba demostrar, los valores en régimen permanente obtenidos para la regulación integral de la tensión en bornes en los módulos de generación de electricidad síncronos son equivalentes a la regulación proporcional de la tensión en el punto de conexión a la red. Sin embargo, se observa como los dos generadores responden de manera diferente en su régimen transitorio. De todos modos, el tiempo de establecimiento en los dos casos es muy similar, por lo que se puede concluir que los dos generadores son eficientes para esta red. Este tiempo de establecimiento es similar en ambos debido a que se alcanza el valor final de la tensión en ese periodo.

Por otra parte, en el capítulo 3, en primer lugar se ha presentado el método de resolución empleado para las ecuaciones diferenciales de nuestro problema. El método escogido es el método de Newton-Raphson, al cual se le ha debido añadir la modelización de la actuación de los generadores con estatismo.

Una vez obtenido el algoritmo empleado para la resolución de las redes en régimen permanente, se ha llevado a cabo un análisis del efecto que tiene en el comportamiento del nudo al crearse una modificación en la red, el tipo de nudo. Tras observar las gráficas y comparando con las hipótesis, se concluye que la resolución es correcta para todos los tipos de nudo, bien en la red de 3 nudos, como en la red de Nueva Inglaterra.

Por otra parte, representando el perfil de las tensiones de los nudos sobre los que se regula la tensión con estatismo (19, 20, 22 y 23) para los diferentes casos: línea abierta con y sin estatismo, se obtienen los resultados esperados y por tanto se concluye que la solución es correcta para todos los nudos analizados.

Finalmente, en el cuarto capítulo de este trabajo, se ha explorado la modelización de la simulación empleada para observar la evolución temporal de las tensiones y de las potencias reactivas de los nudos analizados (19, 20, 22 y 23), que corresponden a los nudos a los que se han conectado los generadores actuando con un control por estatismo.

Estos nudos han sido elegidos debido a su cercanía, y que al abrir la línea 16-17, resultan conectados al resto de la red por solo una línea, lo cual hace que las variaciones obtenidas sean considerables y de este modo analizables.

El objetivo de esta simulación es comprobar que el perfil de tensiones final de estos dos casos es exactamente la misma. El primer caso corresponde a la resolución por el algoritmo de flujo de cargas de la red de Nueva Inglaterra donde se controla la tensión por estatismo de los nudos 19, 20, 22 y 23 con un estatismo de $R = 0.07$, abriendo la línea 16-17, y con las potencias por cada línea equivalentes a las obtenidas tras la resolución del flujo de cargas para el caso base. El segundo caso corresponde al perfil de tensiones final obtenido tras la simulación, donde los nudos son tipo PQ, y donde el control durante la respuesta temporal es de estatismo también. Debido a que estos dos métodos son diferentes, pero con situaciones iguales, los resultados efectivamente son los mismos.

Por ello, tras observar los resultados, se puede concluir que la simulación ha funcionado con éxito y que los resultados son coherentes. Además, mirando a los resultados obtenidos en la Figura 4.5, también se ve que el resultado obtenido en $t=0+$, en el que la línea ya ha sido abierta, pero el control todavía no ha entrado en efecto, corresponde con el caso resuelto por flujo de cargas en el que los nudos 19, 20, 22 y 23 son de tipo PQ, y no hay acción de estatismo. Este valor, sin embargo, se recupera al valor deseado en t_{∞} .

Finalmente, debido a que los valores obtenidos de la simulación y del algoritmo de flujo de cargas en la red de Nueva Inglaterra, se puede afirmar con seguridad que el control proporcional de tensiones en bornes de la red funciona perfectamente.

7 Anexo: Integración de sistemas de ecuaciones diferenciales no lineales

La simulación consiste en obtener la evolución temporal de las variables del sistema eléctrico en caso de una perturbación.

El comportamiento dinámico de los sistemas de energía eléctrica está descrito por un sistema de ecuaciones diferenciales no-lineales de la forma

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{F}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (0.2)$$

donde \mathbf{F} es un vector de funciones no lineales, \mathbf{x} es el vector de variables de estado y \mathbf{u} es el vector de las variables de entrada.

La solución del sistema de ecuaciones diferenciales no lineales se obtiene por simulación en el dominio del tiempo. La simulación en el dominio del tiempo consiste en la integración numérica de las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento dinámico del sistema. Un algoritmo de integración numérica de las ecuaciones diferenciales obtiene en el caso más sencillo las variables de estado en el paso $k + 1$ a partir de las variables de estado en el paso anterior k :

$$\mathbf{x}_{k+1} = \mathbf{\Gamma}(\mathbf{x}_k)$$

siendo $\mathbf{\Gamma}$ una función que depende del método considerado.

El método de Euler predictor-corrector [1] obtiene \mathbf{x}_{k+1} en dos pasos

$$\begin{aligned} \hat{\mathbf{x}}_{k+1} &= \mathbf{x}_k + \dot{\mathbf{x}}_k \Delta t = \mathbf{x}_k + \mathbf{F}(\mathbf{x}_k) \Delta t \\ \mathbf{x}_{k+1} &= \mathbf{x}_k + \left[\dot{\mathbf{x}}_k + \dot{\hat{\mathbf{x}}}_{k+1} \right] \frac{\Delta t}{2} = \mathbf{x}_k + \left[\mathbf{F}(\mathbf{x}_k) + \mathbf{F}(\hat{\mathbf{x}}_{k+1}) \right] \frac{\Delta t}{2} \end{aligned}$$

El método de Runge-Kutta de orden 4-5 se obtiene \mathbf{x}_{k+1} según

$$\mathbf{x}_{k+1} = \mathbf{x}_k + \frac{1}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4)$$

$$k_1 = \mathbf{F}(\mathbf{x}_k)$$

$$k_2 = \mathbf{F}\left(\mathbf{x}_k + \frac{k_1}{2}\right)$$

$$k_3 = \mathbf{F}\left(\mathbf{x}_k + \frac{k_2}{2}\right)$$

$$k_4 = \mathbf{F}(\mathbf{x}_k + k_3)$$

8 Referencias

- [1] Cigre Task Force C4.602, “Coordinated Voltage Control in Transmission Networks”, Cigre Technical Brochure 310, February 2007.
- [2] J. I. de la Fuente León, “Configuración del control jerárquico de tensiones en un sistema de energía eléctrica”, Tesis doctoral, E.T.S. Ingeniería ICAI, Universidad Pontificia Comillas, 1997.
- [3] Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN>.
- [4] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Orden TED/1182/2021, de 2 de noviembre, por la que se regula el procedimiento y requisitos aplicables al concurso público para la concesión de capacidad de acceso de evacuación a la red de transporte de energía eléctrica de instalaciones de generación de procedencia renovable en el Nudo de Transición Justa Mudéjar 400 kV y se procede a su convocatoria. BOE núm. 263, de 3 de noviembre de 2021, páginas 133721 a 133757.
- [5] A. Gómez Expósito (Coordinador), “Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica”, Mc Graw Hill, 2002.
- [6] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, Mac Graw Hill, 1994.
- [7] IEEE, “IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE Std 421.5-2005, 2005.
- [8] REGLAMENTO (UE) 2016/631 DE LA COMISIÓN de 14 de abril de 2016 que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red
- [9] Statistia, Energía y medio ambiente. Volumen de energía eólica producido como porcentaje sobre la energía total generada en España de 2010 a 2021. <https://es.statista.com/estadisticas/1004226/participacion-de-la-generacion-eolica-en-la-generacion-total-en->

espana/#:~:text=En%20el%20a%C3%B1o%202021%2C%20la,energ%C3%ADa%20total%20generada%20en%20Espa%C3%B1a.

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Análisis y simulación de un control proporcional de tensiones de
generadores

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

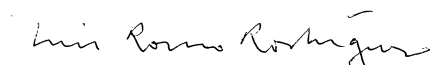
Fdo.: Jaime Aja Albero

Fecha: 30/09/2022



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Luis Rouco Rodríguez

Fecha: 30/09/2022