



MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MASTER

Respuesta de elementos grid forming frente a
grandes perturbaciones

Autor: Manuel Ángel Benedito Pallarés

Director: Lukas Sigríst

Madrid

Septiembre de 2020

Respuesta de elementos grid forming frente a grandes perturbaciones

Autor: Benedito Pallarés, Manuel Ángel

Director: Sigríst, Lukas

Entidad Colaboradora: IIT Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Las microrredes comprenden sistemas de distribución en media o baja tensión junto con fuentes de generación distribuida, así como dispositivos de almacenamiento en su caso [1]. La implementación de sistemas de microrredes está cogiendo peso en el mundo de las redes eléctricas de distribución ya que se han concebido para mejorar la calidad del suministro. Con el auge y la concienciación por un mundo más sostenible, es entendible que una transición hacia este tipo de modelos ocurra a medio plazo.

También se debe considerar que alrededor de un tercio de la población no tiene acceso a una fuente de electricidad segura o estable debido tanto a factores socioeconómicos como a factores geográficos. En muchos de estos casos las fuentes de energía primaria se explotan mediante generadores diésel o similares y éstos son claramente contaminantes y caros.

Implementar generadores renovables en localizaciones remotas donde la única alternativa son estos motores diésel debería ser una prioridad en el plan de modelos más sostenibles. Las microrredes son un concepto importante que puede ayudar tanto a grandes cantidades de personas a tener acceso a una red eléctrica segura y de confianza, como a las compañías generadoras y distribuidoras de electricidad.

Dada la posibilidad de control que ofrecen, las microrredes contribuyen a la estabilidad de tensión y a la disminución de las pérdidas en el sistema, lo que es una ventaja desde el punto de vista técnico y económico. Una microrred es capaz de operar en dos modos diferentes; como microrred dentro de una red externa (pudiendo tanto aportar como recibir energía de ella) y en modo de “emergencia”, actuando como una red en isla, aislando y aislándose de las posibles faltas del sistema.

En la Figura 1 se representa el esquema eléctrico de una microrred con todos los elementos típicos propios. Estos elementos típicos son los siguientes:

- Red de distribución en baja o media tensión
- Sistema de control y comunicación
- Controladores inteligentes para consumos
- Elementos de almacenamiento de energía

El enfoque de este proyecto son esos dispositivos de almacenamiento, baterías en este caso, en microrredes con funcionamiento en isla. Las baterías, y los inversores grid forming que permiten operarlas, posibilitan la operación de redes de distribución en isla.

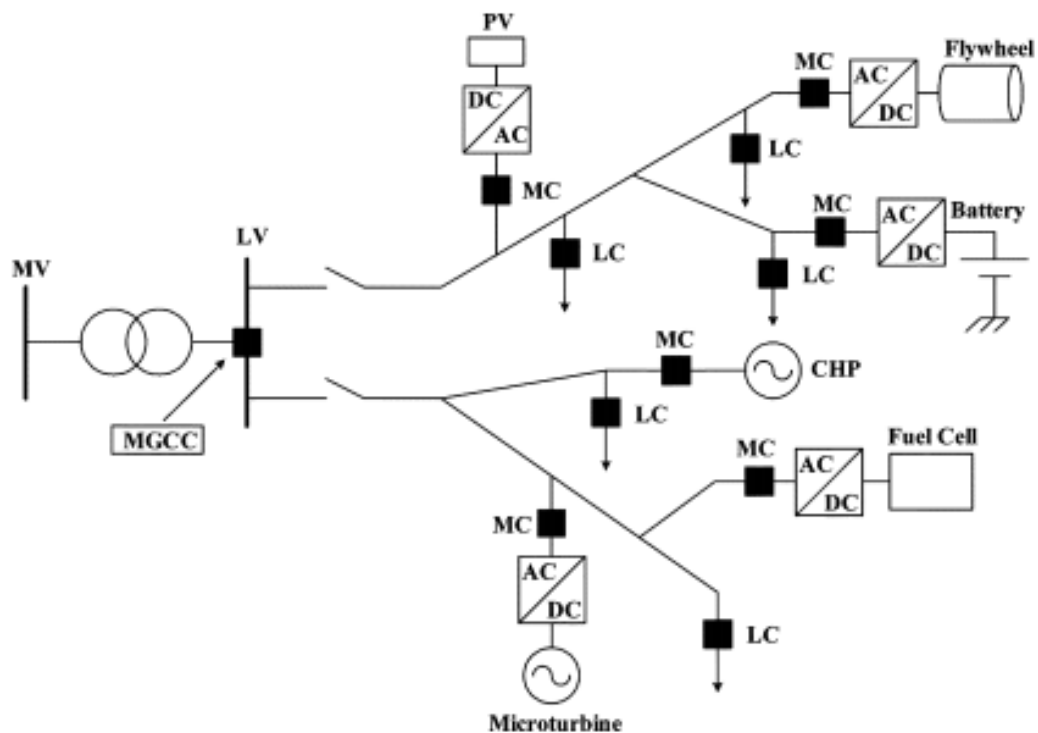


Ilustración 1 Esquema de una microrred con micro generación, cargas y sistemas de almacenamiento de energía [2]

Las ventajas de este tipo de modelo son claras; el sistema tiene menores pérdidas ya que la generación está más cerca del consumo (no son centrales que están a cientos de kilómetros de distancia), lo que reduce los costes de operación de la red, así como los costes de dimensionamiento de nuevas redes de distribución. También el sistema eléctrico en sí es más seguro ya que la generación está diversificada y el fallo de una fuente individual no afecta tanto al sistema al ser fuentes menores. Por otro lado, la penetración de fuentes de energías renovables, principalmente se usan plantas fotovoltaicas y aerogeneradores como se ha comentado, es mucho mayor lo que reduce la contaminación y la dependencia de recursos fósiles.

A pesar de esto, existen también inconvenientes. Aunque el sistema es más seguro en cuanto a fallos en la generación, pueden existir problemas con la estabilidad de la frecuencia y la tensión cuando muchos generadores fallan o no tienen aporte de energía (no hay sol o no hay viento). Aunque en muchos casos están las fuentes de energía convencionales detrás, es común que se hayan implementado elementos de almacenamiento de energía para ayudar en estos momentos y evitar así un deslastre de carga. Éstos suelen ser baterías u otros dispositivos que se conectan y controlan mediante inversores electrónicos que permiten un control inteligente.

Este tipo de control se basa en el estatismo de la generación y las baterías y sistemas de almacenamiento de energía son capaces de emular este estatismo en cierta medida y esto influye en la efectividad del control [3]. La respuesta de estos sistemas frente a faltas es mucho más rápida que las de un generador convencional, en el orden de décimas de segundo pueden estar aportando su potencia nominal.

En una microrred de distribución en isla las variaciones de potencia son más relevantes y es uno de los mayores problemas de este tipo de redes. Los generadores han de ser capaces de reaccionar más rápidamente para evitar desequilibrios de frecuencia o tensión importantes. Esto es especialmente notable debido a que algunos elementos presentes en microrredes pueden no tener respuesta a perturbaciones en la demanda o faltas en la red por su propia naturaleza (los generadores de energías renovables no tienen margen para aumentar su potencia inyectada, ya que es la generación es la que es). Es por ello que son necesarios otros elementos con controles eficientes.

En estos sistemas, el único elemento capaz de dar estabilidad y de fijar la corriente es este inversor, por lo que su control ha de ser muy refinado. Las distorsiones admisibles para los armónicos de la corriente están en el 5% según los estándares del operador de la red en España y Europa. Es esta, entre otras razones que se hace necesario instalar un filtro a la salida del inversor, para paliar este problema

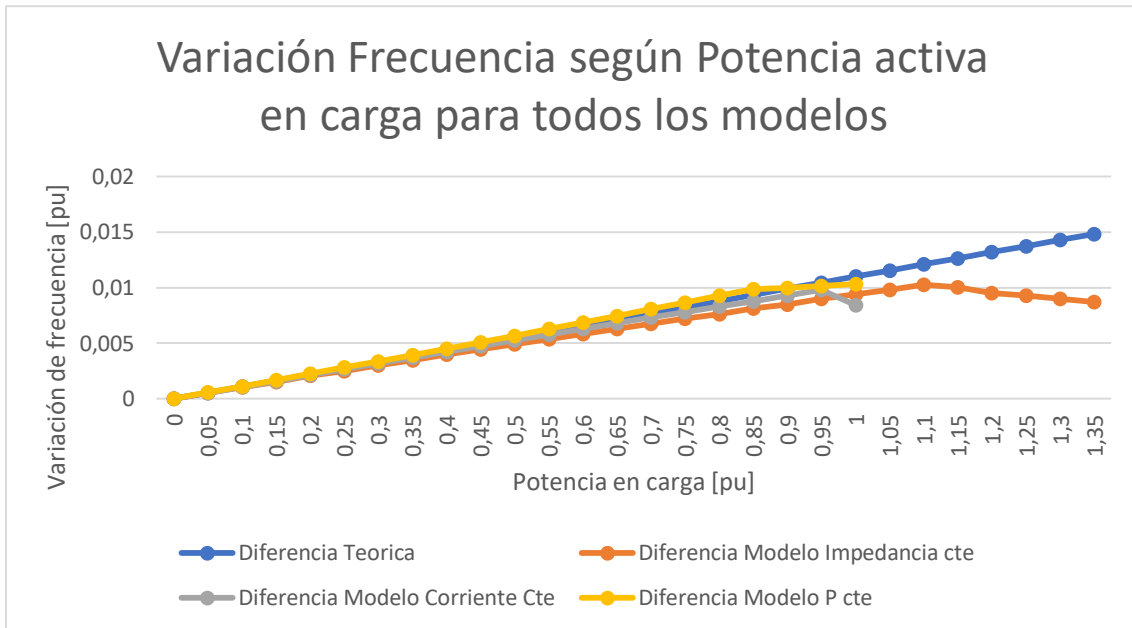
El objetivo del proyecto es evaluar la respuesta de un elemento grid forming como una batería ante grandes desequilibrios en potencia activa y desarrollar un modelo simplificado que represente este comportamiento.

Este proyecto tiene como objetivo la obtención de un modelo simplificado lo bastante robusto como para representar la realidad de un sistema formado por una batería y su inversor grid forming. Para ello se estudiará el impacto de distintas perturbaciones en el sistema y la respuesta de estos elementos. La motivación del proyecto es la de presentar un modelo simplificado que presente una robustez similar al modelo complejo.

Para llevar a cabo este proyecto se va a utilizar el programa Matlab con su accesorio Simulink y una serie de librerías adicionales para modelar un sistema como el descrito. Una vez el sistema represente con cierta fiabilidad la realidad se procederá a aplicar perturbaciones en la red para simular una situación en la que los elementos grid forming tengan que aportar potencia a la microrred. Como se ha mencionado, el objetivo será observar cómo se comportan estos elementos antes distintos tipos y grados de perturbaciones.

El modelo complejo del que partimos consiste de un inversor con un filtro LCL alimentado por una batería de 120 Kv que proporciona una tensión de consigna. Se alimenta una carga de 1 MW y se dispone también de un interruptor en caso de que la corriente sea superior a la máxima admitida. La impedancia que hay en el modelo es la impedancia virtual que se modela de acuerdo a las características de cada situación por la cual se modulan la frecuencia y la tensión que establece el inversor. El interruptor conectado a la fuente nos permite simular desequilibrios de potencia activa a la vez que permite proteger el sistema en caso de que la corriente fuera muy superior al límite.

Se han estudiado distintos tipos de carga para el modelo complejo, siendo éstos carga estática de impedancia constante, carga dinámica de corriente constante y carga dinámica de potencia constante. Los resultados obtenidos para el modelo complejo con distintos tipos de carga son los mostrados en la Gráfica 1.



Gráfica 1: Comparativa de los distintos modelos en cuanto a su frecuencia final para distintos escenarios de carga

Tal y como se puede observar, todos los modelos se comportan de manera ajustada para cargas bajas, pero a medida que sube la potencia en carga, las diferencias van aumentando hasta que, como se ha comentado, los modelos de carga dinámica de corriente y potencia constante dejan de tener una respuesta estable para cargas superiores a la nominal. El modelo de impedancia constante sí que tiene respuestas estables para cargas muy superiores a la nominal (se ha estudiado hasta 2 pu de carga) pero su respuesta cada vez difiera más de la supuestamente teórica por razones que ya se han discutido con anterioridad.

El modelo simplificado que se ha propuesto intentara reflejar el sistema tan bien como el modelo complejo que se ha comentado hasta ahora. Este modelo se basará en la equivalencia planteada en la Ecuación 1.

$$\frac{m_P}{1 + sT_{PQ}} \cdot (p^* - p) + \omega^* = \omega$$

$$p^* - p = \frac{1 + sT_{PQ}}{m_P} \cdot (\omega - \omega^*)$$

$$= \frac{1}{m_P} \cdot (\omega - \omega^*) + \frac{T_{PQ}}{m_P} \cdot s \cdot \omega$$

$\quad \quad \quad =D \quad \quad \quad =2H$

Ecuación 1: Equivalencia utilizada por el modelo simplificado

Donde m_p es el estatismo y T_{PQ} la constante de tiempo del estatismo. Esto resulta en un modelo con factor de amortiguamiento de la demanda, D , equivalente y una inercia, H , equivalente. El modelo consiste de un bloque integrador, seguido por una constante de

valor $\frac{1}{2}H$, y cuya salida es el desvío de frecuencia que se retroalimenta negativamente multiplicado por D a la entrada, donde se suma a la misma perturbación que se simulaba en el modelo anterior.

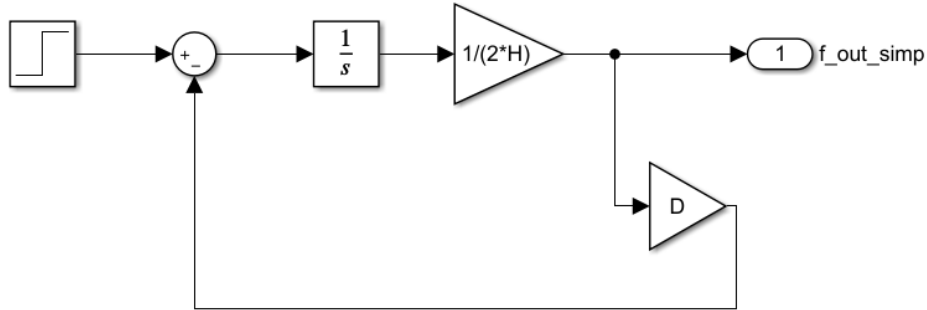
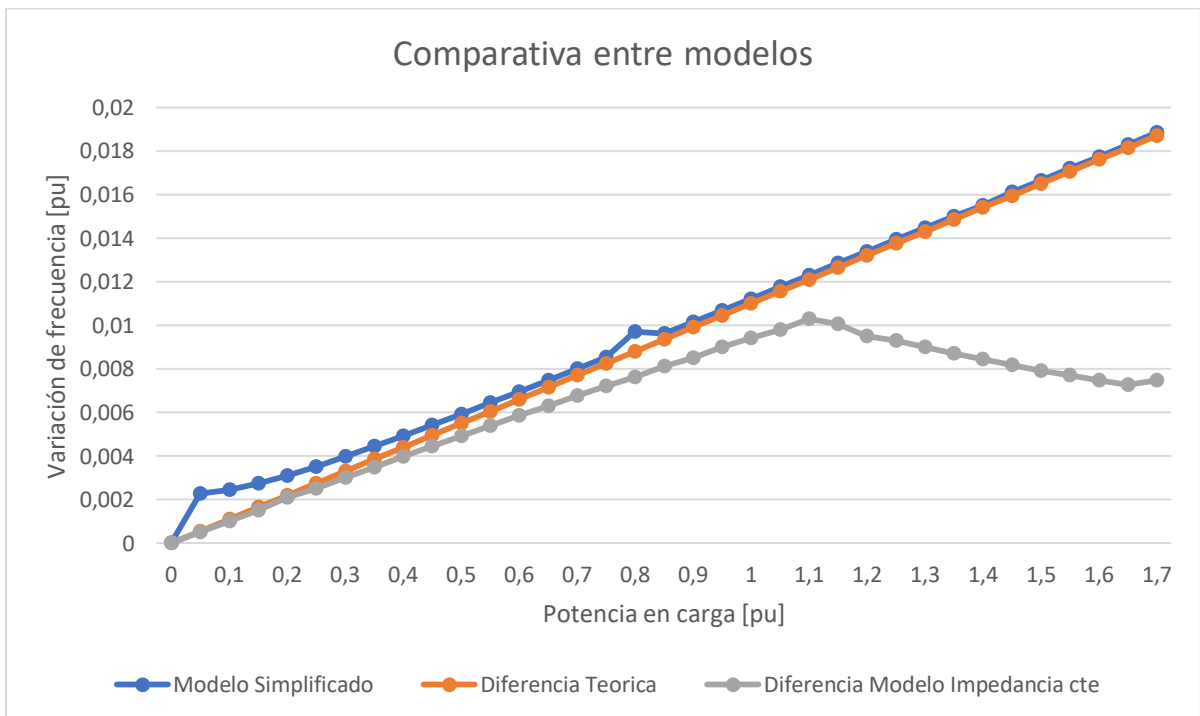


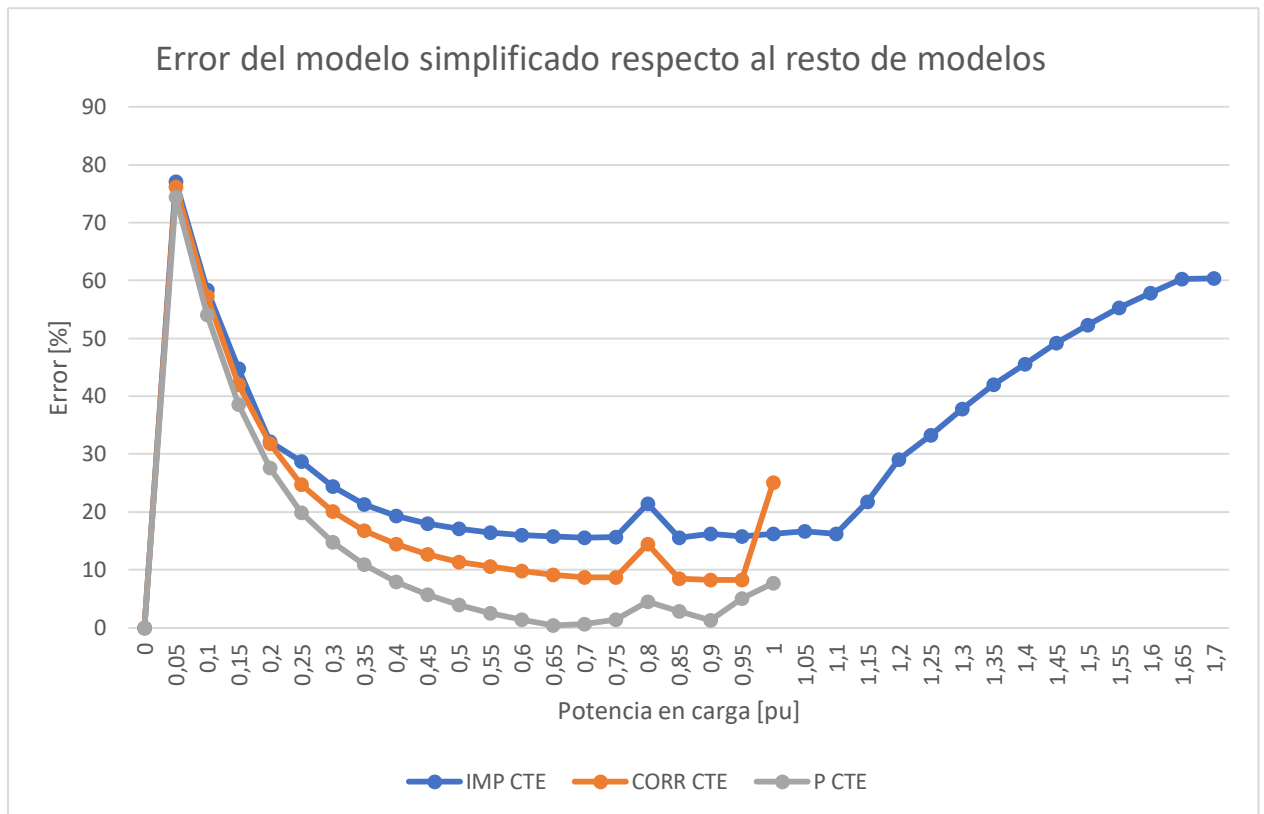
Ilustración 2: Detalle del control del modelo simplificado en Simulink

Tal y como se ha mencionado, la salida del modelo es la caída de frecuencia ante una perturbación de potencia que se simula mediante un escalón a la entrada. Será utilizando este modelo y comparándolo con el modelo complejo como se llevará a cabo el análisis del proyecto.

Los resultados obtenidos del análisis del comportamiento del modelo simplificado son los mostrados en la Gráfica 2 y la comparativa en la Gráfica 3.



Gráfica 2: Caída de frecuencia del sistema en el modelo simplificado y en el modelo de impedancia constante comparado con la caída teórica que tendría que haber para dicha perturbación



Gráfica 32: Error en % para los tres modelos con respecto a la caída teórica de frecuencia

Tal y como se puede observar en las gráficas mencionadas, el modelo simplificado presenta un error importante para el modelo de impedancia constante, que a su vez era el que mejor comportamiento presentaba en el primer análisis que se ha presentado. Incluso para la zona estable en la parte central de esta curva de error, el modelo simplificado presenta errores en torno al 15% y 20%, presentando el ya famoso pico en 0.8 pu.

El modelo presenta un resultado similar para el modelo de carga dinámica de corriente constante, con errores en torno al 15%. Y por último los mejores resultados los presenta con respecto al modelo de potencia constante, ya que los resultados que arroja tienen un error inferior al 10% para la zona comentada. La razón por la que el modelo simplificado presente los errores relativos más pequeños para este modelo se debe a que el modelo simplificado considera cargas de potencia activa constante.

En cuanto a la validez del modelo simplificado presentado, tal y como se ha visto en el apartado 6 de este proyecto, el modelo presenta un error importante y para nada despreciable frente a los modelos complejos en las situaciones que se podrían calificar como de interés para un sistema de carga real (entre 0.4 pu y 1 pu), suponiendo que esta zona es la que se daría más comúnmente en un sistema real.

Este error, que obviamente no es el mismo para todos los modelos, no se puede despreciar en la mayoría de los casos y para el modelo que mejores resultados arroja, el modelo de impedancia constante, se encuentra entre el 15 y el 20 por ciento. Para los otros modelos, el de carga dinámica de potencia y constante y el de corriente constante, presenta errores algo menores, pero también en torno al 10 por ciento.

No es baladí este error, pero sí que era esperable. Estamos ante un modelo muy simplificado frente a un modelo complejo de un sistema real y, conociendo el trabajo y control que se han implementado en él, que este modelo simplificado presente errores menores a un 20 por ciento era esperable e incluso aceptable.

Aun así, como se ha comentado con anterioridad, el modelo no puede implementarse sin tener en cuenta sus limitaciones de corriente a la hora de representar un sistema real, y es necesario evaluar la situación de carga que se va a simular o analizar para comprobar que realmente el sistema podría trabajar en esta situación. Por ejemplo, no es viable analizar el modelo para una carga de 1.5 pu ya que para ese punto de carga el sistema necesitará deslastrar carga para funcionar, ya que cabe recordar que el dispositivo por el que se alimenta la batería es un inversor y éstos presentan limitaciones importantes de corriente y no son capaces de aguantar corrientes mayores a la nominal por mucho tiempo antes de quemarse.

Response of grid forming elements to large disturbances

Author: Benedito Pallarés, Manuel Ángel

Director: Sigrist, Lukas

Collaborating Entity: IIT Universidad Pontificia Comillas

Abstract

Microgrids comprise medium or low voltage distribution systems together with distributed generation sources, as well as storage devices where appropriate [1]. The implementation of microgrid systems is gaining weight in the world of electrical distribution networks since they have been designed to improve the quality of supply. With the rise and awareness for a more sustainable world, it is understandable that a transition to this type of model occurs in the medium term.

It should also be considered that around a third of the population does not have access to a secure or stable source of electricity due to both socioeconomic and geographical factors. In many of these cases the primary energy sources are exploited by diesel generators or similar and these are clearly polluting and expensive.

Implementing renewable generators in remote locations where the only alternative is these diesel engines should be a priority in the plan for more sustainable models. Microgrids are an important concept that can help large numbers of people to access a safe and reliable electrical grid, as well as electricity generating and distribution companies.

Given the possibility of control they offer, microgrids contribute to voltage stability and to the reduction of losses in the system, which is an advantage from a technical and economic point of view. A microgrid is capable of operating in two different modes; as a microgrid within an external network (being able to both provide and receive energy from it) and in "emergency" mode, acting as an island network, isolating and isolating itself from possible system faults.

Figure 1 represents the electrical diagram of a microgrid with all its own typical elements. These typical elements are as follows:

- Low or medium voltage distribution network
- Control and communication system
- Smart controllers for consumption
- Energy storage elements

The focus of this project is those storage devices, batteries in this case, in microgrids with island operation. The batteries, and the grid-forming inverters that allow them to operate, make it possible to operate island distribution networks.

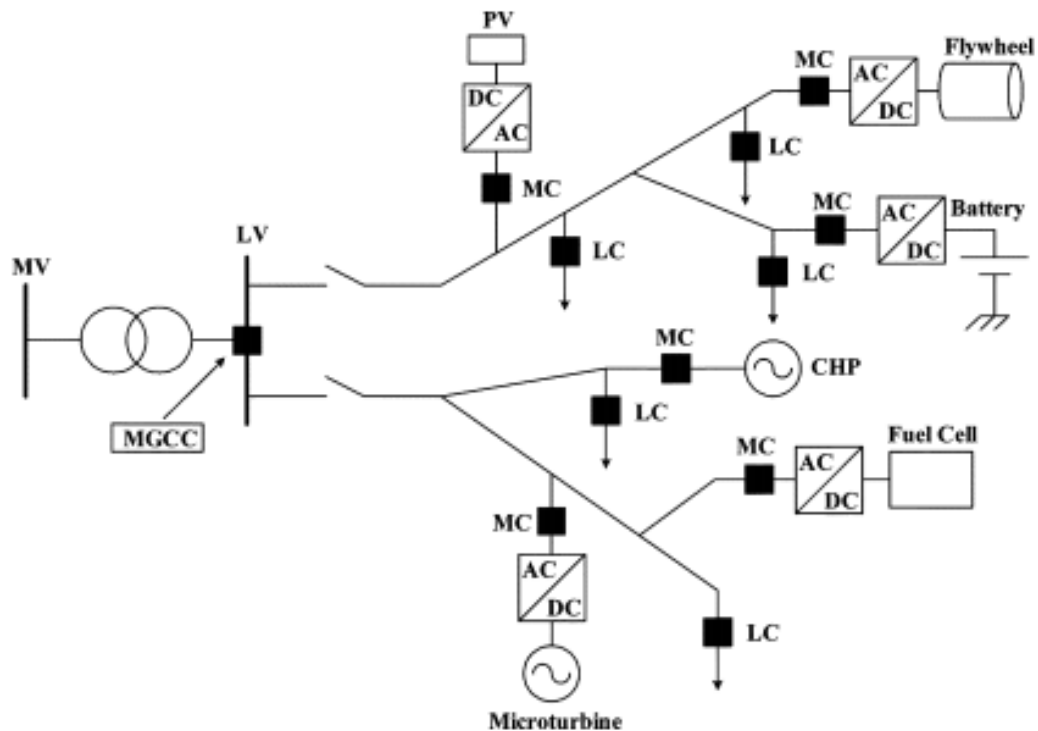


Illustration 1 Diagram of a microgrid with micro generation, loads and energy storage systems [2]

The advantages of this type of model are clear; the system has lower losses since generation is closer to consumption (they are not power plants that are hundreds of kilometers apart), which reduces network operating costs, as well as the costs of sizing new distribution networks. Also the electrical system itself is safer since the generation is diversified and the failure of an individual source does not affect the system as much as they are minor sources. On the other hand, the penetration of renewable energy sources, mainly photovoltaic plants and wind turbines are used, as mentioned, is much greater, which reduces pollution and dependence on fossil resources.

Despite this, there are also drawbacks. Although the system is safer in terms of generation failures, problems with frequency and voltage stability can exist when many generators fail or have no power input (no sun or no wind). Although in many cases conventional energy sources are behind, it is common that energy storage elements have been implemented to help in these moments and thus avoid load shedding. These are usually batteries or other devices that are connected and controlled by electronic inverters that allow intelligent control.

This type of control is based on the static of the generation and the batteries and energy storage systems are able to emulate this statism to a certain extent and this influences the effectiveness of the control [3]. The response of these systems to faults is much faster than those of a conventional generator, in the order of tenths of a second they may be providing their nominal power.

In an island distribution microgrid, power variations are more relevant and it is one of the biggest problems of this type of network. Generators must be able to react more quickly

to avoid significant voltage or frequency imbalances. This is especially notable due to the fact that some elements present in microgrids may not respond to disturbances in demand or failures in the network by their very nature (renewable energy generators have no margin to increase their injected power, since it is the generation is what it is). That is why other elements with efficient controls are necessary.

In these systems, the only element capable of giving stability and fixing the current is this inverter, so its control has to be very refined. The permissible distortions for current harmonics are 5% according to the standards of the network operator in Spain and Europe. It is for this, among other reasons, that it is necessary to install a filter at the inverter output, to alleviate this problem.

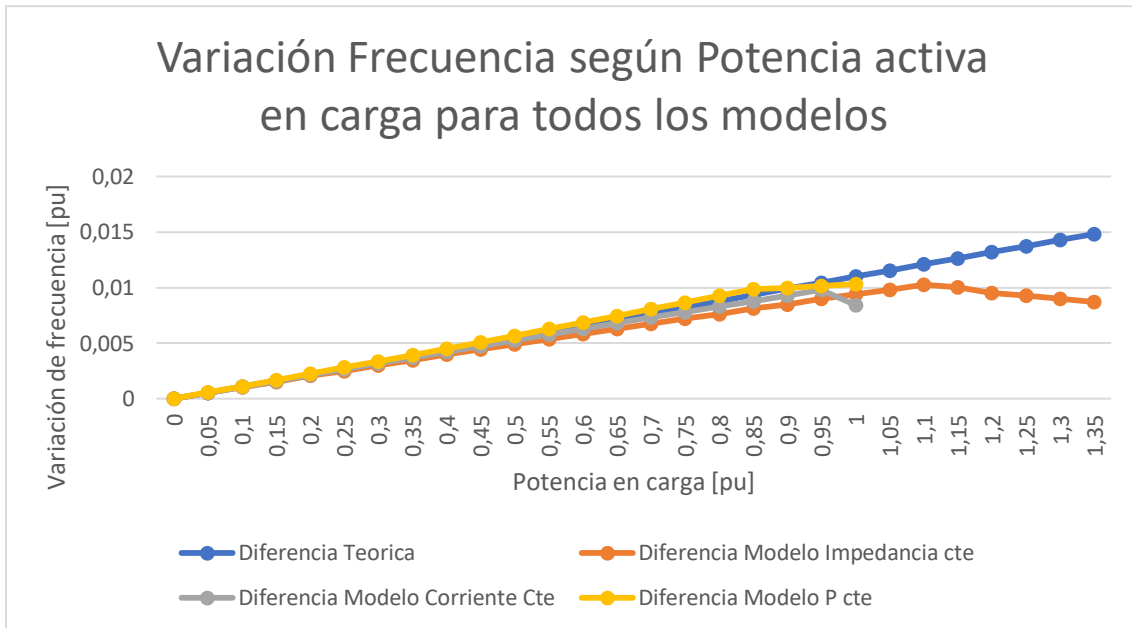
The objective of the project is to evaluate the response of a grid forming element such as a battery to large unbalances in active power and to develop a simplified model that represents this behavior.

This project aims to obtain a simplified model robust enough to represent the reality of a system made up of a battery and its grid forming inverter. For this, the impact of different disturbances in the system and the response of these elements will be studied. The motivation of the project is to present a simplified model that presents a similar robustness to the complex model.

To carry out this project, the Matlab program with its Simulink accessory and a series of additional libraries will be used to model a system like the one described. Once the system represents reality with some reliability, disturbances will be applied to the network to simulate a situation in which the grid-forming elements have to provide power to the microgrid. As mentioned, the objective will be to observe how these elements behave before different types and degrees of disturbances.

The complex model we are starting from consists of an inverter with an LCL filter powered by a 120 Kv battery that provides a set voltage. A load of 1 MW is fed and a switch is also available in case the current is higher than the maximum allowed. The impedance in the model is the virtual impedance that is modeled according to the characteristics of each situation by which the frequency and voltage established by the inverter are modulated. The switch connected to the source allows us to simulate active power imbalances while protecting the system in case the current is much higher than the limit.

Different types of load have been studied for the complex model, these being constant impedance static load, constant current dynamic load and constant power dynamic load. The results obtained for the complex model with different types of load are shown in Graph 1.



Graph 1: Comparison of the different models in terms of their final frequency for different load scenarios

As can be seen, all the models behave in an adjusted way for low loads, but as the load power increases, the differences increase until, as mentioned, the dynamic current and power load models constant they no longer have a stable response for loads higher than nominal. The constant impedance model does have stable responses for loads much higher than the nominal one (up to 2 pu of load has been studied) but its response increasingly differs more than the supposed theoretical one for reasons that have already been discussed previously.

The simplified model that has been proposed will try to reflect the system as well as the complex model that has been discussed so far. This model will be based on the equivalence proposed in Equation 1.

$$\frac{m_p}{1 + sT_{PQ}} \cdot (p^* - p) + \omega^* = \omega$$

$$p^* - p = \frac{1 + sT_{PQ}}{m_p} \cdot (\omega - \omega^*)$$

$$= \frac{1}{m_p} \cdot (\omega - \omega^*) + \frac{T_{PQ}}{m_p} \cdot s \cdot \omega$$

$=D$
 $=2H$

Equation 1: Equivalence used by the simplified model

Where m_p is statism and T_{PQ} is the statism time constant. This results in a model with a demand damping factor, D , equivalent and an inertia, H , equivalent. The model consists of an integrator block, followed by a constant of value $\frac{1}{2} * H$, and whose output is the frequency deviation that is negatively fed back multiplied by D at the input, where it is added to the same disturbance that was simulated in the model previous.

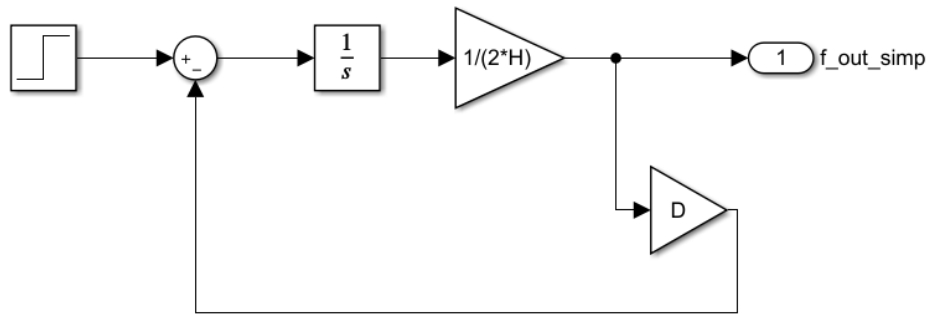
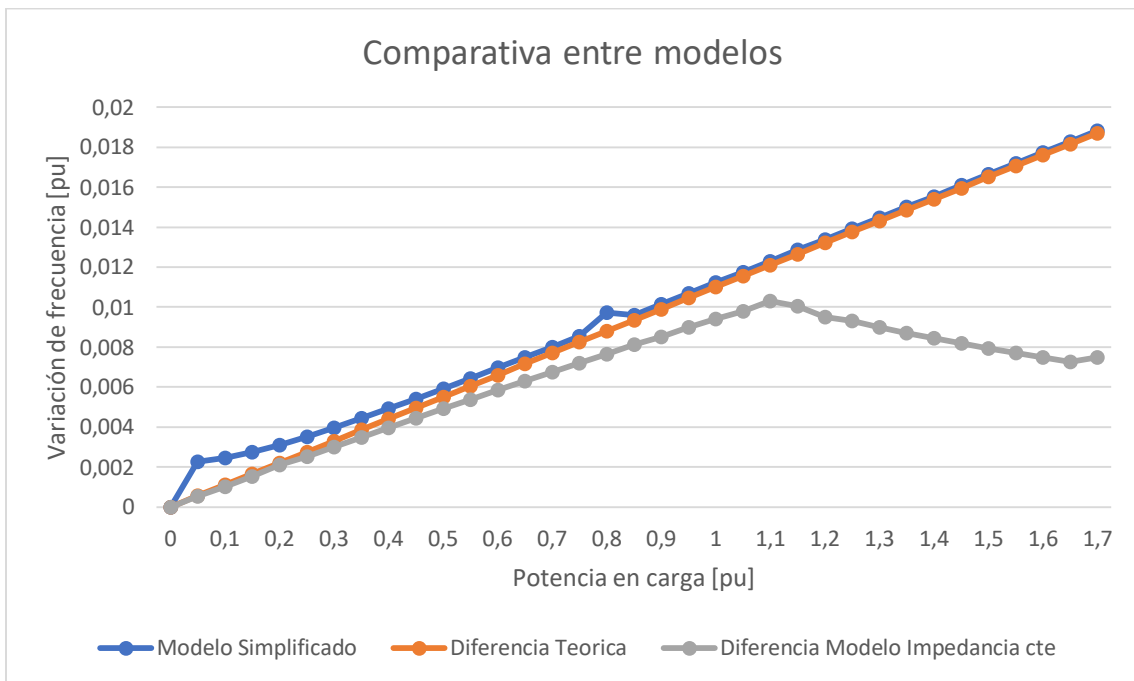


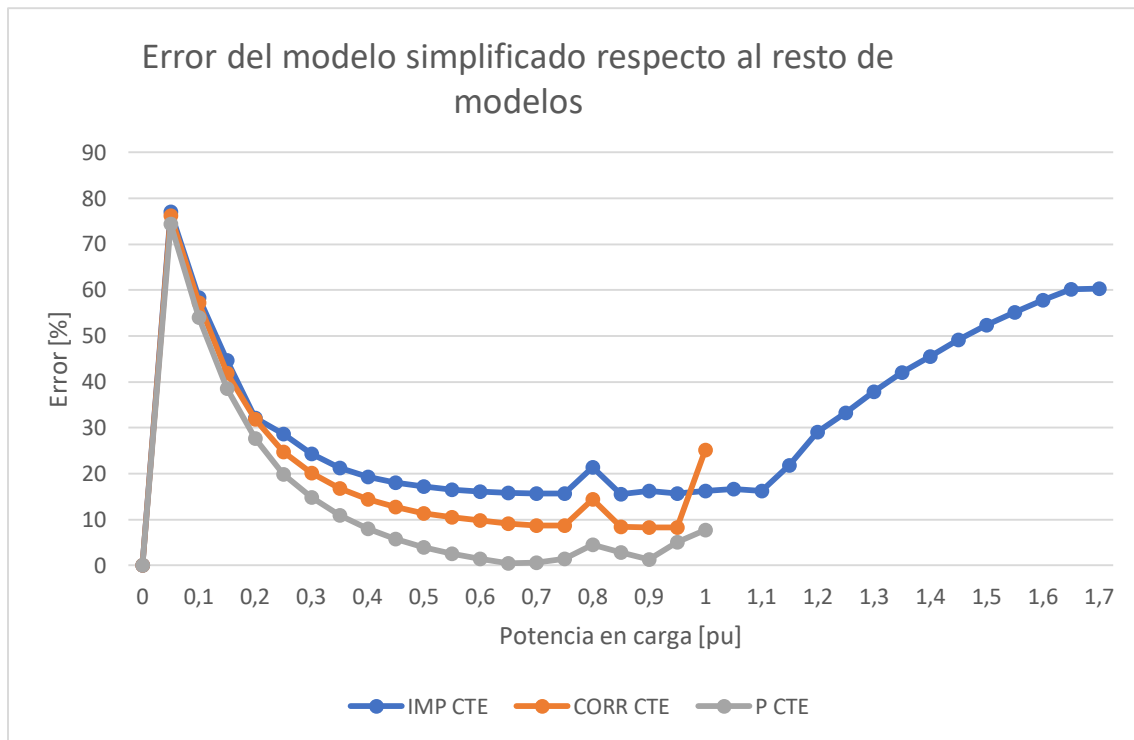
Illustration 2: Detail of the simplified model control in Simulink

As mentioned, the output of the model is the frequency drop in the event of a power disturbance that is simulated by a step at the input. It will be using this model and comparing it with the complex model that the project analysis will be carried out.

The results obtained from the analysis of the behavior of the simplified model are those shown in Graph 2 and the comparison in Graph 3.



Graph 2: Frequency drop of the system in the simplified model and in the constant impedance model compared to the theoretical drop that should exist for said disturbance



Graph 3: Error in% for the three models with respect to the theoretical drop in frequency

As can be seen in the aforementioned graphs, the simplified model presents an important error for the constant impedance model, which in turn was the one with the best performance in the first analysis that has been presented. Even for the stable zone in the central part of this error curve, the simplified model shows errors around 15% and 20%, presenting the now famous peak at 0.8 pu.

The model presents a similar result for the constant current dynamic load model, with errors around 15%. And finally, the best results are presented with respect to the constant power model, since the results it produces have an error of less than 10% for the commented area. The reason why the simplified model has the smallest relative errors for this model is because the simplified model considers constant active power loads.

Regarding the validity of the simplified model presented, as seen in section 6 of this project, the model presents an important and far from negligible error compared to complex models in situations that could be classified as of interest to a real load system (between 0.4 pu and 1 pu), assuming this zone is the one that would most commonly occur in a real system.

This error, which is obviously not the same for all models, cannot be neglected in most cases and for the model with the best results, the constant impedance model, it is between 15 and 20 percent. For the other models, the one with constant power and dynamic load and the one with constant current, it presents somewhat smaller errors, but also around 10 percent.

This error is not trivial, but it was expected. We are facing a very simplified model compared to a complex model of a real system and, knowing the work and control that have been implemented in it, that this simplified model presents errors of less than 20 percent was expected and even acceptable.

Even so, as previously mentioned, the model cannot be implemented without taking into account its current limitations when representing a real system, and it is necessary to evaluate the load situation to be simulated or analyzed to verify that really the system could work in this situation. For example, it is not feasible to analyze the model for a 1.5 pu load since for that load point the system will need to shed load to function, since it should be remembered that the device that powers the battery is an inverter and these present significant current limitations and they are not able to withstand currents greater than nominal for long before burning out.

Índice

1.- Introducción.....	1
2.- Motivación y Objetivos.....	4
3.- Estado del Arte.....	5
4.- Metodología y recursos.....	11
4.1.- Modelo Base.....	12
4.2.- Modelo Simplificado.....	15
5.- Análisis del Modelo Complejo.....	16
5.1.- Impacto de las variables del sistema en su estado final.....	16
5.2.- Impacto del modelo de carga.....	26
5.3.- Impacto de la variación de carga.....	31
5.4.- Comparativa entre los modelos según carga.....	33
5.5.- Impacto de la Intensidad máxima del inversor.....	41
6.- Análisis del Modelo Simplificado y Comparativa.....	47
7.- Conclusiones.....	52
8.- Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	54
9.- Índice de Referencias.....	56
10.- Bibliografía.....	59

1.-Introducción

Las microrredes comprenden sistemas de distribución en media o baja tensión junto con fuentes de generación distribuida, así como dispositivos de almacenamiento en su caso [1]. La implementación de sistemas de microrredes está cogiendo peso en el mundo de las redes eléctricas de distribución ya que se han concebido para mejorar la calidad del suministro. Con el auge y la concienciación por un mundo más sostenible, es entendible que una transición hacia este tipo de modelos ocurra a medio plazo.

También se debe considerar que alrededor de un tercio de la población no tiene acceso a una fuente de electricidad segura o estable debido tanto a factores socioeconómicos como a factores geográficos. En muchos de estos casos las fuentes de energía primaria se explotan mediante generadores diésel o similares y éstos son claramente contaminantes y caros.

Implementar generadores renovables en localizaciones remotas donde la única alternativa son estos motores diésel debería ser una prioridad en el plan de modelos más sostenibles. Las microrredes son un concepto importante que puede ayudar tanto a grandes cantidades de personas a tener acceso a una red eléctrica segura y de confianza, como a las compañías generadoras y distribuidoras de electricidad.

Estas fuentes de energía renovable de las que hablamos son sobre todo la fotovoltaica y la eólica y son, como todo el mundo sabe, intermitentes en el mejor de los casos. Es necesario algún tipo de sistema de almacenamiento de energía para que el sistema funcione cuando no hay posibilidad de generación y la distribución de electricidad siga funcionando.

Dada la posibilidad de control que ofrecen, las microrredes contribuyen a la estabilidad de tensión y a la disminución de las pérdidas en el sistema, lo que es una ventaja desde el punto de vista técnico y económico. Una microrred es capaz de operar en dos modos diferentes; como microrred dentro de una red externa (pudiendo tanto aportar como recibir energía de ella) y en modo de “emergencia”, actuando como una red en isla, aislando y aislándose de las posibles faltas del sistema.

En la Figura 1 se representa el esquema eléctrico de una microrred con todos los elementos típicos propios. Estos elementos típicos son los siguientes:

- Red de distribución en baja o media tensión
- Sistema de control y comunicación
- Controladores inteligentes para consumos
- Elementos de almacenamiento de energía

El enfoque de este proyecto son esos dispositivos de almacenamiento, baterías en este caso, en microrredes con funcionamiento en isla. Las baterías, y los inversores

grid forming que permiten operarlas, posibilitan la operación de redes de distribución en isla.

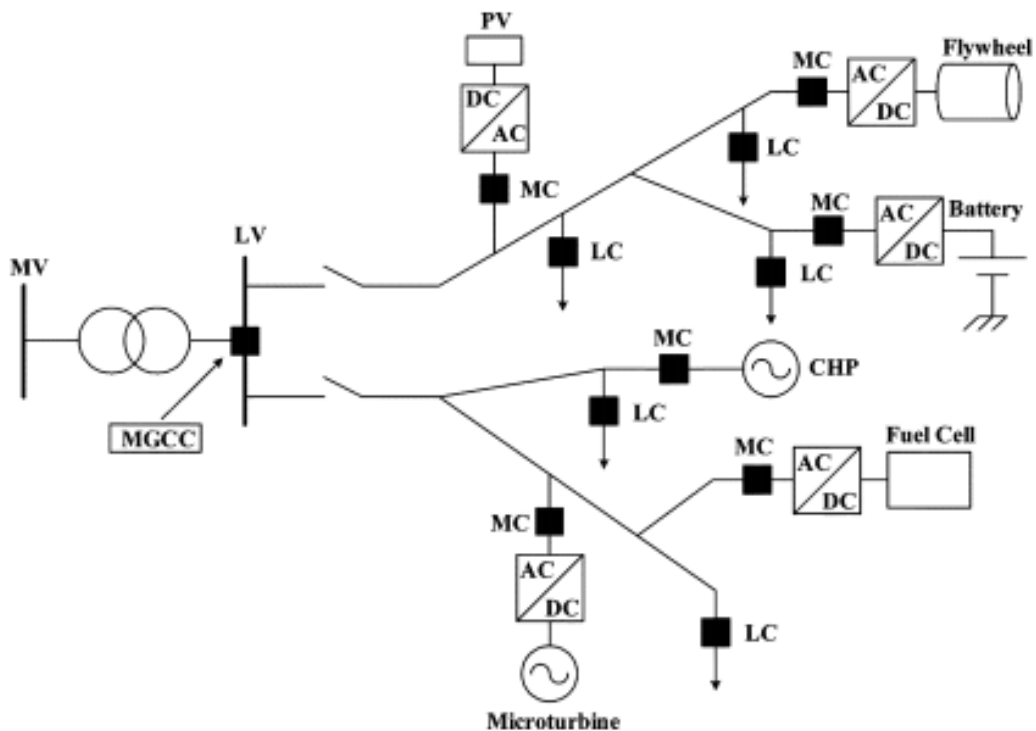


Ilustración 1 Esquema de una microrred con micro generación, cargas y sistemas de almacenamiento de energía [2]

Las ventajas de este tipo de modelo son claras; el sistema tiene menores pérdidas ya que la generación está más cerca del consumo (no son centrales que están a cientos de kilómetros de distancia), lo que reduce los costes de operación de la red, así como los costes de dimensionamiento de nuevas redes de distribución. También el sistema eléctrico en sí es más seguro ya que la generación está diversificada y el fallo de una fuente individual no afecta tanto al sistema al ser fuentes menores. Por otro lado, la penetración de fuentes de energías renovables, principalmente se usan plantas fotovoltaicas y aerogeneradores como se ha comentado, es mucho mayor lo que reduce la contaminación y la dependencia de recursos fósiles.

A pesar de esto, existen también inconvenientes. Aunque el sistema es más seguro en cuanto a fallos en la generación, pueden existir problemas con la estabilidad de la frecuencia y la tensión cuando muchos generadores fallan o no tienen aporte de energía (no hay sol o no hay viento). Aunque en muchos casos están las fuentes de energía convencionales detrás, es común que se hayan implementado elementos de almacenamiento de energía para ayudar en estos momentos y evitar así un deslastre de carga. Éstos suelen ser baterías u otros dispositivos que se conectan y controlan mediante inversores electrónicos que permiten un control inteligente.

Este tipo de control se basa en el estatismo de la generación y las baterías y sistemas de almacenamiento de energía son capaces de emular este estatismo en cierta medida y esto influye en la efectividad del control [3]. La respuesta de estos sistemas frente a faltas es mucho más rápida que las de un generador convencional, en el orden de décimas de segundo pueden estar aportando su potencia nominal.

En una microrred de distribución en isla las variaciones de potencia son más relevantes y es uno de los mayores problemas de este tipo de redes. Los generadores han de ser capaces de reaccionar más rápidamente para evitar desequilibrios de frecuencia o tensión importantes. Esto es especialmente notable debido a que algunos elementos presentes en microrredes pueden no tener respuesta a perturbaciones en la demanda o faltas en la red por su propia naturaleza (los generadores de energías renovables no tienen margen para aumentar su potencia inyectada, ya que es la generación es la que es). Es por ello que son necesarios otros elementos con controles eficientes.

Teniendo en cuenta este problema, es común que en las microrredes en isla se instalen elementos de almacenamiento de energía para ser utilizados en esos momentos en los que la frecuencia podría salirse de los límites de seguridad y así evitar el deslastre de carga. Estos elementos son controlados de manera inteligente según se requiera y aportan la energía necesaria, pudiendo ayudar a establecer también los valores de consigna de tensión y frecuencia para el resto de grupos de la microrred, si se controla con este objetivo.

Para poder implementar estos controles es necesario conectar las baterías mediante inversores grid forming que permiten controlarlos. No obstante, los inversores tienen una capacidad de corriente limitada por su propia naturaleza electrónica. Esto es determinante a la hora de proporcionar energía a la red, ya que limita mucho e influye sobremanera en la cantidad de elementos de estas características que son necesarios instalar en la red para un correcto funcionamiento.

La estructura del proyecto es la siguiente, primero se explicarán los objetivos del mismo, siguiendo con una revisión de la literatura disponible sobre el tema y el estado del arte. Se continuará explicando el modelo del sistema utilizado, así como la metodología que se ha utilizado. Después se comentarán las simulaciones de perturbaciones llevadas a cabo que sean relevantes para los objetivos, se propondrá un modelo simplificado del sistema que soporte estos resultados y se terminará comentando sobre la aportación del proyecto a los objetivos sostenibles para el año 2030.

2.- Motivación y Objetivos

El objetivo del proyecto es evaluar la respuesta de un elemento grid forming como una batería ante grandes desequilibrios en potencia activa y desarrollar un modelo simplificado que represente este comportamiento.

Este proyecto tiene como objetivo la obtención de un modelo simplificado lo bastante robusto como para representar la realidad de un sistema formado por una batería y su inversor grid forming. Para ello se estudiará el impacto de distintas perturbaciones en el sistema y la respuesta de estos elementos. La motivación del proyecto es la de presentar un modelo simplificado que presente una robustez similar al modelo complejo.

Las tareas a realizar para llevarlo a cabo son:

- 1) Modelado detallado de los elementos grid forming en Simulink
- 2) Simulación de las respuestas de elementos grid forming ante perturbaciones de diferentes magnitudes
- 3) Desarrollo de un modelo simplificado de un elemento grid forming
- 4) Análisis de los resultados e informe

3.- Estado del arte

La operación en modo isla de una microrred es útil para labores de mantenimiento y cuando hay una falta, para proteger la red. En situaciones específicas que tengamos una microrred en una isla eléctrica natural, este tipo de funcionamiento es obviamente obligado. Cuando en estos sistemas hay una falta y ésta no puede ser equilibrada con las máquinas convencionales se pueden dar desequilibrios de frecuencia, tensión y de potencia reactiva. Es por ello por lo que es necesario que exista un elemento controlador en la red que regule estos parámetros[4]. Este elemento es el inversor. Las baterías se conectan a través de estos inversores trifásicos.

Depende de como se conecte y controle, un inversor puede ser de varios tipos. Al ser este un campo de desarrollo relativamente nuevo, la nomenclatura de los distintos tipos de inversores aun no ha sido establecida formalmente, por lo que puede haber confusiones entre distintos autores.

Aún así, se puede diferenciar tres tipos de funcionamiento distintos. En primer lugar están los que funcionan como una fuente ideal de tensión en alterna, no modulable, que establecen el valor de la tensión y la frecuencia en la microrred. En segundo lugar están los que funcionan como una fuente ideal de corriente. Estos se conectan en paralelo a una impedancia grande e inyectan potencia en la microrred. Los esquemas de conexión de estos inversores se pueden ver en la Ilustración 2, respectivamente.

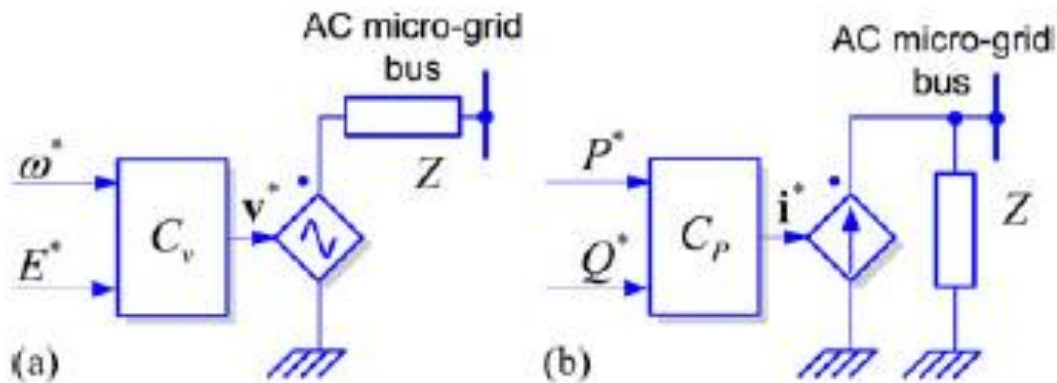


Ilustración 2: Esquemas de conexión de inversores como fuentes ideales de tensión (a) y de corriente (b) [5]

Por último, y el que interesa para este caso de aplicación, son los que llamamos inversores grid forming. Los inversores grid forming se pueden representar como una fuente de tensión alterna variable con una pequeña impedancia de salida, estableciendo la tensión y la frecuencia de la red local usando un bucle de control apropiado [6]. Este control es un control cerrado y, debido a la impedancia de salida, necesitan ser bastante refinados para trabajar en grupo con otros inversores

del mismo tipo. En caso de falta, estos inversores son capaces de establecer la tensión de consigna para el resto de grupos generadores de la microrred.

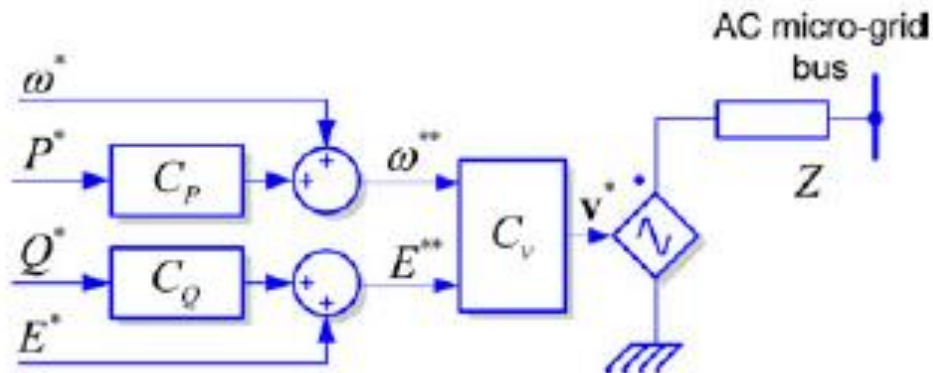


Ilustración 3: Esquema simplificado de un inversor grid forming [7]

En la literatura se encuentran distintas formas de modelar un control efectivo sobre los inversores. Las más comunes son la estrategia PQ o control de potencia directo y el control de la tensión. En la primera, el inversor tiene que aportar (desde su fuente conectada) unos determinados valores de potencia activa y reactiva predefinidos bien mediante otros controles o bien mediante un sistema de control central. En caso de que la potencia demandada cambiará, la tensión y frecuencia se controlan controlando la corriente (con un control PI) que se inyecta en la microrred.

En la segunda estrategia, el inversor se controla para que aporte unos valores de tensión y frecuencia de consigna y en función de la carga aporta unos valores de potencia [8]. Esta estrategia de control consiste en hacer funcionar el sistema formado por la batería y el inversor de manera análoga a como lo haría un generador síncrono convencional (un motor diésel, por ejemplo). El diagrama de bloques de este control se muestra en la Ilustración 4.

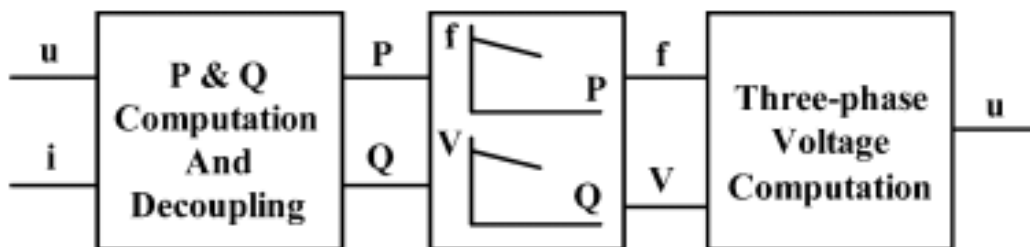


Ilustración 4: Diagrama de bloques de un control enfocado en la tensión de un inversor grid forming [9]

No se ha considerado necesaria la explicación de las ecuaciones que rigen el comportamiento de este control (ya que han sido mucho mejor explicadas por sus desarrolladores) pero se pueden encontrar perfectamente detalladas en el capítulo 9 de *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems* Remus Teodorescu, Marco Liserre and Pedro Rodriguez 2011.

Cuando se aplica este control a un sistema eléctrico en isla y existe una perturbación en el balance de potencias se producen grandes desvaríos en la frecuencia y el control de tensión puede colapsar. Para evitar esto se puede deslastrar carga o permitir que se supere la corriente máxima del inversor durante un intervalo de tiempo. Si este intervalo de tiempo es muy largo o si la corriente es muy superior a la corriente límite, el sistema real no lo soportaría y se rompería. La forma de evitar esto es inyectar reactiva en la red dentro de los límites de corriente hasta que los generadores síncronos se recuperen de la falta [10].

Cuando ocurre esto y se emplea este tipo de control de tensión, es posible, como ya se ha comentado, establecer en el sistema los valores de tensión y frecuencia y restablecerlos usando solamente la información de la que disponen los dispositivos electrónicos en el momento [11].

Los sistemas convencionales no tienen ese problema ya que no necesitan de un aparato electrónico para conectarse a la red que limite el output de potencia y también presentan corrientes de cortocircuito más altas (que a su vez son útiles para detectar faltas en el sistema). Las corrientes de cortocircuito de estos sistemas no suelen ser elevadas ya que para ello sería necesario sobredimensionar enormemente el sistema electrónico [12].

Es importante hacer notar también que mientras la frecuencia no esté en su valor nominal, el inversor controlado de esta forma seguirá inyectando potencia en la red. Esto se debe al control proporcional de la tensión y es solo admisible durante el periodo en el sistema batería más inversor se encargan de la regulación primaria y es transitorio [13]. El inversor no solo debe dar un valor de consigna, sino que también tiene que ayudar al sistema a volver a su valor de frecuencia nominal.

Más detalles sobre estas dos estrategias de control se pueden encontrar en la literatura, especialmente en *Control techniques of dispersed generators to improve the continuity of electricity supply* S. Barsali, M. Ceraolo, and P. Pelacchi Winter Meeting, vol. 2, 2002 y en el ya mencionado *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems* Remus Teodorescu, Marco Liserre and Pedro Rodriguez, 2011.

Un modelo de los controles que se utilizan con dos de estos inversores en paralelo en ejes dq con la estrategia de control de tensión podría ser el mostrado en la Ilustración 5.

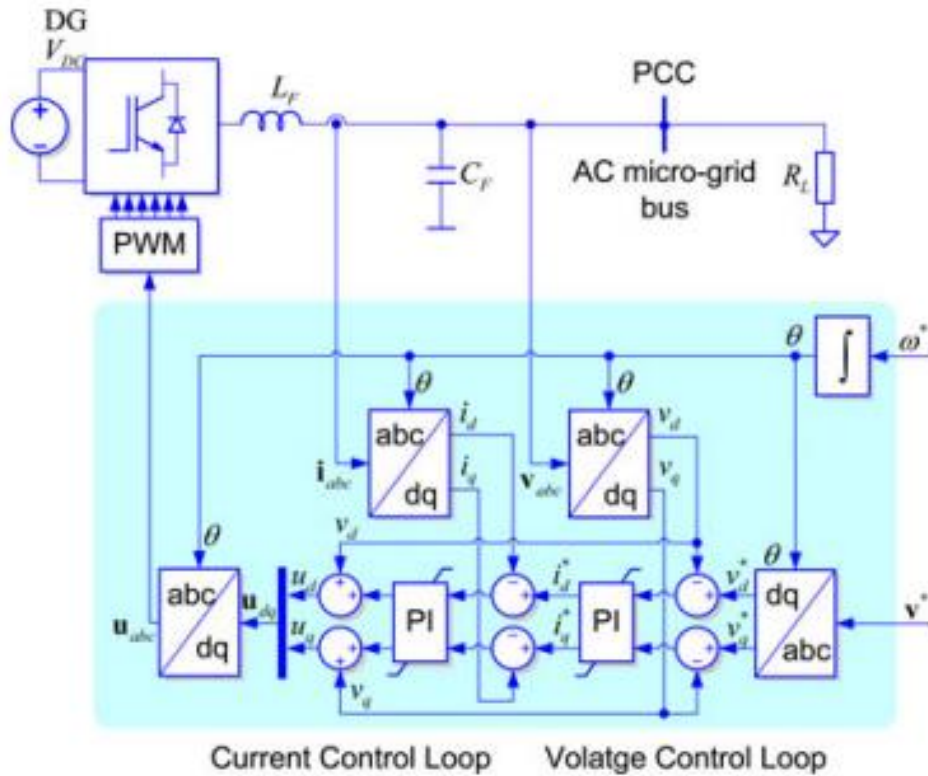


Ilustración 5: Ejemplo de control sobre un inversor grid forming [14]

Las entradas del control en este modelo son la tensión V y la frecuencia ω , estos valores son los que tiene que generar el inversor como consigna. El lazo exterior controla la tensión de la red hasta que concuerda con la consigna, mientras que el interior controla la corriente. El primero sólo funciona cuando se trabaja en un modelo en isla, ya que sino la tensión estaría controlada por la red externa. En nuestro caso de aplicación, el inversor está alimentado desde los sistemas de almacenamiento de energía de los que se ha hablado, una batería.

Es imprescindible en estos controles una precisa estimación de los parámetros de la red (amplitud y frecuencia de la tensión, así como su ángulo) ya que en base a estos se controla el inversor grid forming y la cantidad de energía que lleva a la red. En un sistema en isla, esto se lleva a cabo mediante un oscilador a cierta frecuencia [15].

En estos sistemas, el único elemento capaz de dar estabilidad y de fijar la corriente es este inversor, por lo que su control ha de ser muy refinado. Las distorsiones admisibles para los armónicos de la corriente están en el 5% según los estándares del operador de la red en España y Europa. Es esta, entre otras razones que se hace necesario instalar un filtro a la salida del inversor, para paliar este problema. El diagrama de bloques típico de este control con un filtro triple L se muestra en la Ilustración 6.

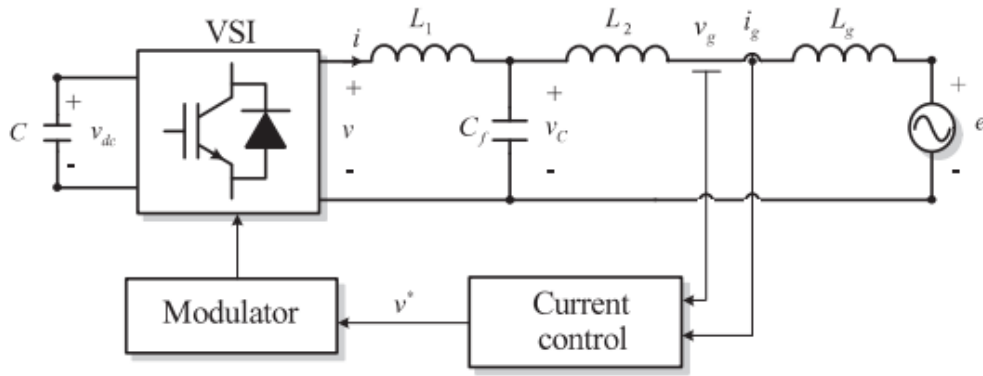


Ilustración 6: Diagrama de bloques típico en un control por tensión de un inversor y su filtro [16]

Este tipo de control de corriente alterna está empezando a ser muy popular porque el inversor controlado por corriente, en general, proporciona mayor seguridad, mayor estabilidad y una respuesta más rápida [17]. La forma más común de controlar la corriente es mediante un control PI, aunque estos controles PI no son la mejor herramienta cuando existen perturbaciones en la señal periódica de la corriente.

Es por ello que es común usar filtros con el inversor para mantener una señal limpia. Se pueden utilizar un filtro L o uno LCL. En este caso se ha optado por un filtro LCL conectado al inversor y a la red de manera homóloga al esquema de la Ilustración 7.

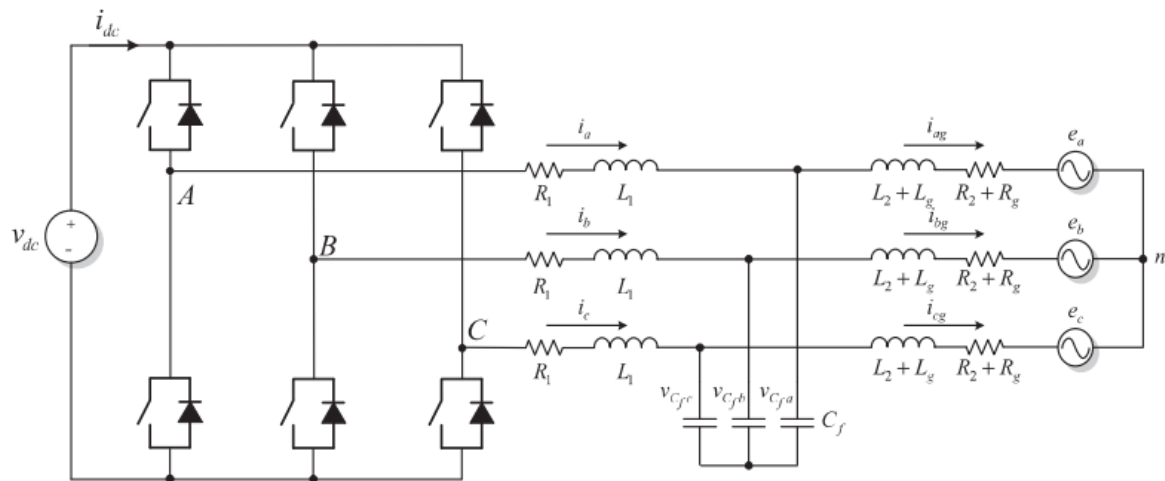


Ilustración 7: Esquema de un inversor con filtro LCL conectado a la red [18]

La incorporación de estos filtros puede causar por otro lado problemas de inestabilidad en el lazo de corriente en situaciones de falta o emergencia. Es por ello que es necesario aplicar una amortiguación activa (active damping) para paliar esta posible resonancia [19].

Avances como estos permiten una mayor controlabilidad e integración de las microrredes, que, aunque no están muy extendidas por el sistema eléctrico actual, sí lo estarán en un futuro. El desarrollo e implementación de sistemas de

Respuesta de elementos grid forming ante grandes perturbaciones

almacenamiento de energía y los dispositivos que permiten controlarlos es un factor determinante en el desarrollo de las “Smart grids” del futuro [20].

4.- Metodología y Recursos

Para llevar a cabo este proyecto se va a utilizar el programa Matlab con su accesorio Simulink y una serie de librerías adicionales para modelar un sistema como el descrito. Una vez el sistema represente con cierta fiabilidad la realidad se procederá a aplicar perturbaciones en la red para simular una situación en la que los elementos grid forming tengan que aportar potencia a la microrred. Como se ha mencionado, el objetivo será observar cómo se comportan estos elementos antes distintos tipos y grados de perturbaciones.

Para conseguir los objetivos del proyecto primero se revisará la literatura disponible sobre microrredes, sus sistemas de almacenamiento de energía, los inversores que permiten controlarlos y estos controles. Se seguirá simulando perturbaciones con el modelo complejo en Simulink, se propondrá un modelo simplificado y se comparará este modelo con las respuestas del modelo completo. Todo esto se hará haciendo simulaciones y analizando los resultados, aquellos que sean relevantes para el proyecto serán incluidos en él con un comentario.

El esquema del modelo del inversor utilizado, su filtro y su conexión a la red es el mostrado en la Ilustración 8.

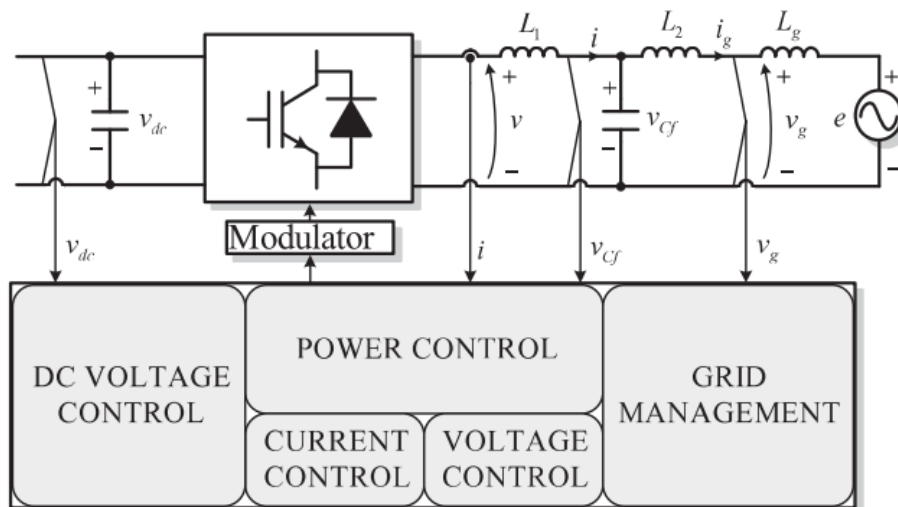


Ilustración 8: Esquema del inversor y sus funciones [21]

4.1.- Modelo Base

El modelo inicial y su programa en Matlab y Simulink han sido íntegramente desarrollados en el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad. El modelo en Simulink es el mostrado en la Ilustración 8.

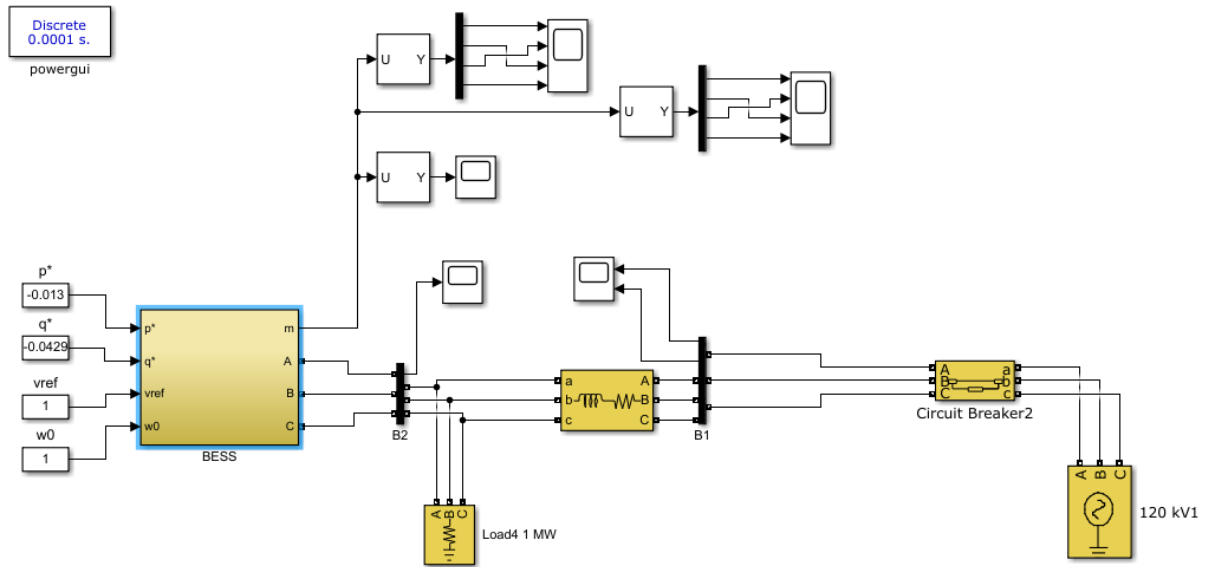


Ilustración 9: Modelo del sistema en Simulink [22]

El modelo consiste de un inversor con un filtro LCL alimentado por una batería de 120 Kv que proporciona una tensión de consigna. Se alimenta una carga de 1 MW y se dispone también de un interruptor en caso de que la corriente sea superior a la máxima admitida. La impedancia que hay en el modelo es la impedancia virtual que se modela de acuerdo a las características de cada situación por la cual se modulan la frecuencia y la tensión que establece el inversor. El interruptor conectado a la fuente nos permite simular desequilibrios de potencia activa a la vez que permite proteger el sistema en caso de que la corriente fuera muy superior al límite.

Es importante hacer saber que se ha utilizado un sistema en ejes dq, la alternativa hubiera sido un sistema de ejes estacionarios. Una descripción y explicación matemática de cómo se ha llegado a este modelo y por qué se ha hecho así puede ser encontrada en la literatura; concretamente en *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems* Remus Teodorescu, Pedro Rodriguez 2011.

El primer lazo cerrado es el control de corriente a través de la inductancia L del filtro. El segundo control cerrado es el control de tensión a través del condensador C; este control proporciona las consignas de corriente al primer lazo. El último lazo de control es el control primario de tensión y frecuencia; este control proporciona

estado del sistema y se consigue con un control proporcional según el estatismo de los generadores de la microrred.

Para llevar a cabo este proyecto lo que se ha hecho es modificar este modelo inicial y estudiar las respuestas con tres tipos de modelo de cargas. Un primer modelo con carga no dinámica de impedancia constante, que es el que se ha mostrado hasta ahora, y dos modelos con carga dinámica, uno de carga de corriente constante y otro de potencia constante. Estos modelos se muestran en la Ilustración 11.

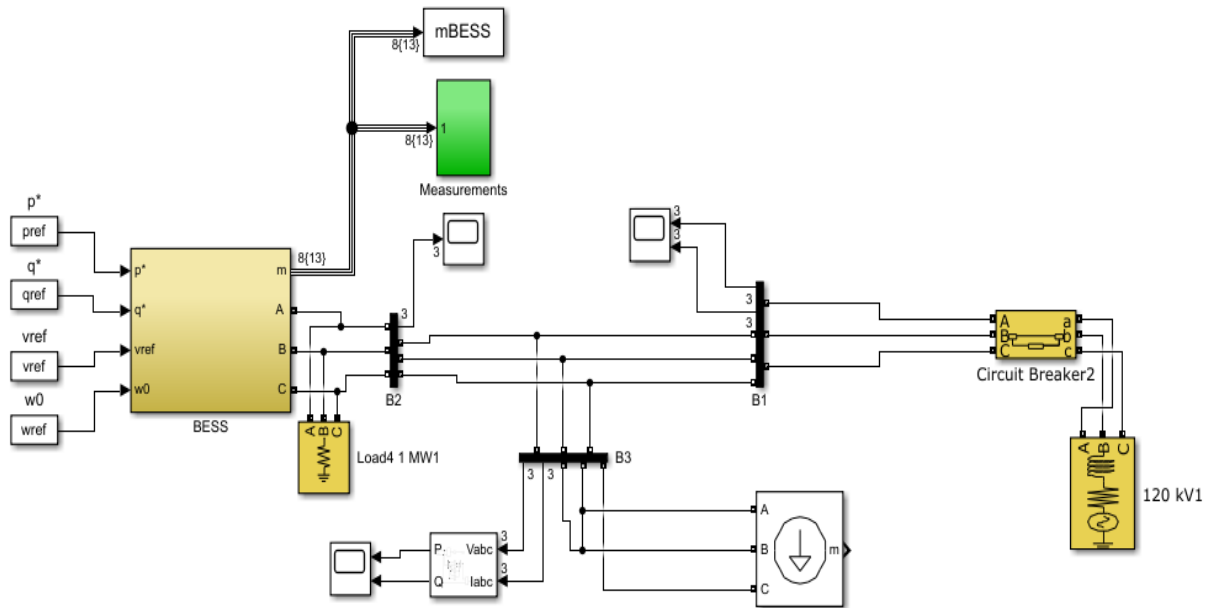


Ilustración 11: Modelo modificado con carga dinámica tal y como se muestra en Simulink

Un modelo con carga dinámica representa de manera más fiel la realidad, es por ello que se analizarán las respuestas de estos tres modelos a distintos escenarios de carga y funcionamiento y se compararán entre ellos.

4.2.- Modelo Simplificado

El modelo simplificado que se ha propuesto intentara reflejar el sistema tan bien como el modelo complejo que se ha comentado hasta ahora. Este modelo se basará en la equivalencia planteada en la Ecuación 1.

$$\frac{m_p}{1 + sT_{PQ}} \cdot (p^* - p) + \omega^* = \omega$$

$$p^* - p = \frac{1 + sT_{PQ}}{m_p} \cdot (\omega - \omega^*)$$

$$= \underbrace{\frac{1}{m_p}}_{=D} \cdot (\omega - \omega^*) + \underbrace{\frac{T_{PQ}}{m_p}}_{=2H} \cdot s \cdot \omega$$

Ecuación 1: Equivalencia utilizada por el modelo simplificado

Donde m_p es el estatismo y T_{PQ} la constante de tiempo del estatismo. Esto resulta en un modelo con factor de amortiguamiento de la demanda, D , equivalente y una inercia, H , equivalente. El modelo consiste de un bloque integrador, seguido por una constante de valor $\frac{1}{2} \cdot H$, y cuya salida es el desvío de frecuencia que se retroalimenta negativamente multiplicado por D a la entrada, donde se suma a la misma perturbación que se simulaba en el modelo anterior.

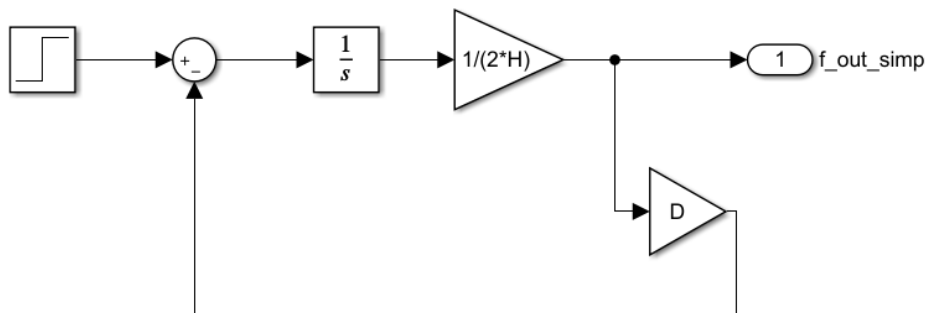


Ilustración 12: Detalle del control del modelo simplificado en Simulink

Tal y como se ha mencionado, la salida del modelo es la caída de frecuencia ante una perturbación de potencia que se simula mediante un escalón a la entrada. Será utilizando este modelo y comparándolo con el modelo complejo como se llevará a cabo el análisis del proyecto.

5.- Análisis del Modelo Complejo

En este apartado se estudia el comportamiento del modelo de impedancia constante. Se estudiará el impacto de las variables del sistema sobre la respuesta y estado final del sistema mediante distintos escenarios.

5.1.- Impacto de las variables del sistema en su estado final

Se analiza el impacto de los parámetros del modelo sobre la respuesta del sistema en el modelo base con impedancia constante cuando el sistema pasa a isla y se estabiliza. Se ha estudiado el impacto del estatismo, de la constante de tiempo, modificándolos y estudiando distintas situaciones de carga tanto activa como reactiva para cada caso y evaluando su impacto sobre la frecuencia final del sistema y otras variables que se han considerado relevantes.

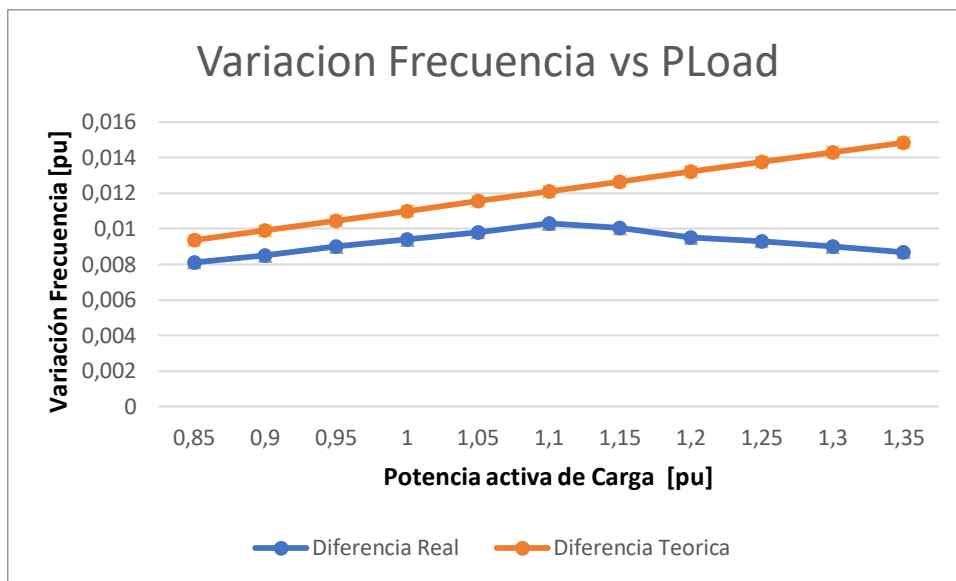
Para evaluar el impacto, se compara la caída de frecuencia real del sistema con la que teóricamente debería tener según su estatismo y carga y comparando entre sí los casos y un caso base podemos establecer el impacto que tienen sobre el sistema.

5.1.1.- Caso Base

Para el caso base se utilizan los parámetros base, siendo éstos un estatismo de 0.011 pu y una constante de tiempo de 0.08 s/s. En el caso base se obtienen los siguientes resultados de frecuencia final del sistema para distintos valores de carga.

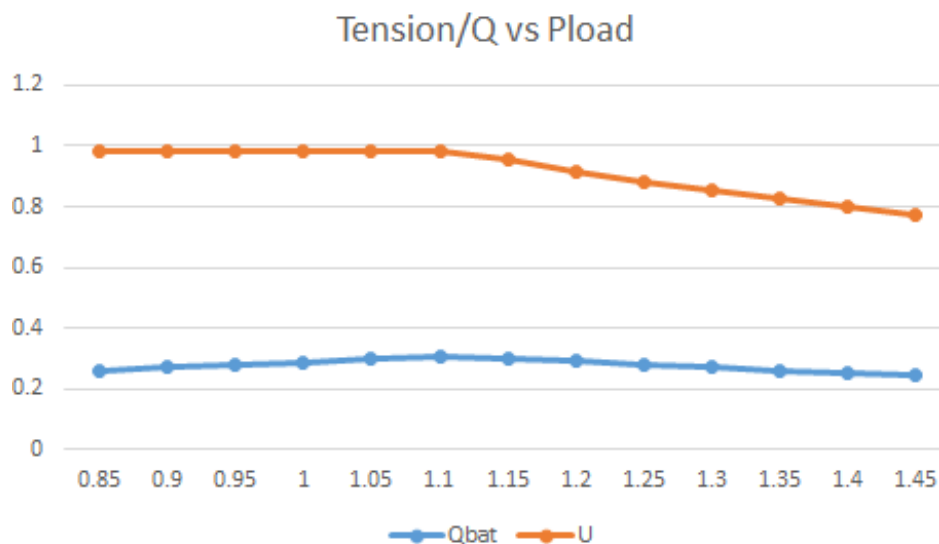
Se ha analizado la caída de frecuencia del sistema para distintos niveles de carga, desde una carga menor que la nominal hasta niveles superiores a la nominal. Se comparan los resultados con los que se tendrían que obtener teóricamente según la fórmula de frecuencia, potencia y estatismo:

$$\Delta f = \Delta P * \frac{1}{R}$$



Gráfica 1: Variación de la frecuencia final del sistema para varios escenarios de carga

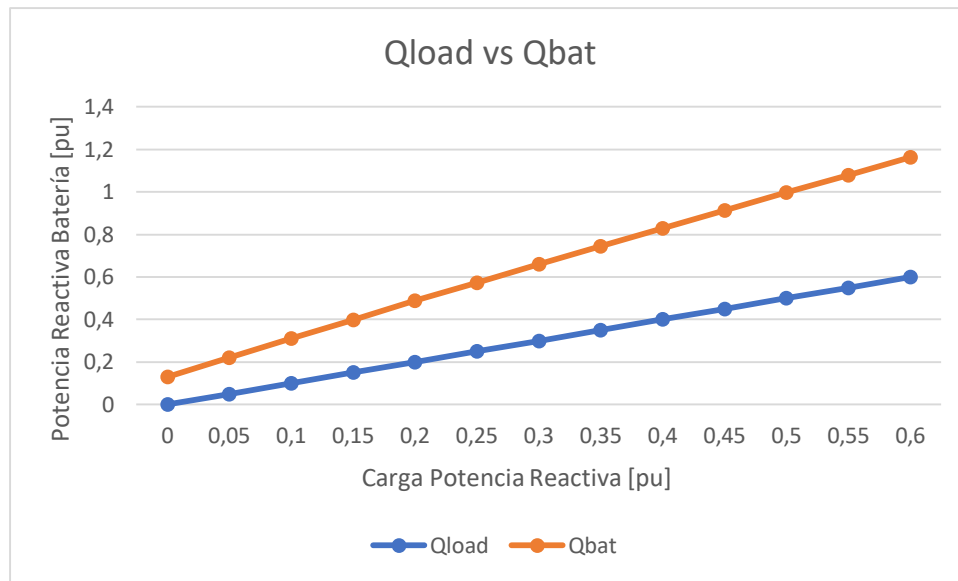
Es interesante también ver cómo, aunque teóricamente el sistema no tiene límites, en la práctica el sistema satura a partir de valores superiores a 1.1 pu de carga y su frecuencia empieza a caer. Este efecto tiene sentido, sobre todo cuando vemos que también pasa lo mismo para la tensión.



Gráfica 2: Variación de la tensión del sistema y de la potencia reactiva de la batería para distintos valores de carga activa

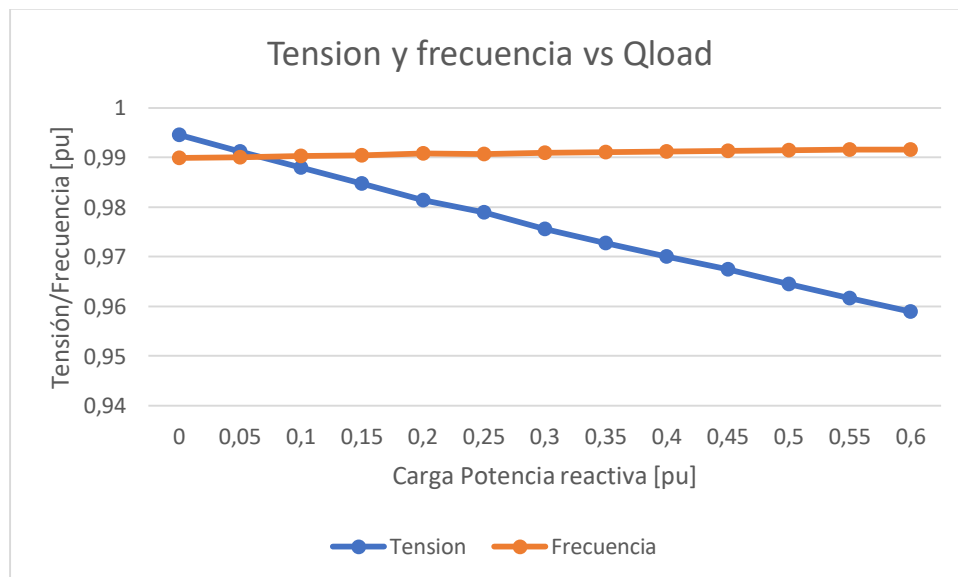
Estos resultados concuerdan con el principio de que a partir de ciertos valores el sistema deslustra carga y satura, cayendo así su tensión y frecuencias.

Para este mismo caso base, se ha estudiado la evolución de la tensión y frecuencia para distintos valores de carga reactiva (Q_{load}). Los resultados se muestran en las Gráficas 3 y 4.



Gráfica 3: Evolución de la Potencia Reactiva (Q) que da la batería frente a la carga de potencia reactiva

La potencia reactiva que da la batería es siempre algo mayor que la carga que tiene el sistema, pudiendo acusar esto a las pérdidas del sistema.



Gráfica 4: Evolución de la tensión y frecuencia finales del sistema para distintos valores de carga reactiva

A la vista de la Gráfica 4, se puede ver cómo la carga reactiva si tiene un efecto sobre la tensión del sistema, pero no sobre su frecuencia, concordando con los principios de los controles potencia frecuencia y reactiva tensión.

Para tener un mejor conocimiento de qué es lo que pasa y no solo el valor final en el que el sistema se estabiliza, se han agregado las gráficas temporales para los puntos críticos del sistema, siendo estos {0.85 1.1 1.3} pu de carga.

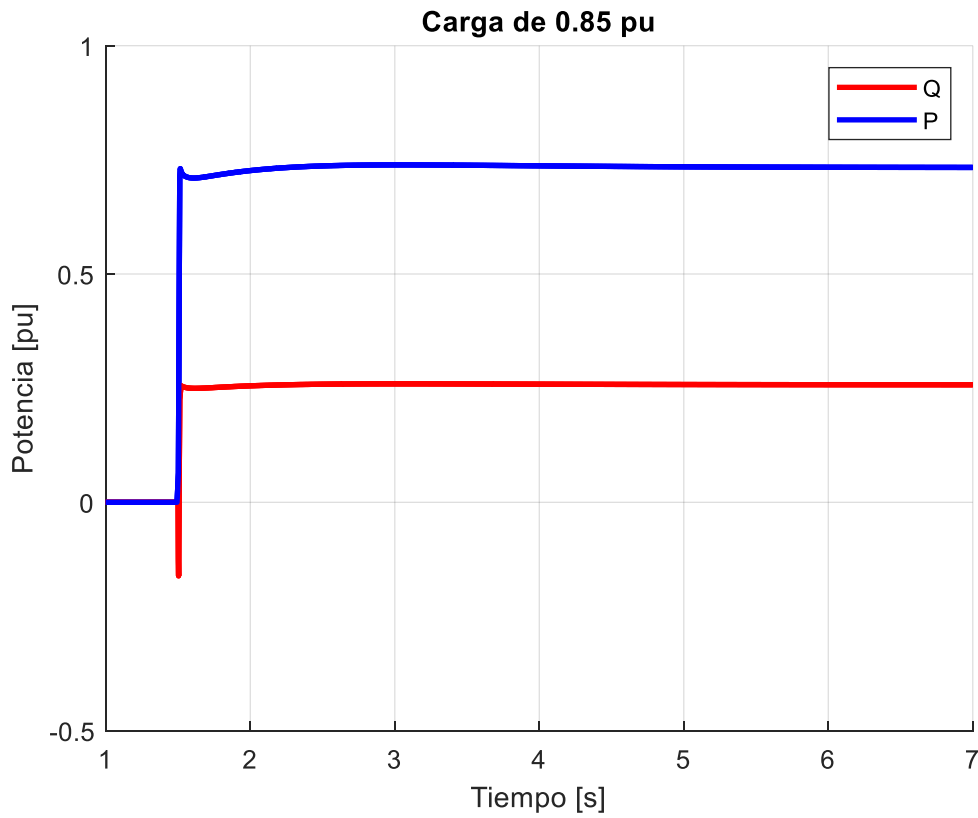


Figura 1: Evolución temporal de las potencias para una carga de 0.85 pu en el modelo de impedancia constante

Respuesta de elementos grid forming ante grandes perturbaciones

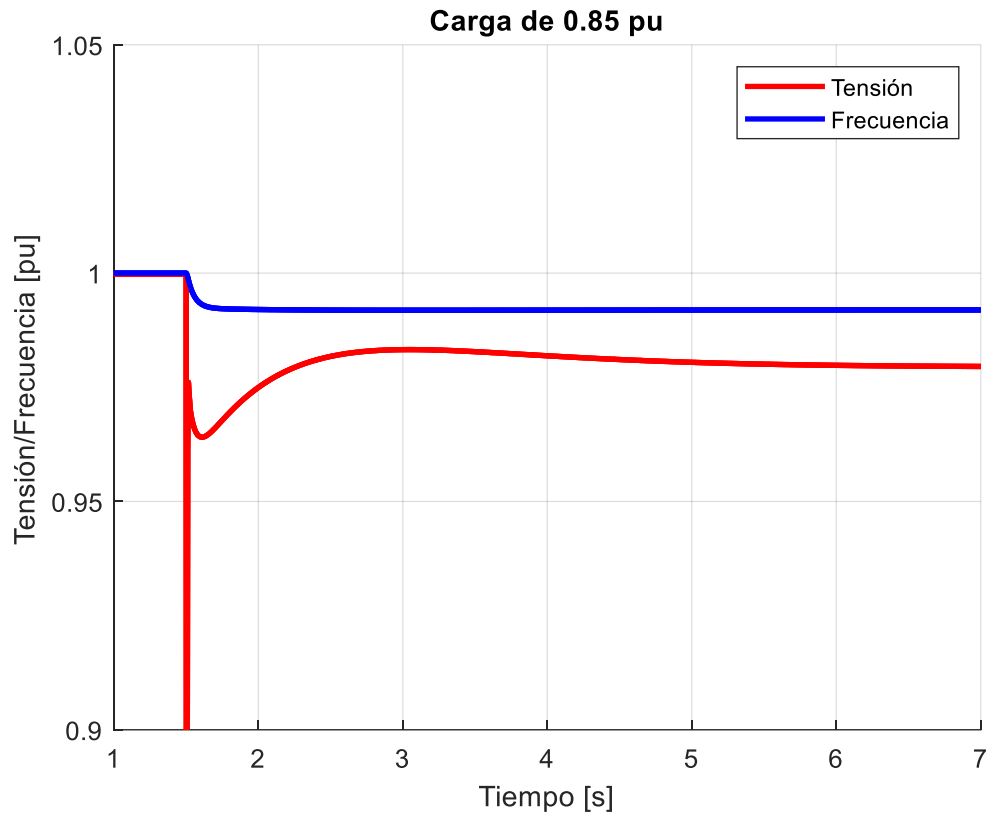


Figura 2: Evolución temporal de la tensión y la frecuencia para una carga de 0.85 pu en el modelo de impedancia constante

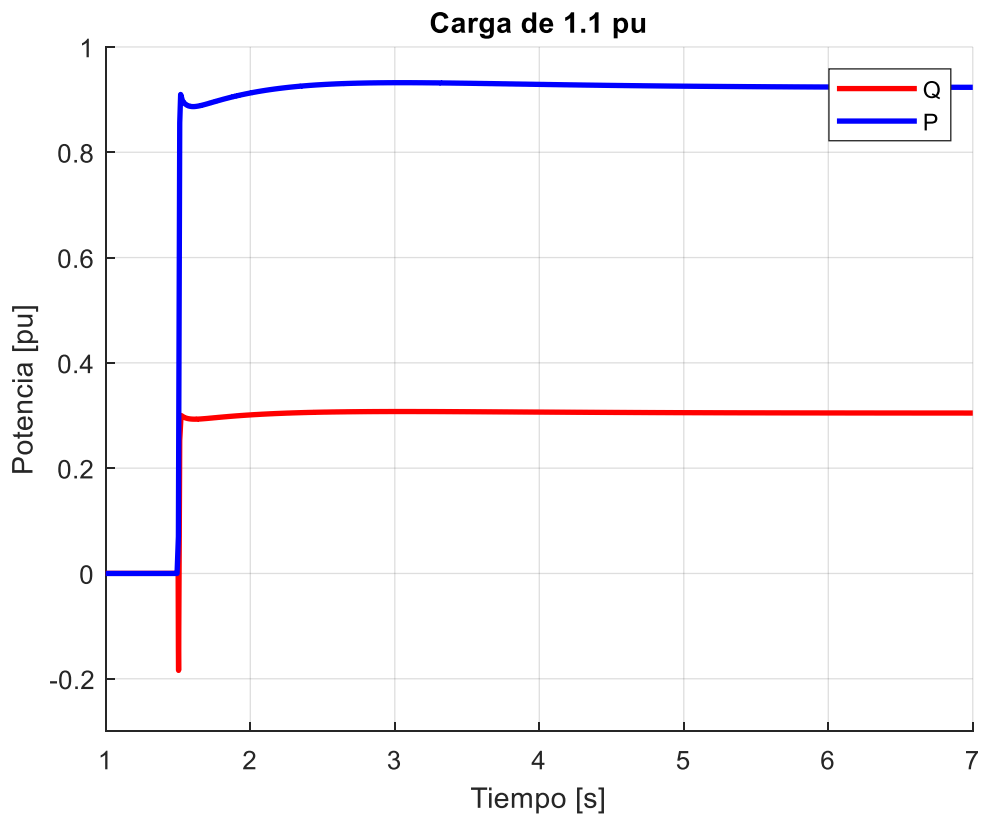


Figura 3: Evolución temporal de las potencias para una carga de 1.1 pu en el modelo de impedancia constante

Respuesta de elementos grid forming ante grandes perturbaciones

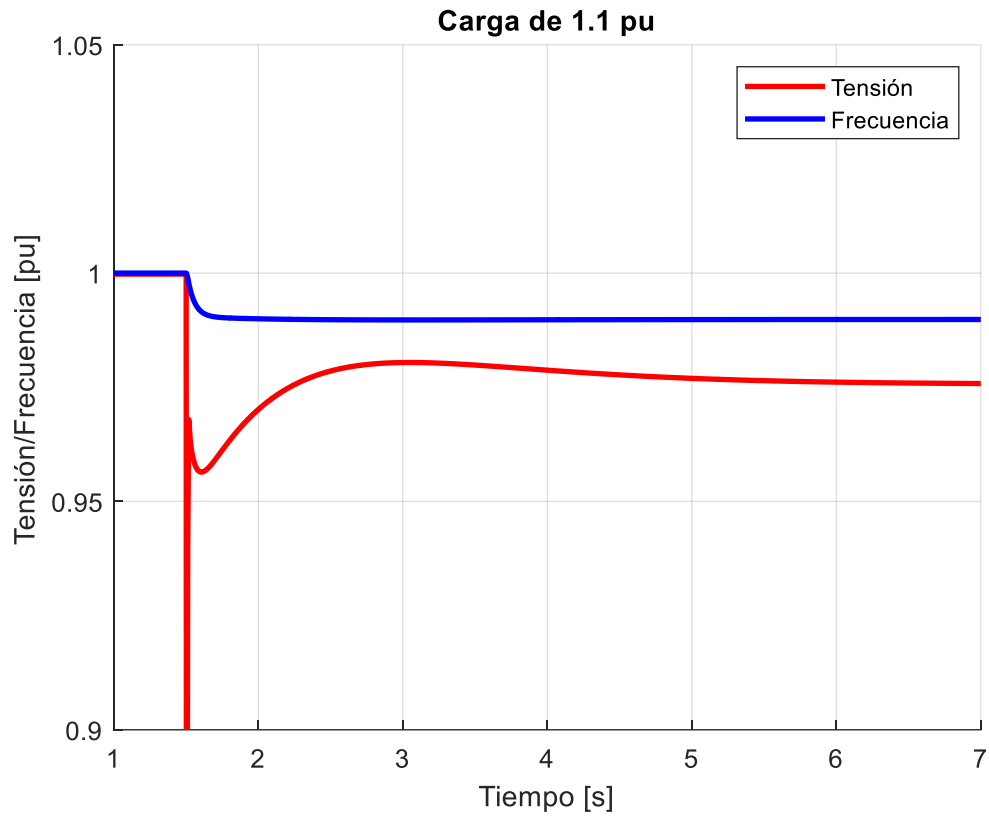


Figura 4: Evolución temporal de la tensión y la frecuencia para una carga de 1.1 pu en el modelo de impedancia constante

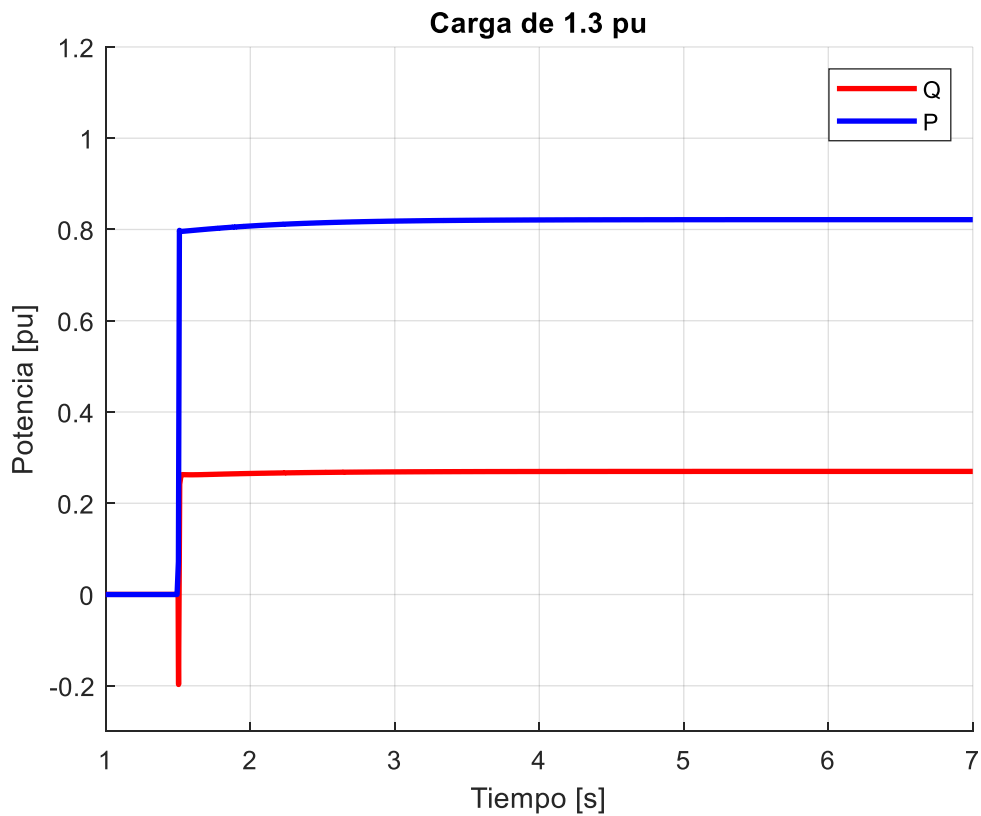


Figura 5: Evolución temporal de las potencias para una carga de 1.3 pu en el modelo de impedancia constante

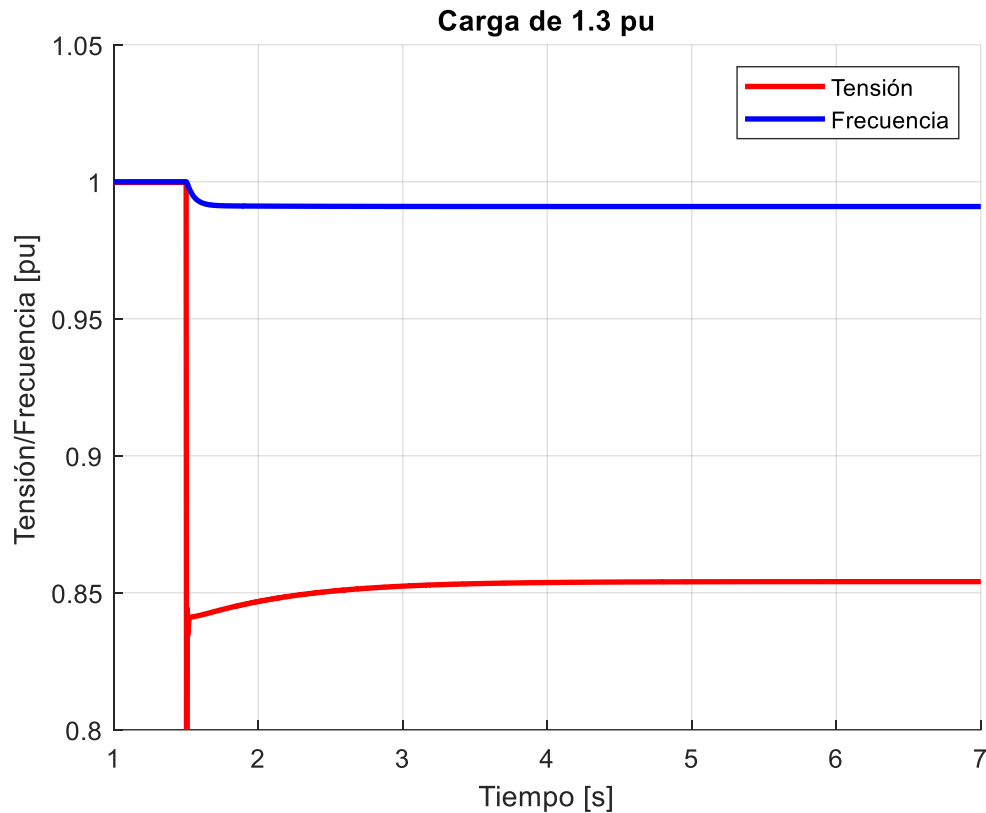


Figura 6: Evolución temporal de la tensión y la frecuencia para una carga de 1.3 pu en el modelo de impedancia constante

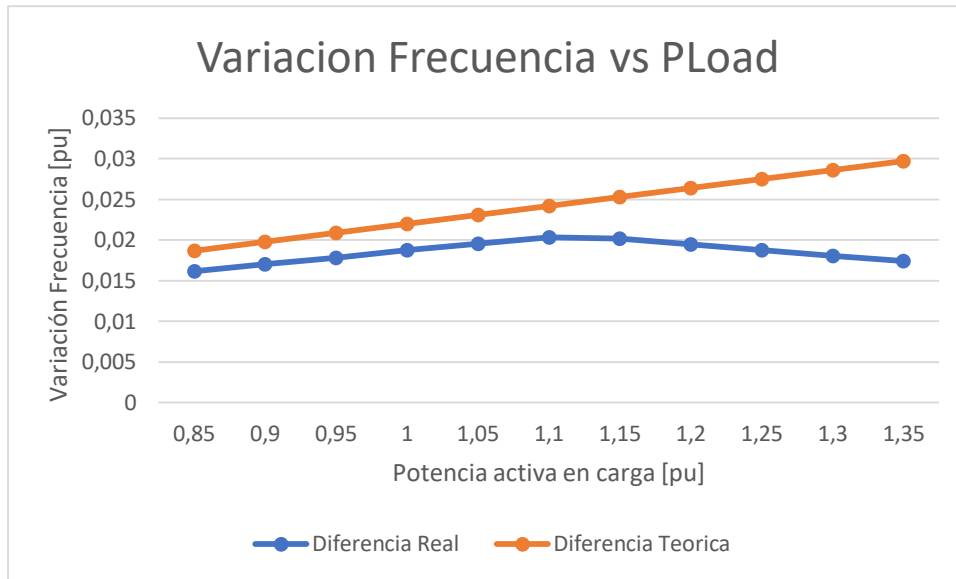
Tal y como se había visto en las gráficas anteriores, el sistema satura en un valor cercano a 1.1 pu y aunque la carga aumente, no es capaz de dar tanta potencia. La frecuencia y la tensión caen a raíz de esto, pero el sistema se mantiene estable.

5.1.2.- Impacto del Estatismo

Primero se evalúa el impacto del estatismo sobre el sistema. Se han estudiado dos casos que se presentarán en este apartado, un primer caso con un estatismo el doble que en el caso base, y un segundo caso con estatismo la mitad que en el caso base.

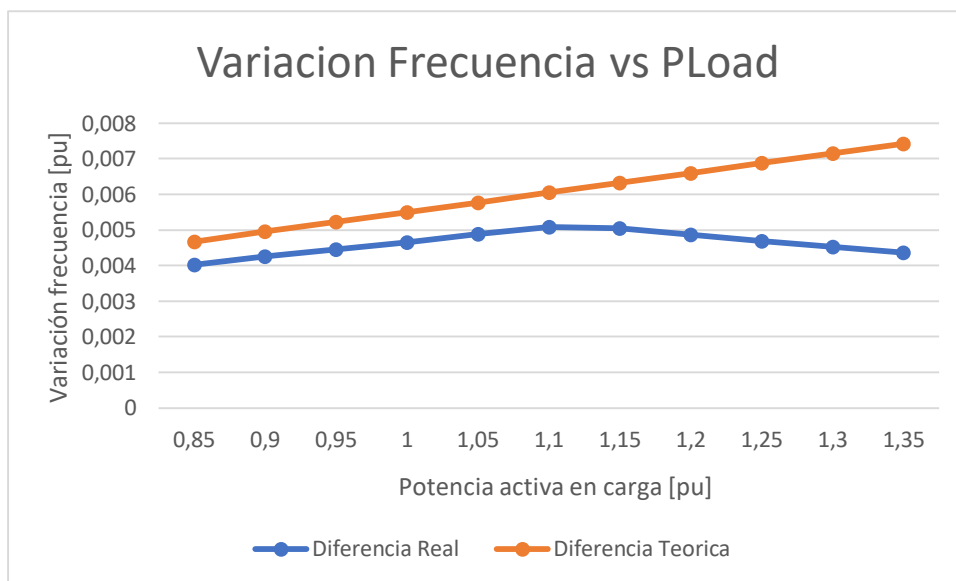
Subiendo el estatismo al doble estos son los resultados obtenidos para la frecuencia final del sistema:

Respuesta de elementos grid forming ante grandes perturbaciones



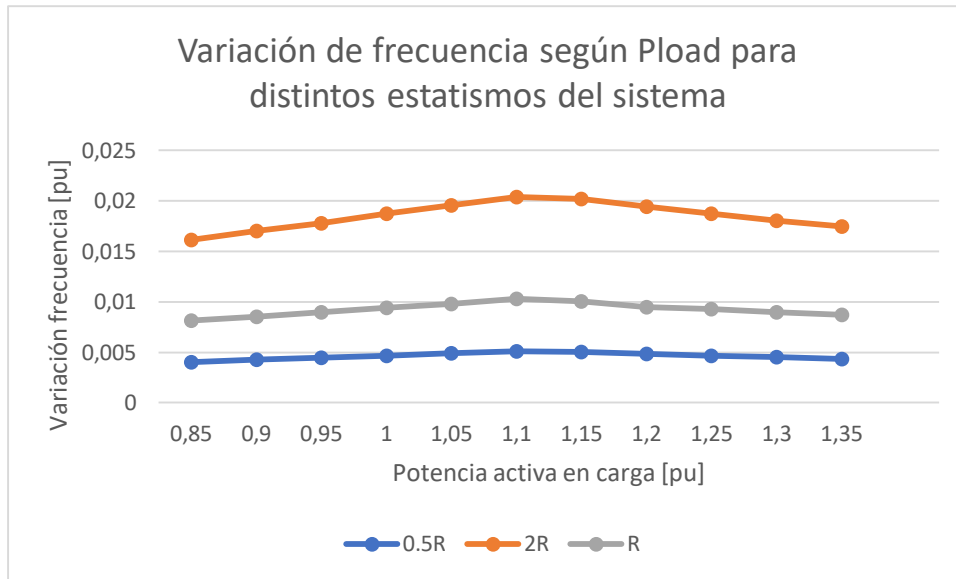
Gráfica 5: Variación de la frecuencia final del sistema con estadismo 0.022pu para varios escenarios de carga

Para un estadismo la mitad que el del caso base se obtienen estos resultados.



Gráfica 6: Variación de la frecuencia final del sistema con estadismo 0.055pu para varios escenarios de carga

Comparando los resultados de estos tres casos se puede obtener la gráfica 7.



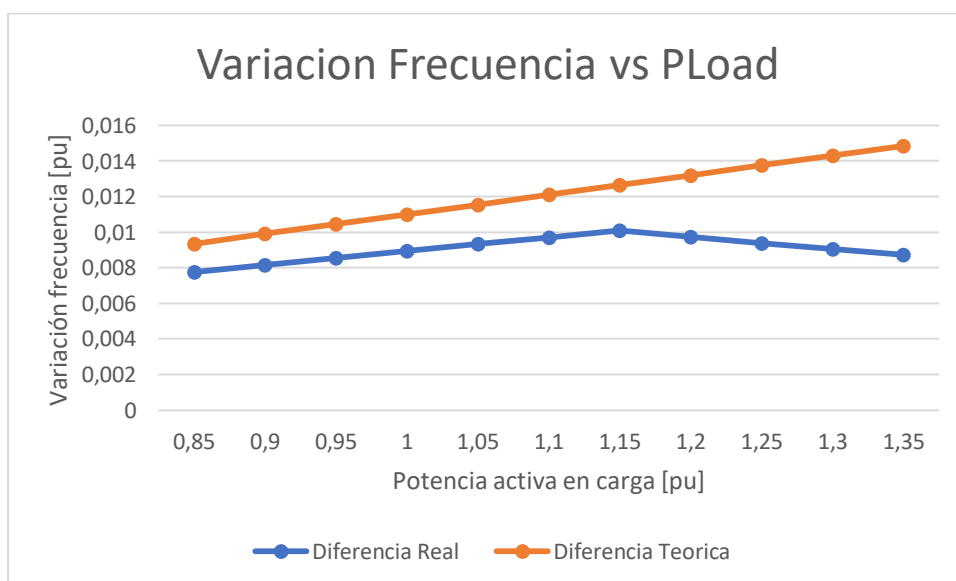
Gráfica 7: Comparativa de las caídas de frecuencia del sistema para varios estatismos y escenarios de carga

A la vista de la Gráfica 7 se puede concluir que el impacto del estatismo en el sistema es directamente proporcional, tal y como se establece en la fórmula comentada anteriormente.

5.1.3.- Impacto de la Constante de Tiempo del sistema

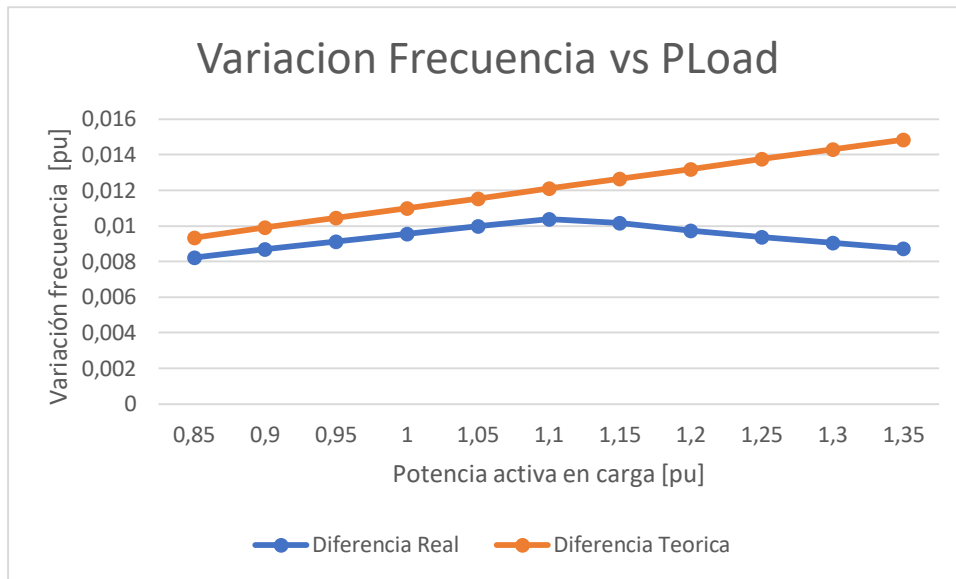
Análogamente al apartado anterior, se evaluará el impacto de la constante de tiempo del sistema en la frecuencia final del modelo analizando dos casos, uno con constante de tiempo el doble y otro con constante de tiempo la mitad.

Los resultados con constante de tiempo el doble se muestran en la Gráfica 8.



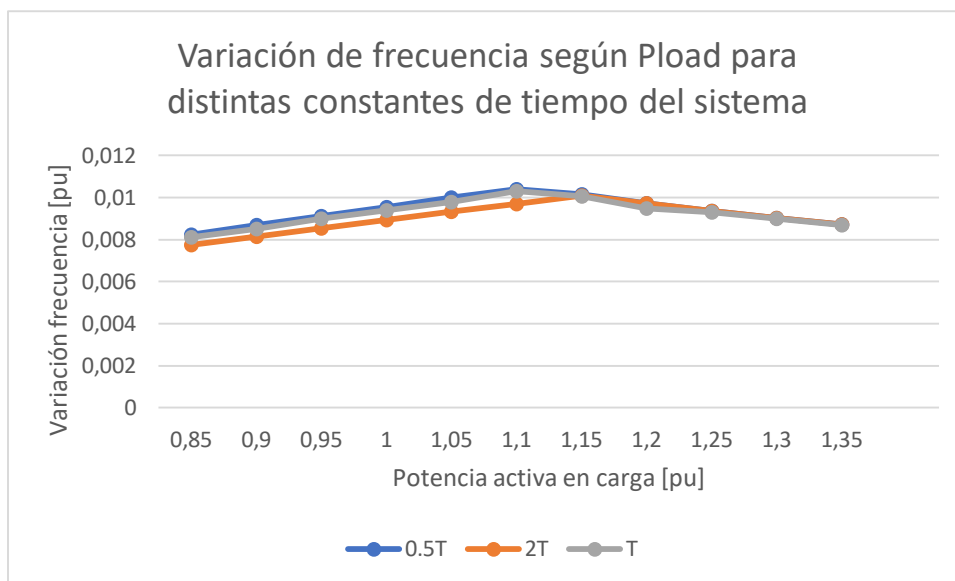
Gráfica 8: Comparativa de las caídas de frecuencia del sistema para una constante de tiempo el doble y distintos escenarios de carga

Para una constante de tiempo la mitad se obtienen los resultados mostrados en la Gráfica 9.



Gráfica 9: Comparativa de las caídas de frecuencia del sistema para una constante de tiempo la mitad y distintos escenarios de carga

Comparando los dos casos con el caso base se puede obtener la Gráfica 10, y a la vista de ella se puede concluir que la constante de tiempo no tiene un impacto significativo en la frecuencia final del sistema cuando se cambia la carga.



Gráfica 10: Comparativa de las caídas de frecuencia del sistema para distintas constantes de tiempo y distintos escenarios de carga

A la vista de los resultados de la Gráfica 10, se puede concluir que la constante de tiempo del sistema no tiene un impacto en la frecuencia final del sistema según la carga.

5.2- Impacto del modelo de carga

En este apartado se estudia de forma similar al apartado anterior el comportamiento del modelo, pero implementando una carga dinámica de potencia o de corriente constante, en vez de impedancia constante como en el apartado anterior.

5.2.1.- Modelo con carga de Corriente Constante

En este apartado se analizan los comportamientos globales de tensión, potencia y frecuencia para distintos escenarios de potencia activa en carga, con valores menor a la carga nominal, la carga nominal y superiores a ella, con un modelo con una carga dinámica de corriente constante.

5.2.1.1.- Carga menor a la nominal

En las siguientes gráficas se muestra la evolución temporal de las variables del sistema con una carga menor a la nominal de 0.9 pu.

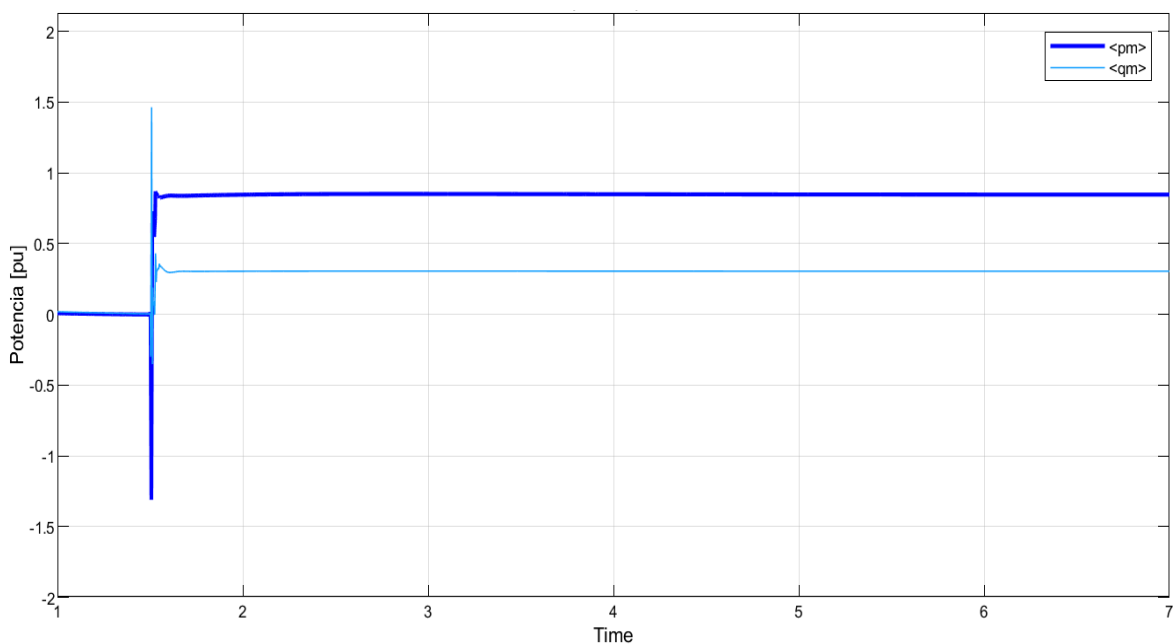


Figura 7: Evolución de P y Q de la batería al pasar a modo isla con una carga de 0.9 pu en un modelo dinámico de corriente constante

Respuesta de elementos grid forming ante grandes perturbaciones

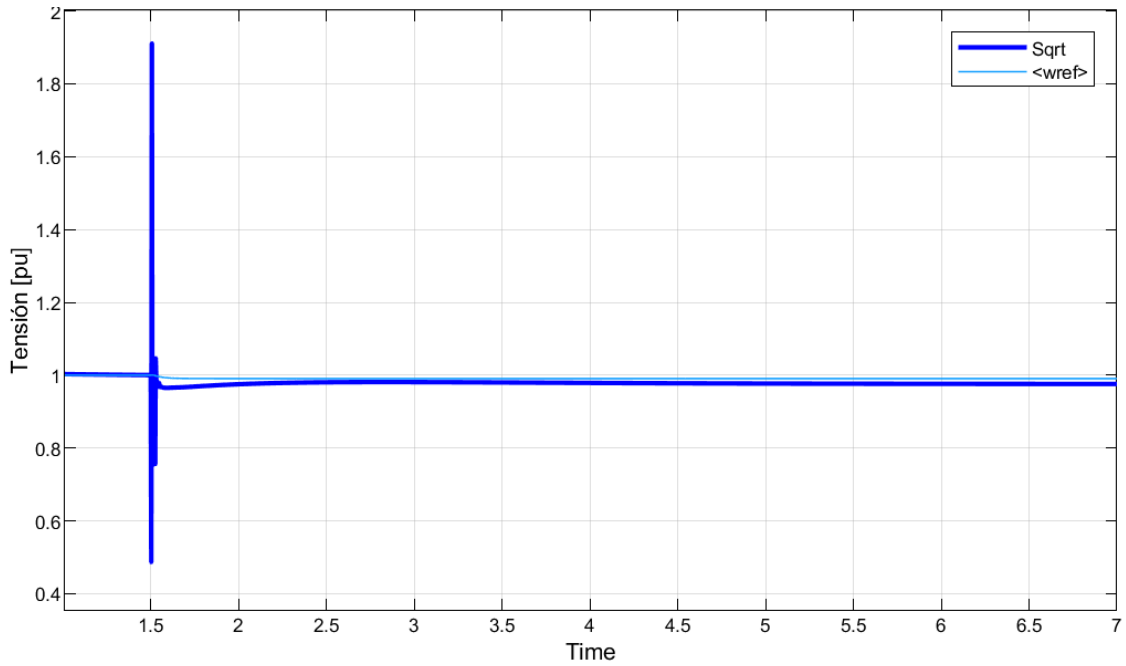


Figura 8: Evolución de la tensión al pasar a modo isla con una carga de 0.9 pu en un modelo dinámico de corriente constante

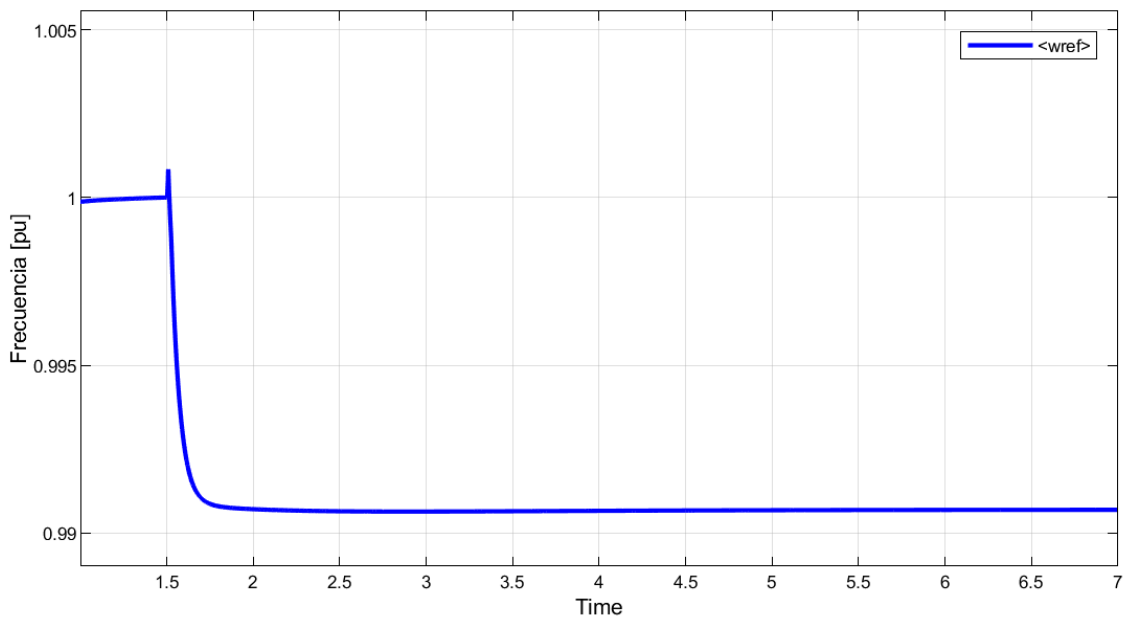


Figura 9: Evolución de la frecuencia al pasar a modo isla con una carga de 0.9 pu en un modelo dinámico de corriente constante

Las gráficas de todas las variables tienen transitorios rápidos y se estabilizan bien en valores normales y dentro de los límites. No tendría sentido que fuera de otra forma ya que la carga que tiene que alimentar es un valor menor al nominal.

5.2.1.2.- Carga nominal

Para una carga de 1 pu las gráficas cambian. Aunque los valores siguen estando dentro de valores aceptables, la potencia y tensión oscilan constantemente entre un rango de valores, que aunque dentro de los límites aceptables, no llegan a estabilizarse como en el caso anterior. Este es ya un sistema inestable.

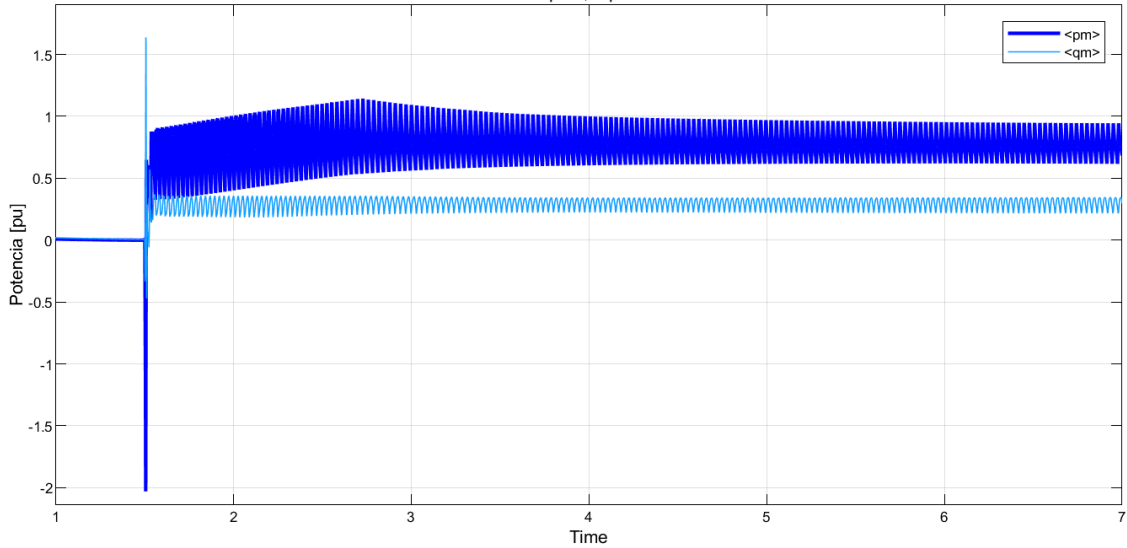


Figura 10: Evolución de P y Q al pasar a modo isla con carga nominal en un modelo dinámico de corriente constante

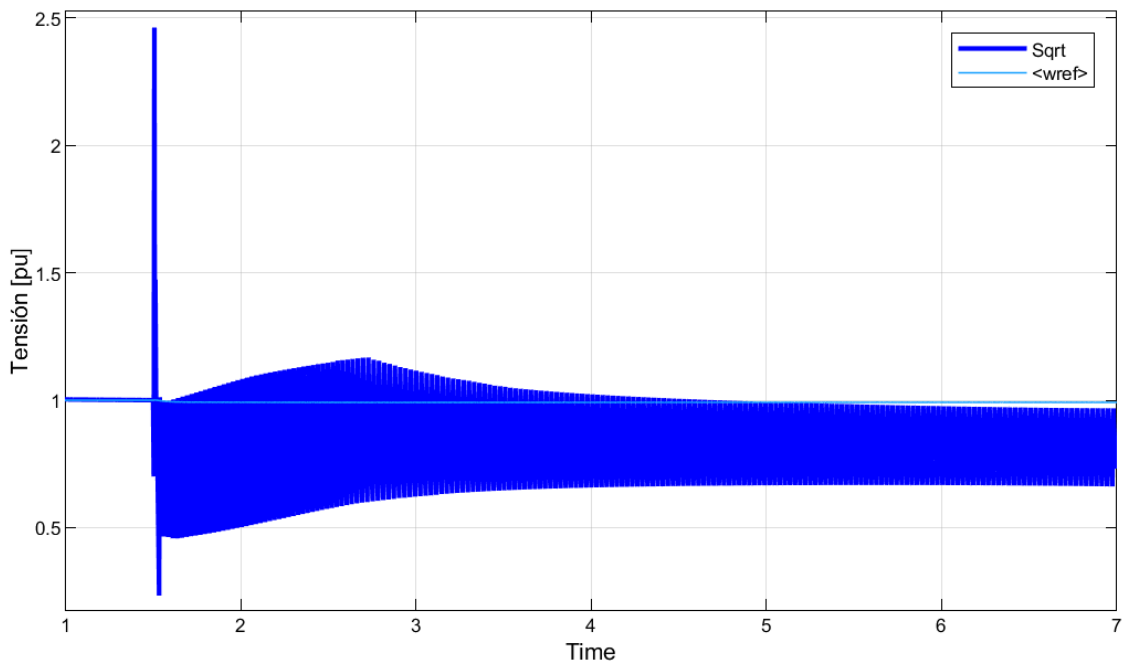


Figura 11: Evolución de la tensión al pasar a modo isla con una carga nominal en un modelo dinámico de corriente constante

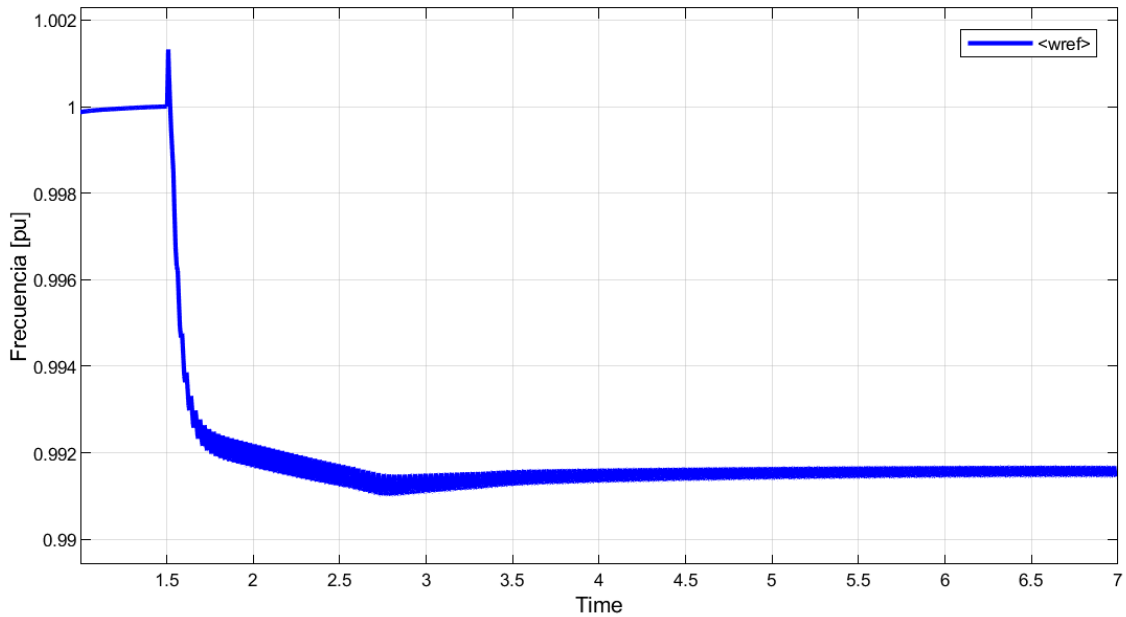


Figura 12: Evolución de la frecuencia al pasar a modo isla con una carga nominal en un modelo dinámico de corriente constante

A la vista de la Figura 12, se puede comentar que la frecuencia es estable y apenas cae un 0.008% para este caso de carga activa. Aun así, el sistema no tiene una respuesta estable para las variables de estado del sistema, por lo que no es un modelo que pueda soportar robustamente este tipo de cargas.

5.2.1.3.- Cargas superiores a la nominal

Para potencias mayores a la nominal la cosa cambia completamente y las gráficas son completamente oscilatorias en valores fuera de todo límite.

Tanto la tensión como la potencia de la batería oscilan entre valores de varias veces los valores nominales y no llegan a estabilizarse nunca. A pesar de la forma de la curva, la frecuencia es la única variable del sistema que sí está dentro de valores aceptables.

Para cargas aún mayores los efectos comentados anteriormente se incrementan y se disparan, la frecuencia sube a 1.06 pu y sale, por lo tanto, del rango recomendado de $\pm 5\%$ y tanto la potencia como la tensión se disparan a valores que no tienen sentido. El sistema es inestable y por lo tanto no interesa para el estudio.

5.2.2.- Modelo de Potencia Constante

De manera análoga al apartado anterior, en este apartado se ha analizado los comportamientos globales de tensión, potencia y frecuencia del sistema y de la batería para distintos escenarios de potencia activa en carga, con valores menor a la carga nominal, la carga nominal y superiores a ella, con un modelo con una carga dinámica de potencia constante.

En el modelo con carga de potencia constante, los transitorios cambian mucho dependiendo de la potencia, son relativamente normales con potencias menores a 1 pu, aunque comparándolos con el apartado anterior, los transitorios a corriente constante son mucho más limpios.

Aunque hay picos de valores elevados, no son terribles y los transitorios se repiten en el tiempo de manera consistente y tienen forma similar. El tiempo que dura los transitorios también es bastante menor que el en que los valores están estables. Esto es aplicable a las cuatro variables del sistema que estamos analizando.

Ya para valores cercanos pero inferiores a la carga nominal, el modelo sufre transitorios mucho peores que en el caso anterior y son la norma, no la excepción, es decir, el sistema es completamente inestable. Hay picos mayores a 10 pu tanto en tensión como en potencia y no son asumibles por un sistema real. La estabilidad es inversamente proporcional a la carga, algo lógico. La frecuencia en cambio sigue estando dentro de valores aceptables y dentro del límite de $\pm 5\%$.

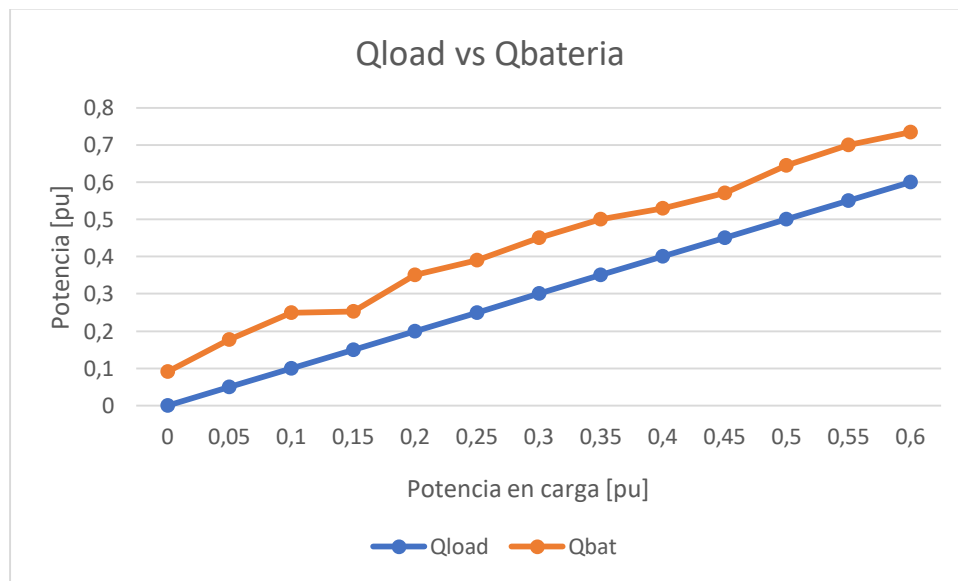
5.3- Impacto de la variación de carga

Se han repetido las simulaciones con esta carga dinámica variando solo un parámetro y dejando el resto constantes, los resultados son similares para la potencia, pero no para la tensión y la frecuencia. Este análisis se ha realizado para el modelo dinámico con carga de corriente constante, ya que, a la vista de los resultados del apartado del modelo de potencia constante, es el único de los dos modelos que llega a estabilizarse en unos valores finales.

5.3.1.-Impacto de la variación de la carga reactiva

Se han mantenido todos los parámetros constantes y se ha analizado la respuesta del sistema a distintos escenarios de carga reactiva (Q_{load}). Todos los parámetros están en su valor base y la potencia activa está en su valor nominal.

Se obtienen las siguientes gráficas:



Gráfica 11: Evolución de la potencia reactiva que suministra la batería para distintos escenarios de carga reactiva en el modelo de corriente constante

La potencia reactiva (Q) que suministra la batería es siempre algo mayor que la que pide la carga, algo que concuerda con lo que se ha visto en apartados anteriores. De igual forma, a mayor carga reactiva, los transitorios empezaban a ser como en el apartado anterior. Esto tiene sentido ya que la Potencia (S) total es mayor que la nominal, ya que la activa (P) es siempre 1, y aumenta más y más.

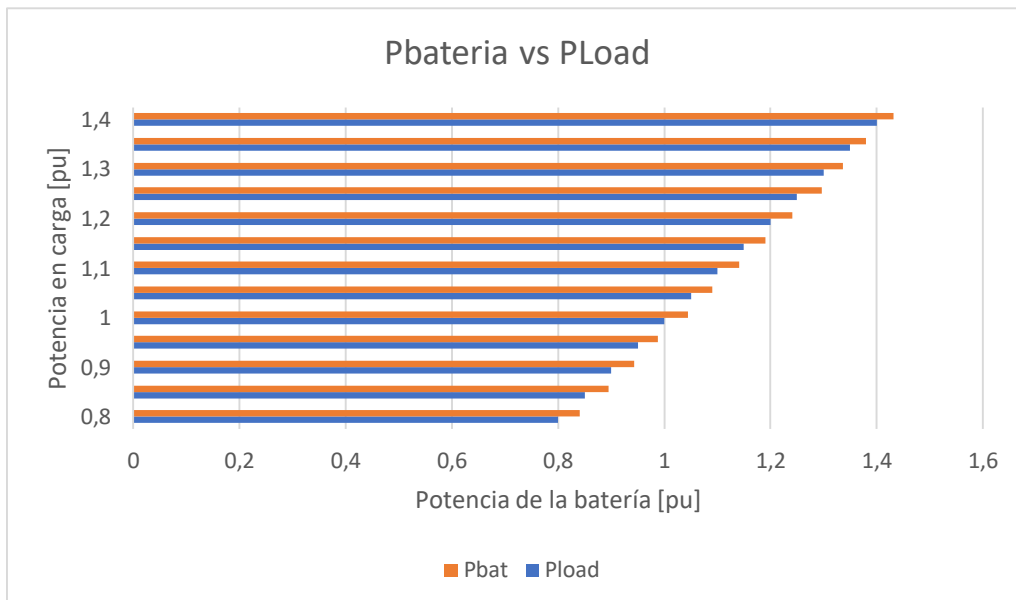
En estos escenarios la tensión no se estabiliza en un valor final, por lo que no se ha podido analizar de forma análoga a la evolución de la potencia reactiva. Aun así, se ha estudiado cualitativamente, y la tensión es mayor a mayor es la carga reactiva

que se coloca. Esto es lógico y concuerda con los principios de la relación entre la carga reactiva y la tensión.

En cuanto a la frecuencia, la parte estable de la curva siempre está en el mismo valor: 0.988pu. Tiene sentido y concuerda con que la frecuencia y la potencia reactiva no tienen influencia entre sí, de ahí el desacoplamiento que se realiza en las ecuaciones a la hora de resolver un flujo de cargas.

5.3.2.- Impacto de la variación de la potencia activa

La P que da la batería es siempre un poquito mayor que la que se pone de carga, de manera similar a lo que pasaba con la carga no dinámica y esto se podría achacar a las pérdidas del sistema. El resto de parámetros se han mantenido igual, carga reactiva de 0.2 pu, estatismo y constante de tiempo en valores base.



Gráfica 12: Evolución de la potencia activa que suministra la batería para distintos escenarios de carga activa en el modelo de corriente constante

La gráfica de cómo varía la tensión con la potencia no se han considerado relevantes al estudio porque, igual que ocurría en el apartado anterior, aunque en los valores bajos de carga sí que se estabilizaba en un valor final, a partir de la carga nominal no llega a estabilizarse al final, por lo que los datos están incompletos y no son reales.

5.4.- Comparativa entre los modelos según carga

En este apartado se ha analizado las respuestas presentadas en apartados anteriores conjuntamente. Por motivos de claridad, se ha omitido el modelo dinámico de potencia constante, ya que sus curvas tienen transitorios muy largos y ocultan las respuestas de los otros modelos. Se puede ver un ejemplo en la Figura 20.

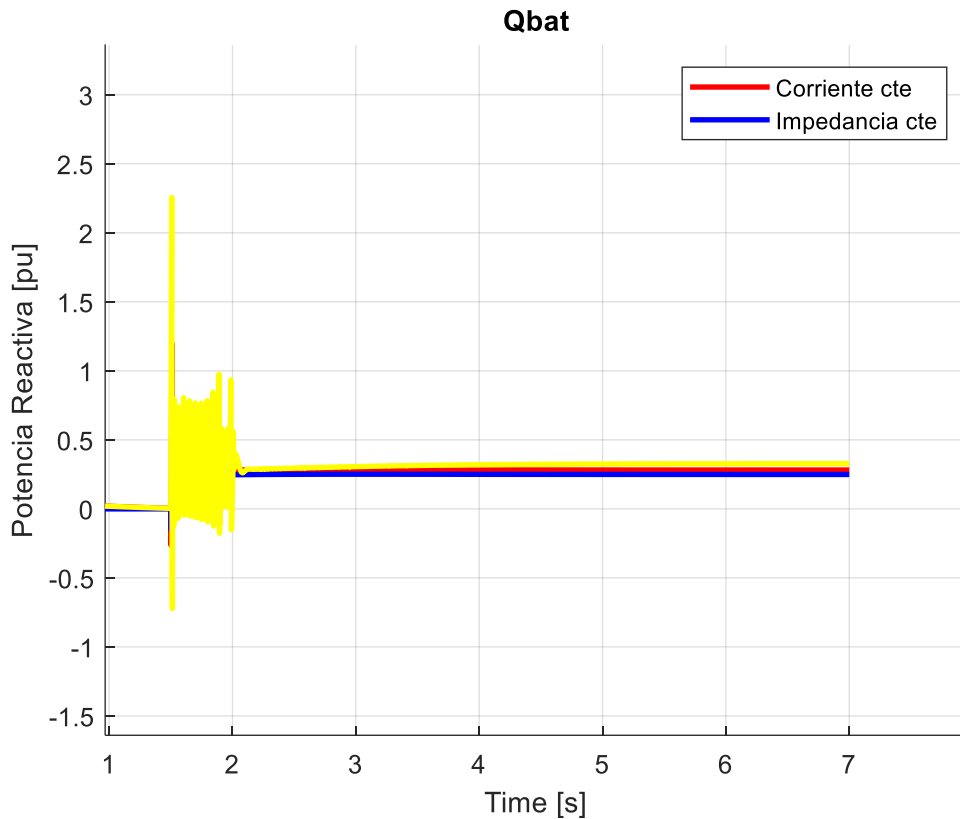
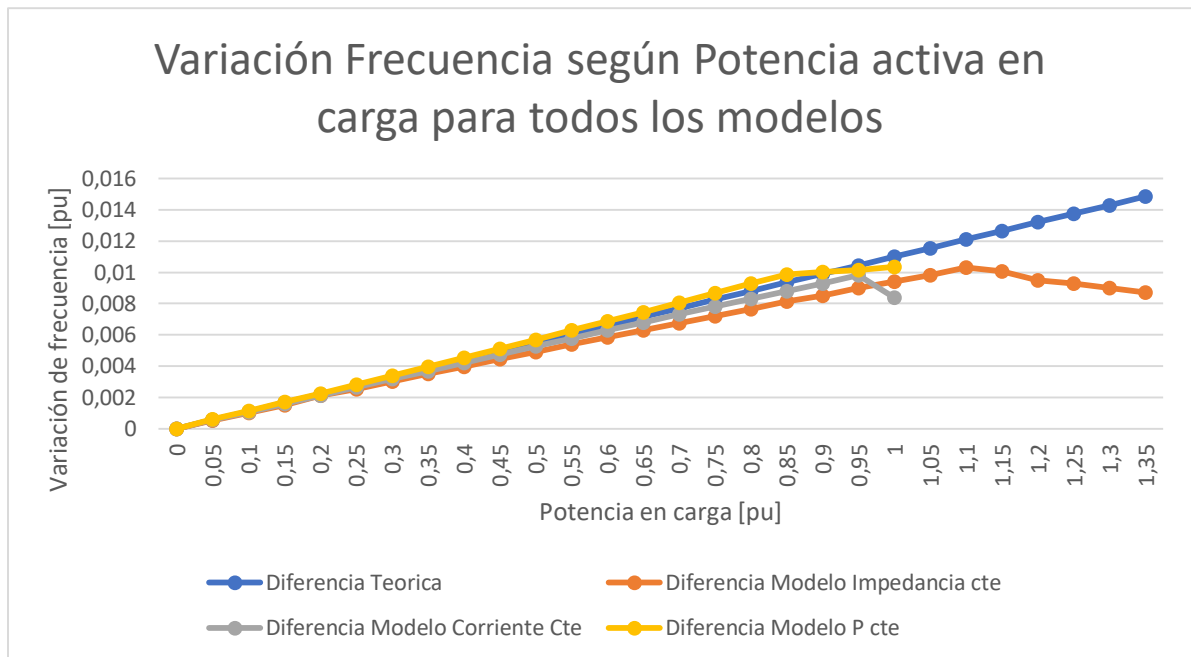


Figura 13: Respuesta de los tres modelos a un escenario de carga nominal, en amarillo la respuesta del modelo de potencia constante.

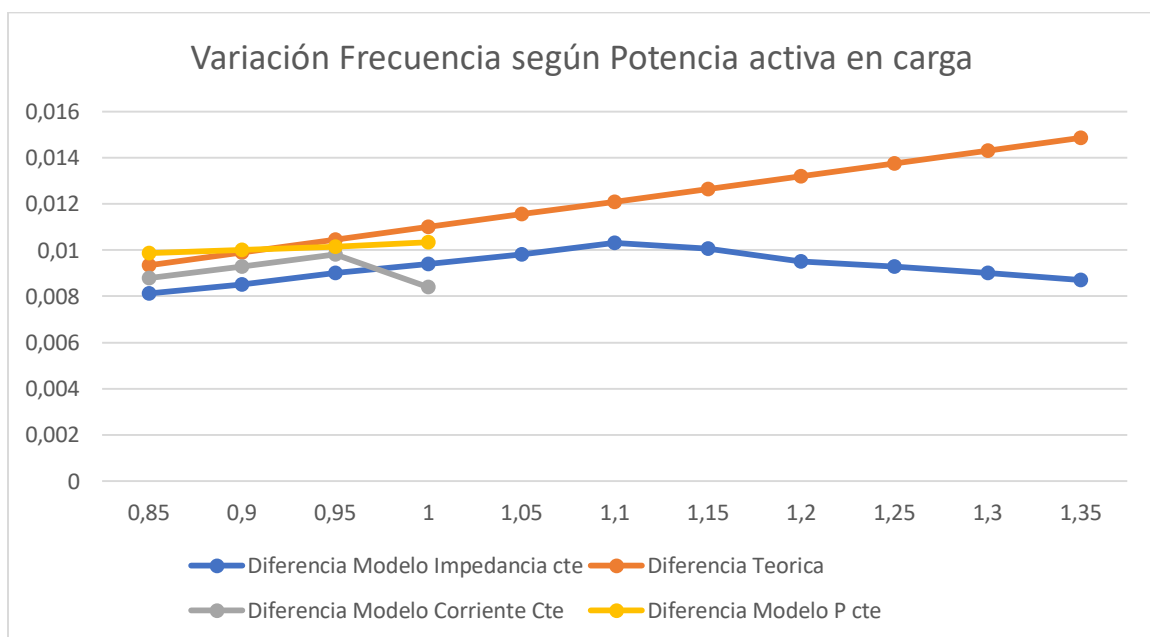
En cuanto a la estabilidad del sistema para afrontar cargas mayores a la nominal, el modelo de impedancia constante es el más robusto. Como se ha visto los otros dos modelos dejan de ser estables en valores alrededor de la carga nominal. Una comparativa de la frecuencia final del sistema se puede ver en la siguiente gráfica.



Gráfica 13: Comparativa de los distintos modelos en cuanto a su frecuencia final para distintos escenarios de carga

Tal y como se puede observar, todos los modelos se comportan de manera ajustada para cargas bajas, pero a medida que sube la potencia en carga, las diferencias van aumentando hasta que, como se ha comentado, los modelos de carga dinámica de corriente y potencia constante dejan de tener una respuesta estable para cargas superiores a la nominal. El modelo de impedancia constante sí que tiene respuestas estables para cargas muy superiores a la nominal (se ha estudiado hasta 2 pu de carga) pero su respuesta cada vez difiere más de la supuestamente teórica por razones que ya se han discutido con anterioridad.

Por motivos de claridad se presenta en detalle la parte de la gráfica crítica.



Gráfica 14: Comparativa de los distintos modelos en cuanto a su frecuencia final para distintos escenarios de carga

5.4.1.- Escenario base

En este apartado se las respuestas para un escenario con Intensidad máxima 1 pu y una carga de potencia 0.9 pu. Las respuestas de los dos modelos se pueden ver en las siguientes figuras.

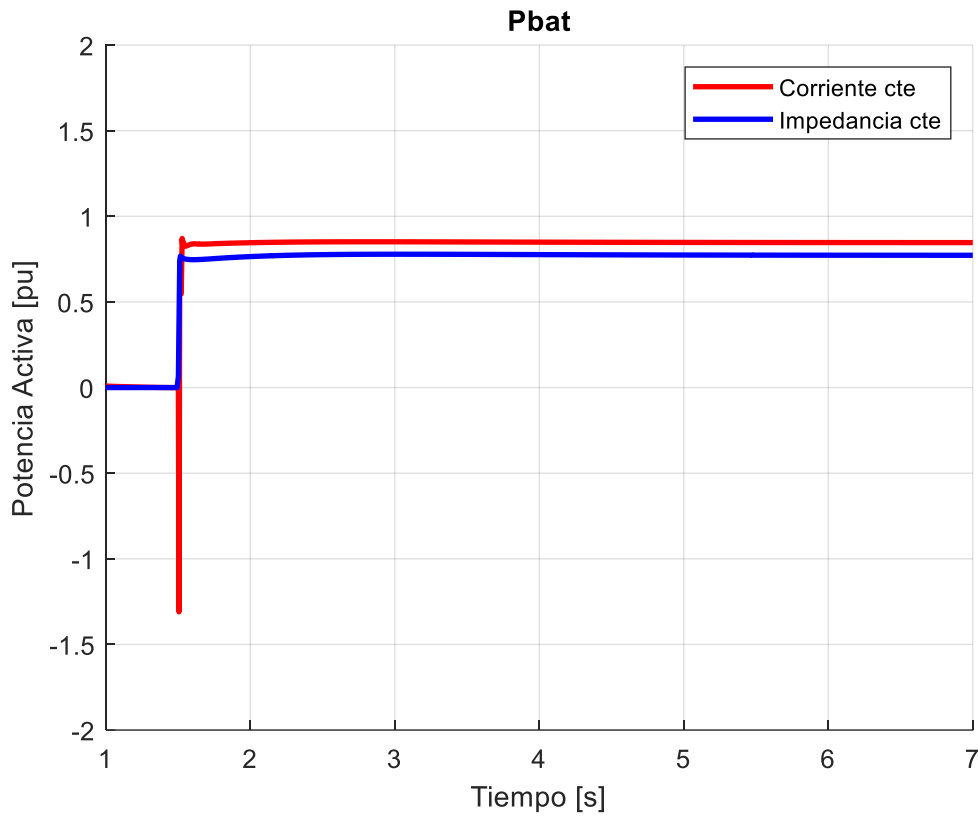


Figura 14: Respuesta de la potencia activa de la batería para distintos modelos para $I_{max}=1pu$ y carga 0.9 pu

Respuesta de elementos grid forming ante grandes perturbaciones

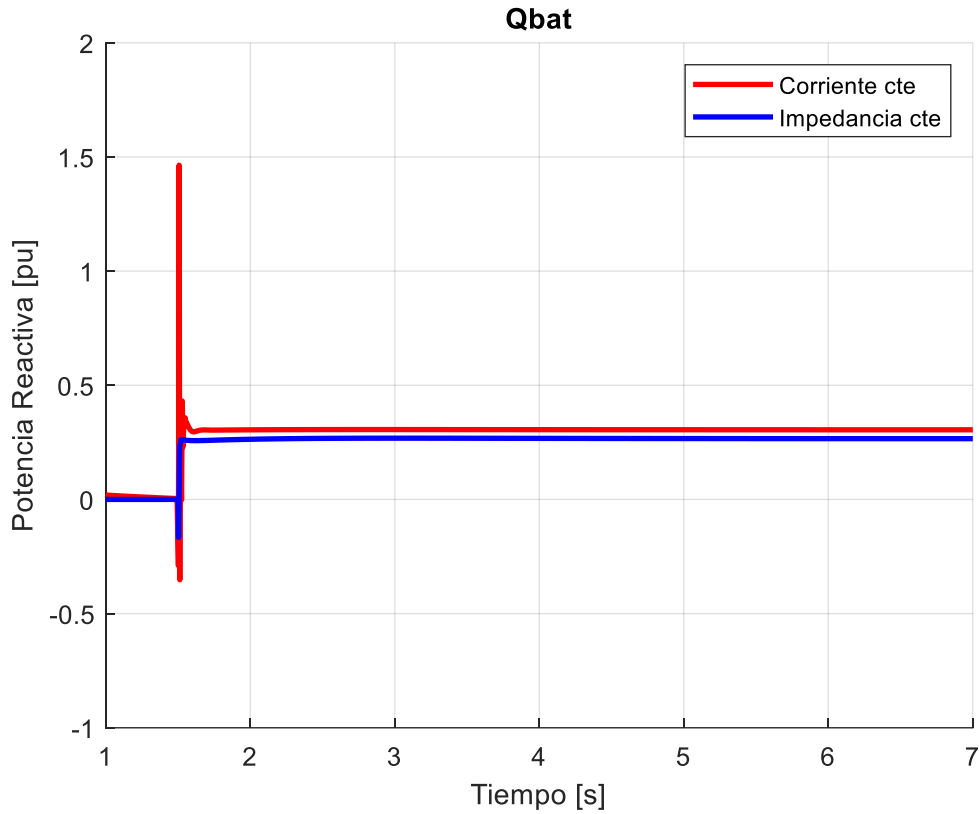


Figura 15: Respuesta de la potencia reactiva de la batería para distintos modelos para $I_{max}=1pu$ y carga $0.9 pu$

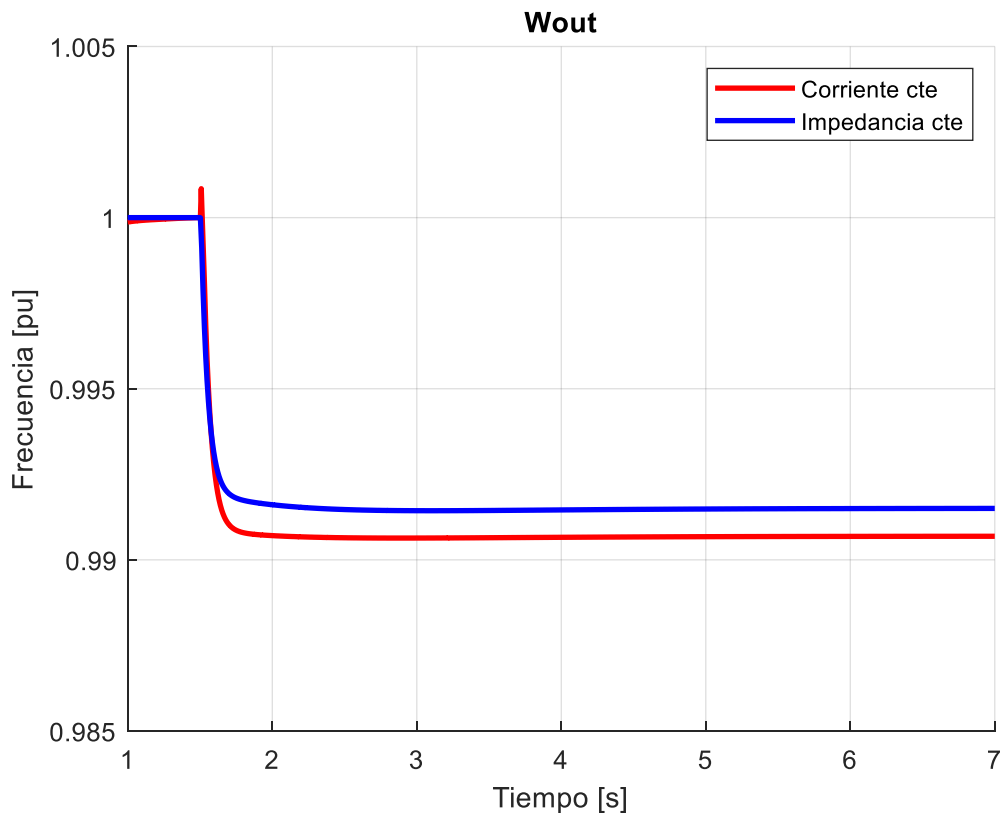


Figura 16: Respuesta de la frecuencia para distintos modelos para $I_{max}=1pu$ y carga $0.9 pu$

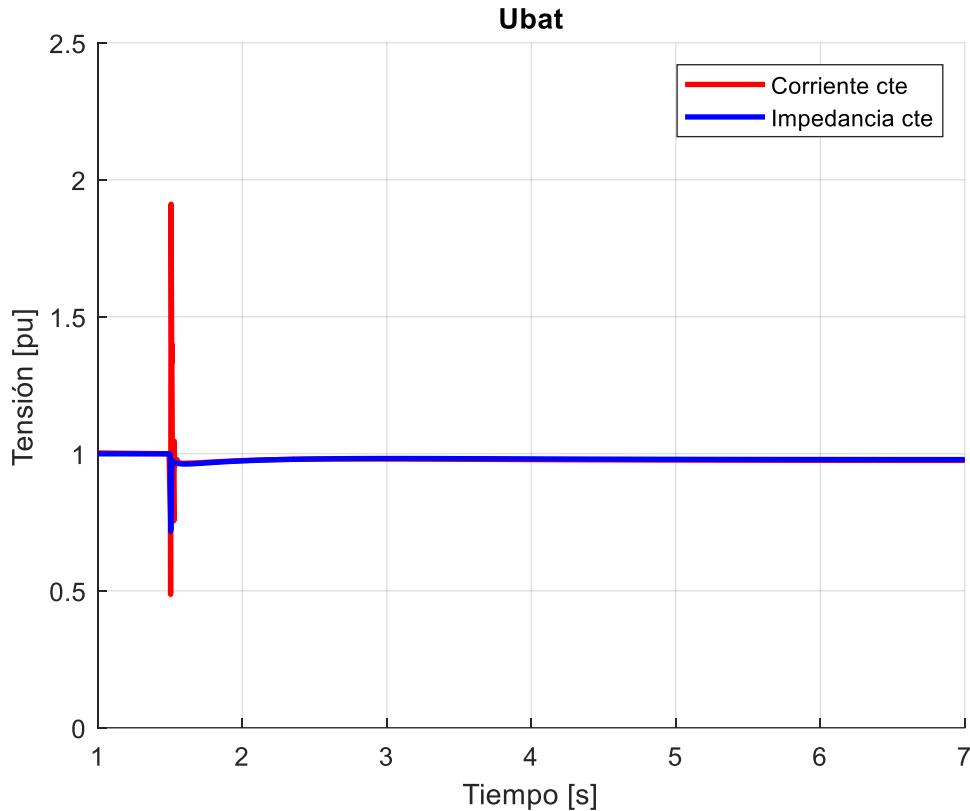


Figura 17: Respuesta de la tensión para distintos modelos para $I_{max}=1pu$ y carga $0.9 pu$

Como se puede observar, las respuestas son muy similares y acaban en los mismos valores para ambos modelos, aunque la parte transitoria del modelo dinámico de corriente constante sea más acusada. Esto se puede deber a que represente de manera más fiel la realidad. Aún así, el transitorio es muy pequeño y no causa problemas de estabilidad.

5.4.2.- Escenario nominal

En este apartado se presentan las respuestas de los modelos para una intensidad máxima del inversor de 1 pu y una carga de potencia activa de 1 pu. En las siguientes figuras están la comparativa de respuestas entre el modelo con impedancia constante y el de corriente constante.

Respuesta de elementos grid forming ante grandes perturbaciones

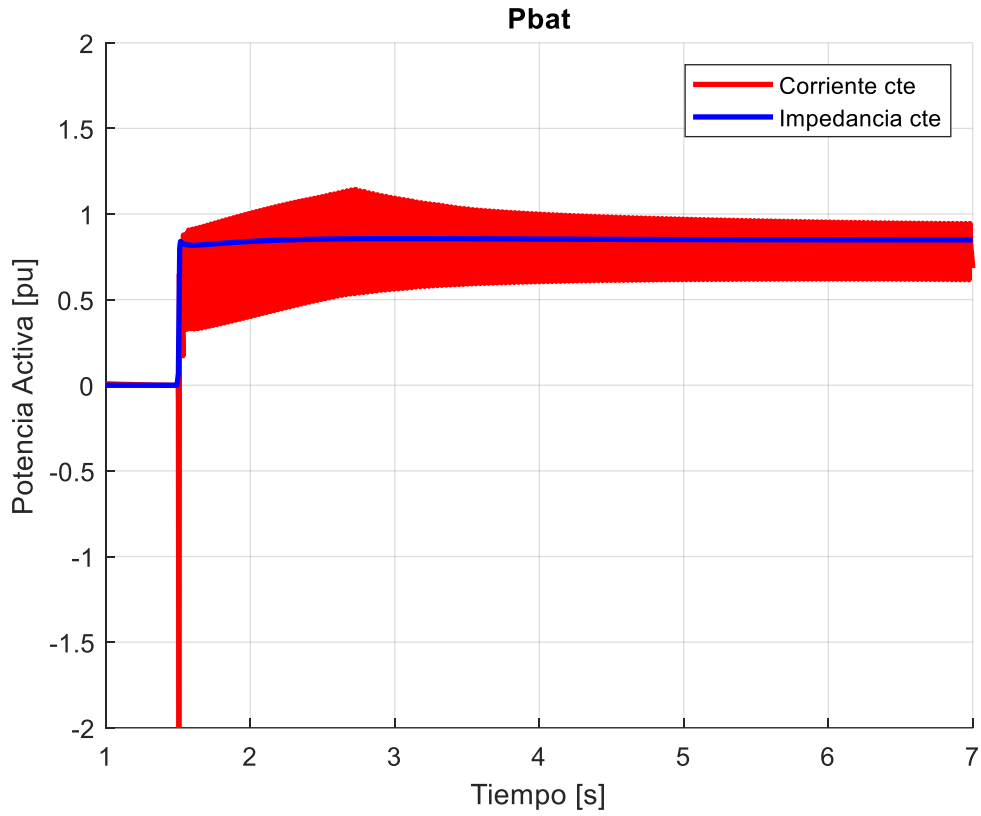


Figura 18: Respuesta de la potencia activa de la batería para distintos modelos para $I_{max}=1pu$ y carga nominal

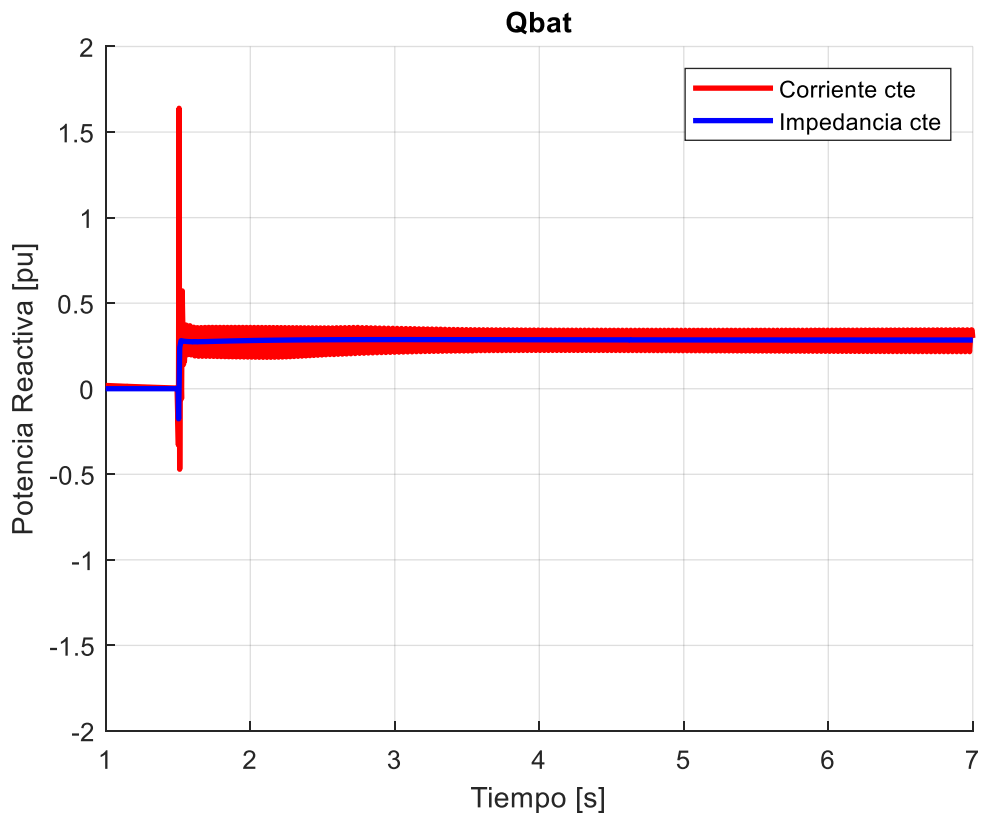


Figura 19: Respuesta de la potencia reactiva de la batería para distintos modelos para $I_{max}=1pu$ y carga nominal

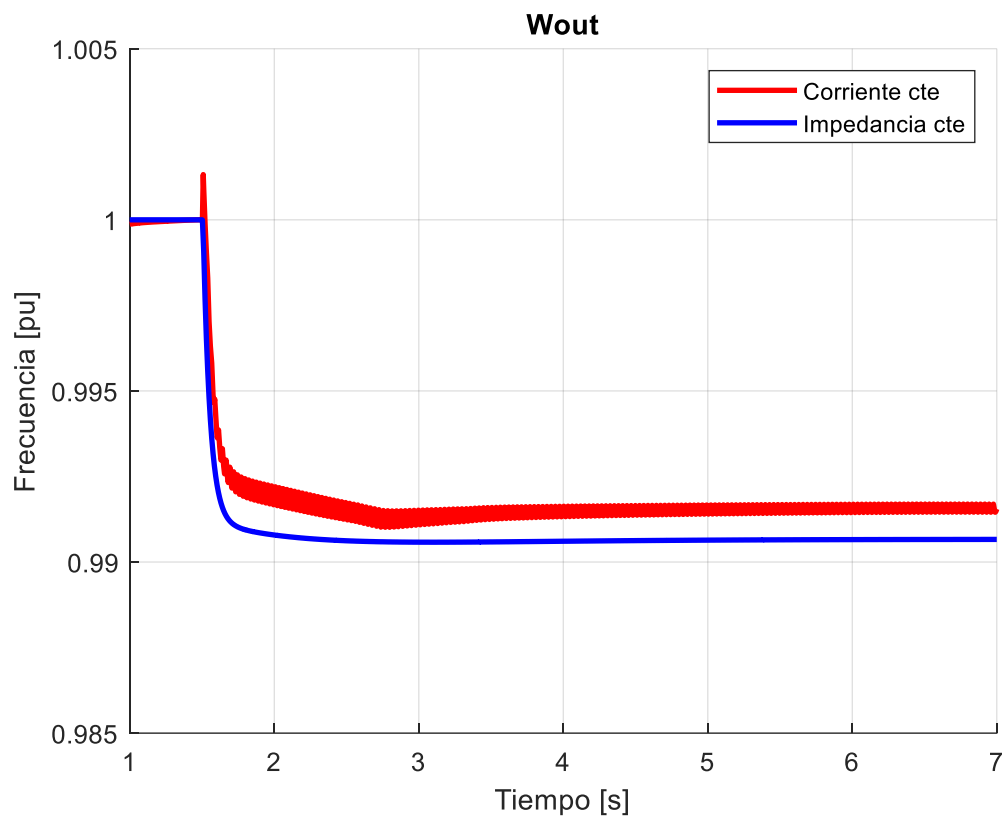


Figura 20: Respuesta de la frecuencia para distintos modelos para $I_{max}=1pu$ y carga nominal

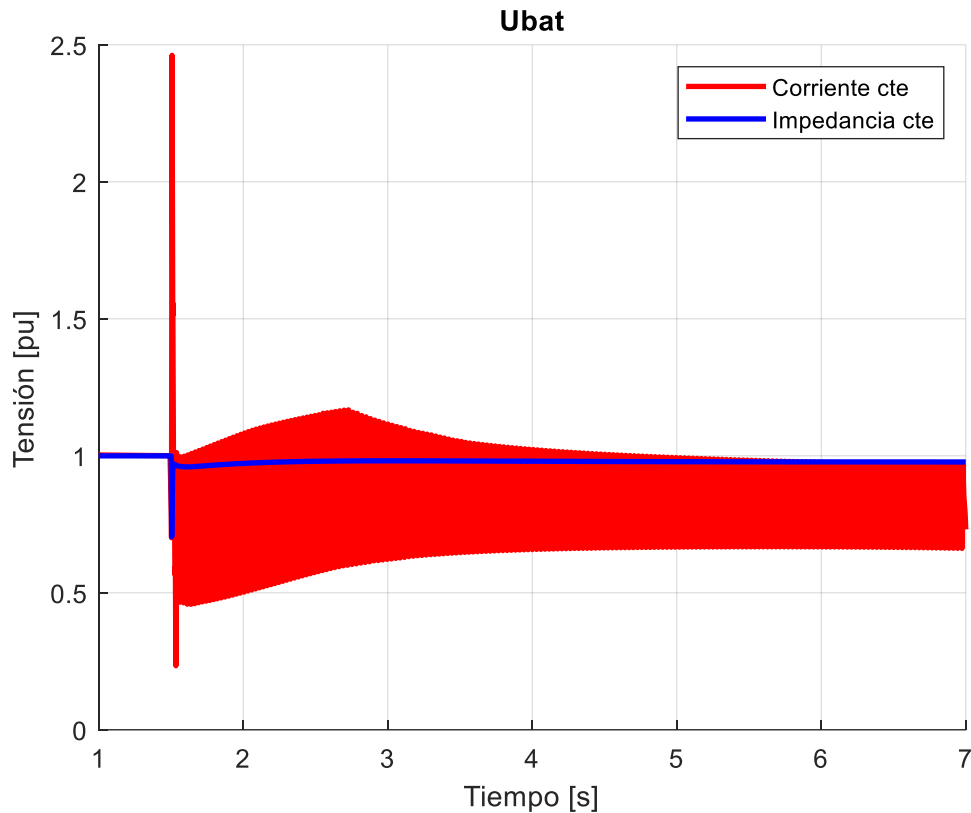


Figura 21: Respuesta de la tensión para distintos modelos para $I_{max}=1pu$ y carga nominal

Las respuestas siguen siendo parecidas, pero ya para valores de carga nominal o mayores los valores en el modelo dinámico de corriente constante se estabilizan en un rango de valores y no en un solo valor como el otro modelo, que tiene una respuesta más limpia, tal vez por lo comentado anteriormente, que es un modelo no dinámico.

5.4.3.- Escenario con cargas mayores a la nominal

Como se ha comentado con anterioridad, los modelos con cargas dinámicas de potencia y corriente constante no son tan resilientes y no son estables para valores superiores a la carga nominal. Sus respuestas no se corresponden con un sistema que pudiera funcionar por lo que se han omitido las gráficas aunque se ha considerado necesario mencionarlo.

5.5.- Impacto de la Intensidad máxima del inversor

Uno de los principales parámetros del sistema es la intensidad máxima que se permite por el inversor, en este caso se ha modificado este parámetro y se ha permitido una corriente máxima algo mayor a la nominal, de 1.1 pu, y se ha estudiado para los diferentes modelos como influye en sus respuestas y estabilidad para escenarios de carga similares a los que se han analizado hasta ahora.

5.5.1.- Escenario nominal

Para un escenario con carga menor a la nominal de 0.9 pu y una corriente de inversor máxima aumentada, se obtienen los siguientes resultados.

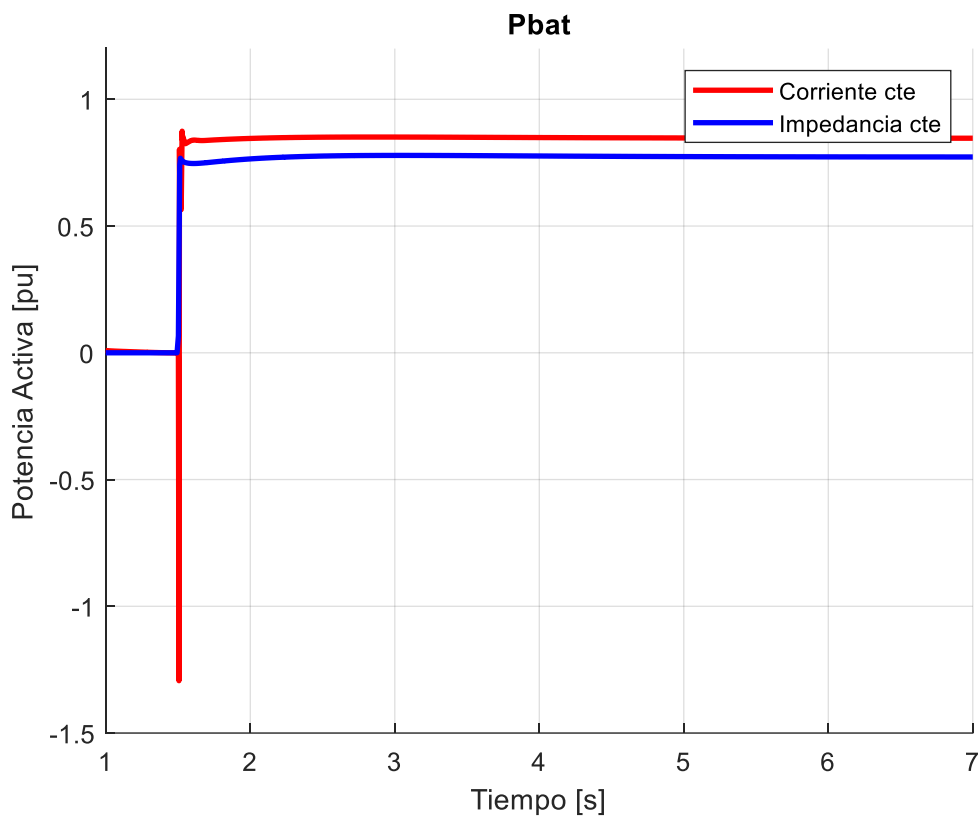


Figura 22: Respuesta de la potencia activa de la batería para distintos modelos para $I_{max}=1.1pu$ y carga menor a la nominal

Respuesta de elementos grid forming ante grandes perturbaciones

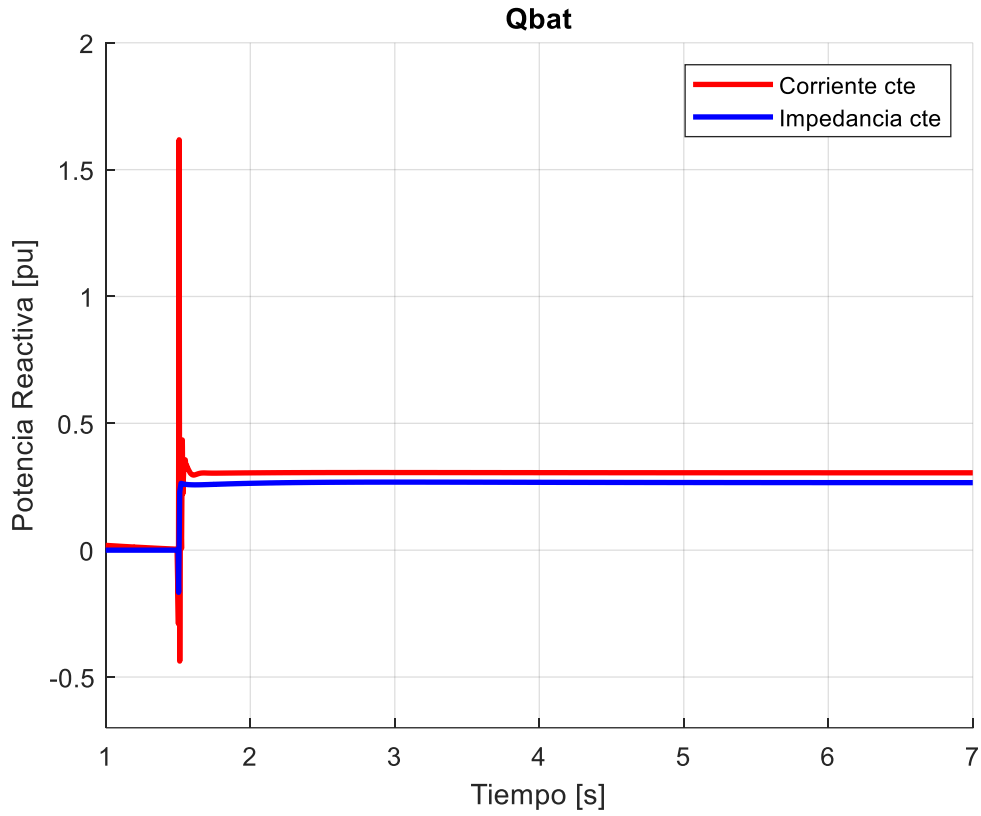


Figura 23: Respuesta de la potencia reactiva de la batería para distintos modelos para $I_{max}=1.1pu$ y carga menor a la nominal

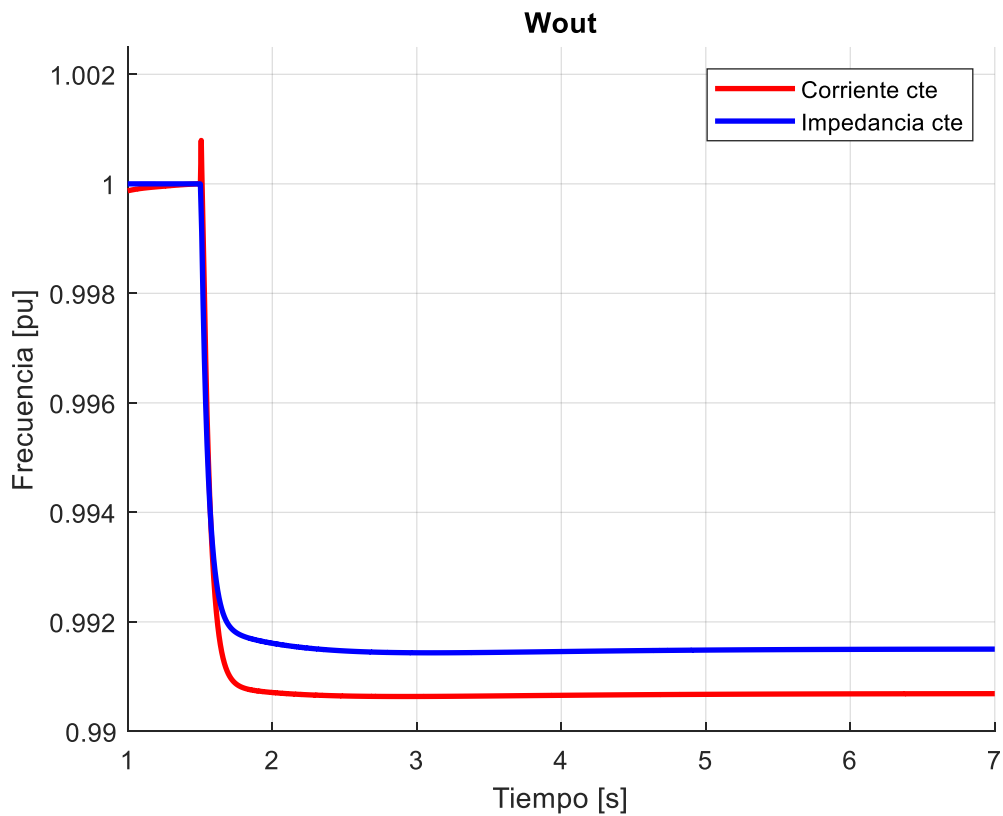


Figura 24: Respuesta de la frecuencia para distintos modelos para $I_{max}=1.1pu$ y carga menor a la nominal

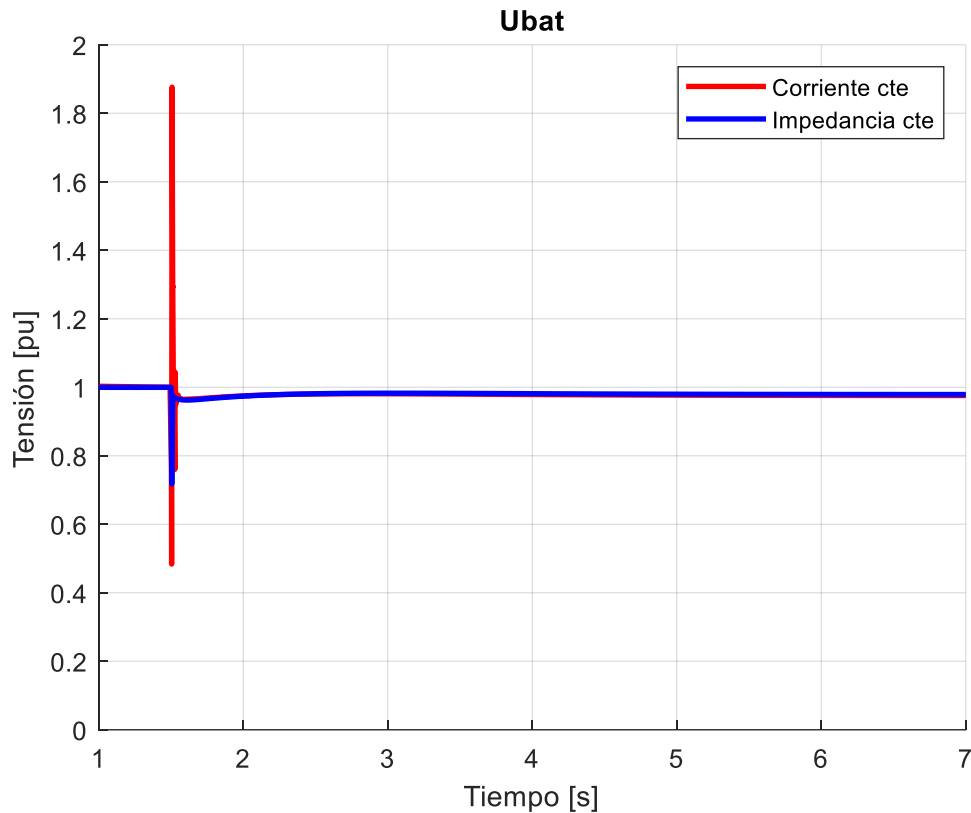


Figura 25: Respuesta de la tensión para distintos modelos para $I_{max}=1.1pu$ y carga menor a la nominal

Las respuestas del sistema son muy similares y apenas cambian con respecto al caso con intensidad máxima del inversor nominal. Este resultado es lógico ya que si al ser un escenario de carga menor al nominal, no se llega a los límites de corriente y por lo tanto la respuesta no cambia.

5.5.2.- Escenario nominal

En este apartado se repite las simulaciones con intensidad máxima del inversor mayor a la nominal, 1.1 pu, pero con carga nominal. La comparativa entre respuestas se muestra en las siguientes figuras.

Respuesta de elementos grid forming ante grandes perturbaciones

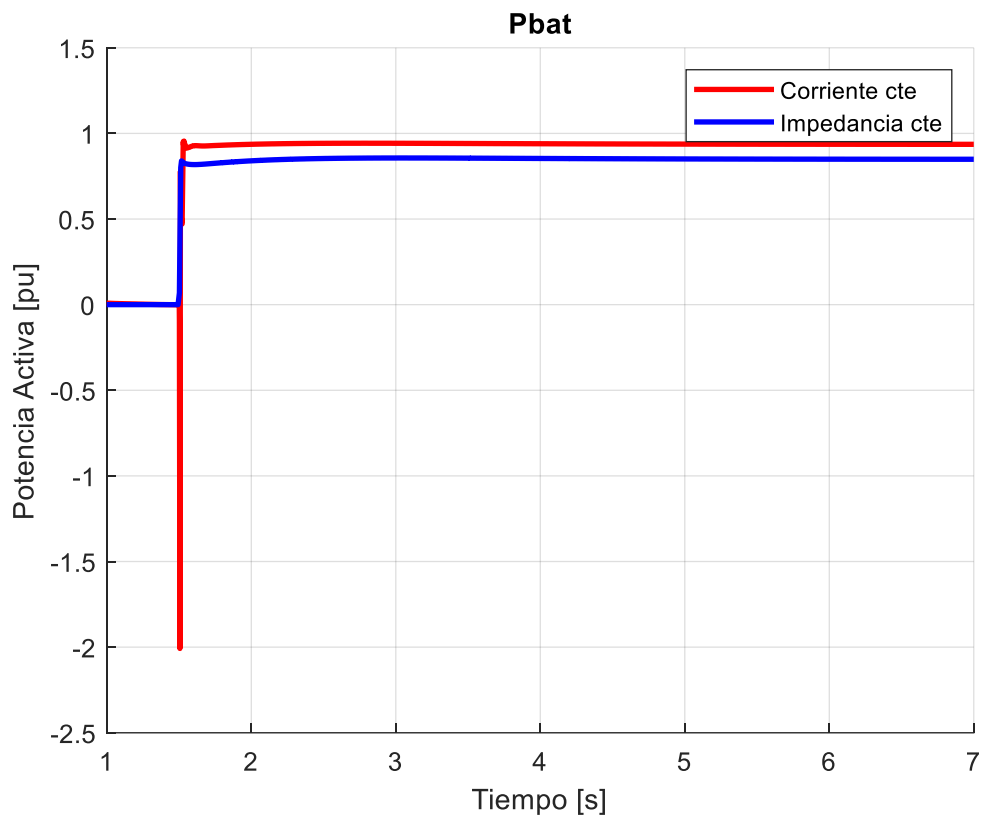


Figura 26: Respuesta de la potencia activa de la batería para distintos modelos para $I_{max}=1.1pu$ y carga nominal

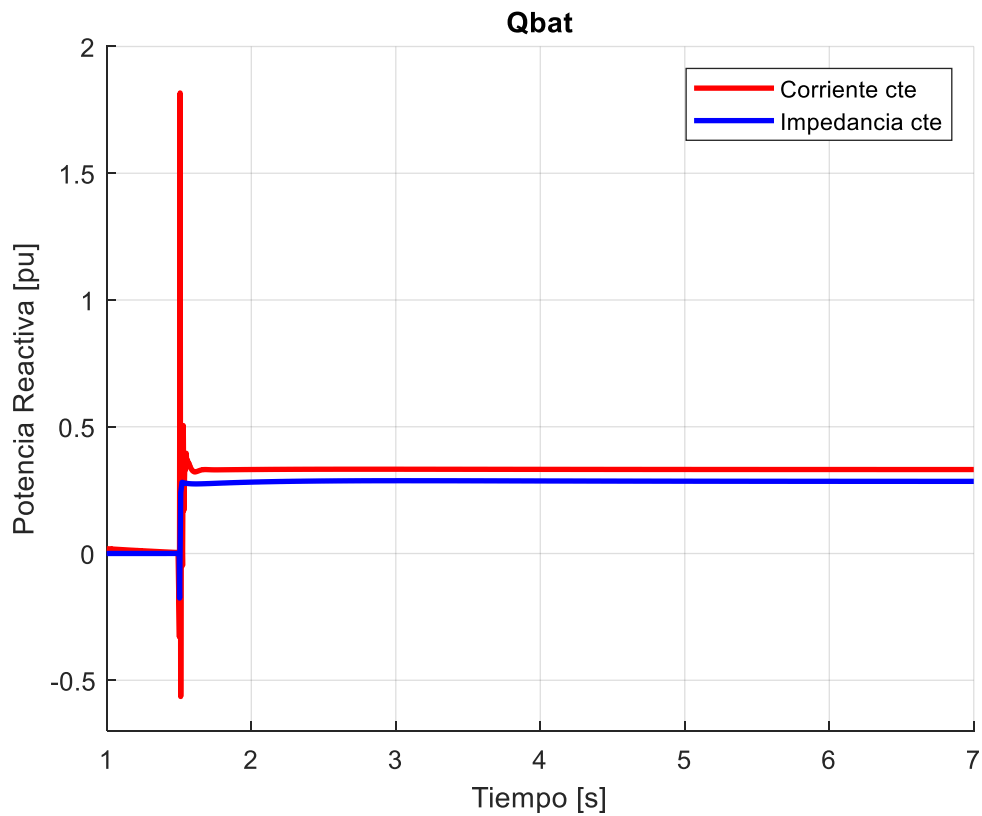


Figura 27: Respuesta de la potencia reactiva de la batería para distintos modelos para $I_{max}=1.1pu$ y carga nominal

Respuesta de elementos grid forming ante grandes perturbaciones

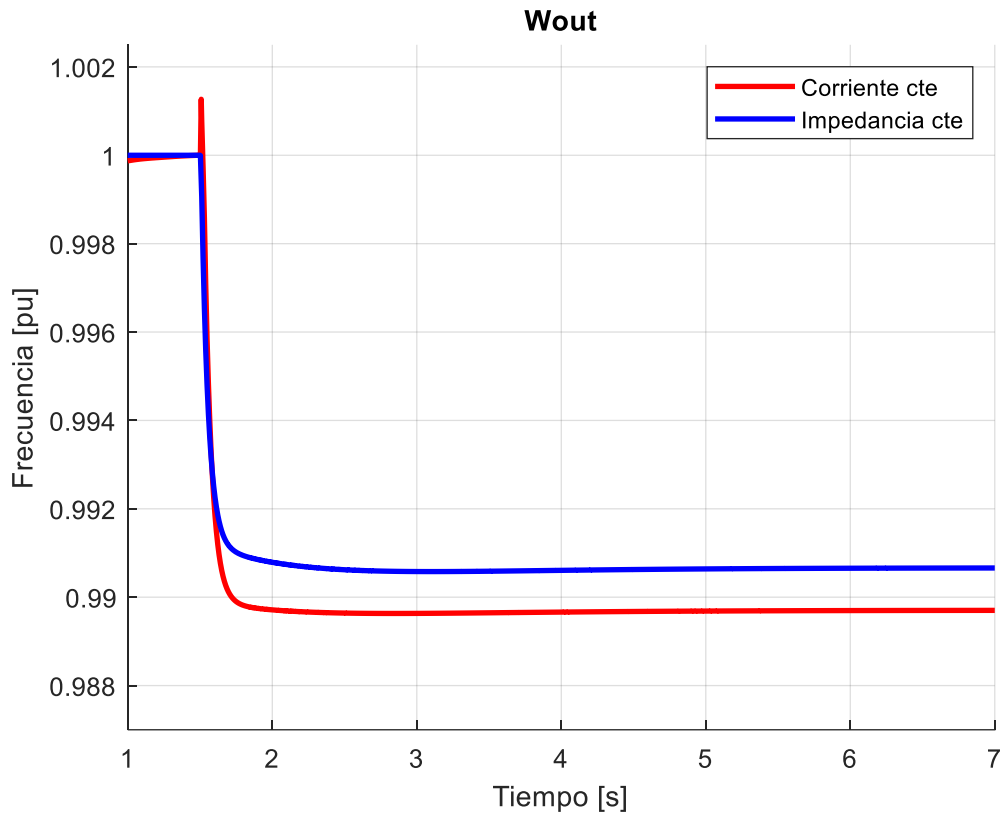


Figura 28: Respuesta de la frecuencia para distintos modelos para $I_{max}=1.1pu$ y carga nominal

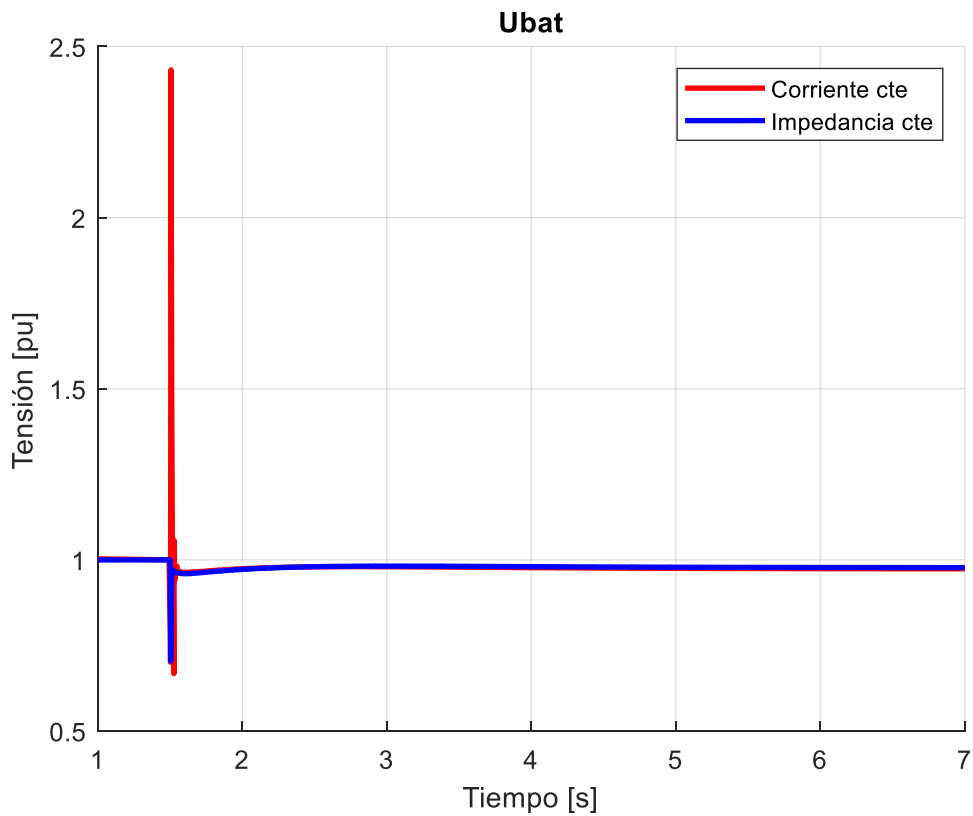


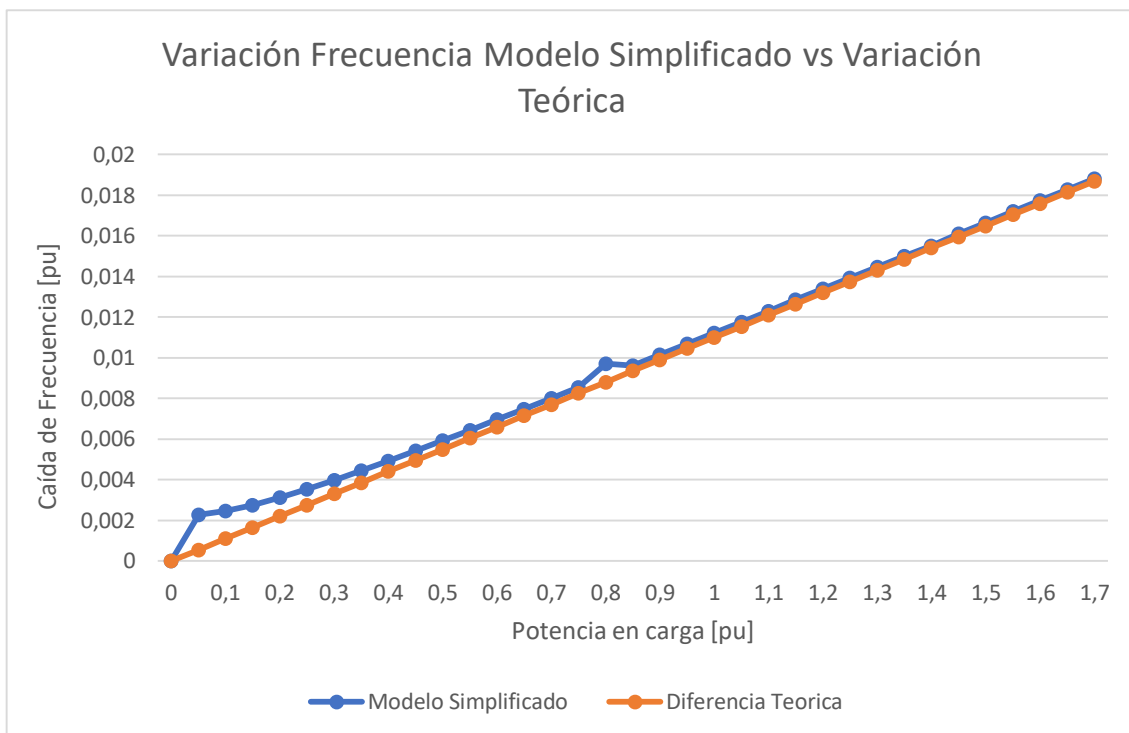
Figura 29: Respuesta de la tensión para distintos modelos para $I_{max}=1.1pu$ y carga nominal

Como se puede comprobar en las figuras anteriores, la respuesta del modelo de carga dinámica de corriente constante es mucho más limpia y parecida al modelo de impedancia constante en este caso con una corriente máxima del inversor mayor a la nominal. Aumentar este parámetro límite mejora mucho la estabilidad y la respuesta del sistema. Es de esperar que esto aumente el límite de potencia en carga admisible hasta que aparecen los transitorios inestables.

6.- Análisis del Modelo Simplificado y Comparativa

En este apartado se realiza un análisis análogo para el modelo simplificado y analizar hasta qué punto éste puede reemplazar al modelo complejo. La salida del modelo es la caída de frecuencia del sistema ante la misma perturbación que se simulaba en el modelo complejo, y es ésta la variable que se analiza.

En primer lugar se ha analizado simulando un escalón de potencia en carga igual a la perturbación que se analizaba en el modelo complejo y se ha comparado frente a la curva teórica que se obtiene según la Ecuación 2. Los resultados se presentan en la Gráfica 15.



Gráfica 15: Caída de frecuencia del sistema en el modelo simplificado comparado con la caída teórica que tendría que haber para dicha perturbación

Tal y como se puede observar el modelo simplificado se ajusta muy bien a la recta teórica en prácticamente cualquier situación, tanto para valores de carga menores a la nominal como para valores mucho mayores. Para valores muy pequeños, menores a 0.1 pu, la curva tiene un error importante. Esto se puede deber a que el modelo simplificado se base en la equivalencia presentada en la Ecuación 1, y ésta no es tan acertada para valores de carga tan pequeños.

Es también notable que la curva de la caída de frecuencia del modelo simplificado presenta un pico en el valor de carga 0.8 pu. Este proyecto no le ha encontrado una explicación razonable lo suficientemente segura como para explicarlo y es realmente sorprendente que para un modelo simplificado se presente tal pico.

En la Figura 30 se ha mostrado la evolución temporal del modelo simplificado para distintas cargas, una de 0.5 pu y otra de 0.9 pu. Tal y como cabría esperar de un modelo simplificado con el control presentado, la respuesta no presenta inestabilidad ni un transitorio largo e inestable, sino que se estabiliza rápidamente en el valor final.

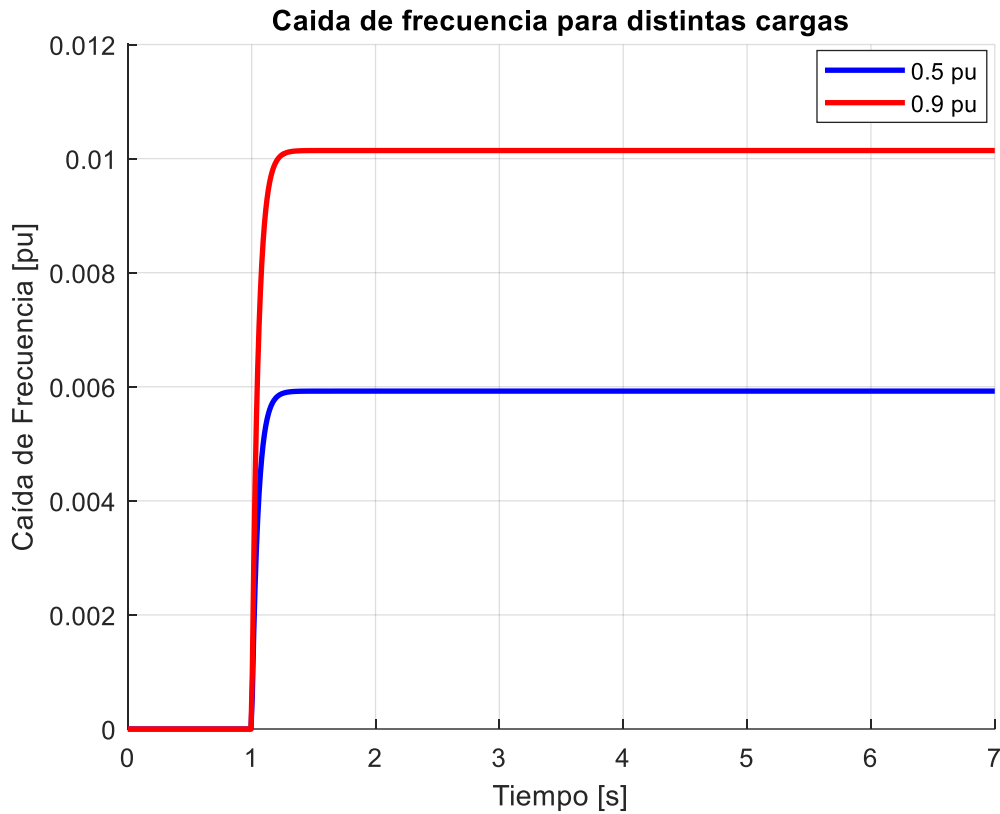
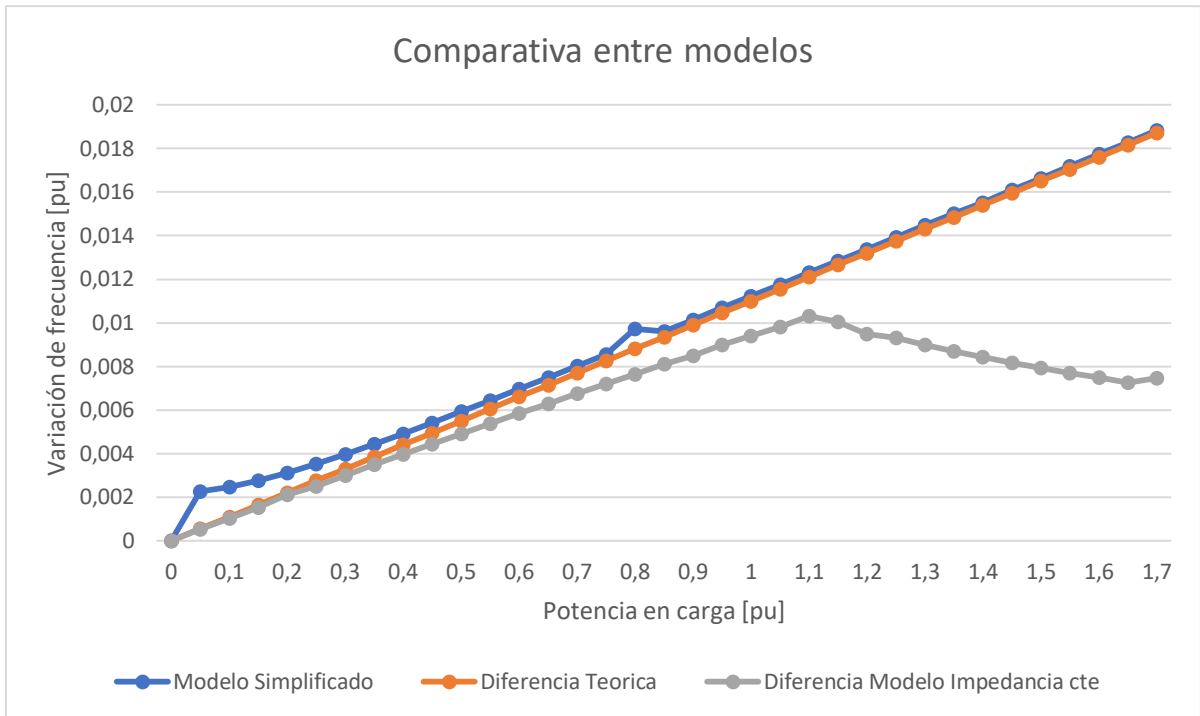


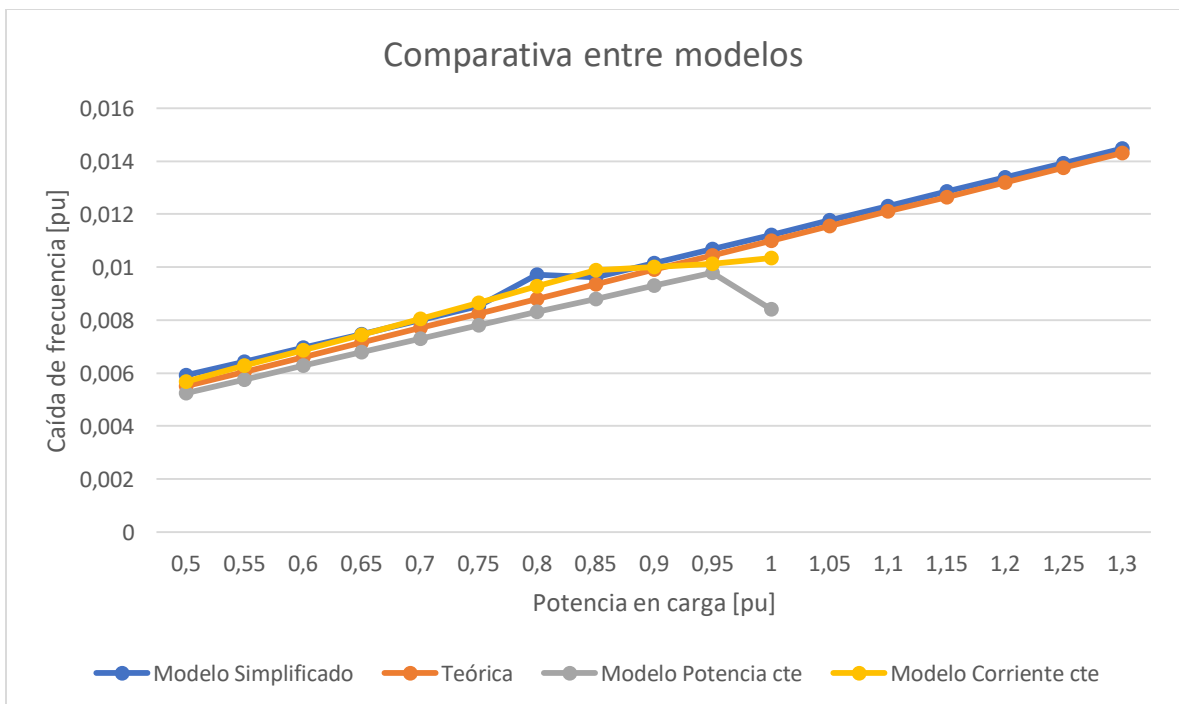
Figura 30: Evolución temporal de la caída de frecuencia en el modelo simplificado para distintas cargas

Haciendo la comparativa entre el modelo simplificado y el modelo de impedancia constante que se ha analizado en el apartado anterior, se puede observar que el modelo de impedancia constante satura a partir de valores bastante superiores a la carga nominal, a partir de 1.1 pu o 1.15 pu de carga. Esto no ocurre para el modelo simplificado ya que no tiene ningún modelo complejo del inversor o del sistema que le haga saturar y deslastrar carga o que le haga tener en cuenta las limitaciones de corriente del inversor. Habría que considerar también esto a la hora de aplicar el modelo simplificado.

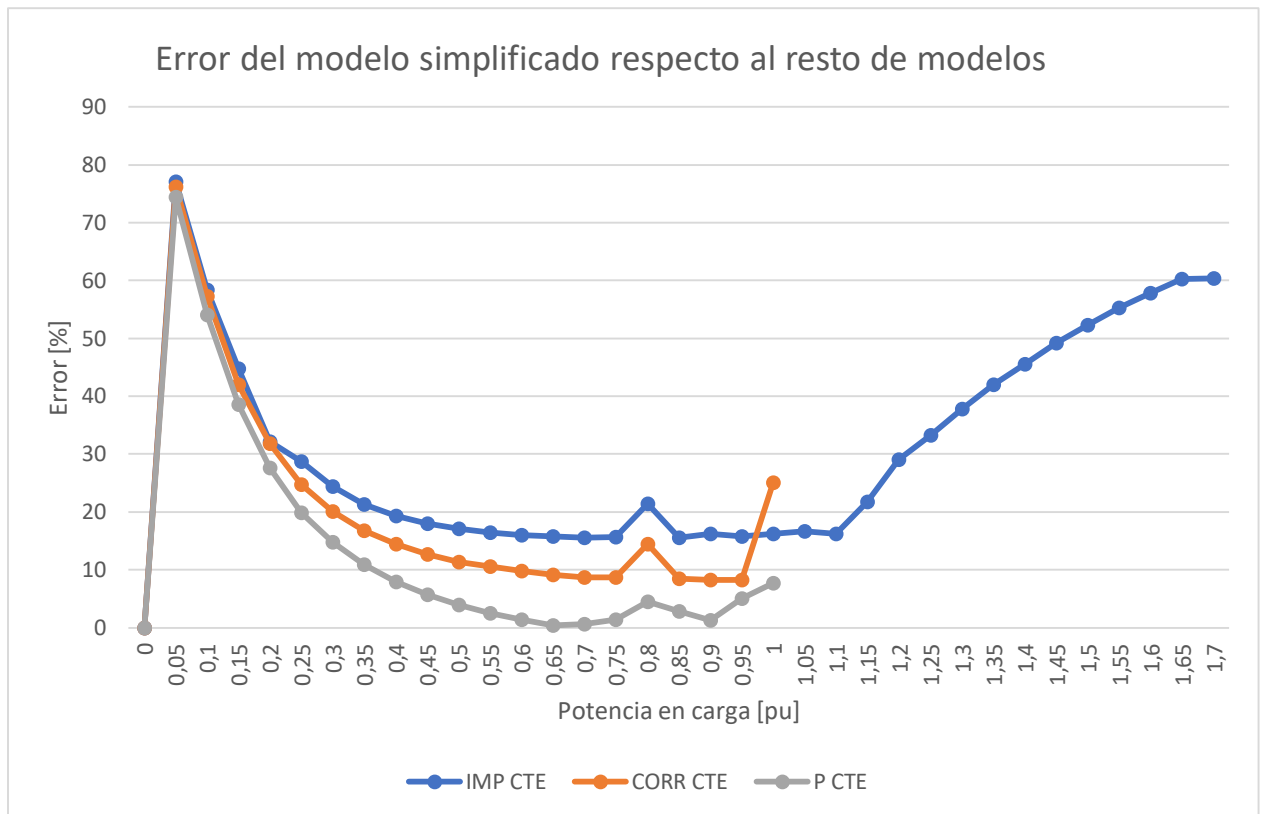


Gráfica 16: Caída de frecuencia del sistema en el modelo simplificado y en el modelo de impedancia constante comparado con la caída teórica que tendría que haber para dicha perturbación

Comparativamente, el modelo simplificado también se comporta más de acuerdo a la teoría que los modelos de carga dinámica de corriente y potencia constante. Sobre todo, teniendo en cuenta que ambos modelos dejan de producir respuestas estables para cargas superiores a la nominal.

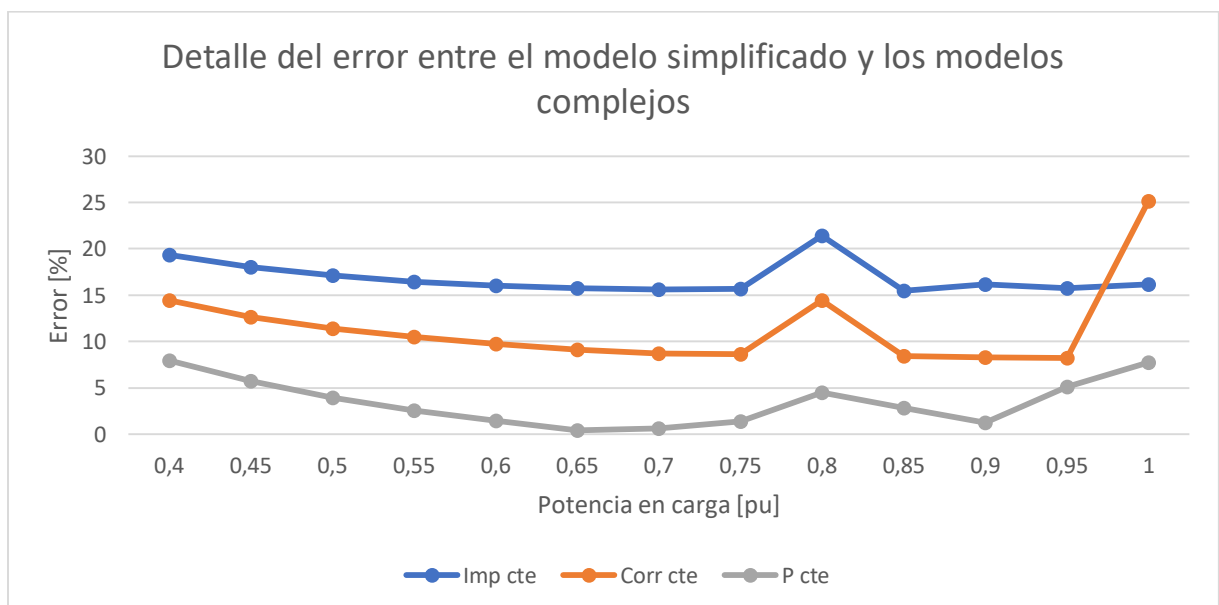


Gráfica 17: Comparativa entre el modelo simplificado y los modelos de carga dinámica y la progresión teórica de la caída de frecuencia



Gráfica 18: Error en % para los tres modelos con respecto a la caída teórica de frecuencia

En la Gráfica 18 se ha presentado el error en tanto por ciento del modelo simplificado respecto al modelo complejo con los distintos tipos de carga. Este error se ha calculado para evaluar hasta qué punto puede sustituir el modelo simplificado al modelo complejo.



Gráfica 19: Detalle del error del modelo simplificado para potencias en carga de 0.4 pu a 1 pu

En la Gráfica 19 se ha presentado en detalle este mismo error en tanto por ciento, mostrando en detalle la zona en la que a priori más puede trabajar un sistema de alimentación como el presentado. Este rango se ha considerado de 0.4 pu hasta la carga nominal ya que por un lado se ha supuesto que en funcionamiento común el sistema se encontrará en valores de carga de este rango así como que para cargas menores a 0.4 al ser la perturbación más pequeña, el error relativo es mayor pero el error absoluto es muy pequeño, por lo que la validez de este análisis no es la misma.

Tal y como se puede observar en las gráficas mencionadas, el modelo simplificado presenta un error importante para el modelo de impedancia constante, que a su vez era el que mejor comportamiento presentaba en el primer análisis que se ha presentado. Incluso para la zona estable en la parte central de esta curva de error, el modelo simplificado presenta errores en torno al 15% y 20%, presentando el ya famoso pico en 0.8 pu.

El modelo presenta un resultado similar para el modelo de carga dinámica de corriente constante, con errores en torno al 15%. Y por último los mejores resultados los presenta con respecto al modelo de potencia constante, ya que los resultados que arroja tienen un error inferior al 10% para la zona comentada. La razón por la que el modelo simplificado presente los errores relativos más pequeños para este modelo se debe a que el modelo simplificado considera cargas de potencia activa constante.

7.- Conclusiones

En este proyecto se ha estudiado la respuesta de un modelo complejo de un sistema de alimentación de una microrred mediante una batería y su inversor frente a perturbaciones de potencia, tal y como se podrían dar en un sistema real y se ha presentado un modelo simplificado que pretende sustituir hasta cierto punto al modelo complejo. El objetivo de este proyecto era evaluar si el modelo simplificado era lo bastante bueno como para ser utilizado en vez del modelo complejo y en qué situaciones podía ocurrir esto.

Se han presentado primero los resultados del análisis del modelo complejo para más tarde compararlos con los resultados que arroja el modelo simplificado. Se ha analizado el impacto de cada parámetro del sistema y como afectaban a las variables de estado del mismo.

Se han comparado los resultados del modelo complejo con distintos tipos de carga, de impedancia constante, de corriente constante y de potencia constante. De todos estos se ha comprobado que el más robusto es el modelo de impedancia constante, ya que los otros dos no presentan estabilidad para estados de cargas superiores al nominal. El modelo de impedancia constante sí es capaz de ser estable mediante el deslastre de carga para mantener una respuesta aceptable y dentro de los límites para valores de carga bastante superiores al nominal.

La comparativa entre el modelo simplificado y estos modelos se ha hecho tanto en términos absolutos como relativos. Tal y como cabría esperar, el modelo simplificado presenta valores estables y muy similares a la teoría para todo tipo de situación de carga, ya que no tiene ninguna limitación respecto a corriente del inversor ni ningún otro parámetro del sistema. Esta es una limitación del modelo que hay que tener en cuenta a la hora de aplicarlo, ya que puede parecer que los resultados son buenos para situaciones en las que un sistema real nunca podría funcionar.

En cuanto a la validez del modelo simplificado presentado, tal y como se ha visto en el apartado 6 de este proyecto, el modelo presenta un error importante y para nada despreciable frente a los modelos complejos en las situaciones que se podrían calificar como de interés para un sistema de carga real (entre 0.4 pu y 1 pu), suponiendo que esta zona es la que se daría más comúnmente en un sistema real.

Este error, que obviamente no es el mismo para todos los modelos, no se puede despreciar en la mayoría de los casos y para el modelo que mejores resultados arroja, el modelo de impedancia constante, se encuentra entre el 15 y el 20 por ciento. Para los otros modelos, el de carga dinámica de potencia y constante y el de corriente constante, presenta errores algo menores, pero también en torno al 10 por ciento.

No es baladí este error, pero sí que era esperable. Estamos ante un modelo muy simplificado frente a un modelo complejo de un sistema real y, conociendo el

trabajo y control que se han implementado en él, que este modelo simplificado presente errores menores a un 20 por ciento era esperable e incluso aceptable.

Aun así, como se ha comentado con anterioridad, el modelo no puede implementarse sin tener en cuenta sus limitaciones de corriente a la hora de representar un sistema real, y es necesario evaluar la situación de carga que se va a simular o analizar para comprobar que realmente el sistema podría trabajar en esta situación. Por ejemplo, no es viable analizar el modelo para una carga de 1.5 pu ya que para ese punto de carga el sistema necesitará deslastrar carga para funcionar, ya que cabe recordar que el dispositivo por el que se alimenta la batería es un inversor y éstos presentan limitaciones importantes de corriente y no son capaces de aguantar corrientes mayores a la nominal por mucho tiempo antes de quemarse.

8.- Objetivos de Desarrollo Sostenible

El 25 de septiembre de 2015, los líderes mundiales adoptaron un conjunto de objetivos globales para erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos como parte de una nueva agenda de desarrollo sostenible [24]. Estos objetivos se tomaron a 15 años vista y para 2030 los líderes mundiales se comprometían a hacer contribuciones específicas en sus entornos de influencia a cada uno de ellos.

Estos objetivos son los siguientes:

- 1.- Fin de la pobreza
- 2.- Hambre cero
- 3.- Salud y Bienestar
- 4.- Educación de calidad
- 5.- Igualdad de género
- 6.- Agua limpia y saneamiento
- 7.- Energía asequible y no contaminante
- 8.- Trabajo decente y crecimiento económico
- 9.- Industria, Innovación e infraestructura
- 10.- Reducción de las desigualdades
- 11.- Ciudades y comunidades sostenibles
- 12.- Producción y consumo responsables
- 13.- Acción por el clima
- 14.- Vida submarina
- 15.- Vida de ecosistemas terrestres
- 16.- Paz, justicia e instituciones sólidas
- 17.- Alianzas para lograr los objetivos

Este Proyecto, siendo uno de naturaleza industrial y eléctrica, se puede relacionar con los siguientes de esos objetivos: 3, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13. Este apartado consiste en explicar cómo y por qué este proyecto contribuye a la consecución de cada uno de estos objetivos para 2030.

Influye en la Salud y Bienestar generales ya que una mayor penetración y uso de energías renovables permitirán a largo plazo vivir en un mundo libre de emisiones contaminantes, y en cualquier caso reducirlas, que pueden influir en la aparición de enfermedades respiratorias y cánceres que acaban siendo fatales y reducen el bienestar general. Según la OMS, en 2016 casi 5 millones de personas murieron prematuramente en el mundo por enfermedades causadas por la contaminación del aire. La calidad del aire, sobre todo en grandes ciudades podría mejorarse y reducir este número si tecnologías de baterías como la de este proyecto se desarrollan.

Influye en el Objetivo 7, energía asequible y no contaminante, ya que, de nuevo, puede influir en la penetración de energías renovables de bajo coste de operación, que no de instalación. Especialmente importante puede ser el desarrollo de

microrredes con esquemas y funcionamiento parecidos al discutido en este proyecto en zonas más pobres donde una red general y extensa no exista o tenga un funcionamiento no ideal.

Este proyecto influye también en el Objetivo número 8, trabajo decente y crecimiento económico, ya que el desarrollo de la tecnología siempre trae crecimiento económico, desde las primeras fases de investigación y diseño, con mano de obra muy cualificada, hasta la producción y manufacturación del producto final a escala comercial con operarios de planta y mantenimiento que pueden ser menos cualificados. También es un hecho contrastado que las zonas con mayor acceso a una energía de calidad tienen un desarrollo económico mayor y se desarrollan mucho más actividades no directamente relacionadas con el sistema eléctrico, pero que necesitan de éste para crecer.

Por razones obvias, este proyecto se puede relacionar también con el Objetivo 9, Industria, Innovación e Infraestructura. Es un proyecto de aplicaciones industriales, innovador por tener que ver con tecnologías en desarrollo como las energías renovables y su instalación con baterías y con la infraestructura del sistema eléctrico.

Se puede relacionar también con el Objetivo 10, reducción de la desigualdad, porque el desarrollo de energías renovables y su implementación a gran escala puede permitir la llegada del sistema eléctrico a zonas donde antes no llegaba.

La relación de este proyecto con los Objetivos 11, 12 y 13 es la misma. Una mayor penetración de energías renovables y que su uso no esté limitado a que las fuentes de generación estén activas, sino que pueda utilizarse la energía según la demanda del momento, hará decrecer el uso de fuentes de energía fósiles que producen emisiones contaminantes.

9.- Índice de Referencias

- [1] Centro Nacional de Energías Renovables <http://www.cener.com/introduccion-a-las-microrredes/> Abril 2020
- [2] Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation J. A. Peças Lopes, C. L. Moreira, and A. G. Madureira 2006
- [3] Sizing of a battery energy storage system to minimize underfrequency load shedding in island power systems Lukas Sigrist, Luis Rouco, Clara Jimenez Universidad Pontificia Comillas June 2019
- [4] R. H. Lasseter and P. Piagi, in Proc. 35th PESC, vol. 6, Aachen, Germany, Jun. 2004
- [5] Control of Power Converters in AC Microgrids Joan Rocabert, Alvaro Luna, Frede Blaabjerg, and Pedro Rodriguez 2012
- [6] Control of Power Converters in AC Microgrids Joan Rocabert, Alvaro Luna, Frede Blaabjerg, and Pedro Rodriguez 2012
- [7] Control of Power Converters in AC Microgrids Joan Rocabert, Alvaro Luna, Frede Blaabjerg, and Pedro Rodriguez 2012
- [8] Defining Control Strategies for Microgrids Islanded Operation, J.A. Peças Lopes, C.L. Moreira and A.G. Madureira 2006
- [9] Defining Control Strategies for Microgrids Islanded Operation, J.A. Peças Lopes, C.L. Moreira and A.G. Madureira 2006
- [10] Defining Control Strategies for Microgrids Islanded Operation, J.A. Peças Lopes, C.L. Moreira and A.G. Madureira 2006
- [11] Operation of a prototype microgrid system based on micro-sources equipped with fast-acting power electronics interfaces D. Georgakis, S. Papathanassiou, N. Hatziargyriou, A. Engler, and C. Hardt in Proc. IEEE 35th PESC, vol. 4, Aachen, Germany, 2004
- [12] Defining Control Strategies for Microgrids Islanded Operation, J.A. Peças Lopes, C.L. Moreira and A.G. Madureira 2006
- [13] Defining Control Strategies for Microgrids Islanded Operation, J.A. Peças Lopes, C.L. Moreira and A.G. Madureira 2006
- [14] Control of Power Converters in AC Microgrids Joan Rocabert, Alvaro Luna, Frede Blaabjerg, and Pedro Rodriguez 2012
- [15] Control of Power Converters in AC Microgrids Joan Rocabert, Alvaro Luna, Frede Blaabjerg, and Pedro Rodriguez 2012
- [16] Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems Remus Teodorescu, Marco Liserre and Pedro Rodriguez 2011
- [17] Control in Power Electronics- Selected Problems, Kazmierkowski, Krishnan, Blaabjerg, AP 2002
- [18] Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems Remus Teodorescu, Marco Liserre and Pedro Rodriguez 2011

- [19] Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems Remus Teodorescu, Marco Liserre and Pedro Rodriguez 2011
- [20] B. Roberts, "Capturing grid power," IEEE Power Energy Mag., vol. 7, no. 4, pp. 32-41, Jul./Aug. 2009.
- [21] Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems Remus Teodorescu, Marco Liserre and Pedro Rodriguez 2011
- [22] Instituto Investigación Tecnológica Universidad Pontificia Comillas
- [23] Instituto Investigación Tecnológica Universidad Pontificia Comillas
- [24] Objetivos de desarrollo sostenible ONU

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1 Esquema de una microrred con micro generación, cargas y sistemas de almacenamiento de energía [2].....	2
Ilustración 2: Esquemas de conexión de inversores como fuentes ideales de tensión (a) y de corriente (b) [5]	5
Ilustración 3: Esquema simplificado de un inversor grid forming [7]	6
Ilustración 4: Diagrama de bloques de un control enfocado en la tensión de un inversor grid forming [9].....	6
Ilustración 5: Ejemplo de control sobre un inversor grid forming [14].....	8
Ilustración 6: Diagrama de bloques típico en un control por tensión de un inversor y su filtro [16]	9
Ilustración 7: Esquema de un inversor con filtro LCL conectado a la red [18]	9
Ilustración 8: Esquema del inversor y sus funciones [21]	11
Ilustración 9: Modelo del sistema en Simulink [22].....	12
Ilustración 10: Lazo de control sobre la corriente del modelo Simulink [23].....	13
Ilustración 11: Modelo modificado con carga dinámica tal y como se muestra en Simulink	14
Ilustración 12: Detalle del control del modelo simplificado en Simulink.....	15

10.- Bibliografía

Sizing of a battery energy storage system to minimize underfrequency load shedding in island power systems Lukas Sigrist, Luis Rouco, Clara Jimenez Universidad Pontificia Comillas June 2019

Control of Power Converters in AC Microgrids Joan Rocabert, Alvaro Luna, Frede Blaabjerg, and Pedro Rodriguez 2012

Distributed generation micro-grid operation: control and protection, H. H. Zeineldin, E. F. El-Saadany and M. M. A. Salama

Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation J. A. Peças Lopes, C. L. Moreira, and A. G. Madureira 2006

Per-Phase Vector (dq) Controlled Three-phase GridForming Inverter for Stand-Alone Systems Nayeem A. Ninad, Luiz A. C. Lopes, Department of Electrical and Computer Engineering Concordia University

Use of Energy Storage Systems for Peak Shaving in the Spanish Canary Islands Enrique Lobato, Lukas Sigrist, Luis Rouco Universidad Pontificia Comillas 2013

Modelling and experimentation of grid-forming inverters for standalone hybrid wind-battery systems Leong Kit Gan, Jonathan K.H. Shek, Markus A. Mueller Institute for Energy Systems, School of Engineering of the University of Edinburgh 2015

Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems Remus Teodorescu, Marco Liserre and Pedro Rodriguez 2011

Control in Power Electronics- Selected Problems, Kazmierkowski, Krishnan, Blaabjerg, AP 2002

Control techniques of dispersed generators to improve the continuity of electricity supply S. Barsali, M. Ceraolo, and P. Pelacchi Winter Meeting, vol. 2, 2002

Microgrid: A conceptual solution R. H. Lasseter and P. Piagi, in Proc. 35th PESC, vol. 6, Aachen, Germany, Jun. 2004

Operation of a prototype microgrid system based on micro-sources equipped with fast-acting power electronics interfaces D. Georgakis, S. Papathanassiou, N. Hatziaargyriou, A. Engler, and C. Hardt in Proc. IEEE 35th PESC, vol. 4, Aachen, Germany, 2004

