



**COMILLAS**

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE  
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**ANÁLISIS DE SEGURIDAD DE UN SISTEMA  
ELÉCTRICO CON ALTA PENETRACIÓN  
RENOVABLE**

Autor: Pablo López de Hierro Puértolas

Director: Ignacio Egido Cortés

Co-Director: Lukas Sigrist

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
Análisis de seguridad de un sistema eléctrico con alta penetración renovable  
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico 2021/2022 es de mi autoría, original e inédito y  
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido  
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

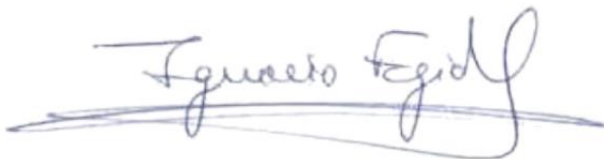
Fdo.: Pablo López de Hierro Puértolas

Fecha: 12 / 7 / 2022



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Ignacio Egidio Cortés, Lukas Sigrist

Fecha: 13 / 7 / 2022

# Agradecimientos

Querría dedicar esta sección para agradecer a mis coordinadores Ignacio Egido y Lukas Sigrist por haberme dado la oportunidad de afrontar este maravilloso y complicado reto. Cuando empecé allá por octubre a dar los primeros pasos en el proyecto, nunca pensé que aprendería tanto, no solo de ingeniería eléctrica o programación sino sobre todo habilidades como la capacidad de exponer presentaciones de carácter ejecutivo, llevar a cabo clases magistrales a terceros sobre las herramientas de trabajo desarrolladas, o la capacidad de organizarme y compaginar las diferentes actividades llevadas a cabo durante el año. Vosotros me apoyasteis en todo momento, valorando día a día mi trabajo motivándome para seguir dando lo mejor de mí. Cualquier pregunta o problema que he tenido siempre habéis tenido un rato para abrirme la puerta de vuestro despacho y nunca mejor dicho, “echarme un cable”. Por último, querría terminar esta sección con un gracias de corazón porque antes os conocía como mis profesores y ahora me llevo a dos fantásticas personas que sé que el día de mañana estaréis ahí para lo que necesite.

Muchas gracias.

# ANÁLISIS DE SEGURIDAD DE UN SISTEMA ELÉCTRICO CON ALTA PENETRACIÓN RENOVABLE

**Autor:** López de Hierro Puértolas, Pablo

**Director:** Sigrist, Lukas      Egido Cortés, Ignacio

**Entidad Colaboradora:** IIT (Instituto de Investigación Tecnológica)

## RESUMEN DEL PROYECTO

El proyecto detalla el proceso seguido para evaluar la seguridad de un sistema eléctrico desarrollando una interfaz de trabajo con el fin de automatizar los estudios. Presenta además resultados del análisis de seguridad en un sistema eléctrico con alta penetración de generación renovable.

**Palabras clave:** interfaz de trabajo, seguridad, generación renovable no síncrona

### 1. Introducción

Vivimos en una Sociedad en el que la idea del aumento de la generación renovable y una transición energética limpia de emisiones cobra fuerza a medida que pasan los años tratándose de un interés presente y futuro.

El aumento de la generación renovable supone una modificación en el mix energético sustituyendo en cierta medida a la generación de origen térmico convencional al presentar costes variables muy inferiores. No obstante, la generación eólica y fotovoltaica también presenta limitaciones en la operación como la no aportación de inercia al sistema, la dependencia de la fuente primaria para producir energía, o la imposibilidad en muchas ocasiones de controlar tensión en el sistema. Por lo tanto, hay que plantearse si es posible asegurar el suministro eléctrico de calidad con un aumento considerable de la generación renovable. Para ello, es necesario llevar a cabo estudios técnicos de seguridad tanto en régimen permanente como transitorio.

### 2. Definición del Proyecto

A raíz la necesidad de llevar a cabo análisis técnicos de seguridad para evaluar la viabilidad operativa de la red surge la idea del proyecto. Este consta de dos partes troncales:

1. Elaboración y descripción de una interfaz automatizada a través de códigos Python para llevar a cabo estudios de seguridad tanto en régimen permanente como dinámico.
2. Puesta en práctica de las herramientas desarrolladas analizando la operación de un sistema eléctrico con alta penetración renovable.

### 3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

Para llevar a cabo los análisis técnicos de seguridad de manera automatizada se elaboró una interfaz de trabajo a través de código Python que interactúan de manera directa con Excel y Power Factory.

Comenzando con las herramientas de análisis, primero se desarrolló un código de importación de los datos de generación procedentes de un despacho energético al programa de trabajo (Power Factory). Este código distribuye la potencia asignada en el despacho entre los generadores que conforman el sistema.

En cuanto a los análisis de seguridad en régimen permanente se desarrollaron:

- Un código para automatizar el cálculo de la inercia total del sistema aportada por los generados síncronos.
- Un código para determinar el funcionamiento del sistema en operación normal de régimen permanente.
- Un código para determinar la operación del sistema ante contingencias (N-1) sin o con aumento de generación en el sistema.

En la herramienta que automatiza el cálculo de la inercia total del sistema solo se tienen en cuenta aquellos generadores en servicio para el caso de estudio en cuestión despreciando además la posible inercia virtual aportada por los grupos no síncronos eólicos y fotovoltaicos.

Relacionado con el código de operación normal, ejecuta el flujo de cargas en el sistema, mostrando por pantalla todos los activos (líneas, transformadores, y nudos) que violan los límites especificados por el usuario. El usuario puede especificar los límites de tensión y grado de carga, así como las áreas del sistema en los que quiere se mostrar los resultados.

El código que automatiza el análisis de contingencias aplica el N-1 a líneas y transformadores mostrando los resultados de nivel de tensión y grado de carga de los activos (líneas, transformadores y nudos) que tras la perturbación y alcanzado el régimen estático violan los límites especificados por el usuario. El usuario puede definir los límites de tensión y grado de carga, las áreas en las que aplicar las contingencias y los niveles de tensión de los activos, así como las áreas del sistema en los que se quiere mostrar los resultados. Se puede elegir además la opción de añadir generación en los generadores del sistema especificados por el usuario.

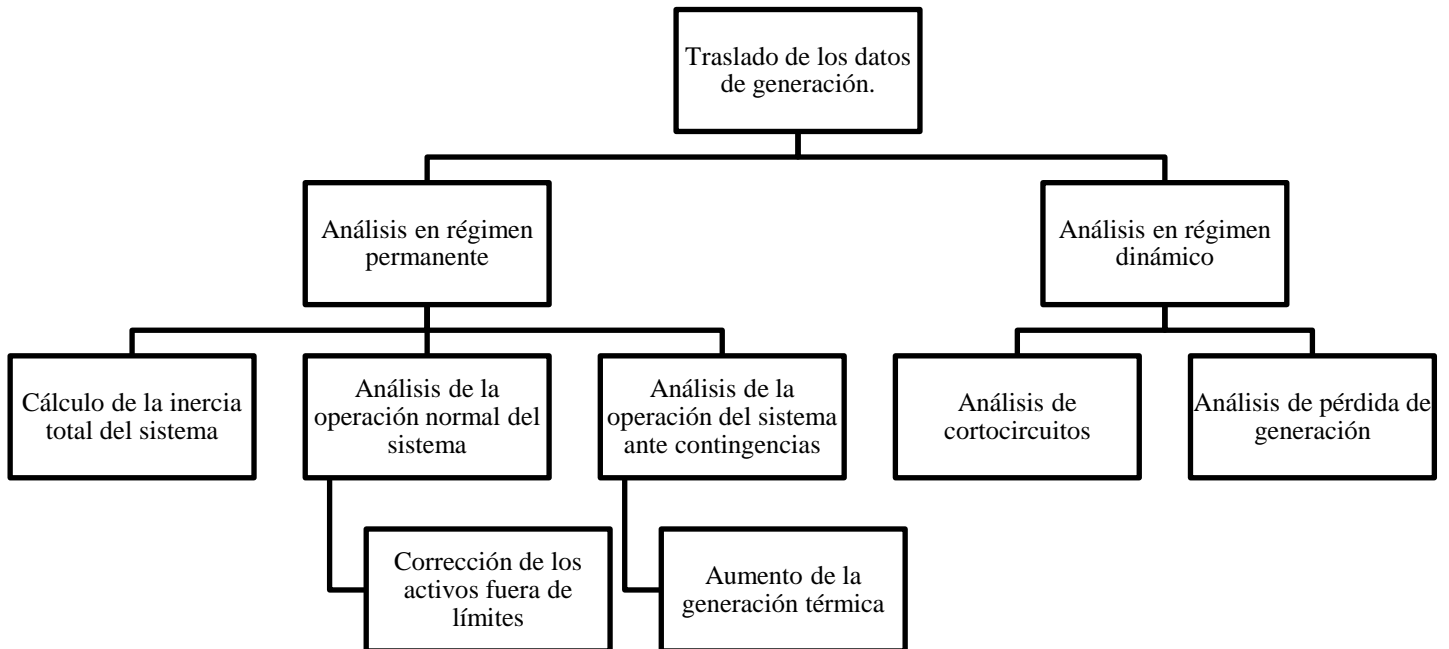
En cuanto a los análisis de seguridad en régimen dinámico se desarrollaron:

- Un código para ejecutar pérdidas de generación en el sistema con el objetivo de analizar si el sistema es estable en frecuencia y si dispone de reservas de potencia suficientes.
- Un código simulación de cortocircuitos con el objetivo de analizar la evolución de la tensión durante y después del incidente.

Relacionado con el código de ejecución de pérdida de generación, este representa tras la desconexión del generador deseado la evolución de la frecuencia, la potencia generada total y demandada total en el tiempo. El usuario puede especificar el generador a desconectar, el instante de tiempo en el que sucede la falta y el tiempo de la simulación.

El código de simulación de cortocircuitos representa la evolución en la tensión de los nudos especificados. El usuario puede definir los nudos en los que realiza el cortocircuito, los nudos a los que representar su tensión, la duración del cortocircuito, el instante de tiempo en el que sucede y se libera la falta y el tiempo de simulación.

La Ilustración 1 refleja los estudios modelados en la interfaz de trabajo.



*Ilustración 1 - Proceso metodológico y estudios técnicos modelados.*

#### **4. Resultados y conclusiones**

A continuación, se desglosan los resultados y conclusiones generales acerca de los estudios realizados en un sistema con alta penetración renovable. El sistema eléctrico bajo estudio se corresponde con el de un País de Sudamérica que por asuntos de confidencialidad no puede ser nombrado. Entre los años 2022 y 2026 prevé un aumento de la potencia renovable instalada de aproximadamente 6050 MW. Las fuentes de generación instaladas serán mayoritariamente plantas fotovoltaicas y parques eólicos también conocidas como fuentes de generación no síncrona con un total de 4850 MW. Los restantes 1200 MW corresponden a una central hidroeléctrica.

Con el objetivo de reflejar el impacto de la generación renovable, los estudios se centran en los años 2022 y 2026.

A nivel de inercia en el sistema, no presenta problemas de inercia superando el límite establecido por el operador del sistema tanto los casos de estudio del año 2022 como de 2026.

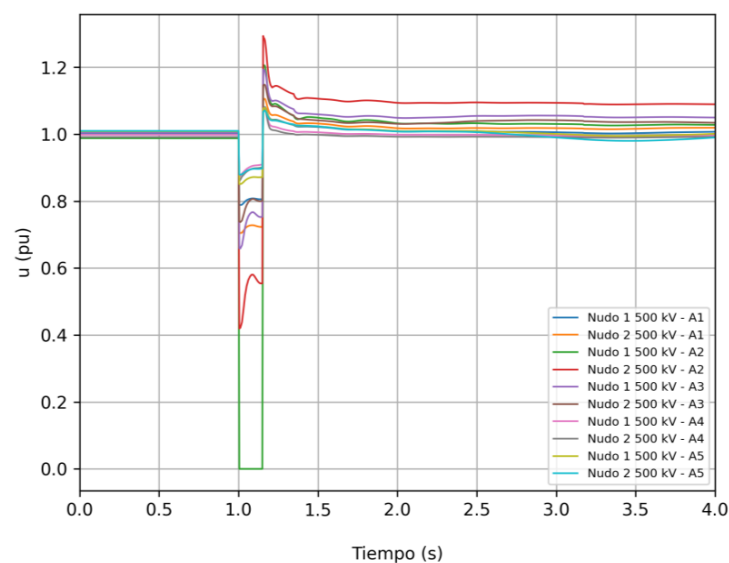
A nivel de operación normal en el sistema, se corrigieron todos los problemas de activos fuera de límites en los niveles de tensión superior a 34,5 kV. Por lo tanto, la viabilidad del funcionamiento del sistema en régimen estático no supone un problema para los casos de estudio de 2022 y 2026.

A nivel de contingencias, el sistema presenta más problemas para ambos años presentando contingencias con al menos un activo fuera de límites. Como solución para reducir los problemas se plantea añadir generación térmica en el sistema. Tras esto mejoran los resultados respecto la situación inicial, sin embargo, no resulta ser la mejor solución.

Se planteó el estudio de contingencias para el caso de estudio de 2026 con mayor penetración renovable modelando todos los generadores eólicos y fotovoltaicos como nudos PQ con consigna de potencia reactiva 0 MW. El efecto de esto es la pérdida del control de tensión por parte la generación renovable no síncrona. Los resultados fueron más perjudiciales al perder parte de control de tensión en el sistema. Añadiendo generación térmica mejoran considerablemente los resultados, sin embargo, no se corrigen todos los problemas. A pesar de no ser la mejor solución para mejorar los resultados ante contingencias, para este caso supone una solución a tener en cuenta para aumentar el control de tensión en el sistema y aliviar problemas de sobretensiones y subtensiones.

En cuanto a los análisis de cortocircuitos, para el año 2022 no suponen ningún problema ni durante la ejecución de la falta ni en el régimen permanente posterior al incidente. Sin embargo, en el año 2026 surgen problemas de tensión en los nudos del área con mayor penetración renovable no síncrona. Aparecen sobretensiones tanto en el transitorio de la falta como en el régimen permanente posterior al cortocircuito. Estos problemas de sobretensiones se deben a la sobre inyección de reactiva por parte de la generación renovable no síncrona. Además, los cortocircuitos más críticos resultan ser los simulados en los nudos pertenecientes a las áreas con mayor penetración renovable de carácter no síncrono.

La Ilustración 2 Ilustración 1 muestra la evolución en la tensión de nudos de 500 kV tras un cortocircuito trifásico franco de 150ms en un nudo del área con mayor penetración renovable no síncrona apreciándose claramente el pico de tensión durante el transitorio de la fata y la disparidad entre los valores iniciales y finales de las tensiones representadas.



*Ilustración 2 - Evolución de la tensión en el tiempo tras un cortocircuito en el año 2026.*

# SECURITY ANALYSYS OF AN ELECTRICAL SYSTEM WITH HIGH RENEWABLE PENETRATION

**Author:** López de Hierro Puértolas, Pablo

**Supervisor:** Sigrist, Lukas Egidio Cortés, Ignacio

**Collaborating Entity:** IIT (Instituto de Investigación Tecnológica)

## ABSTRACT

The project details the process followed to assess the safety of an electrical system by developing a work interface to automate the studies. It also presents the results of the safety analysis in an electrical system with a high penetration of renewable generation.

**Keywords:** work interface, security, non-synchronous renewable generation

## 1. Introduction

We live in a Society in which the idea of increasing renewable generation and a clean of emissions energy transition gains strength as the years go by, being a present and future interest.

The increase in renewable generation entails a change in the energy mix, replacing to a certain extent conventional thermal generation. Not only this, but it also has limitations such as the non-contribution of inertia to the system, the dependence on primary sources to produce energy, or the impossibility on many occasions of controlling voltage in the System. Therefore, it is necessary to consider whether it is possible to ensure a quality electricity supply with a considerable increase in renewable generation. For this, it is necessary to carry out technical studies on the system both in permanent and dynamic states.

## 2. Definition of the project

As a result of the need to carry out technical analysis to evaluate the operational viability of the network, the idea for the project arose. This consists of two main parts:

1. Development and description of an automated interface through Python codes to carry out both permanent and dynamic security studies.
2. Implementation of the tools developed by analyzing the operation of an electrical system with high renewable penetration in a present and future time horizon.

## 3. Description of the studies

To perform the technical security analysis in an automated way, a working interface was created using Python codes that interacts directly with Excel and Power Factory.

Starting with the analysis tools, first an import code to the work program (Power Factory) of the generation data of the generators from an energy dispatch was developed. This code distributes the power assigned in the dispatch among the generators of the system.



Regarding the safety analyzes in steady state, the following were developed:

- A code to automate the calculation of the total inertia of the system provided by the synchronous generators.
- A code to determine the operation of the system in normal operation.
- A code to determine the operation of the system in case of contingencies (N-1) without or with an increase in generation in the system.

In the tool for calculating the total inertia of the system, only those generators in service for the case study are taken into account, also disregarding the possible virtual inertia provided by the static wind and photovoltaic groups.

Related to the normal operation code, it executes the load flow in the system, showing on the screen all the elements (lines, transformers, and nodes) that violate the limits specified by the user. The user can specify the limits of voltage and degree of load, as well as the areas of the system in which he wants to show the results.

The code that automates the contingencies, applies the N-1 to lines and transformers showing the results of the voltage level and degree of load of the assets (lines, transformers and nodes) that after the disturbance and reached the steady state violate the limits specified by the user. The user can define the limits of voltage and degree of load, the areas in which to apply the contingencies and the voltage levels of the assets, as well as the areas of the system in which the results are to be displayed. You can also choose the option to add generation in the system generators specified by the user.

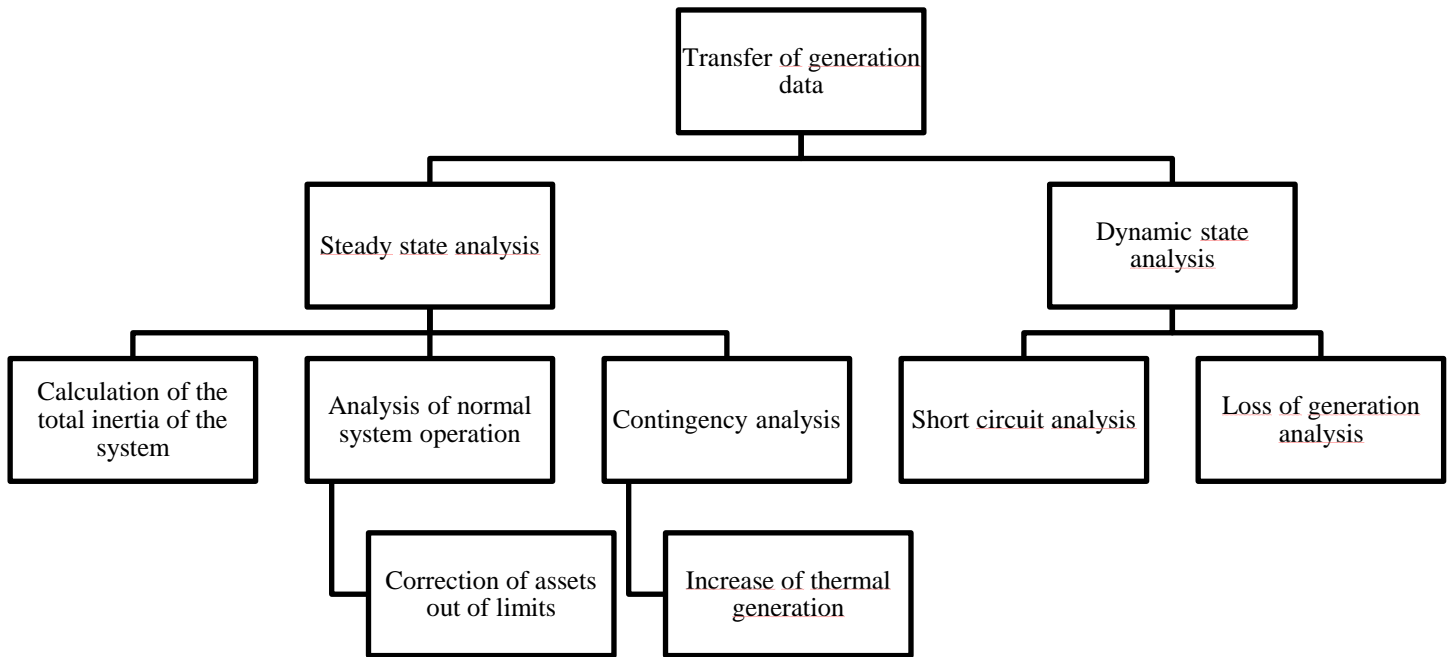
Regarding the security analysis in dynamic state, the following were developed:

- A code to execute generation losses in the system in order to analyze if the system is stable in frequency and if it has sufficient power reserves.
- A short circuit simulation code in order to analyze the evolution of the voltage during and after the incident.

Related to the generation loss execution code, this represents, after the disconnection of the desired generator, the evolution of the frequency, the total generated power and the total demanded power over time. The user can specify the generator to be disconnected, the instant of time in which the fault occurs and the simulation time.

The short circuit simulation code represents the evolution in the voltage of the specified nodes. The user can define the nodes in which the short-circuit is made, the nodes at which to represent its voltage, the duration of the short-circuit, the instant of time in which the fault occurs and is released, and the simulation time.

Illustration 3 shows the studies modeled in the work interface.



*Illustration 3 - Methodological process and modeled technical studies.*

#### 4. Results and conclusions

Next, the results and general conclusions about the studies carried out in a system with high renewable penetration are broken down. The electrical system under study corresponds to that of a South American country that cannot be named due to confidentiality issues. Between 2022 and 2026, it forecasts an increase in installed renewable power of approximately 6,050 MW. The installed generation sources will be mostly photovoltaic plants and wind farms, also known as non-synchronous generation sources, with a total of 4,850 MW. The remaining 1,200 MW correspond to a hydroelectric plant.

In order to reflect the impact of renewable generation, the studies focus on the years 2022 and 2026.

At the level of inertia in the system, there are no inertia problems exceeding the limit established by the system operator in both the case studies of the year 2022 and 2026.

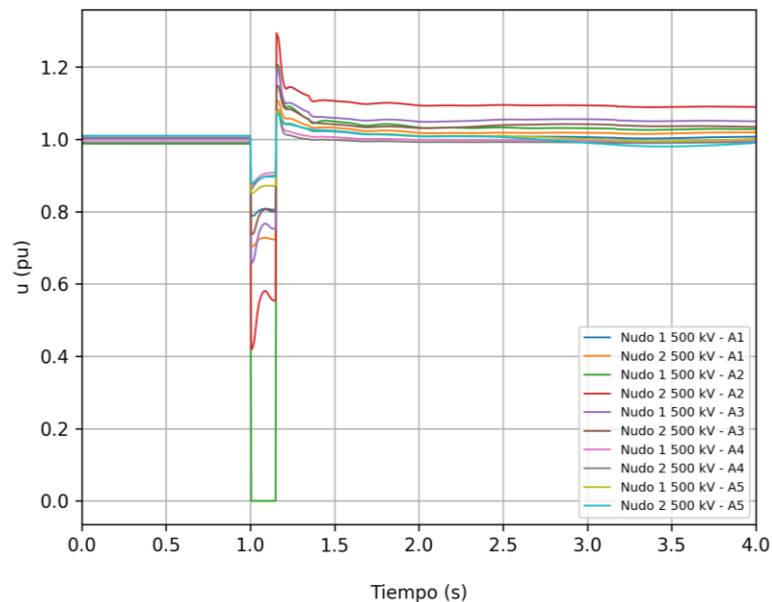
At the level of normal operation in the system, all the problems of elements out of limits at voltage levels higher than 34.5 kV were corrected. Therefore, the feasibility of operating the system in a static regime is not a problem for the 2022 and 2026 case studies.

At the level of contingencies, the system presents more problems for both years, presenting contingencies with at least one element out of limits. As a solution to reduce the problems, it is proposed to add thermal generation to the system. After this, the results improve with respect to the initial situation, however, it does not turn out to be the best solution.

The contingency study was proposed for the 2026 case study with the highest renewable penetration, modeling all the wind and photovoltaic generators as PQ nodes with a reactive power setpoint of 0 MW. The effect of this is the loss of voltage control by non-synchronous renewable generation. The results were more detrimental by losing some of the tension control in the system. Adding thermal generation considerably improves the results, however, it does not correct all the problems. Despite not being the best solution to improve results in contingencies, in this case it is a solution to take into account to increase voltage control in the system and alleviate problems of overvoltages and undervoltages.

As for the short-circuit analyses, for the year 2022 they do not pose any problem neither during the execution of the fault nor in the permanent regime after the incident. However, in 2026, voltage problems arise in the nodes of the area with the highest non-synchronous renewable penetration. Overvoltages appear both in the transient of the fault and in the permanent regime after the short circuit. These overvoltage problems are due to the over-injection of reactive by non-synchronous renewable generation. In addition, the most critical short-circuits turn out to be those simulated in the nodes belonging to the areas with the highest non-synchronous renewable penetration.

Illustration 4 illustrates the evolution in the voltage of 500 kV nodes after a frank three-phase short circuit of 150 ms in a node in the area with the highest non-synchronous renewable penetration, clearly showing the voltage peak during the transient and the disparity between the initial and final values of the voltages represented.



*Illustration 4 -Evolution of voltage over time after a short circuit in the year 2026.*

## *Índice de la memoria*

<i>Índice de la memoria</i> .....	<i>I</i>
<i>Índice de figuras</i> .....	<i>IV</i>
<i>Índice de tablas</i> .....	<i>VIII</i>
<i>Índice de ejemplos</i> .....	<i>X</i>
<b>Capítulo 1. Introducción</b> .....	<b>12</b>
1.1 Contextualización .....	12
1.2 Seguridad de un sistema eléctrico .....	13
1.2.1 Estabilidad de tensión. ....	14
1.2.2 Estabilidad de frecuencia. ....	14
1.2.3 Estabilidad transitoria.....	15
1.3 Introducción a los estudios técnicos de seguridad.....	15
1.3.1 Introducción a los estudios de seguridad en régimen permanente. ....	15
1.3.2 Introducción a los estudios de seguridad en régimen transitorio .....	16
1.4 Idea y motivación del proyecto .....	17
1.5 Estado del arte .....	17
1.6 Objetivos del proyecto.....	19
1.7 Alineación con los ODS/s .....	20
<b>Capítulo 2. Metodología</b> .....	<b>21</b>
2.1 Herramientas de trabajo.....	21
2.1.1 DigSilent Power Factory (PF) .....	23
2.1.2 Excel .....	23
2.1.3 Python.....	23
2.2 Traslado de datos de generación de Python a Power Factory .....	24
2.2.1 Distribución de la potencia asignada en centrales de generación síncrona.....	25
2.2.2 Distribución de la potencia asignada en centrales de ciclo combinado .....	28
2.2.3 Distribución de la potencia asignada en centrales de generación no síncrona.....	30
2.2.4 Distribución de la potencia asignada en centrales de generación síncrona NDC.....	32

2.2.5 Distribución de la potencia demandada total .....	34
2.3 Estudios de régimen permanente modelados .....	35
2.3.1.1 Cálculo en régimen permanente de la inercia total del sistema .....	35
2.3.1.2 Análisis en régimen permanente de la operación normal del sistema .....	37
2.3.1.3 Corrección de violaciones de límites en la operación normal del sistema .....	39
2.3.1.4 Análisis en régimen permanente del sistema ante contingencias (N-1) .....	48
2.3.1.5 Análisis en régimen permanente ante contingencias (N-1) tras el aumento de la generación térmica en el sistema. ....	50
2.3.2 Estudios de régimen transitorio modelados .....	60
2.3.2.1 Análisis dinámico de pérdida de generación .....	60
2.3.2.2 Análisis dinámico de cortocircuitos .....	62
<b>Capítulo 3. Resultados de los estudios técnicos realizados .....</b>	<b>64</b>
3.1 Sistema eléctrico bajo estudio .....	64
3.1.1 Descripción del sistema.....	65
3.2 Datos de generación en el sistema.....	67
3.3 Casos de estudio importados a la herramienta de trabajo.....	68
3.4 Hipótesis de cálculo.....	70
3.4.1 Hipótesis del cálculo total de la inercia en el sistema .....	70
3.4.2 Hipótesis del análisis de la operación normal del sistema .....	70
3.4.3 Hipótesis del análisis ante contingencias.....	71
3.4.4 Hipótesis del análisis de contingencias con aumento de generación térmica .....	72
3.4.5 Hipótesis del análisis de contingencias sin control de tensión de la generación no síncrona. ....	74
3.4.6 Hipótesis del análisis de cortocircuitos.....	74
3.5 Resultados del cálculo de la inercia total del sistema en régimen estático.....	76
3.5.1 Comparación intra-años de la inercia total del sistema .....	76
3.5.2 Comparación entre-años de la inercia total del sistema.....	77
3.6 Resultados del cálculo ante contingencias en el sistema.....	78
3.6.1 Comparación intra-años del comportamiento del sistema ante contingencias.....	78
3.6.2 Comparación entre-años del comportamiento del sistema ante contingencias .....	81
3.7 Resultados del cálculo ante contingencias en el sistema sin control de tensión por parte de la generación renovable no síncrona.....	83
3.8 Resultados del cálculo ante contingencias con aumento de generación térmica en el sistema	85

3.9 Resultados del cálculo ante contingencias sin control de tensión por parte de la generación renovable no síncrona con aumento de generación térmica en el sistema .....	88
3.10 Resultados del análisis dinámico de Cortocircuitos .....	90
<b>Capítulo 4. Conclusiones.....</b>	<b>95</b>
4.1 Conclusiones sobre la interfaz de trabajo desarrollada .....	95
4.2 Conclusiones sobre la inercia total del sistema .....	96
4.3 Conclusiones sobre la operación normal del sistema .....	96
4.4 Conclusiones sobre la operación del sistema ante contingencias .....	97
4.5 Conclusiones sobre la operación del sistema ante contingencias sin control de tensión por parte de la generación eólica y fotovoltaica.....	98
4.6 Conclusiones sobre cortocircuitos en nudos de 500kV del sistema .....	99
4.7 Futuros proyectos .....	99
<b>Capítulo 5. Referencias .....</b>	<b>100</b>

## *Índice de figuras*

Figura 1.1 – Evolución del precio de gas natural, petróleo y carbón en Europa. [9] .....	18
Figura 1.2 - Objetivo 7 de los ODS/s [15].....	20
Figura 1.3 - Objetivo 13 de los ODS/s [15].....	20
Figura 2.1 - Esquema de las herramientas de análisis. ....	21
Figura 2.2 - Logo de DIgSilent [16], Python [17] y Excel [18]. ....	22
Figura 2.3 – Número de activos fuera de límites en operación normal del sistema en función del tipo de violación de límites para el caso Ejemplo 2.9. ....	38
Figura 2.4 – Evolución del grado de carga de un transformado tras la variación de su toma. ....	40
Figura 2.5 – Evolución del nivel de tensión y grado de carga de un nudo y una línea tras la variación de la toma de transformadores. ....	41
Figura 2.6 – Evolución del nivel de tensión de un nudo tras la variación en la tensión de consigna de generadores. ....	42
Figura 2.7 – Evolución del nivel de tensión de un nudo tras la conexión de un banco de condensadores.....	43
Figura 2.8 – Evolución del nivel de tensión de un nudo tras la conexión de reactancias ...	44
Figura 2.9 – Evolución del nivel de tensión de un nudo tras la apertura de una línea .....	45
Figura 2.10 – Evolución del grado de carga de transformadores tras la conexión de una línea. ....	46
Figura 2.11 – Evolución del grado de carga de una línea y un transformador tras la variación de su propia toma y posterior desconexión de una demanda. ....	47
Figura 2.12 - Número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites para el caso Ejemplo 2.18.....	50
Figura 2.13 - Situación inicial de operación del sistema. ....	52
Figura 2.14 - Apertura de la línea 2 en el sistema .....	52
Figura 2.15 - Aumento de generación en área 2 del sistema. ....	53
Figura 2.16 - Aumento de generación en el área 1 del sistema. ....	54

Figura 2.17 - Número de contingencias críticas en función de la tensión de consigna de la Combinación-1 para el caso Ejemplo 2.20.....	57
Figura 2.18 – Número de contingencias críticas en el caso base y las diferentes combinaciones de generación para el caso Ejemplo 2.21. ....	58
Figura 2.19 – Comparación número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites para el caso Ejemplo 2.16. ....	59
Figura 2.20 - Evolución de la frecuencia en el tiempo tras una pérdida de generación en el sistema, en el Ejemplo 2.22.....	61
Figura 2.21 - Evolución de la potencia generada total y la potencia demandada total en el tiempo tras una pérdida de generación, Ejemplo 2.22.....	62
Figura 2.22 - Evolución de la tensión de nudos de 500 kV en el tiempo tras un cortocircuito trifásico franco, Ejemplo 2.23. ....	63
Figura 3.1 - Inercia total del sistema en función del tipo de demanda para el año 2026. ...	76
Figura 3.2 - Inercia total del sistema en función del tipo de demanda para el año 2022. ...	76
Figura 3.3 - Comparación de la inercia total del sistema entre el año 2022 y 2026.....	77
Figura 3.4 - Número de contingencias críticas en función del tipo de demanda para el año 2022.....	79
Figura 3.5 - Número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites para el año 2022.....	79
Figura 3.6 - Número de contingencias críticas en función del tipo de demanda para el año 2026.....	80
Figura 3.7 - Número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites para el año 2026.....	80
Figura 3.8 - Comparación del número de contingencias críticas en función del tipo de demanda entre los años 2022 y 2026.....	81
Figura 3.9 - Comparación del número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites entre los escenarios de demanda mínima de los años 2022 y 2026....	81
Figura 3.10 - Comparación del número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites entre los escenarios de demanda media de los años 2022 y 2026.....	82



Figura 3.11 - Comparación del número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites entre los escenarios de demanda máxima de los años 2022 y 2026. ..	82
Figura 3.12 - Comparación del número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites entre los escenarios de demanda media con y sin control de tensión en el año 2026. ....	84
Figura 3.13 - Número de contingencias críticas en función de la combinación de generación para el año 2022 demanda máxima .....	86
Figura 3.14 - Número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites para el caso base y la mejor combinación de generación para el año 2022 demanda máxima .....	86
Figura 3.15 - Número de contingencias críticas en función de la combinación de generación para el año 2026 demanda mínima. ....	87
Figura 3.16 - Número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites para el caso base y la mejor combinación de generación para el año 2026 demanda mínima. ....	87
Figura 3.17 - Número de contingencias críticas en función de la combinación de generación para el año 2026 demanda media, sin control de tensión por parte de la generación no síncrona.....	89
Figura 3.18 - Número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites para el caso base y la mejor combinación de generación para el año 2026 demanda media, sin control de tensión por parte de la generación no síncrona.....	89
Figura 3.19 - Evolución de la tensión en nudos de 500 kV tras un cortocircuito trifásico franco en el Nudo 1 500 kV – A1, año 2022.....	90
Figura 3.20 - Evolución de la tensión en nudos de 500 kV tras un cortocircuito trifásico franco en el Nudo 1 500 kV – A2, año 2022.....	90
Figura 3.21 - Evolución de la tensión en nudos de 500 kV tras un cortocircuito trifásico franco en el Nudo 1 500 kV – A3, año 2022.....	91
Figura 3.22 - Evolución de la tensión en nudos de 500 kV tras un cortocircuito trifásico franco en el Nudo 1 500 kV – A4, año 2022.....	91

Figura 3.23 - Evolución de la tensión en nudos de 500 kV tras un cortocircuito trifásico franco en el Nudo 1 500 kV – A5, año 2022.....	91
Figura 3.24 - Evolución de la tensión en nudos de 500 kV tras un cortocircuito trifásico franco en el Nudo 1 500 kV – A1, año 2026.....	92
Figura 3.25 - Evolución de la tensión en nudos de 500 kV tras un cortocircuito trifásico franco en el Nudo 1 500 kV – A2, año 2026.....	92
Figura 3.26 - Evolución de la tensión en nudos de 500 kV tras un cortocircuito trifásico franco en el Nudo 1 500 kV – A3, año 2026.....	93
Figura 3.27 - Evolución de la tensión en nudos de 500 kV tras un cortocircuito trifásico franco en el Nudo 1 500 kV – A4, año 2026.....	93
Figura 3.28 - Evolución de la tensión en nudos de 500 kV tras un cortocircuito trifásico franco en el Nudo 1 500 kV – A5, año 2026.....	93

## *Índice de tablas*

Tabla 2.1 - Central de generación del sistema compuesta por 4 generadores. ....	24
Tabla 2.2 - Distribución de potencia en una central de generación síncrona compuesta de 3 generadores. ....	26
Tabla 2.3 - Distribución de potencia en una central de generación síncrona compuesta de 4 generadores, con violación de límites .....	27
Tabla 2.4 - Distribución de potencia en una central de generación síncrona compuesta de 4 generadores, sin violación de límites. ....	27
Tabla 2.5 - Distribución de potencia en una central de ciclo combinado compuesta de 2 turbinas de gas y 1 de vapor. ....	29
Tabla 2.6 - Distribución de potencia en un parque fotovoltaico compuesto por 6 generadores solares. ....	31
Tabla 2.7 - Distribución de potencia en un total de 3 generadores NDC. ....	33
Tabla 2.8 - Distribución de la demanda en un total de 3 cargas. ....	34
Tabla 2.9 - Inercia de 5 generadores. ....	36
Tabla 2.10 – Activos fuera de límites en operación normal del sistema para el caso Ejemplo 2.9. ....	37
Tabla 2.11 – Contingencias críticas y activos fuera de límites en el análisis de contingencias para el caso Ejemplo 2.18. ....	49
Tabla 2.12 - Combinación-1 de generación térmica. ....	56
Tabla 2.13 - Resultados ante análisis de contingencias con aumento de generación térmica para el caso Ejemplo 2.21. ....	58
Tabla 3.1 - Niveles de tensión de la red. ....	65
Tabla 3.2 - Niveles de tensión de la red en función de la parte del sistema. ....	65
Tabla 3.3 – Elementos de red en el año 2022. ....	66
Tabla 3.4 – Elementos de red en el año 2026. ....	66

Tabla 3.5 - Casos de estudio importados en Power Factory.....	69
Tabla 3.6 – Desglose de la generación del sistema para los casos de estudio importados en Power Factory.....	69
Tabla 3.7 – Límites del sistema especificados por el OS en régimen de operación normal	70
Tabla 3.8 - Límites de operación establecidos por el OS ante contingencias. ....	72
Tabla 3.9 - Combinaciones de generación térmica.....	73
Tabla 3.10 - Nudos del sistema en los que centra el análisis de cortocircuitos.....	75
Tabla 3.11 - Casos de estudio del cálculo de la inercia total del sistema.....	76
Tabla 3.12 - Generación no síncrona en el sistema según el caso de estudio. ....	78
Tabla 3.13 -Caso de estudio del cálculo ante contingencias sin control de tensión por parte de la generación eólica y fotovoltaica. ....	84
Tabla 3.14 - Casos de estudio del cálculo ante contingencias con aumento de generación térmica en el sistema.....	85
Tabla 3.15 - Casos de estudio para el análisis de cortocircuitos. ....	90

## *Índice de ejemplos*

<b>Ejemplo 2.1</b> - Desglose de una central de generación del sistema. ....	24
<b>Ejemplo 2.2</b> - Distribución de la potencia asignada en una central de generación síncrona sin violación de límites técnicos de operación. ....	25
<b>Ejemplo 2.3</b> - Distribución de la potencia asignada en una central de generación síncrona con violación de límites técnicos de operación. ....	26
<b>Ejemplo 2.4</b> - Distribución de la potencia asignada en una central de generación de ciclo combinado 1+2. ....	29
<b>Ejemplo 2.5</b> - Distribución de la potencia asignada en una central de generación no síncrona. ....	31
<b>Ejemplo 2.6</b> - Distribución de la potencia asignada en generadores NDC.....	33
<b>Ejemplo 2.7</b> - Distribución de la demanda. ....	34
<b>Ejemplo 2.8</b> - Cálculo de la inercia total en un pequeño sistema de 5 generadores. ....	35
<b>Ejemplo 2.9</b> - Análisis de violación de límites de activos en operación normal.....	37
<b>Ejemplo 2.10</b> - Alivio de sobrecarga de un transformador del sistema variando su propia toma. ....	40
<b>Ejemplo 2.11</b> - Alivio de subtensión y sobrecarga en un nudo y línea del sistema respectivamente variando la toma de un transformador.....	41
<b>Ejemplo 2.12</b> - Alivio de sobretensión en un nudo del sistema mediante la variación en la tensión de consigna de generadores.....	42
<b>Ejemplo 2.13</b> - Alivio de subtensión en un nudo del sistema mediante la conexión de un banco de condensadores. ....	43
<b>Ejemplo 2.14</b> - Alivio de sobretensión en un nudo del sistema mediante la conexión de reactancias. ....	44
<b>Ejemplo 2.15</b> - Alivio de sobretensión en un nudo del sistema mediante la apertura de una línea. ....	45
<b>Ejemplo 2.16</b> - Alivio de sobrecarga de transformadores del sistema mediante la conexión de una línea.....	46

<b>Ejemplo 2.17</b> - Alivio de sobrecarga de una línea y un transformador del sistema mediante la desconexión de una demanda. ....	47
<b>Ejemplo 2.18</b> - Análisis de contingencias.....	48
<b>Ejemplo 2.19</b> - Análisis de sobrecargas dado el aumento de generación térmica.....	51
<b>Ejemplo 2.20</b> - Puesta en servicio de la <b>Combinación-1</b> de generación. ....	55
<b>Ejemplo 2.21</b> - Análisis de contingencias con aumento de generación térmica.....	57
<b>Ejemplo 2.22</b> - Análisis de pérdida de generación en un sistema de transmisión de pequeñas dimensiones. ....	60
<b>Ejemplo 2.23</b> - Análisis de cortocircuito. ....	63

## **Capítulo 1. INTRODUCCIÓN**

### **1.1 CONTEXTUALIZACIÓN**

Hoy en día, el aumento de la generación de origen renovable, el cuidado del planeta y la idea de una transición energética libre de emisiones son las bases en las que se asienta la futura mezcla energética a nivel mundial. Se estima que para el año 2030, la generación eléctrica a través de fuentes renovables represente el 40% de la producción energética mundial [1] y para el año 2040, el 60% [2].

Las fuentes de generación renovables son aquellas que se encuentran en la naturaleza de forma natural renovándose de manera constante. Estas son empleadas para generar energía eléctrica a través de un proceso de conversión. Entre las principales fuentes destacan:

- Energía eólica, consiste en aprovechar la energía cinética del viento para producir energía eléctrica a través de una conversión electromecánica.
- Energía hidráulica, consiste en emplear la energía cinética y potencial del agua con el fin de producir energía eléctrica a través de una conversión electromecánica.
- Energía solar, consiste en aprovechar la radiación solar para producir energía eléctrica a través de una conversión electroquímica.

Las centrales de generación térmica transforman la energía térmica almacenada en un fluido de trabajo en energía eléctrica a través de una conversión electromecánica. Entre las principales fuentes de energía primaria destacan:

- Combustibles fósiles como el gas, carbón y petróleo.
- Combustible nuclear.

El aumento de la generación renovable conlleva la sustitución parcial de las fuentes de generación térmica convencional. Esto se debe a que presentan costes variables muy inferiores permitiendo ofertar a precios muy bajos e incluso nulos.

Las fuentes de generación renovable como la eólica o la fotovoltaica se basan en general en generadores no síncronos y presentan también obstáculos para garantizar el suministro eléctrico.

- Dependen de su disponibilidad, es decir, no se puede aprovechar la energía eólica si no hay viento o la energía solar si no hay sol. Por lo tanto, presentan un carácter no despachable no contribuyendo a la reserva de potencia a subir.
- No aportan inercia al sistema al estar conectados a la red a través de inversores siendo generación no síncrona. Existen convertidores que permiten aportar una inercia ficticia al sistema, pero estos no suelen ser habituales al suponer un coste muy elevado.
- No todos los generadores no síncronos controlan tensión sino algunos controlan potencia reactiva o el factor de potencia. La diferencia en el control se hace notable en régimen permanente, cuando las consignas de potencia reactiva o de factor de potencia son siempre constantes.

## ***1.2 SEGURIDAD DE UN SISTEMA ELÉCTRICO***

Conociendo las limitaciones que presenta la generación renovable a nivel sistémico es necesario estudiar la seguridad del sistema con el fin de garantizar la operación fiable ante el aumento de la penetración de generación renovable.

La fiabilidad se refiere a la capacidad de un sistema de energía para suministrar el servicio eléctrico de manera continuada durante un tiempo prolongado. Para ser fiable, el sistema debe ser seguro. La seguridad de un sistema de potencia se refiere a la capacidad para sobrepasar perturbaciones inminentes sin la interrupción del servicio al cliente. Para que un sistema sea seguro, tiene que ser estable. La estabilidad se refiere a la capacidad de operar



el sistema con todas las variables eléctricas dentro de unos límites después de una perturbación [3].

Al hablar de estabilidad en un sistema eléctrico se debe tener en cuenta: [4]

- La naturaleza física del tipo de inestabilidad, arrojado por la variable inestable principal del sistema.
- El tamaño de la perturbación considerada que influye en el método de cálculo y predicción de la estabilidad.
- Los dispositivos, procesos y periodos de tiempo que se deben tener en cuenta para clasificar la estabilidad.

Típicamente se clasifica la estabilidad en estabilidad de tensión, de frecuencia y de ángulo.

### ***1.2.1 ESTABILIDAD DE TENSIÓN.***

La estabilidad de tensión se define como la capacidad del sistema de mantener el voltaje de los nudos en valores cercanos al valor nominal tanto en operación normal como en el transitorio y posterior régimen permanente ante una perturbación. Para ello es necesario una ‘*red suficiente*’. Esto quiere decir que la red esté dotada de suficientes activos como líneas, transformadores, generadores, reactancias y condensadores para controlar la tensión en el sistema. [4]

La inestabilidad de tensión se manifiesta en una reducción progresiva de las tensiones. La presencia de subtensiones y o sobretensiones en nudos indica un uso inadecuado o insuficiente de los recursos de potencia reactiva

### ***1.2.2 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA.***

La estabilidad de frecuencia se define como la capacidad del sistema de mantener la frecuencia dentro de unos límites admisibles ante desequilibrios de generación-demanda. El caso más habitual que puede provocar inestabilidades en la frecuencia es la desconexión de grupos de generación. Para garantizar la estabilidad de frecuencia es fundamental el control primario de frecuencia, la inercia total del sistema y los esquemas de deslastre de cargas todo

ello con el fin de dar respuesta rápida al incidente y reestablecer el equilibrio generación-demanda para confinar la excursión de la frecuencia. [4]

La inestabilidad se manifiesta en una variación descontrolada de la frecuencia, que podría resultar en la desconexión de generación por subfrecuencia, empeorando aún más el desequilibrio generación-demanda. El deslastre de cargas indica que puede haber problemas de estabilidad de frecuencia.

### ***1.2.3 ESTABILIDAD TRANSITORIA***

La estabilidad transitoria o estabilidad de ángulo se define como la capacidad de los generadores del sistema de mantener sincronismo ante perturbaciones grandes en el sistema como cortocircuitos. Un sistema es estable en ángulo si los ángulos de los generadores evolucionan en el tiempo de forma coherente. [5]

La inestabilidad de ángulo se manifiesta en la divergencia de los ángulos relativos de los generadores ante una perturbación como un cortocircuito, dando lugar a un desplazamiento de polos de al menos un generador (pérdida de sincronismo).

## **1.3 INTRODUCCIÓN A LOS ESTUDIOS TÉCNICOS DE SEGURIDAD**

Los ensayos necesarios para realizar los análisis de seguridad se diferencian en estudios en régimen permanente y estudios en régimen transitorio.

### ***1.3.1 INTRODUCCIÓN A LOS ESTUDIOS DE SEGURIDAD EN RÉGIMEN***

#### ***PERMANENTE.***

Se define como régimen permanente al estado de un sistema en el que las variables permanecen constantes una vez transcurridas las dinámicas del sistema. El estudio en régimen permanente informa sobre si el funcionamiento en un punto de operación es factible, i.e., el sistema puede operar de forma continua (no hay violaciones de las variables eléctricas).

Para comprobar el correcto funcionamiento de la red en régimen permanente es necesario analizar [6], [7], [8]:

- Requerimiento mínimo de inercia. La suma total de inercia de los grupos síncronos conectados a la red debe ser superior al mínimo establecido por el operador del sistema.
- Funcionamiento del sistema en operación normal. Comprobación que todos los activos estén dentro de los límites establecidos por el OS. Es necesario para ello evaluar el grado de carga de las líneas, transformadores y el nivel de tensión de los nudos.
- Funcionamiento del sistema ante contingencia (N-1). Consiste en el análisis de la red una vez alcanzado el régimen permanente tras la desconexión de un único activo ya sea una línea o un transformador fundamentalmente. Es necesario evaluar el grado de carga de las líneas, transformadores y el nivel de tensión de los nudos.

### ***1.3.2 INTRODUCCIÓN A LOS ESTUDIOS DE SEGURIDAD EN RÉGIMEN***

#### ***TRANSITORIO***

Se define como régimen transitorio al estado de un sistema en el que las variables varían de estado en el tiempo. El estudio en régimen transitorio informa sobre si la transición entre dos puntos de operación del sistema es factible (el sistema sobrevive la dinámica causada por una perturbación).

Para comprobar el correcto funcionamiento de la red en régimen transitorio es necesario analizar [6], [7], [8]:

- Funcionamiento del sistema ante pérdida de generación. Ante una pérdida significativa de generación en el sistema es necesario comprobar la estabilidad de frecuencia y ángulo de los generadores.
- Funcionamiento del sistema ante cortocircuito trifásico franco. Ante un cortocircuito trifásico franco en barras de una subestación, es necesario comprobar la estabilidad

de ángulo de los generadores y la evolución en el tiempo de la tensión en los nudos del sistema.

## **1.4 IDEA Y MOTIVACIÓN DEL PROYECTO**

La idea del proyecto surge de la importancia de estudiar la seguridad en un sistema eléctrico con una fuerte penetración de generación renovable. Para ello es necesario llevar a cabo los estudios de seguridad previamente descritos con el fin de sacar conclusiones acerca de la viabilidad operativa del sistema ante la fuerte entrada de generación no síncrona en el sistema.

Para poder realizar los análisis en diferentes casos de estudios de manera ágil, efectiva, selectiva y repetitiva se plantea la opción de realizar una interfaz de trabajo automatizada a través de códigos Python.

El planteamiento es generar herramientas para cada uno de los análisis de seguridad permitiendo al usuario modificar diferentes parámetros de la simulación según sus necesidades.

La motivación del proyecto viene dada por la suma de varios factores. La posibilidad de analizar un sistema eléctrico a nivel nacional con todo lo que conlleva, como la gran cantidad de resultados a analizar o la dificultad de entender e interpretar el funcionamiento de la red, la oportunidad de aprender una nueva herramienta para analizar sistemas eléctricos (Power Factory), un nuevo lenguaje de programación (Python) y sobre todo aplicar los conocimientos aprendidos a lo largo del grado con las asignaturas de ingeniería eléctrica.

## **1.5 ESTADO DEL ARTE**

Hoy en día, los estudios relacionados con la generación renovable son fundamentales para entender el comportamiento y la viabilidad operativa de los sistemas eléctricos ante un aumento considerable de la generación de origen renovable.

La importancia de una transición energética hacia un futuro libre de emisiones contaminantes y la crisis energética que actualmente vivimos y que nos depara, incentivan la importancia de cambiar la planificación energética. Ejemplo de esto es la subida de precios en los combustibles fósiles debido a la pandemia de la Covid-19 y la invasión rusa en Ucrania.

La Figura 1.1 muestra la evolución en los precios del carbón, del gas natural y del petróleo en los últimos 10 años. Pude apreciarse claramente como para el año 2022 los precios de los combustibles fósiles son los más altos de la última década. [9]

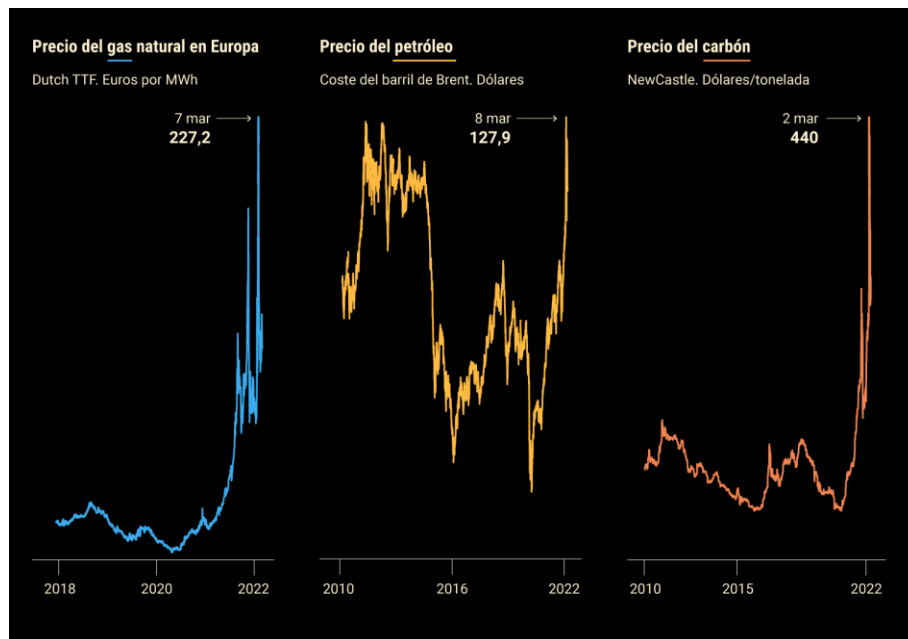


Figura 1.1 – Evolución del precio de gas natural, petróleo y carbón en Europa. [9]

Por lo tanto, se puede atisbar un futuro en el que la generación renovable tendrá un papel fundamental, pero con la condición de que los sistemas eléctricos sean seguros.

Existen numerosas publicaciones sobre la generación renovable como libros sobre el aprovechamiento de la generación renovable [10] o sobre sistemas eléctricos eficientes y renovables [11]. Además, se han desarrollado proyectos acerca de la viabilidad en la integración de la generación renovable en el sistema eléctrico [12], sobre la optimización en

la operación de micro-redes con generación renovable [13] o proyectos de ciudades inteligentes con generación 100 % renovable [14].

Relacionado con estudios de seguridad en sistemas eléctrico podemos encontrar artículos de revistas en los que se introducen y detallan los conceptos de seguridad, fiabilidad y estabilidad de un sistema eléctrico [3] [4] o publicaciones de libros e informes en los que se detallan los estudios necesarios para evaluar la seguridad de un sistema eléctrico [6] [7] [8].

Este Proyecto Fin de Grado complementa a los estudios ya realizados explicando una interfaz de trabajo para llevar a cabo estudios eléctricos de seguridad de manera automatizada además de presentar resultados y conclusiones sobre un sistema eléctrico con alta penetración renovable.

## **1.6 OBJETIVOS DEL PROYECTO**

Los objetivos del proyecto son los siguiente:

- Ilustrar las herramientas desarrolladas para los diferentes estudios técnicos de seguridad con ejemplo ilustrativos.
- Analizar para un sistema con alta penetración de generación renovable:
  - o la inercia total en el sistema.
  - o la operación normal en régimen permanente.
  - o el comportamiento ante contingencias (N-1).
  - o el comportamiento ante contingencias y examinar si el aumento de la generación térmica en el sistema arroja mejores resultados.
  - o el comportamiento ante contingencias sin control de tensión por parte de la generación eólica y fotovoltaica y examinar si el aumento de la generación térmica arroja mejores resultados.
  - o la respuesta ante cortocircuitos.

## **1.7 ALINEACIÓN CON LOS ODS/S**

Este proyecto fin de grado tiene además la intención de contribuir mano a mano con ODS/s. En concreto, se alinea con los objetivos 7 y 13.



*Figura 1.2 - Objetivo 7 de los ODS/s [15].*



*Figura 1.3 - Objetivo 13 de los ODS/s [15].*

El objetivo 7 de los ODS/s hace referencia a energía asequible y no contaminante [15]. El trabajo fin de grado hace hincapié en analizar un sistema eléctrico a nivel nacional en el que la generación de origen renovable ocupa aproximadamente un 70% de la generación del sistema. A través de los análisis de seguridad realizados se pueden sacar conclusiones acerca de la viabilidad operativa de un sistema eléctrico con una gran penetración de origen renovable.

El objetivo 13 hace referencia a acción por el clima [15]. Tratar de cambiar el mix de generación sustituyendo las fuentes de generación contaminantes por generación de origen renovable ayudaría a luchar contra el cambio climático y los efectos que este conlleva. Este trabajo realiza análisis técnicos de seguridad en un sistema con un mix energético mayoritariamente renovable presentando resultados y conclusiones permitiendo sacar conclusiones sobre la posibilidad de abandonar las fuentes de generación contaminantes.

## Capítulo 2. METODOLOGÍA

Este capítulo ilustra y explica la interfaz de trabajo desarrollada para elaborar estudios técnicos de seguridad de manera automatizada partiendo de un despacho energético. Se hace uso de ejemplos ilustrativos con resultados ficticios para explicar el funcionamiento de cada herramienta. Estos ejemplos se basan en el sistema eléctrico e hipótesis de cálculo desglosadas en el punto 3.1 y 3.4 respectivamente salvo el **Ejemplo 2.22**.

### 2.1 HERRAMIENTAS DE TRABAJO

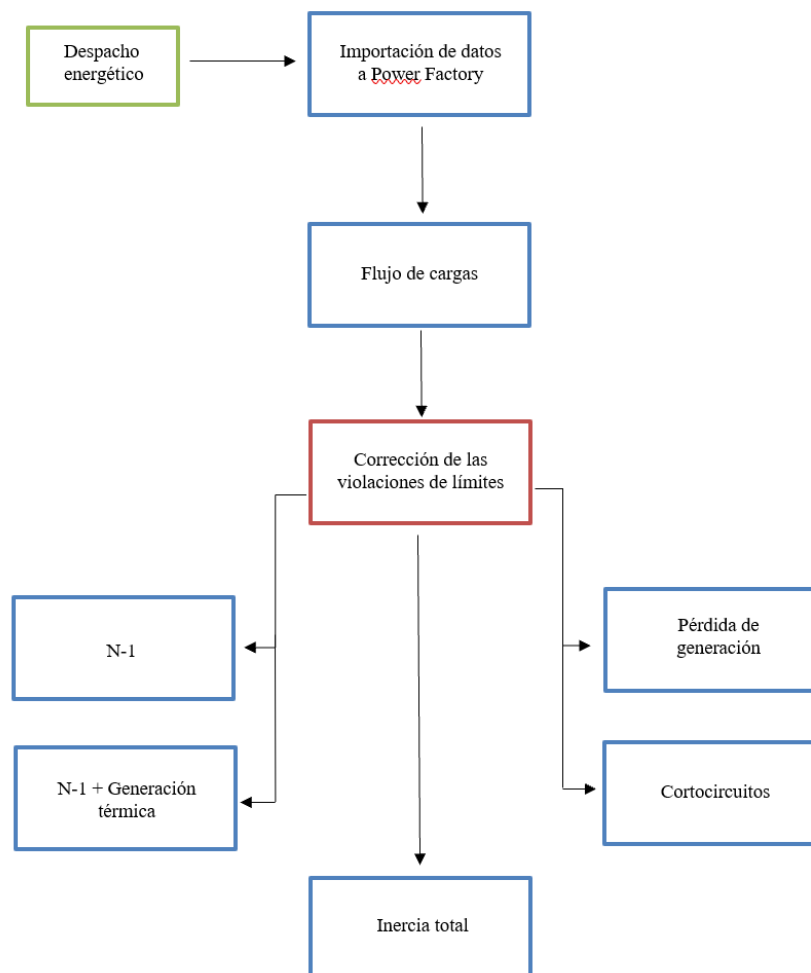


Figura 2.1 - Esquema de las herramientas de análisis.



Con el fin de elaborar análisis técnicos de seguridad de manera automatizada se elaboró una interfaz de trabajo a través de código Python que interactúan de manera directa con Excel y Power Factory.

En la Figura 2.1 se detallan las posibilidades de ejecución de las herramientas desarrolladas. Se pueden apreciar tres colores de formas, las verdes significan que están relacionadas con Excel, las azules con Python, y las rojas con Power Factory directamente.

Se parte de un despacho energético el cual es importado de Excel a la herramienta de análisis Power Factory, a través de un código Python. Después de este punto es necesario ejecutar el flujo de cargas y proceder posteriormente a la corrección manual de las violaciones de límites. Corregidas las violaciones de los activos fuera de límites, se pueden ejecutar ya los estudios de contingencias con y sin aumento de generación térmica, el cálculo de la inercia total del sistema, las simulaciones de pérdida de generación o de cortocircuitos. La descripción acerca de los códigos mencionados será expuesta posteriormente.

Para manipular los resultados de los análisis se hizo uso de Excel y para ilustrarlos de manera gráfica se empleó la librería de Python Matplotlib.

A continuación, se describe de manera general cada programa y su principal utilidad en la interfaz de trabajo desarrollada



*Figura 2.2 - Logo de DIGSilent [16], Python [17] y Excel [18].*

### ***2.1.1 DIGSILENT POWER FACTORY (PF)***

Es un software de análisis de sistemas eléctricos de potencia que permite estudios tanto en régimen permanente como en régimen dinámico. Cubre funciones básicas y avanzadas como simulaciones de flujo de cargas, ejecución de contingencias, modelado de generadores síncronos y no síncronos, diseño de convertidores y simulaciones en el tiempo ante perturbaciones entre otras muchas. [16]

El sistema eléctrico bajo estudio el cual es descrito en el punto 3.1 se encuentra modelado con todo detalle en la herramienta para los años 2022 y 2026. Además, para cada año, está recreada la red en función de tres escenarios posibles de demanda, mínima, media y máxima. Por lo tanto, las simulaciones de los estudios técnicos se realizan en esta herramienta de análisis.

### ***2.1.2 EXCEL***

Es un software de hojas de cálculo [18] en el que se recopilaban los resultados de los estudios en formato de tablas para su posterior interpretación, manipulación y recopilación de datos de interés.

### ***2.1.3 PYTHON***

Es un lenguaje de programación [17] que permite la interacción con Power Factory con el objetivo de automatizar los análisis técnicos seguridad. Dado el tamaño de la red, el gran volumen de resultados y la posibilidad de repetir los estudios de manera eficiente y rápida fue necesario automatizar todos los estudios a través de códigos Python.

Además, se empleó la librería Matplotlib para la elaboración de gráficas con el fin de resumir los resultados obtenidos en los análisis.

## **2.2 TRASLADO DE DATOS DE GENERACIÓN DE PYTHON A POWER FACTORY**

Esta sección detalla el código de traslado de datos de generación de un despacho energético a la herramienta Power Factory. Se supone un despacho energético que asigna potencia a las centrales de generación que componen el sistema y no a cada uno de los generadores del sistema.

El despacho de generación asigna potencia a las centrales del sistema y no directamente a los generadores que componen cada central. Por lo tanto, es necesario distribuir las consignas de potencia entre cada uno de los generadores que componen las centrales para poder exportar la generación a Power Factory.

**Ejemplo 2.1** - Desglose de una central de generación del sistema.

Central de generación	Generadores
CENTRAL-1	GenC1-1
	GenC1-2
	GenC1-3
	GenC1-4

*Tabla 2.1 - Central de generación del sistema compuesta por 4 generadores.*

La Tabla 2.1 ilustra el desglose de una central de generación compuesta por 4 generadores. La **CENTRAL-1** la conforman los generadores **GenC1-1**, **GenC1-2**, **GenC1-3**, **GenC1-4**.

El código lee un Excel en el que se encuentran los datos de generación del despacho y distribuye de manera automática la generación entre todos los generadores del sistema. Para llevar a cabo la distribución de potencia asignada fue necesario discriminar el tipo de central

tomando diferentes hipótesis en función de su tipología. Realizar este proceso de manera manual es una tarea muy pesada por lo que se realizó un código Python para automatizar la distribución de los datos de generación y su posterior exportación a la herramienta de trabajo.

### ***2.2.1 DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA ASIGNADA EN CENTRALES DE GENERACIÓN SÍNCRONA***

Las centrales de generación síncrona son aquellas que emplean generadores síncronos para producir energía. Destacan las centrales térmicas de carbón, gas o las centrales hidroeléctricas.

El proceso de distribución de la potencia programada es el siguiente:

- Paso 1: Se calcula el número de generadores necesarios para cubrir la consigna de potencia. Dado que los generadores que conforman una central suelen tener la misma potencia máxima se calcula como el cociente entre la potencia asignada a la central y la potencia máxima de un generador que la compone. El resultado obtenido se redondea siempre al alza.
- Paso 2: Se asigna la potencia máxima posible a cada grupo necesario.
- Paso 3: Se comprueba que la potencia asignada a cada generador se encuentre entre sus límites técnicos de operación. En el caso de que la potencia asignada a un generador sea menor a su mínimo técnico, se modifica la asignación. En lugar de asignar la potencia máxima posible a cada grupo, se reparte de manera proporcional entre el número de generadores necesarios.

**Ejemplo 2.2** - Distribución de la potencia asignada en una central de generación síncrona sin violación de límites técnicos de operación.

La Tabla 2.2 ilustra el desglose de una central de generación síncrona compuesta por 3 generadores, así como su potencia programada (Pprog). Recoge además los límites técnicos de operación de cada generador (Pmax, Pmin) y su potencia distribuida (Pdistribuida).

Central de generación	Generadores	Pprog (MW)	Pdistribuida (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)
CENTRAL-2	GenC2-1	489	180	180	60
	GenC2-2		180	180	60
	GenC2-3		129	180	60

Tabla 2.2 - Distribución de potencia en una central de generación síncrona compuesta de 3 generadores.

Paso 1: El número de generadores necesarios para despachar la potencia asignada es:

$$N = \frac{P_{prog}}{P_{max}} = \frac{489}{180} = 2,72 \rightarrow N = 3 \text{ generadores}$$

Paso 2: Se distribuye la potencia programada entre cada grupo necesario asignando la potencia máxima posible:

$$\text{GenC2} - 1 \rightarrow P_{distribuida} = P_{max} = 180 \text{ MW}$$

$$\text{GenC2} - 2 \rightarrow P_{distribuida} = P_{max} = 180 \text{ MW}$$

$$\text{GenC2} - 3 \rightarrow P_{distribuida} = 489 - 2 \cdot 180 = 129 \text{ MW}$$

Paso 3: La potencia distribuida a cada generador se encuentra dentro de sus límites técnicos de operación.

**Ejemplo 2.3** - Distribución de la potencia asignada en una central de generación síncrona con violación de límites técnicos de operación.

La Tabla 2.3 ilustra el desglose de una central de generación síncrona compuesta por 4 generadores, así como su potencia programada (Pprog). Recoge además los límites técnicos

de operación de cada generador ( $P_{max}$ ,  $P_{min}$ ) y su potencia distribuida ( $P_{distribuida}$ ). Cabe remarcar la violación de potencia mínima en el generador **GenC3-2**.

La Tabla 2.4 refleja las mismas variables que la Tabla 2.3. La diferencia entre ambas es la potencia distribuida a cada generador ya que se emplearon métodos de reparto diferentes debido a la violación previamente mencionada.

Central de generación	Generadores	Pprog (MW)	Pdistribuida (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)
CENTRAL-3	GenC3-1	310	300	300	125
	GenC3-2		10	300	125
	GenC3-3		-	300	125
	GenC3-4		-	300	125

*Tabla 2.3 - Distribución de potencia en una central de generación síncrona compuesta de 4 generadores, con violación de límites*



Central de generación	Generadores	Pprog (MW)	Pdistribuida (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)
CENTRAL-3	GenC3-1	310	155	300	125
	GenC3-2		155	300	125
	GenC3-3		-	300	125
	GenC3-4		-	300	125

*Tabla 2.4 - Distribución de potencia en una central de generación síncrona compuesta de 4 generadores, sin violación de límites.*

Paso 1: El número de generadores necesarios para despachar la potencia asignada es:

$$N = \frac{P_{prog}}{P_{max}} = \frac{310}{300} = 1,03 \rightarrow N = 2 \text{ generadores}$$

Paso 2: Se distribuye la potencia entre cada grupo necesario asignando la potencia máxima posible. Dado que solo se necesitan dos generadores, los generadores **GenC3-3** y **GenC3-4** no se arrancan.

$$\text{GenC3} - 1 \rightarrow P_{distribuida} = P_{max} = 300 \text{ MW}$$

$$\text{GenC3} - 2 \rightarrow P_{distribuida} = 310 - 300 = 10 \text{ MW}$$

Paso 3: Dado que la potencia distribuida del generador **GenC3-2** viola el límite de potencia mínima de operación, la potencia asignada a la central se distribuye de manera proporcional entre los generadores necesarios que la componen.

$$\text{GenC3} - 1 \rightarrow P_{distribuida} = \frac{P_{prog}}{N} = \frac{310}{2} = 155 \text{ MW}$$

$$\text{GenC3} - 2 \rightarrow P_{distribuida} = \frac{P_{prog}}{N} = \frac{310}{2} = 155 \text{ MW}$$

## ***2.2.2 DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA ASIGNADA EN CENTRALES DE CICLO***

### ***COMBINADO***

Las centrales de ciclo combinado están compuestas por al menos una turbina de gas y una turbina de vapor. Emplean el calor residual de los humos de escape de la turbina de gas para calentar el fluido de trabajo en un ciclo Rankine que acciona la turbina de vapor.

El proceso de distribución de la potencia programada es el siguiente:

- Paso 1: Se establece una relación entre la potencia generada por las turbinas de gas y vapor igual a  $\frac{P_{vapor}}{P_{gas}} = 0,613$ , este valor puede ser modificado según el interés del

- usuario. A continuación, se calcula la potencia total a generar por las turbinas de gas y de vapor a partir de la potencia programada de la central y la relación vapor / gas.
- Paso 2: Se calcula el número de turbinas de gas y vapor necesarias para cubrir la potencia asignada. Dado que el conjunto de generadores de gas / vapor que componen un ciclo combinado suelen tener límites de potencia máxima muy similares, el número de turbinas de gas / vapor necesarias se calcula como la potencia total gas / vapor dividido entre la potencia máxima de una turbina de gas / vapor que conforma la central.
  - Paso 3: La potencia a generar por los generadores de gas y vapor se distribuyen de manera proporcional entre los generadores necesarios.

**Ejemplo 2.4** - Distribución de la potencia asignada en una central de generación de ciclo combinado 1+2.

La Tabla 2.5 ilustra el desglose de una central de generación de ciclo combinado compuesta por 2 generadores de gas y 1 de vapor, así como su potencia programada ( $P_{prog}$ ). Recoge además los límites técnicos de operación de cada generador ( $P_{max}$ ,  $P_{min}$ ) y su potencia distribuida ( $P_{distribuida}$ ).

Central de generación	Generadores	$P_{prog}$ (MW)	$P_{distribuida}$ (MW)	$P_{max}$ (MW)	$P_{min}$ (MW)
CENTRAL-4	GenC4-1-Gas	280	86,8	145	80
	GenC4-2-Gas		86,8	145	80
	GenC4-1-Vapor		106,4	158	61

*Tabla 2.5 - Distribución de potencia en una central de ciclo combinado compuesta de 2 turbinas de gas y 1 de vapor.*



Paso 1: La potencia total a generar por las turbinas de gas y vapor es:

$$P_{gas} = \frac{P_{prog}}{1,613} = \frac{280}{1,613} = 173,6$$

$$P_{vapor} = P_{gas} \cdot 0,613 = 173,6 \cdot 0,613 = 106,4$$

Paso 2: El número de generadores necesarios de gas y vapor es:

$$N_{gas} = \frac{P_{gas}}{P_{maxgas}} = \frac{173,6}{145} = 1,2 \rightarrow N_{gas} = 2$$

$$N_{vapor} = \frac{P_{vapor}}{P_{maxvapor}} = \frac{106,4}{158} = 0,67 \rightarrow N_{vapor} = 1$$

Paso 3: Se distribuye de manera proporcional la potencia total a generar por las turbinas de gas y vapor entre los generadores de gas y vapor necesarios.

$$\text{GenC4} - 1 - \text{Gas} \rightarrow P_{distribuida} = \frac{P_{gas}}{N_{gas}} = \frac{173,6}{2} = 86,8 \text{ MW}$$

$$\text{GenC4} - 2 - \text{Gas} \rightarrow P_{distribuida} = \frac{P_{gas}}{N_{gas}} = \frac{173,6}{2} = 86,8 \text{ MW}$$

$$\text{GenC4} - 1 - \text{Vapor} \rightarrow P_{distribuida} = \frac{P_{vapor}}{N_{vapor}} = \frac{106,4}{1} = 106,4 \text{ MW}$$

### **2.2.3 DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA ASIGNADA EN CENTRALES DE GENERACIÓN NO SÍNCRONA**

Una central de generación no síncrona produce energía eléctrica sin hacer uso de máquinas rotativas. En el sistema eléctrico a estudio se trata de parques eólicos y plantas fotovoltaicos.

La potencia programada se distribuye entre todos los generadores que componen la central en función de su potencia máxima de operación. Se discriminan aquellos generadores dentro

de una central no síncrona cuyo año de puesta en servicio sea posterior al año del estudio en cuestión.

Cabe remarcar que los generadores de carácter solar y fotovoltaico poseen límites de potencia mínima de operación muy pequeños siendo prácticamente nulos. A efectos prácticos se considera como límite mínimo de generación 0 MW.

**Ejemplo 2.5** - Distribución de la potencia asignada en una central de generación no síncrona.

La Tabla 2.6 ilustra el desglose de una central de generación no síncrona solar compuesta de 6 generadores, así como su potencia programada (Pprog). Recoge además los límites técnicos de operación de cada generador (Pmax), su potencia distribuida (Pdistribuida) y el año de puesta en servicio de cada grupo.

La consigna de potencia proviene de un despacho de generación del año 2024.

Central de generación	Generadores	Pprog (MW)	Pdistribuida (MW)	Pmax (MW)	Puesta en servicio
CENTRAL-5	GenC5-1-Solar	310	13,13	19,9	2022
	GenC5-2-Solar		33	50	2022
	GenC5-3-Solar		132	200	2023
	GenC5-4-Solar		132	200	2023
	GenC5-5-Solar		-	19,9	2025
	GenC5-6-Solar		-	200	2025

*Tabla 2.6 - Distribución de potencia en un parque fotovoltaico compuesto por 6 generadores solares.*

Dado que el año de puesta en servicio de los generadores **GenC5-5-Solar** y **GenC5-6-Solar** es posterior al año del despacho económico su potencia distribuida será nula.

La potencia distribuida entre el resto de los generadores en función de su potencia máxima se calcula como:

$$\begin{aligned} \text{GenC5} - 1 - \text{Solar} &\rightarrow P_{\text{distribuida}} = P_{\text{prog}} \cdot \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{maxtotal}}} \\ &= 310 \cdot \frac{19,9}{19,9 + 50 + 200 + 200} = 13,13 \text{ MW} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{GenC5} - 2 - \text{Solar} &\rightarrow P_{\text{distribuida}} = P_{\text{prog}} \cdot \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{maxtotal}}} \\ &= 310 \cdot \frac{50}{19,9 + 50 + 200 + 200} = 33 \text{ MW} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{GenC5} - 3 - \text{Solar} &\rightarrow P_{\text{distribuida}} = P_{\text{prog}} \cdot \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{maxtotal}}} \\ &= 310 \cdot \frac{200}{19,9 + 50 + 200 + 200} = 132 \text{ MW} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{GenC5} - 4 - \text{Solar} &\rightarrow P_{\text{distribuida}} = P_{\text{prog}} \cdot \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{maxtotal}}} \\ &= 310 \cdot \frac{200}{19,9 + 50 + 200 + 200} = 132 \text{ MW} \end{aligned}$$

---

#### **2.2.4 DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA ASIGNADA EN CENTRALES DE GENERACIÓN SÍNCRONA NDC**

Según el despacho energético puede haber centrales en el sistema a las que no se les asigna potencia de manera individual debido a su poca capacidad de generación. En consiguiente se asigna potencia al conjunto de todas estas centrales las cuales se denominan NDC.

Dicha potencia asignada al conjunto de los generadores NDC se distribuye en función de la potencia máxima de cada generador.

Cabe remarcar que el límite de potencia mínima de los generadores NDC es prácticamente nulo. Por lo tanto, a efectos prácticos se considera como límite mínimo de generación 0 MW.

**Ejemplo 2.6** - Distribución de la potencia asignada en generadores NDC.

La Tabla 2.7 ilustra un conjunto de 3 generadores NDC, así como su potencia programada (Pprog). Recoge además los límites técnicos de operación de cada generador (Pmax) y su potencia distribuida (Pdistribuida).

Central de generación	Generadores	Pprog (MW)	Pdistribuida (MW)	Pmax (MW)
NDC	GenNDC-1	20	5,88	10
	GenNDC-2		10,59	18
	GenNDC-3		3,53	6

*Tabla 2.7 - Distribución de potencia en un total de 3 generadores NDC.*

La potencia distribuida a cada generador en función de su potencia máxima se calcula como:

$$\text{GenNDC} - 1 \rightarrow P_{\text{distribuida}} = P_{\text{prog}} \cdot \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{maxtotal}}} = 20 \cdot \frac{10}{10 + 18 + 6} = 5,88 \text{ MW}$$

$$\text{GenNDC} - 2 \rightarrow P_{\text{distribuida}} = P_{\text{prog}} \cdot \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{maxtotal}}} = 20 \cdot \frac{18}{10 + 18 + 6} = 10,59 \text{ MW}$$

$$\text{GenNDC} - 3 \rightarrow P_{\text{distribuida}} = P_{\text{prog}} \cdot \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{maxtotal}}} = 20 \cdot \frac{6}{10 + 18 + 6} = 3,53 \text{ MW}$$

### **2.2.5 DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA DEMANDADA TOTAL**

Una vez distribuido entre los generadores del sistema el despacho de generación, se escala la demanda.

La demanda total se escala entre todas las cargas en servicio en función del año del despacho de generación. La potencia demandada a distribuir se corresponde con la potencia total generada reducida un cierto porcentaje a especificar por el usuario para compensar las pérdidas en el sistema. En este caso, la compensación de las pérdidas es de un 2%. Posteriormente se distribuye en función de la potencia máxima de cada carga.

**Ejemplo 2.7** - Distribución de la demanda.

La Tabla 2.8 ilustra un conjunto de 3 demandas, así como una supuesta potencia total generada ( $P_{totgen}$ ) y la consiguiente potencia total demandada ( $P_{totdem}$ ). Recoge además los límites técnicos de cada demanda ( $P_{max}$ ), su potencia distribuida ( $P_{distribuida}$ ) y su estado de operación.

<b>Demanda</b>	<b><math>P_{totgen}</math> (MW)</b>	<b><math>P_{totdem}</math> (MW)</b>	<b><math>P_{distribuida}</math> (MW)</b>	<b><math>P_{max}</math> (MW)</b>	<b>En servicio</b>
Dem-1	15	14,7	9,28	12	Si
Dem-2			5,42	7	Si
Dem-3			-	50	No

*Tabla 2.8 - Distribución de la demanda en un total de 3 cargas.*

La potencia demandada total a distribuir es:

$$P_{totdem} = P_{totgen} - 0,02 * P_{totgen} = 14,7 MW$$

Como la demanda **Dem-3** está fuera de servicio no se tiene en consideración. La potencia distribuida a cada demanda en servicio en función de su potencia máxima se calcula como:

$$\text{Dem} - 1 \rightarrow P_{\text{distribuida}} = P_{\text{totdem}} \cdot \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{maxtotal}}} = 14,7 \cdot \frac{12}{12 + 7} = 9,28 \text{ MW}$$

$$\text{Dem} - 2 \rightarrow P_{\text{distribuida}} = P_{\text{totdem}} \cdot \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{maxtotal}}} = 14,7 \cdot \frac{7}{12 + 7} = 5,42 \text{ MW}$$

---

## **2.3 ESTUDIOS DE RÉGIMEN PERMANENTE MODELADOS**

A continuación, se presentan los análisis de régimen permanente modelados a través de códigos Python.

### ***2.3.1.1 Cálculo en régimen permanente de la inercia total del sistema***

Para llevar a cabo el cálculo de la inercia total del sistema de manera automática se elaboró un código Python que tiene en cuenta las siguientes consideraciones.

El PF calcula la inercia eléctrica (H) de cada grupo síncrono en segundos en base de la potencia nominal (Pnom) de cada generador. Por lo tanto, es necesario pasar de segundos en base de la potencia nominal a segundos en base del sistema.

**Ejemplo 2.8** - Cálculo de la inercia total en un pequeño sistema de 5 generadores.

La Tabla 2.9 ilustra un conjunto de 5 generadores desglosando para cada grupo su potencia nominal, la inercia eléctrica en base de su potencia nominal (HbasePnom), la inercia eléctrica en base del sistema (Hbasesist) y su estado de operación.

Generador síncrono	Pnom (MW)	HbasePnom (s)	Hbasesist (s)	En servicio
Gen-1-Sinc	50	1,67	0,835	Si
Gen-2-Sinc	70	2,33	1,63	Si
Gen-3-Sinc	62	1,45	0,9	Si
Gen-4-Sinc	45	0,86	-	No
Gen-5-Sinc	110	3,42	-	No

Tabla 2.9 - Inercia de 5 generadores.

Dado que los generadores **Gen-4-Sinc** y **Gen-5-Sinc** están fuera de servicio, no se tendrán en cuenta para el cálculo de la inercia total del sistema.

La inercia en base del sistema de los generadores en servicio se calcula como:

$$\text{Gen - 1 - Sinc} \rightarrow H_{basesist} = H_{basePnom} \cdot \frac{P_{nom}}{S_{basesist}} = 1,67 \cdot \frac{50}{100} = 0,835 \text{ s}$$

$$\text{Gen - 2 - Sinc} \rightarrow H_{basesist} = H_{basePnom} \cdot \frac{P_{nom}}{S_{basesist}} = 2,33 \cdot \frac{70}{100} = 1,63 \text{ s}$$

$$\text{Gen - 3 - Sinc} \rightarrow H_{basesist} = H_{basePnom} \cdot \frac{P_{nom}}{S_{basesist}} = 1,45 \cdot \frac{62}{100} = 0,9 \text{ s}$$

Finalmente, se calcula la inercia total del sistema como la suma de la inercia eléctrica en base del sistema de cada generador en servicio.

$$H_{totbasesist} = 0,835 + 1,63 + 0,9 = 3,365 \text{ s}$$

### ***2.3.1.2 Análisis en régimen permanente de la operación normal del sistema***

Se automatizó a través de un código Python la ejecución del flujo de cargas y la posterior recogida de resultados mostrando por pantalla todos las líneas, transformadores y nudos que violan algún límite de operación junto a su nivel de tensión o grado de carga.

Además, lleva a cabo el recuento total de activos fuera de límites y el número de activos con sobretensión, subtensión o sobrecarga.

El usuario es capaz de especificar los límites de operación en cuanto voltaje y grado de carga (GC), el área del sistema y nivel de tensión nominal de los activos que se quieren analizar.

**Ejemplo 2.9** - Análisis de violación de límites de activos en operación normal.

La Tabla 2.10 ilustra unos supuestos activos fuera de límites indicando su tensión nominal y su nivel de tensión o grado de carga

<b>Activo crítico</b>	<b>Nivel de tensión nominal (kV)</b>	<b>Nivel de tensión (U, pu) / Grado de carga (GC, %)</b>
Trafo-1-220/500 kV	220/500	109%
Línea-1-110 kV	110	127%
Nudo-1-500 kV	500	1,072
Nudo-2-13,2 kV	13,2	1,19
Nudo-3-220 kV	220	0,765
Línea-2-34,5 kV	34,5	152%

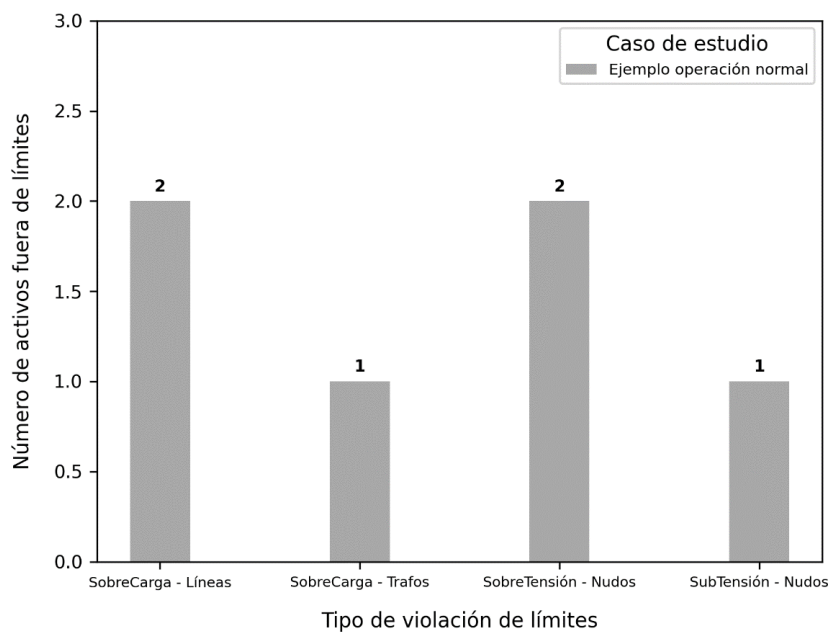
*Tabla 2.10 – Activos fuera de límites en operación normal del sistema para el caso Ejemplo 2.9.*

- El número de activos fuera de límites es 6, los activos **Trafo-1-220/500 kV, Línea-1-110 kV, Nudo-1-500 kV, Nudo-2-13,2 kV, Nudo-3-220 kV y Línea-2-34,5 kV**



- El número de líneas sobrecargadas es 2, las líneas **Línea-1-110 kV** y **Línea-2-34,5 kV**.
- El número de transformadores sobrecargados es 1, el transformador **Trafo-1-220/500 kV**.
- El número de nudos con sobretensión es 2, los nudos **Nudo-1-500 kV** y **Nudo-2-13,2 kV**.
- El número de nudos con subtensión es 1, el nudo **Nudo-3-220 kV**.

La Figura 2.3 muestra de manera gráfica para el caso Ejemplo 2.9, el número de activos fuera de límites en función del tipo de violación de límites ya sean sobrecarga de líneas, transformadores, sobretensiones o subtensiones.



*Figura 2.3 – Número de activos fuera de límites en operación normal del sistema en función del tipo de violación de límites para el caso Ejemplo 2.9.*

### ***2.3.1.3 Corrección de violaciones de límites en la operación normal del sistema***

Tras la ejecución y análisis del flujo de cargas es necesario corregir los posibles problemas en la operación normal del sistema previo a realizar el resto de los estudios.

Estas correcciones en la red se deben llevar a cabo de manera manual evaluando cada uno de los activos a corregir.

Las modificaciones de los activos de red empleados para solucionar problemas de sobretensiones, subtensiones y sobrecargas fueron:

1. Variación de tomas de transformador. Variando las tomas de transformadores se pueden corregir problemas de tensiones y sobrecargas en función del flujo de potencia por el transformador.
2. Tensión de consigna de generadores. La variación en la tensión de consigna de los generadores del sistema puede modificar los voltajes de los activos cercanos.
3. Conexión y desconexión de condensadores. Conectando y desconectando condensadores se consigue aumentar y reducir tensiones respectivamente en los nudos cercanos a donde se ubican.
4. Conexión y desconexión de reactancias. Conectando y desconectando reactancias se consigue reducir y aumentar respectivamente la tensión en los nudos cercanos a donde se ubican
5. Apertura de líneas. Desconectando líneas se pueden reducir las tensiones en los nudos colindantes en el caso de que las líneas vayan poco cargadas.
6. Conexión de líneas. Conectando líneas se pueden aliviar sobrecargas y aumentar tensiones en los nudos colindantes en el caso de que las líneas vayan muy cargadas.
7. Deslastre de cargas. En el caso de no poder solventar problemas de sobrecarga se procede a desconectar cargas. Esta acción podría ser necesaria por haber escalado la demanda sin tener en cuenta la red y su capacidad.

**Ejemplo 2.10** - Alivio de sobrecarga de un transformador del sistema variando su propia toma.

La Figura 2.4 ilustra la evolución en el grado de carga (GC) del transformador redondeado en color rojo tras la variación de su propia toma.

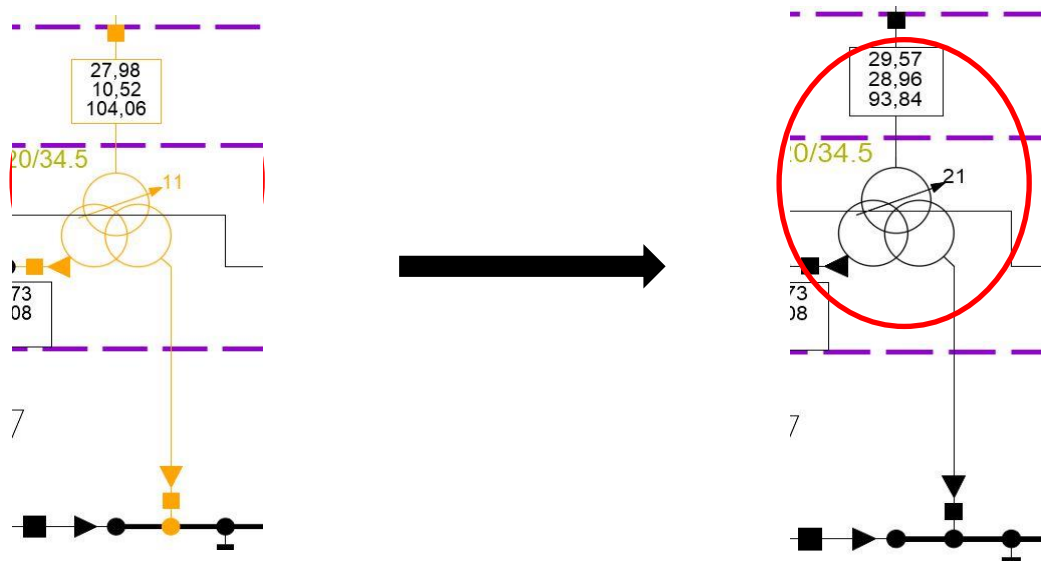


Figura 2.4 – Evolución del grado de carga de un transformado tras la variación de su toma.

Inicialmente el transformador se encuentra sobrecargado con un GC igual a 104,06%. Variando la toma del transformador de la toma 11 a la 21 se logra aliviar la sobrecarga pasando de un GC de 104,06% a 93,84%.

**Ejemplo 2.11** - Alivio de subtensión y sobrecarga en un nudo y línea del sistema respectivamente variando la toma de un transformador.

La Figura 2.5 ilustra la evolución en el nivel de tensión del nudo redondeado en color rojo y el grado de carga de la línea redondeada de color verde tras la variación de la toma de los transformadores redondeados en color azul.

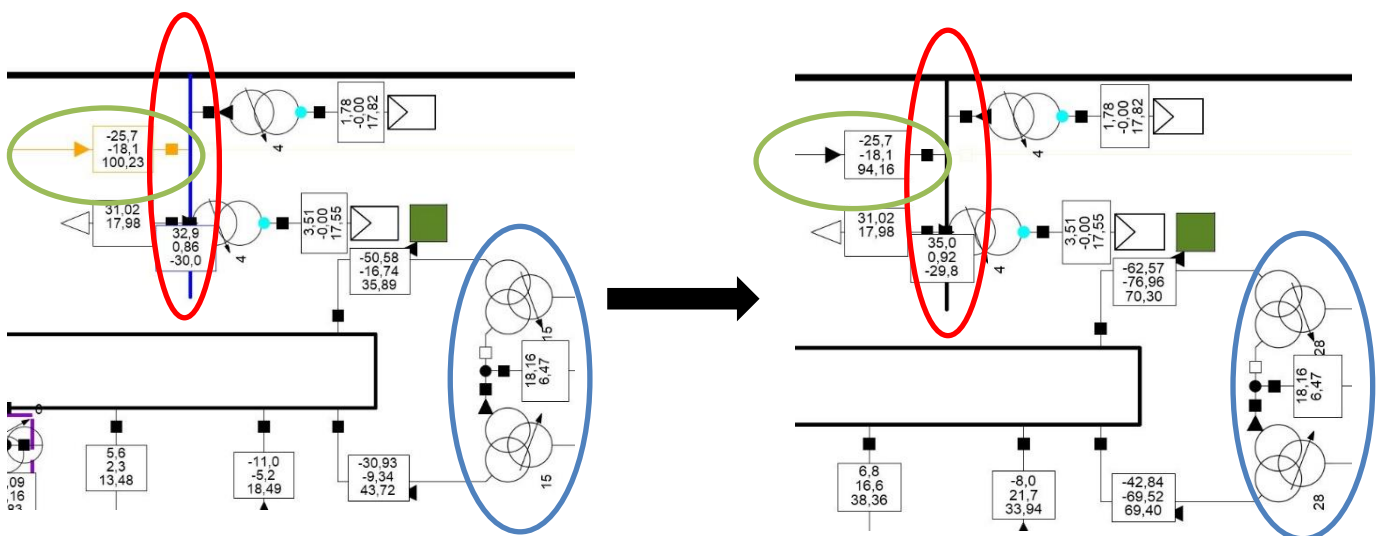


Figura 2.5 – Evolución del nivel de tensión y grado de carga de un nudo y una línea tras la variación de la toma de transformadores.

Inicialmente, la tensión del nudo es 0,86 pu y la línea entrante al nudo se encuentra ligeramente sobrecargada con un GC igual a 100,23%. Variando la toma de los transformadores de la toma 15 a la toma 18 se logra aliviar la subtensión en el nudo, pasando de 0,86 pu a 0,92 pu. Además, se solventa la sobrecarga en la línea entrante al nudo pasando de 100,23% a 94,16% de GC.

**Ejemplo 2.12** - Alivio de sobretensión en un nudo del sistema mediante la variación en la tensión de consigna de generadores.

La Figura 2.6 ilustra la evolución del nivel de tensión del nudo redondeado en color rojo tras la variación en la tensión de consigna de los generadores redondeados en color azul.

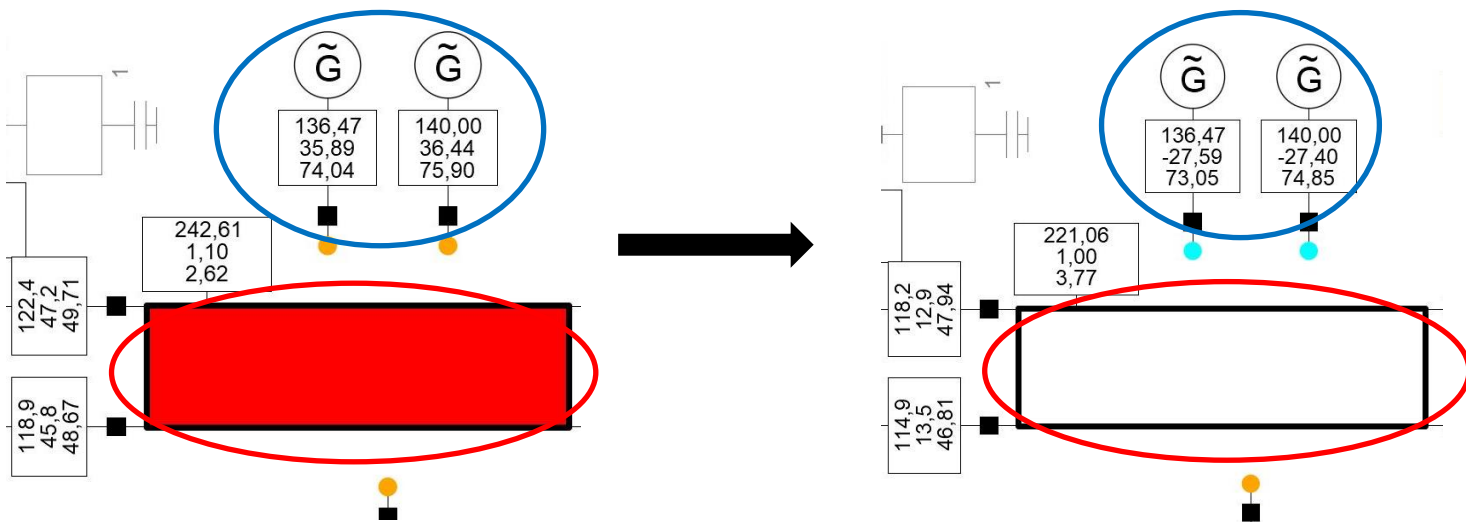
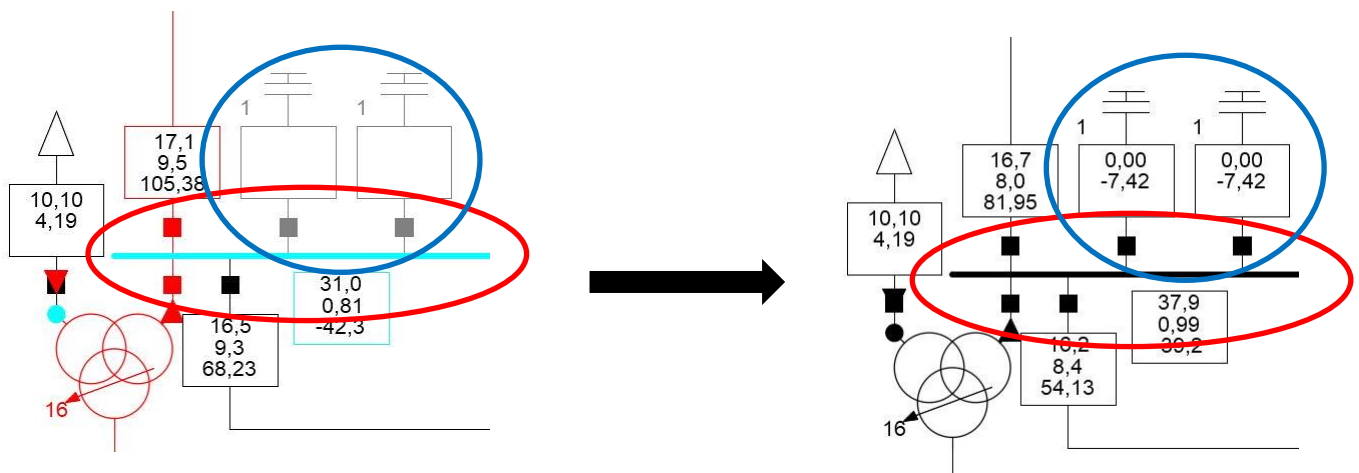


Figura 2.6 – Evolución del nivel de tensión de un nudo tras la variación en la tensión de consigna de generadores.

Inicialmente, la tensión del nudo es 1,1 pu. Modificando la tensión de consigna de los generadores de 1,02 pu a 0,95 pu disminuye la tensión en el nudo de 1,1 pu a 1 pu aliviando la sobretensión.

**Ejemplo 2.13** - Alivio de subtensión en un nudo del sistema mediante la conexión de un banco de condensadores.

La Figura 2.7 ilustra la evolución del nivel de tensión del nudo redondeado en color rojo tras la conexión del banco de condensadores redondeado en color azul.

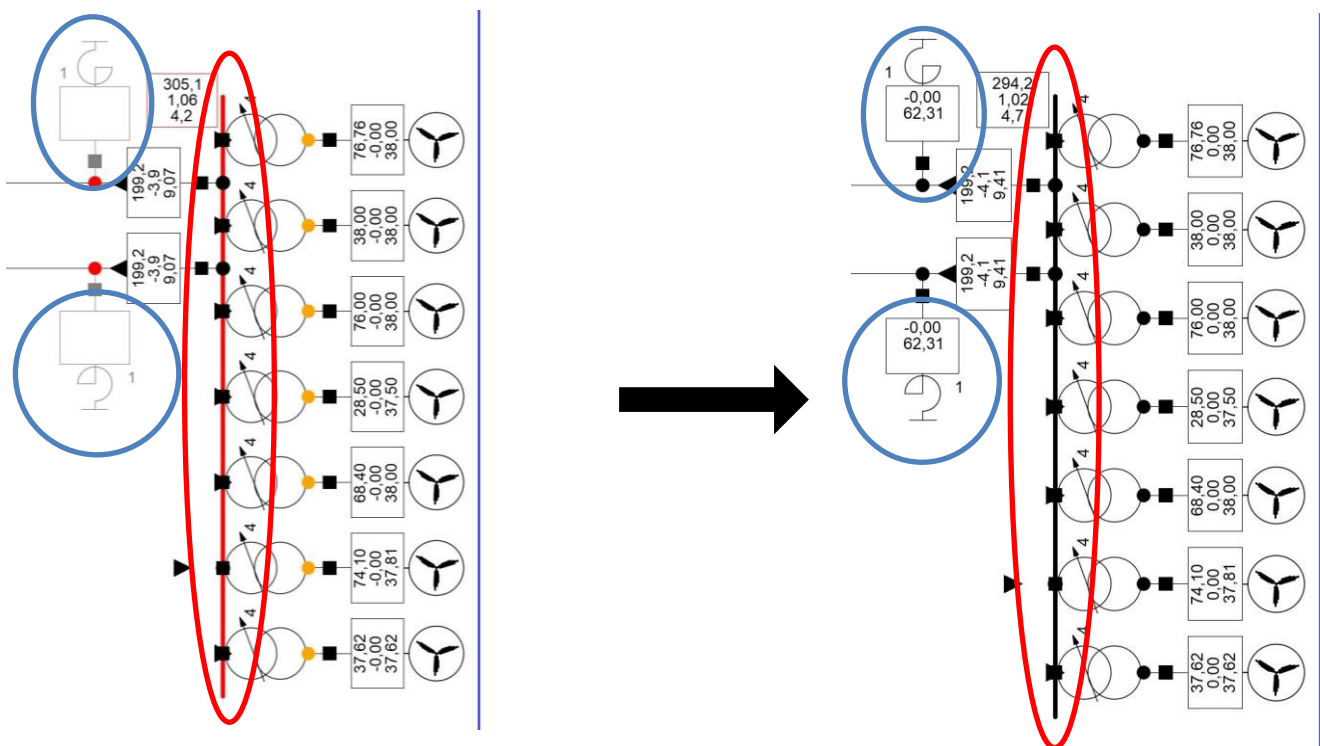


*Figura 2.7 – Evolución del nivel de tensión de un nudo tras la conexión de un banco de condensadores.*

Inicialmente, la tensión del nudo es 0,81 pu. Conectando el banco de condensadores aumenta la tensión en el nudo de 0,81 pu a 0,99 pu aliviando la subtensión.

**Ejemplo 2.14** - Alivio de sobretensión en un nudo del sistema mediante la conexión de reactancias.

La Figura 2.8 ilustra la evolución del nivel de tensión del nudo redondeado en color rojo tras la conexión de las reactancias redondeadas en color azul.



*Figura 2.8 – Evolución del nivel de tensión de un nudo tras la conexión de reactancias*

Inicialmente, la tensión en el nudo es 1,06 pu. Conectando las reactancias disminuye la tensión en el nudo de 1,06 pu a 1,02 pu aliviando la sobretensión.

**Ejemplo 2.15** - Alivio de sobretensión en un nudo del sistema mediante la apertura de una línea.

La Figura 2.9 ilustra la evolución del nivel de tensión del nudo redondeado en color rojo tras la apertura de una de las dos líneas en paralelo redondeadas en color azul. La línea puesta fuera de servicio se encuentra marcada con una cruz.

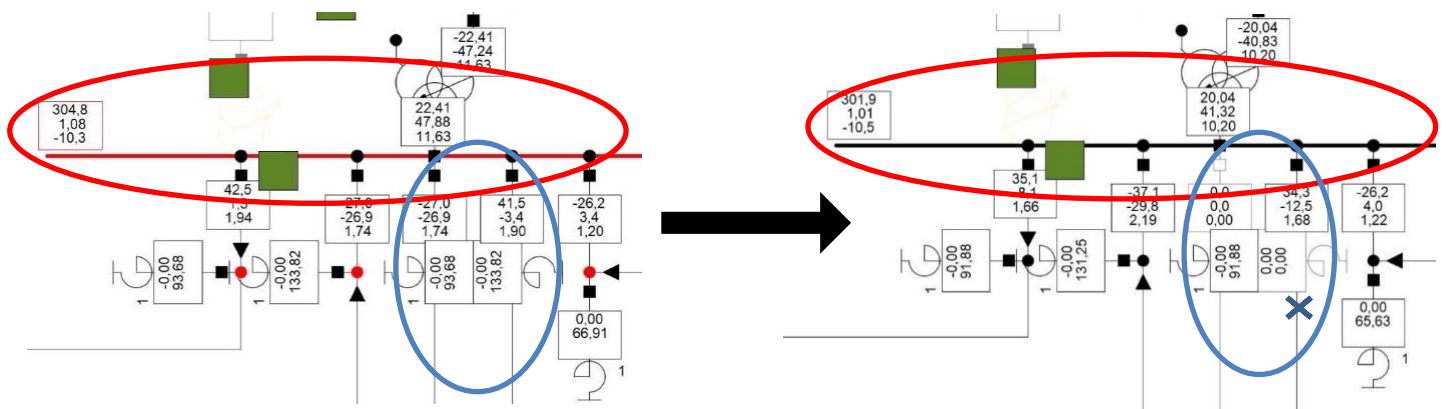


Figura 2.9 – Evolución del nivel de tensión de un nudo tras la apertura de una línea

Inicialmente, la tensión del nudo es 1,07 pu. Abriendo una de las dos líneas en paralelo se reduce la tensión en el nudo de 1,07 pu a 1,01 pu aliviando la sobretensión.



**Ejemplo 2.16** - Alivio de sobrecarga de transformadores del sistema mediante la conexión de una línea.

La Figura 2.10 ilustra la evolución del grado de carga de los transformadores redondeados en color rojo tras la conexión de la línea redondeada en color naranja.

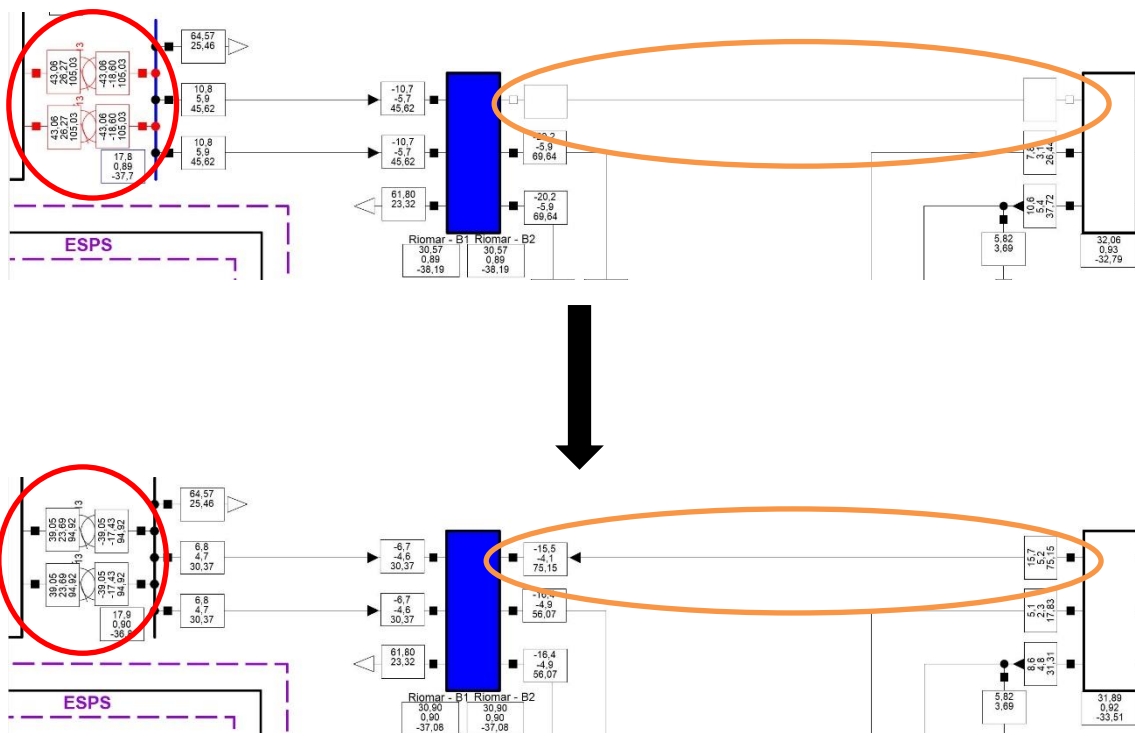


Figura 2.10 – Evolución del grado de carga de transformadores tras la conexión de una línea.

Inicialmente, los transformadores se encuentran sobrecargados con un GC de 106,03%. Conectando la línea se consigue reducir el flujo de potencia por los transformadores reduciendo el GC de 106,03% a 94,92%.

**Ejemplo 2.17** - Alivio de sobrecarga de una línea y un transformador del sistema mediante la desconexión de una demanda.

La Figura 2.11 ilustra la evolución del grado de carga de la línea y el transformador redondeados en color rojo primero tras la variación de la toma del transformador y segundo tras la desconexión de la demanda redondeada en azul y marcada con una cruz.

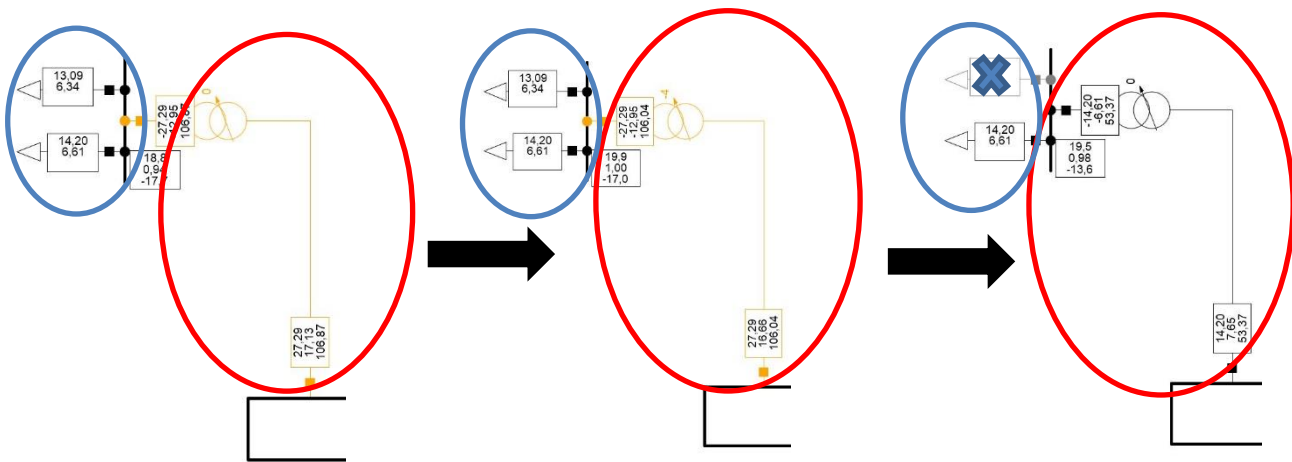


Figura 2.11 – Evolución del grado de carga de una línea y un transformador tras la variación de su propia toma y posterior desconexión de una demanda.

Inicialmente, la línea y el transformador se encuentran sobrecargados con un GC de 106,87 %. Modificando la toma del transformador de la toma 0 a la toma -4 el GC apenas disminuye pasando de 106,87% a 106,04%. Dado que las demandas únicamente reciben alimentación a través de dicha línea y transformador y que la variación de tomas del transformador apenas mejora la situación inicial sólo se puede aliviar la sobrecarga disminuyendo la potencia transportada por la línea. Para ello, se desconecta una de las dos demandas disminuyendo de 106,87% a 53,37% el GC de los activos aliviándose la sobrecarga

#### ***2.3.1.4 Análisis en régimen permanente del sistema ante contingencias (N-1)***

Al igual que para análisis estático del sistema en operación normal se elaboró un código Python que automatiza el cálculo y el análisis ante N-1.

El código aplica contingencias en líneas y transformadores y recoge los resultados de tensión de nudos y grado de carga de líneas y transformadores. Por último, muestra por pantalla las contingencias con alguna violación de límites junto a los activos fuera de límites especificando su nivel de tensión o grado de carga.

Además, realiza el recuento de las contingencias con al menos un activo fuera de límites (contingencias críticas) y las contingencias con al menos un caso de sobrecarga de transformadores, sobrecarga líneas, subtensión y o sobretensión de nudos.

El usuario es capaz de elegir en qué áreas del sistema aplicar las contingencias, en qué áreas y para qué niveles de tensión nominal analizar los activos tras la contingencia y especificar los límites de tensión y grado de carga para el estudio.

#### **Ejemplo 2.18** - Análisis de contingencias.

Suponiendo que se evalúan un total de 10 contingencias, la Tabla 2.11 muestra las supuestas contingencias críticas y sus respectivos activos fuera de límites obtenidas.

Contingencia	Activo crítico	Nivel de tensión (pu) / carga (%)
Línea-1-500 kV	Trafo-10-34,5/220 kV	132%
Línea-1-500 kV	Trafo-123-220/500 kV	134%
Línea-1-500 kV	Línea-20-110 kV	146%
Línea-5-110 kV	Nudo-210-500 kV	1,064
Línea-5-110 kV	Nudo-137-110 kV	1,145
Trafo-17-66/110 kV	Trafo-8-110/220 kV	117%
Trafo-17-66/110 kV	Nudo-6-220 kV	1,152

Tabla 2.11 – Contingencias críticas y activos fuera de límites en el análisis de contingencias para el caso Ejemplo 2.18.

- El número de contingencias críticas es 3, las contingencias **Línea-1-500 kV**, **Línea-5-110 kV** y **Trafo-17-66/110 kV**.
- El número de contingencias críticas con al menos un caso de sobretensión es 2, las contingencias de la **Línea-5-110 kV** y del **Trafo-17-66/110 kV**.
- El número de contingencias con al menos un caso de subtensión es 0.
- El número de contingencias con al menos un caso de sobrecarga de líneas es 1, la contingencia de la **Línea-1-500 kV**.
- El número de contingencias con al menos un caso de sobrecarga de transformadores es 2, la contingencia de la **Línea-1-500 kV** y del **Trafo-17-66/110 kV**.

La Figura 2.12 muestra de manera gráfica el número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites, es decir, contingencias con al menos un caso de sobrecarga de línea, transformador, sobretensión y o subtensión en activos de tensión igual o superior a 66kV.

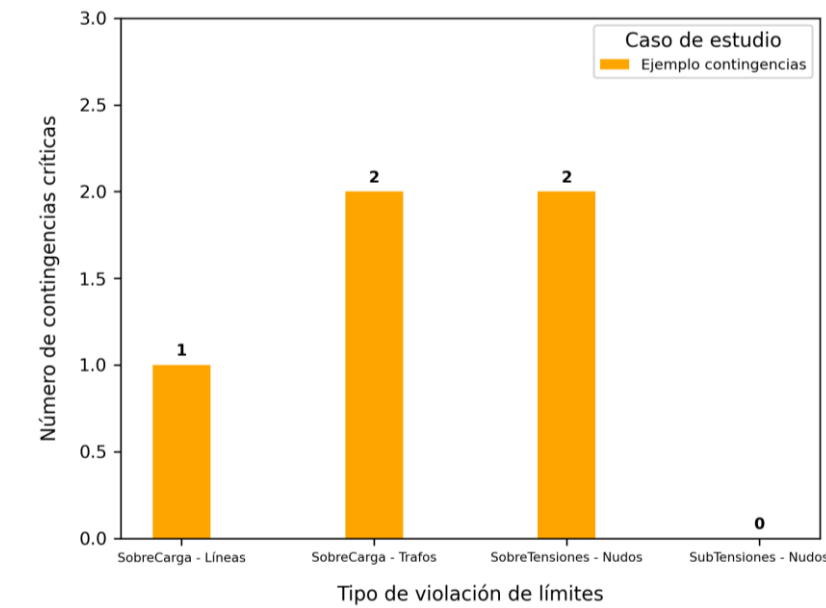


Figura 2.12 - Número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites para el caso Ejemplo 2.18.

### ***2.3.1.5 Análisis en régimen permanente ante contingencias (N-1) tras el aumento de la generación térmica en el sistema.***

Tras el análisis de contingencias se plantea la opción de añadir generación térmica en el sistema con el objetivo de estudiar si mejoran y en qué proporción los resultados ante contingencias.

Tratar de mejorar los resultados ante contingencias variando parámetros de red como conectando y desconectando reactancias o variando tomas de transformadores es una tarea harta complicada. Una modificación que ante una contingencia puede ser beneficioso para otra distinta puede resultar perjudicial. La decisión que tomaría el OS sería realizar un redespacho de la generación total del sistema junto con las acciones sobre el estado de conexión de líneas, reactancias, etc., lo cual por falta de medios resulta inviable de llevar a cabo. La determinación del redespacho y del estado de conexión de elementos de la red es un problema complicado que en la literatura técnica se ha intentado resolver mediante flujos de cargas óptimos. Aquí se aproxima el redespacho mediante la conexión de algunos

generadores térmicos concretos lo que permite ver el impacto de la generación adicional sobre las contingencias.

La puesta en servicio de nuevos generadores síncronos incrementa el control de tensión en el sistema, al poder estos consumir y generar potencia reactiva (nudo PV). Además, en función de la consigna de tensión asignada se aumentará o reducirá la tensión en los nudos de la zona corrigiendo problemas de subtensiones o sobretensiones respectivamente.

Tratar de corregir sobrecargas añadiendo generación depende de donde se encuentren tanto la generación añadida como las sobrecargas. Es importante identificar los flujos de potencia por las líneas y los activos con sobrecargas con el fin de añadir generación en el área importadora de potencia y no en el área exportadora.

A continuación, se muestra un ejemplo explicando este concepto:

**Ejemplo 2.19** - Análisis de sobrecargas dado el aumento de generación térmica.

Se supone un sistema compuesto por dos áreas conectadas a través dos líneas de igual características y capacidad nominal 750MW.

1. Situación inicial.

Inicialmente, el área 1 genera 1000 MW y demanda 0 MW mientras que el área 2 genera 0 MW y demanda 1000 MW.

$$A1 \rightarrow G1 = 1000 \text{ MW}; D1 = 0 \text{ MW}$$

$$A2 \rightarrow G2 = 0 \text{ MW}; D2 = 1000 \text{ MW}$$

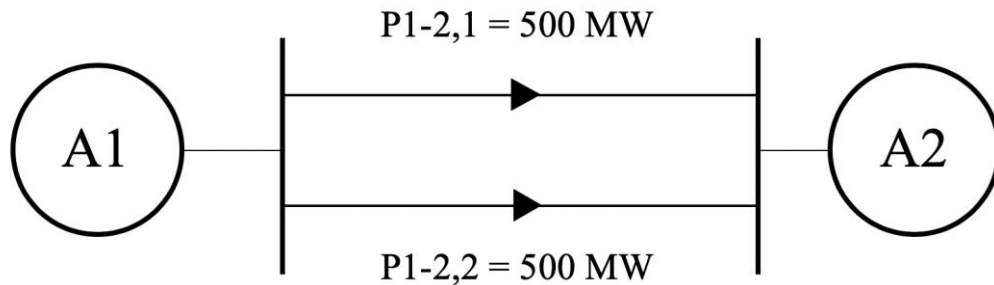


Figura 2.13 - Situación inicial de operación del sistema.

Como se aprecia en la Figura 2.13, el área 1 exporta 1000 MW al área 2 siendo la potencia por cada una de las líneas 500MW. Cada una de las líneas tiene un grado de carga igual a  $GC = \frac{500}{750} \cdot 100 = 66,7\%$ .

## 2. Perturbación, apertura de línea.

Tiene lugar la apertura de una de las líneas, por ejemplo, la línea 1. El área 1 y el área 2 mantienen su generación y demanda igual a la situación inicial.

$$A1 \rightarrow G1 = 1000 \text{ MW}; D1 = 0 \text{ MW}$$

$$A2 \rightarrow G2 = 0 \text{ MW}; D2 = 1000 \text{ MW}$$

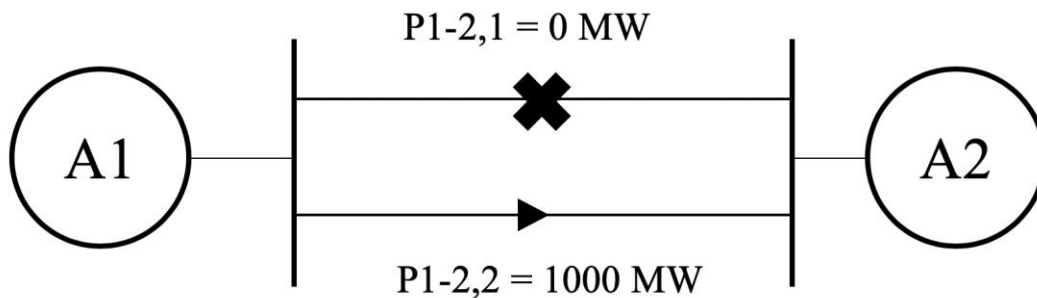


Figura 2.14 - Apertura de la línea 2 en el sistema

Como se aprecia en la Figura 2.14, el área 1 continúa exportando 1000 MW al área 2 pero la potencia circulará únicamente por la línea 2. Por lo tanto, esta línea tendrá un grado de carga igual a  $GC = \frac{1000}{750} \cdot 100 = 133,3\%$  estando sobrecargada.

### 3. Aumento de generación en el área 2.

Se aumenta la generación en el área 2 de 0 MW a 500 MW. El área 1 pasará a generar 500 MW para compensar el aumento de generación en el área 2.

$$A1 \rightarrow G1 = 500 \text{ MW}; D1 = 0 \text{ MW}$$

$$A2 \rightarrow G2 = 500 \text{ MW}; D2 = 1000 \text{ MW}$$

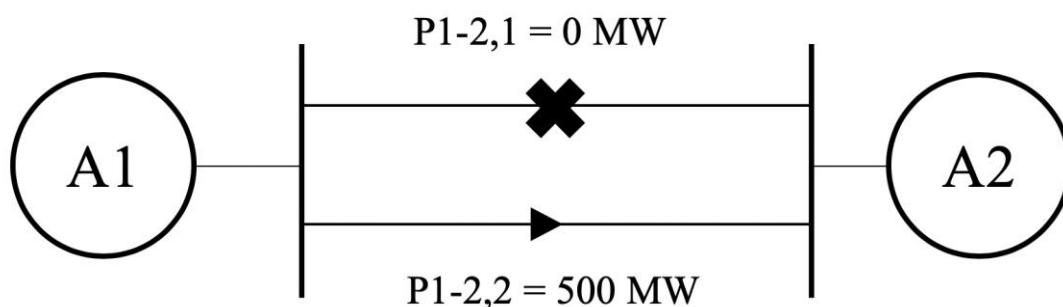


Figura 2.15 - Aumento de generación en área 2 del sistema.

Como se aprecia en la Figura 2.15, el área 1 pasa a exportar 500 MW al área 2 a través de la línea 2. Por lo tanto, esta línea tiene un grado de carga igual a  $GC = \frac{500}{750} \cdot 100 = 66,7\%$ .

Aumentando la generación en el área importadora se logra aliviar la sobrecarga en la línea 2 fruto de la desconexión de la línea 1, pasando de una sobrecarga del 133,3% a un nivel de carga de 66,7%.



4. Aumento de generación en el área 1.

Se aumenta la generación en área 1 de 1000 MW a 1500MW. La demanda del área 2 se incrementará en 500 MW para compensar el aumento de generación en el área 1.

$$A1 \rightarrow G1 = 1500 \text{ MW}; D1 = 0 \text{ MW}$$

$$A2 \rightarrow G2 = 0 \text{ MW}; D2 = 1500 \text{ MW}$$

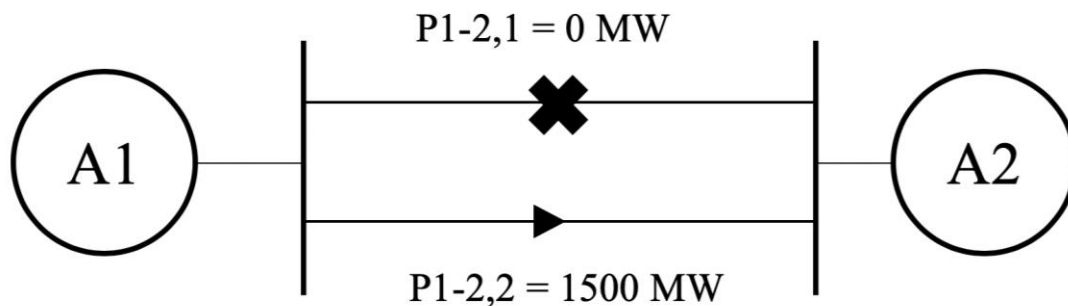


Figura 2.16 - Aumento de generación en el área 1 del sistema.

Como se aprecia en la Figura 2.16, el área 1 pasa a exportar 1500 MW al área 2 a través de la línea 2. Por lo tanto, tendrá un grado de carga igual a  $GC = \frac{1500}{750} \cdot 100 = 200\%$  estando aún más sobrecargada que en el punto Perturbación, apertura de línea. (133,33%).

Aumentando la generación en el área exportadora no se logra aliviar la sobrecarga en la línea 2 sino que se acentúa.

---

Como conclusión, el principal objetivo de añadir generación térmica será por tanto aliviar sobretensiones o subtensiones dependiendo del caso.

El planteamiento consiste en elegir una serie de combinaciones de generadores los cuales no fueron despachados en el sistema y arrancar de manera alterna cada una de las

combinaciones propuestas repitiendo el análisis de contingencias descrito con anterioridad obteniendo nuevos resultados.

Para lograr obtener los mejores resultados ante contingencias para cada una de las combinaciones de generación se realiza un proceso iterativo. Se arranca la central a diferentes tensiones de consigna hasta encontrar la tensión que arroja mejores resultados.

Por último, es necesario compensar la generación añadida reduciendo la generación de otros generadores del sistema. La potencia total a reducir es igual a la generación añadida y se divide de manera equitativa entre los generadores seleccionados.

Un código Python lleva a cabo todo este proceso de añadir la generación deseada en el caso de estudio, compensar la generación añadida y el posterior cálculo de contingencias.

Previo a la finalización del código se reestablece el caso de estudio en Power Factory a su estado inicial al guardar los valores iniciales de todas las variables modificadas.

El cálculo de las contingencias y las especificaciones del usuario son análogas al código descrito en el punto 2.3.1.4. El usuario puede además definir que combinaciones de generación desea arrancar y con qué potencia y en que generadores compensar la generación añadida.

**Ejemplo 2.20** - Puesta en servicio de la **Combinación-1** de generación.

La Tabla 2.12 desglosa la **Combinación-1** de generación ilustrando la central que la compone con sus respectivos generadores junto a sus límites de operación ( $P_{max}$ ,  $P_{min}$ ) y su nueva potencia asignada con la que serán arrancados.

Combinación de generación	Central de generación	Generadores	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Pasignada (MW)
Combinación-1	CENTRAL-Comb1	GenComb1-1-Gas	108	44	44
		GenComb1-2-Vapor	52	21	21

Tabla 2.12 - Combinación-1 de generación térmica.

Se asigna la potencia mínima a cada generador que compone la central de la **Combinación-1**.

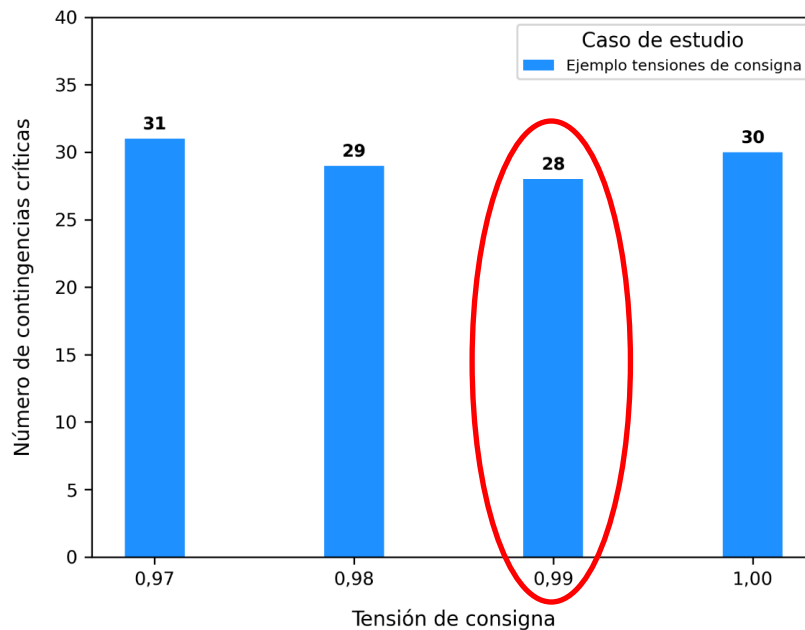
$$\text{GenComb1} - 1 - \text{Gas} \rightarrow \text{Pasignada} = P_{\min} = 44 \text{ MW}$$

$$\text{GenComb1} - 2 - \text{Vapor} \rightarrow \text{Pasignada} = P_{\min} = 21 \text{ MW}$$

La potencia total añadida al sistema es  $P_{añadida} = 44 + 21 = 65 \text{ MW}$  la cual deberá ser compensada reduciendo la generación de generadores del sistema.

Se pone en servicio cada uno de los generadores a diferentes tensiones de consigna hasta encontrar la tensión que arroja mejores resultados.

La Figura 2.17 ilustra de manera gráfica unos supuestos resultados del proceso iterativo en la obtención del número de contingencias críticas en función de la tensión de consigna de los generadores de la **Combinación-1**.



*Figura 2.17 - Número de contingencias críticas en función de la tensión de consigna de la Combinación-1 para el caso Ejemplo 2.20.*

La tensión de consigna que arroja mejores resultados es 0,99 pu con un total de 28 contingencias críticas. Por lo tanto, los generadores que componen la central de la **Combinación-1** deberán tener una tensión de consigna de 0,99 pu.

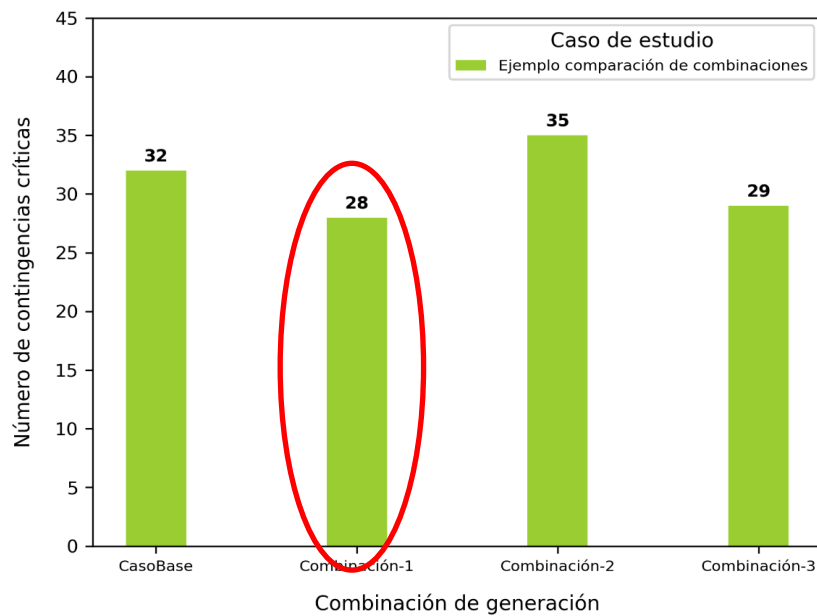
### **Ejemplo 2.21** - Análisis de contingencias con aumento de generación térmica.

La Tabla 2.13 recoge unos supuestos resultados ante contingencias para el caso base y para 3 combinaciones de generación. En esta se resumen el número de contingencias críticas y el número de contingencias críticas con al menos un caso de sobrecarga de líneas, sobrecarga de transformadores, sobretensión de nudos y subtensión de nudos.

Combinación de generación	Nº de contingencias críticas	Nº de contingencias críticas SobreCarga Líneas	Nº de contingencias críticas SobreCarga Trafos	Nº de contingencias críticas Sobretensión Nudos	Nº de contingencias críticas Subtensión nudos
CasoBase	32	6	5	20	3
Combinación-1	28	4	5	13	7
Combinación-2	35	7	5	22	3
Combinación-3	29	4	4	15	7

*Tabla 2.13 - Resultados ante análisis de contingencias con aumento de generación térmica para el caso Ejemplo 2.21.*

La Figura 2.18 ilustra de manera gráfica el número de contingencias críticas según las diferentes combinaciones de generación y el caso base



*Figura 2.18 – Número de contingencias críticas en el caso base y las diferentes combinaciones de generación para el caso Ejemplo 2.21.*

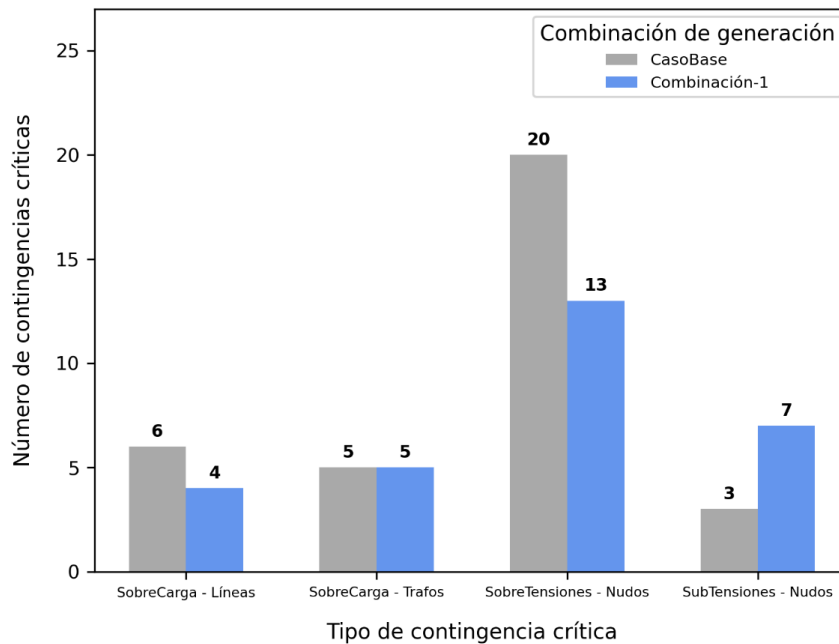


Figura 2.19 – Comparación número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites para el caso Ejemplo 2.16.

La combinación de generación que arroja mejores resultados es la **Combinación-1**. Mejora el número de contingencias críticas respecto del **CasoBase** en 7 contingencias críticas pasando de 32 a 28.

La Figura 2.19 representa las mismas variables que la Figura 2.12 pero en este caso se comparan la mejor combinación de generación, la **Combinación-1**, y el **CasoBase**.

### **2.3.2 ESTUDIOS DE RÉGIMEN TRANSITORIO MODELADOS**

A continuación, se presentan los análisis de régimen transitorio modelados a través de códigos Python.

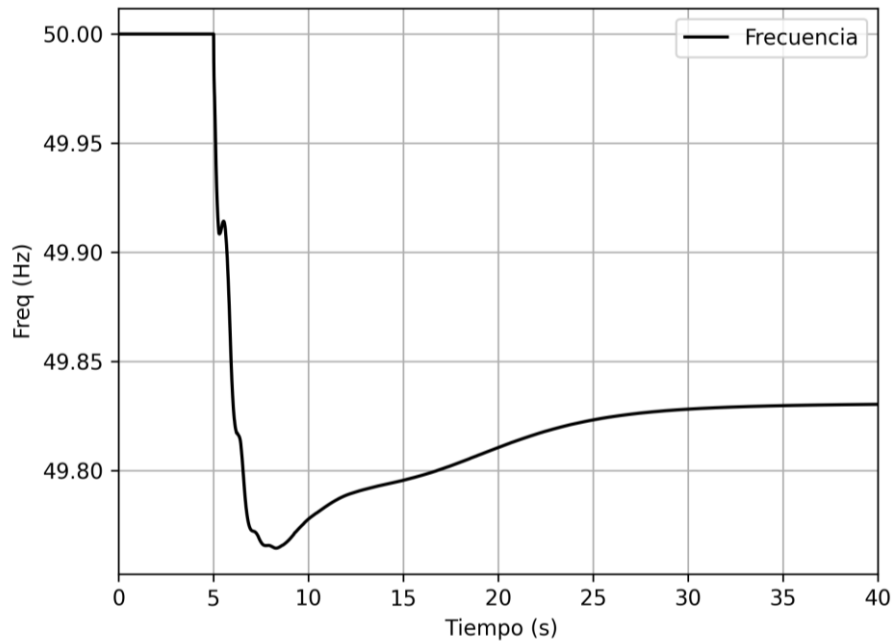
#### **2.3.2.1 Análisis dinámico de pérdida de generación**

La estabilidad de frecuencia se pone a prueba a través de perturbaciones que afectan al equilibrio de generación y demanda. Estas perturbaciones se generan típicamente mediante la pérdida de generación.

Se elaboró un código Python con el objetivo de automatizar la ejecución y el análisis de pérdida de generación en el sistema. Para analizar el impacto de la perturbación, representa la evolución de la frecuencia, potencia generada y demandada total en el sistema. El usuario es capaz de definir los generadores que se quieren desconectar, el instante de tiempo en el que sucede el evento y el tiempo total de la simulación

**Ejemplo 2.22** - Análisis de pérdida de generación en un sistema de transmisión de pequeñas dimensiones.

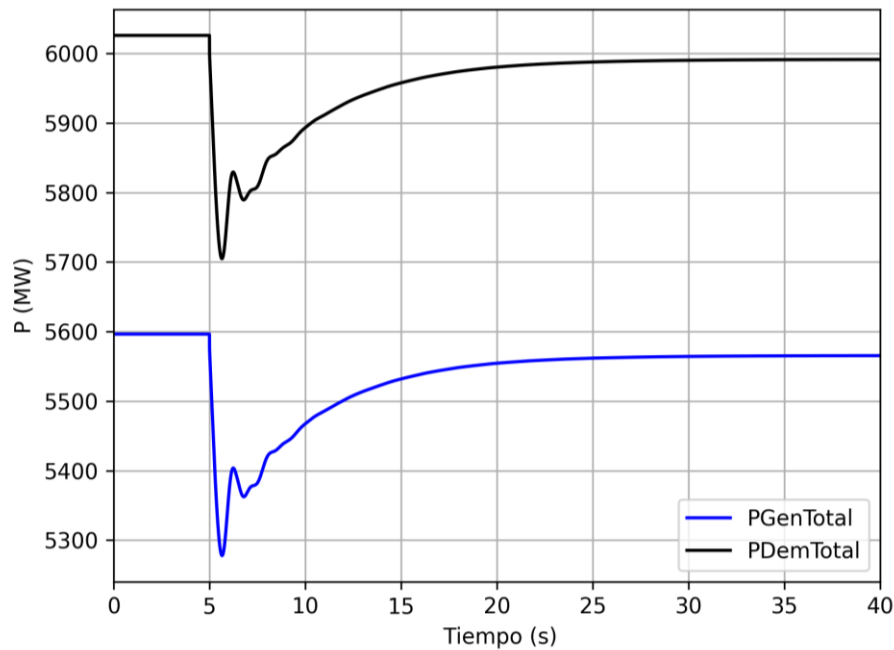
La Figura 2.20 ilustra la evolución en el tiempo de la frecuencia tras la desconexión de un grupo de 520 MW de generación en el sistema de transmisión de pequeñas dimensiones. El incidente tiene lugar en el segundo 5 produciéndose la consecuente caída en la frecuencia. A medida que transcurre el tiempo y tras la actuación de la regulación primaria la frecuencia se reestablece en valores cercanos a los 50 Hz.



*Figura 2.20 - Evolución de la frecuencia en el tiempo tras una pérdida de generación en el sistema, en el Ejemplo 2.22.*

La Figura 2.21 ilustra la evolución de la potencia generada y demandada total del sistema tras la desconexión de un grupo de 520 MW de generación en el sistema de transmisión de pequeñas dimensiones. El incidente tiene lugar en el segundo 5 produciéndose la consecuente caída de la generación y la demanda. A medida que transcurre el tiempo tanto la potencia generada y demandada van creciendo tras la actuación de la regulación primaria hasta alcanzar un valor de régimen permanente cercano al valor inicial. Cabe remarcar la diferencia entre la potencia generada y demanda total, esto se debe a las pérdidas de la red.





*Figura 2.21 - Evolución de la potencia generada total y la potencia demandada total en el tiempo tras una pérdida de generación, Ejemplo 2.22.*

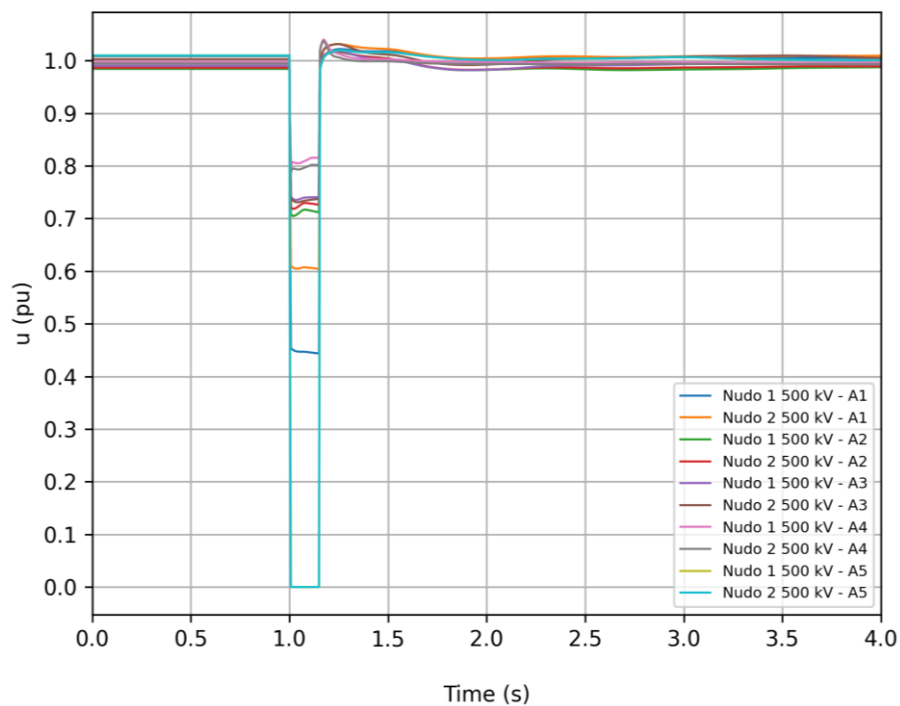
### 2.3.2.2 Análisis dinámico de cortocircuitos

La estabilidad transitoria se pone a prueba a través de perturbaciones que provocan aceleraciones no uniformes en las velocidades de rotación de los generadores síncronos. Estas perturbaciones se generan típicamente mediante cortocircuitos francos trifásicos.

Se elaboró un código Python con el objetivo de automatizar la ejecución y el análisis de cortocircuitos en el sistema. Para analizar el impacto de la falta se representa la tensión de los nudos de interés definidos por el usuario. El usuario es capaz de definir los nudos en los que quiere realizar el cortocircuito, los nudos de interés a analizar, la duración del cortocircuito, el instante de tiempo en el que comienza la falta, el tiempo total de la simulación y o el tipo de cortocircuito.

**Ejemplo 2.23** - Análisis de cortocircuito.

La Figura 2.22 ilustra la evolución en el tiempo de la tensión de nudos de 500 kV tras un cortocircuito trifásico franco en el **Nudo 2 500 kV – A5**. El incidente tiene lugar en el segundo 1 cayendo las tensiones en el sistema y se despeja la falta en 150 ms recuperándose las tensiones hasta alcanzar un nuevo régimen permanente.



*Figura 2.22 - Evolución de la tensión de nudos de 500 kV en el tiempo tras un cortocircuito trifásico franco, Ejemplo 2.23.*

## **Capítulo 3. RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS**

### **TÉCNICOS REALIZADOS**

Este capítulo refleja los resultados de los estudios técnicos de seguridad realizados en un sistema eléctrico con alta penetración renovable. Para llevar a cabo el análisis se hizo uso de las herramientas de trabajo descritas en el Capítulo 2.

#### **3.1 SISTEMA ELÉCTRICO BAJO ESTUDIO**

El sistema eléctrico empleado para los estudios técnicos se corresponde a la red de un país de Sudamérica que por temas de confidencialidad no puede ser nombrado.

Entre los años 2022 y 2026 se prevé un aumento de la potencia renovable instalada de aproximadamente 6050 MW. Las fuentes de generación instaladas serán mayoritariamente plantas fotovoltaicas y parques eólicos también conocidas como fuentes de generación no síncrona con un total de 4850 MW. Además, en el año 2024 tendrá lugar la puesta en servicio de la mayor central hidroeléctrica del sistema con una capacidad máxima de generación de 1200 MW.

El incremento de generación renovable vendrá acompañado del desarrollo de una nueva red. Se espera variaciones de red entre los años 2022 y 2026 con el objetivo de resolver problemas actuales del sistema, aumentar la robustez y facilitar la entrada de la generación renovable instalada. Entre las variaciones de red destacan la puesta en servicio de nuevas líneas, transformadores, subestaciones a nivel de 500 kV, grupos de generación síncrona y demandas.

### 3.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

El sistema eléctrico a estudio está dividido en 5 áreas y se organiza en base a diferentes niveles de tensión de operación.

En la Tabla 3.1 se ilustran los diferentes niveles de tensión y sus límites de voltaje.

Nivel de tensión	Tensiones (U, kV)
Nivel 1	$U < 1$
Nivel 2	$1 \leq U < 30$
Nivel 3	$30 \leq U < 57,5$
Nivel 4	$57,5 \leq U < 220$

Tabla 3.1 - Niveles de tensión de la red.

Así mismo se puede hacer una clasificación de las tensiones de trabajo en función de las partes del sistema, generación, transporte y distribución de la red.

En la Tabla 3.2 se ilustran las diferentes partes que conforman el sistema con sus respectivos niveles de tensión.

Parte del sistema	Tensiones (kV)
Generación	13,8
Transporte	220 – 230 - 500
Subtransporte	66 – 110 – 115 - 138
Distribución nivel 3	34,5 – 44 – 57,5
Distribución nivel 2	11,4 – 13,2
Distribución nivel 1	$U < 11,4$

Tabla 3.2 - Niveles de tensión de la red en función de la parte del sistema.

Se definen como activos de red al conjunto de elementos que configuran un sistema eléctrico. Entre los principales activos de red cabe destacar las líneas, nudos, transformadores, grupos generadores síncronos, no síncronos, demandas, reactancias y condensadores que conforman el sistema.

En la Tabla 3.3 se muestran los principales activos de red en el año 2022.

<b>Activo de red</b>	<b>Número de activos en el sistema</b>
Generadores síncronos	394
Generadores no síncronos	63
Demandas	501
Líneas	983
Nudos	1555
Transformadores	670
Reactancias + Condensadores	137

*Tabla 3.3 – Elementos de red en el año 2022.*

En la Tabla 3.4 se muestran los principales activos de red en el año 2026

<b>Activo de red</b>	<b>Número de activos en el sistema</b>
Generadores síncronos	405
Generadores no síncronos	82
Demandas	505
Líneas	1035
Nudos	1623
Transformadores	709
Reactancias + Condensadores	153

*Tabla 3.4 – Elementos de red en el año 2026.*

Como era de esperar, debido a las variaciones de red y al aumento de la potencia instalada de origen renovable, el número de activos en el sistema es superior en el año 2026 respecto al año 2022.

### **3.2 DATOS DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA**

Como punto de partida es necesario conocer la consigna de potencia activa de las centrales del sistema. Este dato proviene de un despacho energético el cuál recoge la generación del sistema para diferentes escenarios según el año, la hidrología y la hora del día.

Los escenarios energéticos se definen con series temporales de los datos de generación para una semana (168 horas individuales). Para cada uno de los escenarios disponibles se tuvieron en cuenta factores como:

- Variaciones existentes en la hidrología.
- Variaciones en recursos renovables del sistema, sea por:
  - o Diferencia de generación renovable según la ubicación local del recurso.
  - o Variaciones estacionales (verano/invierno).
- Fenómenos climatológicos que tienen gran impacto en los datos.
- Los diferentes patrones de la demanda eléctrica.

Cada uno de los escenarios energéticos seleccionados se obtuvieron tras la ejecución de un modelo de optimización energético con los parámetros de entrada previamente mencionados.

Este modelo de optimización implanta un despacho óptimo con decisiones de arranque (*unit commitment* en inglés) para todo el sistema teniendo en cuenta una representación de la red de transmisión de 500kV respetando los límites de operación de cada activo de 500kV y los requisitos técnicos de cada central de generación. La red se presenta mediante un flujo de cargas DC, suponiendo un perfil de tensiones constantes.

No refleja todas las restricciones respecto a la operación técnica del sistema sino criterios principalmente económicos bajo la necesidad de convergencia del caso en la red de 500kV simulada en el modelo. Esto da lugar al no despacho en el modelo energético de gran parte

de la generación térmica del sistema al tener costes más elevados que las fuentes de generación renovables.

Para cada escenario se obtuvieron resultados de la generación eléctrica por central para 168 horas y los resultados del flujo de cargas DC en la red de 500kV.

Se dispone de un total de 12 escenarios, 4 escenarios del año 2022, 4 del año 2024 y 4 del 2026. Estos representan una matriz relevante de las combinaciones climatológicas y de demanda alta/media/baja.

### **3.3 CASOS DE ESTUDIO IMPORTADOS A LA HERRAMIENTA DE TRABAJO**

Se exportaron un total de 6 casos de estudio a la herramienta de trabajo, 3 correspondientes al año 2022 y 3 correspondientes al año 2026 con el objetivo de analizar todo el horizonte temporal y el impacto de la generación renovable añadida junto a las variaciones de red. Los 3 casos de estudio asociados a cada año se corresponden a un tipo de demanda diferente, mínima (baja), media y máxima (alta).

Para poder comparar los resultados obtenidos, el escenario seleccionado para 2022 y 2026 comparten hidrología. Además, los casos de estudio asociados a cada año con igual tipo de demanda comparten hora de despacho energético.

La Tabla 3.5 ilustra los casos de estudio importados en la herramienta de trabajo Power Factory, especificando su año, hidrología, hora y tipo de demanda.

Caso de estudio	Año	Hidrología	Hora	Tipo de demanda
2022-Max	2022	Marzo 2002	21:00	Máxima
2022-Med			15:00	Media
2022-Min			7:00	Mínima
2026-Max	2026	Marzo 2002	21:00	Máxima
2026-Med			15:00	Media
2026-Min			7:00	Mínima

*Tabla 3.5 - Casos de estudio importados en Power Factory.*

La Tabla 3.6 resume la generación del sistema diferenciando entre generación renovable y no renovable para los diferentes casos de estudio importados en la herramienta de trabajo. Puede apreciarse como debido a las restricciones del despacho energético empleado, la generación renovable ocupa la mayor parte del mix de generación.

Caso de estudio	Generación total (MW)	Generación no renovable	Generación renovable
2022-Max	10205	25%	75%
2022-Med	9895	26%	74%
2022-Min	7857	29%	71%
2026-Max	10793	23%	77%
2026-Med	10607	23%	77%
2026-Min	9338	25%	75%

*Tabla 3.6 – Desglose de la generación del sistema para los casos de estudio importados en Power Factory.*



### 3.4 HIPÓTESIS DE CÁLCULO

A continuación, se ilustran las hipótesis de cálculo empleadas en los estudios técnicos realizados.

#### 3.4.1 HIPÓTESIS DEL CÁLCULO TOTAL DE LA INERCIA EN EL SISTEMA

En el cálculo de la inercia total del sistema, el límite de requerimiento mínimo de inercia es el especificado por el OS, 300s en base del sistema, 100MW.

#### 3.4.2 HIPÓTESIS DEL ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN NORMAL DEL SISTEMA

En los análisis realizados para evaluar el funcionamiento del sistema en régimen de operación normal se ejecutó el flujo de cargas sin realizar modificaciones ni correcciones en la red centrandose los análisis a nivel sistémico y en todo nivel de tensión de los activos del sistema.

La Tabla 3.7 refleja los límites de operación en régimen de funcionamiento normal establecidos por el OS los cuales fueron los empleados en los análisis realizados.

Activo de red	Nivel de tensión nominal (kV)	Nivel de tensión (U, pu) / Grado de carga (GC, %)
Nudo	500 kV	$0,9 \leq U \leq 1,05$
	< 500 kV	$0,9 \leq U \leq 1,1$
Línea	500 kV	$GC \leq 100\%$
	< 500 kV	$GC \leq 100\%$
Transformador	500 kV	$GC \leq 100\%$
	< 500 kV	$GC \leq 100\%$

Tabla 3.7 – Límites del sistema especificados por el OS en régimen de operación normal

Acerca de estos estudios, no se muestran resultados ya que se corrigieron sin problema las violaciones de límites en tensiones superiores a 34,5kV. Los activos por debajo de este nivel de tensión con alguna violación de límites se corrigen al modificar los activos de tensiones superiores. En el caso de que algún activo con tensión inferior a 34,5kV quede fuera de límites apenas tendrá influencia en el sistema no suponiendo una amenaza para la seguridad la operación normal del sistema.

### ***3.4.3 HIPÓTESIS DEL ANÁLISIS ANTE CONTINGENCIAS***

En los análisis de contingencias realizados, dado las grandes dimensiones del sistema eléctrico bajo estudio y con el objetivo de facilitar la obtención de resultados y conclusiones, el análisis de contingencias se centró en la zona norte del sistema.

Se eligió la zona norte del sistema ya que ubicará al 78 % de la generación renovable instalada entre los años 2022 y 2026. Además, posee el grupo de generación térmica con mayor potencia instalada, 918 MW, que cubre actualmente el 12% de la demanda nacional. Por lo tanto, el aumento de generación renovable en sustitución a la generación térmica tendrá un impacto directo en la operación de la red reflejado especialmente en el área norte del sistema.

Las contingencias se aplicaron a todas las líneas y transformadores de tensión nominal igual o superior a 66kV en la zona norte del sistema. Se analizaron, el grado de carga de todas las líneas y transformadores y el nivel de tensión de todos los nudos de tensión nominal igual o superior a 66kV en la zona norte del sistema mostrando por pantalla todos aquellos activos que violan los límites de operación.

La Tabla 3.8 ilustra los límites establecidos por el operador del sistema ante contingencias los cuales fueron empleados en los análisis de contingencias realizados.

Activo de red	Nivel de tensión nominal (kV)	Nivel de tensión (U, pu) / Grado de carga (GC, %)
Nudo	500 kV	$0,9 \leq U \leq 1,05$
	< 500 kV	$0,9 \leq U \leq 1,1$
Línea	500 kV	$GC \leq 105\%$
	< 500 kV	$GC \leq 110\%$
Transformador	500 kV	$GC \leq 105\%$
	< 500 kV	$GC \leq 110\%$

*Tabla 3.8 - Límites de operación establecidos por el OS ante contingencias.*

Para reflejar el efecto de las contingencias se ilustran:

- El número de contingencias con al menos un activo fuera de límite. Se denominarán contingencias críticas.
- El número de contingencias críticas con al menos un caso de sobretensión, subtensión y o sobrecarga.

#### **3.4.4 HIPÓTESIS DEL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS CON AUMENTO DE GENERACIÓN TÉRMICA**

Se llevaron a cabo análisis de contingencias con aumento de generación térmica arrancando centrales de carácter no renovable en el área norte de la red que por motivos económicos no resultaron despachados en el caso de estudio en cuestión. La central de cada combinación se arranca con el mínimo técnico de los generadores que la componen.

Se planteó una lista de combinaciones compuesta de 3 centrales de generación térmica no despachadas en ningún escenario energético.

Por último, fue necesario compensar la generación añadida reduciendo la generación de tres generadores, cada uno de ellos pertenecientes a 3 centrales diferentes situadas en la zona sur

del sistema. Se decidió disminuir generación en el área sur de tal manera que esta reducción de potencia tuviese la menor influencia posible en el área norte del sistema.

La Tabla 3.9 muestra las 3 combinaciones de generación térmica. Para cada combinación se desglosa la central asociada, su tipología y los generadores que la componen incluyendo sus límites de operación (Pmax, Pmin).

Combinación de generación	Central de generación	Tipología de central	Generadores	Pmax (MW)	Pmin (MW)
Combinación-1	CENTRAL-Comb1	Ciclo combinado 1+1	GenComb1-1-Gas	108	44
			GenComb1-2-Vapor	52	21
Combinación-2	CENTRAL-Comb2	Combustible fósil	GenComb2-1	36	120
			GenComb2-2	92	169
			GenComb2-3	92	177
Combinación-3	CENTRAL-Comb3	Ciclo combinado 1+2	GenComb3-1-Gas	50	92
			GenComb3-2-Gas	50	92
			GenComb3-3-Vapor	110	165

Tabla 3.9 - Combinaciones de generación térmica.

Las hipótesis en el posterior cálculo de contingencias tras añadir la generación térmica son análogos a los previamente mencionados para el análisis de contingencias.

Para comparar los resultados entre cada una de las combinaciones de generación y el caso base previo a añadir la generación térmica se ilustran:

- El número de contingencias con al menos un activo fuera de límites para cada una de las combinaciones de generación y el caso base previo a añadir la generación térmica. Se denominarán contingencias críticas.
- El número de contingencias críticas con al menos un caso de sobrecarga, subtensión y o sobretensión para la combinación de generación que arroja mejores resultados y el caso base.

### ***3.4.5 HIPÓTESIS DEL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS SIN CONTROL DE TENSIÓN DE LA GENERACIÓN NO SÍNCRONA.***

Se repitieron los análisis de contingencias sin y con aumento de generación térmica desactivando el control de tensión por parte de la generación renovable no síncrona. El objetivo fue estudiar el efecto del control de tensión por parte de la generación renovable no síncrona. Para ello, se modelaron todos los generadores no síncronos como nudos PQ con una consigna de reactiva de 0 Mvar no contribuyendo en el control de tensión-potencia reactiva.

Las demás hipótesis planteadas son análogas a las descritas en el análisis de contingencias (3.4.3) y en el análisis de contingencias con aumento de generación térmica (3.4.4).

### ***3.4.6 HIPÓTESIS DEL ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS***

En los análisis realizados de cortocircuitos se llevaron a cabo cortocircuitos en nudos del sistema de 500 kV. El cortocircuito realizado fue un cortocircuito trifásico franco en barras de una subestación de 500 kV al ser este el tipo de cortocircuito más perjudicial. La duración de la falta es de 150 ms al ser esta una duración razonable en el despeje de la falta por parte de las protecciones.

Para evaluar el impacto de los cortocircuitos en todo el sistema, se ejecutaron cortocircuitos en un nudo de 500 kV asociado cada área de la red y se representaron las tensiones de un total de 10 nudos, 2 nudos de 500 kV asociados a cada área.

La Tabla 3.10 ilustra los nudos del sistema en los que se centra el análisis de cortocircuitos, así como el área del sistema al que pertenecen. Los cortocircuitos se realizaron en los nudos con índice 1 asociado a cada área y se representa la evolución en la tensión de todos los nudos.

Área del sistema	Nudo del sistema
Área 1	Nudo 1 500 kV – A1
	Nudo 2 500 kV – A1
Área 2	Nudo 1 500 kV – A2
	Nudo 2 500 kV – A2
Área 3	Nudo 1 500 kV – A3
	Nudo 2 500 kV – A3
Área 4	Nudo 1 500 kV – A4
	Nudo 2 500 kV – A4
Área 5	Nudo 1 500 kV – A5
	Nudo 2 500 kV – A5

*Tabla 3.10 - Nudos del sistema en los que centra el análisis de cortocircuitos.*

Dado que durante el cortocircuito las tensiones sufren un proceso transitorio hasta estabilizarse, se definen dos límites de tensión, uno en régimen dinámico con una corta duración, y otro una vez alcanzado el régimen permanente tras la falta.

Cómo el estudio se centra únicamente en nudos de transporte de 500 kV solo se establecen límites para este nivel de tensión. La tensión máxima permitida por el OS durante el transitorio es de 1,2 pu. La tensión post falta máxima permitida será de 1,05 pu, análogo al límite establecido por el OS en régimen de operación normal (Tabla 2.10).

### **3.5 RESULTADOS DEL CÁLCULO DE LA INERCIA TOTAL DEL SISTEMA EN RÉGIMEN ESTÁTICO**

La Tabla 3.11 refleja los casos de estudio en los que se calculó la inercia total del sistema.

Año de estudio	Caso de estudio
2022	2022-Min
	2022-Med
	2022-Max
2026	2026-Min
	2026-Med
	2026-Max

Tabla 3.11 - Casos de estudio del cálculo de la inercia total del sistema

#### **3.5.1 COMPARACIÓN INTRA-AÑOS DE LA INERCIA TOTAL DEL SISTEMA**

La Figura 3.2 y Figura 3.1 reflejan los resultados de la inercia total del sistema en función del tipo de demanda para el año 2022 y 2026 respectivamente. La línea discontinua de color rojo indica el límite de inercia establecido por el OS (300 s).

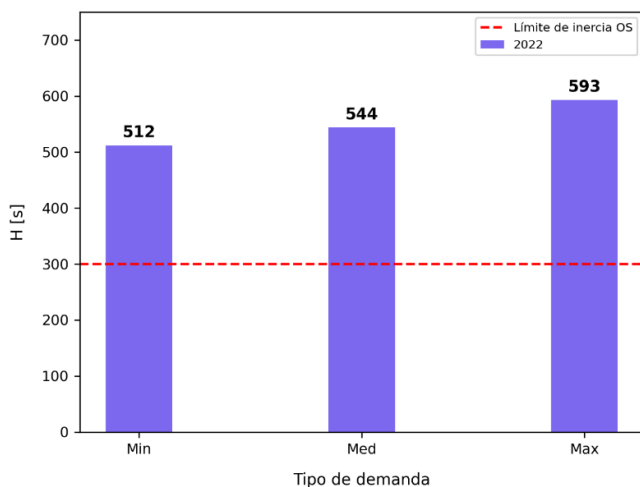


Figura 3.2 - Inercia total del sistema en función del tipo de demanda para el año 2022.

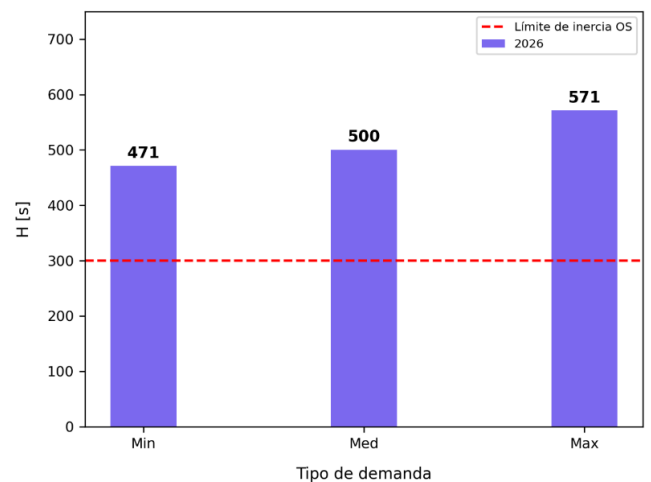


Figura 3.1 - Inercia total del sistema en función del tipo de demanda para el año 2026.

A la vista de los resultados, dado que la inercia total del sistema es superior al mínimo establecido por el OS en todos los casos de estudio tanto para el año 2022 y 2026, el sistema será seguro a niveles de inercia. Cabe destacar como a medida que aumenta la demanda en cada caso de estudio se incrementa la inercia total. Esto se debe al aumento de generación el sistema y por consiguiente a una mayor generación de carácter síncrono aportando inercia a la red.

### 3.5.2 COMPARACIÓN ENTRE-AÑOS DE LA INERCIA TOTAL DEL SISTEMA

La Figura 3.3 compara la inercia total del sistema entre el año 2022 y 2026 para igual tipo de demanda.

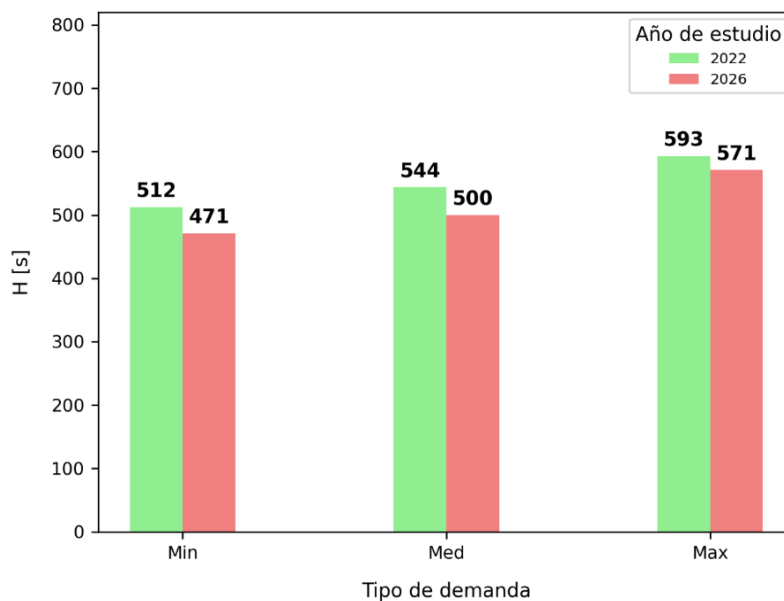


Figura 3.3 - Comparación de la inercia total del sistema entre el año 2022 y 2026.

Comparando los casos de estudio del año 2022 y 2026 en función del tipo de demanda, se puede apreciar como la inercia en los escenarios de 2026 es inferior a los de 2022. Esto se debe al aumento de la generación de carácter eólica y fotovoltaica en el año 2026, la cual no aporta inercia al sistema. Esta generación sustituye en gran parte a la generación síncrona de origen térmico que sí aporta inercia al sistema.



La Tabla 3.12 desglosa la generación no síncrona eólica y fotovoltaica para cada uno de los casos de estudio.

Tipo de demanda	Año	Generación eólica (MW)	Generación fotovoltaica (MW)	Generación total no síncrona (MW)
Min	2022	39	125	164
	2026	283	289	572
Med	2022	184	552	736
	2026	947	1053	2000
Max	2022	95	0	95
	2026	656	0	656

*Tabla 3.12 - Generación no síncrona en el sistema según el caso de estudio.*

Como era de esperar, la generación no síncrona total en el año 2026 es aproximadamente 3 veces la de 2022 para cada caso de estudio con igual tipo de demanda.

### **3.6 RESULTADOS DEL CÁLCULO ANTE CONTINGENCIAS EN EL SISTEMA**

Los casos de estudio en los que se analizó el comportamiento del sistema ante contingencias son los mismos que ilustrados en la Tabla 3.11.

#### ***3.6.1 COMPARACIÓN INTRA-AÑOS DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ANTE CONTINGENCIAS***

La Figura 3.4 ilustra el número de contingencias críticas en función del tipo de demanda para los escenarios del año 2022. La Figura 3.5 compara entre los casos de estudio de 2022 el número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites.

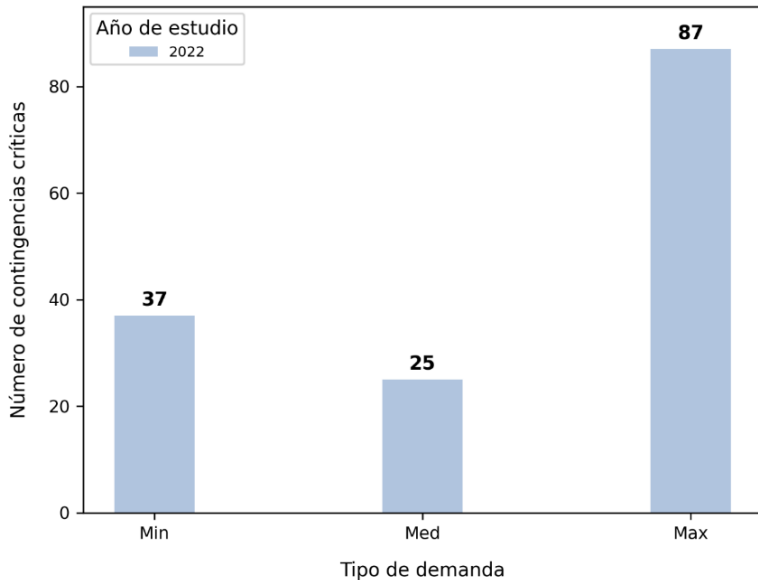


Figura 3.4 - Número de contingencias críticas en función del tipo de demanda para el año 2022.

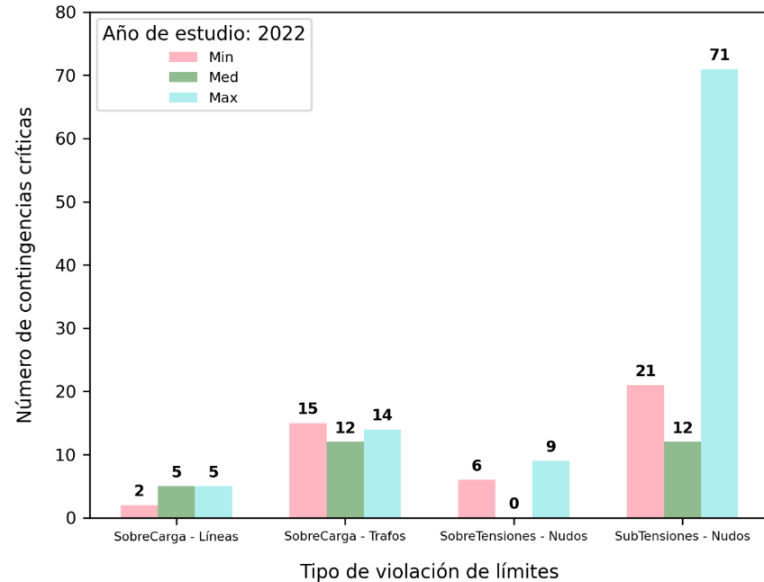


Figura 3.5 - Número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites para el año 2022.

Para el año 2022, el caso de estudio que presenta peores resultados ante contingencias es el de demanda máxima con un total de 87 contingencias con al menos un activo fuera de límites. El escenario que arroja mejores resultados es el de demanda media con total de 25 contingencias con al menos un activo fuera de límites.

Analizando el tipo de violación de límites, cabe destacar la diferencia de subtensiones entre los escenarios de demanda. En el caso de demanda máxima, el número de contingencias críticas con al menos un problema de subtensión es 71 siendo muy superior a los 21 y 12 de los casos de demanda mínima y media respectivamente. Este es el principal motivo de la diferencia de contingencias críticas entre casos. Es preciso mencionar que el número de contingencias críticas en función del tipo de demanda no es necesariamente igual al número total de contingencias críticas según el tipo de violación del límite ya que en una única contingencia podrían aparecer una o más violaciones de límites de diferentes.

La Figura 3.6 ilustra el número de contingencias críticas en función del tipo de demanda para los escenarios del año 2026. La Figura 3.7 compara entre los casos de estudio de 2026 el número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites.

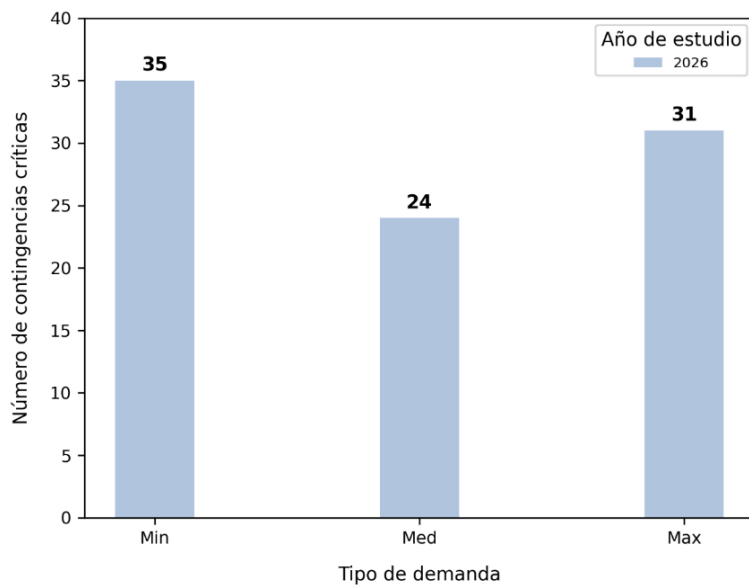


Figura 3.6 - Número de contingencias críticas en función del tipo de demanda para el año 2026.

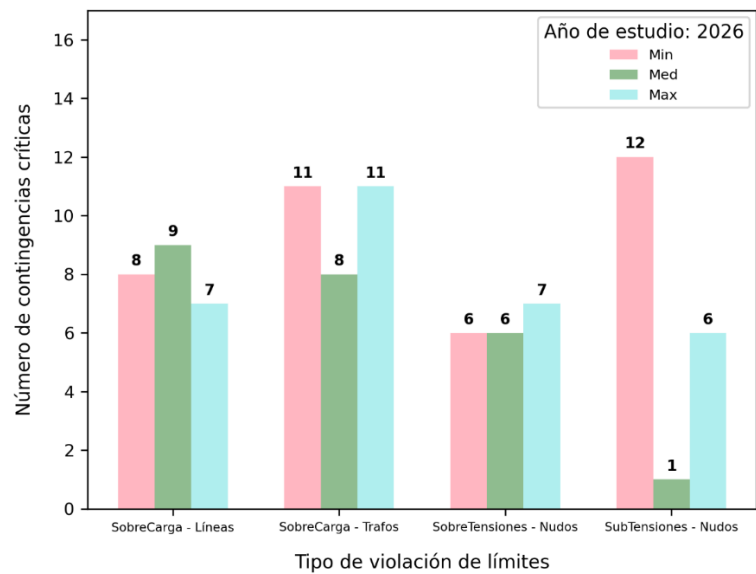


Figura 3.7 - Número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites para el año 2026.

Para el año 2026, los 3 casos de estudio presentan resultados parejos ante contingencias siendo el escenario de demanda mínima el peor con un total de 35 contingencias críticas y el escenario de demanda media el mejor con un total de 24 contingencias críticas.

Analizando el tipo de violación de límites, la principal diferencia entre escenarios viene reflejada en el número de contingencias críticas con al menos un caso de subtensión. El caso de demanda mínima presenta problemas de subtensiones en un total de 12 contingencias, superior a las 6 y 1 contingencias con problemas de subtensiones en los casos de demanda máxima y media respectivamente.

### 3.6.2 COMPARACIÓN ENTRE-AÑOS DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ANTE CONTINGENCIAS

La Figura 3.8 compara entre los casos de estudio de 2022 y 2026 con igual tipo de demanda el número de contingencias críticas. La Figura 3.9 compara entre los escenarios de demanda mínima de 2022 y 2026 el número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites. La Figura 3.10 compara entre los escenarios de demanda media de 2022 y 2026 el número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites. La Figura 3.11 compara entre los escenarios de demanda máxima de 2022 y 2026 el número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites.

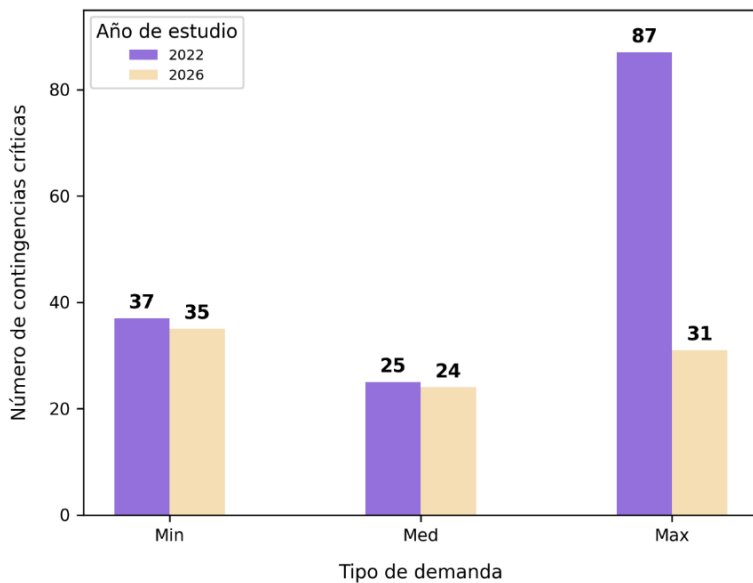


Figura 3.8 - Comparación del número de contingencias críticas en función del tipo de demanda entre los años 2022 y 2026.

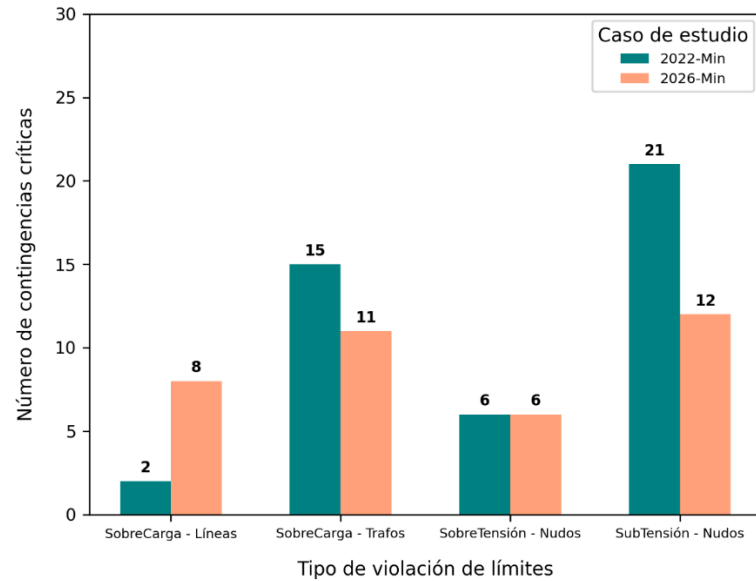
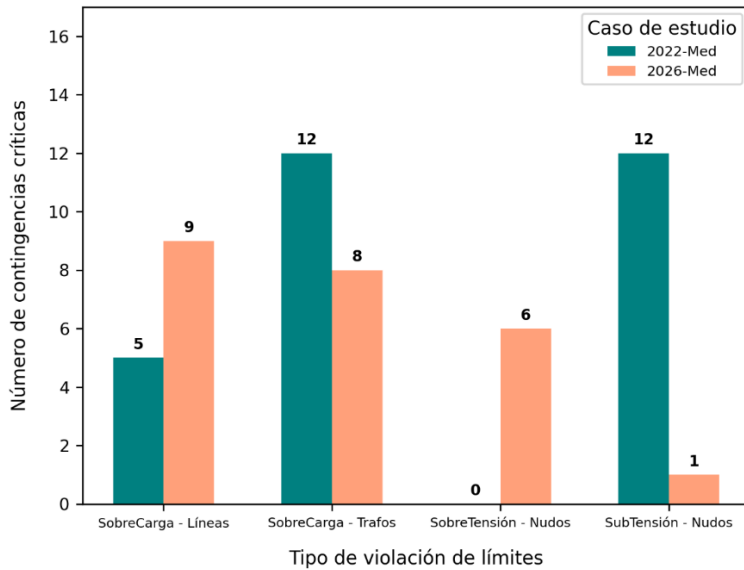
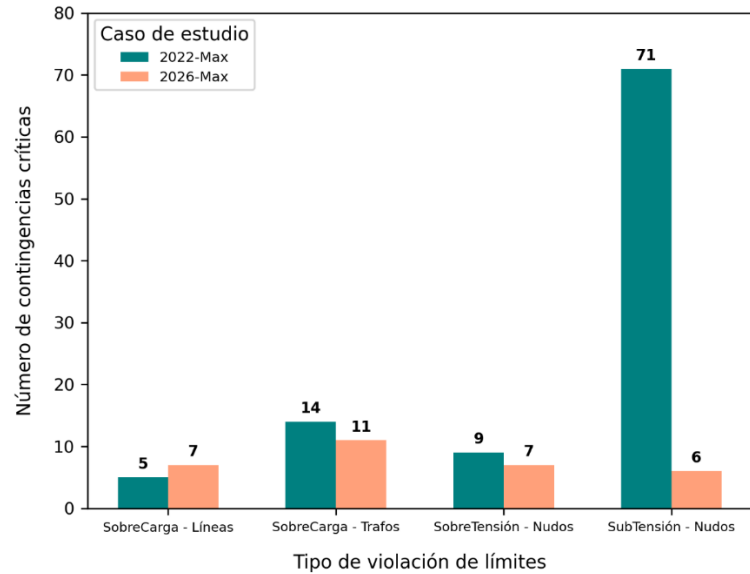


Figura 3.9 - Comparación del número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites entre los escenarios de demanda mínima de los años 2022 y 2026



*Figura 3.10 - Comparación del número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites entre los escenarios de demanda media de los años 2022 y 2026*



*Figura 3.11 - Comparación del número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites entre los escenarios de demanda máxima de los años 2022 y 2026.*

El número de contingencias críticas en cada caso de estudio con igual tipo de demanda es menor en el año 2026 que en 2022. La diferencia es mayor en el escenario de demanda máxima y menor en los escenarios de demanda media y mínima. A pesar de aumentar la generación renovable en el año 2026, según los resultados obtenidos, la puesta en servicio de las variaciones de red en el sistema ayuda a mejorar los problemas presentes en el año 2022 además de facilitar la entrada de la generación renovable.

Los casos de estudio que presentan más activos fuera de límites tanto para el año 2022 como para el año 2026 es el de demanda máxima. El escenario de demanda media es el que presenta mejores resultados también para ambos años.

A nivel de demanda mínima, la principal diferencia entre ambos años es el número de contingencias con subtensiones siendo prácticamente el doble en el año 2026 respecto del año 2022.

A nivel de demanda media, el escenario de 2022 presenta mayor número de contingencias críticas con problemas de sobrecarga de transformadores y subtensiones mientras el escenario de 2026 presenta mayor número de contingencias con problemas de sobrecarga de líneas y sobretensiones.

A nivel de demanda máxima, la principal diferencia entre ambos años es el número de contingencias críticas con subtensiones. El escenario de 2026 presenta 71 contingencias mientras el de 2022 únicamente 6 contingencias.

Se puede concluir que en el año 2022 hay más contingencias críticas que en el 2026 viéndose sobre todo reflejado en el escenario de demanda máxima. Esta diferencia se debe fundamentalmente a la presencia de contingencias con subtensiones. No obstante, es importante resaltar que este trabajo no se ha intentado resolver las contingencias sino se han simulado para analizar el impacto de la generación renovable.

### **3.7 RESULTADOS DEL CÁLCULO ANTE CONTINGENCIAS EN EL SISTEMA SIN CONTROL DE TENSIÓN POR PARTE DE LA GENERACIÓN RENOVABLE NO SÍNCRONA**

Para el año 2026 y el escenario con mayor generación eólica y fotovoltaica se realizó el análisis de contingencias sin control de tensión por parte de la generación renovable no síncrona.

Se evaluó este escenario ya que, al tener la mayor proporción de generación fotovoltaica y eólica, la ausencia de control de tensión tendrá un mayor un impacto reflejado.

La Tabla 3.13 ilustra el caso de estudio en el que se realizó el análisis de contingencias sin control de tensión por parte de la generación no síncrona.

Año de estudio	Caso de estudio
2026	2026-Med

Tabla 3.13 -Caso de estudio del cálculo ante contingencias sin control de tensión por parte de la generación eólica y fotovoltaica.

Para el caso de estudio del año 2026 demanda media la generación no síncrona supone aproximadamente el 17% de la generación total en el sistema. Inicialmente, el número de generadores no síncronos que controlan tensión es 30 de 71. En este caso de análisis ninguno de los 71 generadores controla tensión.

La Figura 3.12 compara entre los escenarios de demanda media sin y con control de tensión por parte de la generación no síncrona el número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites.

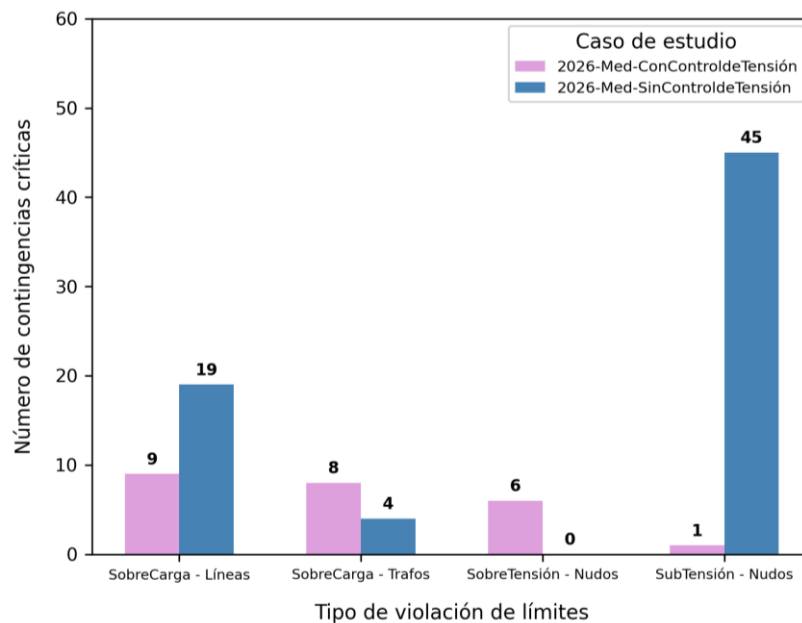


Figura 3.12 - Comparación del número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites entre los escenarios de demanda media con y sin control de tensión en el año 2026.

Se puede apreciar claramente como la pérdida del control de tensión perjudica los resultados a nivel de tensiones. El número de contingencias críticas con al menos un activo con subtensión se eleva hasta los 45 mientras que con control de tensión se mantiene en 1. Además, cabe destacar como aumenta prácticamente el doble las contingencias con sobrecarga de líneas

### **3.8 RESULTADOS DEL CÁLCULO ANTE CONTINGENCIAS CON AUMENTO DE GENERACIÓN TÉRMICA EN EL SISTEMA**

Se evalúa la solución de añadir generación térmica para el caso de estudio que arroja peores resultados ante contingencias en el año 2022 y 2026.

A pesar de que en el año 2026 el número de contingencias críticas es muy similar en todos los casos de demanda, el peor escenario es el de demanda mínima. Para el año 2022 el caso de estudio que arroja peores resultados ante contingencias es claramente el de demanda máxima.

La Tabla 3.14 ilustra los casos de estudio en los que se realizó el análisis de contingencias con aumento de generación térmica en el sistema.

<b>Año de estudio</b>	<b>Caso de estudio</b>
2022	2022-Max
2026	2026-Min

*Tabla 3.14 - Casos de estudio del cálculo ante contingencias con aumento de generación térmica en el sistema.*

La Figura 3.13 ilustra el número de contingencias críticas en función de las diferentes combinaciones de generación y el caso base para el escenario demanda máxima del año 2022. La Figura 3.14 compara entre la combinación de generación que arroja mejores



resultados, la **Combinación-2**, y el **CasoBase**, el número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límite para el escenario de demanda máxima de 2022.

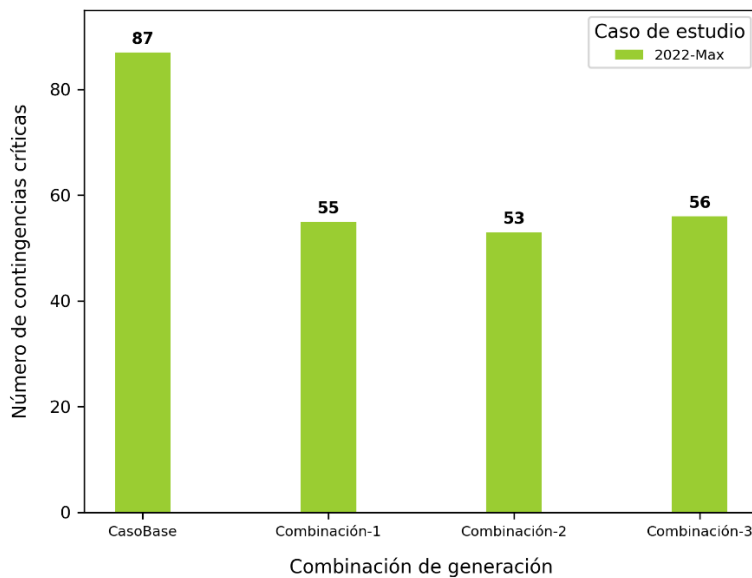


Figura 3.13 - Número de contingencias críticas en función de la combinación de generación para el año 2022 demanda máxima

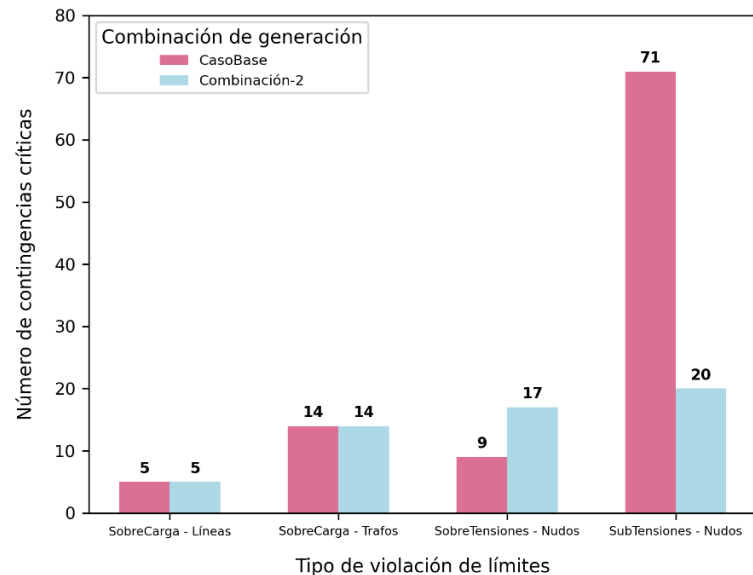


Figura 3.14 - Número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites para el caso base y la mejor combinación de generación para el año 2022 demanda máxima

Añadiendo generación de origen térmico en el área norte del sistema mejoran los resultados ante contingencias respecto del **CasoBase**. Todas las combinaciones de generación mejoran los resultados en una proporción similar, no obstante, la **Combinación-2** resulta ser la mejor. Esta reduce las contingencias críticas de 87 a 53.

Comparando el **CasoBase** con la **Combinación-2** y analizando el tipo de violación de límites, se reduce significativamente las contingencias críticas con subtensiones pasando de 71 a 20. Como consecuencia del decremento de subtensiones aumentan ligeramente las contingencias con casos de sobretensiones pasando de 9 a 17, sin embargo, este aumento es apenas comparable con la reducción de las subtensiones. Por lo tanto, el aumento de generación de origen térmico ayuda en el control de tensión de la red.

A nivel de sobrecargas, añadir la generación térmica de la **Combinación-2** no mejora los problemas de sobrecargas con respecto al **CasoBase**

Se puede concluir que todas las combinaciones de generación térmica mejoran los resultados de manera muy similar mejorando principalmente la estabilidad de tensión en el sistema.

La Figura 3.15 ilustra el número de contingencias críticas en función de las diferentes combinaciones de generación para el escenario de demanda mínima del año 2026. La Figura 3.16 compara entre la combinación de generación que arroja mejores resultados, la **Combinación-2**, y el **CasoBase** el número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límite para el escenario de demanda mínima de 2026.

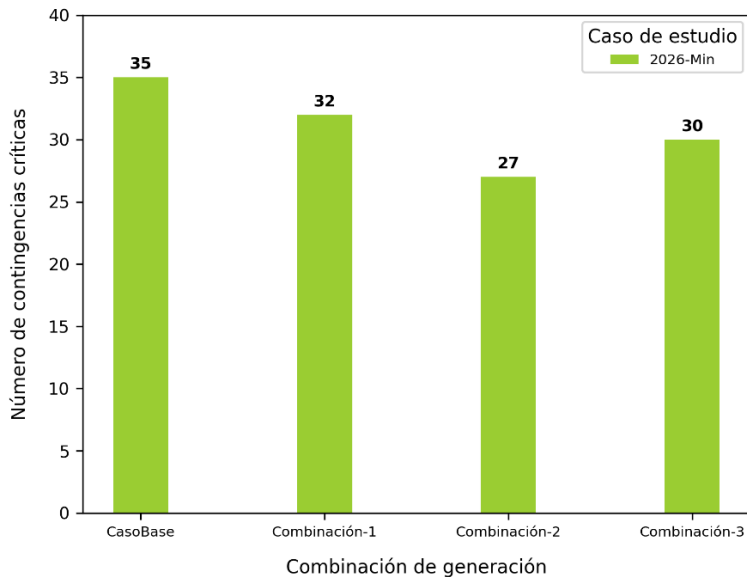


Figura 3.15 - Número de contingencias críticas en función de la combinación de generación para el año 2026 demanda mínima.

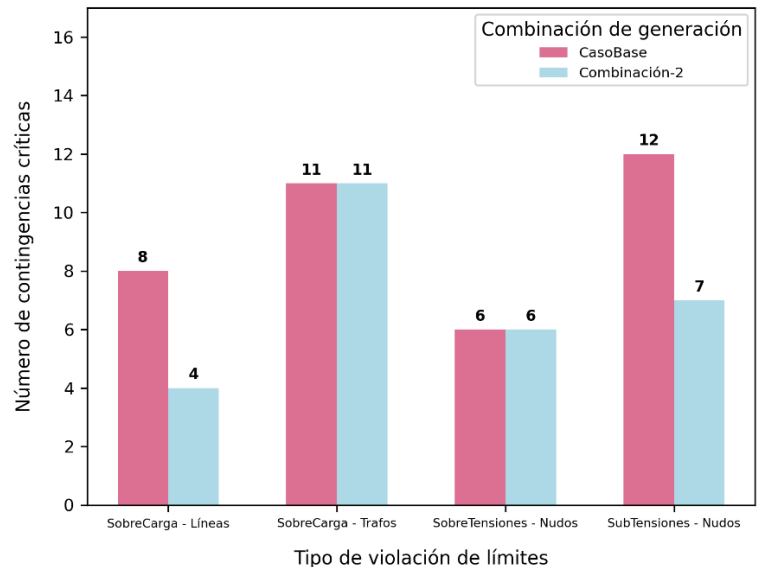


Figura 3.16 - Número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites para el caso base y la mejor combinación de generación para el año 2026 demanda mínima.

Añadiendo generación de origen térmico en el área norte del sistema mejoran en pequeña proporción los resultados ante contingencias respecto del **CasoBase** Todas las combinaciones de generación mejoran los resultados de manera similar, no obstante, la **Combinación-2** resulta ser la mejor. Esta reduce las contingencias críticas de 35 a 27.

Comparando el **CasoBase** con la **Combinación-2** y analizando el tipo de violación de límites, se reducen principalmente las contingencias críticas con subtensiones pasando de 12 a 7. Por lo tanto, el aumento de generación de origen térmico ayuda en el control de tensión de la red.

A nivel de sobrecargas, añadir la generación térmica de la **Combinación-2** disminuye el número de contingencias críticas con al menos una línea sobrecargada pasando de 8 a 4. Las contingencias críticas con sobrecargas de transformadores permanecen invariantes respecto del **CasoBase**.

Se puede concluir que todas las combinaciones de generación térmica mejoran los resultados de manera muy similar mejorando principalmente la estabilidad de tensión en el sistema.

### **3.9 RESULTADOS DEL CÁLCULO ANTE CONTINGENCIAS SIN CONTROL DE TENSIÓN POR PARTE DE LA GENERACIÓN RENOVABLE NO SÍNCRONA CON AUMENTO DE GENERACIÓN TÉRMICA EN EL SISTEMA**

Se evalúa la solución de añadir generación térmica en el escenario de mayor generación eólica y fotovoltaica en el año 2026. Se elige este caso de estudio ya que el control de tensión por parte de la generación térmica tendrá mayor influencia al perder el control de tensión por parte de la generación no síncrona en una mayor proporción.

La Tabla 3.13 ilustra el caso de estudio en el que se realizó el análisis de contingencias sin control de tensión por parte de la generación renovable no síncrona con aumento de generación térmica en el sistema.

La Figura 3.17 ilustra el número de contingencias críticas en función de las diferentes combinaciones de generación para el escenario demanda media del año 2026 sin control de tensión por parte de la generación no síncrona. La Figura 3.18 compara entre la combinación de generación que arroja mejores resultados, la **Combinación-3**, y el **CasoBase**, el número

de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites para el escenario de demanda media de 2026 sin control de tensión por parte de la generación no síncrona.

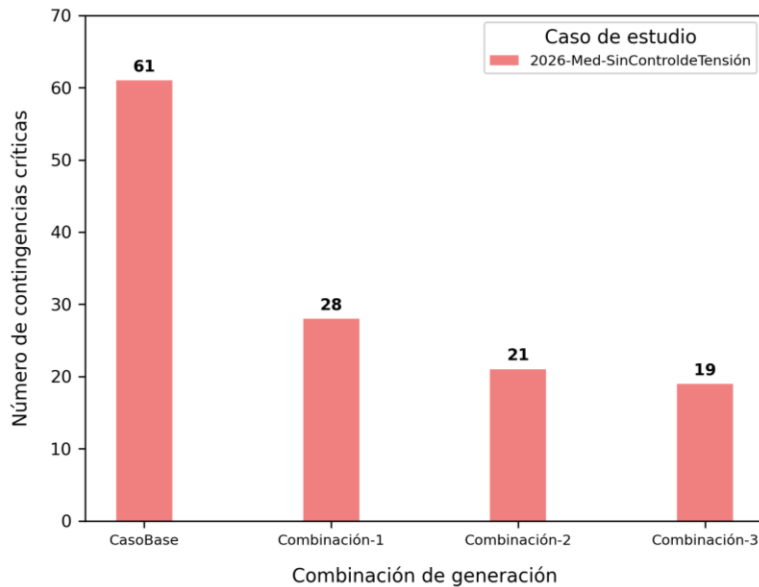


Figura 3.17 - Número de contingencias críticas en función de la combinación de generación para el año 2026 demanda media, sin control de tensión por parte de la generación no síncrona.

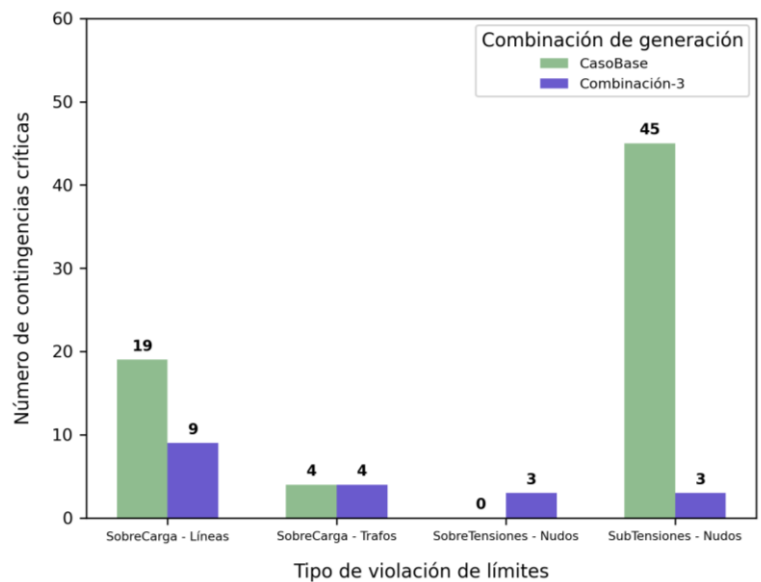


Figura 3.18 - Número de contingencias críticas en función del tipo de violación de límites para el caso base y la mejor combinación de generación para el año 2026 demanda media, sin control de tensión por parte de la generación no síncrona.

Añadiendo generación de origen térmico en el área norte del sistema mejoran de manera significativa los resultados respecto del **CasoBase**. Todas las combinaciones de generación mejoran los resultados de manera similar, no obstante, la **Combinación-3** es la que arroja mejores resultados reduciendo el número de contingencias críticas de 61 a 19.

Comparando el **CasoBase** con la **Combinación-3** y analizando el tipo de violación de límites, se reducen principalmente las contingencias con subtensiones pasando de 43 a 3. Por lo tanto, el aumento de generación térmica y su consiguiente control de tensión mejora considerablemente la operación de la red ante contingencias.

A nivel de sobrecargas, añadir la generación térmica de la **Combinación-3** disminuye el número de contingencias críticas con al menos una línea sobrecargada pasando de 19 a 9.

### 3.10 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DINÁMICO DE CORTOCIRCUITOS

Se evaluaron cortocircuitos en el escenario de demanda mínima para el año 2022 y 2026, los cuales se reflejan en la Tabla 3.15.

Año de estudio	Caso de estudio
2022	2022-Min
2026	2026-Min

Tabla 3.15 - Casos de estudio para el análisis de cortocircuitos.

Las Figuras Figura 3.19, Figura 3.20, Figura 3.21, Figura 3.22, Figura 3.23 ilustran para el año 2022 escenario de demanda mínima la evolución en la tensión de 10 nudos de 500 kV (2 nudos asociados a cada área que conforman la red) tras un cortocircuito trifásico franco de 150 ms de duración en un nudo de 500 kV asociado a cada una de las 5 áreas que conforman el sistema.

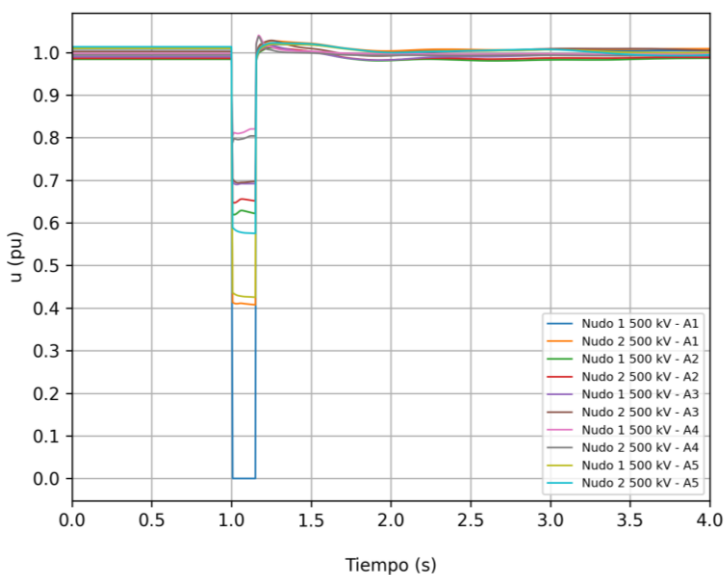


Figura 3.19 - Evolución de la tensión en nudos de 500 kV tras un cortocircuito trifásico franco en el Nudo 1 500 kV – A1, año 2022.

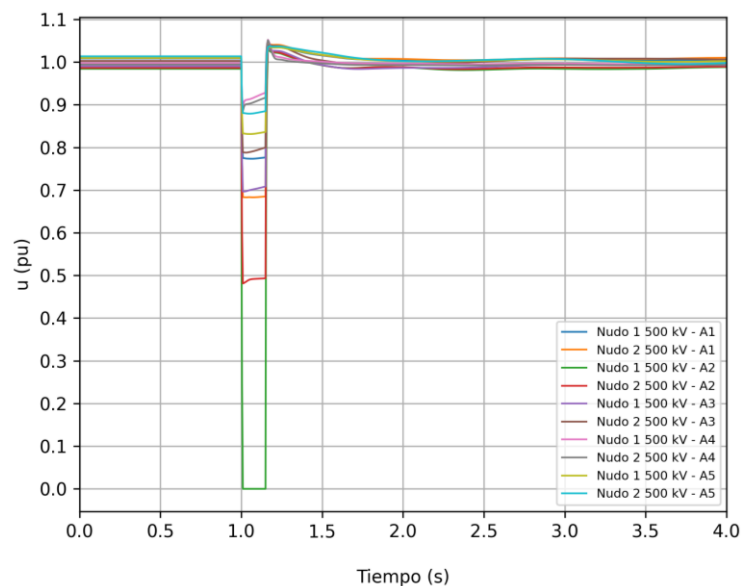


Figura 3.20 - Evolución de la tensión en nudos de 500 kV tras un cortocircuito trifásico franco en el Nudo 1 500 kV – A2, año 2022.

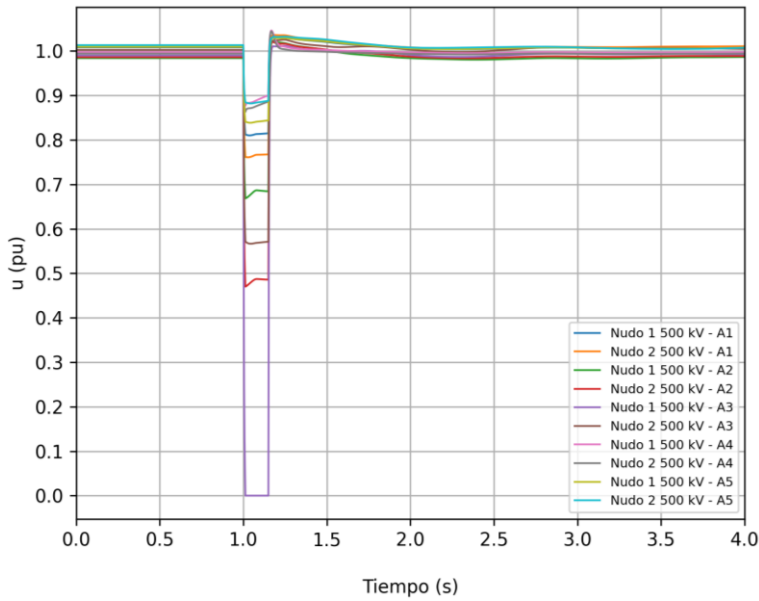


Figura 3.21 - Evolución de la tensión en nudos de 500 kV tras un cortocircuito trifásico franco en el Nudo 1 500 kV - A3, año 2022.

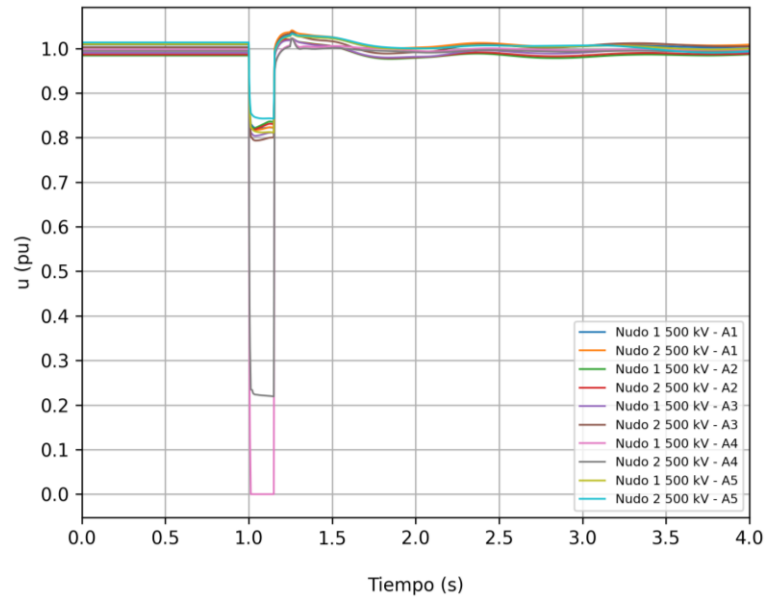


Figura 3.22 - Evolución de la tensión en nudos de 500 kV tras un cortocircuito trifásico franco en el Nudo 1 500 kV - A4, año 2022.

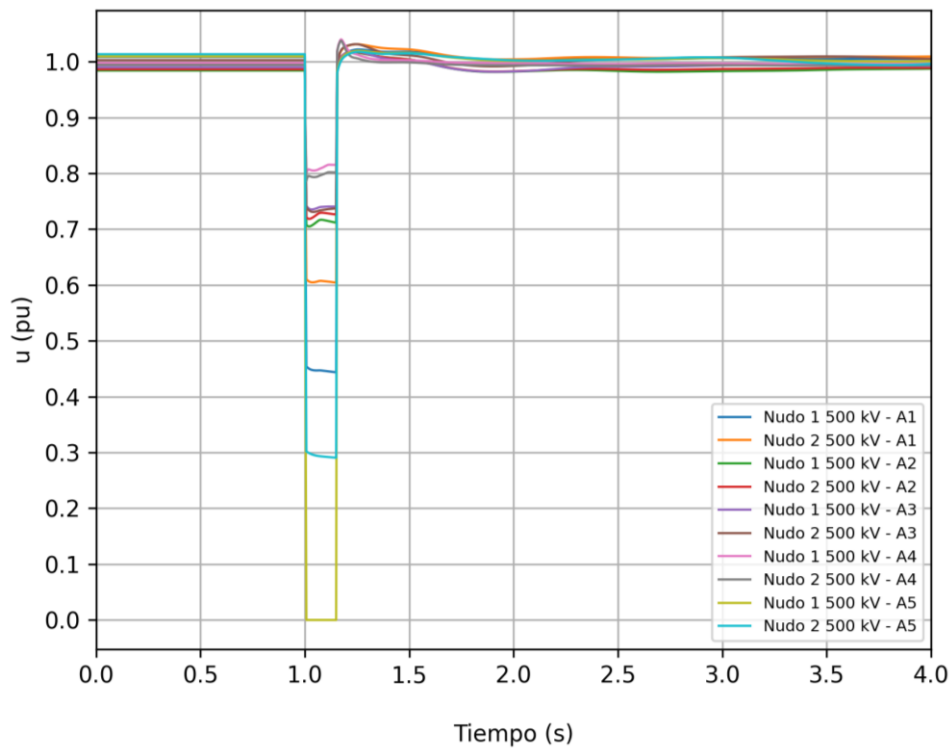


Figura 3.23 - Evolución de la tensión en nudos de 500 kV tras un cortocircuito trifásico franco en el Nudo 1 500 kV - A5, año 2022.

Se puede apreciar claramente como en el nudo en el que sucede el cortocircuito la tensión se vuelve nula disminuyendo también las tensiones del resto de nudos. La tensión del nudo que comparte área con el nudo en el que sucede el cortocircuito decrece en mayor proporción al situarse más cerca de la falta

Analizando las diferentes figuras, la evolución de la tensión es muy similar en todas ellas. Pasado el cortocircuito, se recuperan las tensiones sin alcanzar valores elevados durante el transitorio ni en el posterior régimen permanente alcanzado. Además, los valores finales de cada tensión son similares a los valores iniciales

Las figuras Figura 3.24, Figura 3.25, Figura 3.26, Figura 3.27, Figura 3.28, ilustran para el año 2026 escenario de demanda mínima la evolución en la tensión de 10 nudos de 500 kV (2 nudos asociados a cada área que conforman la red) tras un cortocircuito trifásico franco de 150 ms de duración en un nudo de 500 kV asociado a cada una de las 5 áreas que conforman el sistema.

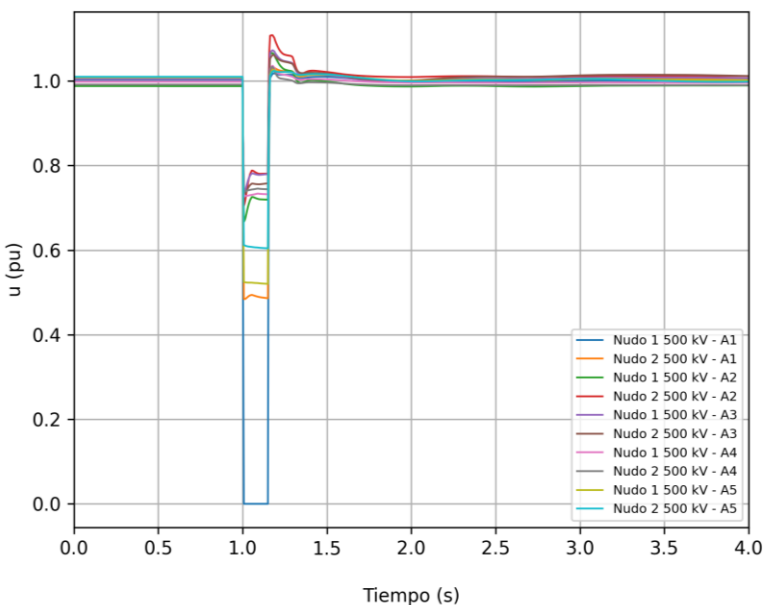


Figura 3.24 - Evolución de la tensión en nudos de 500 kV tras un cortocircuito trifásico franco en el Nudo 1 500 kV – A1, año 2026.

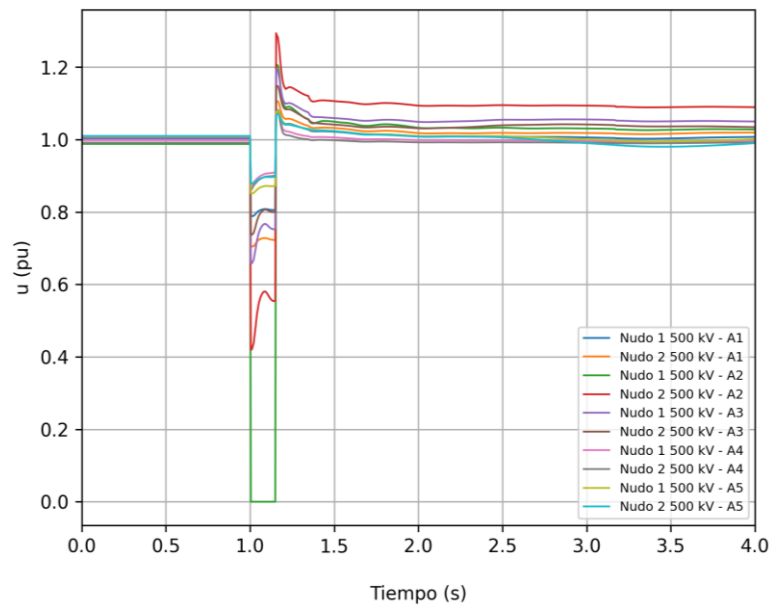


Figura 3.25 - Evolución de la tensión en nudos de 500 kV tras un cortocircuito trifásico franco en el Nudo 1 500 kV – A2, año 2026.

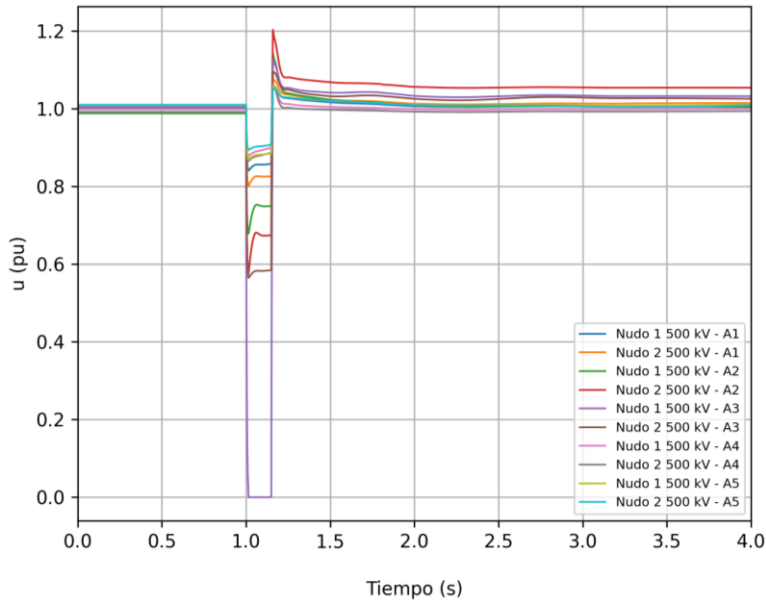


Figura 3.26 - Evolución de la tensión en nudos de 500 kV tras un cortocircuito trifásico franco en el Nudo 1 500 kV - A3, año 2026.

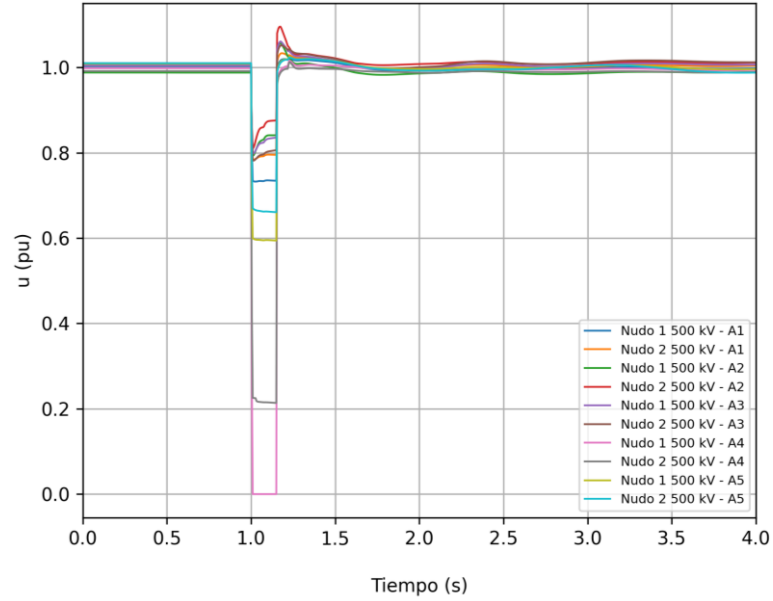


Figura 3.27 - Evolución de la tensión en nudos de 500 kV tras un cortocircuito trifásico franco en el Nudo 1 500 kV - A4, año 2026.

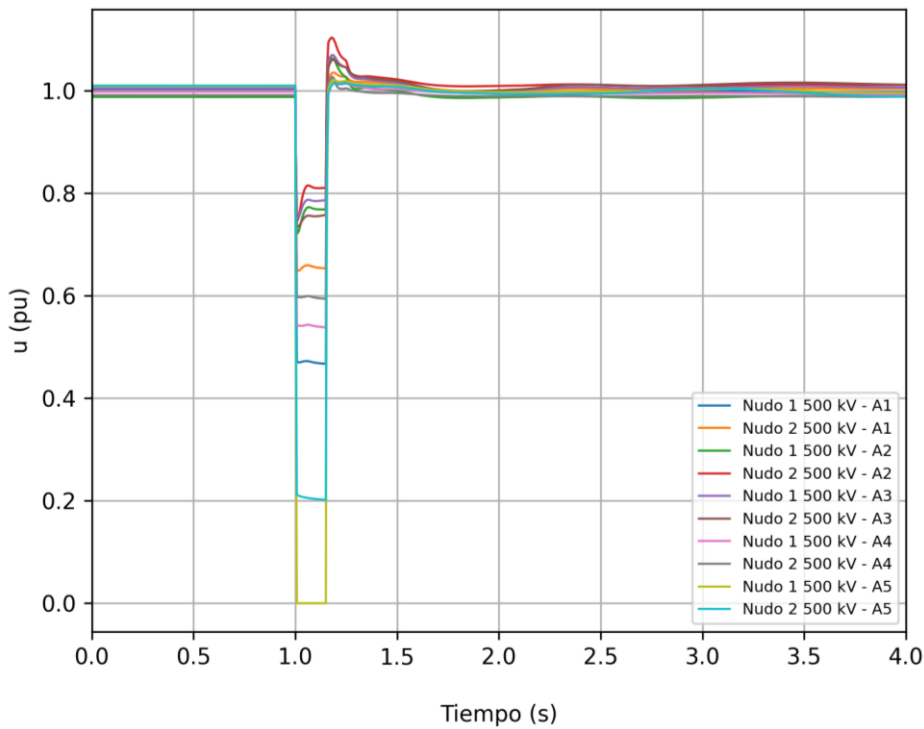


Figura 3.28 - Evolución de la tensión en nudos de 500 kV tras un cortocircuito trifásico franco en el Nudo 1 500 kV - A5, año 2026.



Se puede apreciar de manera análoga al año 2022 como en el nudo en los que sucede el cortocircuito la tensión se vuelve nula disminuyendo también las tensiones del resto de nudos. La tensión del nudo que comparte área con el nudo en el que sucede el cortocircuito decrece en mayor proporción al situarse más cerca de la falta.

Analizando los resultados obtenidos, se puede apreciar como durante el transitorio de recuperación de la tensión tras la falta, aparece un pico de tensión en todos los nudos. El origen de los picos de tensión se debe a la inyección de reactiva por parte de la generación renovable no síncrona. Los códigos de red obligan a esta generación inyectar corriente de potencia reactiva durante la falta para contribuir a mantener las tensiones más altas. Cabe destacar que el pico de tensión en el **Nudo 2 500 kV – A2** es el más acentuado en todos los cortocircuitos. El motivo de este fenómeno es que el 70% de la generación renovable no síncrona del caso de estudio es producida en el área 2 y que este nudo está ubicado en las proximidades de la zona con mayor inyección de generación renovable eólica y fotovoltaica de dicha área.

En cuanto a los valores de los picos de tensión cabe remarcar los producidos tras el cortocircuito en el **Nudo 1 500 kV – A2** (Figura 3.25) en el que las tensiones representadas alcanzan valores superiores a 1,2 pu durante un corto periodo de tiempo. Esto se debe a la abundante generación renovable no síncrona en el área 2, la cual ante una falta en su emplazamiento provoca una mayor inyección de potencia reactiva.

En el proceso de estabilización de las tensiones tras el cortocircuito en el **Nudo 1 500 kV – A2** (Figura 3.25) y en el **Nudo 1 500 kV – A3** (Figura 3.26), se elevan las tensiones respecto a la situación inicial. En particular, la tensión en el **Nudo 2 500 kV – A2** alcanza valores de 1,09 pu y 1,054 pu en respectivas faltas, superando el límite de operación en régimen permanente. En el resto de los cortocircuitos, los valores de tensión se reestablecen a valores cercanos a los iniciales.

## Capítulo 4. CONCLUSIONES

Como se comentó previamente, los objetivos principales del proyecto son ilustrar las herramientas desarrolladas para llevar a cabo análisis técnicos de seguridad y posteriormente emplearlas en un sistema con alta penetración renovable. En la Capítulo 2. , se ilustraron las herramientas de trabajo y en el Capítulo 3. , se mostraron los resultados obtenidos en los análisis técnicos de seguridad haciendo uso de la interfaz de trabajo.

Este capítulo trata de concluir ambos objetivos troncales del proyecto tanto las herramientas de trabajo como los resultados de los análisis técnicos de seguridad en un sistema con alta penetración renovable.

### **4.1 CONCLUSIONES SOBRE LA INTERFAZ DE TRABAJO DESARROLLADA**

Se elaboró una interfaz de trabajo para llevar a cabo estudios de seguridad en un sistema eléctrico. Como punto de partida es necesario conocer la consigna de potencia activa de las centrales de generación del sistema. Un código de traslado de datos permite exportar a la herramienta de análisis Power Factory, la consigna de cada generador que componen las centrales del sistema.

Importados los datos de generación es necesario ejecutar un código Python que automatiza la ejecución del flujo de cargas con el objetivo de ver qué activos se encuentran fuera de límites y poder corregirlos de manera manual a través de las variaciones desglosadas en el punto 2.3.1.3.

Importados los datos de generación y corregidas las posibles violaciones de activos en la operación normal del sistema, es posible llevar a cabo estudios de seguridad de régimen permanente y dinámico a través de la ejecución de códigos Python. En cuanto a estudios de régimen permanente es posible:

- Calcular la inercia total del sistema.
- Analizar la operación normal del sistema.
- Analizar la operación del sistema ante contingencias.
- Analizar la operación del sistema ante contingencias con aumento de generación térmica.

En cuanto a estudios en régimen dinámico es posible:

- Simular pérdida de generación en el sistema.
- Simular cortocircuitos en el sistema.

Los cálculos internos elaborados por cada código para reflejar los resultados de los análisis y las posibles especificaciones que puede definir el usuario se desglosan con detalle en el Capítulo 2.

#### **4.2 CONCLUSIONES SOBRE LA INERCIA TOTAL DEL SISTEMA**

En cuanto a los análisis de inercia realizados tanto para los escenarios del año 2022 como del año 2026, estos disponen de inercia suficiente superando el mínimo técnico establecido por el OS. Por lo tanto, no se detectó ningún problema a niveles de inercia total del sistema.

Cabe destacar que los escenarios de 2026 presentan menos inercia que los de 2022. Esto se debe principalmente al aumento de la generación eólica y fotovoltaica en el año 2026, la cual no aporta inercia al sistema.

#### **4.3 CONCLUSIONES SOBRE LA OPERACIÓN NORMAL DEL SISTEMA**

En cuanto a la operación normal del sistema, se corrigieron todos los problemas de activos de tensión nominal superior a 34,5 kV fuera de límites. Los activos por debajo de este nivel de tensión con alguna violación de límites se corrigen al modificar los activos de tensiones superiores. En el caso de que algún activo con tensión inferior a 34,5kV quede fuera de

límites apenas tendrá influencia en el sistema no suponiendo una amenaza para la seguridad la operación normal del sistema.

Por lo tanto, la operación normal del sistema no supone un riesgo para la seguridad del sistema eléctrico en cuestión.

#### **4.4 CONCLUSIONES SOBRE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ANTE CONTINGENCIAS**

En cuanto al análisis de contingencias, el peor escenario del año 2022 resulta ser el de demanda máxima siendo claramente peor al resto de casos de estudios. De las 350 contingencias ejecutas, el 25% presenta algún activo fuera de límites.

Por otro lado, en el año 2026 todos los escenarios presentan resultados muy similares siendo el más perjudicial el de demanda mínima. De las 352 contingencias ejecutadas, únicamente el 10% presenta algún activo fuera de límites. A pesar de aumentar la generación renovable en el año 2026, las variaciones de red ayudan a reducir problemas pasados y a facilitar la entrada de renovables en el sistema.

Añadiendo generación térmica en el sistema se logran paliar los problemas ante contingencias en ambos años. Para el peor escenario de 2022 se reducen las contingencias críticas en un 40% y para el peor escenario de 2026 se reducen en un 23%. A pesar de que los problemas ante contingencias se reducen al añadir la generación térmica, quizá no resulte la mejor opción para solventar todos los problemas. El operador del sistema llevaría a cabo un redespacho económico completo incluyendo la conexión o desconexión de elementos de red hasta no tener ningún problema ante N-1. Por lo tanto, no se puede concluir que el sistema sea seguro ante contingencias, sino que presenta ciertos problemas los cuales parte de ellos se solventan añadiendo generación térmica.

#### **4.5 CONCLUSIONES SOBRE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ANTE CONTINGENCIAS SIN CONTROL DE TENSIÓN POR PARTE DE LA GENERACIÓN EÓLICA Y FOTOVOLTAICA.**

El resultado de modelar los generadores no síncronos como nudos sin control de tensión en el escenario de 2026 con mayor generación eólica y fotovoltaica, es el empeoramiento en la operación del sistema ante contingencias, aumentando en un 250% las contingencias críticas. El causante de este empeoramiento es la pérdida del control de tensión por parte de los generadores no síncronos aumentando en un 4400% los problemas de contingencias críticas con subtensiones.

A pesar de estar activas todas las variaciones de red, no es suficiente para impedir los problemas de tensiones ante contingencias. Aumentando la generación térmica en el sistema, se reduce en un 69% el número de contingencias críticas, lo que supone una mejora considerable. El número de contingencias crítica con subtensiones se reduce en un 93% dejando en claro que el aumento de control de tensión en el caso de que los generadores eólicos y fotovoltaicos no aporten control de tensión es necesario para garantizar una mejor respuesta del sistema ante contingencias.

No se puede concluir que el sistema sea seguro ya que aun añadiendo generación térmica sigue habiendo problemas ante N-1. No obstante, se puede decir que la generación térmica colabora activamente en la mejora de los resultados ante contingencias en el sistema sin control de tensión por parte de la generación no síncrona. El operador del sistema al tomar la solución conveniente para anular los problemas podría tener en consideración aumentar la generación térmica aparte de llevar a otras medidas como el redespacho económico.

#### **4.6 CONCLUSIONES SOBRE CORTOCIRCUITOS EN NUDOS DE 500kV DEL SISTEMA**

A nivel de cortocircuitos, en el año 2022 no hay problemas ni durante el transitorio de la falta ni en el posterior régimen permanente alcanzado. Sin embargo, en el año 2026 surgen problemas de tensión en los nudos del área con mayor penetración renovable no síncrona. Aparecen sobretensiones tanto en el transitorio de la falta como en el régimen permanente posterior al cortocircuito. Estos problemas de sobretensiones se deben a la sobre inyección de reactiva por parte de la generación renovable no síncrona. Además, los cortocircuitos más críticos resultan ser los simulados en los nudos pertenecientes a las áreas con mayor penetración de generación renovable de carácter no síncrono.

#### **4.7 FUTUROS PROYECTOS**

A raíz de este Proyecto fin de Grado pueden desarrollarse nuevos estudios y análisis al objeto de extender conclusiones acerca del impacto de la generación renovable como:

- Repetir los análisis en otros sistemas eléctricos haciendo utilizando las herramientas de análisis desarrolladas.
- Para el sistema analizado, validar el modelo (el modelo es bueno o malo, no lo sabemos), validar hipótesis sobre la distribución de la demanda y generación.
- Para el sistema analizado, extender los estudios dinámicos indagando en los modelos de la generación renovable no síncrona.
- Para el sistema analizado, sustituir toda la generación térmica por renovable y estudiar la viabilidad del funcionamiento del sistema. Esto requiere entre otras que la generación renovable opere como una fuente de tensión (*grid forming*).
- Para el sistema analizado, podrían desactivarse las variaciones de red en el sistema y ver si son realmente necesarias para solucionar problemas en el sistema y facilitar la entrada de la generación renovable en el futuro.

## Capítulo 5. REFERENCIAS

- [1] J. A. Roca, «La energía renovable supondrá el 40% del mix energético mundial en 2030.,» *El Periódico de la Energía*, 23/ 6/ 21.
- [2] «El futuro de las renovables en 2040». *Ovacen*.
- [3] K. Morison, L. Wang y P. Kundur, «Power system security assessment,» *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 2, no. 5, 2004.
- [4] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem y V. Vittal, «Definition and Classification of Power System Stability,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 2, 2004.
- [5] D. A. Atamba Ávila, «ESTABILIDAD ANGULAR DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA,» 2018.
- [6] K. Teeparthi y D. M. Vinod Kumar , «Power System Security Assessment and Enhancement,» *Journal of The Institution of Engineers (India): Series B*, vol. 101, 2020.
- [7] M. Gholami, M. . J. Sanjari, M. Safari, M. Akbari y M. R. Kamali, «Static security assessment of power systems,» *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 30, 2020.
- [8] IRENA, «Transforming Island Power Systems,» 2018.

- [9] V. Martínez, A. Hernández y E. Martín, «¿QUIÉNES GANAN CON LA CRISIS ENERGÉTICA?».*El Mundo*.
- [10] B. Moselle, J. Padilla y R. Schmalensee, *Harnessing Renewable Energy in Electric Power Systems*, Routledge, 2010.
- [11] G. M. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, Wiley-IEEE Press, 2004.
- [12] J. M. Roldán Fernández, «Influencia de la integración de la generación renovable y gestión de la demanda en el mercado.,» Sevilla, 2016.
- [13] C. Tubella, «Optimization of the operation of a Microgrid with renewable energy sources,» Barcelona, 2018.
- [14] J. Z. Thellufsen, H. Lund, P. Sorknæs, P. A. Østergaard, M. Chang, D. Drysdale, S. Nielsen, S. Djørup y K. Sperling, «Smart energy cities in a 100% renewable energy context,» *Science Direct*, 2020.
- [15] Naciones Unidas, «Objetivos de Desarrollo Sostenible,» [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/>. [Último acceso: 14 07 2022].
- [16] «Dig Silent Power Factory,» [En línea]. Available: <https://www.digsilent.de/en/>.
- [17] «Python,» [En línea]. Available: <https://es.python.org/>.
- [18] «Microsoft Excel,» [En línea]. Available: <https://www.microsoft.com/es-es/microsoft-365/excel>.