



Trabajo Fin de Grado

Estudio del impacto de las Corrientes Geomagnéticamente Inducidas en redes de distribución eléctrica a través de un modelo simulado

Study of the impact of Geomagnetically Induced Currents in Power Grids through a simulated model.

Autor

Jesús Sancho Va

Director/es

Pedro Abad Martín, Antonio Pardina Carrera

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

2023



DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

D./D^a. Jesús Sancho Va ,

en aplicación de lo dispuesto en el art. 14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la Universidad de Zaragoza, Declaro que el presente Trabajo de Fin de Estudios de la titulación de Grado en Ingeniería Electrónica y Automática

Estudio del impacto de las Corrientes Geomagnéticamente Inducidas en redes de distribución eléctrica a través de un modelo simulado

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada debidamente.

Zaragoza, 31 de Agosto de 2023

Fdo: Jesús Sancho Va

“...La crisis es la mejor bendición que puede sucederle a personas y a países, porque la crisis trae progresos. La creatividad nace de la angustia, como el día nace de la noche oscura. Es en la crisis que nace la inventiva, los descubrimientos y las grandes estrategias. Quién supera la crisis, se supera a si mismo sin quedar “superado”.”

Albert Einstein

Autor del trabajo: Jesús Sancho Va

Directores el trabajo: Pedro Abad Martín, Antonio Pardina Carrera

Título del trabajo: Estudio del impacto de las Corrientes Geomagnéticamente Inducidas en redes de distribución eléctrica a través de un modelo simulado

Titulación: Grado en Ingeniería Electrónica y Automática.

RESUMEN

En el siguiente trabajo, se aborda la influencia de las tormentas geomagnéticas en las redes eléctricas. A través de un análisis exhaustivo y simulaciones, se exploran los riesgos que estas tormentas presentan para componentes críticos como transformadores y líneas de distribución. Además, se presentan estrategias tanto preventivas como activas para mitigar los posibles efectos perjudiciales. El estudio subraya la necesidad de considerar estas amenazas y adoptar medidas proactivas en busca de una mayor resiliencia en nuestras redes eléctricas.

Índice

1.	Una breve introducción a las tormentas solares.	7
2.	Clasificación de las tormentas solares y geomagnéticas.	10
2.1.	Índice DST (Disturbance Storm Index)	10
2.2.	Índice K (Kennziffer)	11
3.	Antecedentes.	14
4.	Redes de distribución eléctrica.	17
4.1.	Introducción	17
4.2.	Componentes de las redes de distribución eléctrica.	18
5.	Los puntos débiles de las redes de distribución. Penetración de las GIC's en la red.....	19
5.1.	Hipótesis: Espiras de gran tamaño.	19
5.2.	Gradientes de tensión en la superficie producidos por corrientes inducidas en el terreno.	22
5.2.1.	Conductividad del terreno.	22
5.2.2.	Aparición de las GIC's en los tendidos eléctricos.	23
5.2.3.	Afección de las GIC's a los transformadores de distribución.....	24
6.	Simulación de una tormenta geomagnética sobre una red de distribución ficticia ubicada en la Península Ibérica.	34
6.1.	Elementos de la simulación.....	36
6.2.	Simulaciones.....	47
6.2.1.	Test.....	47
6.2.2.	Tormenta de riesgo bajo. [4.1].....	49
6.2.3.	Tormenta de riesgo medio. [4.2].....	53
6.2.4.	Tormenta de riesgo alto. [4.3].....	57
6.2.5.	Tormenta extrema. [4.4].....	61
7.	Medidas y propuestas de mitigación y protección de los sistemas.....	64
7.1.	Medidas preventivas	65
7.1.1.	Análisis de terreno orientado a modificar inducciones máximas.	65
7.1.2.	Adición de GIC's y redistribución de las líneas.....	66
7.1.3.	Simulaciones de alta fidelidad.....	68
7.2.	Medidas activas.....	69
7.2.1.	Dispositivo de bloqueo de GIC	69
7.2.2.	Sistema de ajuste de tensión del neutro mediante adición de una componente continua a través de un control realimentado.	71

8.	Conclusiones	73
9.	Bibliografía	74
10.	Anexos	77
10.1.	Anexo 1: Cálculo de inducción en espira de gran tamaño	77
10.2.	Anexo 2: Cálculo aproximado de las características de un transformador	80
10.3.	Anexo 3: Red simulada.	85
10.4.	Anexo 4: Resultados de las simulaciones	87
10.4.1.	Tormenta de intensidad baja.	87
10.4.2.	Tormenta de intensidad media.	93
10.4.3.	Tormenta de intensidad alta.	99
10.4.4.	Tormenta de intensidad extrema.....	105
10.5.	Anexo 5: Código desarrollado para el simulador	111

1. Una breve introducción a las tormentas solares.

Desde la antigüedad, las huellas de las tormentas solares son un fenómeno que ha fascinado a los seres humanos. De hecho, uno de los más espectaculares efectos de dicho acontecimiento, las auroras boreales, fueron observadas por los habitantes del Ártico hace más de 2500 años. [1] Los antiguos pueblos nórdicos creían que estas misteriosas luces eran la manifestación de los dioses y las veían como un presagio de buenos o malos tiempos. [2]



Figura 1: Aurora boreal - National Geographic, ¿Cómo se forman las auroras boreales?

En la actualidad, es sabido que las auroras son un fenómeno provocado por las tormentas solares, y que estas son un fenómeno físico que tiene origen en el sol y que tiene efectos en la Tierra. Estas tormentas son el resultado de la actividad magnética en la atmósfera de nuestra estrella, y se producen cuando se liberan grandes cantidades de energía de manera repentina. [3]

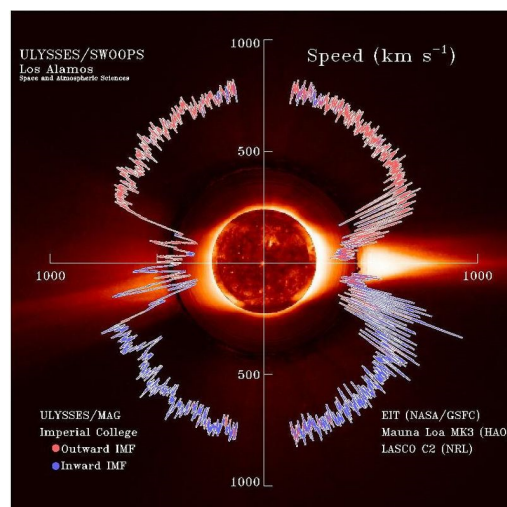


Figura2: Llamada solar - Observatorio de Los Alamos

El Sol es un cuerpo con una intensa actividad magnética debido a la continua reorganización del campo magnético que lo envuelve. En ciertas ocasiones, las líneas de campo pueden cambiar bruscamente, y esto da lugar a erupciones solares produciendo así eyecciones de masa coronal. Durante estas tormentas, grandes cantidades de partículas energéticas, principalmente iones, son liberadas y expulsadas hacia el espacio. En algunos casos dichas partículas pueden alcanzar nuestro planeta. [4]

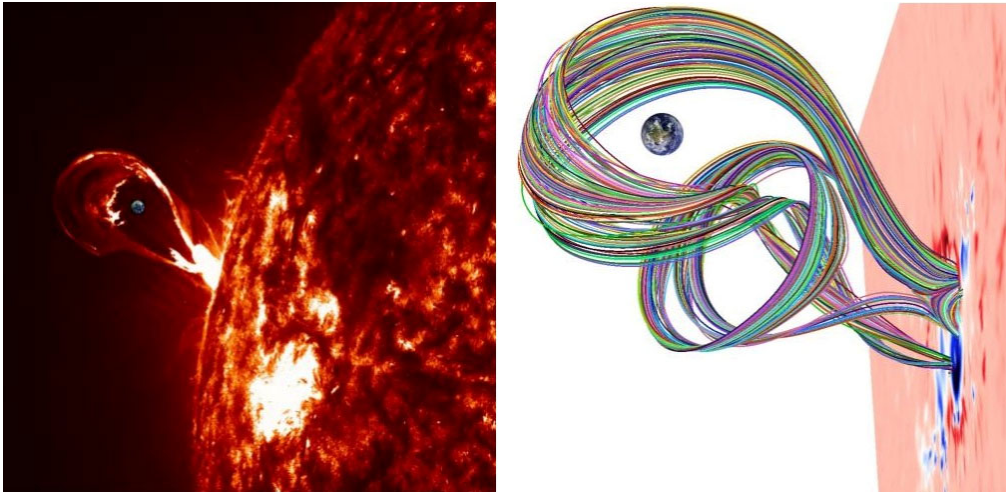


Figura 3: Llamada solar comparada con el tamaño de la tierra - Francisco R. Villatoro

Cuando estas partículas energéticas a las que denominamos viento solar alcanzan nuestra atmosfera, interactúan con el campo magnético del planeta y algunas son redirigidas a los polos donde, tras alcanzar la capa de la ionosfera, comienzan a colisionar con los átomos de los gases que la forman, provocando así que dichos gases sean excitados (en su mayoría oxígeno y nitrógeno) y liberen fotones, dando lugar al fenómeno de las auroras.

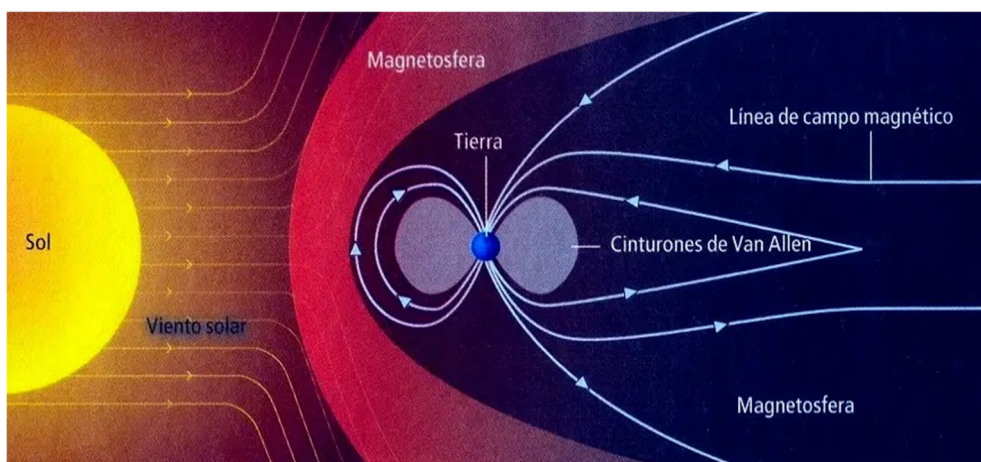


Figura 4: Viento solar colisionando con la atmosfera [<https://sincodigopostal.com/auroras-boreales>]

Cabe destacar que este fenómeno tan sorprendente y llamativo resulta totalmente inofensivo tanto para la salud humana como para el medio ambiente.

Sin embargo, en el transcurso del viaje desde la llegada del viento solar a nuestro planeta hasta que se manifiesta en forma de luz, su interacción con la magnetosfera puede dar lugar a efectos que si pueden perjudicar de forma indirecta, al bienestar de nuestra sociedad.

Estos efectos radican en las oscilaciones que sufre el campo magnético terrestre debido a la colisión de la masa coronal con este. Dicha oscilación, de carácter cuasi continuo ya que su frecuencia de oscilación normalmente queda comprendida entre los 0.1-0.0001Hz [5], en última instancia, se traduce en lo que se conoce como Corrientes Geomagnéticamente Inducidas (o GIC's por su acrónimo en inglés).

En el transcurso de este escrito, se pone el foco en como estas resultarán en corrientes cuasiestáticas que penetran en nuestras redes de distribución y en el gran riesgo que esto acarrea.

2. Clasificación de las tormentas solares y geomagnéticas.

No es novedad que para la correcta comprensión y estudio de cualquier fenómeno físico siempre se requiere de una descomposición y consiguiente clasificación de este, que permita ver cuáles son los parámetros que lo definen y como lo afectan las variaciones de los mismos.

En primer lugar, se va a proceder a la clasificación de las manchas solares en función del flujo máximo que estas emiten. Este flujo se mide en W/m^2 , y su longitud de onda se comprende de 1 a 8 Ångströms, es decir, dentro del espectro de los rayos X.

En función de la intensidad podrá ser de clase A, B, C, M y X, de acuerdo con la siguiente tabla:

Clase	W/m^2 entre 1 y 8 Ångströms
A	$<10^{-7}$
B	$\geq 10^{-7} < 10^{-6}$
C	$\geq 10^{-6} < 10^{-5}$
M	$\geq 10^{-5} < 10^{-4}$
X	$\geq 10^{-4}$

Figura 1: Clasificación de las manchas solares [<https://www.spaceweatherlive.com>]

Cada una de estas categorías se divide a su vez en una escala logarítmica del 1 al 9, a excepción de la clase X, esta última no tiene límite. [6]

Respecto a las tormentas geomagnéticas, los dos índices geomagnéticos más utilizados son los siguientes:

2.1. Índice DST (Disturbance Storm Index)

Este índice se obtiene mediante las observaciones magnéticas de cuatro observatorios situados en el ecuador magnético terrestre y reporta una variación del campo magnético extrapolado del anillo magnético ecuatorial.

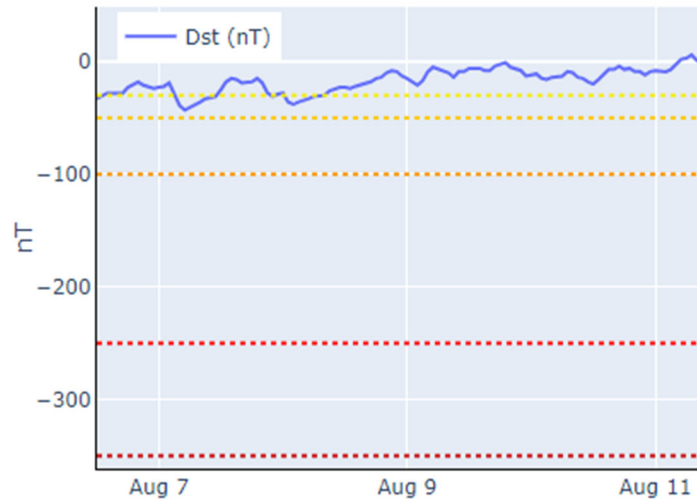


Figura 2: Gráfica del índice DST [<https://spaceweather.aemet.es/index.php/superficie/dst>]

Como se puede observar en la imagen, dicho índice se da en nano Teslas (nT), y las líneas horizontales compuestas por puntos, se deben a los valores que delimitan las intensidades de las tormentas, siendo estos los siguientes:

- Débiles $-30 > \text{DST} > -50$
- Moderadas $-50 > \text{DST} > -100$
- Intensas $-100 > \text{DST}$

De la misma forma, es visible en dicha imagen que las perturbaciones de este índice acostumbran a ser negativas, siendo positivas por lo general cuando aparece una compresión de la magnetosfera. [7]

2.2. Índice K (Kennziffer)

Se trata de un índice que, igual que el anterior, cuantifica las variaciones de la componente horizontal del campo magnético terrestre.

En este caso la K toma valores enteros de entre 0 y 9, siendo este último el que denota mayor intensidad. Un valor de 5 o superior ya es indicativo de una tormenta geomagnética.

A diferencia del índice DST, el índice K varía en función de la ubicación desde la que se mide, siendo los observatorios de latitud geomagnética más alta los que requieren mayores fluctuaciones para alcanzar índices más altos.

Es a raíz de este índice, que es posible estimar el índice planetario oficial, designado como Kp. [8]

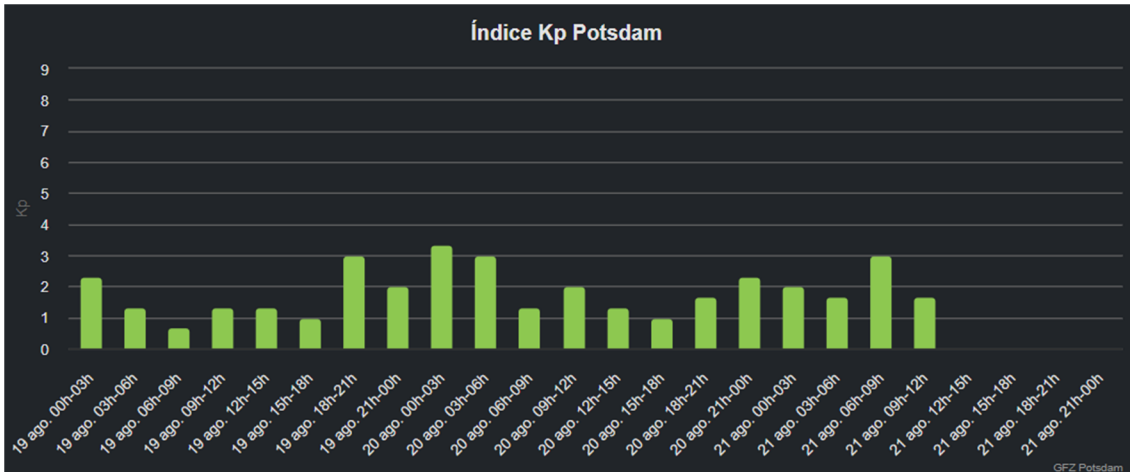


Figura 3: Índice Kp [<https://www.spaceweatherlive.com/es/actividad-auroral/indice-kp.html>]

Orientación magnética de la masa coronal.

Por último, pese a que no existe un índice como tal acerca de este aspecto, es importante tener en consideración un parámetro adicional dado que resulta crucial a la hora de estimar la intensidad de la tormenta geomagnética.

Este parámetro es la dirección de los vectores que conforman el campo magnético del plasma, siendo crítico en los casos en que el campo magnético terrestre es opuesto.

En estas ocasiones, el campo magnético terrestre se ve afectado de forma considerable, como se puede observar en las imágenes mostradas a continuación.

En este caso las líneas del campo pueden llegar a ser anuladas provocando así un descenso drástico de la intensidad del campo magnético.

En la siguiente figura, se observa como las líneas de campo del viento solar (amarillo) se aproximan hacia la Tierra, con direcciones opuestas.

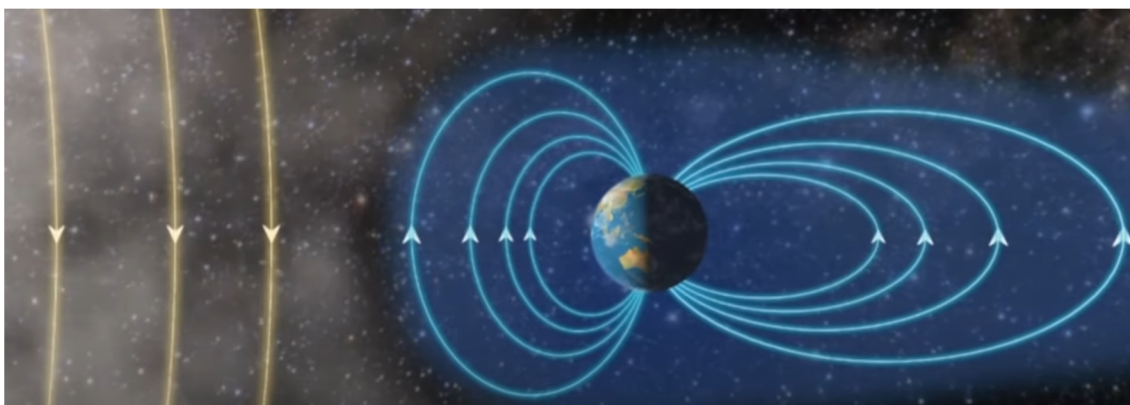


Figura 4: Frente de tormenta solar aproximándose a la magnetosfera [<https://www.youtube.com/watch?v=bwPIWI6RugU>]

Una vez colisionan ambos campos, se desata el fenómeno causando las fluctuaciones del campo magnético terrestre.

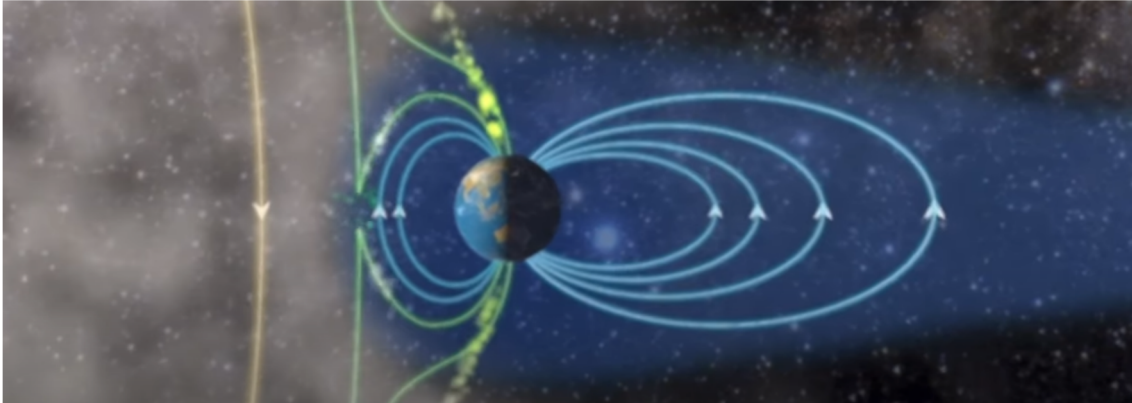


Figura 5: Frente de tormenta solar colisionando con la magnetosfera
[<https://www.youtube.com/watch?v=bwPIWI6RugU>]

Igualmente, queda representado como las partículas ionizadas recorren las líneas de campo hasta los polos magnéticos de la Tierra.

3. Antecedentes.

Desde un punto de vista académico, se puede ver como algo positivo el hecho de que no es necesario recurrir a especulaciones para afirmar que realmente las tormentas solares suponen un riesgo cuando estas son de intensidades altas e impactan contra nuestra atmósfera.

A continuación, y por orden cronológico descendente se redactan algunos acontecimientos de nuestra historia reciente en la que este fenómeno ha sido observado y ha tenido impacto en nuestra sociedad:

- Agosto de 2023 (escogido por su cercanía a la actualidad):

En el lapso de menos de tres días, entre el 06/08/2023 y 07/08/2023 la NASA ha registrado dos erupciones solares de alta intensidad, siendo estas clasificadas como X1.6 y X1.5. La figura 6 fue captada en el momento de la segunda llamarada por El Observatorio Solar de Dinamarca de la NASA.

Pese a su intensidad, sus efectos en la Tierra fueron mínimos, siendo estos apagones de radio, principalmente en frecuencias por debajo de los 5MHz que afectaron al lado iluminado del planeta (EEUU, Canadá y Océano Pacífico).

De esta imagen es posible deducir el motivo de su bajo impacto en nuestra atmósfera, pues pese a la intensidad de la erupción, esta no apunta directamente hacia la tierra. Además, es importante resaltar que la polaridad de la tormenta, por suerte, no fue crítica. [9]

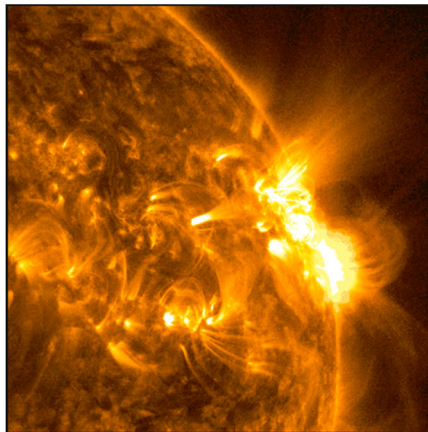


Figura 6: Disrupción del campo magnético solar [<https://www.elconfidencial.com>]

- Marzo de 1989:

Hace menos de 40 años, el ser humano fue testigo a pequeña escala de lo devastador que un fenómeno de estas características puede ser, cuando durante la noche del 12 de marzo de 1989 una llamarada solar, de intensidad X8-X15 impactó contra la tierra, privando a la provincia de Quebec de electricidad durante 12 horas.

El evento tuvo una duración de menos de dos minutos, y auroras fueron visibles en latitudes tan bajas como Florida y Cuba.

Por suerte, únicamente hubo que lamentar daños de carácter económico, aunque estos ascendieron a varios cientos de millones de dólares.

En la siguiente imagen, se muestran los daños que esta tormenta provocó en el transformador de la central nuclear de Salem. [10]



Figura 7: Transformador de la central de Salem dañado [<https://www.nuevatribuna.es/>]

- Mayo de 1921:

Conocida como “la gran tormenta solar de Nueva York”, y de mayor intensidad que la tormenta anteriormente descrita, nuevamente auroras boreales fueron visibles a latitudes inusuales.

En esta ocasión los voltajes de las redes de telégrafos se dispararon a tensiones cercanas a los 1000 V, tableros de distribución ardieron en llamas paralizando entre otros la estación central de Nueva York y suspendió varias redes ferroviarias de Norteamérica. [11]

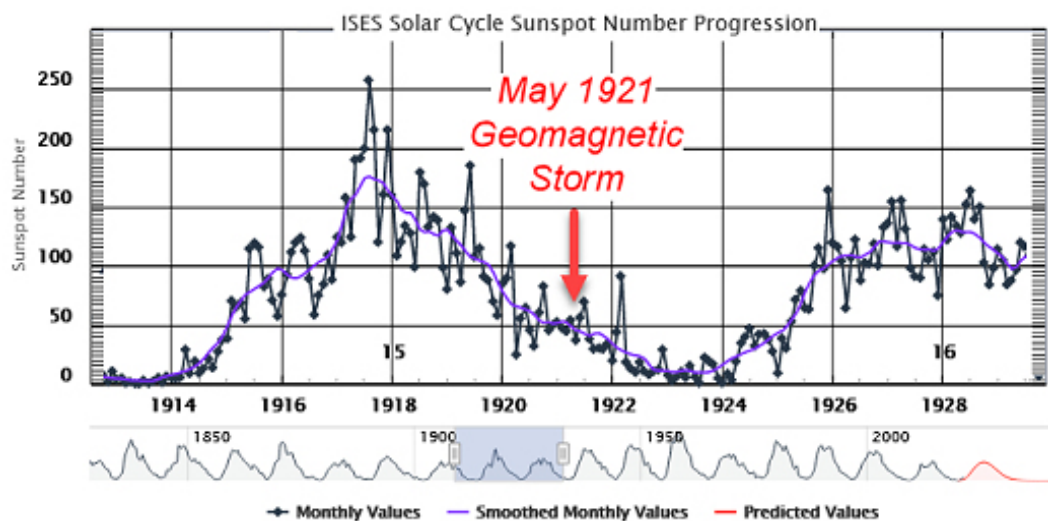


Figura 8: Registro de tormenta geomagnética [<https://ame-web.org/index.php/component/tags/tag/tormenta-solar>]

- Septiembre de 1859:

Se trata de la tormenta de mayor intensidad registrada en la Tierra en los últimos 500 años.

Llamada evento Carrington en honor a su primer observador, el astrónomo Richar Carrintgon, este acontecimiento provocó que se viesen auroras en lugares tan insólitos como Madrid o Roma, y con intensidades nunca vistas.

Más allá de la fascinación que puede provocar el ser testigo de este fenómeno, sus repercusiones fueron críticas a nivel mundial, pues por entonces únicamente existía un sistema a gran escala dependiente de la electricidad: el telégrafo, y este calló de forma global.

Incluso durante ciertos periodos de tiempo, para mayor sorpresa, llegó a ser posible enviar mensajes vía telégrafo sin necesidad de emplear las baterías del sistema, tal y como se puede leer en la crónica del día 3 de septiembre de 1859 del "*The Louisville Daily Courier*". [12]

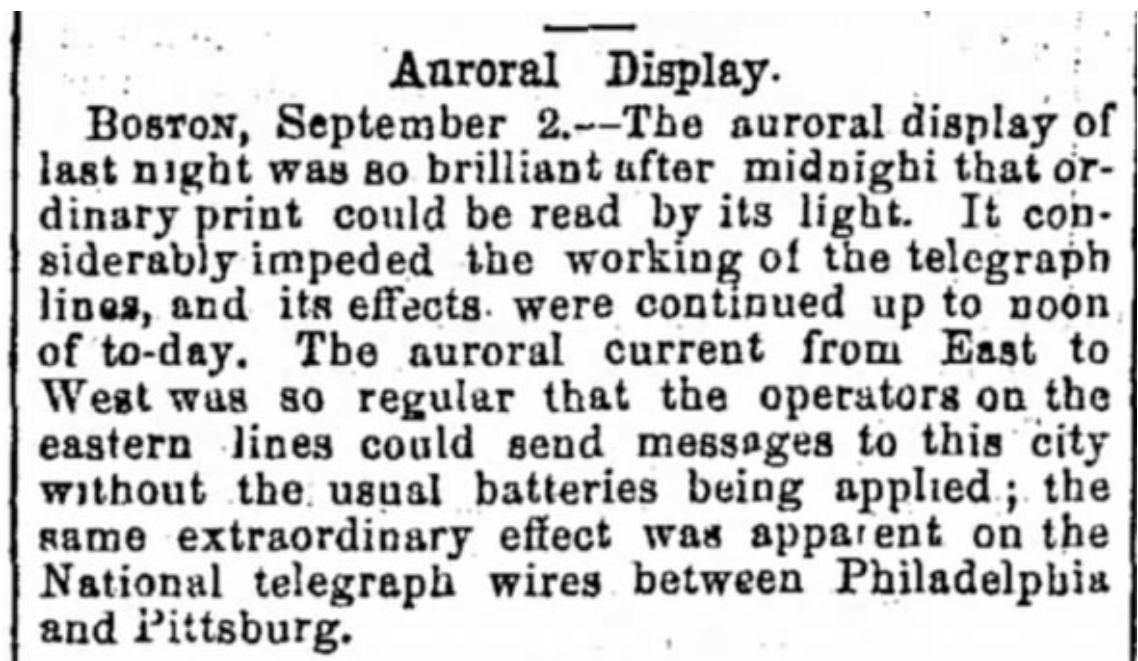


Figura 9: Crónica sobre el evento Carrington - *The Louisville Daily Courier*

A estos casos se les podrían sumar varios más, sin embargo, hay algo que se puede deducir de ellos, principalmente de los tres más críticos aquí descritos en los que las tormentas impactaron de lleno contra nuestro planeta. Y es que, pese a que cuanto más distante es en el tiempo el evento, mayor es su intensidad, pero más críticos han sido los efectos en las áreas que ha afectado.

De se puede deducir lo devastador que sería hoy día, para una sociedad tan dependiente de las redes de distribución, una tormenta de las características del llamado evento Carrington.

4. Redes de distribución eléctrica.

4.1. Introducción

Las redes de distribución eléctrica conforman una compleja red de infraestructuras que lleva la energía eléctrica desde las centrales donde esta es generada hasta los hogares, empresas y cualquier otra instalación que la requiera.

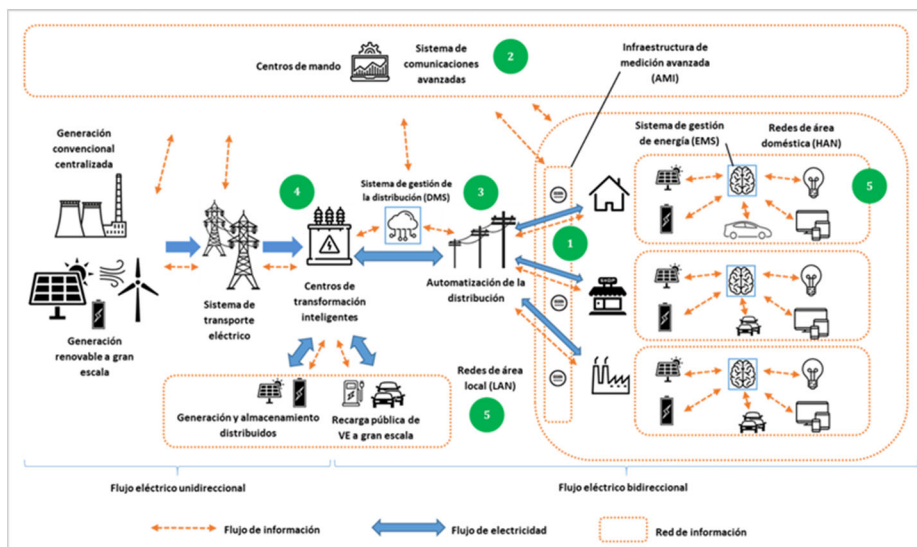


Figura 10: Representación esquemática de las redes de distribución [https://www.smartgridsinfo.es/]

En la actualidad, en una sociedad tan modernizada en comparación con no tanto tiempo atrás, existe una gran dependencia de la electricidad para realizar una amplia variedad de actividades cotidianas (desde la iluminación de nuestros hogares y el uso de electrodomésticos hasta la comunicación y el transporte) e industriales, pues la producción depende en gran medida del suministro de electricidad.

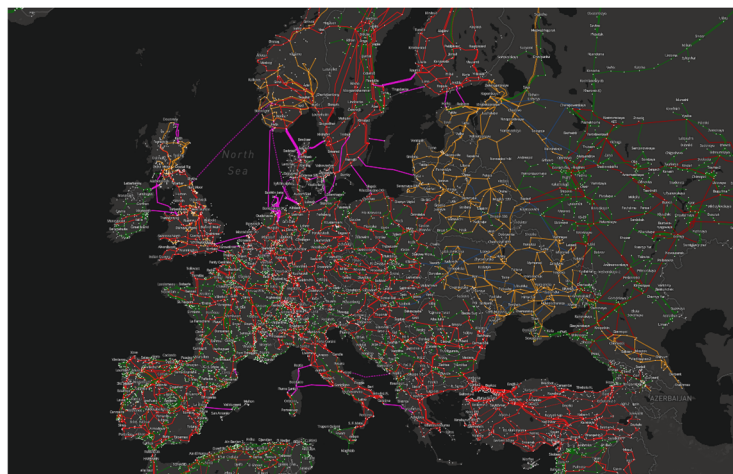


Figura 11: Mapa de las redes de distribución en Europa [https://www.entsoe.eu/data/map/#5.73/41.88/2.457]

Sin embargo, nuestra dependencia de la electricidad también implica que una falla repentina en las redes de distribución eléctrica puede tener consecuencias significativas y potencialmente devastadoras. En caso de un apagón generalizado, la falta de electricidad podría dejar a la población sin acceso a servicios esenciales como la atención médica, la refrigeración y la calefacción, y la falta de comunicación podría dificultar la coordinación de los servicios de emergencia y la respuesta a una crisis.

Es por eso por lo que la seguridad y la fiabilidad de la red de distribución eléctrica son críticas para la sociedad. La prevención de fallas en la red, así como la rápida restauración del servicio en caso de una interrupción, son fundamentales para minimizar los efectos adversos de los apagones y garantizar el funcionamiento adecuado de la sociedad moderna.

4.2. Componentes de las redes de distribución eléctrica.

Con el fin de comprender donde se encuentran las debilidades de las redes de distribución, es necesario conocer el menos superficialmente cuales son las partes principales que la conforman.

Centrales:

Estas instalaciones aprovechan diversas fuentes de energía, como renovables, térmica, o nuclear, para producir electricidad a gran escala. Ya sea a través de la turbina de una presa hidroeléctrica, la combustión de combustibles fósiles en una planta termoeléctrica, o la fisión nuclear en una central nuclear, el resultado es la generación de energía en forma de corriente eléctrica.

Subestaciones:

Una vez generada la electricidad, debe ser transportada y distribuida a través de la red eléctrica. Estas instalaciones permiten el cambio de voltaje necesario para la transmisión eficiente de la energía a largas distancias. Además, facilitan la interconexión entre diferentes fuentes de generación y las líneas de transmisión principales. Las subestaciones son puntos estratégicos donde se implementan dispositivos de protección, control y medición para garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

Líneas de Transmisión:

Las líneas de transmisión son los "caminos" por los cuales la electricidad viaja desde las centrales hasta las áreas de consumo. Estas líneas, a menudo compuestas por cables de alta tensión soportados por torres, transportan la energía a través de largas distancias, minimizando las pérdidas en el proceso.

En todos estos puntos del sistema eléctrico, la presencia de transformadores emerge como un elemento fundamental. Estos dispositivos permiten modificar los niveles de voltaje según las necesidades, ya sea aumentándolos para la transmisión eficiente a larga distancia, o disminuyéndolos para adaptar la electricidad a los niveles de consumo doméstico e industrial. Los transformadores desempeñan un papel esencial al garantizar que la electricidad pueda fluir de manera segura y eficiente desde su generación en las centrales, a través de las subestaciones y a lo largo de las extensas redes de líneas de transmisión, hasta llegar a los hogares y negocios que dependen de ella.

5. Los puntos débiles de las redes de distribución. Penetración de las GIC's en la red.

Tal y como se adelanta en la introducción, son las GIC's las responsables de las fallas en las redes eléctricas.

Es importante resaltar que, si bien es cierto que existen protecciones contra ruidos ajenos a la red, estas protecciones se centran exclusivamente en frecuencias altas, dejando de lado aquellas que son más bajas. Se ha de recordar que las GIC's se hayan en el espectro abarcado entre los 0.1 Hz y 0.0001 Hz.

La ley de la inducción electromagnética de Faraday, que ha posibilitado la existencia de las redes de distribución tal y como hoy las conocemos, es al mismo tiempo la que intuitivamente y desde su estudio más elemental llevado a grandes dimensiones hace surgir una hipótesis sobre la penetración de las corrientes inducidas geomagnéticamente en las redes.

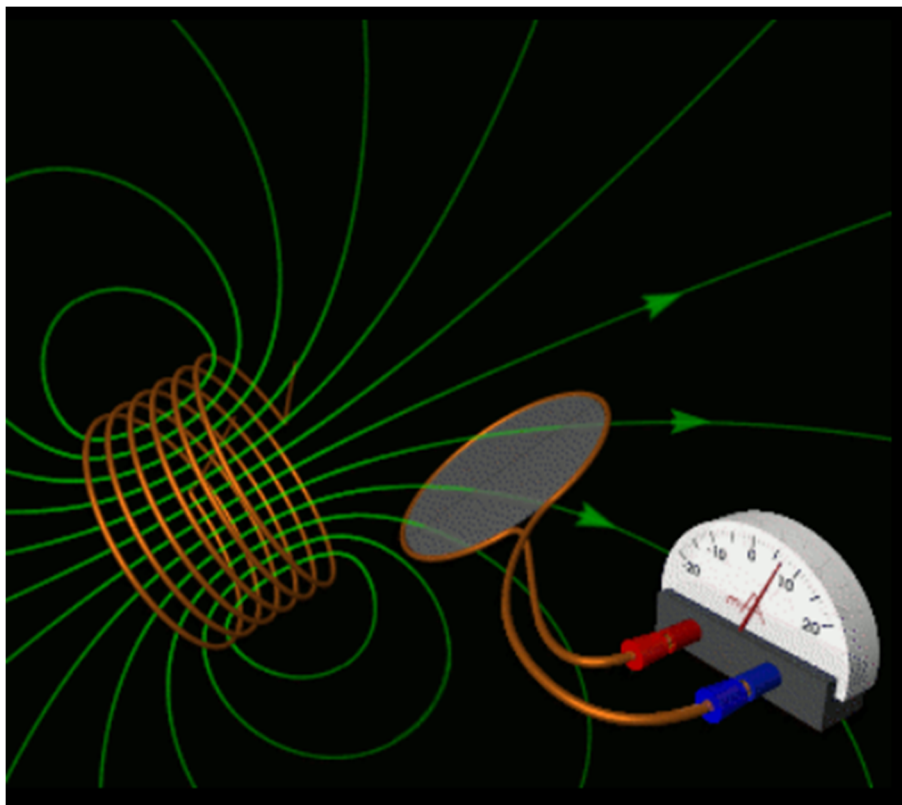


Figura 12: Representación esquemática de la Ley de Faraday [https://es.wikipedia.org/wiki/Ley_de_Faraday]

5.1. Hipótesis: Espiras de gran tamaño.

La configuración de las redes de distribución tiende en varios casos a conformar lo que se podría denominar espiras de gran tamaño. Una fluctuación del campo

magnético terrestre podría entonces ser capaz de inducir corrientes en dichas espiras y causar efectos indeseados.

Para poner a prueba esta teoría se va a analizar un aro formado por cables y subestaciones que rodean la ciudad de Madrid. Esta red distribuye la potencia mediante voltajes que se hallan en el rango de los 380-400 kV.

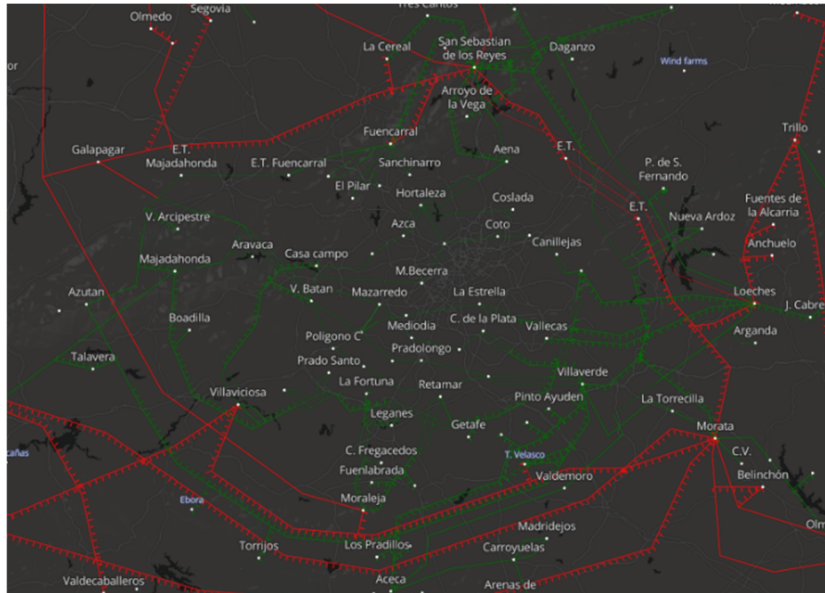


Figura 13: Detalle de zona de estudio [<https://www.entsoe.eu/data/map/#5.73/41.88/2.457>]

A continuación, se describen las ubicaciones empleadas para el cálculo de la GIC:

Subestación	Latitud	Longitud
San Sebastián de los Reyes	41.002806	-3.642999
Galapagar	39.758822	-2.493277
Moraleja	40.716250	-5.276126
Morata	39.507274	-4.087209

Tabla 1

Dado que se busca obtener resultados de las corrientes inducidas a causa de una tormenta solar intensa, en este caso se tomará como referencia una variación del campo magnético terrestre en esta zona de 2000 nT en 1 min y perpendicular a la espira. Se trata de un delta realmente elevado.

Las dimensiones finales de la espira serán las siguientes:

Área de la espira (km ²)	22,016
Perímetro de la espira (km)	622

Tabla 2

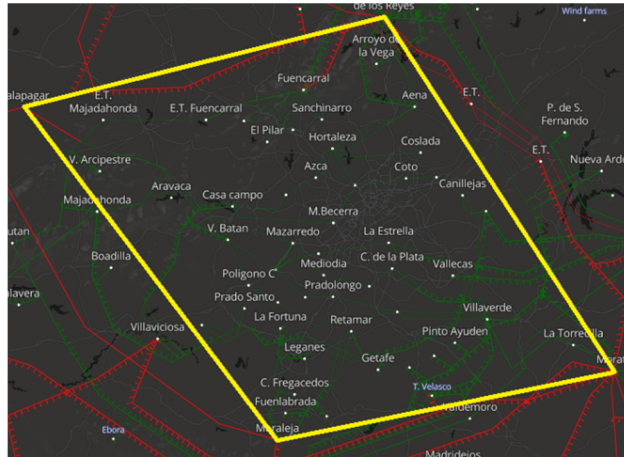


Figura 14: Detalle de espira [<https://www.entsoe.eu/data/map/#5.73/41.88/2.457>]

Respecto al cable, se ha considerado una resistencia típica de cables de distribución de alta tensión, $0.0718 \Omega/\text{km}$ a 20°C .

Los resultados arrojados en los cálculos (desarrollados en el anexo 1), evidencian la aparición de intensas corrientes en los tendidos.

No obstante, y pese a dichos resultados hay varios puntos tener en cuenta a cerca de esta hipótesis.

En primer lugar, los cálculos se basaron en la suposición de una fluctuación extrema y uniforme del campo magnético a lo largo de una amplia superficie de más de $20,000 \text{ km}^2$. Esta idealización simplificada podría no reflejar adecuadamente la variabilidad real del campo magnético en diferentes ubicaciones geográficas. Es esencial reconocer la posibilidad de que el campo magnético varíe significativamente en diferentes áreas.

Además, se llevaron a cabo cálculos considerando un ángulo de incidencia de 90 grados entre la espira y el tendido eléctrico, un escenario que representa el caso más desfavorable. Sin embargo, la topografía y las condiciones geográficas reales influirían en los ángulos de incidencia, lo que hace imposible la suposición de una orientación uniforme a lo largo de toda el área.

Un aspecto relevante a tener en cuenta es la existencia de cables de alta tensión apantallados, que cuentan con capas aislantes protectoras. Esto limitaría la propagación de tensiones parásitas a las fases y al neutro, concentrando cualquier efecto en el potencial en el punto de conexión a tierra de las pantallas de protección. La presencia de cables apantallados plantea un factor atenuante en la propagación de corrientes inducidas.

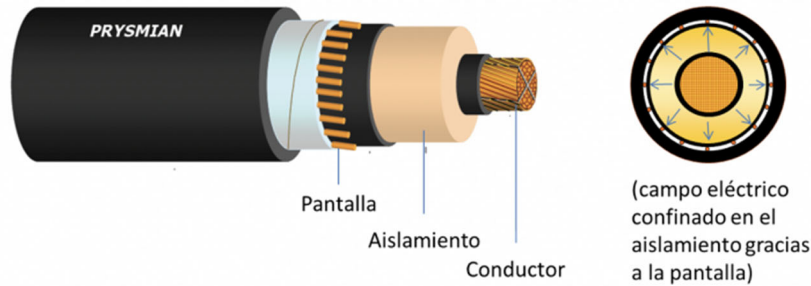


Figura 14.1

En vista de estos matices, se puede concluir que, aunque la influencia de las corrientes geomagnéticamente inducidas a través de espiras de gran tamaño en los tendidos eléctricos podría no ser la causa dominante de impacto, sigue siendo un componente digno de consideración al evaluar los efectos de eventos geomagnéticos. Es relevante subrayar que, a pesar de las limitaciones señaladas, las espiras presentes en los tendidos eléctricos pueden desempeñar un papel no despreciable en el análisis integral de los impactos de eventos geomagnéticos.

5.2. Gradientes de tensión en la superficie producidos por corrientes inducidas en el terreno.

A pesar de su apariencia sólida y estable, el suelo alberga una red compleja de minerales y componentes que, en conjunto, permiten la circulación de corriente eléctrica. Esta propiedad de conducción eléctrica del suelo es el principal aspecto a tener en consideración a la hora de estudiar como las GIC's influyen en las redes de distribución. [14]

5.2.1. Conductividad del terreno.

A partir de la tabla en la ilustración 15, se puede extrapolar una clasificación más simplificada de los diferentes tipos de terreno que existen en función de su conductividad/resistividad:

- Terrenos altamente resistivos: incluyen zonas con rocas duras, como granito, y suelos muy secos. Estos terrenos tienen una conductividad eléctrica baja.
- Terrenos moderadamente resistivos: incluyen zonas de rocas sedimentarias, como la arenisca y la caliza, y algunos tipos de suelos secos. Estos terrenos tienen una conductividad eléctrica moderada.

- Terrenos moderadamente conductivos: incluyen zonas con alta humedad, como acuíferos y suelos saturados, y rocas sedimentarias como la arcilla. Estos terrenos tienen una conductividad eléctrica media.
- Terrenos altamente conductivos: pese a no formar parte de la tabla, dadas las propiedades de los materiales que los conforman, no se deben ignorar los depósitos de minerales metálicos, como el cobre o el hierro. Estos terrenos tienen una conductividad eléctrica muy alta.

Naturaleza del terreno	Resistividad en Ohm-m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 5000
Arena silíceas	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1.500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas grietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1.500 a 10.000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600

Figura 15: Tabla de conductividad de terrenos [<http://imseingenieria.blogspot.com/2020/09/estudio-del-terreno-como-conductor.html>]

5.2.2. Aparición de las GIC's en los tendidos eléctricos.

De igual forma que una espira atravesada por un campo magnético variable en el tiempo, el suelo es capaz de generar una diferencia de potencial cuando el campo magnético terrestre oscila.

Estos voltajes que aparecen en la superficie dan lugar a gradientes de tensión entre ubicaciones distantes entre sí. De este modo dos localizaciones lejanas entre ellas pueden presentar diferencias de potencial de decenas, incluso centenares de voltios.

Como tal, este gradiente no supone un problema. Sin embargo, el riesgo aparece cuando estas dos localizaciones hospedan transformadores de distribución que conectan un mismo tendido eléctrico, pues al estar estos referenciados a tierras de diferentes potenciales, van a aparecer corrientes indeseadas.

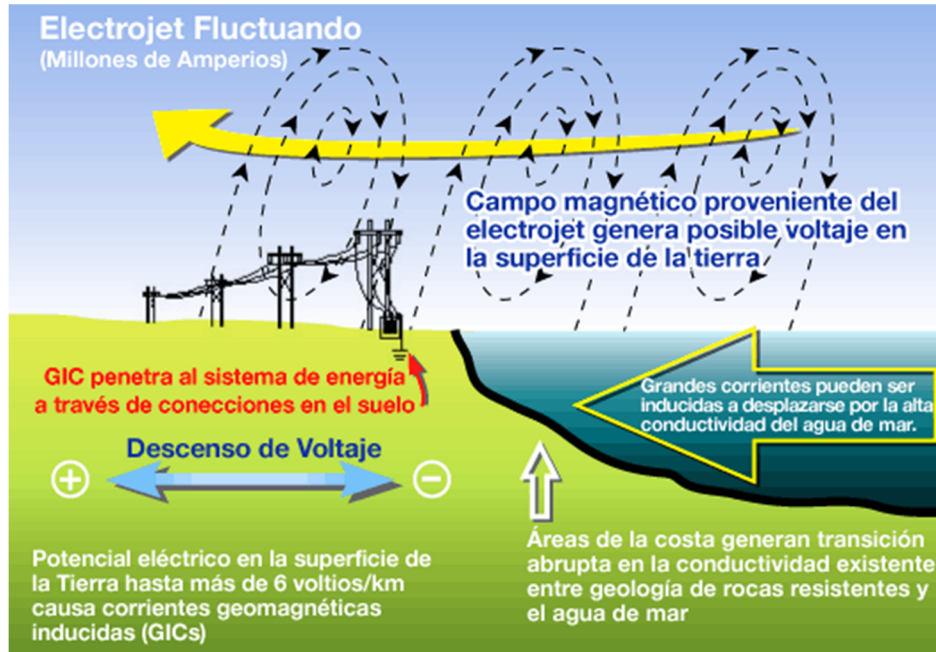


Figura 16: Dibujo esquemático sobre aparición de GIC's en los tendidos eléctricos
[\[https://www.windows2universe.org/space_weather/sw_in_depth/sw_induced_current_in_power_grid.html&lang=sp&edu=high\]](https://www.windows2universe.org/space_weather/sw_in_depth/sw_induced_current_in_power_grid.html&lang=sp&edu=high)

5.2.3. Afección de las GIC's a los transformadores de distribución.

Uno de los grandes retos que aparecen a la hora de transportar la energía eléctrica desde su producción hasta su lugar de destino, reside en la minimización de pérdidas en este proceso.

La transmisión de potencia se fundamenta en la capacidad de los materiales conductores para transportar electrones a través de ellos. Salvo en ocasiones muy especiales, dichos materiales presentan cierta resistencia al paso de la corriente, resistencia debida a las continuas colisiones de los electrones transportados con los átomos que forman el material conductor, derivando así en un fenómeno irreversible por el que parte de la energía eléctrica transportada se transforma en energía calorífica.

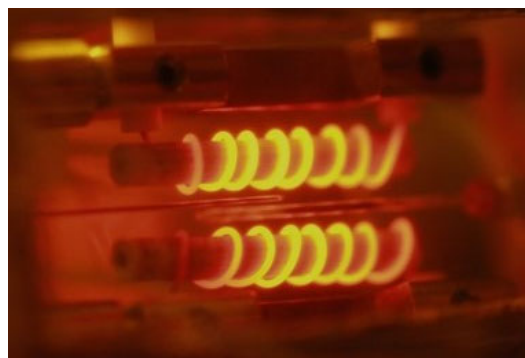


Figura 17: Conductores incandescentes [\[https://www.electricistasrd.com/que-es-la-ley-de-joule-y-el-efecto-de-calentamiento-de-la-corriente\]](https://www.electricistasrd.com/que-es-la-ley-de-joule-y-el-efecto-de-calentamiento-de-la-corriente)

A este fenómeno se le conoce como efecto Joule, y el cálculo de la energía disipada se expresa de la siguiente forma:

$$Q = I^2 \cdot R \cdot t$$

Siendo Q la cantidad de calor disipado en Julios (J), I la corriente expresada en amperios (A), R la resistencia del material en ohmios (Ω) y t el tiempo transcurrido en segundos (s).

Considerando la R del material conductor constante, únicamente queda la corriente como parámetro controlable y que permite controlar las pérdidas producidas por este efecto.

Los transformadores, como herramientas en las redes de distribución, son utilizados en puntos cercanos a la generación y puntos cercanos al consumo. Conservando la potencia, son capaces de disminuir la corriente de salida aumentando la tensión y logrando así que las pérdidas en los tendidos eléctricos a causa de la resistividad de estos sean mucho menores.

Su funcionamiento es posible gracias a sus elementos principales:

- Núcleo magnético
Está formado por un material ferromagnético y constituye la parte más importante del transformador, ya que se encarga de transmitir la potencia de un devanado al otro.
- Bobinados de alta y baja tensión
Compuestos por material conductor (aluminio o cobre) la relación de espiras entre ambos devanados es la que posibilita el ajuste de voltajes y corrientes según las necesidades específicas del sistema.

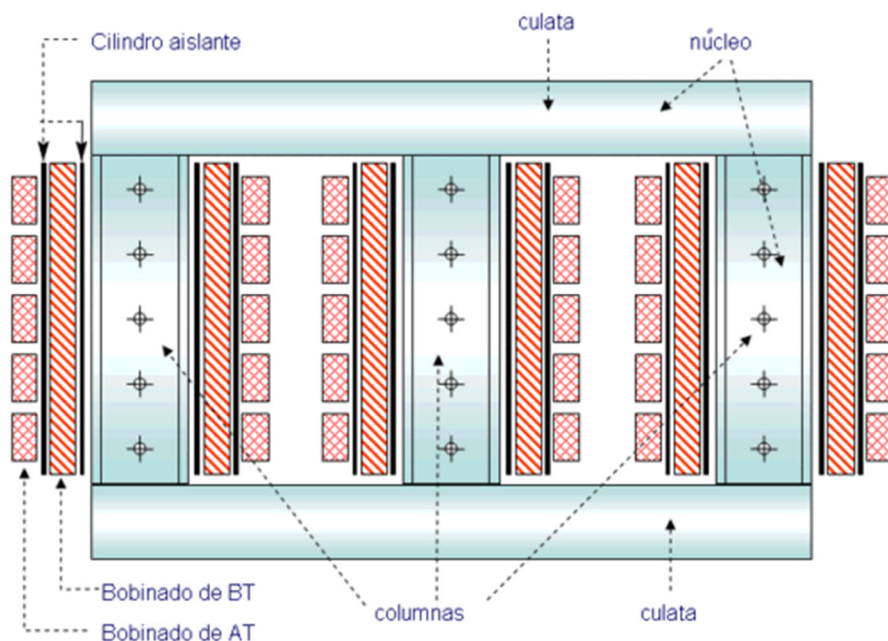


Figura 18: Edquema de transformador trifásico
[\[http://endrino.pntic.mec.es/jhem0027/eltrafotrifasico/eltrafotrifasico.htm\]](http://endrino.pntic.mec.es/jhem0027/eltrafotrifasico/eltrafotrifasico.htm)

Corrientes continuas en los transformadores y saturación del núcleo.

Tal y como se ha mencionado en reiteradas ocasiones, las corrientes inducidas geomagnéticamente oscilan a frecuencias muy bajas, de forma cuasi continua. Las redes en su totalidad son diseñadas para funcionar a frecuencias de 50Hz (60Hz en algunos países) y no están preparadas para soportar corrientes continuas, siendo los transformadores los aparatos más sensibles a estas corrientes.

Cuando se estudia el efecto de corrientes continuas en un transformador trifásico, es importante centrarse en los núcleos debido a que las corrientes continuas pueden llegar a provocar su saturación, lo que causa daños en el transformador y conlleva una reducción drástica de su vida útil.

Para explicar este fenómeno, la saturación del núcleo, es necesario detenerse antes en dos parámetros fundamentales del magnetismo: B y H, que quedan estrechamente relacionados de acuerdo a la siguiente expresión:

$$B = \mu \cdot H \quad [15]$$

Siendo:

- B: Densidad de flujo magnético, medida en Teslas (T)
- H: Intensidad del campo magnético, en amperios metro (A/m)
- μ : Permeabilidad magnética en T·m/A

De esta ecuación, podemos obtener la denominada curva B-H, parámetro de una gran relevancia y por tanto siempre definido en las chapas empleadas en los núcleos magnéticos utilizados en los transformadores.

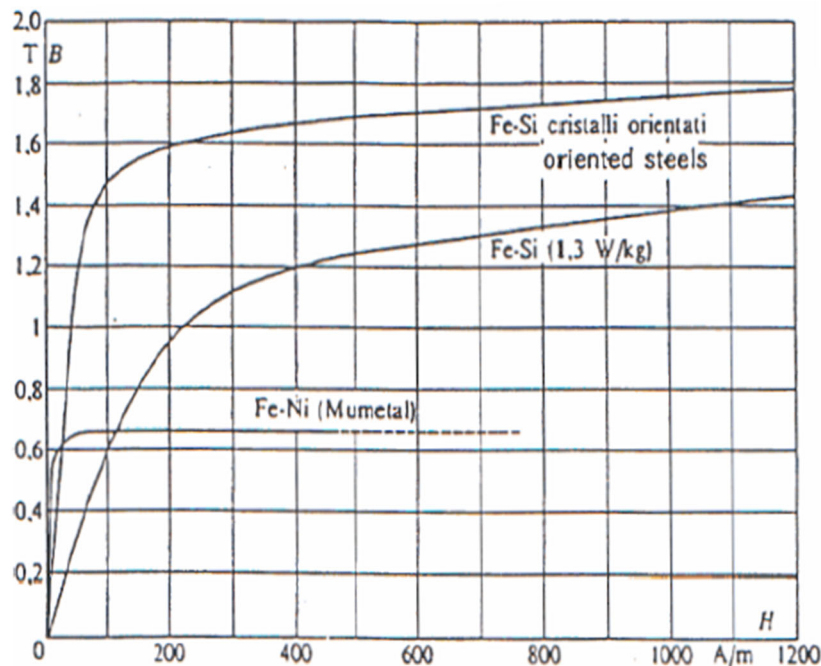


Figura 19: Curva B-H en distintos materiales - "Modelo del Circuito Magnético de la Máquina de Corriente Directa"

Podemos observar en esta gráfica, que existe cierta linealidad hasta alcanzar una dada intensidad del campo magnético. El punto en el que aparece este cambio de pendiente es denominado codo de saturación, y traspasarlo supone la saturación del material.

Debemos ir a nivel atómico para explicar físicamente que supone la saturación del núcleo. En estas dimensiones observamos que los metales están formados por una estructura compuesta de dipolos. Estos dipolos, debido a las propiedades de los materiales ferromagnéticos, tienden a alinearse con los dipolos próximos.

Contrario a lo que cabría esperar por la afirmación anterior, este fenómeno no provoca que todos los dipolos del material se orienten en la misma dirección, si no que, debido a efectos como la agitación térmica y los defectos en la estructura del mismo, un material ferromagnético exhibe átomos dispuestos en dominios, que son pequeñas agrupaciones de varios miles de átomos adyacentes, cuyos momentos dipolares están alineados en la misma dirección. Podríamos esquematizarlo como miles de imanes permanentes microscópicos desordenados.

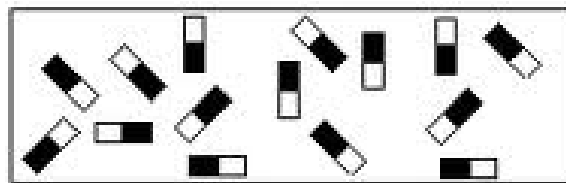


Figura 20: Esquema de dipolos desordenados
[<http://www.fisica.seed.pr.gov.br/modules/galeria/detalhe.php?foto=1151&evento=2>]

Si a este material se le aplica un campo magnético externo, poco a poco, estos pequeños imanes comenzarán a alinearse con las líneas del campo magnético externo, sin embargo, hay un máximo en la magnetización que podemos alcanzar, dado que, en última instancia, se alcanzará un punto en que todos los dipolos estén perfectamente orientados en concordancia con el campo magnético, en este punto ocurre la saturación del material.

Dado que todos los dipolos se encuentran ahora alineados, la densidad del flujo magnético apenas incrementará. [16]

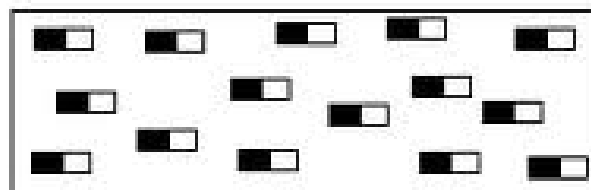


Figura 21: Esquema de dipolos ordenados a causa de un campo magnetico externo
[<http://www.fisica.seed.pr.gov.br/modules/galeria/detalhe.php?foto=1151&evento=2>]

El hecho de que el flujo a partir de este punto quede prácticamente invariable, fuerza a la magnitud restante, la permeabilidad, a comenzar a decrecer de forma drástica conforme siga incrementando la intensidad del campo.

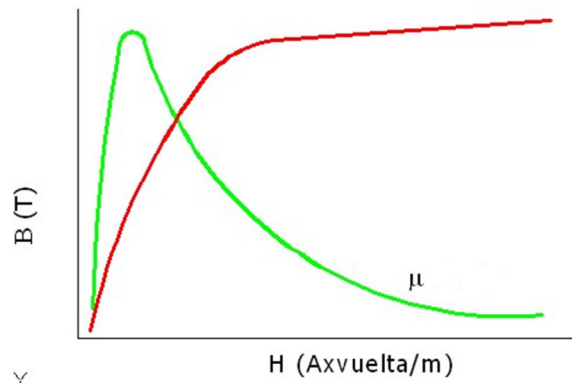


Figura 22 https://www.cienciasfera.com/materiales/electrotecnia/tema06/2_magnitudes_magnticas.html

De acuerdo con la teoría de los circuitos magnéticos, la resistencia que presentará el conductor magnético, el núcleo en este caso, se define de la siguiente forma:

$$R = \frac{L}{\mu A}$$

Donde:

- R es la reluctancia magnética (Av/Wb)
- L es la longitud del circuito.
- A es la sección del conductor

Puesto que tanto la longitud como la sección son invariables, un decremento de la permeabilidad va a suponer un aumento de la reluctancia, derivando en un aumento de pérdidas en el núcleo y en última instancia, un aumento de su temperatura.

Esta variación provocará que otras magnitudes como la inductancia comiencen a comportarse de forma impredecible derivando en armónicos indeseados y distorsión en la forma de onda.

El riesgo de las corrientes cuasi continuas inducidas geomagnéticamente reside en la elevación constante de los niveles de tensión en la red, provocando de esta forma que el transformador deje de trabajar en la zona lineal de la curva B-H y entre en la zona de saturación. [17]

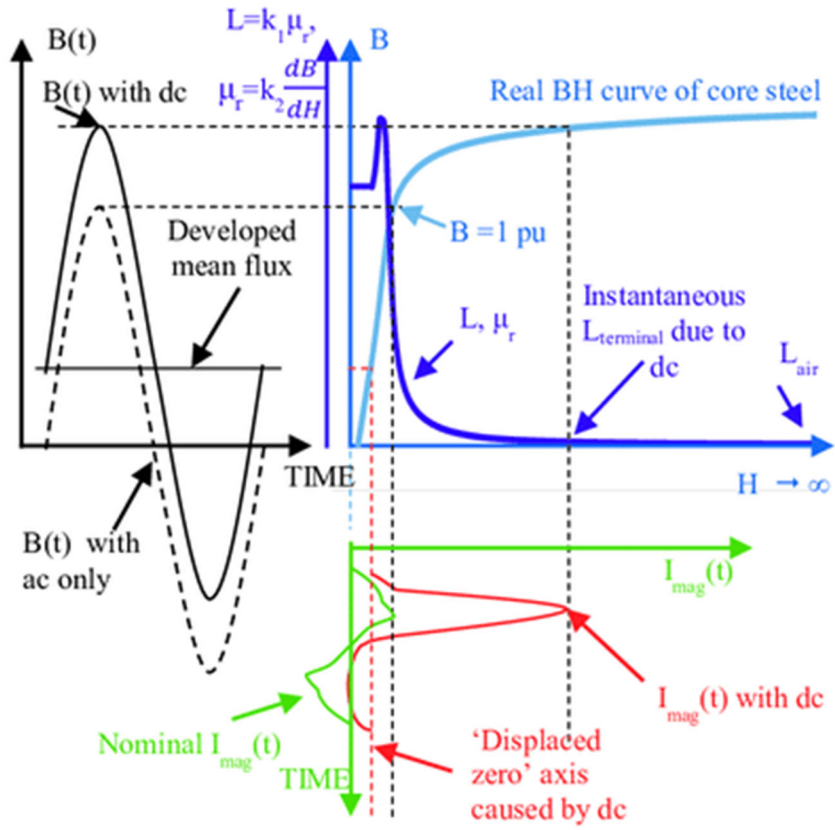


Figura 23: Efectos de CC en un transformador [https://www.researchgate.net/figure/Parametric-relationships-during-half-cycle-saturation-showing-a-real-BH-curve-relative_fig2_335428520]

Línea expuesta a GIC's: caso práctico

Tras haber definido los efectos que una CC puede provocar en un transformador, se va a analizar matemáticamente los efectos que estas provocan y los resultados que arroja dicho análisis.

En esta ocasión los cálculos se basan en la línea que une las subestaciones de La Mudarra y Almazán, siendo la tensión de línea de 380 kV y que supondremos tiene capacidad para transportar 680 A.



Figura 24: Línea AT entre La Mudarra y Almazán [<https://www.entsoe.eu/data/map/#5.73/41.88/2.457>]

Para ello, tal y como se muestra en el anexo 4, se han calculado las características necesarias de los transformadores requeridos en ambas ubicaciones de acuerdo con la potencia de la línea, siendo los siguientes sus parámetros principales:

- Grupo de conexión: Dyn11
- Potencia del transformador (S_n): 450 MVA
- Sección de los devanados del primario: 210 mm²
- Sección de los devanados del secundario: 4150 mm²
- Inducción máxima del núcleo del transformador (B_{max}): 1.7 T
- Voltios por espira en el devanado primario (E_t): 221.37 V por espira.
- Número de espiras en el devanado primario (N_1): 1717 espiras.
- Número de espiras en el devanado secundario (N_2): 86 espiras.
- Relación de transformación requerida: 11.515.
- Relación de transformación obtenida: 11.526.
- Diámetro del núcleo del transformador (D): 35.13 cm.

De acuerdo a varios artículos científicos y registros, se estima que debido a una tormenta solar se pueden alcanzar variaciones de varios miles de nT/min.

Sin embargo, obtener valores de los gradientes de tensión provocados en el terreno a causa de estas fluctuaciones requiere un proceso altamente complejo a niveles tanto de

estudio como de computación y que este trabajo no pretende recoger. De modo que dichos gradientes se extraen del artículo científico “Geomagnetic Storms and Their Impacts on the U.S. Power Grid”, donde se pueden observar gradientes máximos cercanos a los 16 V/km.

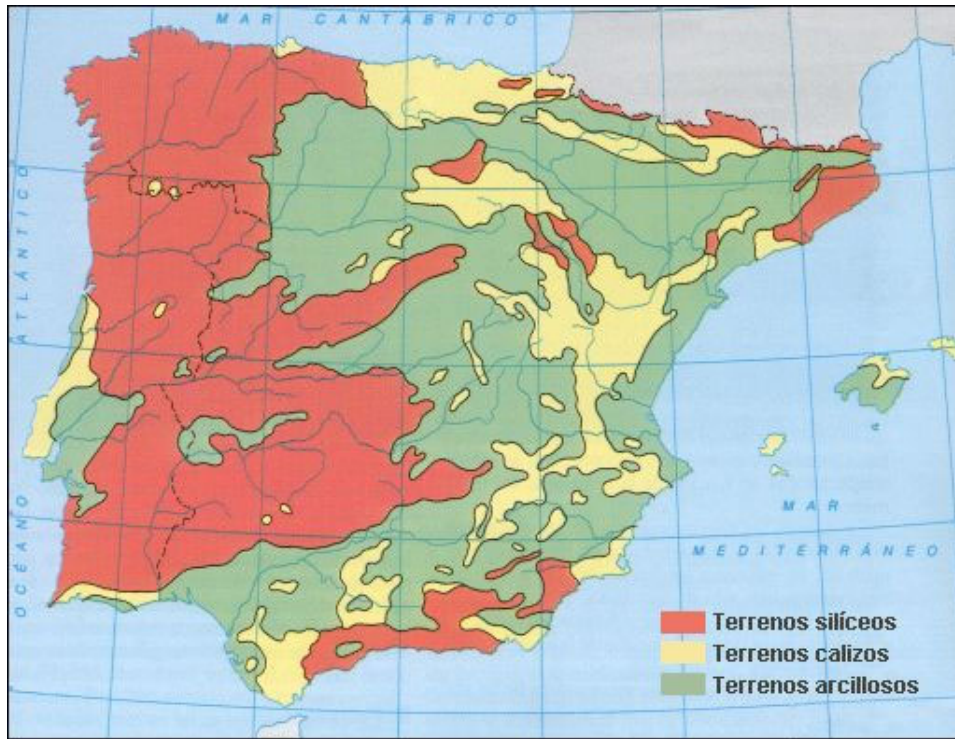


Figura 25: Mapa litológico de la península Ibérica
 [<http://aprendogeografiaensociedad.blogspot.com/2017/10/1.html>]

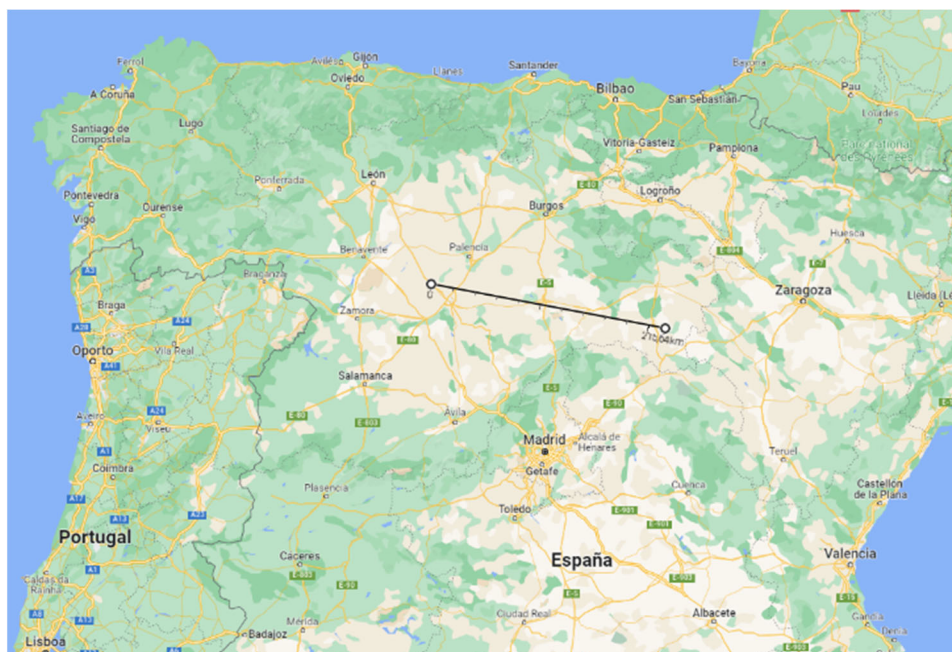


Figura 26: Distancia entre dos coordenadas geográficas – Google Maps

Como se puede observar en las imágenes, estas subestaciones, así como la línea que las une se sitúan en terreno considerado arcilloso, tal y como se ha definido anteriormente se trata de un terreno moderadamente conductor, por lo que se va a considerar un gradiente de 9 V/km paralelo a la línea de transmisión y dirigido de Almazán a La Mudarra.

Consideraremos una frecuencia de 0.01Hz.



Figura 27: Distancia entre dos coordenadas geográficas – Google Maps

El gradiente eléctrico se expresa en unidades de voltios por kilómetro (V/km). Para calcular el voltaje inducido en el cable, se debe multiplicar el gradiente eléctrico por la longitud del cable. En este caso, la longitud del cable es de aproximadamente 215 km:

$$V_{am} = \nabla V \cdot L = 9 \cdot 215 = 1935 \text{ V}$$

Siendo:

- V_{am} : Voltaje inducido en el trayecto de Almazán a La Mudarra
- ∇V : Gradiente eléctrico sobre el terreno y paralelo a la línea de transmisión y en dirección Almazán – La Mudarra.
- L : Longitud del cable

Una vez conocemos la tensión que se ha inducido, podemos calcular la corriente continua que aparece, manteniendo la resistencia de los cables en 0.07ohm/km.

$$I_{am} = \frac{V_{am}}{R_{linea}} = \frac{1935}{0.07 \cdot 215} = 128 \text{ A}$$

Ahora se pretende directamente, analizar el efecto de la corriente parásita haciendo uso de la fórmula descrita a continuación. Se trata de una fórmula empírica ampliamente empleada en el diseño de los transformadores y que se expresa de la siguiente forma:

$$D = \sqrt{\frac{V \cdot 4.74}{k_0 \cdot \frac{f}{100} \cdot N \cdot B}}$$

Reordenándola:

$$B = \frac{V \cdot 4.74}{D^2 \cdot k_0 \cdot \frac{f}{100} \cdot N}$$

Y donde:

- V es el voltaje en fase del devanado en voltios (V)
- B es la densidad de flujo magnético en teslas (T)
- N será el número de vueltas en el devanado
- f es la frecuencia de la corriente alterna en hercios (Hz)
- D el diámetro del núcleo (cm)
- k₀ es un factor de enrollamiento que depende de la configuración del devanado, se toma k=1.

Sustituyendo con los valores que se han indicado en el transcurso de este apartado, la fórmula arroja un valor que muestra que el codo de saturación ha sido ampliamente superado.

Sin embargo, se ha explicado con anterioridad que no es posible alcanzar niveles de densidad de flujo tan altos. El resultado obtenido se debe al carácter empírico de esta fórmula, ya que se puede advertir en el resultado que no se tiene en cuenta la pérdida de linealidad de la relación B-H.

Aun así, este resultado es suficiente para confirmar la saturación del núcleo del transformador.

6. Simulación de una tormenta geomagnética sobre una red de distribución ficticia ubicada en la Península Ibérica.

Partiendo de una base conceptual definida en los apartados anteriores, se ha procedido a realizar una simulación utilizando el lenguaje de programación Python, cuyo desarrollo se puede visualizar en el anexo 5. El propósito subyacente en esta iniciativa es poner de manifiesto la magnitud y la gravedad que podría revestir una situación caracterizada por la llegada de una tormenta solar de proporciones intensas a nuestra atmósfera terrestre.

Para plasmar con los potenciales escenarios que podrían surgir ante este evento, se ha tomado la determinación de llevar a cabo dicha simulación tomando como epicentro la Península Ibérica. Este enfoque se sustenta en la ubicación geográfica de los responsables de este análisis y, por ende, se presenta como un marco idóneo para observar de manera cercana y personal los efectos que podrían derivar de tal suceso.

Para materializar esta simulación, se ha recurrido a la versatilidad de la librería "folium", una herramienta informática que brinda la capacidad de representar de manera visual el terreno y las características geográficas del área en cuestión. Esta elección permite la representación cartográfica proporcionada por "folium" añadiendo una dimensión extra a la simulación, permitiendo visualizar de manera tangible cómo las oscilaciones magnéticas influirían en la topografía y las áreas específicas de la Península Ibérica.

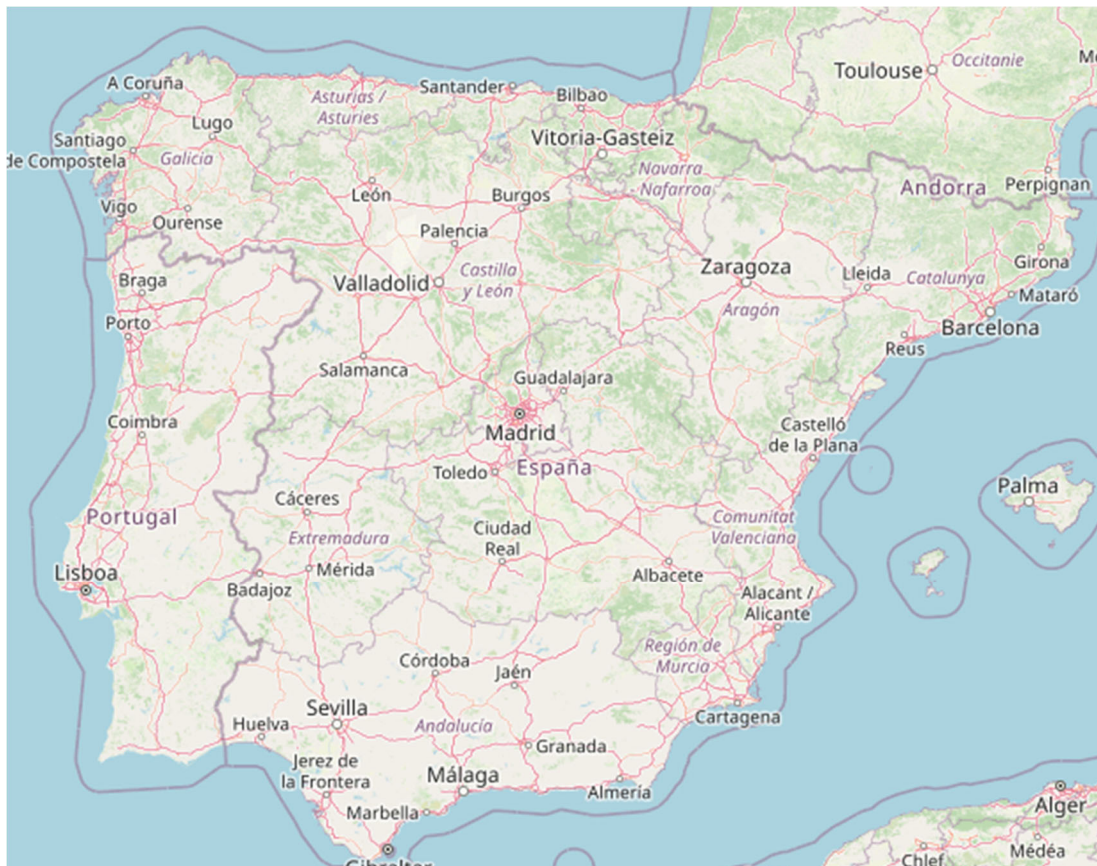


Figura 28: Península Ibérica – Librería folium.py

El procedimiento de cálculo puede describirse mediante el siguiente dibujo esquemático, donde I representa la dirección de la corriente inducida, y V la dirección del gradiente.

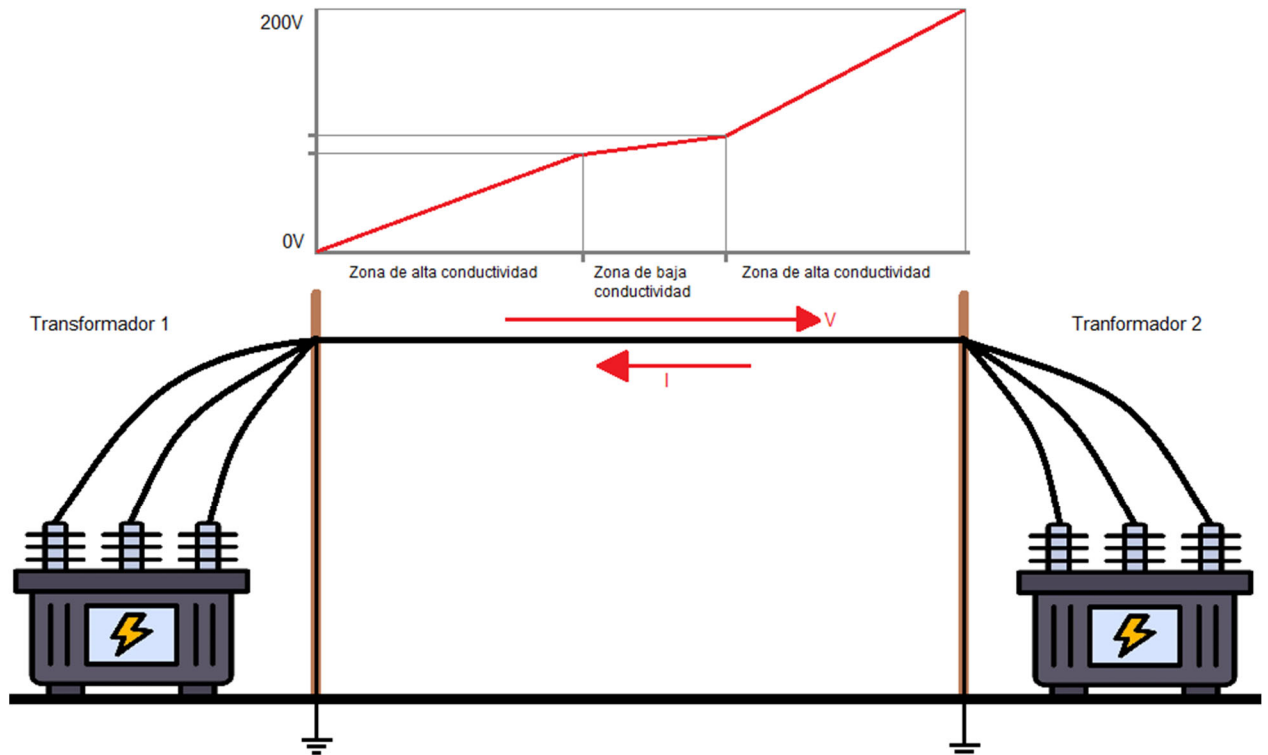


Figura 29.1: Esquema gradiente eléctrico - Jesús Sancho

En la simulación se considera la aparición de un campo vectorial irregular que representa la dirección del gradiente de tensión producido a raíz del evento.

Salvo casos excepcionales donde el gradiente total resulte perpendicular a la línea de distribución y por tanto se anule dejando a las masas en el mismo potencial, aparecerán diferencias de tensión entre las masas de ambos transformadores, provocando de esta forma la adición de niveles de tensión cuasi continua a las tensiones de las fases de los transformadores ubicados en zonas de mayor potencial, lo que dará lugar a la posibilidad de la saturación del núcleo del transformador localizado en una zona de mayor potencial eléctrico.

Por el contrario, la corriente inducida circulará de forma opuesta al incremento de potencial de la línea.

Por otro lado, los transformadores situados en la zona de menor potencial de ambos (lo que en términos absolutos indicaría una tensión de 0V en dicha zona) no se verán afectados de forma directa por las GIC y quedará representado como tal.

Regresando a la figura anterior, puede ocurrir que la línea de distribución atraviese zonas con diferentes gradientes de tensión, el aumento de la tensión total entre las

masas será entonces proporcional a la distancia que la línea recorra a través de las distintas zonas.

Respecto al método de determinar el potencial de las diferentes masas, se han debatido dos opciones, implementando finalmente la opción 2:

Opción 1: Potenciales absolutos

La primera opción, propone calcular los potenciales de las masas de forma general y por tanto absoluta.

Definiendo un transformador inicial, denominado “Trafo 0” cuyo potencial se fijaría en 0V, se calcularía la distancia en línea recta hasta cada uno de los demás transformadores, obteniendo su potencial con respecto a “Trafo 0” y fijándolo como potencial en masa de dicho transformador.

Una vez llevado a cabo este proceso con cada uno de los transformadores, obtener las diferencias de potencial en cada una de las líneas se haría simplemente mediante la resta de ambos potenciales.

Opción 2: Potenciales relativos

En contraposición con la opción anterior, en este caso los potenciales se calculan entre cada uno de los transformadores directamente, empleando la línea de distribución como referencia de la dirección del aumento de tensión.

Para la representación tanto del campo vectorial como de los distintos terrenos, se parte de una malla que delimita la península ibérica y que está compuesta por coordenadas equidistantes entre si a lo largo de esta.

6.1. Elementos de la simulación.

Para esta simulación, se ha decidido representar un total de 6 elementos por su peso a la hora de obtener los resultados.

Dichos elementos son los siguientes:

- Transformadores
- Líneas de distribución
- Zonas críticas
- Cambios de zona
- Campo vectorial
- Vectores FEM resultantes

Seguidamente se procede a la explicación de cada uno de ellos.

Transformadores:

Como elemento más crítico de la red, dada su alta vulnerabilidad a estos eventos y a la total dependencia que la propia red tiene de su correcto funcionamiento, el estudio se basa en comprobar su correcto desempeño o por el contrario su falla. Considerando que una saturación de alta duración en el núcleo supone la caída de la línea de tensión sustentada por este, indiferentemente de cuál de los dos transformadores en los extremos de la línea falle.

Su representación se lleva a cabo de la siguiente manera:

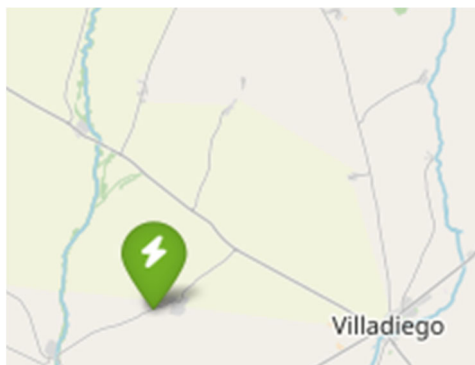


Figura 30: GSSym.py – Jesús Sancho Va



Figura 31: GSSym.py – Jesús Sancho Va

El icono se muestra de color verde en caso de que el transformador se encuentre en correcto funcionamiento. Las características que aparecen cuando se muestran son:

- Nombre
- Potencia
- Voltaje 1 (HV)
- Voltaje 2 (LV)
- Bmax

En caso de que su núcleo entre en zona de saturación se mostrará de la siguiente forma:

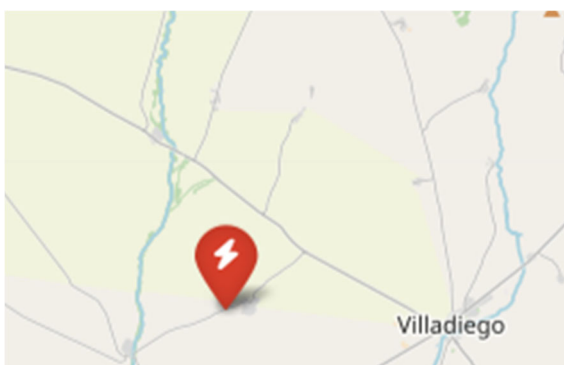


Figura 32: GSSym.py – Jesús Sancho Va

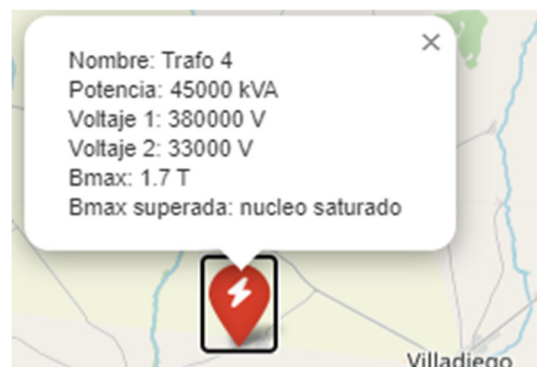


Figura 36: GSSym.py – Jesús Sancho Va

Existe un tercer caso que se debe tener en cuenta, y es que puede darse el caso en el que, pese a que el transformador se encuentra en un potencial “seguro”, la corriente inducida en el tendido igualmente puede causar saturación a causa de la caída de tensión producida por el paso de esta corriente por los devanados. Este caso se mostrará tal y como se expone a continuación:



Figura 33: GSSym.py – Jesús Sancho Va



Figura 34.1: GSSym.py – Jesús Sancho Va

Líneas de distribución:

Evidentemente se trata de otro parámetro que debe ser representado y empleado en los cálculos, pues es su longitud y dirección con respecto al gradiente eléctrico la que determinará el valor de la corriente parasita inducida en el sistema al considerarse estas completamente rectas. En ellos se considera una resistencia de $0.0718 \Omega/\text{km}$.

En cuanto a su representación sobre el mapa, esta se hará de la siguiente forma:

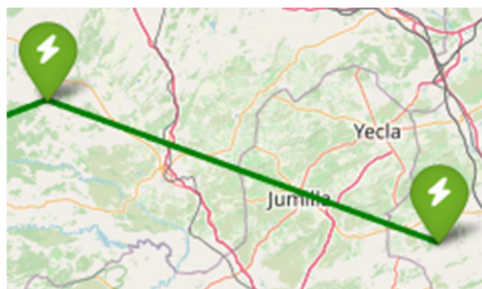


Figura 33.2: GSSym.py – Jesús Sancho Va



Figura 33.3: GSSym.py – Jesús Sancho Va

De forma similar a los transformadores, estas se mostrarán de color verde en los casos en los que la tensión inducida sea inexistente o despreciable.

Para casos en los que la diferencia de tensión alcance o supere los 100 V, se mostrará de color rojo.

En caso de querer conocer el valor de la FEM y de la corriente inducida a lo largo de la línea, basta con situar el cursor sobre el cable.

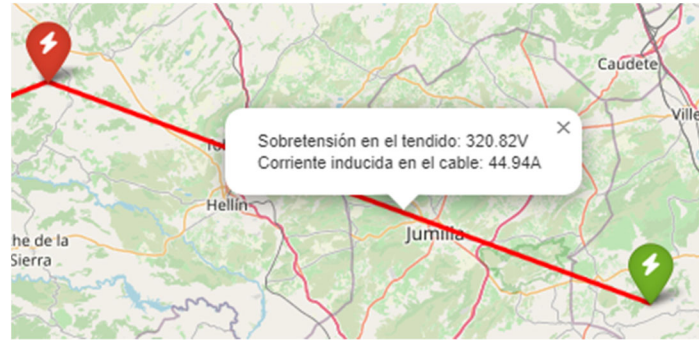


Figura 35: GSSym.py – Jesús Sancho Va

Como elemento a considerar, se debe recalcar que, para el cálculo de su longitud, se ha tenido en cuenta la curvatura de la Tierra, pues a distancias tan altas es un factor que no debe ser ignorado.

Igualmente, para el cálculo de la FEM resultante en el cable, se ha tenido en cuenta si este atraviesa zonas de alta o de baja conductividad.

De forma contraria a lo que dicta la intuición, la ausencia de curvas en la representación de las líneas de tensión no ha de verse como un motivo de falta de precisión en los cálculos de la FEM, pues es la diferencia de potencial entre las tierras de ambos transformadores lo que va a influir en el gradiente total existente entre ambos y no el gradiente que atravesase el propio cablea.

Sin embargo, este factor si afecta al cálculo de la corriente. Para tratar de reducir el impacto, se añade un factor corrector a la corriente inducida del 10%.

Zonas críticas:

Tal y como se ha remarcado con anterioridad, las propiedades del terreno son un factor clave, ya que de estas dependerá la conductividad de este y por tanto el gradiente de tensión existente entre dos puntos geográficos.

Para ello, teniendo en cuenta el mapa de litologías de España, y en base a él se ha replicado la disposición de zonas de alta y de baja conductividad del terreno.

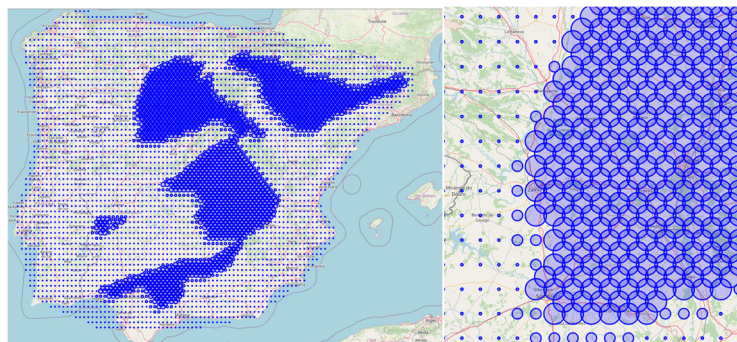


Figura 36: GSSym.py – Jesús Sancho Va

De este modo, un cable que atraviese lo que se considera zona crítica se verá expuesto a una diferencia de potencial de mayor intensidad que aquel que no lo haga.

A la hora de definir el gradiente, el de las zonas críticas será el introducido en la simulación, siendo el de zona no crítica obtenido del gradiente de las zonas críticas mediante un factor reductor. Los radios de las circunferencias empleadas en esta representación son proporcionales al gradiente sobre el terreno.

En algunos casos, puede darse la situación de que una línea comunique dos transformadores ubicados en zonas de diferente gradiente.

Para tales situaciones, se tendrá en cuenta un punto de transición. De este modo, a la hora de calcular la FEM en el conductor, se tendrá en cuenta la longitud de la línea expuesta a cada uno de los gradientes y la tensión resultante será la suma de la tensión en cada uno de los tramos.

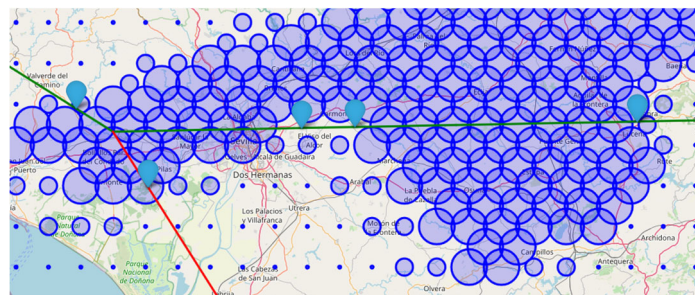


Figura 37: GSSym.py – Jesús Sancho Va

Por otro lado, para conocer el gradiente en un punto del terreno, bastará con situarse sobre una de las marcas de la zona:

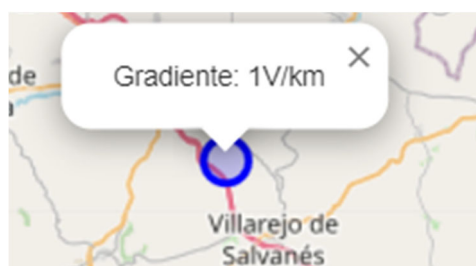


Figura 38: GSSym.py – Jesús Sancho Va

Campo vectorial:

Dentro de los componentes esenciales para llevar a cabo esta simulación, se encuentra la representación del campo vectorial, ya que desempeña un papel crucial en la visualización y cuantificación del fenómeno en cuestión.

Para representarlo, se parte de la misma malla empleada en la representación de la conductividad del terreno, dispuesta de forma regular a lo largo de la península y

formada mediante un algoritmo en el que se ha delimitado el contorno de la península para posteriormente mapearla mediante coordenadas equidistantes.

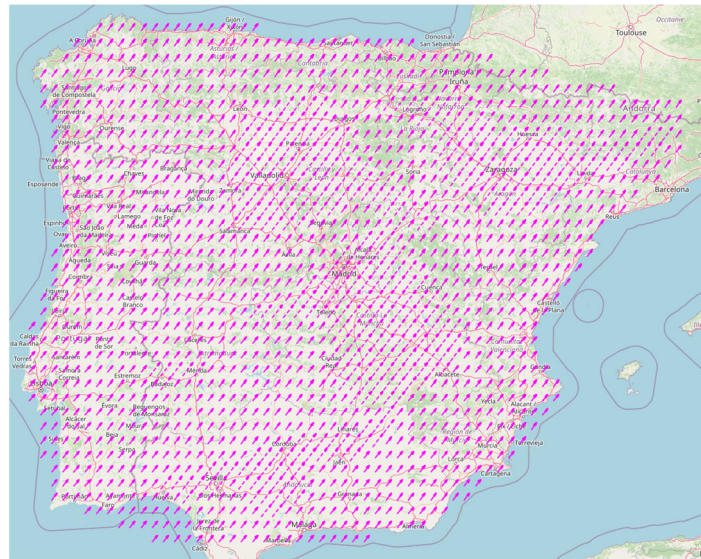


Figura 39: GSSym.py – Jesús Sancho Va

En cada una de las coordenadas almacenadas en la matriz se representa un vector cuya inclinación es introducida de forma manual y de módulo dependiente del gradiente. Esto último es fácil de comprobar en la imagen anterior ya que los vectores de las zonas críticas presentan una mayor longitud.

Evidentemente, un evento de estas características no presentaría en ningún caso un campo vectorial uniforme en una zona tan amplia como lo es la zona de este estudio. Por ello y con el fin de poder representar campos irregulares, se ha desarrollado un algoritmo que permite obtener campos vectoriales irregulares cuyos vectores se modifican con la ubicación de estos.

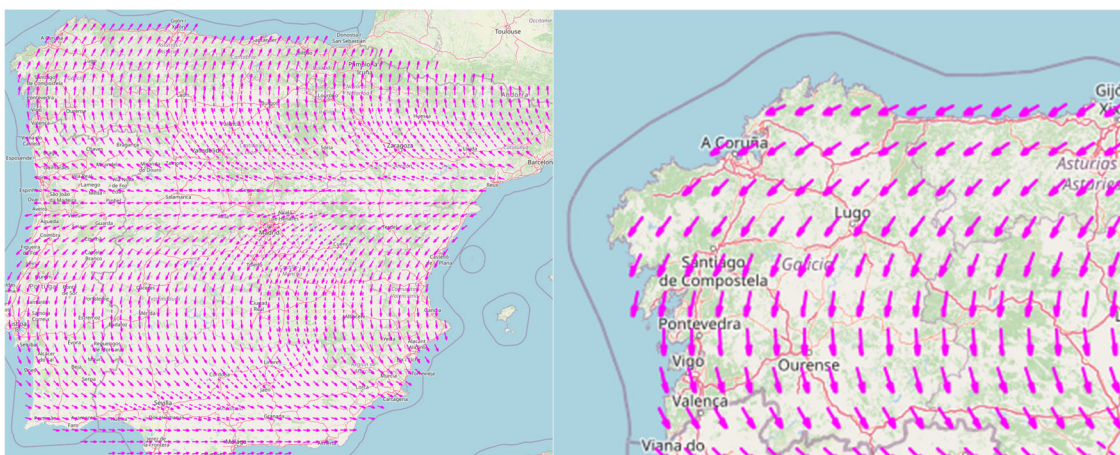


Figura 40: GSSym.py – Jesús Sancho Va

De este modo, se logra representar cual es la dirección en la que la tensión aumentará en razón con el gradiente representado en las diferentes zonas.

Vectores FEM resultantes:

Para concluir, falta un elemento clave para el cálculo de las FEMs inducidas en las líneas.

Como se ha mostrado en el caso práctico del punto 5, calcular estas tensiones puede ser un proceso sencillo pues se obtiene simplemente mediante una multiplicación, sin embargo, en este caso no es posible asumir la dirección del gradiente, por el contrario, es necesario conocer el vector resultante del gradiente al que las líneas se ven expuestas para hacer los cálculos.

Con el fin de posibilitar esto, se crean los vectores FEM resultante.

Mediante un algoritmo, se obtiene un vector total derivado a partir de los vectores próximos a las líneas de distribución para, posteriormente, ser empleados en el cálculo final de la corriente parásita existente en el cable.

Se debe subrayar que el vector resultante mostrado en la simulación no es proporcional a los vectores del campo por cuestiones de estética y visibilidad, siendo su ángulo el valor que se busca representar.

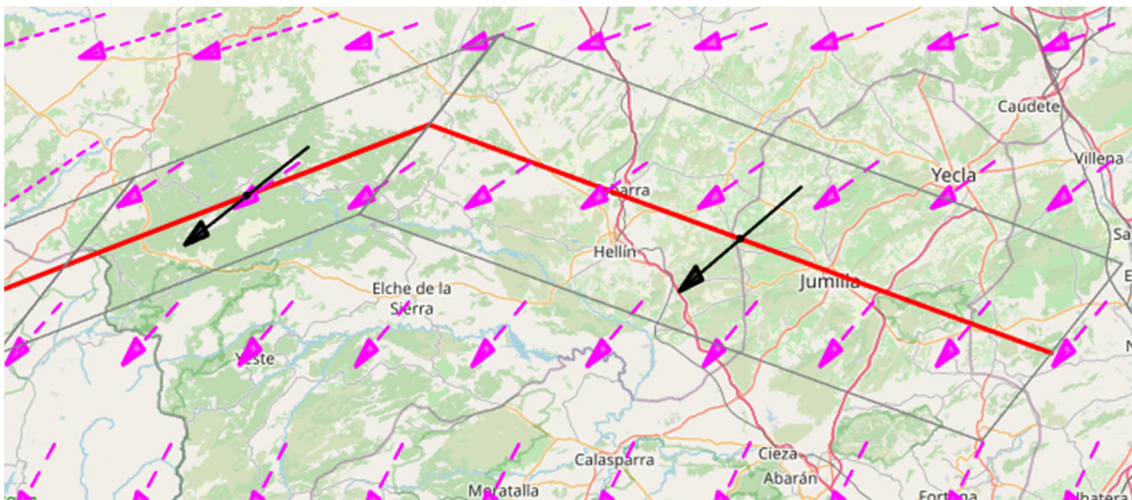


Figura 41: GSSym.py – Jesús Sancho Va

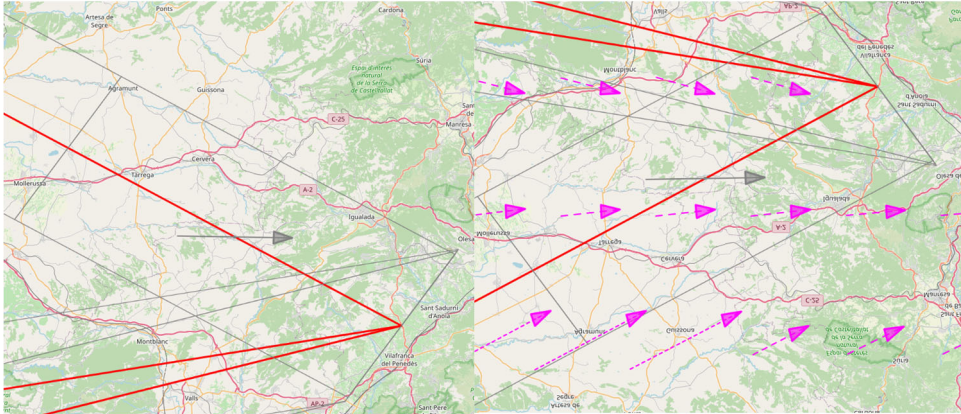


Figura 42: GSSym.py – Jesús Sancho Va

La representación de este vector resulta de gran utilidad, pues permite comprender a partir de una visualización rápida el estado de los tendidos eléctricos como se puede observar en la siguiente imagen.

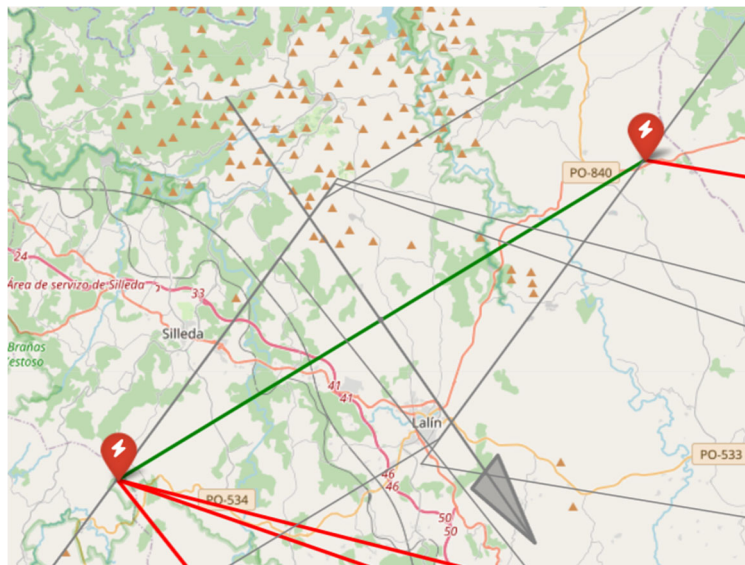


Figura 43: GSSym.py – Jesús Sancho Va

Pese a la existencia de un gradiente en la superficie, en este caso se desarrolla de forma totalmente perpendicular al tendido eléctrico mostrado, lo que supone ausencia de GIC en los conductores tal y como indica el color de la línea.

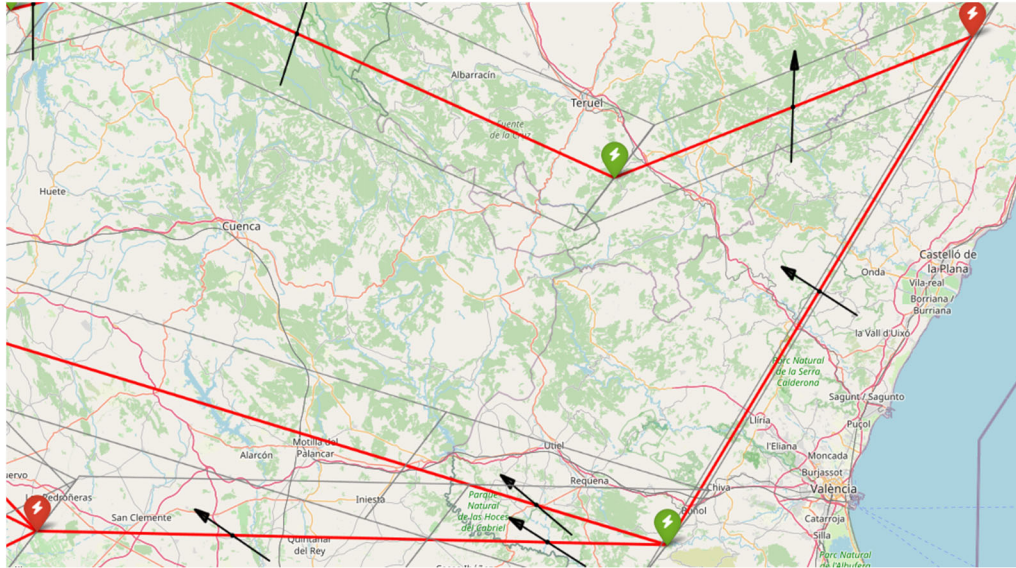


Figura 44.1: GSSym.py - Jesús Sancho

En este otro caso, permite justificar el porqué del estado de cada uno de los transformadores.

En términos de un plano de potencial, se observa claramente como los transformadores que muestran indicios de saturación están ubicados a una mayor altura con respecto a los transformadores que no sufren daños a causa de la tensión.

Los cambios de terreno que atraviesan los cables también son considerados a la hora de obtener los resultados, y queda representado de la siguiente manera:

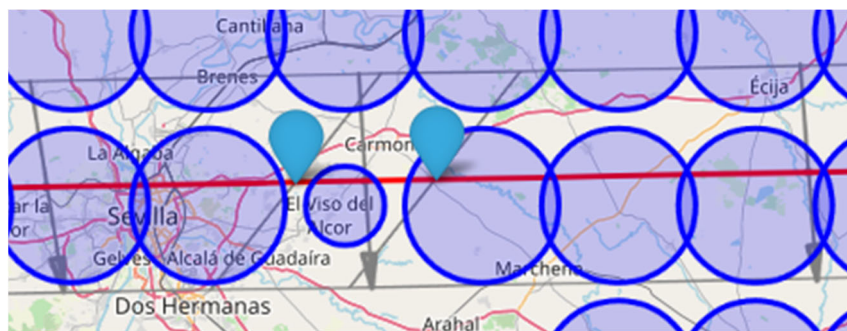


Figura 45: GSSym.py – Jesús Sancho Va



Figura 46: GSSym.py – Jesús Sancho Va



Figura 47: GSSym.py – Jesús Sancho Va

Se puede observar cómo los puntos azules delimitan el cambio de zona.

Los diferentes elementos se encuentran separados en capas, así es posible visualizar cada uno por separado, facilitando la comprensión del resultado que cada componente arroja tras ejecutar la simulación.

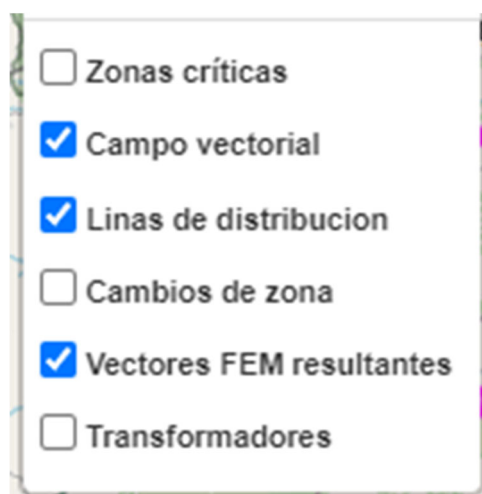


Figura 48: GSSym.py – Jesús Sancho Va

Finalmente, solo resta mencionar que después de cada simulación, se genera un documento Excel que consta de dos hojas.

En la primera hoja se presenta una tabla relacionada con los transformadores, en la cual se recopilan los siguientes valores: Identificador del transformador, Potencia del transformador, coordenadas de su ubicación, corriente parásita presente y estado del núcleo.

En la segunda hoja, se dispone de una tabla que está relacionada con los cables, en la que se muestran los siguientes valores: Coordenadas del primer nodo, coordenadas del segundo nodo, variación de potencial a lo largo de la línea y corriente inducida en la línea.

6.2. Simulaciones

Después de haber detallado la estructura y características del programa, se llevan a cabo simulaciones con el fin de estudiar los efectos que tormentas de distintas magnitudes pueden acarrear en una red de distribución.

6.2.1. Test

Para las siguientes simulaciones, se parte de la red mostrada en la tabla 1.1 del anexo 3, a continuación, se muestra la disposición de dicha red:



Figura 49: GSSym.py – Jesús Sancho Va

Debe ser remarcado que en ningún momento se busca la viabilidad de dicha red, por el contrario, el objetivo es estudiar los efectos de una tormenta geomagnética en una red cualquiera y variada, considerando los factores ya mencionados.

Como método de poner a prueba dicha simulación, se introducen valores de gradiente muy altos con la particularidad de que estas serán corrientes que oscilan a 50Hz,

esperando que en este caso la red no quede afectada, pues esta es su frecuencia de funcionamiento habitual.



Figura 50: GSSym.py – Jesús Sancho Va

Se puede observar que efectivamente, no aparecen signos de transformadores dañados, aun con cables mostrando caídas de tensión de casi 50000 V.

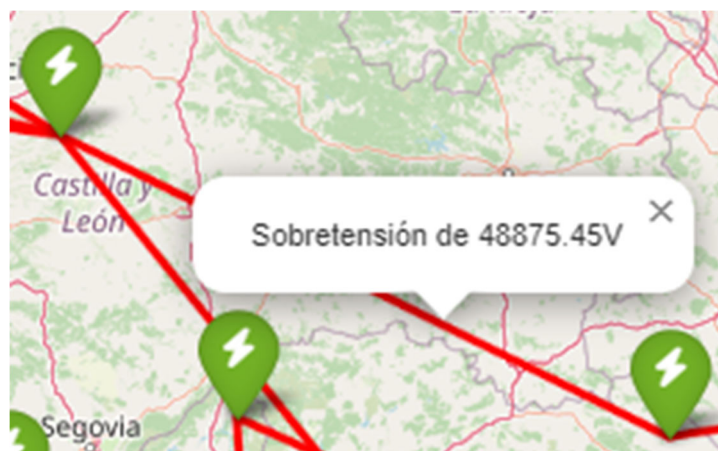


Figura 51: GSSym.py – Jesús Sancho Va

De este modo, se da por concluido el test y se procede con las simulaciones.

6.2.2. Tormenta de riesgo bajo. [4.1]

Para este caso, la oscilación del campo magnético se considera de 0.1 Hz, lo que es una frecuencia alta para este tipo de fenómenos y que a su vez resulta menos nociva para el sistema.

Además, el gradiente será de un valor bastante reducido, de 1 V/km en zonas de alta conductividad y la mitad en las consideradas de conductividad baja.

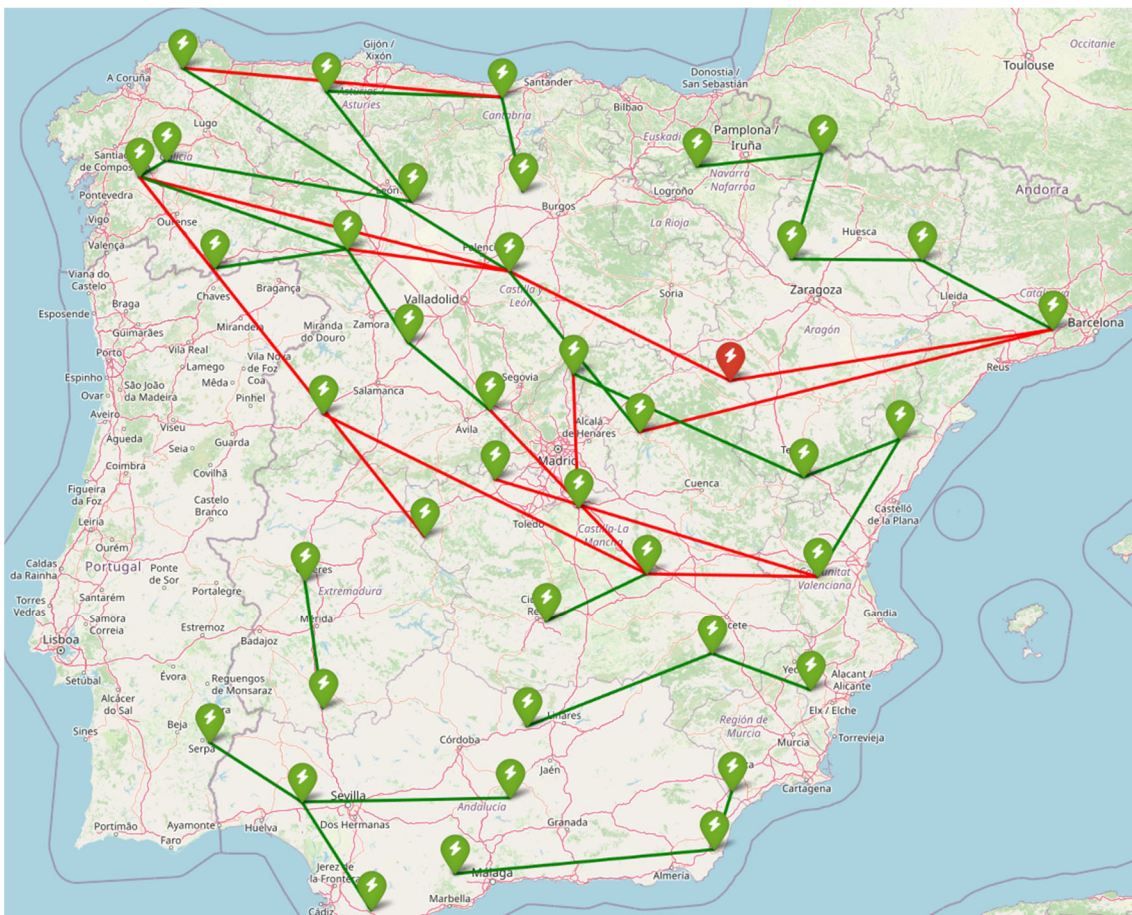


Figura 52: GSSym.py – Jesús Sancho Va

Como resultado, se puede observar la baja incidencia, prácticamente inexistente en la red propuesta. Únicamente un transformador muestra afecciones a causa de su alto potencial en masa.

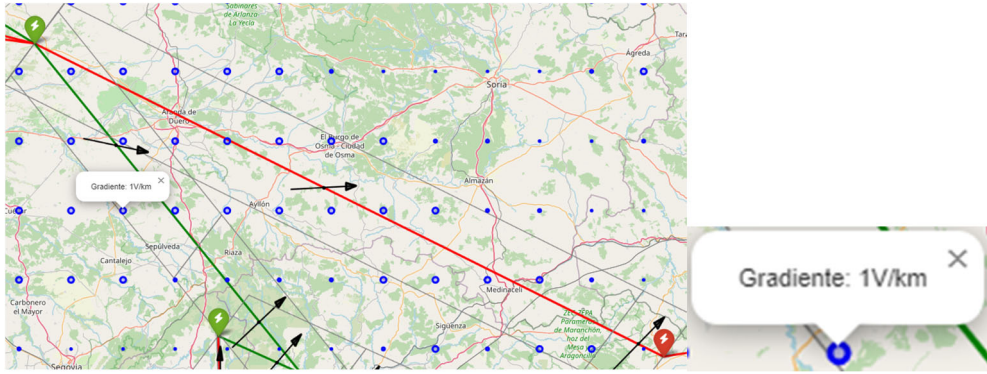


Figura 53: GSSym.py – Jesús Sancho Va

Sin embargo, se trata de un potencial no excesivo que posiblemente daría lugar a un aumento de temperatura lento y posible de detectar a tiempo.

En la zona sur de la península, tanto cables como transformadores no se ven afectados, si analizamos la distribución se puede concluir la razón:

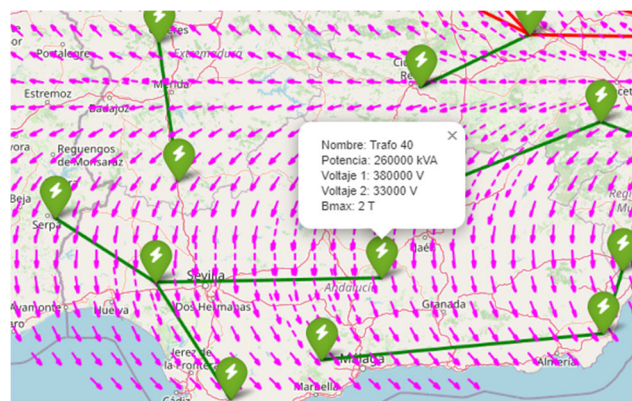


Figura 54: GSSym.py - Jesús Sancho

En las líneas el lado derecho de la imagen se puede observar cómo en aquellas que son de mayor longitud, el campo vectorial pasa de forma que no afecta prácticamente.

Siendo el vector resultante perpendicular en ambos casos, por ejemplo:

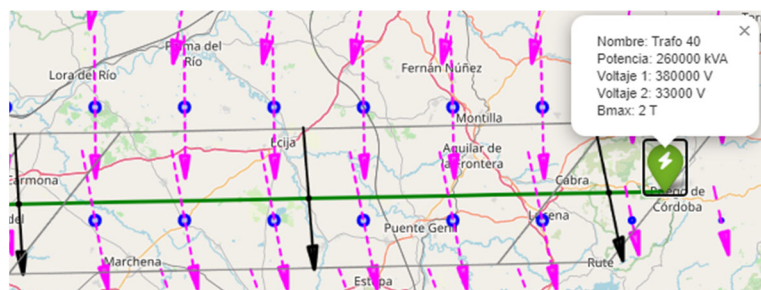


Figura 55: GSSym.py - Jesús Sancho

a que en caso de este tipo de eventos, las diferencias de potencial entre sus nodos sean más críticas.

Por ejemplo, las líneas que unen los transformadores 20 y 22 no son muy distantes entre sí, sin embargo, toda su trayectoria se encuentra en zona de alta conductividad, y como resultado muestra efectos más notorios en comparación con líneas de mayor recorrido.

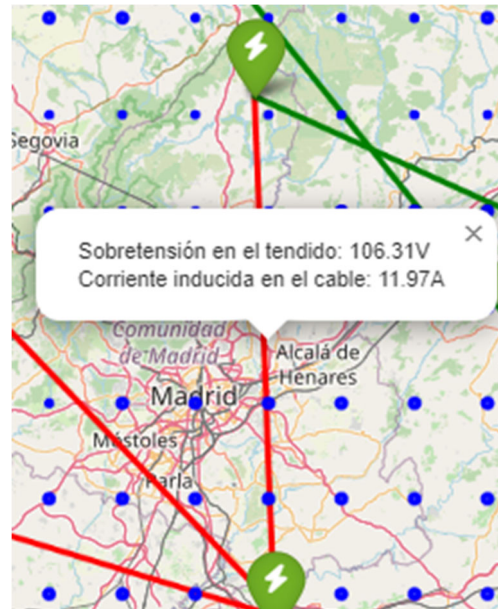


Figura 56

Como resultado, se puede concluir que un evento de características leves, pese a comenzar a lanzar las alarmas en algunos tendidos y evidencia la existencia de impacto en las redes, no resulta perjudicial.

6.2.3. Tormenta de riesgo medio. [4.2]

A continuación, se procede a reducir la frecuencia de las GIC's y al mismo tiempo se incrementan los gradientes de tensión en la superficie.

Los valores empleados para esta simulación son los siguientes:

- Frecuencia: 0.05Hz
- Gradiente en zonas de alta conductividad: 3 V/km
- Gradiente en zonas de baja conductividad: 1.5 V/km



Figura 57: GSSym.py – Jesús Sancho Va

A raíz del aumento del gradiente junto con un descenso en las frecuencias, la simulación muestra un aumento en los casos de transformadores perjudicados y un aumento de tensión preocupante en varias líneas, siendo un total de 8 los aparatos que se verían afectados y que posiblemente se desconectasen de la red.

Es interesante analizar alguna de las tensiones que aparecen en los cables:

- Conexión transformadores 14 y 27:

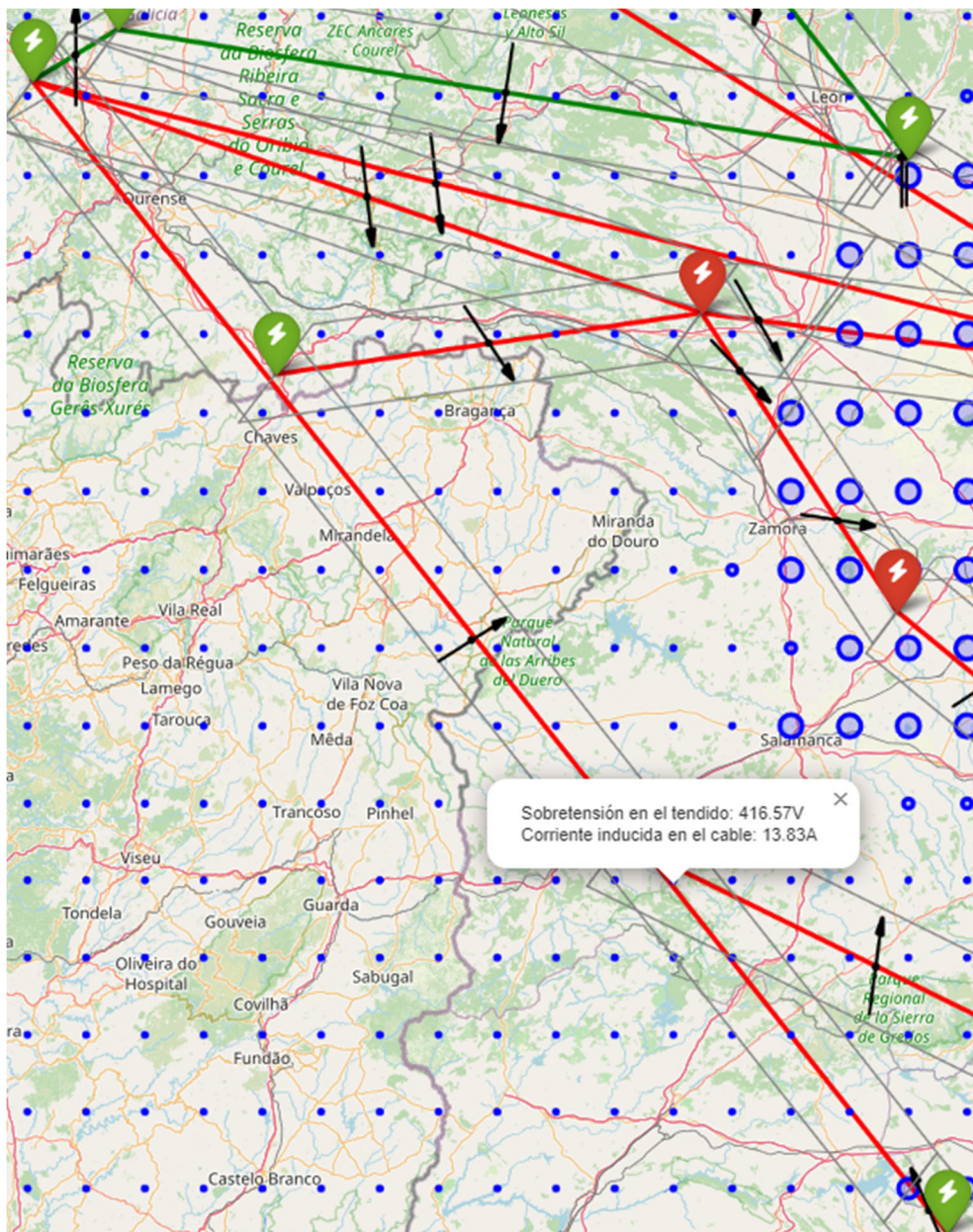


Figura 58: GSSym.py – Jesús Sancho Va

Se observa un incremento en la FEM total del cable proporcional al incremento aplicado en el gradiente, sin embargo, la caída de tensión a lo largo de la línea no es tan alta como cabría esperar con este nuevo gradiente.

Activando la capa de vectores resultantes y de gradiente en el terreno es posible analizar la razón de un incremento tan bajo a lo largo de esta línea, pues el vector resultante se muestra perpendicular. Además, en el último tramo es posible ver una componente mucho más paralela a la línea y en una zona de mayor conductividad, dicho tramo supondrá un descenso de la FEM total.

- Conexión transformadores 20 y 22:



Figura 59: GSSym.py – Jesús Sancho Va

Observando la línea de la figura anterior, se confirma nuevamente que la cercanía entre las subestaciones es clave para evitar los efectos de estos eventos, pues pese a que la línea atraviesa una zona de alta conductividad, el incremento de potencial sigue sin alcanzar valores que afecten a sus transformadores.

- Conexión transformadores 25, 26 y 30:



Figura 60: GSSym.py – Jesús Sancho Va

En la ilustración se ve como de estos tres transformadores únicamente uno muestra aparición de saturación en el núcleo. Activando nuevamente las capas de vector resultante se deduce la razón.

El transformador situado más a la derecha se encuentra en una zona de potencial menor al transformador central, siendo esta zona también de menor potencial que la del transformador situado a la izquierda.

Además, el gradiente total incide de forma más directa en la línea que une los transformadores de la derecha. Por tanto, se puede concluir que la saturación en el transformador ocurre a causa de la subestación ubicada a la derecha.

Pese a que ciertamente las tensiones que aparecen en las líneas han incrementado con respecto al caso anterior tanto en cantidad como en valor, se puede continuar afirmando que no se trata de tensiones excesivamente altas.

Esto se ve traducido en flujos magnéticos en el núcleo no excesivamente altos, es decir, si bien es cierto que los núcleos comenzarían a acercarse a posiciones preocupantes de la curva B-H, unos valores de esta magnitud deberían permanecer durante periodos de tiempo prolongados para afectar de forma crítica a los transformadores. Esto da pie a que se pueda proceder a desenergizar el transformador a tiempo antes de que sufra un daño irreversible.

6.2.4. Tormenta de riesgo alto. [4.3]

Nuevamente se incrementan las propiedades nocivas del evento, los gradientes aumentan de forma considerable y la frecuencia se disminuye en un orden de magnitud, formando un evento con las siguientes características:

- Frecuencia: 0.005 Hz
- Gradiente en zonas de alta conductividad: 6 V/km
- Gradiente en zonas de baja conductividad: 3 V/km

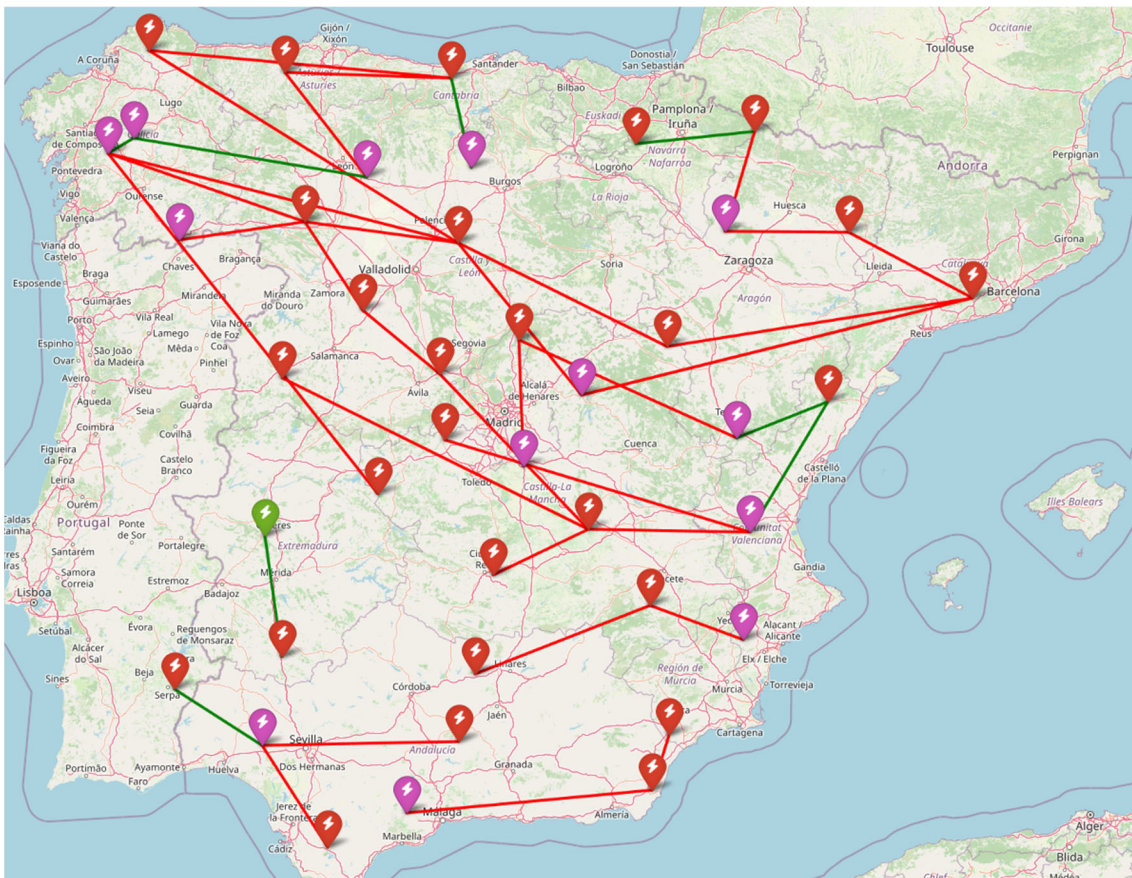


Figura 61: GSSym.py – Jesús Sancho Va

Como resultado, se observa un escenario mucho más crítico, con tensiones elevadas dadas a provocar saturaciones más intensas en los núcleos de los transformadores y que por lo tanto pueden dar lugar calentamientos elevados en poco tiempo y consecuentemente daños irremediables en los transformadores de la red.

Salvo muy pocas excepciones (7 de un total de 39), las líneas de distribución son remarcadas por las altas deltas de potencial en sus extremos. Los valores de estas diferencias alcanzan picos de casi 1200V, más que suficiente para provocar la caída de la línea en cuestión de segundos.

Entre estas líneas destacan dos:

- Conexión transformadores 10 y 11:

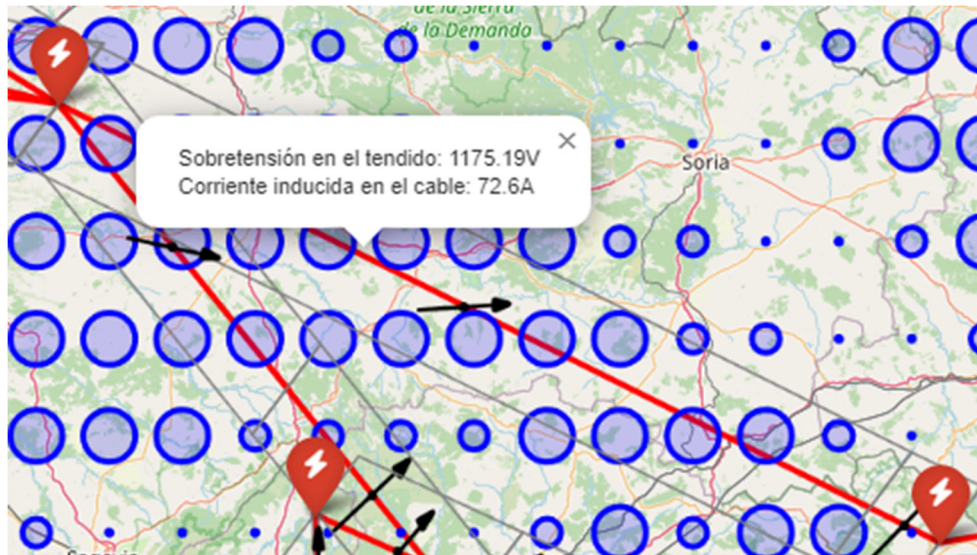


Figura 62: GSSym.py – Jesús Sancho Va

Por su largo recorrido a través de una zona de alto gradiente, alcanza la mayor de las tensiones. Además, el ángulo resultante del campo vectorial con respecto a la línea resulta bastante pequeño, incrementando la caída de tensión.

- Conexión de transformadores 19 y 25:

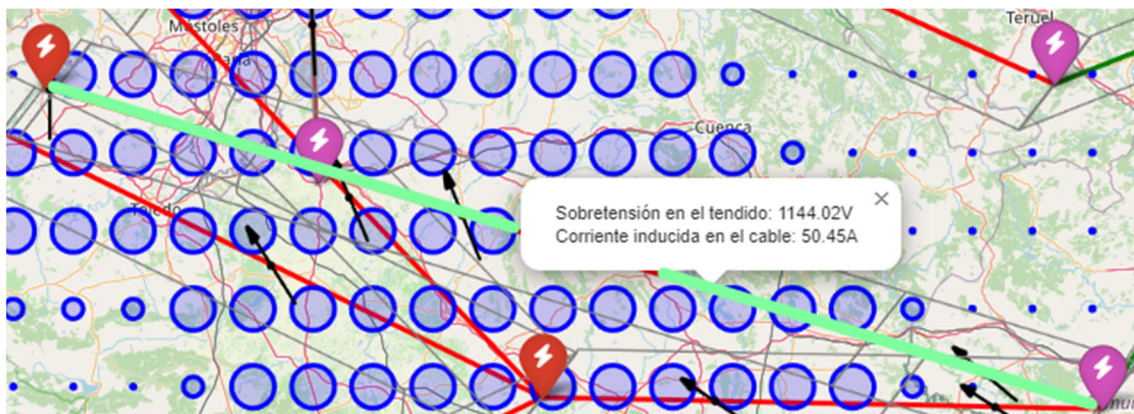


Figura 63: GSSym.py – Jesús Sancho Va

Nuevamente destaca el hecho atravesar una zona de un gradiente crítico durante el evento, incluso siendo en esta ocasión el vector resultante del campo mucho menos crítico que en el caso anterior.

Este factor resulta interesante y se tratará de mitigar los efectos de transformadores que puedan estar expuestos a esas sobretensiones en el apartado 7.1.1.

Además de estas situaciones destacadas, aparece un nuevo factor en juego, denotando así que aparece a partir de gradientes de tensión considerablemente altos y no antes. Sirviendo esto para, en función de la intensidad de las variaciones del campo magnético y consiguiente derivación en gradientes a los que una zona se pueda ver expuesto, tenerse en consideración a la hora de diseñar los transformadores.

Se trata de la afección de las corrientes inducidas en los tendidos a los transformadores de potencial relativo 0.

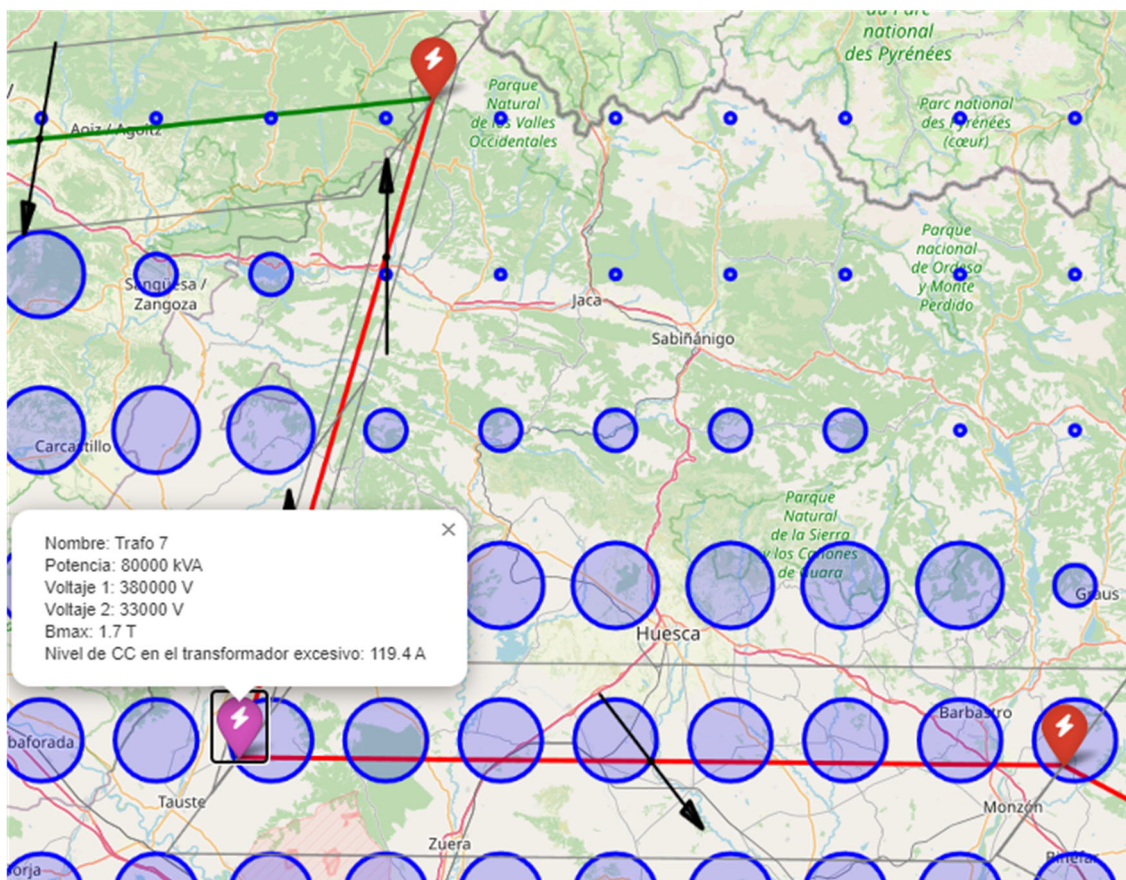


Figura 64: GSSym.py – Jesús Sancho Va

En la ilustración, es visible que el transformador 7 se encuentra a menor potencial que los conectados a él y por tanto no aparece de forma directa un desplazamiento en el nivel del neutro que pueda causar la saturación de su núcleo. Sin embargo, la resistencia del cable que lo une a estos en conjunto con los altos valores de tensión que caen en ellos, están provocando una corriente atraviesa dicho transformador.

Para evidenciar la criticidad de la situación, se puede analizar matemáticamente:

$$I_{nT7} = \frac{80000kVA}{\sqrt{3} \cdot 380} = 121.54 A$$

La corriente continua que aparece en las fases es de 119 A, un valor exageradamente alto en comparación con la corriente nominal del transformador.

Si bien es cierto que el neutro se encuentra conectado a tierra antes de alcanzar el transformador, esta corriente también aparece inducida en las fases, las cuales si están entrando al transformador.

En otros casos, como en el transformador 23 (21.5 A) la corriente, aunque suficiente como para causar la saturación del núcleo, no es tan excesiva.

Más adelante en el punto 7 también se tratará de dar soluciones que mitiguen esta situación.



Figura 65: GSSym.py – Jesús Sancho Va

6.2.5. Tormenta extrema. [4.4]

Para concluir con las simulaciones, se va a reproducir un evento que podría ser comparable al llamado evento Carrington. Como se ha explicado en apartados anteriores, este suceso se considera la tormenta solar más intensa que ha alcanzado nuestro planeta en los últimos 500 años.

Para ello, nuevamente se disminuye el valor de la frecuencia y los gradientes se aumentan a valores considerablemente mayores:

- Frecuencia: 0.0005 Hz
- Gradiente en zonas de alta conductividad: 10 V/km
- Gradiente en zonas de baja conductividad: 5 V/km



Figura 66: GSSym.py – Jesús Sancho Va

A primera vista, el esquema mostrado en la simulación a penas muestra variación respecto a la anterior más allá de nuevos cables que se suman a la lista de lo que se puede denominar líneas en condición crítica.

No obstante, analizando los valores de cada elemento por separado, se muestra un marco más preocupante.

Se generalizan los altos valores de las tensiones continuas que aparecen en los tendidos eléctricos, con casos altamente alarmantes. Tal y como se narra en crónicas a cerca del evento Carrington, se muestran en reiteradas ocasiones valores que sobrepasan los 1000 V y algunos que casi alcanzan los 2000 V.



Figura 67: GSSym.py – Jesús Sancho Va



Figura 68: GSSym.py – Jesús Sancho Va

Asimismo, las corrientes inducidas que atraviesan los transformadores en potencial 0 continúa incrementando de forma drástica. Dado que las localizaciones de las subestaciones no han variado, continúa destacando el caso del transformador 7 dado la comparativa de su corriente nominal comparada con la que resulta de las GIC's.

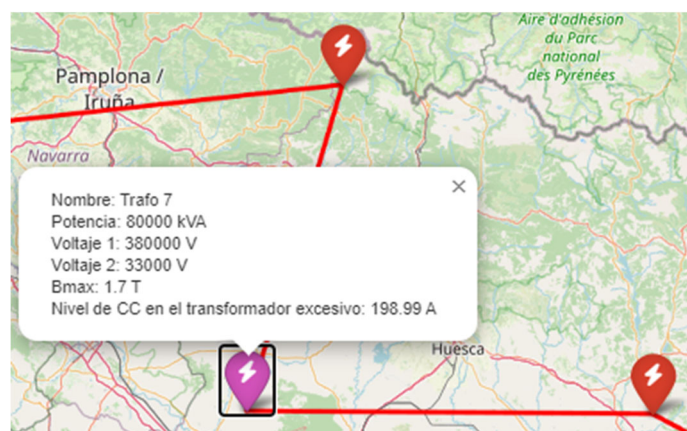


Figura 69: GSSym.py – Jesús Sancho Va

Sin embargo, el caso de la conexión de los transformadores 29 y 35, en el que no se detectan tensiones superiores a los 100V resulta interesante de analizar.

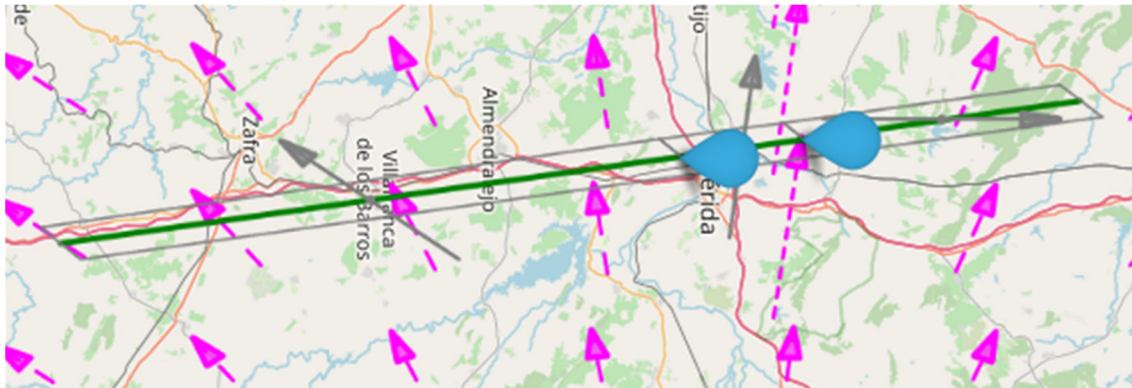


Figura 70: GSSym.py – Jesús Sancho Va

Aunque poco frecuente, es una situación que se puede dar en un suceso de estas características.

Lo que observamos en la imagen de forma muy clara, es un caso en el que el campo vectorial a primera vista no resulta perpendicular a la línea. Queda dividido en tres franjas, dos de ellas conforman la mitad de la longitud de la tercera, estando una de estas franjas menores situada en una zona de alta conductividad.

Como resultado al sumar los vectores, queda una tensión menor a la considerada crítica y la línea no se muestra como una línea problemática.

Evidentemente es complicado que este suceso ocurra, sin embargo podría ser la explicación en casos de líneas y transformadores no dañados en esta clase de eventos.

7. Medidas y propuestas de mitigación y protección de los sistemas

Pese a que las probabilidades de que acontezca una tormenta de las características del evento Carrington no son demasiado altas, la evaluación de las consecuencias que un caso de este calibre podría tener a nivel social y económico, son más que suficientes como para tratar de anticiparse a tal evento.

Alcanzado una probabilidad del 12% [18] en los próximos años, resulta sorprendente la falta de medidas de protección hoy presentes en las líneas de distribución a nivel global.

Si bien es cierto que día a día se avanza en la predicción de meteorología espacial siendo este un factor de ayuda ante eventos de alto riesgo, una red eléctrica inadaptada frente a la aparición de corrientes continuas puede reducir drásticamente la eficiencia de las predicciones.

Para concluir, es necesario aceptar la posibilidad de que un evento de extrema gravedad no pueda ser disuadido de ningún modo. Pese a que entre las causas consideradas que han motivado los planes de acción no se especifican las tormentas solares como uno de los principales desencadenantes, varios países cuentan con pautas y medidas que se tomarían en tal caso. Austria, Suiza, Alemania y China son algunos de los países que han publicado este tipo de planes. [19]

Por su parte, el gobierno de España no cuenta con ninguna medida ante este suceso. Esto se debe principalmente que la energía producida en la península duplica la demanda [19] junto al factor ya mencionado de que las tormentas solares no se encuentran entre los factores considerados de riesgo propicios para desencadenar este posible gran apagón.

En los siguientes apartados, se proponen varias medidas que permitirían reducir los efectos de una tormenta geomagnética sobre las redes de distribución. Se definen dos tipos de medidas de mitigación:

- Medidas preventivas: orientadas a nuevas redes de distribución aun por construir o a modificar la distribución de las actuales que, de forma pasiva, ayudan a minimizar los impactos de las GIC's.
- Medidas activas: orientadas a actuar durante eventos como los descritos en este proyecto, detectando su aparición en las redes y tomando medidas en tiempo real para contrarrestar las GIC's.

7.1. Medidas preventivas

7.1.1. Análisis de terreno orientado a modificar inducciones máximas.

Los análisis llevados a cabo a cerca de los transformadores evidencian la absoluta dependencia de los valores de Bmax de los núcleos frente a las probabilidades de falla ante corrientes cuasi continuas.

Es habitual que los fabricantes de transformadores tengan en cuenta la aplicación de estos para fijar los niveles de inducción del núcleo en sus condiciones nominales de funcionamiento. Por ejemplo, en transformadores orientados a tener cargas con elementos de potencia como puede ser un variador de frecuencia, las inducciones máximas de los diseños son considerablemente menores a las de un transformador de distribución, pues existe el riesgo de que durante la conmutación de estos elementos se produzcan picos de tensiones muy superiores a las nominales, derivando en saturaciones de los núcleos.

Por este motivo se incrementan las dimensiones de los núcleos resultando así en un transformador que en condiciones nominales trabaje a baja inducción y que frente a picos de tensión no alcance el codo de saturación.

Lo que se propone en este apartado, es tomar la latitud del transformador junto con la conductividad del terreno que existe entre dicho transformador y el localizado en el otro extremo de la línea como nuevo elemento a tener en cuenta a la hora de fijar la inducción en el núcleo.

Si regresamos al caso práctico del transformador del apartado 5.2.3 y suponemos una frecuencia de ondulación de la tormenta de 0.05Hz y saturación del núcleo a 1.9 T, obtenemos lo siguiente:

$$V = \frac{1.9 \cdot 35.13^2 \cdot \frac{0.05}{100} \cdot 1717}{4.74} = 424.68 V$$

Siendo esta tensión la necesaria para causar saturación en el núcleo. Dicha tensión es posible en tormentas de gradientes medios.

En cambio, aumentando el diámetro del núcleo, es fácilmente visible como el valor de esta tensión crítica irá en aumento:

$$V = \frac{1.9 \cdot 90^2 \cdot \frac{0.05}{100} \cdot 1717}{4.74} = 2787.4 V$$

Aumentando el diámetro de las columnas del núcleo del transformador en varios centímetros, logramos pasar de saturación en condiciones de una tormenta moderada, a que sea necesaria una mucho mayor para causar el deterioro del transformador.

El núcleo supone la mayor parte del coste del transformador, y por tanto esta modificación puede resultar en un incremento del coste considerable, pero no tan caro como comprar un transformador nuevo y privar de electricidad a toda una provincia.

7.1.2. Adición de GIC's y redistribución de las líneas.

El transformador ubicado en el centro recibe la potencia de los transformadores que le rodean, derivando así en la suma de todas las corrientes parásitas provocadas por el evento y dejándolo más expuesto a este tipo de fenómenos.

Como ya se ha explicado anteriormente, la tierra de cada uno de los transformadores se encuentra a diferente potencial, siendo el potencial de la ubicación central inferior que el de aquellas que lo rodean, por este motivo todas las corrientes se concentrarán en este transformador.

Se puede observar por tanto que, pese a que la simulación muestra GIC's de baja intensidad y ninguna de las otras subestaciones se ve afectada, el conjunto de todas ellas provoca señal de alarma en el transformador total.

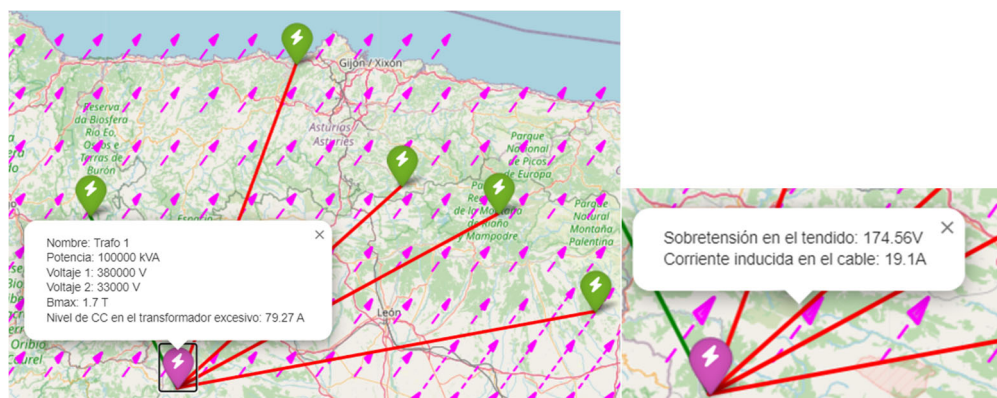


Figura 71: Exposición problema nodos en GSSym.py – Jesús Sancho Va

A continuación, se añade un nuevo transformador igual al existente a la ubicación central y se mantienen las características del evento inicial.



Figura 72: Solución problema nodos en GSSym.py – Jesús Sancho Va

Como cabría esperar, al repartir las GIC's en varios transformadores, el riesgo se minimiza o incluso como en este caso desaparece pues estas no se concentrarán en un único equipo.

Una vez más, el factor costo vuelve a ser relevante. Sin embargo, los resultados de esta prueba también sugieren la viabilidad de aplicar esta medida en una red eléctrica de mayor alcance y en un contexto más general, sin requerir el aumento del número de transformadores. Esto permitiría descubrir posibles configuraciones que faciliten una distribución más equitativa de estas corrientes, fortaleciendo así las redes contra estos eventos sin necesidad de expansión.

En el siguiente escenario, manteniendo constantes las condiciones del evento y los transformadores existentes, se procede a reconfigurar la red. Esta reconfiguración conduce a una disposición óptima que logra minimizar el impacto de las GIC.



Figura 73: Solución problema nodos en GSSym.py – Jesús Sancho Va

Para concluir, una red eléctrica versátil e interconectada que permita distribuir las cargas de forma variada, combinada con recursos extra que puedan entrar en funcionamiento en caso de ser necesario, es sin duda una forma de reducir el drástico efecto de las tormentas geomagnéticas en la red.

7.1.3. Simulaciones de alta fidelidad

Pese a la clara utilidad del simulador diseñado para los análisis de este proyecto, se trata de un modelado que carece de precisión y cuyos resultados no están orientados a la predicción y la toma de decisiones si no a una visualización de los posibles efectos de las tormentas geomagnéticas.

Sin embargo, desarrollar una simulación de alta fidelidad sería una iniciativa que conlleva una serie de ventajas que pueden transformar la forma en que comprendemos y enfrentamos los riesgos asociados con eventos solares extremos.

Al recrear con exactitud las condiciones geomagnéticas y las respuestas de la red eléctrica, la simulación permitiría evaluar una amplia gama de escenarios posibles. Desde la variación en la intensidad de las corrientes inducidas hasta los puntos vulnerables de la red, esta herramienta podría proporcionar una visión completa de los riesgos que surgirían en el caso de una tormenta solar significativa, lo que derivaría en una planificación más precisa de las medidas de protección y mejoras necesarias para reforzar la resiliencia de la red. Además, al simular escenarios extremos, se pueden diseñar estrategias de respuesta y recuperación más eficaces.

La simulación de alta fidelidad también tiene un valor significativo en términos de costos y recursos. En lugar de depender únicamente de pruebas reales o de teorías simplificadas, esta herramienta virtual permite realizar una amplia gama de pruebas y experimentos en un entorno controlado. Esto puede ahorrar tiempo y recursos significativos al identificar y resolver problemas potenciales antes de que se manifiesten en la realidad. Además, la simulación brinda la capacidad de repetir y ajustar los escenarios.

Considerando todo lo anterior, una simulación de alta fidelidad es un paso crucial hacia la construcción de una infraestructura más robusta y resistente. Al proporcionar información detallada, anticipación de riesgos y estrategias de mitigación mejoradas, esta herramienta tiene el potencial de transformar la forma en que abordamos los desafíos presentados por eventos solares extremos. Su contribución en la toma de decisiones puede marcar la diferencia en la seguridad y confiabilidad de nuestras redes eléctricas en un mundo cada vez más interconectado y tecnológicamente dependiente.

7.2. Medidas activas

7.2.1. Dispositivo de bloqueo de GIC

En lo que a protección contra frecuencias parásitas se refiere, pocos elementos son tan utilizados y eficientes como los filtros.

Los filtros de frecuencia son dispositivos diseñados con el propósito de permitir el paso de señales dentro de cierto rango de frecuencias mientras atenúan o bloquean aquellas que se encuentran fuera de dicho rango.

La complejidad de estos filtros orientados a proteger el neutro en caso de detección de sobretensiones, denominados sistemas de bloqueo de GIC's puede llegar a ser elevada. El desarrollo de este dispositivo fue motivado por el incidente de Quebec de 1989.

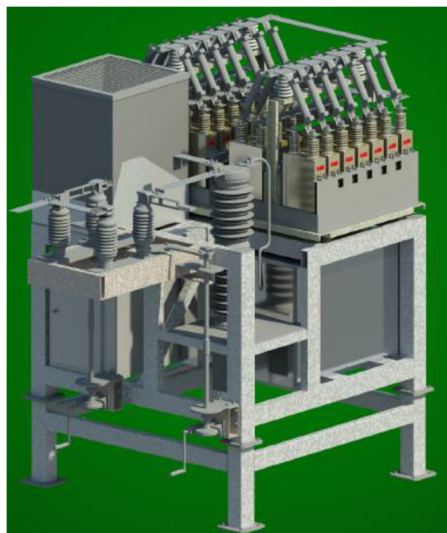


Figura 74: Dispositivo de bloqueo de GIC - Geomagnetic Disturbances (GMD): Impacts on Protection Systems

El sistema diseñado por ABB y denominado Solid Ground [] detecta automáticamente las GIC's o armónicos inducidos y activa el modo de protección mediante la puesta a tierra utilizando un banco de condensadores de baja impedancia. Esta protección evita la saturación de transformadores y por tanto el daño térmico en los mismos.

El sistema también proporciona una toma a tierra directa para garantizar la puesta a tierra del transformador durante períodos sin GIC's (99.8% del tiempo).

En cuanto a su funcionamiento, el dispositivo está compuesta por dos interruptores separados: un interruptor de corriente continua (CC) y un interruptor de corriente alterna (CA). El interruptor de CC está diseñado para interrumpir corrientes de CC y cuasi-CC una vez se detectan, mientras que el interruptor de CA que tiene un aislamiento de alto voltaje se abre en segundo lugar y protege el interruptor de CC.

Una vez que ambos interruptores están abiertos, el interruptor de CC se vuelve a cerrar, pero el interruptor de CA permanece abierto hasta que la electrónica de control percibe que el evento ha terminado. Luego, la unidad cierra automáticamente el interruptor de CA y el sistema está listo para el siguiente evento de GIC.

Cuando el interruptor de CA está abierto, el sistema se encuentra en modo de protección contra GIC y el banco de condensadores bloquea las corrientes cuasi-CC de penetrar en el transformador mientras proporciona una conexión a tierra de para la corriente alterna.

En caso de que ocurra una falla a tierra mientras está en modo de protección contra GIC, un spark gap proporciona una vía a tierra para proteger el transformador. Si se detecta corriente a través de este, el interruptor de CA se vuelve a cerrar y el dispositivo regresa a su modo de operación inicial. [20]

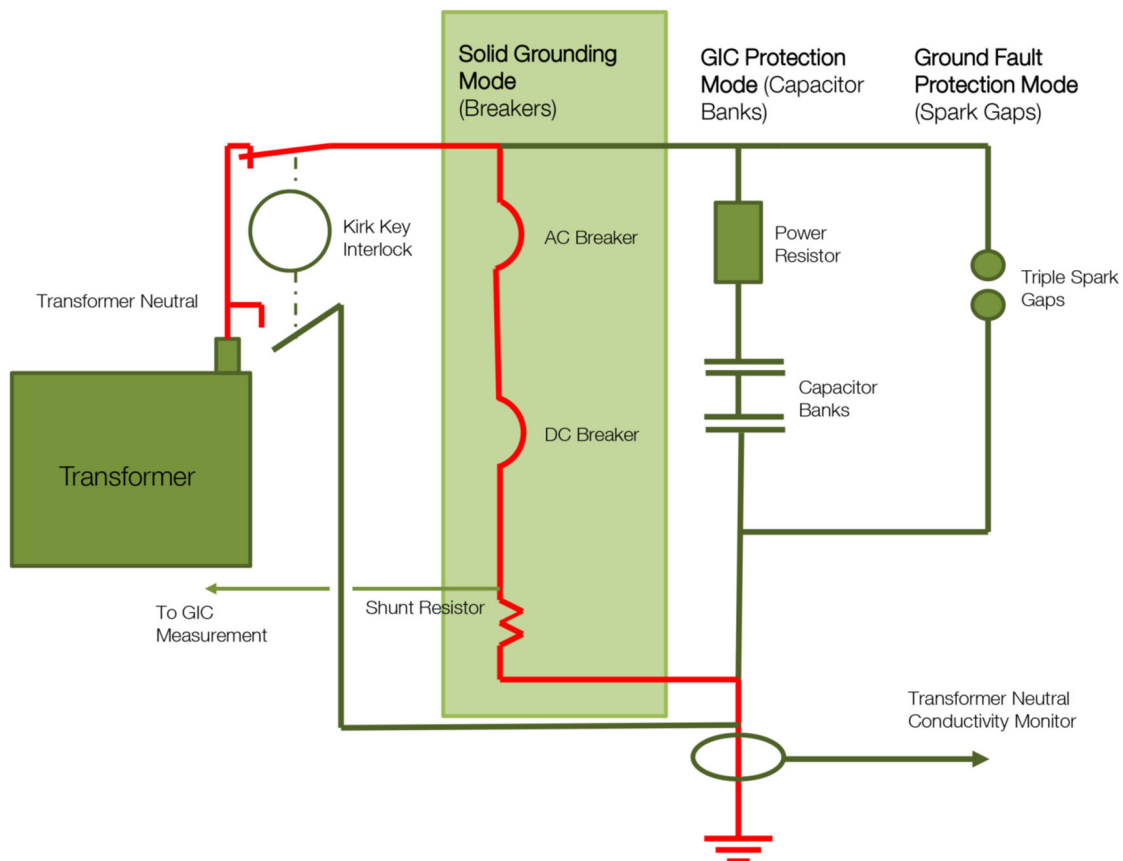


Figura 75: ABB SolidGround™ Brochure

Sin lugar a duda este dispositivo ofrece una solución altamente efectiva para mejorar la resiliencia de las redes. Su capacidad para mitigar los efectos de corrientes geomagnéticas inducidas junto con la posibilidad de añadir el dispositivo a transformadores actualmente en marcha lo convierten en una adición valiosa para garantizar la estabilidad y seguridad de las redes eléctricas que ya están en funcionamiento.

7.2.2. Sistema de ajuste de tensión del neutro mediante adición de una componente continua a través de un control realimentado.

En respuesta a los desafíos planteados por las GIC's en los sistemas eléctricos, se propone el siguiente sistema de control. Este sistema busca detectar y contrarrestar las GIC mediante la inyección controlada de corriente suministrada por baterías. A continuación, se describe su funcionamiento, beneficios y los posibles riesgos involucrados.

Funcionamiento del Sistema:

El funcionamiento se basa en la detección precisa de las GIC's a través de sensores en el sistema eléctrico. Estos datos son analizados por un algoritmo que calcula la corriente necesaria para contrarrestarlas y un banco de baterías se encarga de inyectarla de forma controlada logrando así su cancelación.

Detección de GIC:

El sistema debe estar equipado con sensores de corriente y voltaje en las líneas de neutro del sistema eléctrico. Estos sensores monitorean constantemente las corrientes que fluyen a través de los neutros y detectan las variaciones inusuales que podrían ser atribuidas a las GIC's.

Los datos recopilados son enviados al algoritmo de control para su análisis y posterior acción.

Análisis y Cálculo:

Un algoritmo de control analiza los datos recopilados por los sensores y determina la magnitud y dirección de las GIC presentes en el sistema. Basándose en esta información, calcula la cantidad de corriente que debe ser inyectada en sentido opuesto para neutralizar las GIC.

Control de Baterías:

El sistema está conectado a un banco de baterías de almacenamiento de energía. Estas baterías pueden ser cargadas o descargadas para inyectar corriente en el sistema eléctrico. El algoritmo de control envía señales a los inversores de las baterías para que inyecten la corriente adecuada en el sistema, en una fase y magnitud que contrarresten las GIC detectadas.

Se debe tener en cuenta la capacidad de respuesta de las baterías, así como su capacidad de almacenamiento y descarga.

Monitoreo Continuo:

El sistema continúa monitoreando las corrientes y ajustando la inyección de corriente de las baterías según sea necesario para mantener las GIC bajo control. Esto requiere una comunicación eficiente entre los sensores, el algoritmo de control y el banco de baterías. Además, el sistema debe ser capaz de adaptarse a cambios en las condiciones del sistema eléctrico y en las propias GIC a medida que evoluciona el evento geomagnético.

Beneficios:

Este enfoque ofrece protección efectiva a equipos críticos y minimiza interrupciones al mantener las GIC bajo control. Además, reduce costos al evitar daños y aumenta la confiabilidad del suministro eléctrico.

Estos son algunos de los beneficios que se pueden destacar de esta solución:

Protección del Equipo:

Al neutralizar las GIC, el sistema protege los transformadores y otros componentes críticos del sistema eléctrico, reduciendo el riesgo de daños y aumentando la confiabilidad del suministro eléctrico.

Minimización de Interrupciones:

Al mantener las GIC bajo control, se evitan interrupciones y cortes de energía que podrían afectar a consumidores y operadores del sistema eléctrico.

Reducción de costes:

Al prevenir daños en equipos, se reducen los costos asociados con el reemplazo y la reparación de componentes que serían afectados por las GIC's.

Riesgos:

Aunque prometedor, el sistema enfrenta riesgos técnicos como calibración errónea de sensores. Además, la dependencia de baterías y la necesidad de una comunicación fluida pueden plantear desafíos.

Errores en el Sistema:

Si el sistema de detección o control falla, podría llevar a una inyección inapropiada de corriente de baterías, lo que podría empeorar la situación en lugar de mejorarla.

Dependencia de Baterías:

La efectividad del sistema depende de la capacidad y estado de carga de las baterías. Si las baterías no están disponibles o no funcionan correctamente, el sistema no podrá mitigar las GIC.

Costo y Mantenimiento:

Implementar y mantener un sistema de control sofisticado con baterías puede ser costoso y requerir un mantenimiento adecuado para asegurar su correcto funcionamiento.

Sin embargo, cabe destacar que sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS por su traducción al inglés) para, en ocasiones, su posterior volcado a la red (sistema BESS bidireccional) ya existen y se trata de procedimientos muy extendidos.

El uso de estos bancos mediante sistemas auxiliares para el propósito aquí descrito supondría reducir drásticamente los costos de dicho sistema.

8. Conclusiones

Las tormentas geomagnéticas plantean una amenaza seria y compleja para la infraestructura eléctrica global, exponiendo vulnerabilidades en sistemas críticos como transformadores y por tanto en líneas de transmisión. Aunque la probabilidad de eventos solares extremos como el Evento Carrington puede ser baja, las potenciales consecuencias catastróficas hacen que la preparación y mitigación frente a tales eventos sean esenciales.

Los análisis y simulaciones realizados en este estudio han arrojado luz sobre cómo las corrientes geomagnéticamente inducidas pueden afectar negativamente la operación de los transformadores. Además, se ha destacado la relación entre la intensidad del evento solar y la magnitud de las perturbaciones inducidas. Estos factores subrayan la necesidad de abordar activamente esta amenaza y adoptar medidas para garantizar la resiliencia de los sistemas eléctricos.

El enfoque propuesto en este estudio se divide en medidas preventivas y activas para mitigar los impactos de las tormentas geomagnéticas. Desde ajustes en el diseño de transformadores hasta la adopción de dispositivos de bloqueo de GIC y sistemas de control de inyección de corriente, estas soluciones buscan abordar tanto la prevención como la acción durante eventos adversos. La implementación exitosa de estas medidas no solo reduciría los riesgos de daños y apagones, sino que también garantizaría la estabilidad de los sistemas eléctricos en momentos críticos.

Es crucial señalar la necesidad de colaboración internacional en la lucha contra esta amenaza. La interconexión de las redes eléctricas a nivel mundial significa que un evento solar extremo puede tener repercusiones en múltiples regiones. La inversión en tecnologías de protección y la adopción de estándares comunes son esenciales para asegurar la cohesión y resiliencia de la infraestructura eléctrica global.

Si bien se han logrado avances significativos en la predicción de eventos solares y la comprensión de los efectos de las GIC, aún queda trabajo por hacer. Las simulaciones de alta fidelidad y el desarrollo de tecnologías más avanzadas podrían llevar a soluciones aún más efectivas. Además, la educación y sensibilización sobre esta amenaza entre profesionales de la industria y el público en general son pasos esenciales para impulsar la acción y la inversión en medidas de mitigación.

En última instancia, este estudio resalta la necesidad de un enfoque integral y sostenible para abordar las tormentas geomagnéticas. A medida que la sociedad continúa dependiendo de la electricidad para todo, desde la vida cotidiana hasta operaciones críticas, es crucial garantizar que nuestras redes eléctricas estén preparadas para enfrentar los desafíos del clima espacial. La implementación de medidas preventivas y activas, junto con la colaboración internacional y la inversión en investigación y desarrollo, pueden allanar el camino hacia sistemas eléctricos más seguros y resistentes en un mundo cada vez más interconectado y tecnológicamente impulsado.

9. Bibliografía

- [1] “La historia de la observación de las auroras boreales”, *www.auroraboreal.online*. [Online]. Available: <https://auroraboreal.online/la-historia-de-la-observacion-de-las-auroras-boreales/#descubrimiento-de-las-auroras-boreales>
- [2] “¿Cómo veían los vikingos las auroras boreales?”, *www.constelaciones.info*. Available: <https://www.constelaciones.info/como-veian-los-vikingos-las-auroras-boreales/#!>
- [3] “Northern Lights Not Magnetic Storms”, *www.jpl.nasa.gov*. [Online]. Available: <https://www.jpl.nasa.gov/news/northern-lights-not-magnetic-storms>
- [4] “Manchas solares y fulguraciones”, *www.spaceplace.nasa.gov*. [Online]. Available: <https://spaceplace.nasa.gov/solar-activity/sp/#:~:text=Las%20fulguraciones%20son%20explosiones%20repentinias,%C3%A1reas%20de%20poderosas%20fuerzas%20magn%C3%A9ticas.>
- [5] “Geomagnetic Disturbances. Their impact on the Power Grid” *IEEE Power Energy Mag.*, no. August, pp. 71–78, 2013.
- [6] “¿Que son las erupciones solares?”, *www.spaceweatherlive.com*. [Online]. Available: https://www.spaceweatherlive.com/es/ayuda/que-son-las-erupciones-solares.html#google_vignette
- [7] “Índice geomagnético DST (Disturbance Storm Index)”, *www.spaceweather.aemet.es*. [Online] Available: <https://spaceweather.aemet.es/index.php/superficie/dst>
- [8] “Índice Kp”, *www.spaceweatherlive.com*. [Online]. Available: <https://www.spaceweatherlive.com/es/actividad-auroral/indice-kp.html>
- [9] “Fuentes tormentas solares dejan sin señal de radio y navegación a América del Norte”, *www.elconfidencial.com*. [Online]. Available: https://www.elconfidencial.com/tecnologia/novaceno/2023-08-10/oleada-tormentas-solares-afecta-senales-en-eeuu_3716428/
- [10] “El día que el Sol trajo la oscuridad: el gran apagón de Quebec”, *www.nuevatribuna.es*. [Online]. Available: <https://www.nuevatribuna.es/articulo/sociedad/dia-sol-trajo-oscuridad-30-aniversario-gran-apagon-solar-quebec/20190310193501160877.html>
- [11] “LA GRAN TORMENTA GEOMAGNÉTICA DE MAYO DE 1921”, *www.ame-web.org*. [Online]. Available: <https://ame-web.org/index.php/component/tags/tag/tormenta-solar>
- [12] “The Solar Storm of 1859”, *www.blog.newspapers.com*. [Online]. Available: <https://blog.newspapers.com/the-solar-storm-of-1859/>
- [14] John Kappenman, “Geomagnetic Storms and Their Impacts on the U.S. Power Grid”, Metatech Corporation, pp 1.7-1.11, 2010
- [15] Daniel Carbonell de Olaiz, “Evaluación de las intensidades de inserción en transformadores de potencia”, pp 27-30, 2017.

[16] Universidad de Sevilla departamento de física aplicada III “Materiales magnéticos”, www.us.es. [Online]. Available:

[http://tesla.us.es/wiki/index.php/Materiales_magn%C3%A9ticos_\(GIE\)](http://tesla.us.es/wiki/index.php/Materiales_magn%C3%A9ticos_(GIE))

[17] J. Verner, G. Hoffman, and W. Bartley, “*IEEE Guide for Establishing Power Transformer Capability while under Geomagnetic Disturbances.*” 2015.

[18] Pete Riley, “*On the probability of occurrence of extreme space weather events*”, Space Weather, 2012.

[19] “Qué es el gran apagón eléctrico: origen, plan del Gobierno, cómo afectaría a España y kit de supervivencia”, www.eleconomista.es [Online]. Available:

<https://www.eleconomista.es/actualidad/noticias/11478385/11/21/Guia-para-el-gran-apagon-electrico-origen-plan-del-Gobierno-como-afectaria-a-Espana-y-kit-de-supervivencia.html>.

[20] “SolidGroundTM grid stability and harmonics mitigation system”, new.abb.com [Online]. Available:

https://library.e.abb.com/public/84f347dd8c9b4e39bf83d3a7c7ca4420/SG_2GNM1100_98_Feb%202015.pdf.

Randy Horton, Senior Member, IEEE, David Boteler, Senior Member, IEEE, Thomas J. Overbye, Fellow, IEEE, Risto Pirjola, and Roger C. Dugan, Fellow, IEEE “*A Test Case for the Calculation of Geomagnetically Induced Currents*”.

Transformers Committee of the IEEE Power and Energy Society “*IEEE Guide for Establishing Power Transformer Capability while under Geomagnetic Disturbances*”.

D.H. Boteler Senior Member, IEEE Geophysics Division, “*GEOMAGNETICALLY INDUCED CURRENTS: PRESENT KNOWLEDGE AND FUTURE RESEARCH*”.

Mark Adamiak, Jim Campbell, Normann Fischer, Rafael Garcia, Derrick Haas, Roger Hedding, Gary Kobet, Amir Makki, Sakis Meliopoulos, Taylor Raffield, Charles Sufana, Rui Sun, Eric Urden, Reigh Walling, “*Geomagnetic Disturbances (GMD) Impacts on Protection Systems*” Power System Relaying and Control Committee.

Rui Sun, Mark McVey, Mike Lamb and R. Matthew Gardner, “*Mitigating Geomagnetic Disturbances*”. IEEE Electrification Magazine.

Jose Manuel Tordesillas García-Lillo, “Registro Histórico de Tormentas Magnéticas”. Instituto Geográfico Nacional.

Estefania Blanch LLosá y David Altadill Felip “*Meteorología Espacial: Los Efectos de las Tormentas Solares a la Tierra*”.

Miguel Herraiz Sarachaga, Gracia Rodríguez Caderot, Marta Rodríguez Bouza, Izarra Rodríguez Bilbao, Francisco Sánchez Dulcet, Beatriz Moreno Monge, Iría Blanco Cid, Benito A. de la Morena Carretero, Joaquín Escayo Menéndez, “*Estudio de las Tormenta Geomagnéticas y evaluación de su impacto en el ámbito de las tecnologías e infraestructuras en España y Portugal*” Universidad de La Rioja.

Oscar Ismael Ake Pech, “*Diseño de un sistema de alineación de nanotubos de carbono o partículas magnéticas por medio de un campo magnético*”. Centro de Investigación Científica de Yucatán.

Oscar Andrés Cabanillas Rodríguez, Wilson Edgar Pérez Anacona, “*Estudio de las causas y efectos de los armónicos en transformadores de distribución*”. Corporación Universitaria Autónoma de Occidente.

Daniel Carbonell de Olaiz, “Evaluación de las intensidades de inserción en transformadores de potencia”.

Liliana de Jesús Pacheco, “Modelo híbrido del transformador de potencia para el estudio de corrientes geomagnéticas inducidas”. Universidad Autónoma de Nuevo León.

Francisco Ignacio Sánchez Blázquez, “*Diseño de un transformador de 5MVA, 33/11 kV Dyn11*”. Universidad Carlos III de Madrid.

Juan Corrales Martín, “*Cálculo Óptimo de Transformadores*”

Alba López Béjar, “*Línea Eléctrica de Alta Tensión: Cálculos técnicos y estudio del impacto ambiental.*” Universidad Carlos III de Madrid.

Carlos Mejías Gallardo, “*Cálculo y diseño de una línea de alta tensión hasta finalizar en una nave industria*” Universidad Politécnica de Cataluña.

10. Anexos

10.1. Anexo 1: Cálculo de inducción en espira de gran tamaño

Se supone una variación de 2000 nT en 1 min perpendicular a la siguiente espira:

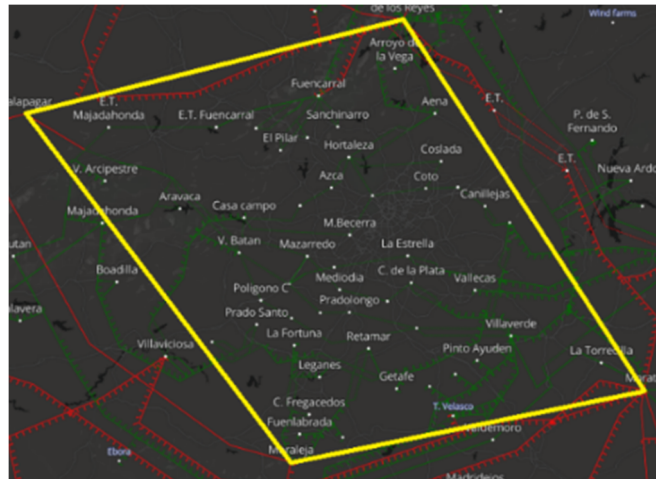


Figura 76: ENTSO-E Transmission System Map

Formada por:

Subestación	Latitud	Longitud
San Sebastián de los Reyes	41.002806	-3.642999
Galapagar	39.758822	-2.493277
Moraleja	40.716250	-5.276126
Morata	39.507274	-4.087209

Tabla 1

Para calcular el área encerrada por las coordenadas de las subestaciones eléctricas, podemos trazar líneas imaginarias que conectan cada punto y forman un cuadrilátero. Luego, podemos usar la fórmula del área del cuadrilátero para calcular el área

Las líneas trazadas son las siguientes:

Línea	Subestación 1	Subestación 2
L1	San Sebastián de los Reyes	Galapagar
L2	Galapagar	Morata
L3	Morata	La Moraleja
L4	La Moraleja	San Sebastián de los Reyes

Tabla 3

Mediante el uso de Google Maps, se obtienen de forma sencilla tanto el área como el perímetro que conforma la espira.



Figura 77: Cálculo de área y perímetro

Los resultados arrojados son:

- Área de la espira: 22,016 km²
- Perímetro de la espira: 622 km
-

Partiendo de dicho perímetro y área calcularemos la corriente que se puede inducir en dicha espira a causa de una tormenta geomagnética.

Para calcular la corriente inducida en la espira, podemos utilizar la ley de Faraday, que establece que la magnitud de la fuerza electromotriz (FEM) inducida en un circuito es proporcional a la tasa de cambio del flujo magnético que lo atraviesa.

Es decir:

$$FEM = - \frac{\partial \Phi}{\partial t}$$

Donde FEM es la fuerza electromotriz, Φ es el flujo magnético y t es el tiempo.

En este caso, la fluctuación del campo magnético es de 2000 nT, que es igual a 2×10^{-6} T.

Por lo tanto, el cambio en el flujo magnético es:

$$\partial \Phi = B \cdot A \cdot \cos(\theta)$$

Donde B es la intensidad del campo magnético, A es el área de la espira y θ es el ángulo entre el campo magnético.

En este caso, suponemos que el campo magnético es perpendicular a la espira. Por lo tanto:

$$\partial\Phi = B \cdot A$$

Sustituyendo los valores conocidos, obtenemos que el flujo será de 44032 Wb.

Regresando a la fórmula anterior, obtenemos que el valor total de la FEM es de -734 V.

La corriente inducida en la espira se puede calcular dividiendo la FEM por la resistencia total de las líneas de distribución. La longitud del cable es igual al perímetro de la espira, que en este caso es de 622km.

Como valor de la resistencia del cable, se parte de un valor de 0.0718 Ω /km.

Siendo entonces la resistencia total de 44.6 Ω .

Para el cálculo total de la corriente, se aplica la ley de Ohm, siendo:

$$V = I \cdot R$$

Donde V es el voltaje, I la corriente que atraviesa el conductor, y R la resistencia de este.

La corriente geomagnéticamente inducida es entonces de 16.45 A

10.2. Anexo 2: Cálculo aproximado de las características de un transformador

El diseño de un transformador trifásico implica una serie de cálculos y ecuaciones para determinar las características eléctricas y mecánicas necesarias para satisfacer los requisitos del sistema eléctrico.

A continuación, se presentan las ecuaciones principales que se emplean en este proceso, primeramente, deberemos saber que se demandará de este transformador, con ello procederemos a calcular los parámetros principales:

Potencia nominal del transformador (S_n):

La potencia nominal del transformador se determina a partir de la carga del sistema eléctrico que debe suministrar. Esta potencia se expresa en voltiamperios (VA) o kilovoltiamperios (kVA):

$$S_n = V \cdot I \cdot \sqrt{3}$$

Donde:

- V es la tensión nominal de fase (en voltios)
- I es la corriente nominal de fase (en amperios)

Tensiones nominales del transformador (V_{1n} y V_{2n}):

Las tensiones nominales del transformador se eligen de acuerdo con las necesidades del sistema eléctrico en el que se va a utilizar.

Donde V_1 y V_2 son las tensiones nominales de las fases primaria y secundaria respectivamente.

Corrientes nominales del transformador (I_{1n} e I_{2n}):

La corriente nominal del transformador se calcula a partir de la potencia y la tensión nominales. Esta corriente se expresa en amperios (A).

Densidad de corriente en los devanados (J):

La densidad de corriente se refiere a la cantidad de corriente que fluye por unidad de área del conductor. Esta densidad se expresa en amperios por metro cuadrado (A/m^2):

$$J = \frac{I}{A}$$

Donde A es el área de la sección transversal del conductor (m²)

Sección del conductor (A):

La sección del conductor se calcula a partir de la densidad de corriente y la corriente nominal. Esta sección se expresa en metros cuadrados (m²):

$$A = \frac{I}{j}$$

Número de vueltas por fase (N1 y N2):

Para calcular el número de vueltas, nos iremos directamente al cálculo de la caída de tensión que queremos en cada devanado. Para ello empleamos la siguiente fórmula empírica:

$$Et = k \cdot \sqrt{Sn}$$

Donde:

- Et es la tensión por espira en V
- Sn es la potencia nominal del transformador en kVA
- k será una constante que debemos elegir siendo:
 - 0.37 < k < 0.45 para devanados en cobre
 - 0.32 < k < 0.35 para devanados en aluminio

Cálculo de la sección del núcleo:

Para calcular las dimensiones del núcleo de un transformador trifásico debemos tener muy en cuenta el punto de saturación de la chapa que lo conforma, dicho punto de saturación se obtiene de tablas proveídas por el fabricante.

Una vez definida B_{max}, emplearemos la fórmula mostrada a continuación para calcular su sección:

$$D = \sqrt{\frac{V \cdot 4.74}{k_0 \cdot \frac{f}{100} \cdot N \cdot B}}$$

Donde:

- Vn es el voltaje nominal de fase del devanado en voltios (V)
- B_{max} es la densidad de máximo flujo magnético previsto en teslas (T)

- N será el número de vueltas en el devanado
- f es la frecuencia de la corriente alterna en hercios (Hz)
- D el diámetro del núcleo (cm)
- k0 es un factor de enrollamiento que depende de la configuración del devanado, entre 0.9 y 1.1

En primer lugar, veremos qué potencia se necesita para esta línea de distribución trifásica de 380 kV línea-línea y suponiendo 680 A de corriente nominal de línea (In), utilizando las siguientes fórmulas:

Por lo tanto, la potencia necesaria para esta línea de distribución sería:

$$S_n = 380 \text{ kV} \cdot 680 \text{ A} \cdot \sqrt{3} = 447561928.28 \text{ VA}$$

Una vez que se sabe la potencia aparente trifásica necesaria, se puede elegir un transformador trifásico con una capacidad nominal igual o superior a esa potencia. Por ejemplo, un transformador trifásico de 450 MVA sería adecuado para esta línea de distribución.

Como grupo de conexión, emplearemos uno típico en las redes de distribución como lo es el grupo Dyn11.

El material de los devanados será el aluminio, capaz de tolerar densidades de corriente de hasta 1,9 A/mm².

Dado que el transformador será de 450M VA, su corriente nominal en el primario será de 394,7 A en cada fase.

La sección de los cables por tanto será:

$$\frac{394,7}{1,9} = 207,7 \text{ mm}^2 \approx 210 \text{ mm}^2$$

Respecto al lado de baja, considerando que este es de 33 kV línea-línea, en cada fase y por tanto cada bobina tendremos una caída de:

$$\frac{33 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 19 \text{ kV}$$

Con una corriente de fase de 7872 A, y una banda de sección

$$\frac{7872A}{1,9} = 4143mm^2 \approx 4150 mm^2$$

A continuación, definimos los voltios por espira, tomando $k = 0.33$ tendremos

$$E_t = 0,33 \cdot \sqrt{450MVA} = 221,37 V \text{ por espira}$$

Utilizando este valor, podemos determinar el número de espiras en el devanado primario y secundario:

$$N_1 = 380,000 / 221.37 = 1716.58 \approx 1717 \text{ espiras}$$

$$N_2 = \frac{(33,000)}{221.37 \cdot \sqrt{3}} = 86 \text{ espiras}$$

Podemos verificar que esta relación es correcta al observar que es equivalente a la relación de transformación requerida:

$$\frac{380,000}{33,000} = 11.515$$

$$\frac{1717}{86 \cdot \sqrt{3}} = 11.526$$

Utilizando los datos obtenidos y la fórmula establecida previamente, podemos calcular el diámetro del núcleo de este transformador:

$$D = \sqrt{\frac{380000 \cdot 4.74}{1 \cdot \frac{50}{100} \cdot 1717 \cdot 1.7}} = 35.13$$

De este modo definimos los parámetros requeridos en nuestro estudio:

- Grupo de conexión: Dyn11
- Potencia del transformador (S_n): 450 MVA
- Sección de los cables del primario: 210 mm²
- Sección de los cables del secundario: 4150 mm²
- Inducción máxima del núcleo del transformador (B_{max}): 1.7 T
- Voltios por espira en el devanado primario (E_t): 221.37 V por espira.
- Número de espiras en el devanado primario (N_1): 1717 espiras.

- Número de espiras en el devanado secundario (N_2): 86 espiras.
- Relación de transformación requerida: 11.515.
- Relación de transformación obtenida: 11.526.
- Diámetro del núcleo del transformador (D): 35.13 cm.

10.3. Anexo 3: Red simulada.

Tabla 1.1: Transformadores

Nombre	Potencia (kVA)	Latitud	Longitud	AT (V)	BT (V)	Bmax (T)
Trafo 1	278000	43,322447	-6,239325	380000	33000	2
Trafo 2	61000	43,274904	-4,318767	380000	33000	1,7
Trafo 3	155000	43,512246	-7,807127	380000	33000	2
Trafo 4	45000	42,518796	-4,083597	380000	33000	1,7
Trafo 5	120000	42,720691	-2,189169	380000	33000	1,7
Trafo 6	40000	42,826185	-0,817342	380000	33000	1,7
Trafo 7	80000	41,977210	-1,157033	380000	33000	1,7
Trafo 8	112500	41,967497	0,280119	380000	33000	1,5
Trafo 9	45000	41,401586	1,704206	380000	33000	1,7
Trafo 10	150000	40,978821	-1,823349	380000	33000	1,7
Trafo 11	380000	41,880009	-4,240377	380000	33000	1,7
Trafo 12	90000	42,441711	-5,298643	380000	33000	1,7
Trafo 13	250000	42,768665	-7,990037	380000	33000	1,9
Trafo 14	175000	42,638245	-8,283312	380000	33000	1,7
Trafo 15	50000	41,899461	-7,454371	380000	33000	1,7
Trafo 16	175000	42,054864	-6,004154	380000	33000	1,7
Trafo 17	150000	41,293697	-5,337838	380000	33000	1,7
Trafo 18	150000	40,741674	-4,449417	380000	33000	2,1
Trafo 19	108000	40,165066	-4,397157	380000	33000	1,7
Trafo 20	450000	39,925023	-3,473411	380000	33000	1,7
Trafo 21	150000	40,553330	-2,816290	380000	33000	1,7
Trafo 22	120000	41,037976	-3,534866	380000	33000	1,7
Trafo 23	90000	40,175049	-1,026383	380000	33000	1,85
Trafo 24	450000	40,493743	0,031884	380000	33000	1,7
Trafo 25	165000	39,341437	-0,869602	380000	33000	1,7
Trafo 26	175000	39,371743	-2,737900	380000	33000	1,7
Trafo 27	300000	39,684137	-5,167993	380000	33000	1,7
Trafo 28	225000	40,702067	-6,278520	380000	33000	2
Trafo 29	455000	39,311118	-6,474495	380000	33000	1,7
Trafo 30	80000	38,956422	-3,835361	380000	33000	1,7
Trafo 31	100000	38,681580	-2,019324	380000	33000	1,95
Trafo 32	225000	38,374958	-0,947992	380000	33000	1,7
Trafo 33	450000	37,509483	-1,797219	380000	33000	1,7
Trafo 34	10000	38,067030	-4,044402	380000	33000	1,75
Trafo 35	225000	38,221157	-6,278520	380000	33000	1,7
Trafo 36	450000	37,922885	-7,519696	380000	33000	1,7
Trafo 37	240000	37,416150	-6,500625	380000	33000	1,8
Trafo 38	200000	36,470175	-5,748877	380000	33000	1,7
Trafo 39	340000	36,794347	-4,832194	380000	33000	1,7
Trafo 40	260000	37,450923	-4,226250	380000	33000	2

Trafo 41	115000	37,005567	-2,004457	380000	33000	1,7
----------	--------	-----------	-----------	--------	-------	-----

Tabla 1.2: Conexiones

Conexión 1	Conexión 2
Trafo 1	Trafo 12
Trafo 1	Trafo 2
Trafo 2	Trafo 3
Trafo 2	Trafo 4
Trafo 3	Trafo 11
Trafo 11	Trafo 10
Trafo 11	Trafo 14
Trafo 11	Trafo 21
Trafo 5	Trafo 6
Trafo 6	Trafo 7
Trafo 8	Trafo 9
Trafo 9	Trafo 10
Trafo 8	Trafo 7
Trafo 16	Trafo 11
Trafo 13	Trafo 12
Trafo 13	Trafo 14
Trafo 14	Trafo 16
Trafo 15	Trafo 16
Trafo 30	Trafo 26
Trafo 16	Trafo 17
Trafo 17	Trafo 18
Trafo 18	Trafo 26
Trafo 20	Trafo 22
Trafo 9	Trafo 21
Trafo 22	Trafo 23
Trafo 23	Trafo 24
Trafo 24	Trafo 25
Trafo 19	Trafo 25
Trafo 25	Trafo 26
Trafo 27	Trafo 14
Trafo 28	Trafo 26
Trafo 29	Trafo 35
Trafo 36	Trafo 37
Trafo 37	Trafo 40
Trafo 34	Trafo 31
Trafo 31	Trafo 32
Trafo 33	Trafo 41
Trafo 37	Trafo 38
Trafo 39	Trafo 41

10.4. Anexo 4: Resultados de las simulaciones

10.4.1. Tormenta de intensidad baja.

Transformadores:

Nombre	Potencia(kVA)	Latitud	Longitud	Corriente parasita (A)	Estado del núcleo
Trafo 1	278000	43,32244676	-6,239324721	-7,67	Ok
Trafo 2	61000	43,27490391	-4,318767068	8,97	Ok
Trafo 3	155000	43,5122464	-7,807126886	-2,48	Ok
Trafo 4	45000	42,51879596	-4,083596743	2,54	Ok
Trafo 5	120000	42,72069124	-2,189169127	-2,05	Ok
Trafo 6	40000	42,8261846	-0,817342232	-7,78	Ok
Trafo 7	80000	41,97721016	-1,157032701	19,9	Ok
Trafo 8	112500	41,96749674	0,280119284	0,06	Ok
Trafo 9	45000	41,40158585	1,704206251	-23,04	Ok
Trafo 10	150000	40,97882146	-1,823348621	-4,57	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 11	380000	41,88000933	-4,24037696	-10,27	Ok

Trafo 12	90000	42,4417113	-5,298643421	2,46	Ok
Trafo 13	250000	42,76866505	-7,990037139	-3,26	Ok
Trafo 14	175000	42,638245	-8,283312	15,11	Ok
Trafo 15	50000	41,89946134	-7,454371399	4,12	Ok
Trafo 16	175000	42,05486418	-6,004154396	11,63	Ok
Trafo 17	150000	41,29369672	-5,337838475	-14,41	Ok
Trafo 18	150000	40,74167374	-4,449417248	-4,88	Ok
Trafo 19	108000	40,16506569	-4,397157176	-8,41	Ok
Trafo 20	450000	39,9250234	-3,483410859	11,97	Ok
Trafo 21	150000	40,55332995	-2,816289993	9,91	Ok
Trafo 22	120000	41,03797569	-3,534865985	-13,27	Ok
Trafo 23	90000	40,17504911	-1,026382521	3,58	Ok
Trafo 24	450000	40,49374256	0,031883941	-3,74	Ok
Trafo 25	165000	39,34143694	-0,869602304	19,95	Ok
Trafo 26	175000	39,37174311	-2,737899885	18,77	Ok

Trafo 27	300000	39,68413653	-5,167993241	-4,61	Ok
Trafo 28	225000	40,70206659	-6,278519775	-6,84	Ok
Trafo 29	455000	39,31111761	-6,474495045	0,39	Ok
Trafo 30	80000	38,95642182	-3,8353614	-11,69	Ok
Trafo 31	100000	38,68157997	-2,019323892	-1,14	Ok
Trafo 32	225000	38,3749575	-0,947992412	4,49	Ok
Trafo 33	450000	37,50948324	-1,797218585	-6,44	Ok
Trafo 34	10000	38,0670301	-4,044401689	-3,35	Ok
Trafo 35	225000	38,22115671	-6,278519775	-0,39	Ok
Trafo 36	450000	37,92288502	-7,519696489	-1,16	Ok
Trafo 37	240000	37,41615024	-6,500625081	6,29	Ok
Trafo 38	200000	36,47017544	-5,748877257	-3,57	Ok
Trafo 39	340000	36,79434691	-4,832193524	4,31	Ok
Trafo 40	260000	37,45092276	-4,22625004	-1,56	Ok
Trafo 41	115000	37,00556687	-2,004457264	2,13	Ok

Líneas:

Latitud Nodo 1	Longitud Nodo 1	Latitud Nodo 2	Longitud Nodo 2	Delta de potencial (V)	Corriente inducida (A)
43,32244676	-6,239324721	42,44171113	-5,298643421	18,1	2,03
43,32244676	-6,239324721	43,27490391	-4,318767068	63,14	5,64
43,27490391	-4,318767068	43,5122464	-7,807126886	119,56	5,87
43,27490391	-4,318767068	42,51879596	-4,083596743	15,72	2,54
43,5122464	-7,807126886	41,88000933	-4,24037696	83,62	3,39
41,88000933	-4,24037696	40,97882146	-1,823348621	195,87	12,1
41,88000933	-4,24037696	42,638245	-8,283312	123,56	5
41,88000933	-4,24037696	40,55332995	-2,816289993	61,66	4,53
42,72069124	-2,189169127	42,8261846	-0,817342232	16,63	2,05
42,8261846	-0,817342232	41,97721016	-1,157032701	69,41	9,83
41,96749674	0,280119284	41,40158585	1,704206251	97,6	10,13
41,40158585	1,704206251	40,97882146	-1,823348621	162,01	7,53
41,96749674	0,280119284	41,97721016	-1,157032701	86,14	10,07

42,05486418	-6,004154396	41,88000933	-4,24037696	100,1	9,45
42,76866505	-7,990037139	42,4417113	-5,298643421	6,9	0,43
42,76866505	-7,990037139	42,638245	-8,283312	5,7	2,83
42,638245	-8,283312	42,05486418	-6,004154396	38,07	2,67
41,89946134	-7,454371399	42,05486418	-6,004154396	35,95	4,12
38,95642182	-3,8353614	39,37174311	-2,737899885	88,5	11,69
42,05486418	-6,004154396	41,29369672	-5,337838475	65,11	8,97
41,29369672	-5,337838475	40,74167374	-4,449417248	37,75	5,44
40,74167374	-4,449417248	39,37174311	-2,737899885	156,2	10,32
39,9250234	-3,483410859	41,03797569	-3,534865985	106,31	11,97
41,40158585	1,704206251	40,55332995	-2,816289993	151,47	5,38
41,03797569	-3,534865985	40,17504911	-1,026382521	21,73	1,3
40,17504911	-1,026382521	40,49374256	0,031883941	15,85	2,28
40,49374256	0,031883941	39,34143694	-0,869602304	15,7	1,46
40,16506569	-4,397157176	39,34143694	-0,869602304	190,67	8,41

39,34143694	-0,869602304	39,37174311	-2,737899885	116,6	10,08
39,68413653	-5,167993241	42,638245	-8,283312	138,86	4,61
40,70206659	-6,278519775	39,37174311	-2,737899885	165,18	6,84
39,31111761	-6,474495045	38,22115671	-6,278519775	3,44	0,39
37,92288502	-7,519696489	37,41615024	-6,500625081	8,8	1,16
37,41615024	-6,500625081	37,45092276	-4,22625004	22,6	1,56
38,0670301	-4,044401689	38,68157997	-2,019323892	45,58	3,35
38,68157997	-2,019323892	38,3749575	-0,947992412	32,08	4,49
37,50948324	-1,797218585	37,00556687	-2,004457264	27,22	6,44
37,41615024	-6,500625081	36,47017544	-5,748877257	31,96	3,57
36,79434691	-4,832193524	37,00556687	-2,004457264	78,31	4,31

10.4.2. Tormenta de intensidad media.

Transformadores:

Nombre	Potencia(kVA)	Latitud	Longitud	Corriente parasita (A)	Estado del núcleo
Trafo 1	278000	43,32244676	-6,239324721	-23	Ok
Trafo 2	61000	43,27490391	-4,318767068	26,9	Ok
Trafo 3	155000	43,5122464	-7,807126886	-7,44	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 4	45000	42,51879596	-4,083596743	7,62	Ok
Trafo 5	120000	42,72069124	-2,189169127	-6,16	Ok
Trafo 6	40000	42,8261846	-0,817342232	-23,33	Ok
Trafo 7	80000	41,97721016	-1,157032701	59,7	Ok
Trafo 8	112500	41,96749674	0,280119284	0,18	Ok
Trafo 9	45000	41,40158585	1,704206251	-69,13	Ok
Trafo 10	150000	40,97882146	-1,823348621	-13,71	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 11	380000	41,88000933	-4,24037696	-30,82	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 12	90000	42,4417113	-5,298643421	7,37	Ok
Trafo 13	250000	42,76866505	-7,990037139	-9,78	Ok

Trafo 14	175000	42,638245	-8,283312	45,34	Ok
Trafo 15	50000	41,89946134	-7,454371399	12,37	Ok
Trafo 16	175000	42,05486418	-6,004154396	34,88	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 17	150000	41,29369672	-5,337838475	-43,22	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 18	150000	40,74167374	-4,449417248	-14,63	Ok
Trafo 19	108000	40,16506569	-4,397157176	-25,23	Ok
Trafo 20	450000	39,9250234	-3,483410859	35,92	Ok
Trafo 21	150000	40,55332995	-2,816289993	29,74	Ok
Trafo 22	120000	41,03797569	-3,534865985	-39,82	Ok
Trafo 23	90000	40,17504911	-1,026382521	10,75	Ok
Trafo 24	450000	40,49374256	0,031883941	-11,24	Ok
Trafo 25	165000	39,34143694	-0,869602304	59,87	Ok
Trafo 26	175000	39,37174311	-2,737899885	56,28	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 27	300000	39,68413653	-5,167993241	-13,83	Ok
Trafo 28	225000	40,70206659	-6,278519775	-20,52	Ok

Trafo 29	455000	39,31111761	-6,474495045	1,18	Ok
Trafo 30	80000	38,95642182	-3,8353614	-35,06	Ok
Trafo 31	100000	38,68157997	-2,019323892	-3,44	Ok
Trafo 32	225000	38,3749575	-0,947992412	13,48	Ok
Trafo 33	450000	37,50948324	-1,797218585	-19,32	Ok
Trafo 34	10000	38,0670301	-4,044401689	-10,04	Ok
Trafo 35	225000	38,22115671	-6,278519775	-1,18	Ok
Trafo 36	450000	37,92288502	-7,519696489	-3,47	Ok
Trafo 37	240000	37,41615024	-6,500625081	18,88	Ok
Trafo 38	200000	36,47017544	-5,748877257	-10,72	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 39	340000	36,79434691	-4,832193524	12,93	Ok
Trafo 40	260000	37,45092276	-4,22625004	-4,69	Ok
Trafo 41	115000	37,00556687	-2,004457264	6,39	Codo de saturación sobrepasado

Líneas:

Latitud Nodo 1	Longitud Nodo 1	Latitud Nodo 2	Latitud Nodo 2	Delta de potencial (V)	Corriente inducida (A)
43,32244676	-6,239324721	42,4417113	-5,298643421	54,29	6,08
43,32244676	-6,239324721	43,27490391	-4,318767068	-189,42	16,92
43,27490391	-4,318767068	43,5122464	-7,807126886	358,67	17,6
43,27490391	-4,318767068	42,51879596	-4,083596743	47,17	7,62
43,5122464	-7,807126886	41,88000933	-4,24037696	250,87	10,16
41,88000933	-4,24037696	40,97882146	-1,823348621	587,6	36,3
41,88000933	-4,24037696	42,638245	-8,283312	-370,67	15,01
41,88000933	-4,24037696	40,55332995	-2,816289993	184,99	13,59
42,72069124	-2,189169127	42,8261846	-0,817342232	-49,89	6,16
42,8261846	-0,817342232	41,97721016	-1,157032701	-208,24	29,49
41,96749674	0,280119284	41,40158585	1,704206251	292,79	30,39
41,40158585	1,704206251	40,97882146	-1,823348621	-486,03	22,59
41,96749674	0,280119284	41,97721016	-1,157032701	-258,43	30,21

42,05486418	-6,004154396	41,88000933	-4,24037696	300,31	28,36
42,76866505	-7,990037139	42,4417113	-5,298643421	-20,7	1,29
42,76866505	-7,990037139	42,638245	-8,283312	-17,1	8,49
42,638245	-8,283312	42,05486418	-6,004154396	114,2	8,01
41,89946134	-7,454371399	42,05486418	-6,004154396	107,86	12,37
38,95642182	-3,8353614	39,37174311	-2,737899885	-265,51	35,06
42,05486418	-6,004154396	41,29369672	-5,337838475	195,32	26,9
41,29369672	-5,337838475	40,74167374	-4,449417248	113,25	16,32
40,74167374	-4,449417248	39,37174311	-2,737899885	-468,61	30,95
39,9250234	-3,483410859	41,03797569	-3,534865985	318,94	35,92
41,40158585	1,704206251	40,55332995	-2,816289993	-454,41	16,15
41,03797569	-3,534865985	40,17504911	-1,026382521	65,2	3,9
40,17504911	-1,026382521	40,49374256	0,031883941	47,54	6,85
40,49374256	0,031883941	39,34143694	-0,869602304	47,11	4,39
40,16506569	-4,397157176	39,34143694	-0,869602304	-572,01	25,23

39,34143694	-0,869602304	39,37174311	-2,737899885	349,79	30,25
39,68413653	-5,167993241	42,638245	-8,283312	-416,57	13,83
40,70206659	-6,278519775	39,37174311	-2,737899885	-495,54	20,52
39,31111761	-6,474495045	38,22115671	-6,278519775	10,31	1,18
37,92288502	-7,519696489	37,41615024	-6,500625081	26,4	3,47
37,41615024	-6,500625081	37,45092276	-4,22625004	67,8	4,69
38,0670301	-4,044401689	38,68157997	-2,019323892	-136,74	10,04
38,68157997	-2,019323892	38,3749575	-0,947992412	-96,24	13,48
37,50948324	-1,797218585	37,00556687	-2,004457264	-81,67	19,32
37,41615024	-6,500625081	36,47017544	-5,748877257	95,88	10,72
36,79434691	-4,832193524	37,00556687	-2,004457264	234,93	12,93

10.4.3. Tormenta de intensidad alta.

Transformadores:

Nombre	Potencia(kVA)	Latitud	Longitud	Corriente parasita (A)	Estado del núcleo
Trafo 1	278000	43,32244676	-6,239324721	-46	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 2	61000	43,27490391	-4,318767068	53,79	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 3	155000	43,5122464	-7,807126886	-14,88	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 4	45000	42,51879596	-4,083596743	15,25	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 5	120000	42,72069124	-2,189169127	-12,31	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 6	40000	42,8261846	-0,817342232	-46,66	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 7	80000	41,97721016	-1,157032701	119,4	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 8	112500	41,96749674	0,280119284	0,35	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 9	45000	41,40158585	1,704206251	-138,27	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 10	150000	40,97882146	-1,823348621	-27,41	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 11	380000	41,88000933	-4,24037696	-61,62	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 12	90000	42,44171113	-5,298643421	14,74	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 13	250000	42,76866505	-7,990037139	-19,56	Codo de saturación sobrepasado

Trafo 14	175000	42,638245	-8,283312	90,66	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 15	50000	41,89946134	-7,454371399	24,74	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 16	175000	42,05486418	-6,004154396	69,77	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 17	150000	41,29369672	-5,337838475	-86,44	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 18	150000	40,74167374	-4,449417248	-29,27	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 19	108000	40,16506569	-4,397157176	-50,45	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 20	450000	39,9250234	-3,483410859	71,84	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 21	150000	40,55332995	-2,816289993	59,47	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 22	120000	41,03797569	-3,534865985	-79,64	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 23	90000	40,17504911	-1,026382521	21,5	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 24	450000	40,49374256	0,031883941	-22,48	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 25	165000	39,34143694	-0,869602304	119,73	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 26	175000	39,37174311	-2,737899885	112,58	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 27	300000	39,68413653	-5,167993241	-27,66	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 28	225000	40,70206659	-6,278519775	-41,04	Codo de saturación sobrepasado

Trafo 29	455000	39,31111761	-6,474495045	2,35	Ok
Trafo 30	80000	38,95642182	-3,8353614	-70,13	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 31	100000	38,68157997	-2,019323892	-6,88	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 32	225000	38,3749575	-0,947992412	26,96	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 33	450000	37,50948324	-1,797218585	-38,64	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 34	10000	38,0670301	-4,044401689	-20,08	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 35	225000	38,22115671	-6,278519775	-2,35	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 36	450000	37,92288502	-7,519696489	-6,93	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 37	240000	37,41615024	-6,500625081	37,76	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 38	200000	36,47017544	-5,748877257	-21,45	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 39	340000	36,79434691	-4,832193524	25,86	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 40	260000	37,45092276	-4,22625004	-9,38	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 41	115000	37,00556687	-2,004457264	12,78	Codo de saturación sobrepasado

Líneas:

Latitud Nodo 1	Longitud Nodo 1	Latitud Nodo 2	Latitud Nodo 2	Delta de potencial (V)	Corriente inducida (A)
43,32244676	-6,239324721	42,44171113	-5,298643421	108,59	12,16
43,32244676	-6,239324721	43,27490391	-4,318767068	378,84	33,84
43,27490391	-4,318767068	43,5122464	-7,807126886	717,33	35,2
43,27490391	-4,318767068	42,51879596	-4,083596743	94,34	15,25
43,5122464	-7,807126886	41,88000933	-4,24037696	501,74	20,32
41,88000933	-4,24037696	40,97882146	-1,823348621	1175,19	72,6
41,88000933	-4,24037696	42,638245	-8,283312	741,33	30,01
41,88000933	-4,24037696	40,55332995	-2,816289993	369,98	27,17
42,72069124	-2,189169127	42,8261846	-0,817342232	99,77	12,31
42,8261846	-0,817342232	41,97721016	-1,157032701	416,48	58,97
41,96749674	0,280119284	41,40158585	1,704206251	585,58	60,78
41,40158585	1,704206251	40,97882146	-1,823348621	972,05	45,19
41,96749674	0,280119284	41,97721016	-1,157032701	516,85	60,43

42,05486418	-6,004154396	41,88000933	-4,24037696	600,63	56,72
42,76866505	-7,990037139	42,44171113	-5,298643421	41,39	2,58
42,76866505	-7,990037139	42,638245	-8,283312	34,2	16,98
42,638245	-8,283312	42,05486418	-6,004154396	228,4	16,01
41,89946134	-7,454371399	42,05486418	-6,004154396	215,73	24,74
38,95642182	-3,8353614	39,37174311	-2,737899885	531,03	70,13
42,05486418	-6,004154396	41,29369672	-5,337838475	390,64	53,8
41,29369672	-5,337838475	40,74167374	-4,449417248	226,49	32,64
40,74167374	-4,449417248	39,37174311	-2,737899885	937,22	61,91
39,9250234	-3,483410859	41,03797569	-3,534865985	637,88	71,84
41,40158585	1,704206251	40,55332995	-2,816289993	908,82	32,3
41,03797569	-3,534865985	40,17504911	-1,026382521	130,4	7,8
40,17504911	-1,026382521	40,49374256	0,031883941	95,07	13,7
40,49374256	0,031883941	39,34143694	-0,869602304	94,21	8,78
40,16506569	-4,397157176	39,34143694	-0,869602304	1144,02	50,45

39,34143694	-0,869602304	39,37174311	-2,737899885	699,59	60,5
39,68413653	-5,167993241	42,638245	-8,283312	833,15	27,66
40,70206659	-6,278519775	39,37174311	-2,737899885	991,09	41,04
39,31111761	-6,474495045	38,22115671	-6,278519775	20,63	2,35
37,92288502	-7,519696489	37,41615024	-6,500625081	52,8	6,93
37,41615024	-6,500625081	37,45092276	-4,22625004	135,6	9,38
38,0670301	-4,044401689	38,68157997	-2,019323892	273,47	20,08
38,68157997	-2,019323892	38,3749575	-0,947992412	192,49	26,96
37,50948324	-1,797218585	37,00556687	-2,004457264	163,34	38,64
37,41615024	-6,500625081	36,47017544	-5,748877257	191,77	21,45
36,79434691	-4,832193524	37,00556687	-2,004457264	469,87	25,86

10.4.4. Tormenta de intensidad extrema.

Transformadores:

Nombre	Potencia(kVA)	Latitud	Longitud	Corriente parasita (A)	Estado del núcleo
Trafo 1	278000	43,32244676	-6,239324721	76,66	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 2	61000	43,27490391	-4,318767068	89,65	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 3	155000	43,5122464	-7,807126886	24,8	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 4	45000	42,51879596	-4,083596743	25,42	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 5	120000	42,72069124	-2,189169127	20,52	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 6	40000	42,8261846	-0,817342232	77,76	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 7	80000	41,97721016	-1,157032701	198,99	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 8	112500	41,96749674	0,280119284	0,58	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 9	45000	41,40158585	1,704206251	230,43	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 10	150000	40,97882146	-1,823348621	45,69	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 11	380000	41,88000933	-4,24037696	102,7	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 12	90000	42,44171113	-5,298643421	24,55	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 13	250000	42,76866505	-7,990037139	32,59	Codo de saturación sobrepasado

Trafo 14	175000	42,638245	-8,283312	151,12	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 15	50000	41,89946134	-7,454371399	41,24	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 16	175000	42,05486418	-6,004154396	116,27	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 17	150000	41,29369672	-5,337838475	144,06	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 18	150000	40,74167374	-4,449417248	48,79	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 19	108000	40,16506569	-4,397157176	84,09	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 20	450000	39,9250234	-3,483410859	119,73	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 21	150000	40,55332995	-2,816289993	99,11	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 22	120000	41,03797569	-3,534865985	132,73	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 23	90000	40,17504911	-1,026382521	35,84	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 24	450000	40,49374256	0,031883941	37,48	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 25	165000	39,34143694	-0,869602304	199,56	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 26	175000	39,37174311	-2,737899885	187,63	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 27	300000	39,68413653	-5,167993241	46,11	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 28	225000	40,70206659	-6,278519775	68,4	Codo de saturación sobrepasado

Trafo 29	455000	39,31111761	-6,474495045	3,92	Ok
Trafo 30	80000	38,95642182	-3,8353614	116,88	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 31	100000	38,68157997	-2,019323892	11,47	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 32	225000	38,3749575	-0,947992412	44,94	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 33	450000	37,50948324	-1,797218585	64,4	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 34	10000	38,0670301	-4,044401689	33,47	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 35	225000	38,22115671	-6,278519775	3,92	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 36	450000	37,92288502	-7,519696489	11,56	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 37	240000	37,41615024	-6,500625081	62,95	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 38	200000	36,47017544	-5,748877257	35,75	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 39	340000	36,79434691	-4,832193524	43,09	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 40	260000	37,45092276	-4,22625004	15,64	Codo de saturación sobrepasado
Trafo 41	115000	37,00556687	-2,004457264	21,31	Codo de saturación sobrepasado

Líneas:

Latitud Nodo 1	Longitud Nodo 1	Latitud Nodo 2	Longitud Nodo 2	Delta de potencial (V)	Corriente inducida (A)
43,32244676	-6,239324721	42,44171113	-5,298643421	180,98	20,26
43,32244676	-6,239324721	43,27490391	-4,318767068	-631,39	56,4
43,27490391	-4,318767068	43,5122464	-7,807126886	1195,56	58,67
43,27490391	-4,318767068	42,51879596	-4,083596743	157,24	25,42
43,5122464	-7,807126886	41,88000933	-4,24037696	836,23	33,87
41,88000933	-4,24037696	40,97882146	-1,823348621	1958,65	121
41,88000933	-4,24037696	42,638245	-8,283312	-1235,55	50,02
41,88000933	-4,24037696	40,55332995	-2,816289993	616,64	45,28
42,72069124	-2,189169127	42,8261846	-0,817342232	-166,29	20,52
42,8261846	-0,817342232	41,97721016	-1,157032701	-694,13	98,28
41,96749674	0,280119284	41,40158585	1,704206251	975,96	101,29
41,40158585	1,704206251	40,97882146	-1,823348621	-1620,09	75,31
41,96749674	0,280119284	41,97721016	-1,157032701	-861,42	100,71

42,05486418	-6,004154396	41,88000933	-4,24037696	1001,05	94,53
42,76866505	-7,990037139	42,44171113	-5,298643421	-68,99	4,29
42,76866505	-7,990037139	42,638245	-8,283312	-57,01	28,3
42,638245	-8,283312	42,05486418	-6,004154396	380,67	26,69
41,89946134	-7,454371399	42,05486418	-6,004154396	359,54	41,24
38,95642182	-3,8353614	39,37174311	-2,737899885	-885,05	116,88
42,05486418	-6,004154396	41,29369672	-5,337838475	651,06	89,67
41,29369672	-5,337838475	40,74167374	-4,449417248	377,49	54,39
40,74167374	-4,449417248	39,37174311	-2,737899885	-1562,03	103,18
39,9250234	-3,483410859	41,03797569	-3,534865985	1063,13	119,73
41,40158585	1,704206251	40,55332995	-2,816289993	-1514,69	53,83
41,03797569	-3,534865985	40,17504911	-1,026382521	217,33	13
40,17504911	-1,026382521	40,49374256	0,031883941	158,46	22,84
40,49374256	0,031883941	39,34143694	-0,869602304	157,02	14,64
40,16506569	-4,397157176	39,34143694	-0,869602304	-1906,69	84,09

39,34143694	-0,869602304	39,37174311	-2,737899885	1165,98	100,83
39,68413653	-5,167993241	42,638245	-8,283312	-1388,58	46,11
40,70206659	-6,278519775	39,37174311	-2,737899885	-1651,81	68,4
39,31111761	-6,474495045	38,22115671	-6,278519775	34,38	3,92
37,92288502	-7,519696489	37,41615024	-6,500625081	88	11,56
37,41615024	-6,500625081	37,45092276	-4,22625004	226,01	15,64
38,0670301	-4,044401689	38,68157997	-2,019323892	-455,79	33,47
38,68157997	-2,019323892	38,3749575	-0,947992412	-320,82	44,94
37,50948324	-1,797218585	37,00556687	-2,004457264	-272,23	64,4
37,41615024	-6,500625081	36,47017544	-5,748877257	319,61	35,75
36,79434691	-4,832193524	37,00556687	-2,004457264	783,11	43,09

10.5. Anexo 5: Código desarrollado para el simulador

```
import math
import folium
from geopy.distance import geodesic
from shapely.geometry import Point, Polygon
from openpyxl import Workbook

#Funcion booleana para determinar si una ubicacion se encuentra dentro de un poligono definido
def dentro_de_poligono(x, y, coordenadas_poligono):
    punto = Point(x,y)
    poligono = Polygon(coordenadas_poligono)
    return punto.within(poligono)

#Funcion booleana para determinar si una ubicación está en un área crítica
def ubicacionCritica(lat, long):
    # Definir los vértices de los polígonos de las zonas críticas
    zona_1 = [
        (42.438434, -5.420463), (42.035870, -5.612370), (41.535043, -5.868247),
        (41.198986, -5.644355), (40.897469, -5.916224), (40.824900, -5.084625),
        (41.090599, -4.061119), (41.355228, -3.469404), (41.030307, -2.669790),
        (40.715896, -3.581350), (40.033642, -4.588864), (39.788307, -5.372486),
        (39.689927, -4.077111), (39.406303, -3.837227), (39.133927, -4.061119),
        (38.523474, -3.565358), (38.548493, -2.749752), (38.134570, -3.453412),
        (38.084237, -4.332988), (37.401353, -7.003699), (37.185069, -6.539923),
        (37.477540, -5.612370), (37.210547, -5.452447), (36.942605, -5.036648),
        (37.197809, -4.364972), (37.591675, -4.508903), (37.756227, -3.581350),
        (37.920415, -3.037613), (38.548493, -2.605821), (38.785738, -2.333952),
        (38.972481, -1.806207), (39.393946, -1.534338), (39.972390, -1.982122),
        (40.485192, -2.557844), (40.814608, -2.891622), (41.024248, -2.530705),
        (40.918788, -1.785770), (41.357091, -2.530705), (41.601261, -2.716939),
        (41.679548, -3.112686), (41.913840, -3.473513), (42.267978, -3.589909),
        (42.242133, -3.985656), (42.551579, -3.834341), (42.705730, -4.544357),
        (42.438434, -5.420463)
    ]

    zona_2 = [
        (42.611572, -3.124325), (42.328243, -2.239715), (42.147275, -2.018562),
        (41.827165, -2.100040), (41.575144, -1.739212), (41.208397, -1.273627),
        (41.076915, -0.842962), (41.076915, -0.412296), (41.295905, -0.098027),
        (41.444400, 0.297720), (41.777046, 1.230890), (42.088655, 2.322495),
        (42.286159, 2.144792), (42.257982, 1.827465), (42.013253, 0.761246),
        (42.286159, -0.127270), (42.389368, -0.901548), (42.612822, -1.445107),
        (42.709661, -2.120003), (42.788232, -2.712596), (42.611572, -3.124325)
    ]

    zona_3 = [
        (39.07388465671027, -6.99158477120961), (38.99646955860044, -7.1083342711220245), (38.861343477712516, -7.111181819900375),
        (38.76593604969305, -7.002974966323016), (38.65928384331474, -6.815036746951814), (38.73484559409373, -6.703982344596104),
        (38.839167108775925, -6.709677442152809), (38.88351293244889, -6.62140343002391), (38.84360293564333, -6.541672064230067),
```

```
(38.80145141679927, -6.5046539301114965), (38.85025615744643, -6.450550503322817), (38.965479776850536, -6.208508857162935),
(39.011959362573464, -6.097454454807226), (39.06283054973494, -6.080369162137117),
(39.093777686312514, -6.140167686482498), (39.029657842453474, -6.311020613183592),
(39.02080915631099, -6.41922746676095), (39.058408422214086, -6.547367161786769),
(39.07830581474611, -6.709677442152809), (39.06946322166749, -6.840664685956979),
(39.07830581474611, -6.920396051750822)
```

]

```
# Verificar si la ubicación está dentro de la zona crítica 1
```

```
def dentro_zona_1(lat, long):
    return dentro_de_poligono(lat, long, zona_1)
```

```
# Verificar si la ubicación está dentro de la zona crítica 2
```

```
def dentro_zona_2(lat, long):
    return dentro_de_poligono(lat, long, zona_2)
```

```
# Verificar si la ubicación está dentro de la zona crítica 3
```

```
def dentro_zona_3(lat, long):
    return dentro_de_poligono(lat, long, zona_3)
```

```
# Verificar si la ubicación está en alguna de las zonas críticas
```

```
return dentro_zona_1(lat, long) or dentro_zona_2(lat, long) or dentro_zona_3(lat, long)
```

```
#Funcion que devuelve la distancia total entre dos coordenadas en kilometros
```

```
def longitudTramo(nodo_1, nodo_2):
```

```
    return geodesic(nodo_1, nodo_2).kilometers
```

```
# Funcion que devuelve el punto medio entre dos coordenadas
```

```
def puntoMedio(nodo_1, nodo_2):
```

```
    lat1, lon1 = nodo_1
    lat2, lon2 = nodo_2
```

```
# Calcular el punto medio
```

```
punto_medio = [(lat1 + lat2) / 2, (lon1 + lon2) / 2]
```

```
return punto_medio
```

```
#Funcion que calcula el vector resultante de todos aquellos pertenecientes a un area
```

```
def obtenerVectorResultante(nodo_1, nodo_2, vectoresEnMalla, capa_vectores_resultantes):
```

```
    vector_resultante = [[0,0], [0,0]] # Inicializar el vector resultante
```

```
    anguloCable = math.radians(calcularAngulo(nodo_1, nodo_2, [40, -9], [40, 1])) # Empleo una línea horizontal para obtener el ángulo del cable
```

```
    centroCable = puntoMedio(nodo_1, nodo_2)
```

```
#Definimos las aristas del poligono que contiene los vectores a considerar
```

```
nodo1_arista1 = [nodo_1[0]-0.125*math.sin(anguloCable + math.pi/2), nodo_1[1]-0.125*math.sin(anguloCable + math.pi/2)]
nodo1_arista2 = [nodo_1[0]+0.125*math.sin(anguloCable + math.pi/2), nodo_1[1]+0.125*math.sin(anguloCable + math.pi/2)]
nodo2_arista1 = [nodo_2[0]-0.125*math.sin(anguloCable + math.pi/2), nodo_2[1]-0.125*math.sin(anguloCable + math.pi/2)]
nodo2_arista2 = [nodo_2[0]+0.125*math.sin(anguloCable + math.pi/2), nodo_2[1]+0.125*math.sin(anguloCable + math.pi/2)]
```

```
folium.PolyLine(locations=[nodo1_arista1, nodo1_arista2], color='grey', weight=1.25).add_to(capa_vectores_resultantes)
```

```

folium.PolyLine(locations=[nodo1_arista2, nodo2_arista2], color='grey', weight=1.25).add_to(capa_vectores_resultantes)
folium.PolyLine(locations=[nodo2_arista2, nodo2_arista1], color='grey', weight=1.25).add_to(capa_vectores_resultantes)
folium.PolyLine(locations=[nodo2_arista1, nodo1_arista1], color='grey', weight=1.25).add_to(capa_vectores_resultantes)

areaConsiderada = [nodo1_arista1, nodo1_arista2, nodo2_arista1, nodo2_arista2]

for vector in vectoresEnMalla:
    start_lat, start_lon = vector[0]
    end_lat, end_lon = vector[1]

    # Verificar si el vector corta el cable
    if dentro_de_poligono(start_lat, start_lon, areaConsiderada) or dentro_de_poligono(end_lat, end_lon, areaConsiderada):
        # Calcular el vector resultante sumando los componentes
        vector_resultante[0][0] += start_lat
        vector_resultante[0][1] += start_lon
        vector_resultante[1][0] += end_lat
        vector_resultante[1][1] += end_lon

anguloVector = math.radians(calcularAngulo(vector_resultante[0], vector_resultante[1], [40, -9], [40, 1]))

# Calcular las coordenadas de los puntos inicial y final de la línea
lat0 = centroCable[0] - 0.125 * math.sin(anguloVector)
lon0 = centroCable[1] - 0.125 * math.cos(anguloVector)
lat1 = centroCable[0] + 0.125 * math.sin(anguloVector)
lon1 = centroCable[1] + 0.125 * math.cos(anguloVector)

vector_resultante[0][0] = lat0
vector_resultante[0][1] = lon0
vector_resultante[1][0] = lat1
vector_resultante[1][1] = lon1

# Dibujar en el mapa los vectores resultantes
dibujarVector(lat0, lon0, lat1, lon1, capa_vectores_resultantes, None, 'black')
folium.Circle(location=(centroCable[0], centroCable[1]), radius=2, color='black', fill=True, fill_color='black').add_to(capa_vectores_resultantes)

return vector_resultante

#Funcion que devuelve true si un vector corta un cable

#Funcion booleana que devuelve true si las lineas definidas se cortan en un punto perteneciente a los tramos que las definen
def vectorCortaCable(nodo_1A, nodo_2A, nodo_1B, nodo_2B):
    # Pequeño adder para evitar una pendiente infinita
    if nodo_2A[0] - nodo_1A[0] == 0:
        nodo_1A[0] += 0.001
    if nodo_2B[0] - nodo_1B[0] == 0:
        nodo_1B[0] += 0.001

    # Calcula las pendientes de los cables
    pendiente_A = (nodo_2A[1] - nodo_1A[1]) / (nodo_2A[0] - nodo_1A[0])
    pendiente_B = (nodo_2B[1] - nodo_1B[1]) / (nodo_2B[0] - nodo_1B[0])

    # Comprueba si los cables son paralelos

```

```

if pendiente_A == pendiente_B:
    return False

# Calcula los puntos de corte de las rectas
x_corte = (pendiente_A * nodo_1A[0] - pendiente_B * nodo_1B[0] - nodo_1A[1] + nodo_1B[1]) / (pendiente_A - pendiente_B)
y_corte = pendiente_A * (x_corte - nodo_1A[0]) + nodo_1A[1]

# Verifica si el punto de corte está dentro de los tramos de los cables
if (nodo_1A[0] <= x_corte <= nodo_2A[0] or nodo_2A[0] <= x_corte <= nodo_1A[0]) and \
    (nodo_1A[1] <= y_corte <= nodo_2A[1] or nodo_2A[1] <= y_corte <= nodo_1A[1]) and \
    (nodo_1B[0] <= x_corte <= nodo_2B[0] or nodo_2B[0] <= x_corte <= nodo_1B[0]) and \
    (nodo_1B[1] <= y_corte <= nodo_2B[1] or nodo_2B[1] <= y_corte <= nodo_1B[1]):
    return True

return False

#Funcion de devuelve el angulo que existe entre dos lineas definidas por dos coordenadas
def calcularAngulo(nodo_1A, nodo_2A, nodo_1B, nodo_2B):
    # Calcula las diferencias en las coordenadas x e y de cada línea
    delta_xA = nodo_2A[0] - nodo_1A[0]
    delta_yA = nodo_2A[1] - nodo_1A[1]
    delta_xB = nodo_2B[0] - nodo_1B[0]
    delta_yB = nodo_2B[1] - nodo_1B[1]

    # Calcula los ángulos en radianes de cada línea
    angulo_A = math.atan2(delta_yA, delta_xA)
    angulo_B = math.atan2(delta_yB, delta_xB)

    # Calcula la diferencia de ángulos entre A y B
    diferencia_angulos = angulo_B - angulo_A

    # Ajusta la diferencia de ángulos para que esté en el rango de 0 a 2*pi
    if diferencia_angulos < 0:
        diferencia_angulos += 2 * math.pi

    # Convierte la diferencia de ángulos de radianes a grados
    angulo_grados = math.degrees(diferencia_angulos)

    return angulo_grados

#Metodo para marcar coordenadas en el mapa
def marcarCoordenadas(capa_cambio_de_zona, cable):
    #Definicion capa de cambios de zona
    coordenadas_criticas = cable.get_coordenadasCriticas()

    for i in range(1, len(coordenadas_criticas) - 1):
        nodo = coordenadas_criticas[i]
        # Crear el marcador
        popup_text = f"{{nodo[0]}}, {{nodo[1]}}"
        marker = folium.Marker(nodo, icon=folium.Icon(icon='info-sign', prefix='fa'))
        marker.add_child(folium.Popup(popup_text, max_width=250))
        capa_cambio_de_zona.add_child(marker)

```

```
#Metodo para dibujar vectores y añadirlos a una capa
def dibujarVector(start_lat, start_lon, end_lat, end_lon, capa, dsh, color):

    #Parametros para ajustar el tamaño de la flecha
    dist=0.04
    dist2=0.01

    # Calcular las diferencias en longitud y latitud
    delta_lon = - end_lon + start_lon
    delta_lat = - end_lat + start_lat

    # Calcular la magnitud de la línea formada por start_lat, start_lon, end_lat, end_lon
    magnitud = math.sqrt(delta_lon**2 + delta_lat**2)

    # Calcular las coordenadas del punto C
    ratio = dist / magnitud
    c_lon = end_lon + delta_lon * ratio
    c_lat = end_lat + delta_lat * ratio

    # Calcular las diferencias para la línea perpendicular
    perp_lon = delta_lat
    perp_lat = - delta_lon

    # Normalizar las diferencias para la línea perpendicular
    norm = math.sqrt(perp_lon**2 + perp_lat**2)
    perp_lon /= norm
    perp_lat /= norm

    # Calcular las coordenadas de los vértices del triángulo
    lon_vertice2 = c_lon + perp_lon * (dist2)
    lat_vertice2 = c_lat + perp_lat * (dist2)
    lon_vertice3 = c_lon - perp_lon * (dist2)
    lat_vertice3 = c_lat - perp_lat * (dist2)

    # Devolver las coordenadas finales del triángulo
    coordenadas = [(end_lat, end_lon), (lat_vertice2, lon_vertice2), (lat_vertice3, lon_vertice3)]

    # Crear un objeto de capa de polígono y agregarlo al mapa
    folium.Polygon(locations=coordenadas, color=color, fill=True, fill_color=color, fill_opacity=0.6).add_to(capa)
    folium.PolyLine(locations=[[start_lat, start_lon], [end_lat, end_lon]], color=color, weight=2, dash_array=dsh).add_to(capa)

def exportar_tablas(red, nombre_archivo):
    wb = Workbook()
    ws_transformadores = wb.active
    ws_transformadores.title = "Transformadores"
    ws_cables = wb.create_sheet(title="Cables")

    # Escribir encabezados de las tablas
    ws_transformadores.append(["Nombre", "Potencia(kVA)", "Latitud", "Longitud", "Corriente parasita (A)", "Estado del núcleo"])
    ws_cables.append(["Latitud Nodo 1", "Longitud Nodo 1", "Latitud Nodo 2", "Longitud Nodo 2", "Delta de potencial (V)", "Corriente inducida (A)"])
```

```
# Escribir datos en las tablas
for transformador in red.transformadores:
    estado_nucleo = "Codo de saturación sobrepasado" if transformador.codo_sat_pasado else "Ok"
    ws_transformadores.append([
        transformador.nombre,
        transformador.potencia,
        transformador.ubicacion[0],
        transformador.ubicacion[1],
        transformador.i_parasita,
        estado_nucleo
    ])

for cable in red.cables:
    ws_cables.append([
        cable.nodo_1[0],
        cable.nodo_1[1],
        cable.nodo_2[0],
        cable.nodo_2[1],
        cable.fem_inducida,
        abs(cable.iEnCable)
    ])

# Guardar el archivo
wb.save(nombre_archivo)

class RedDistribucion:

    def __init__(self):
        self.transformadores = [] # Lista de transformadores presentes en la red
        self.cables = [] # Lista de cables que conectan los transformadores en la red
        self.frecuencia = None # Frecuencia de la red eléctrica

    def agregar_transformador(self, transformador):
        self.transformadores.append(transformador) # Agrega un transformador a la red de distribución

    def generar_cable(self, transformador1, transformador2):
        cable = Cable(transformador1, transformador2) # Agrega un cable a la red de distribución que conecta dos transformadores
        self.cables.append(cable)

    def dibujarCables(self, mapa, tormenta):
        #Definición capa de cables
        capa_cables = folium.FeatureGroup(name='Linias de distribucion')
        capa_cambio_de_zona = folium.FeatureGroup(name='Cambios de zona')
        capa_vectores_resultantes = folium.FeatureGroup(name='Vectores FEM resultantes')

        for cable in self.cables:
            cable.fem_en_cable(tormenta, capa_vectores_resultantes)
            cable.dibujarCable(capa_cables)
            marcarCoordenadas(capa_cambio_de_zona, cable)

        mapa.add_child(capa_cables)
```

```
mapa.add_child(capa_cambio_de_zona)
mapa.add_child(capa_vectores_resultantes)

def dibujarTransformadores(self, mapa, tormenta):
    #Definicion capa transformadores
    capa_trafos = folium.FeatureGroup(name='Transformadores')

    for transformador in self.transformadores:
        transformador.dibujarTransformador(capa_trafos, tormenta, self.cables)

    mapa.add_child(capa_trafos)

def generar_esquema_tormenta(self, tormenta_solar):
    # Crear un objeto de mapa
    mapa = folium.Map(location=[40.4168, -3.7038], zoom_start=6) # Coordenadas del centro del mapa y nivel de zoom

    # Añadimos la tormenta
    tormenta_solar.dibujarTormenta(mapa)

    # Añadimos los cables en el mapa
    self.dibujarCables(mapa, tormenta_solar)

    # Añadimos trafos en el mapa
    self.dibujarTransformadores(mapa, tormenta_solar)

    # Agregar el control de capas al mapa
    folium.LayerControl().add_to(mapa)

    # Guardar el mapa temporalmente como archivo HTML
    mapa.save("Mapa tormenta.html")

class Cable:
    def __init__(self, transformador1, transformador2):
        self.nodo_1 = transformador1.get_ubicacion()
        self.nodo_2 = transformador2.get_ubicacion()
        self.fem_hacia_nodo_1 = None
        self.fem_inducida = None
        self.coordenadasCriticas = None
        self.iEnCable = None
        self.rCable = 0.0718 #En V/km

    def get_nodo_1(self):
        return self.nodo_1

    def get_nodo_2(self):
        return self.nodo_2

    def get_fem_inducida(self):
        return self.fem_inducida

    def get_coordenadasCriticas(self):
        return self.coordenadasCriticas
```

```
#Funcion para allar las coordenadas que delimitan los tramos de un cable dentro y fuera de zonas criticas
def encontrarCoordenadasCriticasCable(self):
    latitud1, longitud1 = self.nodo_1
    latitud2, longitud2 = self.nodo_2

    coordenadas_criticas = []

    coordenadas_criticas.append([latitud1, longitud1])

    # Dividir el segmento en partes más pequeñas y verificar si hay transiciones entre áreas críticas
    # Utilizaremos un paso de 0.01 para dividir el segmento en partes
    paso = 0.01

    for i in range(1, int(1 / paso)):
        latitud = latitud1 + i * paso * (latitud2 - latitud1)
        longitud = longitud1 + i * paso * (longitud2 - longitud1)

        if ubicacionCritica(latitud, longitud):
            prev_latitud = latitud1 + (i - 1) * paso * (latitud2 - latitud1)
            prev_longitud = longitud1 + (i - 1) * paso * (longitud2 - longitud1)

            next_latitud = latitud1 + (i + 1) * paso * (latitud2 - latitud1)
            next_longitud = longitud1 + (i + 1) * paso * (longitud2 - longitud1)

            if ((not ubicacionCritica(prev_latitud, prev_longitud)) or (not ubicacionCritica(next_latitud, next_longitud))):
                coordenadas_criticas.append([latitud, longitud])

    coordenadas_criticas.append([latitud2, longitud2])

    self.coordenadasCriticas = coordenadas_criticas

    return coordenadas_criticas

def fem_en_cable(self, tormenta, capa_vectores_resultantes):
    fem_inducida = 0

    coordenadas_criticas = self.encontrarCoordenadasCriticasCable()

    primerNodoEnZonaCritica = ubicacionCritica(self.nodo_1[0], self.nodo_1[1])

    for i in range(len(coordenadas_criticas) - 1):
        if primerNodoEnZonaCritica:
            # Intensidad zona critica
            intensidad = tormenta.get_intensidad()
        else:
            # Intensidad zona no critica
            intensidad = tormenta.get_intensidad() * 0.5

        # Calculo de los parametros para calcular la fem total
        longitud = longitudTramo(coordenadas_criticas[i], coordenadas_criticas[i+1])
        vectorEnTramo = obtenerVectorResultante(coordenadas_criticas[i], coordenadas_criticas[i+1], tormenta.vectoresEnMalla, capa_vectores_resultantes)
```

```

angulo = calcularAngulo(self.nodo_1, self.nodo_2, vectorEnTramo[0], vectorEnTramo[1])

#Aqui cercania a la flecha
if abs(longitudTramo(self.nodo_1, [vectorEnTramo[1][0], vectorEnTramo[1][1]])) > abs(longitudTramo(self.nodo_1, [vectorEnTramo[0][0], vectorEnTramo[0][1]])):
    self.fem_hacia_nodo_1 = False
else:
    self.fem_hacia_nodo_1 = True

fem_inducida = fem_inducida + longitud * intensidad * math.cos(math.radians(angulo))

# Alternar entre zona crítica y no zona crítica
primerNodoEnZonaCritica = not primerNodoEnZonaCritica

self.fem_inducida = round(fem_inducida,2)

self.calculoCorrientesEnCable()

return self.fem_inducida

# Método que calcula y setea las corrientes parasitas en los tendidos y los transformadores

def calculoCorrientesEnCable(self):
    rTotalCable = longitudTramo(self.nodo_1, self.nodo_2) * self.rCable

    self.iEnCable = round(abs(self.get_fem_inducida()) / rTotalCable,2)

def dibujarCable(self, capa):

    # Crear un objeto PolyLine con las coordenadas de los nodos
    line = folium.PolyLine(locations=[self.nodo_1, self.nodo_2], color='green')

    # Verificar si se sobrepasa un valor maximo de tension inducida
    if abs(self.get_fem_inducida()) > 99.9:
        line.options['color'] = 'red'
        popup_content = "Sobretensión en el tendido: " + str(abs(self.get_fem_inducida())) + "V"
        popup_content += "<br/>Corriente inducida en el cable: " + str(self.iEnCable) + "A"
        popup = folium.Popup(popup_content, max_width=300) # Ajustar el ancho máximo del popup
        line.add_child(popup)

    # Agregar la línea al mapa
    line.add_to(capa)

class Transformador:
    def __init__(self, nombre, potencia, ubicacion, voltaje_1, voltaje_2, b_max):
        self.nombre = nombre
        self.potencia = potencia # Potencia del transformador en kVA
        self.ubicacion = ubicacion # Ubicación espacial del transformador
        self.voltaje_1 = voltaje_1 # Tension lado de alta en V (Linea y Fase)
        self.voltaje_2 = voltaje_2 # Tension lado de baja en V (Linea)
        self.i_nominal_L_HV = potencia/(math.sqrt(3)*(voltaje_1/1000)) #In de linea
        self.i_nominal_F_HV = self.i_nominal_L_HV/1.732
        self.grup_cnx = "Dyn11"

```

```
self.b_max = b_max #Campo magnetico maximo del nucleo
self.v_espira = round(0.33*math.sqrt(potencia),2) #Voltios por espira
self.n_1 = math.ceil(voltaje_1/self.v_espira) #Numero de vueltas en el primario
self.n_2 = math.ceil((voltaje_2/self.v_espira)/1.732) #Numero de vueltas en el secundario
self.d_nucleo = round(math.sqrt(((voltaje_1)/(0.9*(50/100)*self.n_1*b_max))*4.74),2) #Diametro del nucleo en cm
self.temp_nucleo = None
self.i_parasita = None
self.delta_temp = None
self.codo_sat_pasado = False

def calcular_delta_temp(self):
    R_AL = 0.000000282 #resistividad del aluminio en ohm x m
    CAP_CAL_AL = 900 #capacidad calorifica del al en J/(kg C)
    D_AL = 2700 #densidad del aluminio en kg/m3
    seccHV = (self.i_nominal_F_HV/1.9)*0.000001 #seccion del conductor en m2
    longHV = self.n_1*(math.pi*((self.d_nucleo/2)+50)**2)*0.01 #longitud del conductor en m
    pesoHV = seccHV*longHV*D_AL
    resist_total = (R_AL*longHV)/seccHV
    q_total = self.i_parasita**2*resist_total*60
    self.delta_temp = q_total/(pesoHV*CAP_CAL_AL)

    print(self.nombre+ " "+str(self.delta_temp)+"K")

def get_potencia(self):
    return self.potencia

def get_ubicacion(self):
    return self.ubicacion

def get_voltaje_1(self):
    return self.voltaje_1

def get_voltaje_2(self):
    return self.voltaje_2

def get_grup_cnx(self):
    return self.grup_cnx

def get_b_max(self):
    return self.b_max

def get_v_espira(self):
    return self.v_espira

def get_n_1(self):
    return self.n_1

def get_n_2(self):
    return self.n_2

def get_tx_relacion(self):
    return self.get_n_1/self.get_n_2
```

```

def get_d_nucleo(self):
    return self.d_nucleo

def get_b_actual(self, cables, f_parasita):
    v_parasita = 0 # Inicializar la variable v_parasita
    self.i_parasita = 0

    # Comprobar si la ubicación del transformador coincide con la ubicación de cada cable
    for cable in cables:
        nodo_1 = cable.get_nodo_1()
        nodo_2 = cable.get_nodo_2()

        # Comprobar si la ubicación del transformador coincide con alguno de los nodos del cable
        if self.ubicacion in [nodo_1, nodo_2]:

            # Comprobar dirección de la diferencia de tensión
            if self.ubicacion == cable.get_nodo_1() and cable.fem_hacia_nodo_1:
                v_parasita = cable.get_fem_inducida()
                self.i_parasita -= cable.iEnCable
            elif self.ubicacion == cable.get_nodo_2() and not cable.fem_hacia_nodo_1:
                v_parasita = cable.get_fem_inducida()
                self.i_parasita -= cable.iEnCable
            else:
                self.i_parasita += cable.iEnCable

    self.calcular_delta_temp()

    # Calcular el valor actual de b utilizando la fórmula actualizada
    return round(self.b_max+v_parasita/(0.9*(f_parasita/100)*self.n_1*(self.d_nucleo**2/4.74)),2)

def get_temp_nucleo(self):
    return self.temp_nucleo

def dibujarTransformador(self, capa, tormenta, cables):
    #Cálculo de b actual
    b_actual = self.get_b_actual(cables, tormenta.get_frecuencia())

    # Crear una cadena de texto con los atributos del transformador

    popup_text = f"Nombre: {self.nombre}<br>"
    popup_text += f"Potencia: {self.potencia} kVA<br>"
    popup_text += f"Voltaje 1: {self.voltaje_1} V<br>"
    popup_text += f"Voltaje 2: {self.voltaje_2} V<br>"
    popup_text += f"Bmax: {self.b_max} T<br>"

    # Crear el marcador
    marker = folium.Marker(self.ubicacion, icon=folium.Icon(color='green', icon='bolt', prefix='fa'))

    # Verificar si se proporcionó una tormenta y se cumple una condición específica
    if abs(b_actual) > (1.25*self.get_b_max()):
        popup_text += f"Bmax superada: nucleo saturado por alto nivel de tensión"

```

```

marker = folium.Marker(self.ubicacion, icon=folium.Icon(color='red', icon='bolt', prefix='fa'))
self.codo_sat_pasado = True
elif abs(self.b_max + abs(self.i_parasita * 1) / (0.9 * (tormenta.frecuencia / 100) * self.n_1 * (self.d_nucleo ** 2 / 4.74))) > (1.25*self.get_b_max()) or ((self.i_nominal_L_HV*0.5)<self.i_parasita):
    popup_text += f"Nivel de CC en el transformador excesivo: {round(self.i_parasita,2)} A<br>"
    marker = folium.Marker(self.ubicacion, icon=folium.Icon(color='purple', icon='bolt', prefix='fa'))
    self.codo_sat_pasado = True

# Configurar el texto emergente manualmente
marker.add_child(folium.Popup(popup_text, max_width=250))

# Agregar el marcador a la capa
marker.add_to(capa)

class TormentaSolar:
def __init__(self, inc, direccion_1, direccion_2, intensidad, frecuencia): #Coordenadas polares, damos modulo y direccion del vector
    self.inc = inc
    self.direccion_1 = direccion_1
    self.direccion_2 = direccion_2
    self.intensidad = intensidad
    self.frecuencia = frecuencia
    self.vectoresEnMalla = [] #Array que almacena el campo vectorial originado por la tormenta

def get_frecuencia(self):
    return self.frecuencia

def get_intensidad(self):
    return self.intensidad

def dibujarTormenta(self, mapa):

#Funcion booleana para comprobar que estamos en la peninsula
def enPeninsula(lat, long):
    zona_peninsular = [
        (43.691743, -7.958761), (43.009857, -9.250377), (41.078576, -8.754962),
        (39.075103, -9.498084), (37.196536, -8.931896), (36.146405, -6.047876),
        (36.738391, -2.214489), (37.626457, -0.745939), (38.725236, 0.244890),
        (39.455300, -0.300351), (41.039598, 1.108382), (41.039598, 1.108382),
        (42.437651, 3.229174), (43.380187, -2.103692), (43.782901, -7.621871),
        (43.691743, -7.958761)
    ]
    return dentro_de_poligono(lat, long, zona_peninsular)

# Definir el rango de latitudes y longitudes para la Península Ibérica
lat_inicio, lat_fin = 44.00, 36.50
lon_inicio, lon_fin = -9.50, 2.5

# Generar la malla de latitudes y longitudes
latitudes = []
longitudes = []

espaciado = 0.2

```

```
lat = lat_inicio

while lat >= lat_fin:
    lon = lon_inicio
    while lon <= lon_fin:
        if enPeninsula(lat, lon):
            latitudes.append(lat)
            longitudes.append(lon)
            ""
        if ubicacionCritica(lat, lon):
            latitudes.append(lat + 0.0625)
            longitudes.append(lon + 0.0625)
            ""
        lon += espaciado
    lat -= espaciado

# Definir incremento de inclinación para latitud y longitud
longitud_vector = 0.25
variacion_inc_lat = self.direccion_1 # Incremento gradual para cada latitud
variacion_inc_lon = self.direccion_2 # Incremento gradual para cada longitud

#Definición de capas en el mapa
capa_circulos = folium.FeatureGroup(name='Zonas críticas')
capa_vectores = folium.FeatureGroup(name='Campo vectorial')

# Dibujar mallado y campo vectorial
for lat, lon in zip(latitudes, longitudes):
    if ubicacionCritica(lat, lon):
        gradiente = self.intensidad
        r = self.intensidad * 1000 # Hacer que dependa de la intensidad de la tormenta
        dsh = [5, 5]
    elif ubicacionCritica(lat + 0.125, lon + 0.125) or ubicacionCritica(lat - 0.125, lon - 0.125):
        r = self.intensidad * 500 # La constante ha de ser algo más baja
        dsh = [8, 8]
    else:
        gradiente = self.intensidad*0.5
        r = self.intensidad * 100 # La constante ha de ser algo más baja
        dsh = [10, 10]

# Crear una esfera en las coordenadas actuales
circulo = folium.Circle(location=(lat, lon), radius=r, color='blue', fill=True, fill_color='blue')
popup_content = "Gradiente: " + str(gradiente) + "V/km"
popup = folium.Popup(popup_content, max_width=300)
circulo.add_child(popup)
circulo.add_to(capa_circulos)

# Convertir la inclinación de grados a radianes
inclination_rad = math.radians(self.inc)

# Calcular la mitad de la longitud
half_length = longitud_vector / 2
```

```
# Si no es zona critica, vector mas corto
if not ubicacionCritica(lat, lon):
    half_length = half_length / 2

# Calcular las coordenadas de los puntos inicial y final de la línea
start_lat = lat - half_length * math.sin(inclination_rad)
start_lon = lon - half_length * math.cos(inclination_rad)
end_lat = lat + half_length * math.sin(inclination_rad)
end_lon = lon + half_length * math.cos(inclination_rad)

# Almacenar
self.vectoresEnMalla.append([[start_lat, start_lon], [end_lat, end_lon]])

# Agregar vector a la capa
dibujarVector(start_lat, start_lon, end_lat, end_lon, capa_vectores, dsh, '#FF00FF')

# Actualizar los valores de inclinación para la siguiente iteración
self.inc += variacion_inc_lat
self.inc += variacion_inc_lon

# Agregar las capas al mapa
mapa.add_child(capa_circulos)
mapa.add_child(capa_vectores)
```

```

import RedDistribucion6 as RedDistribucion

red = RedDistribucion.RedDistribucion()

tormenta = RedDistribucion.TormentaSolar(45, 0, 0, 5, 0.05) # Inclinacion inicial, direccion1, direccion2, intensidad, frecuencia

# Crear transformadores
trafo1 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 1", 278000, [43.32244676372729, -6.239324720583984], 380000, 33000, 2)
trafo2 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 2", 61000, [43.2749039060371, -4.318767067996104], 380000, 33000, 1.7)
trafo3 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 3", 155000, [43.512246399632765, -7.807126885961843], 380000, 33000, 2)
trafo4 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 4", 45000, [42.51879595650261, -4.083596743189425], 380000, 33000, 1.7)
trafo5 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 5", 120000, [42.720691244698, -2.1891691266911786], 380000, 33000, 1.7)
trafo6 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 6", 40000, [42.826184604652106, -0.817342231985551], 380000, 33000, 1.7)
trafo7 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 7", 80000, [41.97721016281928, -1.157032701150755], 380000, 33000, 1.7)
trafo8 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 8", 112500, [41.967496744160826, 0.28011928377895307], 380000, 33000, 1.5)
trafo9 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 9", 45000, [41.40158585452011, 1.7042062506638418], 380000, 33000, 1.7)
trafo10 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 10", 150000, [40.97882145952994, -1.8233486214363435], 380000, 33000, 1.7)
trafo11 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 11", 380000, [41.880009326222925, -4.240376959727214], 380000, 33000, 1.7)
trafo12 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 12", 90000, [42.44171129950864, -5.298643421357267], 380000, 33000, 1.9)
trafo13 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 13", 250000, [42.7686650482838, -7.990037138589259], 380000, 33000, 1.9)
trafo14 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 14", 175000, [42.638245, -8.283312], 380000, 33000, 1.7)
trafo15 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 15", 50000, [41.89946134142448, -7.4543713987518245], 380000, 33000, 1.7)
trafo16 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 16", 175000, [42.05486418055996, -6.004154395777304], 380000, 33000, 1.9)
trafo17 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 17", 150000, [41.29369671727081, -5.337838475491714], 380000, 33000, 1.7)
trafo18 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 18", 150000, [40.74167373508678, -4.44941724844426], 380000, 33000, 2.1)
trafo19 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 19", 108000, [40.165065693467, -4.397157176264999], 380000, 33000, 1.7)
trafo20 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 20", 450000, [39.925023396332634, -3.4834108589934653], 380000, 33000, 1.7)
trafo21 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 21", 150000, [40.55332994918604, -2.8162899928423237], 380000, 33000, 1.7)
trafo22 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 22", 120000, [41.03797568523704, -3.534865985307175], 380000, 33000, 1.7)
trafo23 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 23", 90000, [40.17504910896083, -1.0263825207025983], 380000, 33000, 1.85)
trafo24 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 24", 450000, [40.49374256223336, 0.031883940927457124], 380000, 33000, 1.7)
trafo25 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 25", 165000, [39.341436935766104, -0.8696023041648137], 380000, 33000, 1.7)
trafo26 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 26", 175000, [39.37174311241272, -2.7378998845734293], 380000, 33000, 1.7)
trafo27 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 27", 300000, [39.68413652709151, -5.167993240909112], 380000, 33000, 1.7)
trafo28 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 28", 225000, [40.70206658899235, -6.278519774718429], 380000, 33000, 2)
trafo29 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 29", 455000, [39.31111761346021, -6.474495045390662], 380000, 33000, 1.7)
trafo30 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 30", 80000, [38.95642182243861, -3.83536140033793], 380000, 33000, 1.7)
trafo31 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 31", 100000, [38.68157997428822, -2.019323892108576], 380000, 33000, 1.95)
trafo32 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 32", 225000, [38.37495750365922, -0.9479924124337047], 380000, 33000, 1.7)
trafo33 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 33", 450000, [37.50948324477063, -1.7972185853467137], 380000, 33000, 1.7)
trafo34 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 34", 10000, [38.06703010254181, -4.044401689054981], 380000, 33000, 1.75)
trafo35 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 35", 225000, [38.22115671213483, -6.278519774718429], 380000, 33000, 1.7)
trafo36 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 36", 450000, [37.92288501686146, -7.519696488975903], 380000, 33000, 1.7)
trafo37 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 37", 240000, [37.41615024224385, -6.500625081480293], 380000, 33000, 1.8)
trafo38 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 38", 200000, [36.47017543895428, -5.748877256503417], 380000, 33000, 1.7)
trafo39 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 39", 340000, [36.794346905576674, -4.8321935239279385], 380000, 33000, 1.7)
trafo40 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 40", 260000, [37.450922763879966, -4.22625003968313], 380000, 33000, 2)
trafo41 = RedDistribucion.Transformador("Trafo 41", 115000, [37.00556686902872, -2.004457264118834], 380000, 33000, 1.7)

# Agregar transformadores a la red
red.agregar_transformador(trafo1)
red.agregar_transformador(trafo2)

```

```
red.agregar_transformador(trafo3)
red.agregar_transformador(trafo4)
red.agregar_transformador(trafo5)
red.agregar_transformador(trafo6)
red.agregar_transformador(trafo7)
red.agregar_transformador(trafo8)
red.agregar_transformador(trafo9)
red.agregar_transformador(trafo10)
red.agregar_transformador(trafo11)
red.agregar_transformador(trafo12)
red.agregar_transformador(trafo13)
red.agregar_transformador(trafo14)
red.agregar_transformador(trafo15)
red.agregar_transformador(trafo16)
red.agregar_transformador(trafo17)
red.agregar_transformador(trafo18)
red.agregar_transformador(trafo19)
red.agregar_transformador(trafo20)
red.agregar_transformador(trafo21)
red.agregar_transformador(trafo22)
red.agregar_transformador(trafo23)
red.agregar_transformador(trafo24)
red.agregar_transformador(trafo25)
red.agregar_transformador(trafo26)
red.agregar_transformador(trafo27)
red.agregar_transformador(trafo28)
red.agregar_transformador(trafo29)
red.agregar_transformador(trafo30)
red.agregar_transformador(trafo31)
red.agregar_transformador(trafo32)
red.agregar_transformador(trafo33)
red.agregar_transformador(trafo34)
red.agregar_transformador(trafo35)
red.agregar_transformador(trafo36)
red.agregar_transformador(trafo37)
red.agregar_transformador(trafo38)
red.agregar_transformador(trafo39)
red.agregar_transformador(trafo40)
red.agregar_transformador(trafo41)
```

```
# Generar cables entre transformadores
```

```
red.generar_cable(trafo1, trafo12)
red.generar_cable(trafo1, trafo2)
red.generar_cable(trafo2, trafo3)
red.generar_cable(trafo2, trafo4)
red.generar_cable(trafo3, trafo11)
red.generar_cable(trafo11, trafo10)
red.generar_cable(trafo11, trafo14)
red.generar_cable(trafo11, trafo21)
red.generar_cable(trafo5, trafo6)
red.generar_cable(trafo6, trafo7)
red.generar_cable(trafo8, trafo9)
```

```
red.generar_cable(trafo9, trafo10)
red.generar_cable(trafo8, trafo7)
red.generar_cable(trafo16, trafo11)
red.generar_cable(trafo13, trafo12)
red.generar_cable(trafo13, trafo14)
red.generar_cable(trafo14, trafo16)
red.generar_cable(trafo15, trafo16)
red.generar_cable(trafo30, trafo26)
red.generar_cable(trafo16, trafo17)
red.generar_cable(trafo17, trafo18)
red.generar_cable(trafo18, trafo26)
red.generar_cable(trafo20, trafo22)
red.generar_cable(trafo9, trafo21)
red.generar_cable(trafo22, trafo23)
red.generar_cable(trafo23, trafo24)
red.generar_cable(trafo24, trafo25)
red.generar_cable(trafo19, trafo25)
red.generar_cable(trafo25, trafo26)
red.generar_cable(trafo27, trafo14)
red.generar_cable(trafo28, trafo26)
red.generar_cable(trafo29, trafo35)
red.generar_cable(trafo36, trafo37)
red.generar_cable(trafo37, trafo40)
red.generar_cable(trafo34, trafo31)
red.generar_cable(trafo31, trafo32)
red.generar_cable(trafo33, trafo41)
red.generar_cable(trafo37, trafo38)
red.generar_cable(trafo39, trafo41)
```

```
red.generar_esquema_tormenta(tormenta)
```

```
RedDistribucion.exportar_tablas(red, "Tablas_evento.xlsx")
```