

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Método de cálculo y cumplimiento de normativa de
campos magnéticos en subestaciones eléctricas

Autor: Rafael Fernández Leveque

Tutor: Pedro Luis Cruz Romero

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019



Trabajo Fin de Máster
Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Método de cálculo y cumplimiento de normativa de campos magnéticos en subestaciones eléctricas

Autor:

Rafael Fernández Leveque

Tutor:

Pedro Luis Cruz Romero

Profesor titular

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2019

Trabajo Fin de Máster: Método de cálculo y cumplimiento de normativa de campos magnéticos en subestaciones eléctricas

Autor: Rafael Fernández Leveque

Tutor: Pedro Luis Cruz Romero

El tribunal nombrado para juzgar el Trabajo Fin de Máster arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2019

El Secretario del Tribunal

A Silvia

A mis padres

A mis familiares y amigos

Resumen

La creciente preocupación por las radiaciones que nos rodean día a día ha favorecido la creación de un nuevo marco legislativo y el refuerzo del existente con objeto de reducirlas y mantener un control sobre ellas. Dentro de este amplio entorno, el Trabajo Fin de Máster a continuación se centra en los campos magnéticos, en concreto dentro de las subestaciones eléctricas, unas de las variedades de instalaciones industriales en las cuales más importancia pueden llegar a tener debido a las altas intensidades que discurren por sus conductores.

Resumen	ix
Índice	xi
Índice de Tablas	xiii
Índice de Figuras	xv
Notación	xvii
1 Introducción	1
1.1 <i>Legislación y normativa de referencia</i>	1
1.1.1 Legislación y normativa española	1
1.1.2 Legislación y normativa europea	2
1.1.3 Legislación y normativa en el resto del mundo	3
2 Estructura y tipologías de subestaciones eléctricas	5
2.1 <i>Tipología de subestaciones eléctricas existentes</i>	5
2.2 <i>Elementos que conforman una subestación</i>	9
3 Elementos generadores de campo y experiencias previas	15
3.1 <i>Elementos generadores de campo magnético</i>	15
3.2 <i>Experiencias previas en el ámbito de los campos magnéticos</i>	16
4 Método de Cálculo	23
4.1 <i>Campo magnético generado por líneas y conductores aéreos</i>	24
4.2 <i>Campo magnético generado por conductores subterráneos</i>	27
4.3 <i>Campo magnético generado por transformadores de potencia</i>	30
4.3.1 Campo magnético generado por las conexiones a las bornas del transformador	30
4.3.2 Campo magnético generado por los arrollamientos del transformador	32
5 Aplicación práctica y exposición de resultados	37
5.1 <i>Características de la subestación eléctrica propuesta</i>	37
5.2 <i>Cálculo del campo magnético generado por los transformadores de potencia</i>	43
5.3 <i>Cálculo global del campo magnético en la subestación planteada</i>	45
6 Conclusiones	51
Referencias	53
Glosario	54

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Límites de exposición al campo magnético RD 299/2016.	2
Tabla 2. Límites de exposición ocupacional al campo magnético ICNIRP 2010.	3
Tabla 3. Límites de exposición pública al campo magnético ICNIRP 2010.	3

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ejemplo zona maniobra y transformación.	6
Figura 2. Ejemplo subestación rectificación/inversión.	6
Figura 3. Ejemplo subestación de central.	7
Figura 4. Subestación de intemperie.	7
Figura 5. Subestación de interior.	8
Figura 6. Subestación blindada.	8
Figura 7. Embarrado.	10
Figura 8. Transformadores de tensión.	10
Figura 9. Transformadores de intensidad.	10
Figura 10. Interruptor automático.	11
Figura 11. Seccionadores.	11
Figura 12. Autoválvulas o pararrayos.	12
Figura 13. Transformador de potencia.	12
Figura 14. Baterías de condensadores.	13
Figura 15. Reactancias.	13
Figura 16. Trampas de onda o bobinas de bloqueo.	14
Figura 17. Espaciamiento de los puntos de medida del campo magnético en la subestación Athlassa.	17
Figura 18. Conjunto de medidas alrededor del transformador de la subestación Latsia.	17
Figura 19. Distribución de los puntos de medida en la línea 400 kV, en perpendicular y en paralelo.	18
Figura 20. Superior: Medidas en perpendicular. Inferior: Medidas en paralelo.	18
Figura 21. Distribución de los puntos de medida en subestación 400 y 110/20 kV.	19
Figura 22. Sistema de puntos de medida en la subestación Latsia.	20
Figura 23. Izquierda: Resultado cálculo numérico. Derecha: Resultado medidas.	20
Figura 24. Izquierda: Resultado medidas. Derecha: Resultado simulaciones.	21
Figura 25. Comparación entre medidas y simulación para dos casos distintos.	21
Figura 26. Planta de la subestación 187/66 kV.	22
Figura 27. Relación de error entre el campo calculado (abcisas) y el campo medido (ordenadas).	22
Figura 28. Sistema trifásico de intensidades equilibrado.	26
Figura 29. Canalización 20 kV.	27
Figura 30. Canalización 66 kV.	28
Figura 31. Otros ejemplos de canalizaciones.	29
Figura 32. Sistema de referencia en norma UNE 207012-001 IN	31
Figura 33. Ejes considerados en el cálculo.	34
Figura 34. Subestación planteada.	38
Figura 35. Elementos de la subestación.	38

Figura 36. Intensidades que recorren la subestación.	39
Figura 37. Superficie mallada subestación.	40
Figura 38. Puntos de medida.	41
Figura 39. Perfil subestación.	42
Figura 40. Distancias entre equipos.	42
Figura 41. Campo magnético en el transformador de 220/66 kV.	44
Figura 42. Campo magnético en el transformador de 66/20 kV.	44
Figura 43. Matriz de valores obtenidos.	46
Figura 44. Representación de los valores como superficie (1).	47
Figura 45. Representación de los valores como superficie (2).	47
Figura 46. Señalización de las diferentes zonas.	49
Figura 47. Superposición de resultados e implantación.	49

Notación

*	multiplicación
sen	función seno
cos	función coseno
kV	kilovoltios
A	amperios
T	tesla
μ T	microtesla
m	metros
mm	milímetros
f	frecuencia
Hz	hercios
kHz	kilohercios
HV	alta tensión, <i>high voltage</i>
LV	baja tensión, <i>low voltage</i>
:	tal que
<	menor o igual
>	mayor o igual
\	<i>backslash</i> o división
CC	corriente continua
CA	corriente alterna
μ_0	permeabilidad magnética del vacío
π	número <i>pi</i>
°	grados angulares
\int	integral
d()	diferencial

1 INTRODUCCIÓN

Existe hoy en día una importante concienciación acerca de los distintos campos y radiaciones generados por los elementos eléctricos y dispositivos electrónicos que nos rodean en nuestra vida cotidiana. Los campos magnéticos no se quedan atrás en cuanto a la problemática que genera su presencia a nuestro alrededor, y esto puede verse reflejado en la creciente normativa y legislación que se ha desarrollado con objeto de establecer una mejor comprensión, limitación y control de éstos.

Este Trabajo Fin de Máster tiene como objeto proponer un método de cálculo sencillo y eficaz para la evaluación de la magnitud de los campos magnéticos a frecuencia industrial (50 Hz) en el entorno de las subestaciones eléctricas. Puede que este tipo de instalaciones industriales no sean las más frecuentadas por las personas, pero debido a las diversas funciones que pueden desarrollar, relacionadas con el transporte de grandes cantidades de potencia, sin duda son los entornos ideales para estudiar las magnitudes de los campos magnéticos generados por los elementos de los cuales están compuestas.

De esta manera, se realizará también una presentación de los variados escenarios de subestaciones eléctricas posibles, así como una exposición de casos similares que han sido recogidos a través de varias publicaciones de objetivos similares a los de este Trabajo Fin de Máster realizado.

Una vez se muestren los resultados obtenidos, podremos realizar una comparación con los resultados de otras situaciones propuestas, así como con la normativa y legislación vigente con respecto a esta materia, con el fin de asegurar la validez de nuestros resultados.

Este capítulo recoge a su vez un apartado, en el cual se lleva a cabo una descripción de la normativa y legislación desde hace unas décadas hasta la actualidad, referente a la exposición a campos magnéticos. Tendrá la función de marco de referencia sobre el cual nos apoyaremos a la hora de resaltar las magnitudes del campo magnético obtenidas tanto en nuestro Trabajo Fin de Máster como en otros escritos expuestos posteriormente.

1.1 Legislación y normativa de referencia

El objetivo de esta sección es el de dar a conocer el marco legislativo y normativo referente a la exposición a campos magnéticos desde una perspectiva más cercana a nosotros hacia una más lejana.

Así, esta sección se encontrará fraccionada en tres partes a su vez, que partirá desde el ámbito legislativo español, pasando por el europeo y desembocará en un marco más amplio en el que se citarán las disposiciones legales sobre la exposición a campos magnéticos en distintas partes del mundo.

1.1.1 Legislación y normativa española

En el ámbito español surgen dos disposiciones principales, el Real Decreto 299/2016 [1], de 22 de julio, y el Real Decreto 123/2017, de 24 de febrero [2].

Comenzando por el Real Decreto 299/2016, en él se discute sobre los riesgos para trabajadores derivados de la exposición a campos electromagnéticos, establece límites a la exposición a campos eléctricos y magnéticos que pueden repercutir en efectos sensoriales, y efectos dañinos para la salud. Ya en este real decreto se menciona normativa europea de la cual profundizaremos más adelante.

Los límites que nos interesa estudiar, que se conocen en el propio real decreto como niveles de acción, son los que aparecen en concreto en el Anexo II, sección B3, Tabla 6, la cual muestra los valores límite de exposición a campos magnéticos de frecuencias inferiores a 10 MHz que pueden tener efectos sensoriales y efectos negativos para la salud (Tabla 1).

Tabla 1. Límites de exposición al campo magnético RD 299/2016.

Intervalo frecuencias	Límite efectos sensoriales [μT]	Límite efectos para la salud [μT]
$1 \leq f < 8 \text{ Hz}$	$2 \times 10^5 / f^2$	$3 \times 10^5 / f$
$8 \leq f < 25 \text{ Hz}$	$2,5 \times 10^4 / f$	$3 \times 10^5 / f$
$25 \leq f < 300 \text{ Hz}$	1×10^3	$3 \times 10^5 / f$
$300 \text{ Hz} \leq f < 3 \text{ kHz}$	$3 \times 10^5 / f$	$3 \times 10^5 / f$
$3 \text{ kHz} \leq f \leq 10 \text{ MHz}$	1×10^2	1×10^2

En nuestro estudio, debemos centrarnos en la frecuencia con la que trabajamos, esta es 50 Hz, así que los límites establecidos por el Real Decreto 299/2016 para nuestra frecuencia objetivo pertenecen a la tercera franja, $25 \leq f < 300 \text{ Hz}$. Estos límites resultan entonces para 50 Hz de **1000 μT** para efectos sensoriales y de **6000 μT** para los efectos perjudiciales para la salud.

Marcadas las primeras fronteras para las magnitudes del campo magnético podremos ver cómo están estos mismos niveles en comparación a los establecidos por otros marcos legales.

El caso del Real Decreto 123/2017 merece la mención en nuestro Trabajo Fin de Máster, pero carece de mayor importancia, ya que no marca ni establece límites de exposición a campos electromagnéticos. En su lugar trata de constituir los protocolos para la prevención de la emisión de frecuencias insalubres para las personas, así como marcar las pautas con objeto de facilitar el desarrollo de las infraestructuras de telecomunicaciones.

1.1.2 Legislación y normativa europeas

El entorno normativo de la Unión Europea referente a campos magnéticos podríamos decir que empieza a ver la luz en 1999 con la Recomendación del Consejo de ese mismo año [3]. En este documento se ofrecían ya valores de referencia en la exposición a campos electromagnéticos, con el fin de respetar la salud de las personas. En concreto, en su Anexo III, Cuadro 2 establece un valor límite de referencia de **100 μT** para una frecuencia de 50 Hz. Esta Recomendación del Consejo ha servido y sigue sirviendo como el marco legislativo referente a campos magnéticos para muchos países.

A lo largo de los años sucesivos han surgido nuevas disposiciones, destaca la Directiva de 2004, que fue ligeramente modificada en 2008 [4,5]. Esta Directiva europea de 2004 hace relucir un nuevo límite en el Cuadro 2 de su Anexo, en el que se dispone un nuevo valor de **500 μT** de referencia para la frecuencia de 50 Hz.

Finalmente, se deja ver la Directiva europea de 2013 [6] la cual aclara en su Anexo II, Cuadro B2 la misma separación entre rangos que se ha mencionado anteriormente en el Real Decreto 299/2016, que distingue entre límite sensorial y límite de efectos para la salud. Este hecho no es ninguna coincidencia, ya que el propio Real Decreto 299/2016 está basado en la directiva, y ambos afirman los mismos límites citados previamente de **1000 μT** para efectos sensoriales y de **6000 μT** para los efectos perjudiciales para la salud a frecuencia de 50 Hz.

De esta manera puede apreciarse la evolución de la legislación europea a lo largo de las últimas décadas y su impacto en el marco legislativo de los países que la conforman, como hemos presenciado en el caso de España. Estos límites propuestos han ido siendo menos restrictivos con el paso de los años, desde valores estrictos a otros más permisivos. Seguramente esta tendencia en la reducción de los límites de exposición a campos magnéticos viene marcada por los avances en los estudios y sistemas de medición relativos a esta materia, que han podido profundizar y permitirnos una mejor comprensión de sus efectos en la salud de las personas.

1.1.3 Legislación y normativa en el resto del mundo

Una vez han quedado aclaradas las normas que crean el marco español y europeo en cuanto a la legislación y normativa sobre campos magnéticos, es de obligatoria mención también la situación a modo global.

La organización internacional ICNIRP ya publicó en 1998 [7] una extensa guía que trataba sobre la exposición a campos eléctricos, magnéticos y electromagnéticos, cuyas directrices han sido seguidas por numerosos países alrededor del globo, según veremos posteriormente. Concretamente en las tablas 6 y 7 de esta guía ofrecía valores límites de exposición ocupacional y pública. Sin ir más lejos, para la frecuencia de 50 Hz muestra unos valores límites de exposición ocupacional de **500 μT** y de exposición pública de **100 μT** .

La organización ICNIRP actualizó las pautas de su guía en 2010 [8], que es la de referencia actual, en la cual establece la misma distinción entre exposición ocupacional y exposición pública. Las Tablas 2 y 3 muestran parte del contenido de las tablas 3 y 4 de la recomendación del ICNIRP de 2010, en la cual aparecen distintos rangos de frecuencias y sus límites de exposición recomendados.

Tabla 2. Límites de exposición ocupacional al campo magnético ICNIRP 2010.

Intervalo frecuencias	Límite exposición ocupacional [T]
$1 \leq 8 \text{ Hz}$	$0.2 / f^2$
$8 \leq f < 25 \text{ Hz}$	$2.5 \times 10^{-2} / f$
$25 \leq f < 300 \text{ Hz}$	1×10^{-3}
$300 \text{ Hz} \leq f < 3 \text{ kHz}$	$0.3 / f$
$3 \text{ kHz} \leq f < 10 \text{ MHz}$	1×10^{-4}

Tabla 3. Límites de exposición pública al campo magnético ICNIRP 2010.

Intervalo frecuencias	Límite exposición pública [T]
$1 \leq 8 \text{ Hz}$	$4 \times 10^{-2} / f^2$
$8 \leq f < 25 \text{ Hz}$	$5 \times 10^{-3} / f$
$25 \leq f < 50 \text{ Hz}$	2×10^{-4}
$50 \leq f < 400 \text{ Hz}$	2×10^{-4}
$400 \text{ Hz} \leq f < 3 \text{ kHz}$	$8 \times 10^{-2} / f$
$3 \text{ kHz} \leq f < 10 \text{ MHz}$	2.7×10^{-5}

En esta versión más actualizada ofrece distintos valores límites, doblando la cifra anterior con respecto a la recomendación de 1998, esto es, para frecuencia de 50 Hz unos valores límites de exposición ocupacional de **1000 μT** y de exposición pública de **200 μT** .

Tal como se mencionó en la sección 1.1.2, no es coincidencia que con el paso del tiempo estos límites sean cada vez menos restrictivos, ya que están ligados al progreso del estado del arte.

Finalmente, para tener una imagen global, [9] ofrece una pincelada de la situación a nivel internacional. Por el hecho de mencionar algunos casos destacables, Colombia y Finlandia establecen límites de **500 μT** , Países Bajos, Francia y Argentina establecen límites para líneas aéreas de potencia de nueva construcción, y finalmente otros países como Japón, Reino Unido, Suiza y República Checa tienen un marco basado en las pautas del ICNIRP, llegando incluso a reforzarlas ligeramente.

Tras analizar los cálculos realizados en las secciones consecuentes, se establecerá una comparativa en el capítulo 5 con el marco legislativo al que se ha referido, con el fin de comprobar si los valores obtenidos están dentro de los límites establecidos.

2 ESTRUCTURA Y TIPOLOGÍAS DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

La finalidad de este capítulo es la de establecer un base en la cual podremos sostenernos a la hora de referirnos a las subestaciones eléctricas. La subestación eléctrica es la pieza clave de este Trabajo Fin de Máster, ya que será en este tipo de instalaciones en el que nos centraremos a la hora de establecer el método de cálculo y de aplicarlo.

Se describirán los distintos tipos de subestaciones eléctricas que pueden encontrarse, así como los elementos característicos que las forman, para entrar en el contexto de estas instalaciones industriales.

La separación de este capítulo tiene lugar en dos apartados, el primero describe la tipología de subestaciones existentes, y posteriormente, el segundo mostrará las diversas partes y elementos que las conforman.

2.1 Tipología de subestaciones eléctricas existentes

La primera labor que debemos de llevar a cabo en esta sección es, la de poner en contexto qué es una subestación eléctrica. Podemos conocerlas como un conjunto de elementos y aparataje eléctrica, así como de edificios que, situados en un mismo lugar, realizan una o varias de las funciones que le atañen.

Estas funciones, que describiremos a continuación, son la esencia de la subestación, y afectan a la cantidad y tipos de elementos que las conforman. Así, pueden categorizarse en cuatro tipos básicos, que en ocasiones se desarrollan conjuntamente:

- Subestaciones de **maniobra**: Esta clase de subestaciones se encarga de la interconexión de dos a más circuitos, y constituyen los nudos del sistema. Esta función permite aumentar el grado de fiabilidad del sistema, al proporcionar conexiones físicas entre las diversas líneas.

Una de las peculiaridades de las subestaciones de maniobra puras es que las líneas que se conectan entre sí comparten el mismo nivel de tensión.

Permiten en su funcionamiento tanto la conexión como desconexión de líneas de potencia mediante maniobras de conmutación, pudiendo llegar a alcanzar un régimen de funcionamiento más estable y económico para el sistema eléctrico.

- Subestaciones de **transformación**: En este caso pueden llegar a transformarse hasta tres magnitudes distintas, que son la tensión, la frecuencia y/o el número de fases, según la función específica que se vaya a realizar.

Las subestaciones de transformación de tensión son generalmente las más comunes, y pueden hacer cambiar el nivel de tensión desde uno superior a uno inferior, o viceversa. Los transformadores de potencia son los protagonistas de este tipo de subestaciones, ya que son los encargados de llevar a cabo las tareas descritas anteriormente.

Las transformaciones de tensión pueden ser de lo más variadas, aunque de forma común suelen llevarse a cabo entre los distintos niveles de tensión o dentro de estos, que son el transporte (400 a 220 kV), el reparto (132 a 66 kV) y la distribución (66 a 0,4 kV).

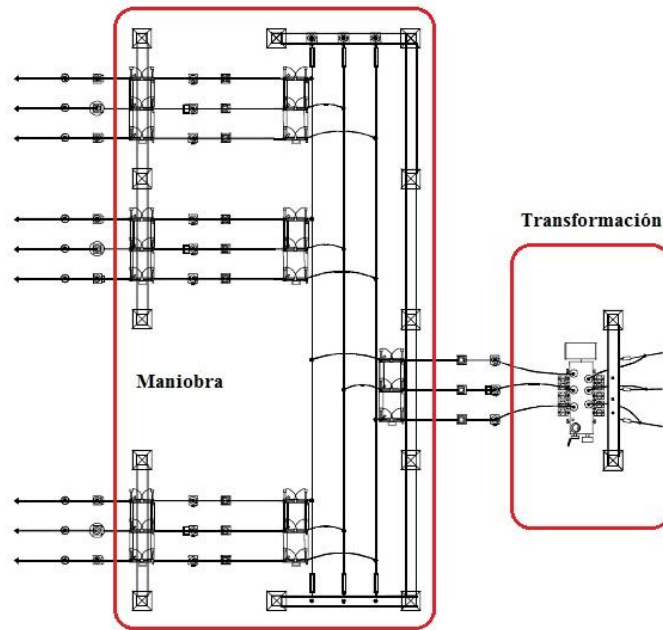


Figura 1. Ejemplo zona maniobra y transformación.

- Subestaciones de **inversión/rectificación**: Este tipo de subestaciones se encarga de forma genérica de la tarea de alimentar redes o líneas en corriente continua (CC). A ser verdad, permiten la transformación de la corriente alterna (CA) en continua en el caso de las rectificadoras, y de la CC en CA para las de tipo inversoras. Para su funcionamiento pueden emplearse diversas tecnologías, pero lo más normal es que se recurra a la electrónica de potencia para el desarrollo de esta tarea.

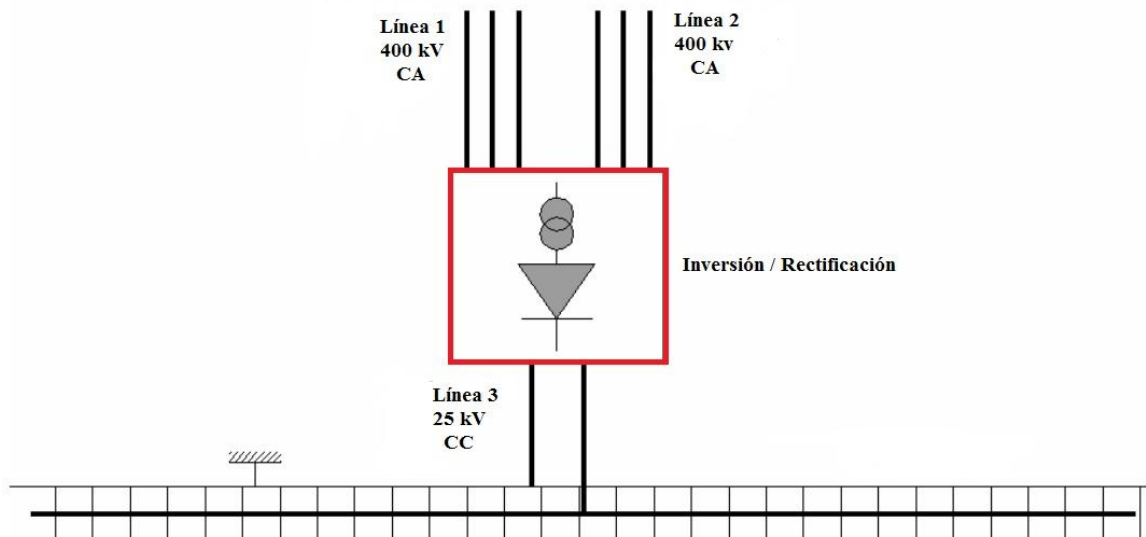


Figura 2. Ejemplo subestación rectificación/inversión.

- Subestaciones de **central**: Podemos clasificar el siguiente tipo de subestaciones también como un caso concreto de subestaciones transformadoras de tensión, ya que en el fondo es su cometido. Aun así, merece la pena aislarlas ya que tienen un cometido prefijado, que es el de elevar la tensión desde el lado de la generación hasta el transporte.

En este caso los transformadores de potencia serán también las piezas clave para llevar a cabo esta tarea. Las transformaciones de tensión que tienen lugar son de niveles completamente opuestos, ya

que el cometido es elevar la tensión tanto como sea posible con el fin de reducir la intensidad que circula por la línea y disminuir las pérdidas inevitables. Estamos hablando de transformaciones de niveles de tensión que pueden rondar desde los 3 a 36 kV de generación hasta los 220 a 400 kV del transporte.

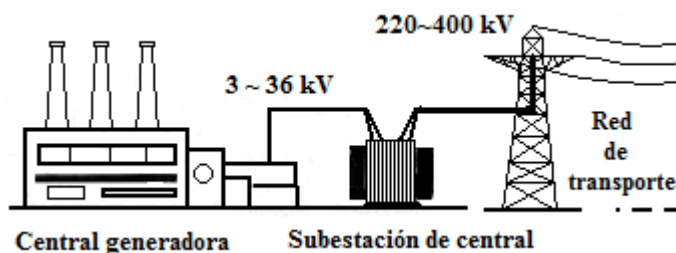


Figura 3. Ejemplo subestación de central.

No menos importante, hay otro factor fundamental que condiciona la topología de la subestación, afectando en gran medida a la clase de elementos que la conforman. Esta consideración es, por tanto, el emplazamiento o modo de construcción de la subestación, que genera a su vez tres tipos distintos de subestación:

- Subestaciones de **intemperie**: Constituyen el tipo más común de subestaciones, debido a que son las menos costosas dentro de este grupo. Tal como indica su nombre, se instalan al aire, generalmente en lugares aislados de población.

Ya que se colocan al aire libre, el propio aislante es el aire, por lo que se requieren unas distancias mínimas de seguridad entre elementos con el fin de evitar contactos y la formación de arcos eléctricos.

Los elementos y aparataje eléctrica que conforman estas subestaciones están expuestos a todo tipo de condiciones meteorológicas y contaminantes, así que debe garantizarse un emplazamiento lo menos dañino posible para estos.



Figura 4. Subestación de intemperie.

- Subestaciones de **interior**: Esta clasificación de subestaciones se caracteriza por emplazarse e instalarse en edificios cuyo solo cometido es el de alojar estas instalaciones. Debido a que requieren de la construcción del edificio pertinente, solo por esto ya pueden considerarse más costosas que las ejecutadas en intemperie.

Al construirse estas subestaciones en espacios optimizados para ellas, y ya que pueden llegar a llevar otro tipo de aislantes eléctricos, las distancias mínimas de seguridad requeridas son menores en este caso comparado con el de intemperie. Adicionalmente, como están incluidas dentro de un edificio, ofrecen mayor protección frente a fenómenos atmosféricos.

De esta manera, suelen llevarse a la práctica en zonas de espacio limitado o aquellas que dispongan de una atmósfera demasiado agresiva para los equipos eléctricos. Si realizan alguna transformación de tensión, los transformadores de potencia sí suelen instalarse fuera del edificio, ya que son los elementos más voluminosos del conjunto.



Figura 5. Subestación de interior.

- Subestaciones **blindadas**: Constituyen este tipo de subestaciones eléctricas aquellas realizadas corrientemente en interior, que llevan aislantes eléctricos con mejores propiedades dieléctricas que el aire. Se conocen como blindadas debido a que se componen de armaduras o carcasas que protegen a los equipos en su interior y alojan el aislante eléctrico.

Son, sin duda, el tipo de ejecución más cara de los tres, ya que requieren de la instalación de este blindaje metálico, del propio aislante eléctrico y, generalmente también están construidas dentro de un edificio propio para su función. Comúnmente el aislante eléctrico más empleado es el hexafluoruro de azufre o SF₆.

Como es el caso de que ofrecen protección atmosférica total, y el mejorado aislante eléctrico permite unas distancias de seguridad entre equipos mucho menores que en los casos anteriores, su instalación está solamente justificada en emplazamientos con requerimientos de espacio muy limitados y/o en presencia de atmósferas muy corrosivas para los equipos eléctricos.



Figura 6. Subestación blindada.

Las subestaciones cuya atmósfera de aislamiento es el aire, como en el caso de las de intemperie y algunas de interior, se conocen en la literatura como AIS, que provienen de los términos en inglés *Air Insulated Substation*. Por otra parte, aquellas que tengan como aislamiento otra atmósfera gaseosa, por ejemplo SF₆, son

denominadas como GIS, que proviene de *Gas Insulated Substation*.

Concluye aquí la clasificación de los distintos tipos de subestaciones, que como se ha comentado anteriormente, pueden combinar diversas de las funciones y ejecutarse de cualquiera de las maneras mencionadas, aunque las más convencionales son las que comparten las funciones de transformación y maniobra, y las que se instalan en intemperie.

La subestación eléctrica considerada como ejemplo práctico para la realización de los cálculos de este Trabajo Fin de Máster es, aunque se detallará posteriormente, una subestación de funciones de transformación y maniobra ejecutada en intemperie. Estas consideraciones tendrán consecuencias en los elementos que aparecen en la topología de la subestación propuesta.

2.2 Elementos que conforman una subestación

En esta sección nos hemos concentrado en detallar la diversidad de elementos que pueden formar parte de una subestación eléctrica. En concreto, ya que son las más abundantes y las que nuestro Trabajo Fin de Máster atañe, se comentarán aquellos elementos que pueden pertenecer a subestaciones de maniobra y transformación, cuyas funciones se han explicado en la sección previa.

La primera consideración a tener en cuenta es el hecho de la existencia de diversas zonas dentro de una subestación eléctrica, de funciones de maniobra y transformación en este caso. Las subestaciones pueden segmentarse en diversas zonas según los niveles de tensión de los elementos que la conforman, constituyendo los transformadores de potencia, las fronteras entre estas zonas.

Ya que pueden coexistir diversos niveles de tensión, como en nuestra subestación eléctrica propuesta, se diferencian las zonas:

- Parque de **alta tensión**: Constituye la zona con los elementos eléctricos al nivel más elevado de tensión de la subestación. Puede encontrarse la aparamenta a niveles de tensión típicos de 400, 220 o 132 kV.

Si no hay más de dos niveles de tensión en la subestación, puede conocerse así también a la parte de la subestación que recoge elementos de niveles de tensión entre 132 y 66 kV.

- Edificio de **media tensión**: La existencia de esta zona está condicionada a la presencia de más de dos niveles de tensión dentro de la subestación. Por ejemplo, en el caso de la que hemos propuesto, la tensión de entrada es de 220 kV, y luego es transformada a 66 y 20 kV. El sector que acoge a los elementos eléctricos en este caso de 66 kV puede conocerse como parque de media tensión.
- Edificio de **baja tensión**: Esta zona recoge a los elementos de menor nivel de tensión de la subestación, generalmente de tensiones que oscilan entre los 66 y 15 kV.

Se conoce también como edificio de baja tensión, ya que usualmente la aparamenta se localiza dentro de un edificio de mando o control, ubicada dentro de celdas que pueden desempeñar diversas tareas.

Aunque las mencionadas anteriormente son las zonas propias de las subestaciones, hay que destacar también otras partes que están presentes en todas las subestaciones. Estas son las entradas y salidas de líneas de potencia, que constituyen los accesos a las subestaciones.

Por norma general, las entradas al parque de alta y/o media tensión se llevan a cabo mediante líneas aéreas, ya que su ejecución subterránea es más costosa en comparación. Por otra parte, las salidas suelen ser en media o baja tensión y pueden tener configuración aérea o subterránea.

En el caso de la baja tensión, estas líneas parten en ejecución subterránea desde las celdas del edificio de mando, para continuar de esta manera o cambiar a la tipología de línea aérea.

Ya que se han diferenciado las distintas partes que conforman una subestación, continuaremos en esta senda detallando los elementos que las constituyen.

Los elementos que forman la subestación son sustancialmente iguales para cualquier nivel de tensión, la única diferencia es que, al llevar distintos niveles de aislamiento eléctrico, se distribuyen de una manera u otra. Por

ejemplo, convencionalmente en los parques de alta y media tensión se ubican en intemperie, separados entre sí una distancia de seguridad que varía a partir de la tensión de funcionamiento. Sin embargo, los componentes de baja tensión se ubican dentro de las celdas que se recogen en el edificio de mando y control, ya que requieren distancia de aislamiento mucho menores.

Los elementos mencionados pueden categorizarse en los siguientes:

- **Embarrados:** Elementos comúnmente constituidos por tres barras tubulares metálicas apoyadas en sus extremos cuya tarea es la de servir como nudo o punto de conexión de las diversas líneas o circuitos. De ellos parten o en ellos entran un número variable de circuitos según la topología de la subestación.



Figura 7. Embarrado.

- **Transformadores de tensión/intensidad:** Equipos que permiten convertir las magnitudes de tensión e intensidad de los circuitos a valores más reducidos, que puedan ser admitidos por los variados equipos de protección y medida para establecer el control. Los transformadores de tensión se colocan en paralelo al circuito en cuestión, mientras que los de intensidad se colocan en serie.



Figura 8. Transformadores de tensión.



Figura 9. Transformadores de intensidad.

- **Interruptores automáticos:** Componentes de subestaciones de vital importancia ante posibles faltas eléctricas del sistema. Poseen la capacidad de maniobrar en carga sobre la conexión de los circuitos, aislando la posible zona afectada por una incidencia. Soportan intensidades nominales y pueden interrumpir automáticamente el servicio en condiciones de corrientes elevadas

El corte o disparo de los circuitos tiene lugar en una cámara aislada, a partir de varios métodos, como el vacío o una atmósfera de hexafluoruro de azufre (SF_6).



Figura 10. Interruptor automático.

- **Seccionadores:** Elementos constituyentes de una subestación cuya función principal es la de ofrecer un corte de forma visible del circuito en cuestión, para poder realizar cualquier trabajo sobre los equipos con total seguridad.

El corte o apertura que llevan a cabo solo puede realizarse una vez que el circuito ya ha sido abierto por un interruptor, por lo que se dice que trabajan sin carga o en vacío.



Figura 11. Seccionadores.

- **Autoválvulas o pararrayos:** Integrantes de las subestaciones que tienen como objetivo absorber las sobretensiones de origen atmosférico, por maniobras u otras causas, que normalmente dañarían el aislamiento de los demás equipos eléctricos instalados. Comúnmente se sitúan antes y después de los transformadores de potencia, y en conversiones de circuitos aéreos a subterráneos.



Figura 12. Autoválvulas o pararrayos.

- **Transformadores de potencia:** Elementos clave de las subestaciones transformadoras, cuyo objetivo es variar el nivel de tensión de entrada con respecto al de salida, afectando también a la magnitud de la intensidad, manteniendo así la potencia transportada. Las relaciones de transformación que incurren son muy variadas y recogen a todos los niveles de tensión.

En apartados posteriores se profundiza más en su funcionamiento y su participación en la generación de los campos magnéticos en la subestación.



Figura 13. Transformador de potencia.

- **Baterías de condensadores:** Equipos de apoyo al funcionamiento de la red eléctrica, su tarea principal es la de proporcionar una inyección de potencia reactiva en el nudo en que están conectados. El fin de esta inyección de reactiva es la de aumentar las tensiones del nudo en cuestión. Son componentes vitales en los nudos eléctricos más saturados, en los cuáles las tensiones pueden llegar a caer por debajo del límite establecido.



Figura 14. Baterías de condensadores.

- **Reactancias:** Se tratan de componentes que se emplean comúnmente junto a los transformadores de potencia, y los complementan. Están constituidos por grandes devanados que pueden llegar a emitir un campo magnético notable a su alrededor, aunque están cubiertos por una pantalla metálica que pretende mitigar este efecto.

Se conectan a los transformadores de potencia en el lado en que su bobinado tiene configuración de triángulo, de manera que permiten crear un neutro artificial. Este neutro artificial puede ser empleado para ser puesto a tierra o para su uso en medida y protección del transformador.



Figura 15. Reactancias.

- **Trampas de onda o bobinas de bloqueo:** Elementos constitutivos de algunas subestaciones que presentan distintos parámetros eléctricos en función de la frecuencia que se trate, de tal manera que permiten redireccionar las señales de comunicación de altas frecuencias o servir de filtro para determinadas frecuencias no deseadas que se transmiten por la red. Su uso más común es en los sistemas de comunicación por onda portadora.



Figura 16. Trampas de onda o bobinas de bloqueo.

A la mayoría de estos elementos se les dará más forma en el apartado 5.1, a la hora de detallar la topología de la subestación eléctrica planteada, así que conocerlos de antemano nos permitirá una mejor comprensión de lo mostrado en adelante.

3 ELEMENTOS GENERADORES DE CAMPO Y EXPERIENCIAS PREVIAS

Son las metas de este capítulo las de dar a conocer los elementos generadores de campo magnético que aparecen comúnmente en las subestaciones, además de presentar pasados resultados obtenidos en la literatura a través de medidas y cálculos de campos magnéticos realizados en subestaciones eléctricas.

El propósito es introducir los componentes que pueden considerarse generadores de campo magnético en subestaciones en temperie de maniobra y transformación.

Mediante la exposición de otras conclusiones recogidas en diversos estudios realizados con anterioridad, podremos adquirir un carácter crítico a la hora de poner de manifiesto los resultados obtenidos a partir de los cálculos. También ofrecen más información sobre este fenómeno en subestaciones de diversos niveles de tensión y características, dando una idea más general del problema que nos atañe.

El primer apartado describe estos elementos que hemos tenido en cuenta como principales generadores de campo magnético, así como sus parámetros característicos. El segundo de los apartados de este capítulo da a conocer los datos de otras investigaciones previas sobre esta materia.

3.1 Elementos generadores de campo magnético

Una subestación de maniobra y transformación ejecutada en temperie puede llegar a constar de tres partes distintas, que son el parque de alta y el edificio de media y baja tensión. Estas tres zonas podemos categorizarlas a su vez en sectores que están en zona de temperie o expuestos al aire, como es el caso de la mayoría de los elementos y circuitos de la subestación, y los que están cerrados como el edificio de mando y control.

Es la zona de temperie la que ofrece un mayor atractivo al realizar los cálculos, aunque los elementos dentro del edificio podrían llegar también a tener importancia. En [10,11] se dan a conocer los elementos que se han tenido en cuenta a la hora de llevar a cabo los cálculos del campo magnético. Estos componentes han sido, **las líneas y circuitos aéreos y subterráneos, los transformadores y los embarrados**, supuestos estos últimos también como conductores. Sin embargo, con frecuencia aparecen otros elementos cuya influencia también es significativa, como son **las reactancias y las trampas de onda**.

Un hecho de vital importancia es conocer de antemano o haber definido los parámetros de diseño de cada uno de los elementos generadores de campo, como los mencionados anteriormente. En el caso de todos los elementos que pueden ser considerados como conductores, debemos ser conocedores de las distancias entre las distintas fases de los conductores, sus distancias al suelo y las intensidades que los recorren, aunque según el caso también puede llegar a ser importante el tipo de conducción empleada. Los campos magnéticos que generan estos componentes suelen ser directamente proporcionales a la corriente que llevan en ellos y a las distancias entre fases, mientras que son inversamente proporcionales a su distancia con respecto al punto de medida.

Sin embargo, para elementos como los transformadores, reactancias y trampas de onda necesitamos un mayor nivel de precisión en el conocimiento de los parámetros de diseño a causa de su funcionamiento más complejo.

En concreto, la modelación de un transformador conlleva conocer una gran variedad de parámetros. Estos

parámetros van desde la categoría estructural, como los diámetros y espesores de los devanados, el número de espiras, la separación entre los devanados de cada fase o las dimensiones externas, hasta otros más variados como el material y espesor de la cuba de contención, el tipo de aislamiento o los parámetros eléctricos. Las relaciones que se establecen entre estos parámetros y el campo generado no son tan sencillas como en el caso simple de los conductores, ya que poseen un mayor número de variables [12]. En primer lugar, al tratarse de devanados existirán componentes del campo en las tres dimensiones que a su vez se verán influenciadas por la posición del punto de medida respecto a estos. En segundo lugar, también será de vital importancia la posición del punto de medida con respecto a las tres fases entre sí. Finalmente habrá que considerar un efecto de apantallamiento o *shielding* que suele tomarse como una reducción del campo final generado en un determinado porcentaje.

Las reactancias conllevan también cierta complejidad en las características de su diseño y acostumbran a instalarse con los transformadores, pueden considerarse como modelos simplificados de estos en cuanto a la generación de campos magnéticos. Tienen similitudes con el caso anterior del transformador, ya que están constituidas por arrollamientos, así que también será necesario conocer los datos constructivos de estos [simplifies modelling,] como su diámetro y espesor, longitud y número de espiras. La posición del punto de medida con respecto al centro del bobinado es de gran importancia, ya que puede introducir errores en el cálculo, aunque pueden compensarse [13]. Para terminar, los parámetros de la pantalla que los envuelve también tendrán influencia en su efecto en la reducción de los campos al exterior del componente.

Ultimando, las trampas de onda igualmente están constituidas por arrollamientos y operan a frecuencias muy superiores a la industrial, siendo del orden de los kHz [14]. Su modelaje y constitución es muy similar al de las reactancias en cuanto a sus arrollamientos, así que el campo magnético generado por estos elementos dependerá de las características de su bobinado principalmente. Ya que, aparte de la corriente a frecuencia industrial, aparecen a otras frecuencias, estas también serían posibles fuentes del campo magnético en función de su magnitud. No llevan directamente un apantallamiento, pero si que suelen llevar un escudo anticolidión de las aves que posiblemente afecte también en la mitigación del campo magnético.

Cerramos la sección con el conocimiento de los elementos que pueden aparecer en las subestaciones de maniobra y transformación como principales generadores de campo magnético. Los componentes protagonistas de la producción del campo sin duda saldrán a escena posteriormente cuando llegue la ocasión de mostrar el método de cálculo en que se ha incurrido.

3.2 Experiencias previas en el ámbito de los campos magnéticos

La presencia de campos magnéticos a nuestro alrededor es un tema actualmente conflictivo, ya que genera polémica a causa de sus posibles efectos perjudiciales para la salud. Así desde hace unas décadas, las publicaciones que abordan este asunto son cada vez más frecuentes.

Para el escenario de las subestaciones eléctricas, esta materia se viene afrontando a través de dos procedimientos distintos, ya sea llevando a cabo mediciones de los campos magnéticos a través de instrumental dispuesto dentro de la subestación, o a partir de la realización de cálculos y predicciones de los campos magnéticos presentes en estas.

Se pretende entonces presentar evidencias de pasados estudios realizados en los que se emplean ambos métodos mencionados, comenzando por aquellos en que se han desarrollado mediciones del campo magnético.

Charalambos P. Nicolaou et al. [15] presentan un escrito en el que se han llevado a cabo medidas del campo magnético en varias subestaciones de intemperie empleando el analizador de campo Narda EFA 300. En total se miden los campos en siete subestaciones de tensiones 132, 66 y 11 kV dependiendo de cada una de ellas y a tres niveles de alturas distintas, que son 0, 1 y 1,75 metros de altura con respecto al nivel del suelo. El espaciamiento entre mediciones del campo magnético es cada 10 metros.

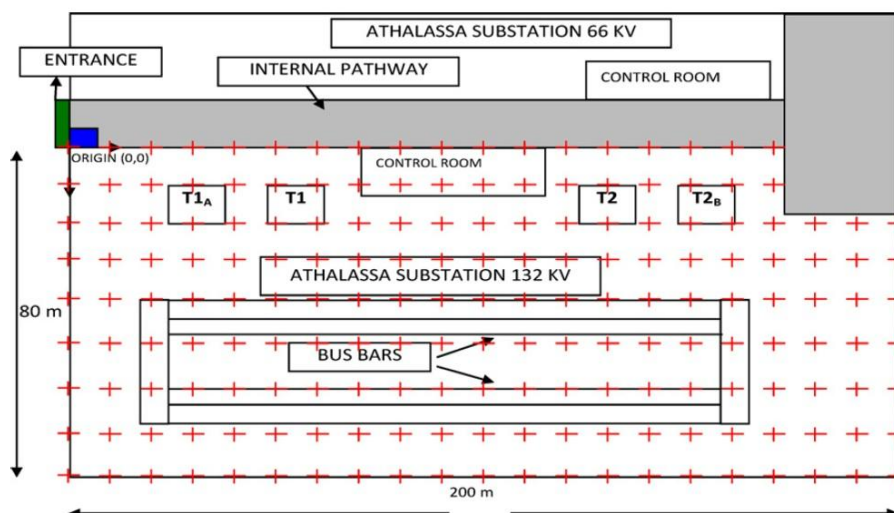


Figura 17. Espaciamiento de los puntos de medida del campo magnético en la subestación Athalassa.

Cabe destacar que las corrientes que circulan por los elementos generadores del campo no superan en su caso los 700 A. Los máximos valores del campo magnético medido en la apartamentada corresponden a los de la subestación Ayia Fila en concreto, obteniendo unas magnitudes de 45,89, 38,11 y 35,30 μT para las tres diferentes alturas de 0 a 1,75 metros respectivamente.

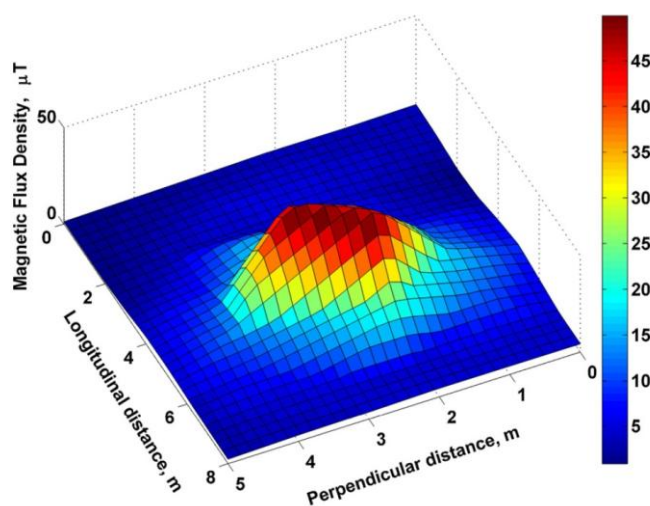


Figura 18. Conjunto de medidas alrededor del transformador de la subestación Latsia.

Cabe destacar que los autores también llevan a cabo una serie de medidas en lugares más peculiares y menos frecuentes, que ellos llaman sala de control o *control room* y sala de bobinas o *coil room*. En el caso de la sala de control se realizaron medidas al nivel del suelo y el valor máximo obtenido fue de 110 μT , mientras que en la sala de bobinas se alcanzó el sorprendente valor de 3134 μT . Este último resultado en particular es más de tres veces superior al límite establecido por el ICNIRP en 2010 de 1000 μT para exposición pública.

S. Kuusiluoma et al. [16] llevan a cabo en su estudio una serie de medidas del campo magnético en líneas aéreas de 400 kV empleando el medidor de campo triaxial de Wandel&Goltermann EFA-3. Las medidas tuvieron lugar a una altura de 1 metro sobre el nivel del suelo siguiendo los estándares de la IEEE Std 644-1994, y se fragmentan en medidas en perpendicular y en paralelo a la línea.

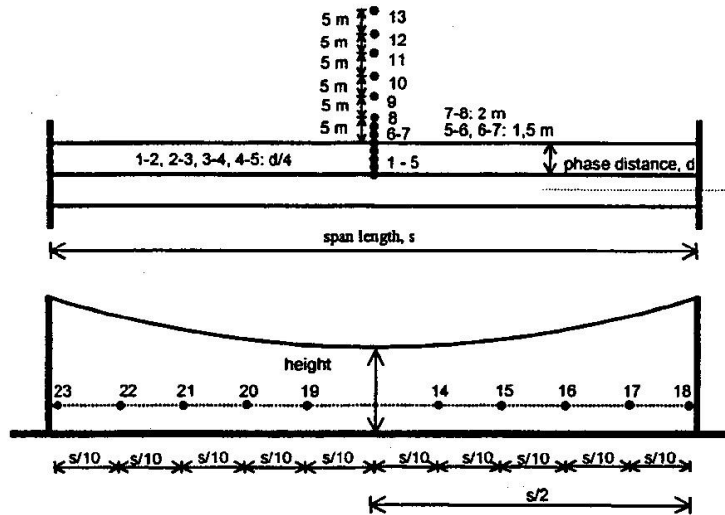


Figura 19. Distribución de los puntos de medida en la línea de 400 kV, en perpendicular y en paralelo.

Las mediciones máximas obtenidas para las líneas de 400 kV son de aproximadamente $78 \mu T$ en perpendicular y de $11,2 \mu T$ en paralelo.

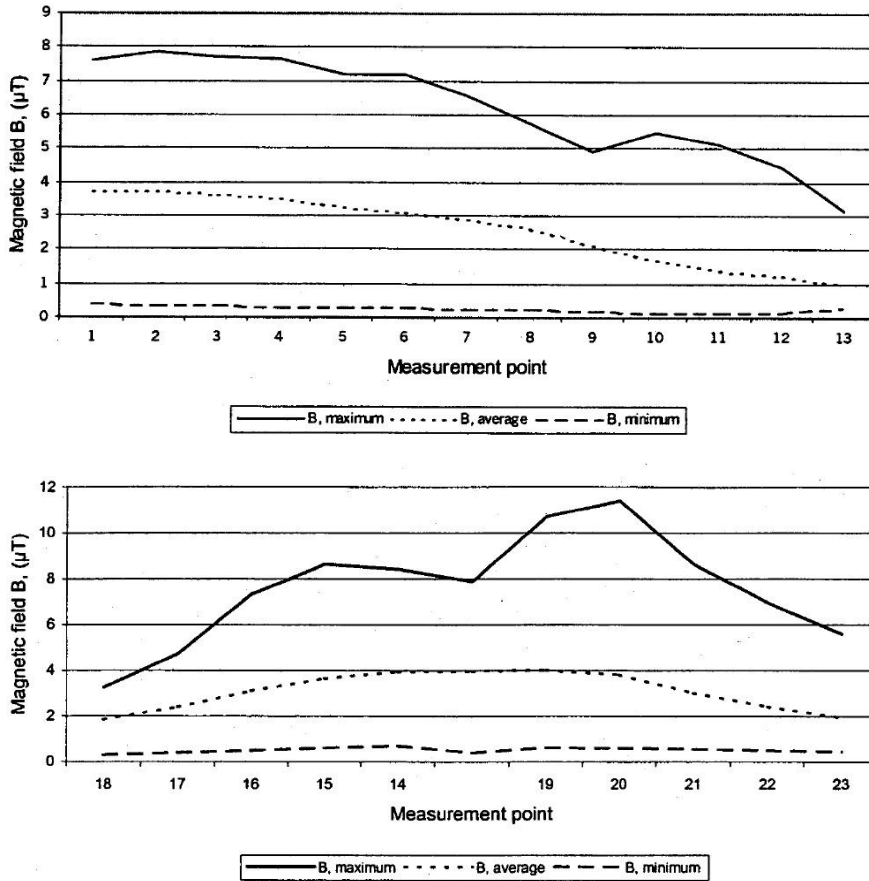


Figura 20. Superior: Medidas en perpendicular. Inferior: Medidas en paralelo.

Aunque se centra en las líneas de 400 kV, también nos aporta datos sobre mediciones realizadas en líneas de distribución de 20 kV y en una subestación de tensiones 400 y 110/20 kV. El sistema de distribución de puntos de medida es similar al mostrado anteriormente, y los resultados ofrecen una medición máxima del campo de $0,77 \mu T$. En el caso de la subestación, se realizan medidas en ambas partes mencionadas y se llega a obtener un máximo de $18,6 \mu T$.

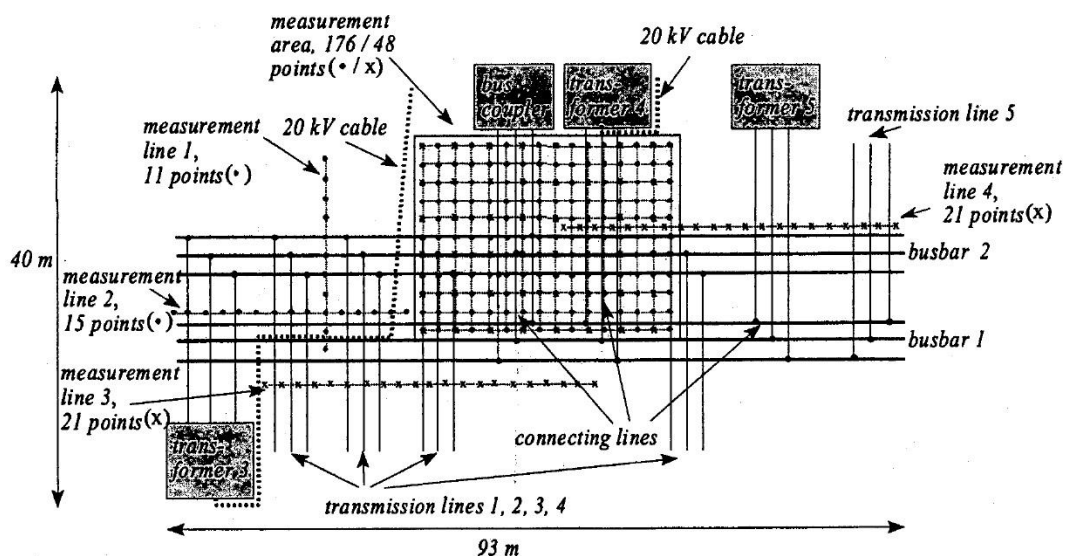


Figura 21. Distribución de puntos de medida en subestación 400 y 110/20 kV.

Jari Isokorpi et al. [17] presentan en su escrito las mediciones tomadas en una subestación de 110/20 kV empleando un medidor de densidad de flujo magnético triaxial. Estas mediciones tuvieron lugar en un área rectangular y a través de dos líneas de la subestación, resultando en un total de 48 puntos de medida en el área y 21 en las líneas. La altura de medida fue de 1 metro desde el nivel del suelo, mientras que la separación entre puntos considerada fue de 4 metros dentro del área y de 2 metros en las líneas.

Los valores más altos conseguidos en el área de la subestación fueron de 14,8 y 18,6 μT en el cable de salida de uno de los transformadores y en el cruce de una línea con un embarrado, respectivamente. Por otra parte, para las líneas se obtuvieron unos valores máximos de 6,3 μT para la primera línea y de 11,8 μT para la segunda.

Cabe destacar que estos autores emplean la misma subestación y sistema de distribución de puntos de medida que [16], por lo que la Figura 21 tendría validez para este caso también.

Como ya se ha enunciado, la otra manera de abordar esta cuestión es a través de la realización de cálculos y predicciones del campo magnético en las subestaciones. Esto origina dos posibles vertientes por las que se pueden optar, que son la realización de cálculos analíticos o el uso de un programa informático que emplee un modelo numérico del campo en tres dimensiones. Ambas opciones emplean la ley de Biot-Savart de una manera u otra, y algunos ejemplos de *software* numérico que suelen usarse son SUBCALC, HIFREQ de CDEGS, OPERA-ELEKTRA o ANAPOST (EDF) [10,18].

Ahora se exponen varios estudios en los que se han llevado a cabo cálculos del campo magnético con objeto de relacionarlos con las mediciones tomadas, de la misma manera que antes se han mostrado los anteriores.

Charalambos P. Nicolaou et al. [18] vuelven a aparecer en nuestro Trabajo Fin de Máster con un estudio en el que se lleva a cabo la medida y el cálculo del campo magnético en la subestación de Latsia de 66/11 kV, la misma en la cual se ilustraba en la Figura 18 la distribución del campo magnético alrededor de su transformador mediante mediciones, con la intención de validar la metodología numérica empleada. Las mediciones del campo magnético fueron tomadas otra vez a las alturas de 0, 1 y 1,75 metros sobre el nivel del suelo usando el analizador de campo EFA 300. La superficie de la subestación es cuestión fue seccionada en unidades rectangulares de dimensiones 7,2 metros en dirección perpendicular por 5,5 metros en dirección longitudinal.

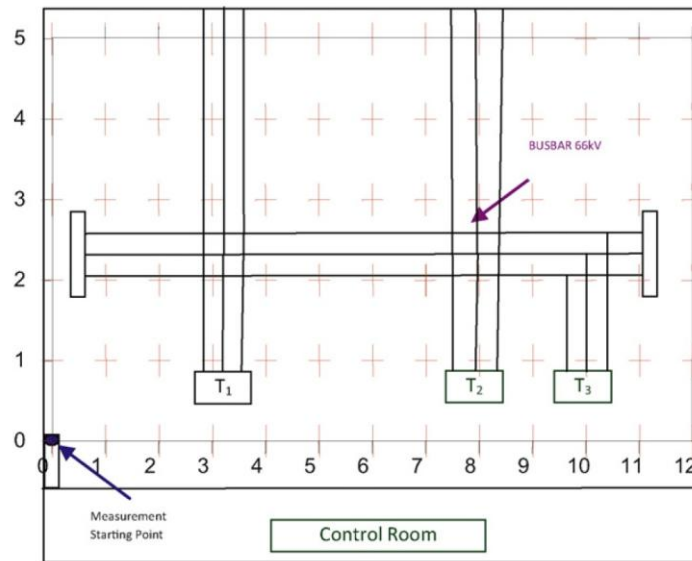


Figura 22. Sistema de puntos de medida en la subestación Latsia.

En cuanto a los cálculos, estos fueron realizados con el *software* OPERA-ELEKTRA, los cuales simulan un total de 27 conductores, cada uno con las corrientes reales que proporciona el sistema SCADA de la subestación, e ignorando el efecto de los transformadores debido a su eficiente factor de *shielding* o apantallamiento, como argumentan los autores.

Como conclusión, los resultados de las mediciones y los cálculos resultan muy aproximados. El campo máximo medido experimentalmente es de $24,8 \mu\text{T}$, mientras que el máximo calculado es de $24,6 \mu\text{T}$. Además, los autores inciden en que el patrón de comportamiento del campo en la subestación para los dos escenarios es también muy similar, mostrando máximos en aquellas zonas en las que los embarrados conectan con los transformadores.

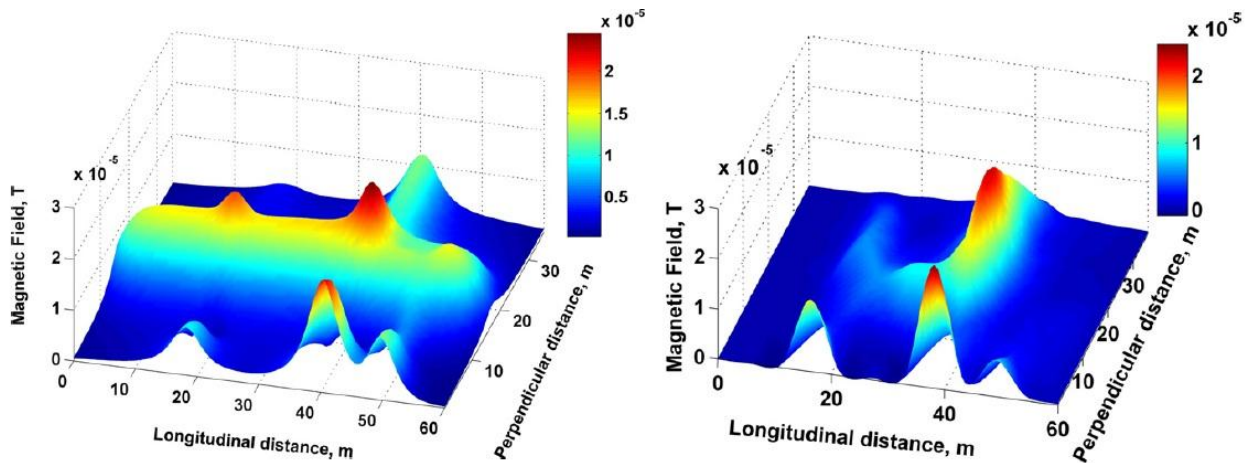


Figura 23. Izquierda: Resultado cálculo numérico. Derecha: Resultado medidas.

Aunque la distribución observada no es completamente igual, los resultados sí están dentro del mismo orden de magnitud, y además los máximos se obtienen en zonas similares.

I.O. Habiballah et al. [10] incurren también en mediciones y cálculos del campo magnético en una subestación tipo de 230 kV de Arabia Saudí. Las mediciones se realizaron con el medidor FIELD STAR 1000, mientras que los cálculos se llevaron a cabo con el *software* SUBCALC. Estos autores acentúan la complejidad de la distribución del campo magnético en una subestación eléctrica, debido a las numerosas fuentes posibles y sus interrelaciones.

En cuanto a las medidas, estas se realizaron dividiendo la superficie de la subestación en una red de unidad 5 metros por 5 metros, con los puntos de medida dispuestos en los puntos de corte de esta red. El campo máximo obtenido a partir de las mediciones se sitúa en torno a los 35 μT . Las simulaciones realizadas muestran también un máximo de 35 μT similar al obtenido a partir de las mediciones.

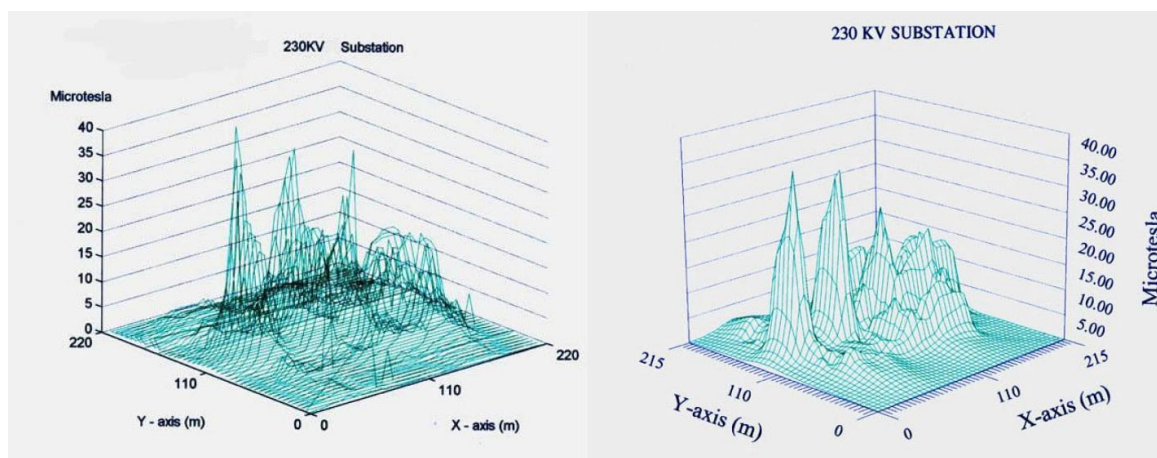


Figura 24. Izquierda: Resultado medidas. Derecha: Resultado simulaciones.

Más adelante los autores muestran el perfil del campo magnético a lo largo de la subestación para dos situaciones distintas, en las cuales puede observarse claramente que los patrones correspondientes a las medidas y a los cálculos tiene un alto grado de semejanza tanto en su forma como en sus valores máximos.

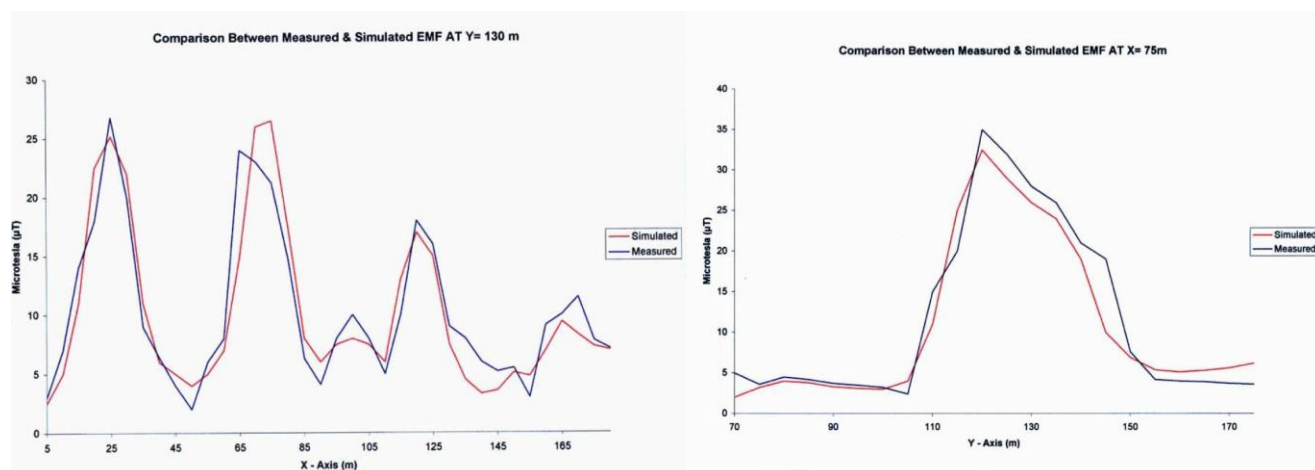


Figura 25. Comparación entre medidas y simulación para dos casos distintos.

N. Hayashi et al. [11] desarrollan en este caso los cálculos y mediciones de los campos magnéticos en una subestación de niveles de tensión 187/66 kV y en otra de 66/6,6 kV. Los creadores del artículo en cuestión no han empleado en este caso un *software* numérico para la realización de los cálculos, sino que han dividido los embarrados y líneas de las subestaciones en un total de 450 segmentos rectos, a los cuales se les ha aplicado la solución integral de Biot-Savart, a una altura de cálculo de 1 metro sobre el suelo. En cuanto a las mediciones, están se han llevado a la práctica en la subestación de 187/66 kV, y en el área de 66 kV de la subestación de 66/6,6 kV.

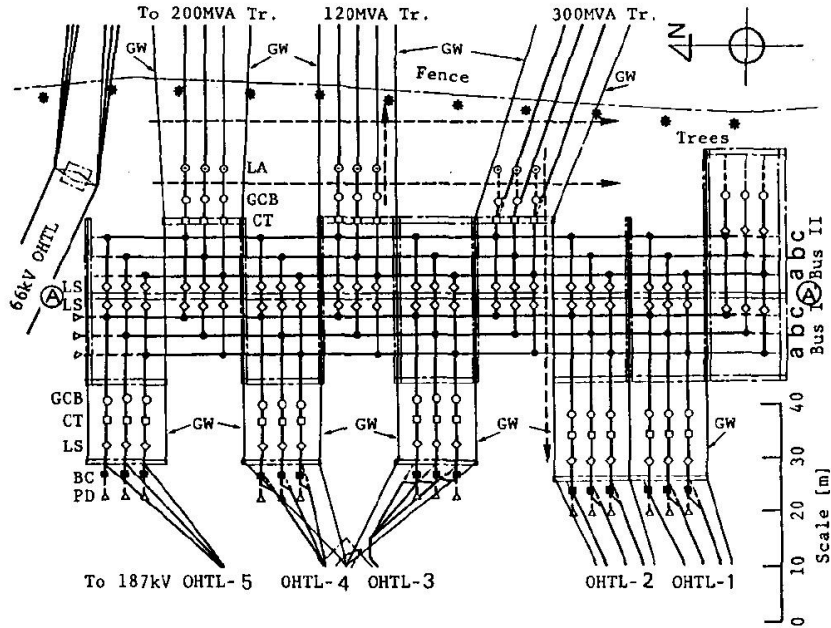


Figura 26. Planta de la subestación 187/66 kV.

Un detallado gráfico de dispersión nos muestra la conformidad entre las mediciones y los cálculos desempeñados, en el cual, para valores del campo magnético superiores a $1,5 \mu\text{T}$, la concordancia de ambos métodos tiene un error máximo de $1 \mu\text{T}$, mientras que para valores del campo inferiores a $1,5 \mu\text{T}$, el mayor error obtenido se atribuye a la presencia de cables subterráneos y transformadores de potencia. Aunque los autores juegan en su escrito con diferentes distribuciones y conexiones de las líneas dentro de las subestaciones, en ninguno de los casos se obtiene un campo magnético calculado superior a los $20 \mu\text{T}$.

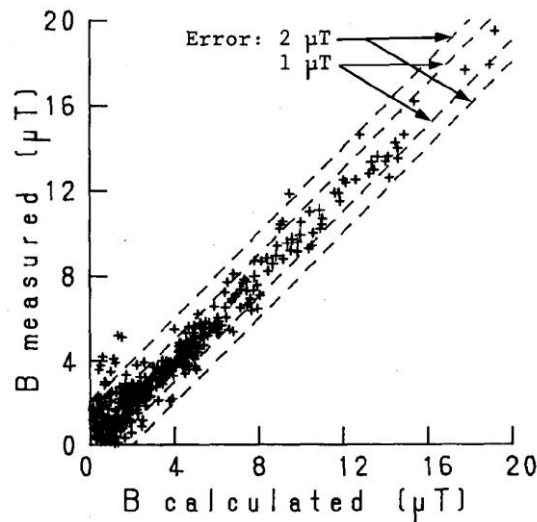


Figura 27. Relación de error entre el campo calculado (abcisas) y el campo medido (ordenadas).

De haber efectuado sus mediciones y cálculos en las áreas de menor tensión, seguramente habrían obtenido mayores cuantías de campo magnético, fruto de mayores corrientes presentes en los conductores y menores distancias hacia los puntos de medida.

Quedan así puestos de manifiesto los resultados de varios estudios que cubren una gran tipología de escenarios de subestaciones eléctricas, y en algún caso de líneas aéreas procedentes de diversas partes del mundo. El fin es que sirvan de comparativa con los resultados obtenidos en nuestros cálculos expuestos más adelante y nos permitan ratificar los frutos de nuestro Trabajo Fin de Máster.

4 MÉTODO DE CÁLCULO

El siguiente capítulo describirá de la manera más detallada posible los métodos de cálculo empleados en este Trabajo Fin de Máster, con objeto de que el lector pueda llegar a comprender y contemplar de manera más cercana los resultados conseguidos. Para la realización de los cálculos se ha empleado el *software* matemático MATLAB, ya que nos ha permitido llevar a cabo de manera más sencilla la tarea al estar focalizado a trabajar con matrices, como se detallará en los siguientes apartados.

Debido a la distinta naturaleza de los elementos que pueden considerarse como principales generadores de campo magnético, ya sea por cómo están contruidos o por la función que realizan dentro de una subestación eléctrica, se ha procedido a separarlos en tres categorías en el momento de los cálculos.

- La primera categoría que puede encontrarse es la de las líneas aéreas y circuitos que conectan a transformadores de potencia y embarrados. Ambos tipos de elementos emplearán un mismo sistema de medida del campo magnético, que será el principal en los cálculos realizados, ya que comparten la característica de estar a cierta distancia destacable del nivel del suelo.
- En segundo lugar, las líneas subterráneas o conducciones subterráneas de potencia tendrán su lugar aparte debido a sus diferencias de construcción con respecto a las conducciones aéreas, lo cual afectara la manera en que el campo magnético generado por éstas se distribuye.
- Finalmente, aparecerán los transformadores de potencia. Propondremos un método general que dependerá de las características del transformador empleado en el caso que corresponda, considerando los distintos elementos que producen y mitigan el campo magnético dentro de éstos.

En cualquier caso, hay ciertos elementos eléctricos en los cuáles no se ha reparado a la hora de considerarlos generadores de campo magnético. Ejemplos de éstos son las conducciones pertenecientes a cables de medida y protección de los diferentes equipos de las subestaciones y transformadores de tensión e intensidad. La decisión de evitar considerarlos como principales generadores de campo magnético reside en la magnitud de las corrientes que circulan por ellos, llegando a ser del orden de 100 a 300 veces inferiores a las corrientes que circulan por los componentes citados como principales anteriormente.

Aunque podrían llegar a ser generadores de un campo magnético significativo, las reactancias y las trampas de onda se han descartado de los elementos generadores de nuestra subestación, centrándonos en aquellos que aparecen con mucha más frecuencia y que son más comunes.

Se ha escogido para la realización de los cálculos, una altura común de medida en la que se sitúan todos los puntos de medida del campo magnético. Esta altura considerada en nuestro Trabajo Fin de Máster es de **un metro** sobre el nivel del suelo para cualquier tipo de elemento, excepto en el caso de los cables de conexión a las bornas del transformador, en el que los puntos de medida se han situado a un metro de distancia sobre la borna de tensión más alta.

Al mismo tiempo que se han tenido en cuenta todo lo anterior mencionado, hay una serie de fundamentos en los que también se han incurrido para la realización de los cálculos, al igual que en [10,11] mencionados previamente. Estos son:

- La corriente que circula a lo largo de los conductores de la subestación es trifásica y perfectamente equilibrada, adicionalmente, se desecha la presencia de las corrientes de tierra y de su efecto sobre el campo magnético sea cual sea su origen.
- La distorsión del campo magnético que puede tener lugar a causa de las estructuras de acero de los

equipos de la subestación se considera nula a todos sus efectos.

- No se han tenido en cuenta la existencia de las conocidas como corrientes imagen, ubicadas en un plano complejo bajo tierra, ni de sus efectos.
- Finalmente, las corrientes que aparecen inducidas en conductores por efecto del campo magnético que genera otro conductor se han ignorado.

4.1 Campo magnético generado por líneas y conductores aéreos

Este capítulo mostrará el procedimiento del cual nos hemos servido para llevar a cabo los cálculos del campo magnético o inducción magnética (B) originados a consecuencia de las líneas aéreas que entran y salen de las subestaciones, así como de los conductores que las poblan. Adicionalmente también se pretende dar a conocer otros posibles métodos a emplear para este fin.

La metodología final descrita en este apartado será la más empleada a lo largo del proceso de cálculo realizado, ya que como puede advertirse a simple vista en una subestación, los conductores son los elementos más abundantes. Así, la naturaleza de las subestaciones eléctricas de intemperie obliga a la instalación de grandes cantidades de conductor situados a relativa altura a nivel del suelo, con el propósito de acatar la normativa y las distancias de seguridad.

Cabe destacar que existen métodos alternativos a los cálculos analíticos para obtener los valores del campo magnético, estos son, por ejemplo, los métodos numéricos de modelos de elementos finitos. El modelo de elementos finitos consiste en la división del cuerpo sobre el cual queremos realizar la operación, en este caso las líneas y conductores aéreos, en unidades pequeñas conocidas como elementos. Las dimensiones consideradas para los elementos determinarán el número de divisiones que se hará al cuerpo, de tal manera que cuanto más pequeñas sean, mayor será el número de estas divisiones, y más se asemejará el método a la realización de una integración para todo el cuerpo.

Aunque hemos comentado que no es un método de cálculo en sí, la realización del modelo de elementos finitos consiste en este caso en un cálculo del campo magnético generado por cada elemento en el punto de medida. El hecho de que se considere como método numérico viene dado a causa de que sería imposible o muy costoso realizar uno a uno estos cálculos personalmente, ya que pueden haberse considerado miles de elementos individuales, así que es necesario emplear ordenadores con capacidad suficiente de computación para llevar a cabo los cálculos. Algunos ejemplos de *software* empleados para el cálculo de campos electromagnéticos son, por ejemplo, el programa EFC-400 de Narda STS o el programa FEMLAB para Matlab.

En [19] podemos encontrar un método de cálculo empleado para embarrados y circuitos aéreos basados en la integración del elemento generador de campo magnético. Las variables de partida del método consisten en la longitud y ancho del conductor, así como su distancia al suelo. Estableciendo un punto de medida P (x, y, z) pueden definirse las expresiones empleadas para realizar el cálculo:

$$dB = \frac{\mu_0 * I * R}{4 * \pi * b * r^3} dYdZ$$

Donde:

$$R = \sqrt{x^2 + (z - Z)^2}$$

$$r = \sqrt{R^2 + (y - Y)^2}$$

Además,

b = Ancho del conductor [m]

Y, Z = Variables de integración para ejes Y y Z respectivamente

(x, y, z) = Coordenadas del punto de medida "P"

Así, la expresión del campo magnético resulta de la integración de:

$$B = \int_H^{H+b} \int_0^L \frac{\mu_0 * I * R}{4 * \pi * b * r^3} dY dZ = \frac{\mu_0 * I}{4 * \pi * b} \int_H^{H+b} \frac{1}{R} * \left[\frac{y}{\sqrt{R^2 + y^2}} + \frac{L - y}{\sqrt{R^2 + (L - y)^2}} \right] dZ$$

Sabiendo que:

H = Altura del conductor [m]

L = Longitud del conductor [m]

Sin embargo, para nuestros cálculos se ha empleado un sistema que hemos considerado más sencillo y capaz de adaptarse a la variada casuística que puede aparecer en una subestación. El sistema propuesto emplea la ley de Biot-Savart aplicada a conductores infinitos [20] por los que circula una corriente trifásica. Los conductores se han considerado infinitos para la realización de los cálculos debido a que las longitudes de las líneas y embarrados son bastante mayores comparadas con las diferentes distancias a las que se han llevado a cabo los cálculos del campo magnético, por norma general.

De esta manera, la expresión empleada para calcular el campo magnético según Biot-Savart viene dada por:

$$B = \frac{\mu_0 * I}{2 * \pi * D} [T]$$

Donde:

B = Inducción magnética [T]

μ_0 = Permeabilidad magnética del aire (considerada como la del vacío) = $4 * \pi * 10^{-7} \left[\frac{N}{A^2} \right]$

I = Corriente que circula por el conductor [A]

D = Distancia entre el punto de medida "P" y el conductor [m]

A la hora de desarrollar nuestros cálculos hemos realizado una transformación a la expresión anterior para obtener los resultados de la forma deseada. Debido a que la unidad de inducción magnética, el Tesla, es demasiado grande para los resultados obtenidos, se empleará como unidad de referencia el microTesla [μT], que es la empleada habitualmente cuando se menciona el campo magnético (inducción magnética) en publicaciones y legislación.

El plano que recoge a los diversos puntos de medida se ha localizado en nuestro caso a una altura de **un metro** sobre el nivel del suelo, imponiendo vastas distancias entre los puntos evaluados y los conductores.

Además de esta consideración, si tenemos en cuenta el valor citado con anterioridad para la permeabilidad magnética μ_0 , y el hecho de que las distancias "D" han sido introducidas en milímetros [mm], la expresión de la inducción magnética resulta:

$$B = \frac{2 * 10^2 * I}{D} [\mu T]$$

La siguiente consideración a tener en cuenta es el hecho de que la corriente sea trifásica. El sistema trifásico es el empleado para el transporte y distribución de energía eléctrica a escala global, y este implica que existan tres fases, cuyas magnitudes eléctricas están desfasadas entre sí.

Consecuentemente, los circuitos que recorren una subestación eléctrica también constan de tres fases, y nuestra atención estará en las corrientes que circulan por esos conductores, principal origen del campo magnético.

Según se ha mencionado previamente, las magnitudes eléctricas de un sistema trifásico están desfasadas entre sí. En concreto, este desfase entre las magnitudes de cada fase será de 120° en un sistema perfectamente equilibrado, que, como anotamos en el apartado 3.1, supondremos será así. Este hecho afecta de manera notable a la hora de contabilizar los campos magnéticos que se generan en una subestación, ya que las corrientes de las fases están relacionadas las unas con las otras. En la Figura 28 a continuación puede advertirse el desfase entre las corrientes de las tres fases pertenecientes a un circuito trifásico equilibrado, de notación R, S y T.

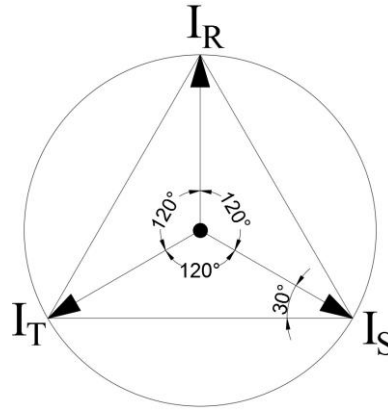


Figura 28. Sistema trifásico de intensidades equilibrado.

Si tenemos en cuenta la componente de las fases S y T en la dirección de R, observamos que el ángulo que las relaciona tiene un valor de 30° . Entonces, en un sistema equilibrado llegamos a la conclusión de que:

$$I_S = I_T = -I_R * \text{sen}(30^\circ) = \frac{-I_R}{2}$$

Si formulamos entonces la expresión del campo magnético generado por cada fase, y aplicando las relaciones obtenidas entre las corrientes de las fases, logramos establecer las relaciones:

$$B_R = \frac{2 * 10^2 * I_R}{D_{PR}} [\mu\text{T}]$$

$$B_S = \frac{2 * 10^2 * I_S}{D_{PS}} = -\frac{10^2 * I_R}{D_{PS}} [\mu\text{T}]$$

$$B_T = \frac{2 * 10^2 * I_T}{D_{PT}} = -\frac{10^2 * I_R}{D_{PT}} [\mu\text{T}]$$

Fruto de estas expresiones, observamos la relación que existe entre los campos magnéticos generados por las tres fases, que puede consumarse en la expresión del campo magnético total generado en un punto “P” a una distancia “D” distinta para cada fase debido a la existencia de separaciones físicas entre ellas.

$$B_{Total} = B_R + B_S + B_T = \frac{2 * 10^2 * I_R}{D_{PR}} - \frac{10^2 * I_R}{D_{PS}} - \frac{10^2 * I_R}{D_{PT}} [\mu\text{T}]$$

Desplazándonos al lado práctico, este resultado obtenido ha sido el empleado en el Trabajo Fin de Máster para el cálculo del campo magnético generado por conductores aéreos, ya sean líneas o embarrados. Estos últimos, los embarrados, aunque generalmente están conformados por conducciones tubulares de aluminio o cobre, también se han considerado como conductores para poder aplicar un método conjunto de cálculo.

La manera en que hemos empleado esta expresión concluyente en el *software* MATLAB ha sido creando la función realizada en Matlab que tiene cuatro parámetros de entrada:

- **i** : Corriente que circula por el conductor, que es la misma para las tres fases [A].
- **d1** : Se corresponde con la distancia de la fase más cercana al punto de medida “P” [mm].
- **d2** : Se corresponde con la distancia de la segunda fase más cercana al punto de medida “P” [mm].
- **d3** : Se corresponde con la distancia de la tercera fase al punto de medida “P” [mm].

Tras declarar cuáles son los parámetros de entrada, explicaremos como actúa la función creada para los cálculos. En primer lugar, una vez que recibe los datos de entrada, siendo estos la intensidad y las distancias de

cada fase, se procede al cálculo del campo generado por cada fase.

En la función hemos aplicado de una manera ligeramente diferente la expresión de B_{Total} citada con anterioridad, de tal manera que se calcula el campo de cada fase del mismo modo, pero empleando las distancias que correspondan a cada una de las fases, según su cercanía al punto de medida. Para obtener el valor del campo magnético total generado en el punto "P" se toma el valor campo de la fase más cercana al punto de medida (B_1 en la función), con objeto de que el resultado sea siempre el mayor posible para el campo o el más desfavorable, y se le aplica la resta de los valores de las dos otras fases (B_2 y B_3 en la función) reducidas a la mitad. Esta deducción de la mitad del valor de los campos B_2 y B_3 viene dada por las relaciones previamente mostradas entre las tres corrientes de fase.

El valor de retorno de la función será entonces el campo total generado en el punto "P" de medida a unas distancias d_1 , d_2 y d_3 (nombradas antes D_{PR} , D_{PS} y D_{PT}) que van desde la fase más cercana hacia la más lejana con respecto al punto de medida, siempre consideradas como la mínima distancia en línea recta existente con objeto de maximizar el valor del posible campo generado.

Esta función no será la última vez que aparezca en nuestros cálculos, ya que, como tendremos en cuenta en los apartados posteriores, también tomará parte en el cómputo de los demás elementos generadores de campo magnético.

4.2 Campo magnético generado por conductores subterráneos

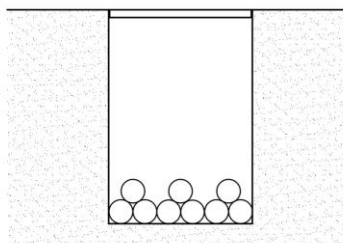
Pese a que las características de los conductores o líneas subterráneas sean muy similares a las de las líneas aéreas, se han diferenciado en distintas secciones a causa de las dispares condiciones de cálculo efectivas entre ambas clases de elementos.

De la misma manera que en el apartado 4.1, se dispondrá de la función en MATLAB ahí descrita. Los datos de entrada y salida de esta función serán y significarán lo mismo, pero en el caso de las distancias, serán sensiblemente diferentes.

El plano que acoge a los diversos puntos de medida se ha localizado también en este específico caso a una altura de **un metro** sobre el nivel del suelo. La mayor distinción con los elementos citados en el apartado 4.1 reside en que las distancias entre fases se reducen notablemente, al instalarse conductores aislados y no desnudos, como en la situación de líneas y embarrados. Este mismo hecho, la reducción entre las distancias de fase, provocará una drástica reducción del campo magnético generado, que depende en gran medida de la diferencia entre las distancias de fase hacia el punto de medida.

Se proporciona a continuación como ejemplo, las configuraciones de las canalizaciones empleadas en el modelo de nuestro Trabajo Fin de Máster, según las Figuras 29 y 30.

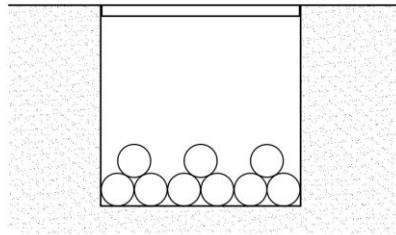
Canalización 20 kV



3x3x400 mm² (56 mm diam / conductor)

Figura 29. Canalización 20 kV.

Canalización 66 kV



3x3x1000 mm² (82,4 mm diam / conductor)

Figura 30. Canalización 66 kV.

En las figuras anteriores se muestra que la configuración seleccionada se corresponde a la de tres conductores por fase para ambos tipos de canalización, con el fin de poder soportar las corrientes que circularían por los cables. Las características de las dos clases de conductores han sido recogidas de catálogos comerciales estandarizados [21,22]. En los subsecuentes apartados se proporcionará más información acerca de las corrientes que circulan por los conductores subterráneos de nuestra subestación propuesta.

Del modo en que se muestra en las Figuras 29 y 30, el diámetro escogido para los cables de 20 kV será de 56 mm por conductor, mientras que para los cables de 66 kV resultará en 82,4 mm de diámetro por conductor. Las distancias entre fases han sido tomadas en el centro de la terna de cables que conforman la fase, de esta manera estarán separadas entre sí una distancia de dos diámetros del cable entre fases contiguas, y de cuatro diámetros para las fases más alejadas entre sí. Esta separación entre fases resulta:

- Para fases contiguas 112 mm en 20 kV, y 164,8 mm en 66 kV.
- Para las fases más alejadas entre sí 224 mm en 20 kV, y 329,6 mm en 66 kV.

Aunque los datos aportados con anterioridad se refieran, en ambos casos, a la situación específica de nuestra subestación propuesta, debido a que el carácter de este Trabajo Fin de Máster es el de proporcionar un método de cálculo con miras a poder aplicarse a cualquier subestación, se procederá a exponer otras conformaciones de canalizaciones que podrían aparecer en la realidad. Aunque es complejo cubrir toda la casuística existente referente a canalizaciones subterráneas de media tensión, se muestra en la Figura 31 una serie de canalizaciones cuya distribución de los conductores es distinta a la empleada en nuestro caso.

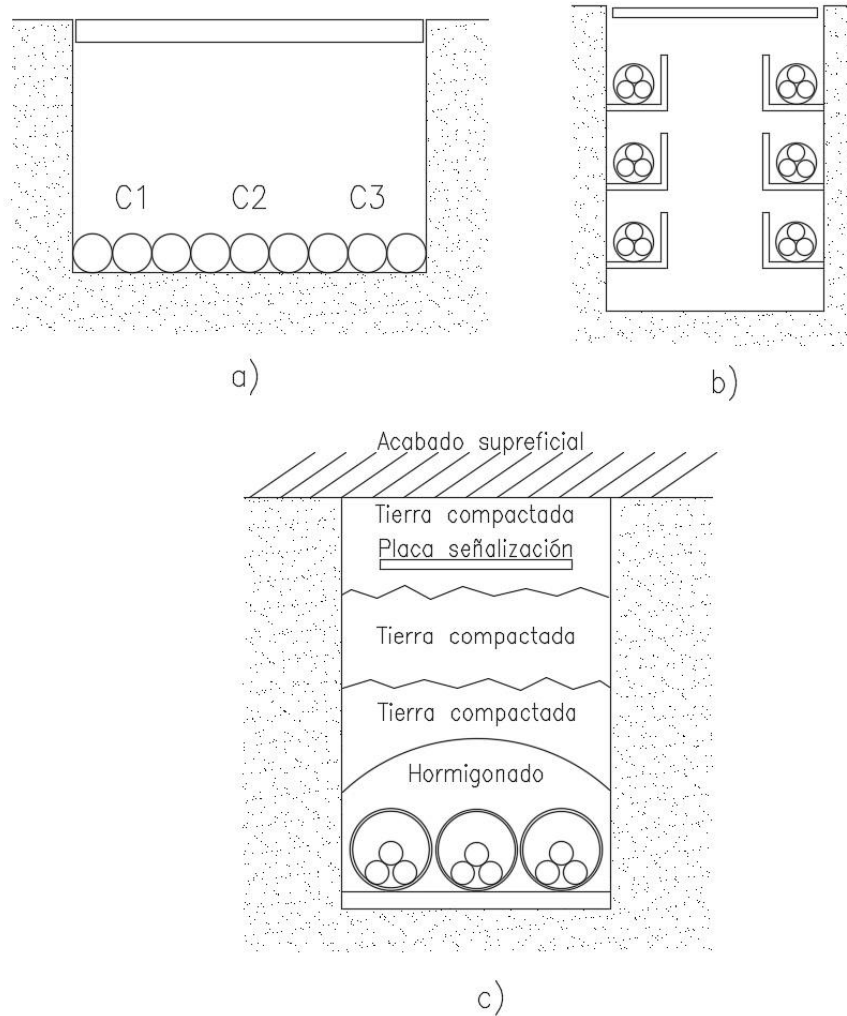


Figura 31. Otros ejemplos de canalizaciones.

Las tres canalizaciones expuestas representan son ejemplos de la variedad de configuraciones reales posibles. Para estos casos el método a emplear para el cálculo del campo magnético generado por los conductores es el mismo que el que se ha tomado para las canalizaciones de nuestra subestación modelo, aunque cada una tiene ciertas peculiaridades:

- Se trata de un tipo de canalización subterránea en la cual los conductores de las tres fases se encuentran directamente depositados en el fondo de la canalización a la misma altura, en el caso de la imagen se han dispuesto tres circuitos distintos que conforman un total de 9 cables. La distinción de esta configuración es el hecho de que las distancias entre las fases de un mismo circuito son mayores, por lo cual implica que la longitud entre el punto de medida y cada fase será más desigual para esta configuración, haciendo aumentar potencialmente el campo magnético generado.
- Este tipo de canalización se caracteriza por recoger a los circuitos en bandejas en los laterales de la canalización, además este caso en concreto un solo conductor tripolar recoge a los tres circuitos a la vez. La distribución en este tipo de canalización no supone nada nuevo, pero el hecho de que haya conductores tripolares afecta a la generación de campos magnéticos. La primera medida en que afectan los conductores tripolares es el hecho de que los conductores de cada circuito están lo más cerca posibles unos de otros, por lo que las distancias entre el punto de medida y cada fase son similares en gran medida. Además, para aportar rigidez a la conducción tripolar, esta suele llevar una pantalla metálica que acoge a las tres fases y que podría aportar algo de efecto de apantallamiento o *shielding*, mitigando así los efectos del campo magnético. Sería la conducción que posiblemente generaría el menor campo magnético de las que vamos a estudiar.
- El siguiente caso será el único en el cual la canalización está totalmente rellena, primero por una capa de hormigón sobre los tubos, y luego por varias capas de tierra compactada. Como se ha mencionado ya, los circuitos irían recogidos en tubos, generalmente de material plástico, y dispuestos de manera

similar a las dos conducciones empleadas en nuestra subestación, en cuanto a distancias entre fases. Lo que lo hace distinto de las demás canalizaciones es el hecho de estar rellena, lo cuál podría afectar a la generación de campo magnéticos al tener este que atravesar materiales con permeabilidad magnética distinta a la del aire, como son el material plástico, el hormigón y la tierra.

En resumen, los parámetros que más pueden afectar a los campos magnéticos generados por conducciones subterráneas son las distancias entre fases de un mismo circuito y la presencia de elementos con distinta permeabilidad magnética o que produzcan efecto de apantallamiento.

A la hora de realizar una comparación con la separación entre fases de conductores y líneas aéreas, que varían desde 0,5 m hasta 4 m según aumentemos el nivel de tensión, observamos que las distancias entre fases para conductores subterráneos son notablemente inferiores, sobre todo para líneas aéreas de tensiones elevadas (66 – 220 kV).

En los cálculos expuestos posteriormente percibiremos de manera más directa la diferencia entre magnitudes para ambos tipos de instalación de conductores, aéreos y subterráneos, en cuanto a la generación de campo magnético.

4.3 Campo magnético generado por transformadores de potencia

Los transformadores de potencia son otros de los elementos presentes en las subestaciones eléctricas, ya que su función es la de, reiterando en la palabra, transformar la tensión de un nivel a otro empleando sus arrollamientos para cada nivel de tensión y un núcleo ferromagnético para reconducir el flujo magnético al destino deseado.

Merece la pena destacar la diferencia entre los transformadores de potencia y los de intensidad/tensión, siendo estos últimos los que se ocupan de recoger las señales de medida y protección en una subestación eléctrica. El hecho de encargarse de la tarea mencionada es lo que nos ha permitido descartarlos a la hora de considerarlos como generadores principales de campo magnético, ya que estas señales se transmiten con corrientes muy bajas, del orden de 5 A.

La presente sección describirá el procedimiento de cálculo que se ha tenido en cuenta para los transformadores de potencia, separando a su vez el origen del campo magnético en dos fuentes distintas. Las dos causas de la producción de campo magnético en un transformador pueden desvincularse entre sí en:

- Conexiones a las bornas de alta y baja tensión del transformador.
- Arrollamientos internos de alta y baja tensión del transformador.

Ya que nos referimos a los niveles de alta y baja tensión, lo hacemos para diferenciar la zona de alta tensión del transformador que tiene los conductores y arrollamientos de tensión más elevada, mientras que la de baja tensión agrupa los conductores y arrollamientos de la tensión de menor nivel, sin implicar que pertenezca al grupo considerado como baja tensión (< 1000 V).

De esta manera se lleva a cabo la descripción de cada caso en los consecuentes subcapítulos.

4.3.1 Campo magnético generado por las conexiones a las bornas del transformador

La primera de las fuentes de campo magnético en un transformador se ha tenido en cuenta en nuestro Trabajo Fin de Máster a la hora de situar un punto de medida encima de la superficie ocupada por un transformador. En nuestro caso, se ha establecido que el plano que recoge a los puntos de medida está localizado a una altura de **un metro** de separación de la borna de conexión más alta, ésta es la de alta tensión, que requiere una distancia de aislamiento mayor.

La norma UNE 207012-001 IN [23] ya plantea un sistema de cálculo del campo magnético alrededor de transformadores a frecuencia industrial, aunque solo hace referencia a la materia que nos atañe en este apartado, que son los circuitos que conectan a las bornas del transformador, llamados en la propia norma como barras o pasatapas.

El documento citado comienza haciendo incapié en las relaciones entre corrientes trifásicas como en nuestra

sección 4.1, y para comenzar con el cálculo parte de establecer tres barras separadas entre sí una distancia “d”, perpendiculares a un plano, en este caso el “xy”. Ahora bien, igual que en nuestras consideraciones, crea un rectángulo de **un metro** alrededor de las tres barras de tal manera que cualquier punto de medida está contenido en él.

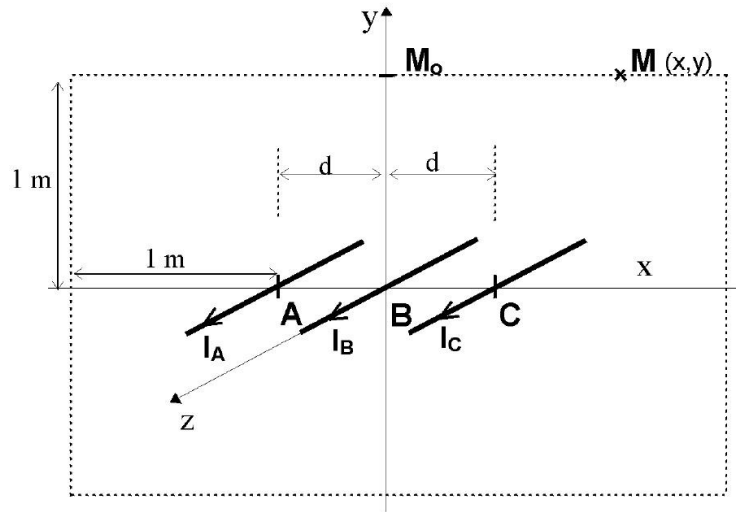


Figura 32. Sistema de referencia en norma UNE 207012-001 IN.

Así, para el punto genérico de medida M (x, y), establece que el campo magnético tiene un valor:

$$\frac{B_{Rot}}{2 * 10^{-7} * I} = \left[\left(\frac{y * \text{sen}(\omega t - 2\pi/3)}{(x + d)^2 + y^2} + \frac{y * \text{sen}(\omega t)}{x^2 + y^2} + \frac{y * \text{sen}(\omega t + 2\pi/3)}{(x - d)^2 + y^2} \right)^2 + \left(\frac{(x + d) * \text{sen}(\omega t - 2\pi/3)}{(x + d)^2 + y^2} + \frac{x * \text{sen}(\omega t)}{x^2 + y^2} + \frac{(x - d) * \text{sen}(\omega t + 2\pi/3)}{(x - d)^2 + y^2} \right)^2 \right]^{1/2} [T]$$

Donde:

x, y = Valor de las coordenadas del punto M [m]

ω = Frecuencia de la red [$\frac{rad}{s}$]

t = Tiempo [s]

I = Valor eficaz de la corriente que circula por cada barra [A]

d = Distancia entre barras [m]

Sin embargo, considerando todo el conjunto de puntos perteneciente al rectángulo y barras con longitud infinita, obtiene una expresión en el punto M₀ de la Figura 32 mucho más manejable:

$$B_{Tot-Max} = 2 * 10^{-7} * I * \left(\frac{\sqrt{3} * d}{1 + d^2} \right) [T]$$

En el caso de que las barras tuviesen una longitud determinada, solo habría que introducir un factor de compensación en la expresión anterior tal que:

$$B_{Tot-Max} = 2 * 10^{-7} * I * \left(\frac{\sqrt{3} * d}{1 + d^2} \right) * \text{sen}(\alpha) [T]$$

Donde α se define como el ángulo tomado desde el punto de medida entre el centro de la barra y su extremo.

Aunque la metodología descrita es perfectamente válida para esta situación, con objeto de aplicar un método compacto para los cálculos, en nuestro Trabajo Fin de Máster hemos empleado la función descrita con anterioridad en la sección 4.1.

La peculiaridad de este caso reside en que la distancia que discurre desde los puntos de medida hacia los conductores de conexión con las bornas es bastante menor que en caso de la sección 4.1, suponiendo esto que

el resultado del campo magnético calculado será sensiblemente más elevado comparado con los demás elementos propuestos.

Además, no solo se tendrá en cuenta una terna de conductores, sino que se han contabilizado dos ternas, las pertenecientes a las bornas de conexión de alta tensión y a las de baja tensión, siendo estas últimas las que acarrearán una corriente mayor, que generarán un mayor campo magnético.

4.3.2 Campo magnético generado por los arrollamientos del transformador

Aunque hablar de un transformador de potencia sea sinónimo de hablar de gran cantidad de flujo magnético conducido a través de su núcleo, cuando observamos la cantidad de campo magnético que genera un transformador a su alrededor hacia exterior no podemos hablar de la misma magnitud.

Existen dos factores principales que decrementan notablemente la cantidad de campo magnético generado, y estos son, primero el hecho de que el transformador se diseña de la manera más óptima posible para reducir los costes de explotación, por lo que la cantidad de campo magnético que escapa del núcleo es ya muy reducida, y en segundo lugar, hay que tener en cuenta el efecto *shielding* o de apantallamiento, por el cual el campo que atraviesa la cuba metálica puede ver reducida su efectividad desde un 70 al 90 % [24,25].

Referente a los cálculos, en [12] se muestran diversos métodos para llevar a cabo el cálculo del campo magnético generado por los arrollamientos a través de modelos de más simplificados a más exactos. En estos modelos solo se ha tenido en cuenta el campo generado hacia el exterior del bobinado, ya que el interno queda prácticamente acaparado en su totalidad por el núcleo ferromagnético. De este modo el transformador trifásico resulta un conjunto de tres pares de arrollamientos, de los cuales, cada par constituye el bobinado de alta y baja tensión.

En esta situación daremos a conocer inicialmente métodos de cálculo más avanzados y complejos, hasta llegar al más simplificado, que es el empleado en nuestros cálculos.

Tal y como se mencionó en el apartado 4.1, para realizar los cálculos del campo generado en el interior del transformador, también puede emplearse el método numérico de elementos finitos. Para este caso en particular, los cuerpos a modelar serían los devanados del transformador, los cuáles se dividirían en los elementos ya citados para aplicar el cálculo individual del campo a cada uno de estos. Una vez se hubiese realizado el cómputo de los cálculos, tampoco podríamos olvidar aplicar el factor de *shielding* o apantallamiento ya referido con anterioridad.

Dicho esto, en [12] podemos encontrar un método de cálculo analítico del campo magnético basado en una aproximación de los arrollamientos primarios y secundarios como solenoides sólidos de sección rectangular. Las componentes del campo para cada dirección principal en coordenadas cilíndricas (b_r , b_z) vienen dadas por el modelo de espira circular filiforme, que establece relaciones complejas entre la corriente que circula por las espiras, y las coordenadas del punto de generación P_s (r_s , z_s) y del punto de medida P_c (r_c , z_c). De esta manera podemos decir que las componentes son función de estos parámetros, tal que:

$$b_r = I * f_r(r_s, r_c, z_s, z_c)$$

$$b_z = I * f_z(r_s, r_c, z_s, z_c)$$

El siguiente paso en el método es el cálculo de la densidad de corriente para un solenoide de N vueltas:

$$J = \frac{N * I}{(r_A - r_B) * (z_A - z_B)}$$

Sabiendo que:

$$J = \text{Densidad de corriente} \left[\frac{A}{m^2} \right]$$

N = Número de vueltas del solenoide

r_A , r_B = Coordenadas de las dimensiones del solenoide en el eje "r"

z_A , z_B = Coordenadas de las dimensiones del solenoide en el eje "z"

Conociendo la densidad de corriente podemos llegar a la expresión diferencial del campo generado en cada eje, y terminamos con la forma integral:

$$db_r = J * drdz * f_r(r_s, r_c, z_s, z_c)$$

$$db_z = J * drdz * f_z(r_s, r_c, z_s, z_c)$$

$$B_r = \int_{z_A}^{z_B} \int_{r_A}^{r_B} J * f_r(r_s, r_c, z_s, z_c) * drdz$$

$$B_z = \int_{z_A}^{z_B} \int_{r_A}^{r_B} J * f_z(r_s, r_c, z_s, z_c) * drdz$$

La expresión resultante nos proporcionaría el campo generado por un solenoide de N vueltas y por el cual circula una corriente I, para los ejes “r” y “z”.

Aún con el método anterior planteado, el que hemos manejado ha sido la aproximación como arrollamiento simplificado, la cual muestra principalmente el campo magnético generado en dos coordenadas:

$$B_r = \frac{\mu_0 * R^2 * I}{2 * r^3} * \cos\theta * u_r$$

$$B_\theta = \frac{\mu_0 * R^2 * I}{4 * r^3} * \sen\theta * u_\theta$$

Teniendo en cuenta que:

R = Radio del arrollamiento [m]

r = Distancia desde el punto de medida al arrollamiento [m]

I = Corriente que circula por el arrollamiento [A]

u_r, u_θ = Vectores de dirección radial y angular, respectivamente.

Debido a que en nuestros cálculos nos interesa solamente el campo en la dirección recta hacia punto de medida, de [12] tomaremos la expresión del campo proporcionada para el eje principal “X” en función de B_r y B_θ proporcionados previamente.

$$B_x = B_{rx} + B_{\theta x} = B_r * \sen\theta * \cos\varphi + B_\theta * \cos\theta * \cos\varphi$$

Siendo θ el ángulo que forma la componente radial con el eje “Z”, y φ el ángulo que forma la proyección de la componente radial en el plano “XY” con el eje X, como se muestra en la Figura 33.

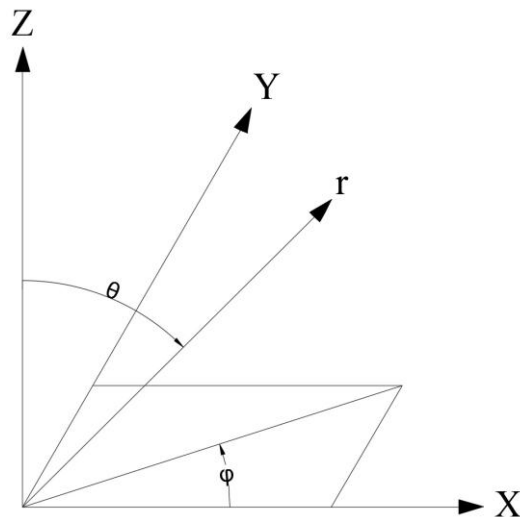


Figura 33. Ejes considerados en el cálculo.

Para nuestro estudio, ya que buscamos siempre obtener el máximo valor posible del campo generado, hemos obtenido los valores de los ángulos que maximizan la expresión de B_x , siendo estos $\theta = 45^\circ$ y $\varphi = 0^\circ$. Sustituyendo los datos de los ángulos en la expresión de B_x obtenemos finalmente como resultado:

$$B_x = \frac{3 * \mu_0 * R^2 * I}{8 * r^3}$$

Esto es, para concluir, la representación del campo magnético generado por un arrollamiento ya sea de alta o baja tensión, de radio “R” por el que circula una corriente “I”, medido a una distancia “r”. Esta es la expresión que se ha utilizado en la función creada en MATLAB para realizar el cálculo pertinente.

A todo esto, hay que tener en cuenta la existencia de seis arrollamientos, tres de alta tensión y tres de baja tensión, de los cuales cada terna de la misma tensión está acoplada entre sí al pertenecer a un sistema trifásico, tal y como se obtuvo del apartado 4.1 a modo de conclusión.

En primer lugar, aparecen los parámetros de entrada R1 y R2, que se corresponden, al radio de los arrollamientos o devanados de alta y baja tensión, respectivamente. Para cada transformador de potencia específico sustituiremos el valor del parámetro por el real para cada arrollamiento, de tal manera que no se convirtiese en un dato de entrada para la función, con objeto de evitar el exceso de argumentos al hacer su llamada.

Seguidamente la función desrrolada en MATLAB tiene cinco parámetros de entrada:

- **i1** : Corriente que circula por los devanados de alta tensión, igual para las tres fases [A].
- **i2** : Corriente que circula por los devanados de baja tensión, igual para las tres fases [A].
- **L1** : Se corresponde con la distancia de la fase más cercana al punto de medida “P” [mm].
- **L2** : Se corresponde con la distancia de la segunda fase más cercana al punto de medida “P” [mm].
- **L3** : Se corresponde con la distancia de la tercera fase al punto de medida “P” [mm].

Una vez declarados estos parámetros de entrada a la función, y con los valores de R1 y R2 ya introducidos, se obtienen los valores de las variables denominadas en la función como HV1, HV2, HV3, LV1, LV2, LV3. Los factores por los que hemos multiplicado a cada variable, en este caso 10^{-4} , permiten que todas las unidades pertenezcan al Sistema Internacional.

Las tres primeras, que comparten la notación HV, que proviene de *high voltage* o alta tensión, se corresponden entonces con los campos generados por los devanados de alta tensión, desde el uno al tres de la más cercana a la más distante al punto de medida.

En segundo lugar, las tres que comparten la notación LV, que proviene de *low voltage* o alta tensión, se corresponden entonces con los campos generados por los devanados de baja tensión, desde el uno al tres de la más cercana a la más distante al punto de medida.

Cabe destacar que las distancias L1, L2 y L3 son las mismas, ya sea para alta o baja tensión, debido a que la diferencia entre los radios de los arrollamientos de alta y baja tensión puede considerarse despreciable con respecto a las distancias apreciadas hacia los puntos de medida.

Finalmente, la última etapa consta de la agrupación de los campos generados por los seis devanados en la variable CampoTrafo. Al igual que realizamos en el caso de conductores aéreos en la sección 4.1, aplicamos la deducción de los campos generados por las dos fases más alejadas (HV2, HV3, LV2, LV3) al de la fase más cercana (HV1, LV1), para los devanados de alta y baja tensión. Esta resta se corresponde de igual manera con las relaciones que existen entre las corrientes de un sistema trifásico equilibrado.

Lo único que falta es la argumentación de la presencia de las últimas cifras en la expresión de la variable CampoTrafo. Estas son, el valor de 10^6 nos posibilita reflejar el resultado de esta variable en unidades de microTesla [μT], mientras que la cifra de 0,3 es la aplicación del coeficiente de *shielding* o apantallamiento, que consideraremos que reduce el campo que atraviesa la cuba en un 70 %, siendo conservadores en nuestras elecciones.

El valor de retorno de la función será entonces el campo total generado en el punto “P” de medida a unas distancias L1, L2 y L3 que van desde la fase más cercana hacia la más distante con relación al punto de medida, siendo consideradas como la longitud mínima en línea recta existente con el objetivo de hacer máximo el valor del campo generado.

En los sucesivos apartados se mostrarán ejemplos prácticos del empleo de esta función en MATLAB, para dos tipos de transformadores distintos, uno de tensiones 220/66 kV y otro de 66/20 kV.

5 APLICACIÓN PRÁCTICA Y EXPOSICIÓN DE RESULTADOS

El presente capítulo será la culminación de este Trabajo Fin de Máster, en la cual llevaremos a la práctica los métodos de cálculo desarrollados a lo largo del capítulo 4. El producto de este capítulo consistirá en una serie de valores en forma matricial para el campo magnético generado en la subestación eléctrica propuesta, que se detallará posteriormente, y nos permitirá analizarlos con el fin de observar si llegan a ajustarse a los límites de exposición revelados para diferentes escenarios en el apartado 1.1, además de estar en concordancia con los resultados obtenidos en experiencias anteriores por otros autores.

Para conocer el contexto de los cálculos realizados es necesario mostrar y explicar con detalle las características de la subestación eléctrica propuesta especialmente para este Trabajo Fin de Máster, lo cual constituirá el primer apartado.

En segundo lugar, así como mencionamos en el apartado 4.3.2, se llevarán a cabo dos procesos de cálculo a los dos tipos de transformadores de potencia empleados en la subestación de ejemplo. Estos son, el primer transformador que se encarga de la conversión de tensiones 220/66 kV, y el segundo que se encarga de la conversión 66/20 kV.

Finalmente, quedarán expuestos los resultados de los cálculos realizados estando ya dentro del contexto de la subestación propuesta.

5.1 Características de la subestación eléctrica propuesta

La naturaleza de este capítulo es la de esclarecer todas las características que conforman la subestación eléctrica propuesta. Para este Trabajo Fin de Máster se ha querido plantear una subestación eléctrica de intemperie ficticia que nos pudiese permitir aplicar los métodos de cálculo descritos para los diferentes elementos eléctricos que la conforman. Con el objetivo de ser capaces de desarrollar los cálculos en una gran variedad de situaciones, se pondrán de manifiesto como elementos constituyentes de la subestación todo tipo de niveles de tensión y tipologías de construcción de líneas.

Los niveles de tensión que aparecen en esta subestación son los de 220, 66 y 20 kV, separando a esta en tres sectores de tensión distinta cuyos límites los componen los transformadores de potencia que se encargan de la conversión entre distintos niveles de tensión. La Figura 34, llevada a cabo a partir del *software* de diseño AutoCAD, expone la planta de la subestación planteada, mientras que la Figura 35 muestra una leyenda de los elementos que componen la subestación, para facilitar la comprensión del diseño de esta, aunque han sido detallados en capítulos anteriores.

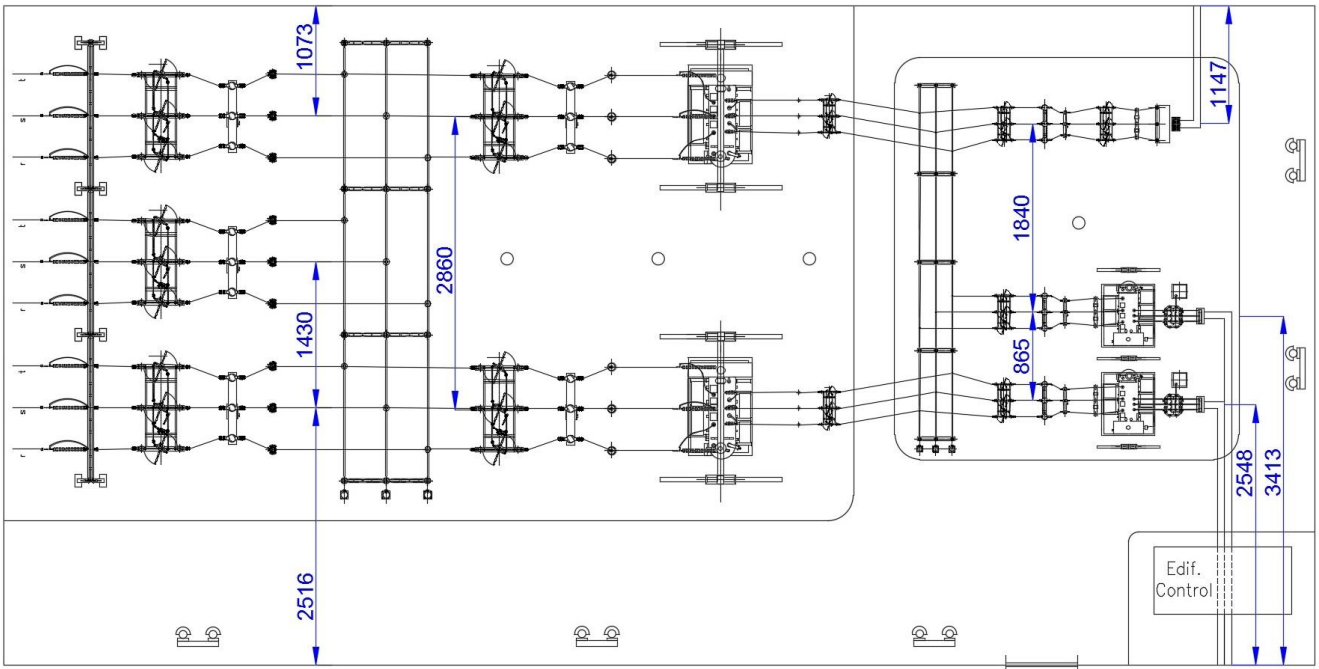


Figura 34. Subestación planteada.

ELEMENTOS

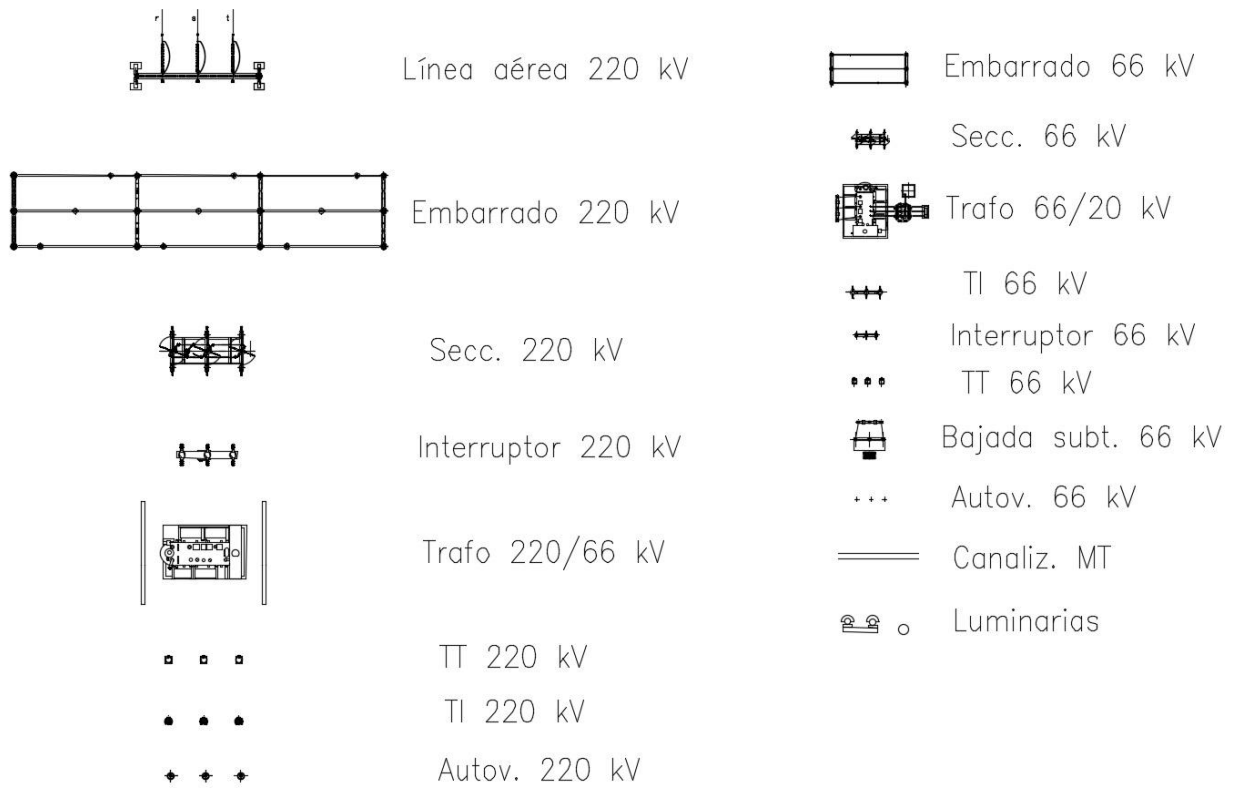


Figura 35. Elementos de la subestación.

Con la información proporcionada por las Figuras 34 y 35 podemos distinguir en la subestación los distintos elementos que la componen. Adicionalmente, la Figura 34 da a conocer las distancias en mm entre circuitos de

todos los niveles de tensión, y entre estos y los límites de la subestación. Otros datos por considerar son las distancias entre fases tomadas para los circuitos intemperie, que son de **4 m** para 220 kV, **1,5 m** para 66 kV y de **0,5 m** para 20 kV.

Partiendo de izquierda a derecha según la Figura 34, la subestación está constituida por **tres líneas de 220 kV** que desembocan en un **embarrado de 220 kV**. De este embarrado salen a su vez **dos circuitos** que van directamente a los **transformadores de 220/66 kV**. Las salidas de estos transformadores, ya en 66 kV, acaban en un **embarrado de 66 kV**. De este segundo embarrado parten **tres líneas de 66 kV**, dos de ellas destinadas a terminar el **transformador de 66/20 kV** para pasar a configuración subterránea y salir por la parte inferior de la subestación, mientras que la **tercera** se mantendrá a la tensión de **66 kV** y, tras pasar a configuración subterránea, saldrá por la parte superior de la subestación.

Como se indicó anteriormente, los elementos que constituyen la subestación que no han sido citados, es debido a que no son generadores principales de campo magnético y pueden sustituirse por tramos de conductores. Nos referimos al conjunto de elementos formado por seccionadores, interruptores, transformadores de tensión e intensidad, autoválvulas y los sistemas de bajada a subterráneo, para tensiones de 220, 66 y 20 kV.

Los elementos de medida y protección para la tensión de 20 kV se suponen ubicados en el edificio de control, pero para este Trabajo Fin de Máster el edificio de control será ignorado y se supondrá que las líneas pasan a través de él.

Otra de las piezas clave para el desarrollo de los cálculos del campo magnético es dar a conocer las intensidades que recorren los conductores de la subestación. Estas intensidades se exhiben en el breve esquema que conforma la Figura 36.

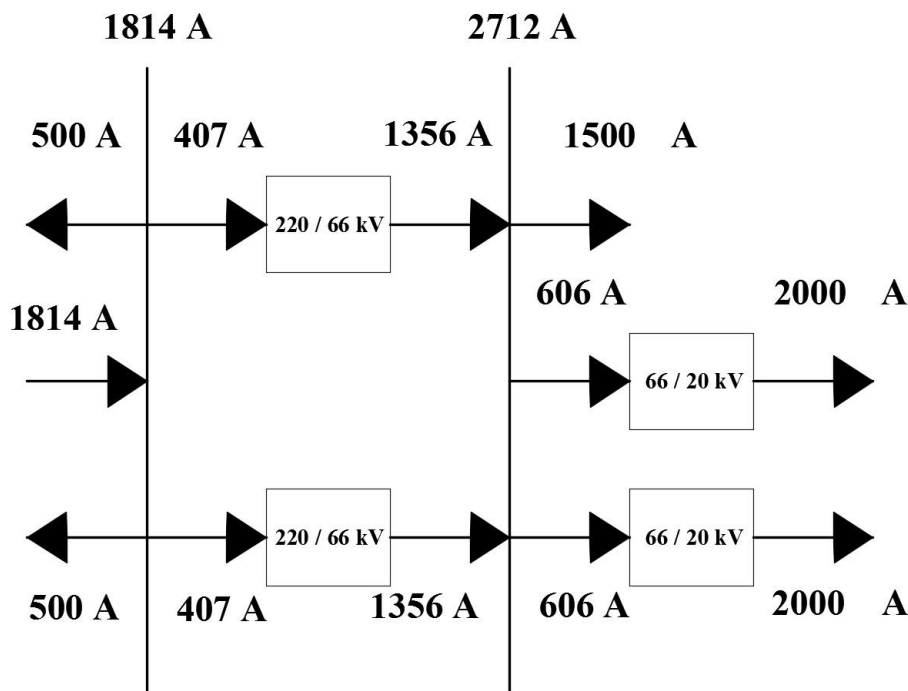


Figura 36. Intensidades que recorren la subestación.

La Figura 36 nos indica los valores de las intensidades que circulan por las líneas de la subestación siguiendo la misma configuración de la subestación de izquierda a derecha que muestra la Figura 34. En la imagen se presentan también flechas cuyas direcciones indican el estado de las líneas. Esto quiere decir que solo existe una entrada a la subestación a través la línea aérea central de 220 kV por la que circulan 1814 A, mientras que pueden encontrarse cinco salidas. Las líneas que salen de la subestación se corresponden con dos líneas aéreas de 220 kV por las que circulan 500 A a través de cada una, una línea subterránea de 66 kV por la que pasan 1500 A, y finalmente, dos líneas subterráneas de 20 kV por las que circulan 2000 A.

Así como se comentó en el apartado 4.2, los conductores que componen las canalizaciones subterráneas de 66 y 20 kV han sido escogidos para permitir la circulación de la corriente que se muestra por su rama, ya que eran

un elemento clave a la hora de la realización de los cálculos.

En cuanto a las demás intensidades que se muestran, que es el caso de los embarrados y los demás circuitos, simplemente son el resultado de la conservación de las intensidades que entran y salen cumpliendo la 1ª Ley de Kirchhoff.

Inmediatamente después de haber presentado la topología de la subestación planteada, los elementos que la conforman y las intensidades que circulan a través de esta, solo resta el último escalón hacia la realización de los cálculos. Esta última fase es la presentación de los puntos de medida considerados.

En primer lugar, así como se muestra en la Figura 37, la superficie de la subestación propuesta ha sido dividida a su vez en pequeñas superficies de 5 metros por 5 metros siempre que ha sido posible, separando así la superficie total de la subestación en las 26 filas y 13 columnas consideradas para los cálculos, aunque en la imagen se muestra girada la planta de la subestación para facilitar su exposición.

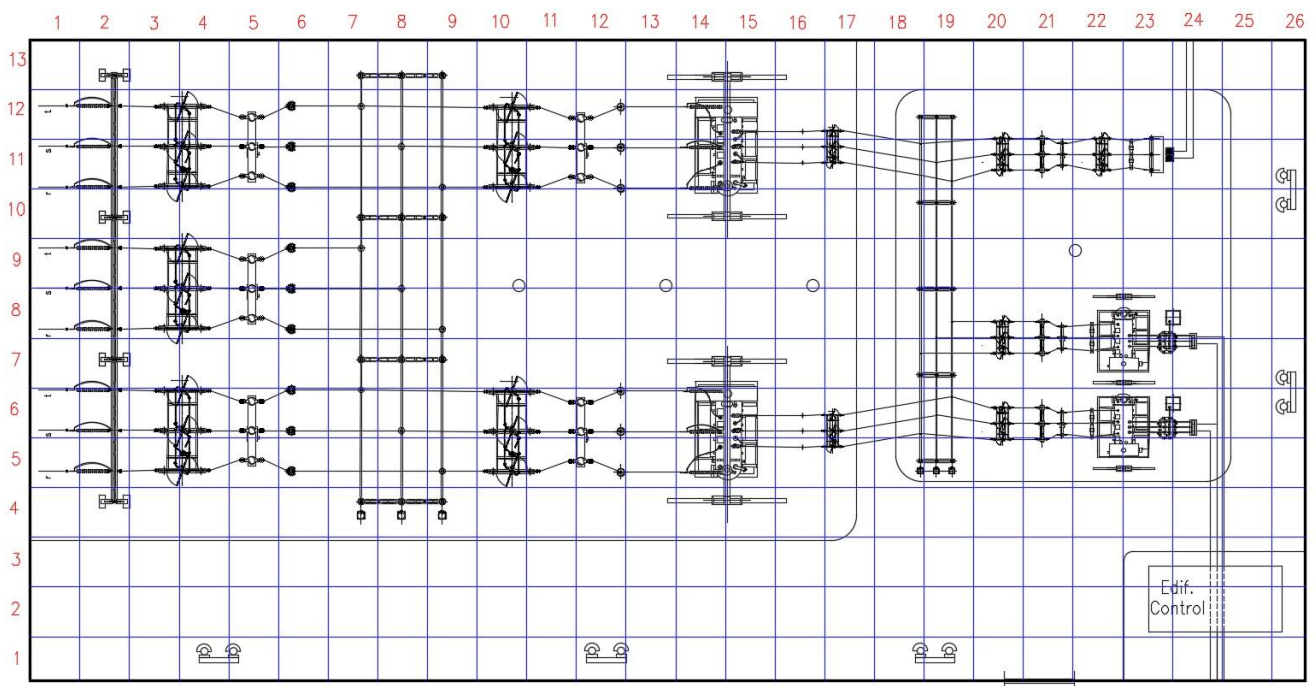


Figura 37. Superficie mallada subestación.

Cabe destacar que se ha comenzado a crear estas superficies a partir de la esquina superior izquierda de la planta mostrada, con el fin de aprovechar las propiedades simétricas de la topología de la subestación propuesta, sobre todo en la zona de 220 y 66 kV, y ahorrar una cantidad considerable de tiempo en los cálculos realizados.

Seguidamente hay que mencionar que, una vez establecidas las superficies que dividen el total de la subestación, se ha procedido a situar los puntos de medida en el centro geométrico de estas superficies, como se expone en la Figura 38.

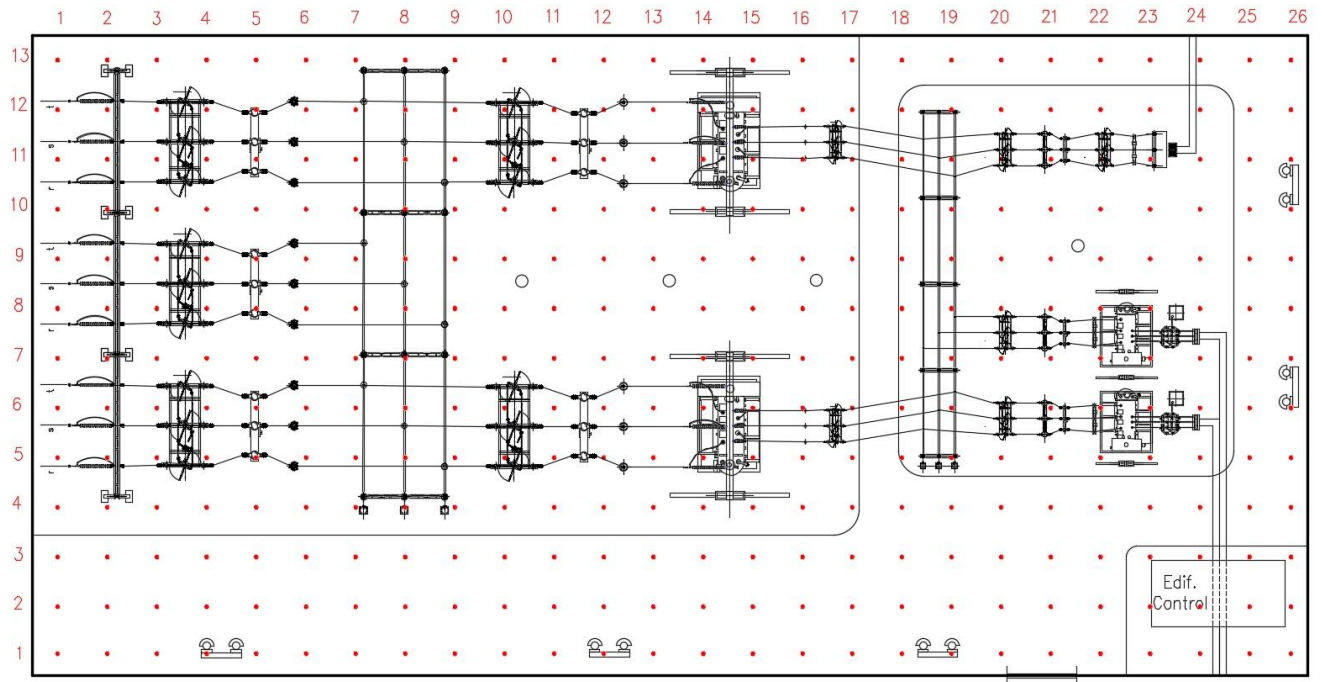


Figura 38. Puntos de medida.

En total se han considerado 338 puntos de medida, 26 filas multiplicadas por 13 columnas. Creemos que este número de puntos es suficiente para obtener una visión de las magnitudes del campo magnético en la subestación, ya que, al haber considerado superficies más pequeñas, y por tanto más puntos, el tiempo requerido para la realización de los cálculos se habría incrementado considerablemente. Además, está dentro del rango considerable de puntos que aplican otros autores para sus medidas y cálculos, como se señaló en la sección 3.2.

En cada uno de estos puntos de medida se ha establecido la distancia recta más corta hacia las distintas fuentes emisoras de campo magnético. Esto quiere decir, que para un solo punto se han considerado todas las posibles zonas emisoras que producen un campo magnético apreciable, llegando incluso a considerarse en algunos puntos hasta cinco posibles emisores.

Las distancias fijadas se han medido a escala real en el *software* de diseño AutoCAD, partir de las longitudes horizontales consideradas en la planta de la subestación, y de las verticales que han sido valoradas en el perfil de la subestación.

Para proveer de toda información, la Figura 39 muestra el perfil de la subestación con medidas verticales en mm, que se ha segregado en tres tramos, el superior que recorre la subestación desde la zona de 220 kV hasta llegar a los seccionadores de 66 kV, el segundo, que parte del seccionador de 66 kV y muestra los circuitos de 66 kV que se convierten en las líneas subterráneas de 20 kV, y finalmente el tercero que parte del seccionador de 66 kV y se corresponde con la línea subterránea de 66 kV. También se muestran las líneas subterráneas junto a las líneas de medida.

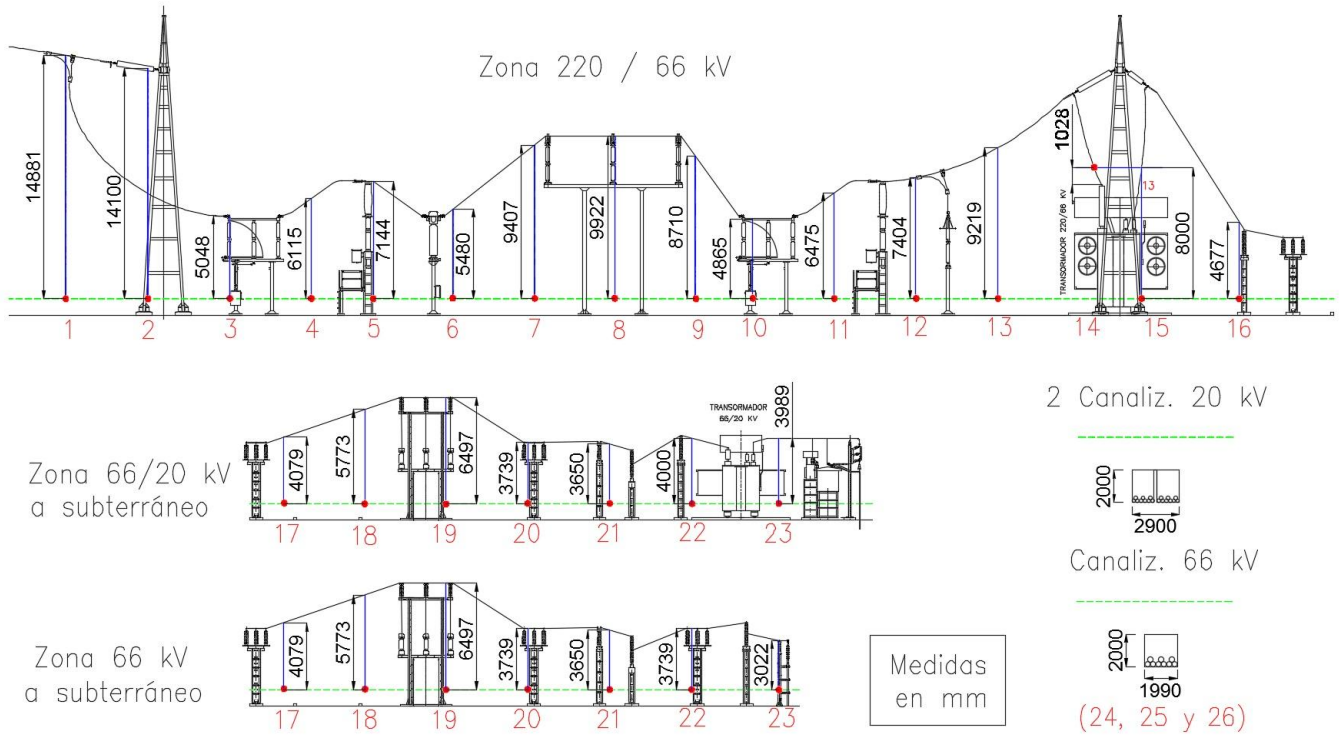


Figura 39. Perfil subestación.

En la Figura 39, las líneas horizontales sobre las que descansan los puntos rojos, que se corresponden con los puntos de medida, son las líneas que marcan una altura de un metro sobre el suelo, para los tres perfiles y las canalizaciones. Por otro lado, de los puntos rojos de medida parten unas líneas azules, que se identifican con las distancias verticales de medida consideradas en los cálculos, como se hizo referencia en los párrafos anteriores, mientras que los números situados debajo de los puntos de medida considerados son los números de filas correspondientes al cálculo. Se provee adicionalmente de las distintas alturas consideradas para el cálculo, que pertenecen a las líneas azules y a las canalizaciones indicadas anteriormente.

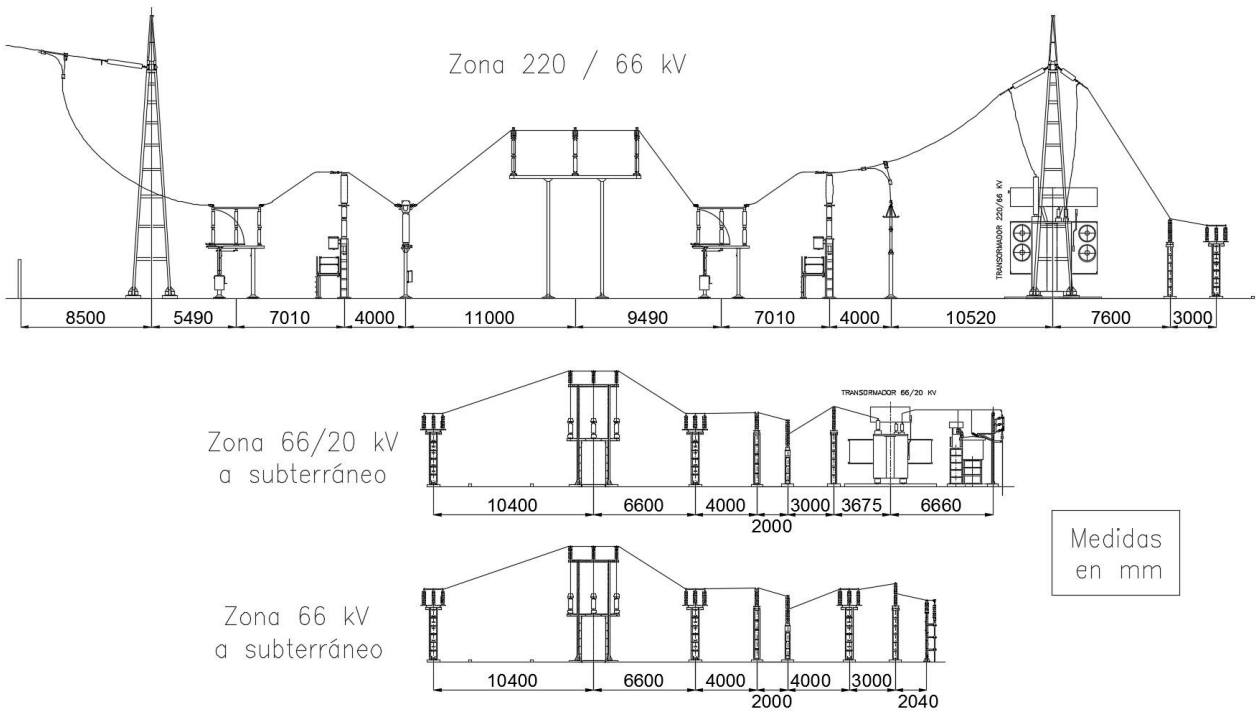


Figura 40. Distancias entre equipos.

Con objeto de completar la información proporcionada sobre la subestación que hemos propuesto, la Figura 40 da a conocer las separaciones entre equipos tomadas, para los diversos niveles de tensión, que influirán también en las longitudes entre puntos de medida y emisores de campo magnético.

Una vez conocidos todos los parámetros que influyen en los cálculos realizados, solo resta la exposición de los resultados obtenidos.

5.2 Cálculo del campo magnético generado por los transformadores de potencia

Antes de continuar mostrando los cálculos totales del campo magnético en la subestación propuesta, procedemos a presentar de manera aislada los cálculos para los transformadores de potencia.

Ya se mencionó en capítulos anteriores la importancia de estos elementos en el ámbito de una subestación eléctrica, de ahí que se separen del resto de elementos para su exposición. En el cómputo global no puede llegar a apreciarse el efecto de los transformadores, aunque sean elementos críticos y siempre objetos de estudio. Reiterando en los argumentos del apartado 4.3.2, la magnitud de los campos magnéticos generados por los transformadores de potencia se ve mermada en gran medida a causa del eficiente diseño al que ha sido sometidos y a la presencia del efecto *shielding* o de apantallamiento.

El estudio se realiza a su vez a dos casos distintos de transformadores, que son el de 220/66 kV y el de 66/20 kV. Para el cálculo se empleará la función descrita en el apartado 4.3.2 que requiere para su funcionamiento tener los datos de las intensidades de alta y baja tensión que circulan por los devanados, las distancias hacia cada uno de ellos desde el punto de medida, y por último los radios de los devanados de alta y baja tensión del transformador.

Las intensidades que circulan por el transformador pueden ser obtenidas a partir de la Figura 36 del apartado 5.1, mientras que las distancias serán calculadas desde cada uno de los arrollamientos hacia los puntos de medida, que se encontrarán en superficies que rodean a las de los transformadores, a distancias de **uno, dos y cuatro metros** a partir de la cuba del transformador.

Por otra parte, los radios de ambos devanados han sido calculados empleando la información provista en [26]. En el artículo citado se dan a conocer las dimensiones internas del núcleo ferromagnético y los bobinados para un transformador de mayor tensión que los de este Trabajo Fin de Máster, los cuales hemos aplicado factores de escala para conseguir nuestros datos.

Con estos datos se han obtenido unos parámetros para el transformador de 220/66 kV de:

- Diámetro del arrollamiento de alta tensión = 1500 mm.
- Diámetro del arrollamiento de baja tensión = 1150 mm.
- Separación entre fases = 1920 mm.

Para el caso del transformador de 66/20 kV han resultado:

- Diámetro del arrollamiento de alta tensión = 925 mm.
- Diámetro del arrollamiento de baja tensión = 700 mm.
- Separación entre fases = 1200 mm.

Se procede a continuación a presentar en las Figuras 41 y 42 los valores del campo magnético calculado para los dos transformadores, en unidad de microTesla [μT]. Se han calculado un total de quince valores para el campo magnético de cada transformador, de manera que estos valores quedan representados en la propia imagen en la zona superior izquierda. La elección de esta representación se ha llevado a cabo debido a que estos valores del campo son simétricos en el transformador, ya sea de izquierda a derecha, como de arriba hacia abajo, de tal manera que solo hace falta conocer esos valores para tener una idea del total.

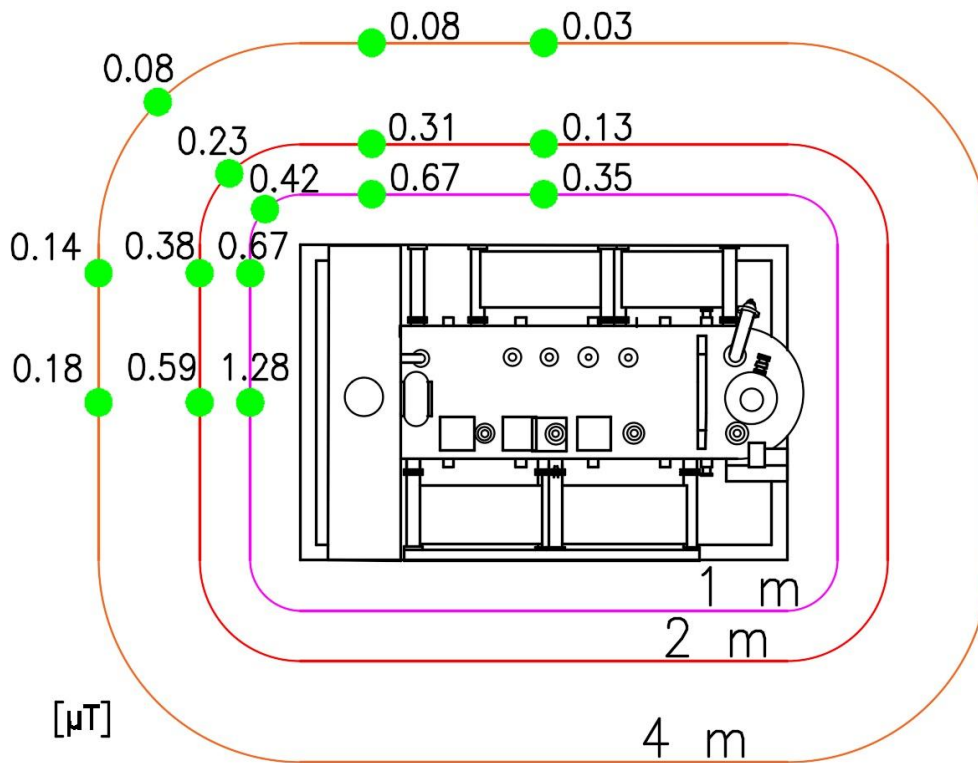


Figura 41. Campo magnético en el transformador 220/66 kV.

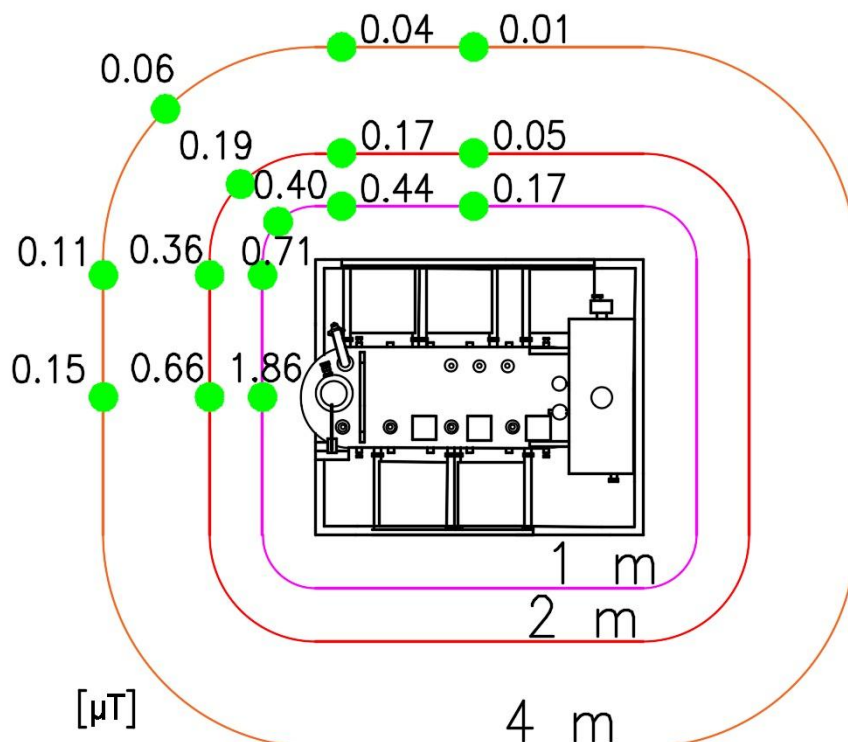


Figura 42. Campo magnético en el transformador 66/20 kV.

Una vez que conocemos los valores del campo magnético a distintas distancias de la cuba de este y observamos su magnitud, podemos llegar a la conclusión de que tendrán un efecto muy reducido en el cómputo global del campo, como puede apreciarse a su vez los resultados obtenidos en [12]. Esto es debido a

que, tal y como se mostrará en el capítulo consecutivo, el campo magnético generado por los transformadores es prácticamente despreciable en comparación a los que generan las líneas que los rodean, que llegan a superar incluso los 50 y 100 μT .

Aun así, cabe destacar que el valor máximo del campo magnético para el transformador 220/66 kV ha sido de 1,28 μT en la línea de puntos situada a un metro de este, mientras que el menor ha resultado una cantidad de 0.03 μT en la línea de cuatro metros.

En segundo lugar, para la situación del transformador de 66/20 kV se han conseguido un valor máximo de 1,86 μT en la línea de un metro, y en este caso el valor más reducido resulta de 0.01 μT .

Puede llamarnos la atención el hecho de que el transformador de 66/20 kV agrupa tanto el mayor como el menor valor del campo calculado considerando ambos tipos de transformador. Este suceso se debe a dos hechos fundamentales:

- Por el transformador de 66/20 kV circulan mayores intensidades que por el de 220/66 kV, estas son de 606 A y de 2000 A para los devanados de alta y baja tensión, respectivamente, y de 407 A y 1356 A para el segundo transformador.
- Las distancias entre fases y los diámetros de los arrollamientos son menores para el transformador de 66/20 kV que en el caso de 220/66 kV.

Así, al tener menor distancia y mayor corriente, el valor máximo del campo es mayor en el transformador de 66/20 kV, mientras que al estar menos distanciadas las fases entre sí, el campo magnético consigue un mejor equilibrio entre las distancias de fase al punto de medida, lo cual deriva en una menor cantidad de campo calculado.

5.3 Cálculo global del campo magnético en la subestación planteada

El presente apartado constituye la culminación de nuestro Trabajo Fin de Máster, desde el punto de vista de los resultados que han ofrecido los cálculos. El producto de los cálculos también nos proporcionará la capacidad de comparación con los diferentes escenarios legislativos propuestos y los estudios previos de otros autores previamente mencionados, con la meta de comprobar si los campos magnéticos generados en la subestación propuesta están dentro del orden.

Como ya se hizo alusión en apartados anteriores, se ha tenido en cuenta una subdivisión de la superficie total de la subestación en 26 filas y 13 columnas consideradas para los cálculos, que generan un total de 338 puntos de medida.

Sin más dilación, los resultados alcanzados quedan expresados numéricamente en la matriz de la Figura 43 en unidades de microTesla [μT]. Hay que tener en cuenta que la matriz ha sido calculada a partir de las 26 filas y las 13 columnas, así que los valores pueden considerarse girados 90° hacia la derecha con respecto a las imágenes proporcionadas en los anteriores capítulos que hacían referencia a la distribución de la subestación, partiendo desde arriba de la zona superior de la subestación de 220 kV y acabando en la zona de 66 y 20 kV de las líneas subterráneas.

0.7120	0.8800	1.0227	3.4728	3.6984	3.9679	4.8549	3.0574	3.0574	4.8549	3.9679	3.6984	3.4728
0.7480	0.9412	1.1234	3.8457	4.0034	4.3893	5.4670	3.4150	3.4150	5.4670	4.3893	4.0034	3.8457
1.1714	1.8240	3.2592	13.8217	15.8128	19.2629	36.7431	23.9329	23.9329	36.7431	19.2629	15.8128	13.8217
1.1328	4.8040	6.8190	13.6431	14.8750	18.1114	30.5642	19.9832	19.9832	30.5642	18.1114	14.8750	13.6431
3.3012	4.8849	7.0623	11.8001	12.8714	14.5121	21.0770	16.0390	16.0390	21.0770	14.5121	12.8714	11.8001
3.4818	5.6765	9.3826	18.1718	19.7641	23.1645	38.2817	26.4332	26.4332	38.2817	23.1645	19.7641	18.1718
2.3199	3.8671	6.5700	12.6393	13.1419	14.8591	18.9831	13.8816	13.8816	18.9831	14.8591	13.1419	12.6393
1.4306	2.2537	3.7083	8.5822	9.1673	10.8577	13.4826	9.6954	9.6954	13.4826	10.8577	9.1673	8.5822
2.1656	3.6693	6.3417	8.8180	7.8394	7.2447	9.6943	9.7867	9.7867	9.6943	7.2447	7.8394	8.8180
3.2852	5.3904	8.9562	13.4339	12.9912	10.8932	15.4601	13.1023	13.1023	15.4601	10.8932	12.9912	13.4339
3.3193	4.9401	7.2688	9.5203	8.7289	7.4927	10.6608	9.8561	9.8561	10.6608	7.4927	8.7289	9.5203
0.7046	4.1148	5.5397	7.0277	6.1433	5.2593	7.9742	7.6306	7.6306	7.9742	5.2593	6.1433	7.0277
1.2621	1.7824	2.5888	6.4051	4.8946	4.1110	7.7817	8.2058	8.2058	7.7817	4.1110	4.8946	6.4051
0.8352	1.2415	2.0228	12.5351	72.9478	51.9439	19.2900	8.9632	8.9632	19.2900	51.9439	72.9478	12.5351
1.0249	1.9062	3.0353	14.4766	52.7344	104.1600	19.3479	11.3517	11.3517	19.3479	104.1600	52.7344	17.4828
1.1938	3.7148	6.3315	11.8353	16.7386	13.6059	15.4704	12.0833	12.0833	15.4704	13.6059	16.7386	11.8353
2.1784	3.6617	6.8812	16.5700	27.3521	23.2872	24.2562	19.8275	10.4973	24.2562	23.2872	27.3521	16.5700
1.5411	2.5798	5.0590	12.5419	21.1607	15.7673	22.2172	20.0909	20.0909	22.2172	15.7673	21.1607	12.5419
1.6436	2.5264	4.3466	8.4854	12.5210	9.5818	16.7660	18.6831	20.4609	20.8594	8.5080	15.6075	11.7904
1.3037	2.3090	4.7758	16.4544	31.2841	29.4665	36.2517	34.0841	32.6249	37.4667	30.4538	40.3231	20.0967
1.6300	2.6887	4.8092	10.9832	18.2069	16.3893	23.1745	21.0069	19.5477	24.3895	17.3766	27.2459	14.6256
0.4055	2.3962	3.7659	10.7646	19.1576	17.3241	24.9298	21.6386	17.7459	18.9532	11.5154	20.7643	11.4831
5.0397	5.0397	6.5846	5.3374	13.2099	12.8653	17.6374	13.6929	13.4309	17.5024	13.3255	23.5666	7.8187
15.4431	15.4431	15.4431	15.4431	15.4431	15.4431	9.5190	7.6051	2.2569	3.5229	15.9908	14.0067	14.0067
18.1688	18.1688	18.1688	18.1688	18.1688	18.1688	10.0795	7.0464	1.9060	2.8107	3.8028	3.8028	3.8028
4.7788	4.7788	4.7788	4.7788	4.7788	4.7788	3.4942	2.3193	1.2424	1.7119	1.4253	1.4253	1.4253

Figura 43. Matriz de valores obtenidos.

Cabe mencionar una serie de valores dentro de esta matriz mostrada en la Figura 43, que se corresponden con zonas dentro de la subestación.

El valor máximo del campo magnético calculado ha resultado de **104,16 μT** para la fila 15 en las columnas 6 y 11, aunque también cabe destacar otros valores que rondan los **70, 50 y 40 μT** . Estos valores se encuentran en partes muy localizadas que podremos analizar con más profundidad luego.

Por otro lado, los valores más reducidos del campo magnético rondan los **0,7 μT** , en aquellas zonas que no tienen una fuerte influencia de los grandes generadores de campo en la subestación como puede verificarse sobre todo en la primera columna.

Aunque pueda resultar una tarea tediosa observar todos los resultados de una matriz tan grande, nuestro objetivo era presentar de forma limpia y clara todos los valores obtenidos a partir de los cálculos. A continuación, estos valores serán representados gráficamente con el fin de facilitar la comprensión de la magnitud de estos en el ámbito de la subestación eléctrica, y dónde ubicarlos en esta.

Debido a la naturaleza de este fenómeno, se ha considerado más oportuna una representación de los valores obtenidos a través de una superficie en tres dimensiones que permite contemplar fácilmente la distribución conseguida.

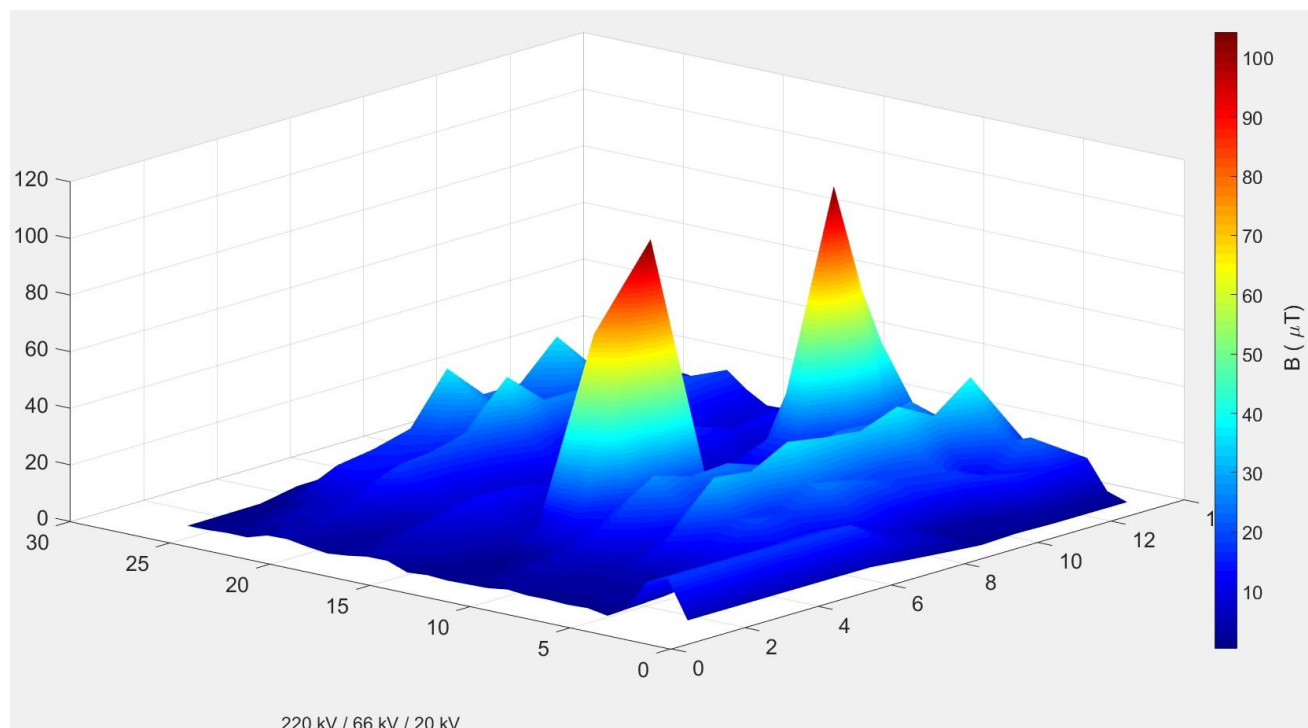


Figura 44. Representación de los valores como superficie (1).

En la Figura 44 mostrada puede llegar a apreciarse de manera más clara el comportamiento del campo magnético en la subestación. La barra de la derecha nos muestra la escala de colores en función de la magnitud del campo magnético calculado desde el azul al rojo. Se ha optado por una distribución de colores térmica que puede permitir una identificación más intuitiva de los valores. La leyenda de la esquina inferior izquierda nos indica el sentido de la subestación, siendo la parte más hacia la izquierda la de tensión 220 kV, pasando por la de 66 kV y terminando por las líneas subterráneas y la zona de 20 kV.

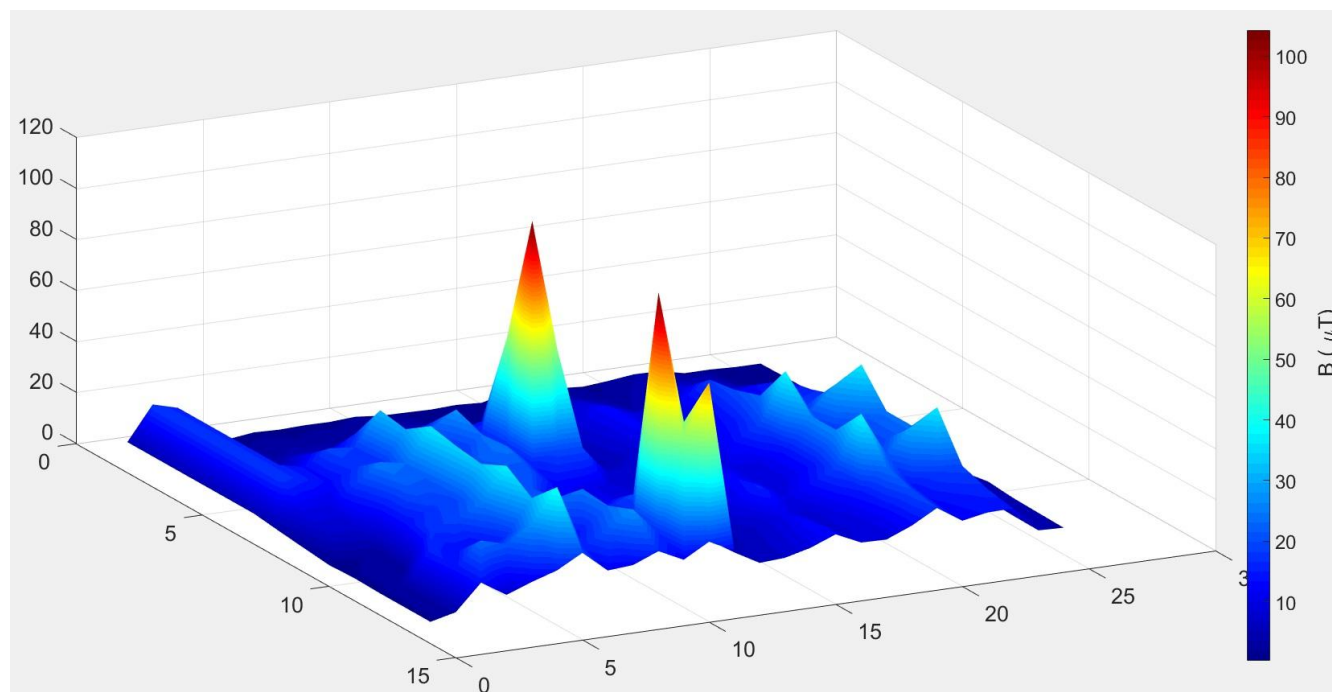


Figura 45. Representación de los valores como superficie (2).

La Figura 45 nos da una idea del otro perfil de la subestación y nos permite completar la distribución de los

campos magnéticos en esta.

Pueden diferenciarse a simple vista unas tres zonas principales donde el campo magnético es más intenso:

- La primera de ellas está situada exactamente en la zona de las líneas aéreas de 220 kV. En concreto, en la región entre cada par de líneas de 220 kV, ya que ahí el campo está generado a partir de unas longitudes más desiguales. Al contrario de este fenómeno tenemos los valles que rodean a estos picos calculados de campo magnético, en los cuales las distancias entre cada fase y el punto de medida son más similares, generando un campo de magnitud más reducida. Los valores máximos del campo magnético que encontramos en esta zona son de 36,7 y 38,3 μT , pero, sin embargo, también encontramos valores bastante reducidos que oscilan entre los 3 y 5 μT .
- En cuanto a la segunda zona, es la más destacable debido a los dos grandes picos que pueden apreciarse. Este sector se identifica con los puntos de medida que están situados directamente encima de los transformadores de tensiones 220/66 kV, sobre los cuales ya advertimos en el apartado 4.3.1. Los notables picos de campo localizados tienen su origen debido a la proximidad de los puntos de medida a los cables de conexión a las bornas de alta y baja tensión del transformador. En esta zona se obtienen los mayores valores calculados justo en los cuatro puntos localizados encima de cada transformador de 220/66 kV, y se corresponden con 72,9, 51,9, 52,7 y 104,2 μT . Cabe destacar que los puntos adyacentes que rodean a estos tienen una magnitud mucho menor, entre 4 y 16 μT , y nada comparable con los anteriores, por el hecho de no estar situados encima del transformador.
- Finalmente, la tercera zona puede encajarse entre los transformadores de 66/20 kV y los comienzos de las líneas que salen del embarrado de 66 kV, aunque los mayores picos se encuentran justo en el comienzo de estas líneas. El campo en este sector es de gran intensidad debido a varios factores, que son, la presencia de mayores corrientes que en la zona de 220 kV, la disminución de la distancia de aislamiento entre fases y la gran cantidad de fuentes emisoras de campo. La última de estas condiciones ha llegado a ser la más significativa, ya que para algunos puntos se han llegado a tener en cuenta hasta seis emisores distintos, considerando estos las diferentes líneas que llegan al embarrado, y este último incluido. Los valores del campo magnético más significativos de este sector basculan entre 29 y 40 μT . En los alrededores de esta zona pueden encontrarse valores también dignos de mención, que han llegado a alcanzar los 24 μT .

No tan destacables como las tres zonas anteriores, podemos observar un par más que pueden identificarse con los sectores en los cuales se encuentran las líneas subterráneas. Ya en el apartado 4.2 hicimos una distinción entre líneas aéreas y subterráneas, y mencionamos la peculiaridad de sus reducidas distancias entre fases. Fruto de estas consideraciones, podemos percibir que, aunque las corrientes que circulan por las líneas sean de gran magnitud, 2000 A para cada línea de 20 kV y 1500 A para la de 66 kV, los valores obtenidos del campo no son tan elevados como en otras partes de la subestación.

Para las dos líneas subterráneas de 20 kV se obtienen valores máximos de 18 μT , mientras que respecto a la línea de 66 kV obtenemos unos resultados de 16 μT máximos.

Una vez comentados los valores máximos obtenidos en los cálculos del campo magnético en la subestación planteada, procederemos a destacar los valores mínimos obtenidos, ya que no carecen tampoco de importancia. Estas zonas de campo reducido son aquellas en las que los puntos están situados lejos de las principales fuentes emisoras.

Por ejemplo, una de estas se ubica justo a la entrada de las líneas aéreas de 220 kV, debido a que las distancias entre el punto de medida y el emisor son de gran proporción. Se obtienen unos valores calculados que no sobrepasan los 5 μT .

Las otras dos zonas son aquellas en las que no hay elementos emisores, como en las zonas laterales de la subestación que ubican los posibles caminos para la circulación de vehículos. En estas zonas se obtienen los valores más reducidos que llegan a bajar hasta los 0,7 μT . La atenuación de los valores en estas zonas sería un efecto deseable dentro de una subestación, ya que constituyen las pocas partes transitables dentro de estas y en

cuales las personas estarían expuestas.

En las dos últimas Figuras 46 y 47 expuestas a continuación puede relacionarse de una manera más directa todo lo comentado anteriormente.

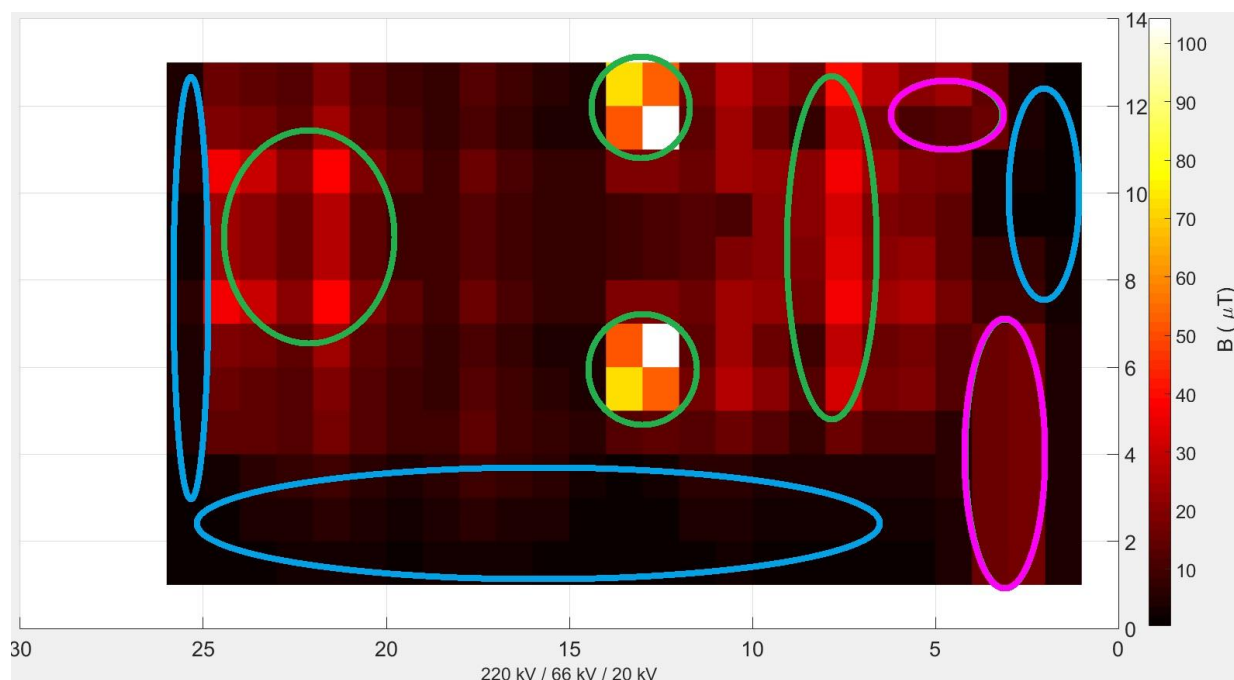


Figura 46. Señalización de las diferentes zonas.

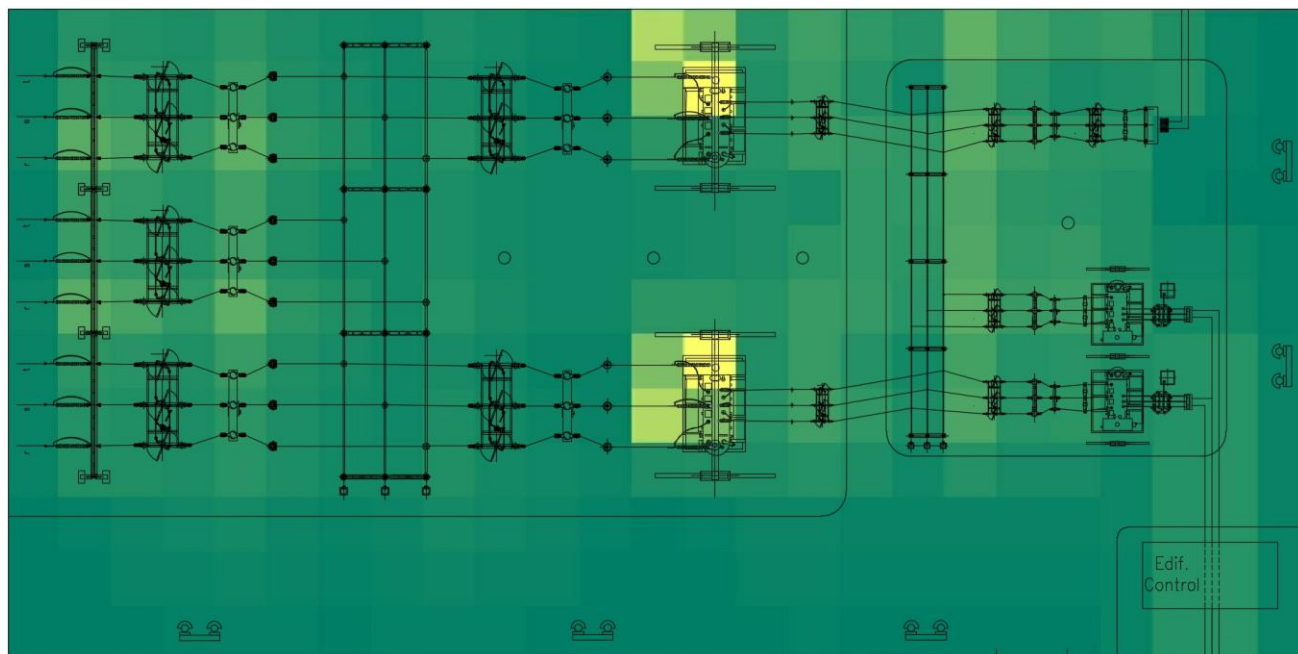


Figura 47. Superposición de resultados e implantación.

La Figura 46 ilustra en diversos colores todas las zonas mencionadas, además de indicar la magnitud del campo magnético en cada zona a partir de una representación de estilo térmica.

Las zonas destacadas en color verde son las que hemos destacado como de mayor campo magnético calculado. Las de color rosa son los sectores de campo magnético también destacable, que se corresponden con las líneas

subterráneas de 66 y 20 kV. Finalmente, en azul están distinguidas las zonas de campo magnético reducido.

La Figura 47, desde otra perspectiva, muestra en otros colores que facilitan la superposición realizada, la planta de la subestación solapada con los resultados obtenidos, con el fin de relacionar los diversos sectores descritos con partes reales de la subestación. Debido al uso complementario de dos programas informáticos distintos, es una tarea ardua el hacer coincidir exactamente todos los puntos con las zonas que quieren representar, pero da una buena idea de los conceptos señalados.

De seguida, tendremos en cuenta los valores obtenidos con respecto a la legislación y normativa de referencia mencionada en el apartado 1.1. Si enfatizamos el valor máximo obtenido en los cálculos como el de **104,16 μT** y tenemos en cuenta la zona en que está calculado, que es a un metro sobre la borna de conexión de alta tensión del transformador de 220/66 kV, observamos que solo se opondría a unos pocos límites establecidos anteriormente.

Los únicos escritos que ofrecen valores inferiores a los obtenidos son la Recomendación del Consejo de 12 de julio de 1999 y la guía del ICNIRP de 1998, que establecen valores límites de exposición de **100 μT** . Al caer en la cuenta de que son escritos publicados hace dos décadas y que la zona en que se genera el valor máximo del campo que nos ha resultado es una zona imposible de frecuentar por las personas, podemos desestimar estos límites.

En todo caso la normativa vigente establece valores mucho más altos y menos restrictivos, con un mínimo de **200 μT** en sectores de exposición pública, por lo que podemos considerar a la subestación como una instalación industrial segura desde el punto de los campos magnéticos generados.

Para concluir, el abanico de resultados obtenidos por otros autores en sus publicaciones a lo largo de los años sirve de filtro en este Trabajo Fin de Máster para ratificar las metas alcanzadas en este. A esto hay que tener en cuenta que los autores mencionados en apartado 3.2 no han encajado los cálculos de los campos magnéticos procedentes de los transformadores de potencia en sus escritos. Así, vamos a aislar los resultados máximos obtenidos sobre las superficies de los transformadores, entre 50 y 100 μT , y nos encauzaremos hacia los resultados de los máximos valores del campo magnético obtenidos en líneas y embarrados, que resultan entre 29 y 40 μT en las zonas relacionadas anteriormente como 1 y 3.

Aunque las variopintas situaciones mostradas en las publicaciones poco tienen que ver en muchos casos con el escenario de nuestra subestación eléctrica planteada, son destacables las similitudes de resultados máximos obtenidos, en concreto con [10,15,18], en los que surgen valores entre los 25 y 45 μT medidos o calculados, según sea el caso. Esta relación de similitud del orden de magnitud de los resultados máximos obtenidos entre nuestro Trabajo Fin de Máster y el contenido de otros creadores, nos da razones para considerar válidos los procedimientos llevados a cabo en los cálculos, así como el fruto de estos.

6 CONCLUSIONES

Se trata este del capítulo que cierra el Trabajo Fin de Máster realizado una vez ha sido expuesto todo el contenido deseado. Desarrollando unas reflexiones finales, se han dado a conocer y también hemos razonado desde los métodos de cálculo aplicados en el tratamiento numérico llevado a cabo hasta el marco legislativo que envuelve al fenómeno de los campos magnéticos, pasando por las menciones hacia otros autores que también han incidido en la materia en cuestión.

La culminación del Trabajo Fin de Máster ha tenido lugar con la exposición de los resultados obtenidos a través de los métodos de cálculo propuestos. En los cuales se han analizado las posibles zonas más y menos influyentes, y la magnitud del campo magnético calculado en estas.

Gracias al fruto de todo lo mencionado anteriormente, hemos podido calificar la subestación propuesta como una instalación industrial segura desde el punto de vista de los campos magnéticos, y validar nuestro método de cálculo con respecto a experiencias previas en este campo.

La intención de este Trabajo Fin de Máster era la de no solamente particularizar, sino dar una idea general de la distribución de los campos magnéticos en una subestación eléctrica cualquiera, aunque para eso hemos tenido que llevar a cabo una aplicación práctica específica.

Debido a que las subestaciones instaladas realmente no difieren sensiblemente de la que hemos planteado en nuestra situación, podemos arriesgarnos a declarar con convencimiento de que no existe un riesgo inminente en estas con respecto a los campos magnéticos, aunque cada caso particular estaría sujeto a estudio, como observamos en el trabajo de los autores citados en el apartado 3.2.

Ya que siempre se puede avanzar y llegar más lejos en cualquier materia, una posible ampliación del Trabajo Fin de Máster aquí descrito podría ser el aumento en el grado de automatización de los cálculos realizados, que han supuesto gran parte de la labor efectuada. Con un sistema que requiriese menor tarea manual, sería posible ampliar de manera considerable el número de puntos de cálculo, y obtener una mejor perspectiva del comportamiento los campos magnéticos en una subestación eléctrica, aunque la visión de este Trabajo Fin de Máster en particular era de proporcionar una perspectiva general y ofrecer magnitudes comparables con el marco normativo vigente y con experiencias previas en el campo.

REFERENCIAS

- [1] Real Decreto 299/2016, de 22 de julio, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a campos electromagnéticos, Anexo II, B3, Tabla 6.
- [2] Real Decreto 123/2017, de 24 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre el uso del dominio público radioeléctrico.
- [3] Recomendación del Consejo de 12 de julio de 1999 relativa a la exposición del público general a campos magnéticos (0 Hz a 300 GHz), Anexo III, Cuadro 2.
- [4] Directiva 2004/40/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 29 de abril de 2004, Anexo, B, Cuadro 2.
- [5] Directiva 2008/46/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2008.
- [6] Directiva 2013/35/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2013.
- [7] “ICNIRP Guidelines for limiting exposure to time-varying electric, magnetic and electromagnetic fields (up to 300 GHz)”, ICNIRP, 1998, p. 19, Tablas 6 y 7.
- [8] “ICNIRP Guidelines for limiting exposure to time-varying electric and magnetic fields (1 Hz – 100 kHz)”, ICNIRP, 2010, p. 11, Tablas 3 y 4.
- [9] “<http://www.emfs.info/limits/world/>”, Electric and magnetic fields and health, (2-11-2018).
- [10] “Magnetic Field Measurement & Simulation of A 230 kv Substation”, I.O. Habiballah et al., 2003.
- [11] “Analysis of 60-Hz magnetic fields near ground level in 187-kV switchyard of a 187/66-kV substation”, N. Hayashi et al., enero 1992.
- [12] “Simplified power transformer models for environmental magnetic impact analysis”, CIGRE, A. Canova, L. Giacometti et al.
- [13] “Air Core Reactors: Magnetic Clearances, Electrical Connection, and Grounding of their Supports”, David Caverly et al.
- [14] “Line traps: Air core, dry type up to 800 kV”, Line Traps Products Solutions, Grid Solutions, 2015.
- [15] “Experimental measurement, analysis and prediction of electric and magnetic fields in open type air substations”, Charalambos P. Nicolaou et al., 2012.
- [16] “Comparison of Electric and Magnetic Fields from Electric Power Systems with Exposure Recommendations of the European Union”, S. Kuusiluoma et al., 2000.
- [17] “Power Frequency Electric and Magnetic Fields at a 110/20 kV Substation”, Jari Isokorpi et al., 1999.
- [18] “Simplistic numerical methodology for magnetic field prediction in open air type substations”, Charalambos P. Nicolaou et al., 2011.
- [19] “Magnetic Field Calculation for Indoor Substation Busbars Based on Analytical-numerical Method”, Lei Jun, Dongping Xiao, Huiqing Duan.
- [20] “http://laplace.us.es/wiki/index.php/Campo_magn%C3%A9tico_de_una_corriente_rectil%C3%ADnea”, Departamento de Física Aplicada III ETSI, (2-10-2018).
- [21] “Cables para redes de Media Tensión Catálogo General”, PRYSMIAN, 2009.
- [22] “Cables de Media y Alta Tensión”, General Cable.
- [23] UNE 207012-001 IN: Guía para la evaluación de los campos electromagnéticos alrededor de los transformadores de potencia, abril 2004.
- [24] “Distribution Transformers and EMC”, SIEMENS, Bernd Hofmann, 2011.
- [25] “Analysis on the Shielding Effect of the Power Transformer Tank”, Duo Chen et al, 2007.
- [26] “2D Electromagnetic Transient and Thermal Modeling of a Three Phase Power Transformer”, P. M. Nicolae et al., p. 2, 2013.

GLOSARIO

RD : Real Decreto

ICNIRP : International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection

AIS : Air Insulated Substation

GIS : Gas Insulated Substation

SCADA : Supervisory Control And Data Acquisition

IEEE : Institute of Electrical and Electronics Engineers