



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

Universidad de Valladolid

Escuela de Ingenierías
Industriales

Julio
2021

REQUERIMIENTOS MATERIALES DE LA TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LA ELECTRICIDAD PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Trabajo de Fin de Grado

Organización Industrial

Autora: Zamora Verdejo, Elena

Tutores:

Miguel González, Luis Javier

Capellán Pérez, Íñigo



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

**UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES**

Grado en Ingeniería de Organización Industrial

**REQUERIMIENTOS MATERIALES DE LA
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LA
ELECTRICIDAD PARA LA TRANSICIÓN
ENERGÉTICA**

Autora:

Zamora Verdejo, Elena

Tutores:

Miguel González, Luis Javier

Capellán Pérez, Íñigo

Dpto. Ingeniería de Sistemas y
Automática

Valladolid, Julio 2021

RESUMEN / ABSTRACT

El mundo necesita una transición hacia las energías renovables para evitar el aumento de las emisiones de CO₂ en la atmósfera y sus consecuencias en el impacto del cambio climático. Sin embargo, este tipo de energías están asociadas con retos como la intermitencia y lejanía de los puntos de generación respecto a los de consumo. Una forma de gestionar estos problemas consiste en expandir la red eléctrica para garantizar el suministro. En este trabajo se modela mediante dinámica de sistemas la red eléctrica en el IAM MEDEAS-W, observando como metales como el cobre podrían tener problemas serios de escasez y los costes de la red podrían ser insostenibles para el sistema.

Palabras clave: red eléctrica, modelado, materiales, dinámica de sistemas, reservas

The world needs a transition to renewable energies in order to avoid the increase of CO₂ in the atmosphere, and its consequences on the impact of climate change. However, this type of energies is associated with challenges such as intermittency and remoteness of the points of generation with respect to those of consumption. One way to manage these problems is to expand the power grid to guarantee supply. In this project, the electrical grid in the MEDEAS-W IAM is modelled using system dynamics, observing how metals such as copper could suffer from serious problems of shortage and grid costs could be unsustainable for the economic system.

Keywords: electric grids, modelling, materials, reserves, system dynamics

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a Íñigo Capellán por dirigir y acompañarme en este proyecto, por compartir todo el conocimiento y aconsejarme en cada paso. A Luis Javier Miguel por brindarme la oportunidad de conocer el grupo de investigación GEEDS y trabajar juntos a lo largo de todo este año. A Gonzalo Parrado, David Antelo, Fernando Frechoso y Carlos de Castro por vuestras grandes aportaciones sin las que este trabajo no podría haber salido adelante. A Jaime Nieto, Ignacio de Blas, Pablo García, Ana Torma y todos los demás miembros del grupo.

Por último y no menos importante, a mi familia, por ser mi pilar fundamental y enseñarme a que la suerte no es más que esfuerzo, constancia y dedicación. A Juan Miguel, mi ejemplo a seguir y compañero de vida. A mis compañeros y profesores, por haber hecho que elegir esta carrera fuese una de las mejores decisiones de mi vida.

Este trabajo es de todos vosotros.

GLOSARIO DE ACRÓNIMOS

PIB	Producto Interior Bruto
GDP	Gross domestic Product
EERR	Energías Renovables
CRM	Critical Raw Materials
NaS	Sulfuro de sodio
PHS	Almacenamiento eléctrico por bombeo
HV	Alto Voltaje
MV	Medio Voltaje
LV	Bajo Voltaje
AC	Corriente alterna
DC	Corriente continua
OH	Redes aéreas / Overhead lines
UG	Redes subterráneas / Underground
SC	Redes submarinas / Sea cables
RES	Fuentes de energías renovables
VRES	Fuentes de energías renovables variables
HVDC	Alta tensión de corriente continua
HVAC	Alta tensión de corriente alterna
PHS	Almacenamiento eléctrico por bombeo
NaS	Sulfuro de sodio
CO2	Dióxido de carbono
GW	Gigavatio
MW	Megavatio
MW·km	Megavatio por kilómetro
GW·km	Gigavatio por kilómetro
IAM	Modelo de evaluación integrada
EUMENA	Europa, Oriente Medio y Norte de África
PP	Polipropileno
PCP	Policloropropileno
PE	Polietileno
GIS	Gas Insulated Switchgear - equipos de conmutación con aislamiento de gas
AIS	Air Insulated Switchgear - equipos de conmutación con aislamiento de aire
CRM	Critical Raw Materials – Materias primas críticas
GIS	Sistemas de información geográfica
VRES	Fuente de energía renovable variable
GFCF	Gross fixed capital formation - Formación bruta de capital fijo
RES	Fuente de energía renovable

Índice de gráficos

Gráfico 1 El estado de las variables de control para siete de los nueve límites planetarios	21
Gráfico 2 Vías de desarrollo desde 1970 para determinados indicadores clave	22
Gráfico 3 Cambio acumulado en las emisiones de efecto gas invernadero	23
Gráfico 4 Relación del CO ₂ con el aumento de la temperatura del planeta	24
Gráfico 5 Potencia instalada de diferentes energías renovables en España	26
Gráfico 6 Interconexión entre sectores	27
Gráfico 7 Extracción acumulada de minerales para tecnologías alternativas	28
Gráfico 8 Materiales para la transmisión y distribución de la energía eléctrica	29
Gráfico 9 Distribución de materiales críticos en el mundo por regiones	31
Gráfico 10 Esquema de la red eléctrica	32
Gráfico 11 Ciclo de vida de una red de transmisión	33
Gráfico 12 Distribución de los generadores y almacenamiento en la región EUMENA para 2050	37
Gráfico 13 Super-red diseñada para el Noreste Asiático	38
Gráfico 14 Super red para el Este asiático y Australia	39
Gráfico 15 Reducción del CP en función de la penetración de las EERR Variables	44
Gráfico 16 Diagramas causales	47
Gráfico 17 Parámetros en el llenado del vaso de agua	48
Gráfico 18 Llenado de agua en terminología de automática	48
Gráfico 19 Flechas y tipos de bucles	49
Gráfico 20 Elementos principales de un diagrama causal o de Forrester	51
Gráfico 21 Fases del modelado	52
Gráfico 22 Editor de ecuaciones del programa VenSim	54
Gráfico 23 Interfaz de usuario en Vensim. Ventana principal	55
Gráfico 24 Control de subíndices en Vensim	56
Gráfico 25 Interrelación de los módulos de MEDEAS-W	58
Gráfico 26 Transporte y distribución de la energía eléctrica	60
Gráfico 27 Redes aéreas	61
Gráfico 28 Partes de una red eléctrica aérea	62
Gráfico 29 Redes subterráneas	63
Gráfico 30 Cables submarinos	63
Gráfico 31 Corriente continua vs Corriente alterna	64
Gráfico 32 Coste de una red continua versus alterna	65
Gráfico 33 Proyectos de redes HVDC construidos desde 1950	66
Gráfico 34 Mapa de proyectos HVDC en el mundo	67
Gráfico 35 Transformador eléctrico	68
Gráfico 36 Plano de una red subterránea	74
Gráfico 37 Cable tipo PILC	76
Gráfico 38 Obtención de los materiales para las subestaciones de alto voltaje	80
Gráfico 39 Metabolismo energético de la sociedad	83
Gráfico 40 Diagrama de influencias	85
Gráfico 41 Modelado de las proporciones de redes subterráneas en AC	94
Gráfico 42 Soterramiento de las redes	94
Gráfico 43 Modelado de las redes de corriente alterna	96
Gráfico 44 Cálculo de la capacidad total instalada eléctrica	98
Gráfico 45 Capacidad instalada de centrales eléctricas renovables	99
Gráfico 46 Factor de capacidad para las centrales eléctricas de combustibles fósiles	100

Gráfico 47 Modelado de los kilómetros de red de corriente continua	103
Gráfico 48 Longitud y capacidad de los distintos tipos de red HVDC	105
Gráfico 49 HVDC en el mundo total y submarina	106
Gráfico 50 Modelado de los nuevos elementos auxiliares	107
Gráfico 51 Modelado del ciclo de vida del sistema eléctrico	108
Gráfico 52 Ciclo de vida redes AC	108
Gráfico 53 Ciclo de vida de las redes HVDC	108
Gráfico 54 Ciclo de vida elementos auxiliares	109
Gráfico 55 Factor de capacidad del sistema vs Curtailment	109
Gráfico 56 Resultado gráfico de la regresión 1	111
Gráfico 57 Resultado de la regresión 2	113
Gráfico 58 Resultado de la regresión 3	114
Gráfico 59 Partes de un cable subterráneo	116
Gráfico 60 Modelo ajustado de las pérdidas en la red	120
Gráfico 61 Redes AC para distintos crecimientos	130
Gráfico 62 Redes AC para crecimiento opción 1	130
Gráfico 63 Costes del Sistema eléctrico opción 3 para redes AC	131
Gráfico 64 Costes del Sistema eléctrico opción 1 para redes AC	132
Gráfico 65 Inversión en redes vs Formación bruta de capital fijo	133
Gráfico 66 Requerimientos materiales de la red para 2050 distintas opciones en redes AC	134
Gráfico 67 Demanda y Extracción para la red eléctrica del aluminio opción 3 redes AC	135
Gráfico 68 Demanda y extracción del cobre para la red eléctrica opción 3 redes AC	135
Gráfico 69 Demanda y extracción aluminio para la red eléctrica opción 1 redes AC	136
Gráfico 70 Demanda y extracción cobre para la red eléctrica opción 1 redes AC	136
Gráfico 71 Demanda vs Reservas de metales en la opción 1 de redes AC	137
Gráfico 72 Demanda vs Reservas de metales en la opción 3 de redes AC	137
Gráfico 73 Redes HVDC según tipo de crecimiento	138
Gráfico 74 Redes HVDC según tipo de crecimiento sin considerar op1	139
Gráfico 75 EROIs para el escenario base opción 1	141
Gráfico 76 EROIs para el escenario base opción 3	141
Gráfico 77 Redes AC para distintos crecimientos CF=2	142
Gráfico 78 Redes HVAC para distintos CF y años	143
Gráfico 79 Proporción de curtailment	143
Gráfico 80 Factor de capacidad estimado a través del curtailment	143
Gráfico 81 Ratios para el factor de capacidad estimados en MEDEAS anteriormente	144
Gráfico 82 Cobre requerido evaluación dinámica de materiales	144
Gráfico 83 Demanda vs Reservas para el cobre evaluación dinámica de materiales	145
Gráfico 84 Aluminio requerido evaluación dinámica de materiales	145
Gráfico 85 Demanda vs Reservas para el aluminio evaluación dinámica de materiales	146
Gráfico 86 Nuevas redes HVDC para una capacidad comercializada en 2050 del 10%	147
Gráfico 87 Costes red HVDC para un 10% de capacidad comercializada en 2050	147
Gráfico 88 Nuevas redes HVDC para una capacidad comercializada en 2050 del 15%	148
Gráfico 89 Costes red HVDC para un 15% de capacidad comercializada en 2050	148
Gráfico 90 Extracción acumulada desde 2015 para distintas necesidades de redes HVDC	149
Gráfico 91 Requerimientos acumulados desde 2015 de materiales para la red AC para 2050 según distintas proporciones de redes subterráneas de MV y LV	150
Gráfico 92 Costes de la red para distintas proporciones de redes subterráneas de MV y LV	151

Índice de tablas

Tabla 1 Materias primas críticas.....	30
Tabla 2 Comparación entre estudios sobre materiales de la red eléctrica.....	34
Tabla 3 Cambio en las necesidades de redes eléctricas.....	40
Tabla 4 Factores de capacidad para distintos tipos de centrales eléctricas	43
Tabla 5 Clasificación de los tipos de redes eléctricas	67
Tabla 6 Constantes para subestaciones y transformadores AC	70
Tabla 7 Constante final por elemento y tipo de voltaje para AC	71
Tabla 8 Ponderaciones para líneas aéreas de alto voltaje.....	72
Tabla 9 Materiales para las líneas aéreas AC por tipo de voltaje.....	73
Tabla 10 Materiales para las líneas subterráneas por tipo de voltaje	75
Tabla 11 Materiales para las líneas DC de alto voltaje	77
Tabla 12 Requerimientos materiales para el mantenimiento de las redes eléctricas.....	78
Tabla 13 Ponderaciones para transformadores de medio voltaje.....	79
Tabla 14 Materiales para los elementos auxiliares	81
Tabla 15 Vectores del modelo	86
Tabla 16 Materiales para la construcción de redes de corriente alterna	87
Tabla 17 Materiales para la construcción de redes de corriente continua	88
Tabla 18 Materiales para la construcción de elementos auxiliares	88
Tabla 19 Conversión a kg/km	89
Tabla 20 Tiempo de construcción, de vida y costes de la red AC.....	91
Tabla 21 Tiempo de construcción, de vida y costes de la red DC.....	91
Tabla 22 Estimadores regresión 1 share Curtailment.....	111
Tabla 23 Estimadores regresión 2 share curtailment	112
Tabla 24 Estimadores regresión 3 share curtailment	114
Tabla 25 Cambios en los materiales del escenario de cobre al de aluminio.....	118
Tabla 26 Materiales para escenarios de cobre y aluminio en redes AC sub	119
Tabla 27 Materiales para escenarios de cobre y aluminio en redes AC	119
Tabla 28 Coeficientes de la regresión para la estimación de pérdidas en la red.....	120
Tabla 29 Cambios evaluados en el escenario base.....	125
Tabla 30 Simulaciones evaluadas en el escenario de sensibilidad redes HVDC	127
Tabla 31 Simulaciones evaluadas en el escenario de sensibilidad de proporción de subterráneas.....	128
Tabla 32 Recopilación de kilómetros de redes AC y HVDC para cada opción	139
Tabla 33 Recopilación de los materiales extraídos desde 2015 para cada opción de redes AC y HVDC	140

Índice de contenido

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	20
1.1. Contenido de la memoria	20
1.2. Contexto en el que se enmarca el trabajo.....	21
1.3. Revisión de la literatura	32
1.3.1. Materiales de la red.....	33
1.3.2. Modelado de expansión de la red	36
1.4. Conclusiones de la revisión de la literatura y motivación	42
1.5. Objetivos	45
1.6. Etapas del proceso metodológico	46
CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA	47
2.1. Dinámica de sistemas.....	47
2.1.1. Diagrama causal	49
2.1.2. Diagramas de flujo o de Forrester	50
2.1.3. Proceso de modelado.....	52
2.1.4. Programa empleado: VenSim DSS	53
2.1.5. Características del modelado en VenSim	53
2.2. MEDEAS-W	56
2.2.1. Descripción general del modelo MEDEAS.....	56
2.2.1. Aportación al modelo MEDEAS-W	58
2.3. Análisis de los requerimientos materiales de la red y los elementos auxiliares	59
2.3.1. Descripción de la red eléctrica	59
2.3.2. Clasificación de las tecnologías analizadas.....	61
2.3.3. Estudios analizados sobre intensidades materiales.....	68
2.3.4. Unidad funcional elegida.....	69
2.3.5. Requerimientos materiales para la construcción de líneas aéreas AC	71
2.3.6. Requerimientos materiales para la construcción de líneas subterráneas AC	74
2.3.7. Requerimientos materiales para la construcción de líneas DC	76
2.3.8. Requerimientos materiales para el mantenimiento de la red eléctrica	77

2.3.9. Requerimientos materiales para la construcción de elementos auxiliares	79
2.4. Concepto de tasa de retorno energético	82
2.5. Modelado	84
2.5.1. Diagrama de influencias	84
2.5.2. Parámetros exógenos del modelo	86
a) Parámetros de intensidades materiales para el vector de redes eléctricas	87
b) Tiempos, costes y duración de los elementos de la red	89
c) Kilómetros de redes iniciales	92
2.5.3. Descripción de distintos aspectos del modelado	92
a) Estimación de las nuevas redes de medio y bajo voltaje	92
b) Estimación de las redes aéreas y subterráneas de corriente alterna	93
d) Modelización de las nuevas redes eléctricas	95
e) Estimación de los nuevos elementos auxiliares	107
f) Ciclo de vida de cada tipo de elemento del sistema eléctrico	107
g) Estimación del factor de capacidad del sistema a través del curtailment	109
h) Modelización de la dinámica futura de los materiales	115
i) Pérdidas en las redes HVDC	120
j) Conexión con las variables existentes en MEDEAS-W	121
CAPÍTULO 3: ESCENARIOS	123
3.1. Escenarios definidos de MEDEAS – GG	123
3.2. Interruptores del modelo	124
3.3. Escenario base	125
3.4. Escenario de sensibilidad	126
3.4.1. Escenario de sensibilidad redes HVDC	126
3.4.2. Escenario de sensibilidad proporción de redes subterráneas	127
CAPÍTULO 4: RESULTADOS Y CONCLUSIONES	129
4.1. Resultados	129
4.1.1. Resultados en el escenario base	129
a) Evaluación de las formas de modelado en redes AC y HVDC	130
b) Evaluación del factor de capacidad	142
c) Evaluación de la dinámica de los materiales	144

4.1.2. Resultados escenarios de sensibilidad redes HVDC.....	146
4.1.3. Resultados escenario de sensibilidad proporción de redes subterráneas	150
4.2. Análisis de los resultados	151
4.3. Conclusiones.....	154
4.4. Líneas futuras de trabajo.....	156
CAPÍTULO 5: BIBLIOGRAFÍA.....	159

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1. Contenido de la memoria

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

En este apartado se trata tanto en contexto en el que está englobado el trabajo como la revisión del estado del arte del tema a través de la revisión de la literatura, obteniendo diferentes conclusiones y justificando la motivación de este trabajo. Para finalizar la introducción se relatan los objetivos y las etapas del proceso metodológico.

2. METODOLOGÍA

Este capítulo expone los principios básicos de la Dinámica de Sistemas, así como una descripción del programa empleado para modelar. Se explica el modelo MEDEAS-W en el que se añade el módulo creado sobre redes eléctricas. A continuación, se describe el análisis llevado a cabo para obtener las intensidades de materiales de las redes eléctricas y sus elementos auxiliares y se relata el proceso para la estimación de los tiempos de vida, de construcción, costes y futuros kilómetros de la red. Finalmente se expone el modelado y la descripción de los datos, dinámica del modelo, parámetros y escenarios considerados.

3. ESCENARIOS

Se describen los escenarios considerados en las simulaciones realizadas y los interruptores seleccionados para cada escenario y simulación.

4. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

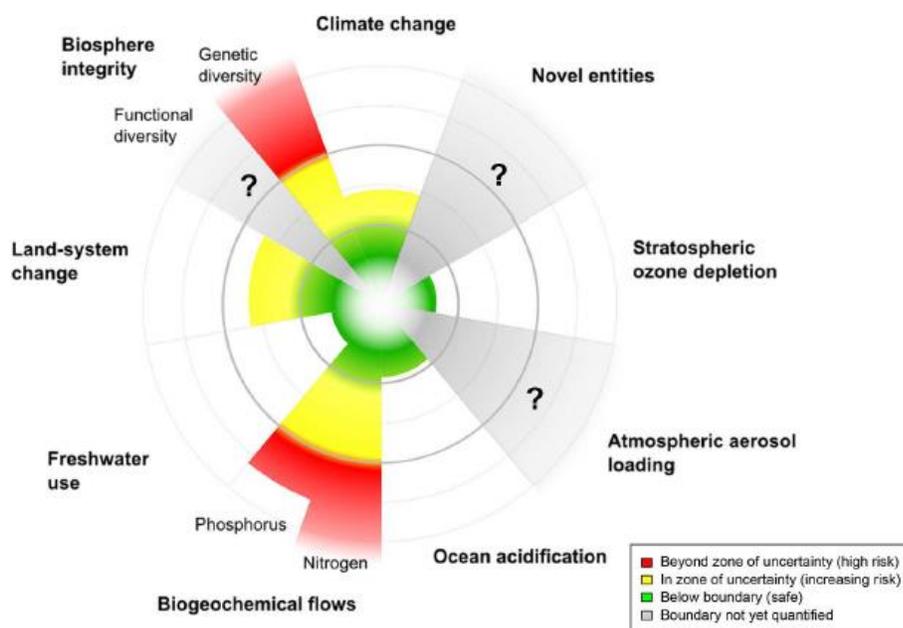
En este apartado se muestran los resultados obtenidos y se realiza un análisis de éstos. Después se elaboran las conclusiones y se exponen las líneas futuras de trabajo.

5. BIBLIOGRAFÍA

1.2. Contexto en el que se enmarca el trabajo

Aunque los humanos han hecho uso del medio natural desde el inicio de su existencia, nunca antes se había producido una alteración tan grande de la biosfera a toda escala espacial como la vivida en este último siglo (Krausmann et al., 2011): el desarrollo industrial y tecnológico, el aumento de las necesidades de los ciudadanos, etc. Existe una dependencia de las personas respecto a la naturaleza. El aumento de la necesidad de alimentos, energía y materiales se hace a expensas de un incremento en la capacidad de la naturaleza para satisfacer estas demandas. Se estima que cuatro mil millones de personas dependen de medicinas naturales para el cuidado de su salud y sobre el 70% de los medicamentos contra el cáncer son naturales o productos sintéticos inspirados por la naturaleza. Por ello, la biodiversidad está disminuyendo más rápido que en cualquier otro momento de la historia de la humanidad. A esto se suma que la mayoría de los recursos utilizados no son totalmente reemplazables, siendo algunos incluso insustituibles (Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services, 2019).

Gráfico 1 El estado de las variables de control para siete límites planetarios

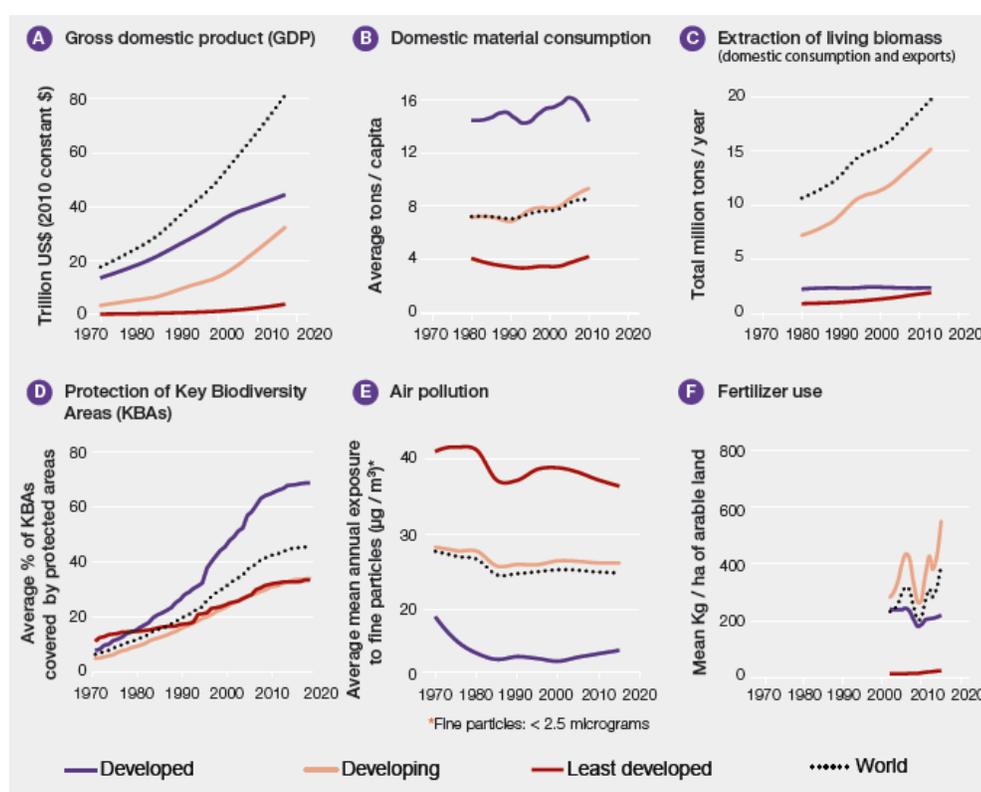


Fuente: Obtenido de (Steffen et al., 2015)

La zona verde es el espacio operativo seguro (por debajo del límite), la amarilla representa la zona de incertidumbre (riesgo creciente), y el rojo es la zona de alto riesgo.

En el Gráfico 1 se muestra el estado de distintas variables de control para siete de los nueve límites planetarios: Integridad de la biosfera, cambio climático, agotamiento del ozono estratosférico, carga de aerosoles atmosféricos, flujos biogeoquímicos, uso del agua dulce, cambio del sistema terrestre y nuevas entidades. El mayor riesgo se encuentra en la integridad de la biosfera, por la pérdida y extinción de especies de plantas y animales, así como en la biogeoquímica del planeta. El cambio climático y el cambio del sistema terrestre se encuentran en riesgo creciente (Steffen et al., 2015).

Gráfico 2 Vías de desarrollo desde 1970 para determinados indicadores clave



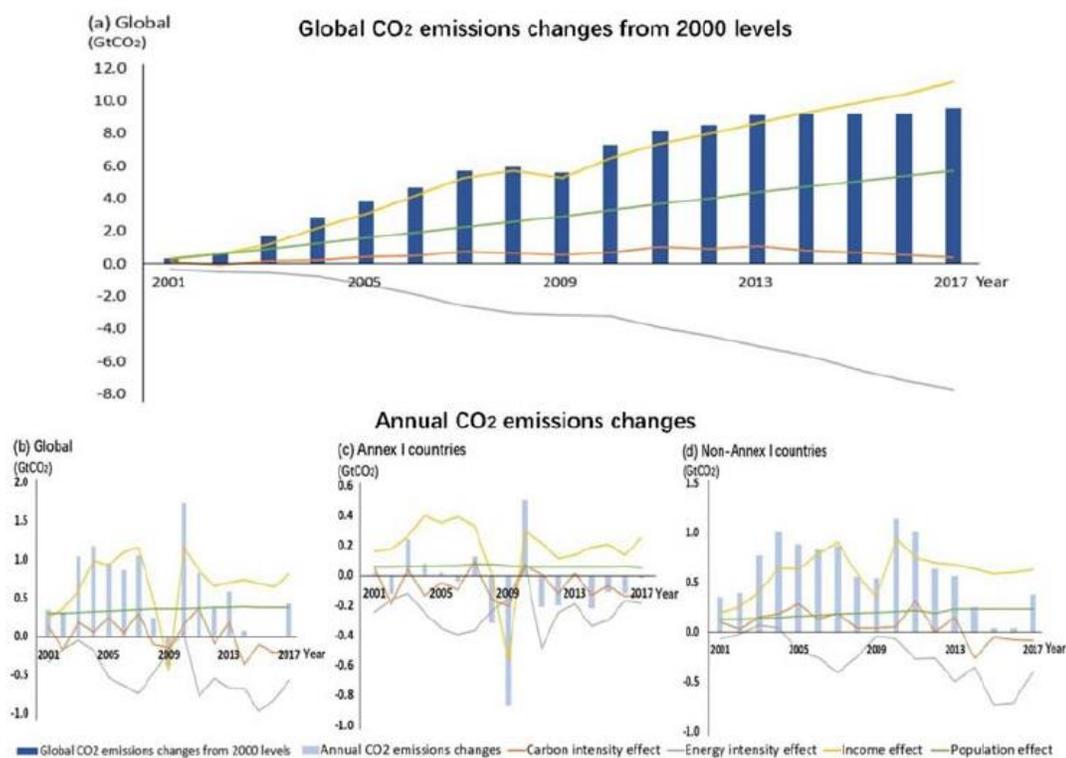
Fuente: Obtenido de (Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services, 2019)

Se muestra un gran aumento en la escala de crecimiento económico mundial y su impacto en la naturaleza, con fuertes contrastes entre países desarrollados, en desarrollo y subdesarrollados.

Otro hecho es que los recursos suelen estar distribuidos de forma desigual en el espacio y tiempo, así como entre los diferentes segmentos de la sociedad. En el Gráfico 2 se puede ver como el producto interior bruto (GDP) ha ido creciendo a nivel

mundial a lo largo del tiempo (A), sobre todo en los países más desarrollados. A su vez, la extracción de biomasa para satisfacer la demanda de consumo doméstico y exportación es mayor en los países desarrollados y aumenta rápidamente (C). Lo mismo ocurre con el consumo de material per cápita dentro de cada país, el cual es mayor en los países desarrollados (B). Sin embargo, la protección de las áreas clave de la biodiversidad es mayor y está creciendo más en los países más desarrollados (D). En contraposición, la contaminación atmosférica alcanza sus valores más altos en los países menos desarrollados (E) y el uso de fertilizantes en los países en vías de desarrollo. Esto viene a decir que a medida que los países se desarrollan e incrementa el bienestar social, conlleva un aumento de la demanda de bienes de consumo y con ello la extracción del medio natural para conseguirlo. Por otra parte, a medida que los países incrementan su calidad de vida y nivel económico, se mejora la agricultura utilizando menos fertilizantes, así como las tecnologías para disminuir la contaminación atmosférica.

Gráfico 3 Cambio acumulado en las emisiones de efecto gas invernadero



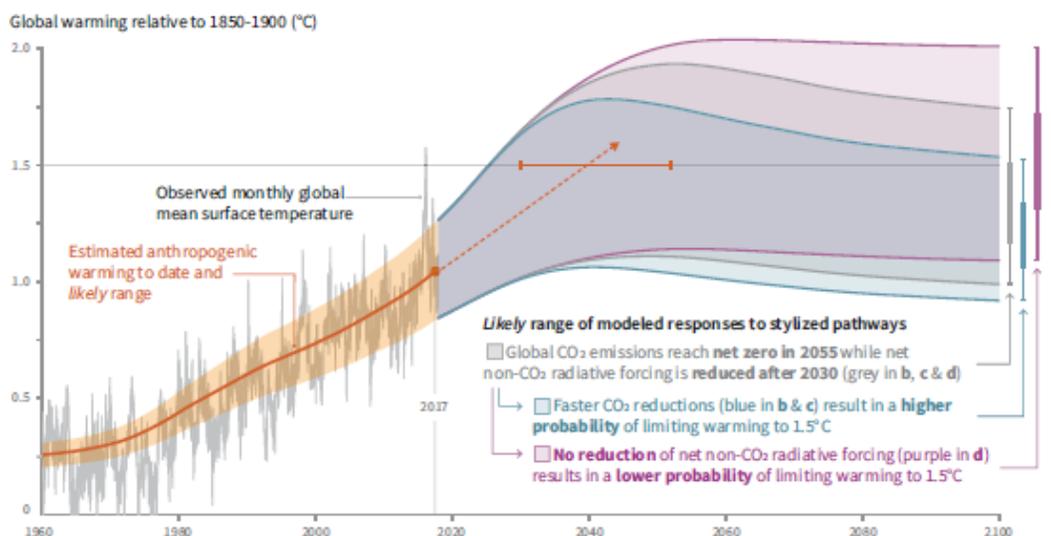
Fuente: Obtenido de (Xia et al., 2021)

Se muestra el cambio acumulado en las emisiones de efecto gas invernadero desde 1995-2008 en Gigatoneladas de CO₂ equivalente para distintos factores como la tecnología, la población, el consumo por persona, etc.

que aun así no consigue compensar el incremento en emisiones que supone el consumo de bienes y servicios y el del aumento de la población. Esto viene a decir que el desarrollo tecnológico no bastará para disminuir las emisiones de CO₂ en la atmósfera, sino que será necesario acompañar esta medida de una disminución de los factores causantes de estas emisiones.

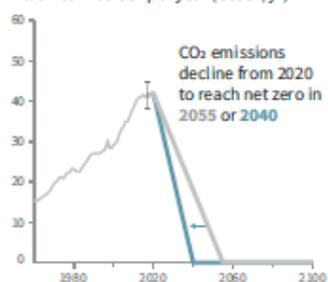
Gráfico 4 Relación del CO₂ con el aumento de la temperatura del planeta

a) Observed global temperature change and modeled responses to stylized anthropogenic emission and forcing pathways



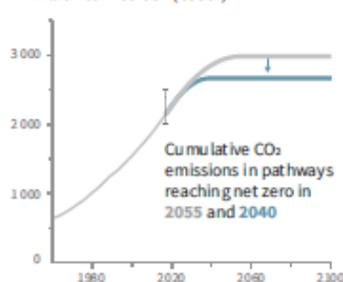
b) Stylized net global CO₂ emission pathways

Billion tonnes CO₂ per year (GtCO₂/yr)



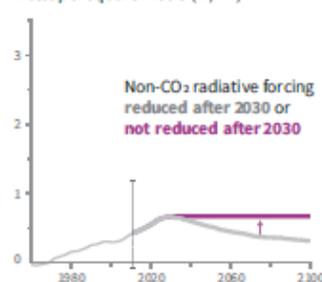
c) Cumulative net CO₂ emissions

Billion tonnes CO₂ (GtCO₂)



d) Non-CO₂ radiative forcing pathways

Watts per square metre (W/m²)



Fuente: Obtenido de (Masson-Delmotte, V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, et al., 2018)

En el panel A) se observa la temperatura global de la superficie terrestre. B) Trayectorias estilizadas de emisiones netas de CO₂ a nivel mundial. C) Emisiones netas acumuladas de CO₂. D) Trayectorias de forzamiento radiativo no relacionadas con el CO₂.

Se estima que las actividades humanas han causado aproximadamente el aumento total de 1°C la temperatura del planeta sobre los niveles pre-industriales.

Si continúa la tendencia actual, se prevé llegar hasta el 1,5°C entre 2030 y 2052. En el Gráfico 4 se muestra el cambio en la temperatura global observado y modelado, así como las emisiones de CO₂. En el panel A) se muestra la temperatura del planeta. Desde 1960 hasta 2017 se lleva a cabo una estimación del calentamiento antropogénico obteniendo su rango más probable, donde obtenemos un ascenso de la temperatura desde los 0,25°C hasta 1°C aproximadamente. A partir del 2017, se lleva a cabo una modelización según diferentes escenarios y trayectorias. En gris se representa un escenario en el que se alcanzan las cero emisiones de CO₂ para 2055 y una reducción de las radiaciones emitidas por este compuesto para 2030. Con estas medidas se prevé evitar la llegada del planeta al 1,5°C de temperatura. Si se lleva un descenso más acentuado (zona azul) de las emisiones, la temperatura del planeta alcanzará valores inferiores más rápido. Si no se forzase la disminución de las radiaciones de CO₂ (zona morada) decrecería la probabilidad de limitar el aumento de temperatura.

En el Acuerdo de París adoptado en la Conferencia sobre el Clima de París (COP21) en 2015, se establece un marco global con objeto de mitigar el cambio climático. Su meta consiste en limitar la subida de la temperatura del planeta a 2 °C y a ser posible 1,5°C. El elemento clave para llevarlo a cabo es la reducción de las emisiones de efecto gas invernadero en la atmósfera (Unión Europea, 2016).

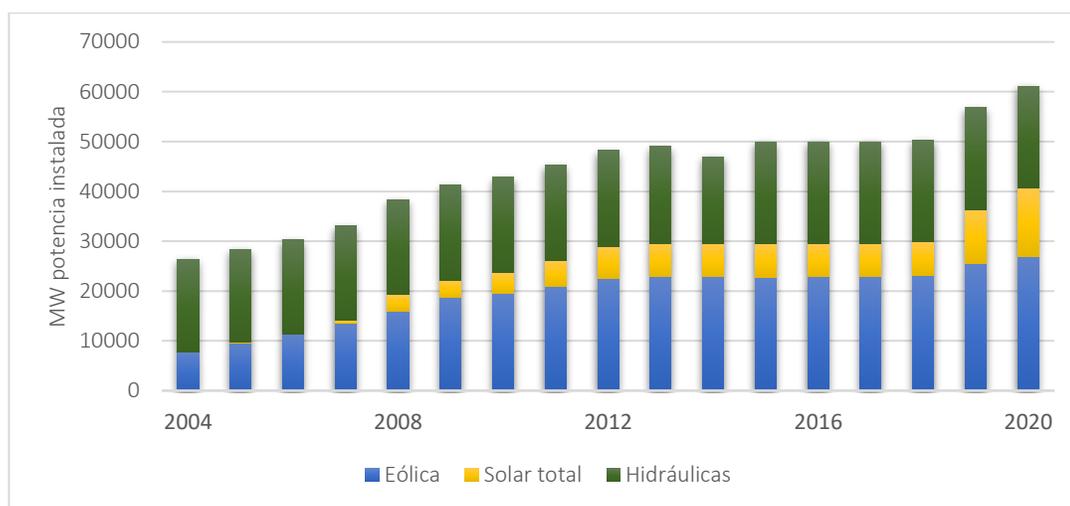
Los gobiernos e instituciones europeos han apostado por una transición global hacia las energías renovables para evitar las emisiones de efecto gas invernadero y las consecuencias climáticas producidas por la utilización de recursos no renovables como el petróleo y el gas. Para ello, las energías renovables variables van a contribuir como un elemento clave, por lo que se busca aumentar su potencia instalada. En la cumbre del clima COP25 celebrada en Madrid en 2019, el gobierno español presentaba el informe elaborado por Acciona y Bloomberg New Energy Finance (BNEF) donde la potencia instalada de eólica aumentará 54GW y 49GW para la solar, formando el 74% de la electricidad generada para 2050 en España entre ambas (García, 2019).

Las energías renovables variables son fuentes de energía renovable intermitentes («Variable Renewable Energy», 2021) que poseen una naturaleza fluctuante. En este tipo de tecnologías se engloba la energía solar y la eólica, puesto que dependen de las condiciones atmosféricas del momento, la latitud, la situación geográfica, etc. A diferencia de estas, la energía hidráulica o la biomasa son controlables, así como la energía geotérmica (la cual es constante).

En España, como se puede observar en el Gráfico 5, se comienza a instalar energía solar y eólica en el año 2004. En la actualidad la potencia instalada total en España de energía solar más eólica supera la de hidráulica.

Sin embargo, este tipo de energías variables conllevan desventajas y limitaciones como la dependencia de las condiciones climáticas del lugar en el que nos encontremos (Bussar et al., 2014) y la intermitencia ligada a las horas limitadas en las que existen buenas condiciones de sol y viento.

Gráfico 5 Potencia instalada de diferentes energías renovables en España



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos extraídos de <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/series-estadisticas-nacionales>

Potencia instalada de energía eólica, solar (concentrada + fotovoltaica) y hidráulica desde 2004 hasta 2020

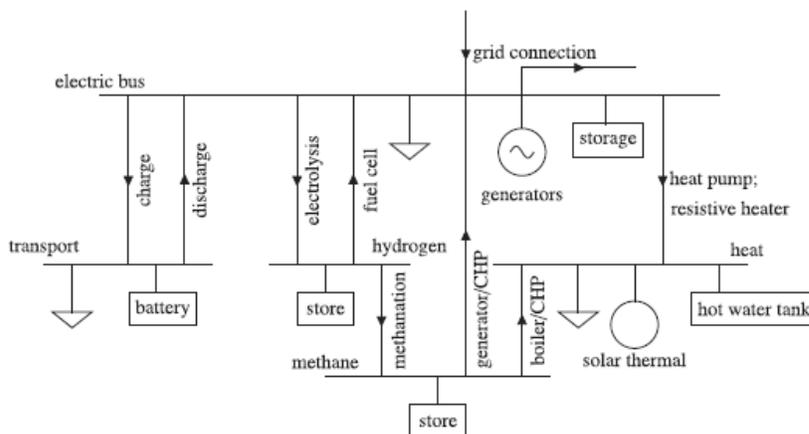
Para reducir la dependencia del uso de energías no renovables y abastecer toda la demanda en los momentos en que las turbinas eólicas y las fotovoltaicas no lo consigan, se están estudiando diferentes medidas (Schaber, Steinke, Mühlich, et al., 2012):

- **Gestión de la demanda energética:** consiste en modificar los hábitos del consumidor mediante incentivos financieros y cambios en la enseñanza, de forma que se pueda ajustar la oferta a la demanda de energía y no disponer de energía sobrante o deficiente.
- **Integración de sectores (sector coupling):** se refiere a la idea de interconectar los sectores que consumen energía – edificios (calefacción y refrigeración), transporte e industrias – con el sector productor de energía

renovable (Gráfico 6). Esta interconexión consigue que parte de la energía sobrante se utilice, por ejemplo, para calentar grandes cantidades de agua para la calefacción de las casas. En los momentos de mayor producción de energía, otro uso de la electricidad sería el de producir hidrógeno o gas sintético para utilizarlo después de combustible en los vehículos o reconvertirlo en electricidad o calor en épocas de poco sol o viento (Connolly et al., 2011). Para poder interconectar todos los sectores es necesario evaluar a su vez las redes eléctricas necesarias para facilitar el transporte de la energía entre ellos (Brown et al., 2018).

- **Expansión de las redes de transmisión:** aumentando las redes de transmisión se consigue una mejora en la integración del mercado, garantizando el abastecimiento de la energía y facilitando la transmisión de ésta en lugares remotos con buenas condiciones climáticas para la energía solar y eólica (Gargiulo et al., 2017). Por otro lado, si aumenta la producción descentralizada (autoconsumo), desciende la necesidad de redes eléctricas puesto que no es necesario conectar centros de producción lejanos con los consumidores ya que la energía se produce en el mismo sitio en el que se va a consumir (Bauknecht et al., 2020).

Gráfico 6 Interconexión entre sectores



Fuente: Obtenido de (Brown et al., 2018)

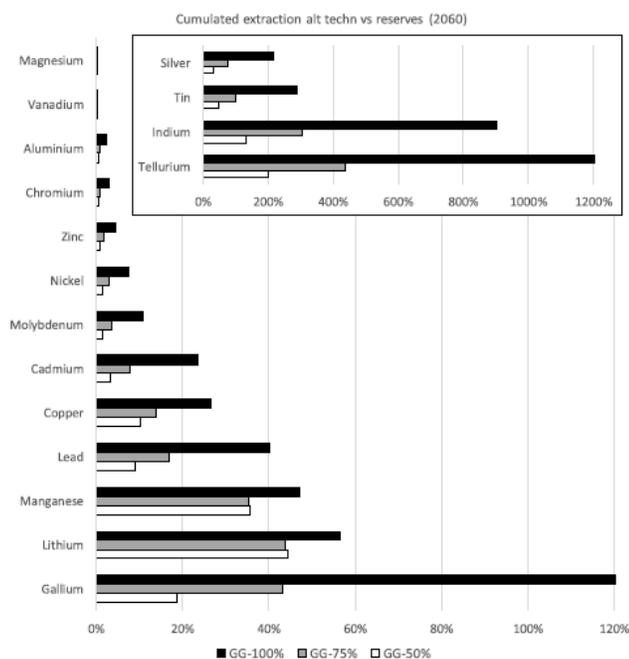
Gráfico que muestra la interconexión de los diferentes generadores de energía para aprovechar su capacidad en todo momento

Según el informe de (IEA, 2021), el aumento de la demanda de electricidad, junto con una proporción mayor de energía solar y eólica dentro del mix energético, requiere una expansión significativa de las redes eléctricas.

Existen más de 70 millones de kilómetros de líneas de transmisión y distribución en todo el mundo. No solo es necesario que realicen la interconexión de las grandes centrales hidroeléctricas, térmicas y nucleares con los usuarios finales, sino que a mayores puedan integrar grandes cantidades de capacidad solar fotovoltaica y eólica, refuercen la interconexión entre países e incrementen la resistencia del sistema eléctrico. Estas nuevas tareas están siendo respaldadas por el auge de las tecnologías de corriente continua de alta tensión (HVDC) que, aunque comenzasen a desarrollarse e implementarse en 1950 han visto su mayor potencia instalada en los últimos 10 años (IEA, 2021).

Además de trabajar en crear nuevas redes adicionales, es necesario renovar las existentes para reforzar su resistencia al cambio climático, así como a los fenómenos meteorológicos extremos. Otra tarea importante es la de implementar la digitalización y flexibilidad de las redes creando las denominadas ‘smart grids’ así como incluir la fibra de vidrio para, en las mismas líneas, llevar también la parte de telecomunicaciones de cada país.

Gráfico 7 Extracción acumulada de minerales para tecnologías alternativas



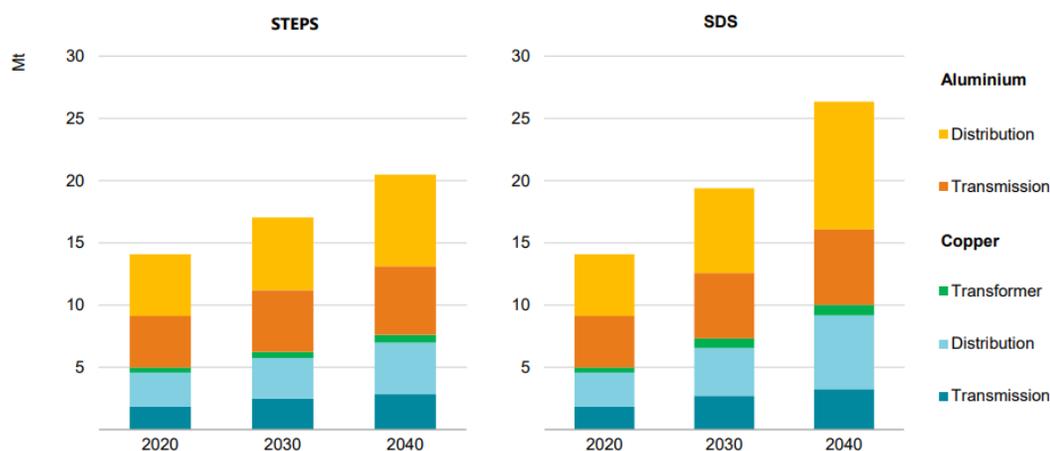
Fuente: (I. Capellán-Pérez et al., 2019)

Extracción acumulada desde el 2015 hasta el 2016 de minerales necesarios para tecnologías alternativas versus las reservas actuales estimadas para tres escenarios diferentes

El sistema económico actual es dependiente de grandes cantidades de materiales y minerales que son necesarias para poder abastecer las demandas crecientes de la población. Esta transición hacia las energías “limpias” conlleva aún más recursos (de Koning et al., 2018), ya que las tecnologías renovables están estrechamente ligadas con ciertas materias primas críticas usadas en paneles solares, turbinas eólicas, vehículos eléctricos o iluminación de bajo consumo. Estudios recientes han demostrado que la penetración de las energías renovables puede conllevar un desabastecimiento en metales muy importantes como la plata, el estaño, el indio y el telurio (Gráfico 7) (IEA, 2021; Junne et al., 2020; Moreau et al., 2019; Valero et al., 2018).

Aunque para la expansión de las redes de transmisión estén implicados recursos con, en principio, una gran disponibilidad de la tierra como el aluminio, el acero o el hormigón, también se utilizan metales con mayor criticidad como el cobre, por lo que es necesario una evaluación del impacto que tendrá sobre el planeta un aumento de las redes y por tanto de los materiales que las forman, para la integración de las energías renovables.

Gráfico 8 Materiales para la transmisión y distribución de la energía eléctrica



Fuente: Obtenido de (IEA, 2021)

Necesidades de aluminio y cobre tanto para las redes como los transformadores en la transmisión y distribución de la energía. A medida que pasan los años incrementa enormemente las necesidades de Aluminio y Cobre como consecuencia de la integración de las energías renovables en el mix energético.

(IEA, 2021) modela dos posibles escenarios futuros mostrando las necesidades de aluminio y cobre que implicaría la integración de las energías renovables y por

ende la expansión y renovación de las redes eléctricas, Gráfico 8. Para el 2040 las megatoneladas de materias primas para las redes eléctricas en el mundo ascenderían hasta aproximadamente 26 Mt.

Es necesario destacar que pese a la abundancia de algunos materiales como por ejemplo el aluminio, su utilización masiva puede acarrear grandes consecuencias. Aunque este metal es muy abundante en la tierra (constituye el 8% de la corteza terrestre), en su mayor parte no está disponible para la extracción dado que se encuentra ligado a minerales de aluminosilicatos, cuyo coste de procesado para la obtención del metal final es excesivo en comparación con el precio de mercado actual del aluminio. Por ello, la producción se ha hecho dependiente del mineral de bauxita, el cual se encuentra en una cantidad finita en el planeta con la desventaja de que su coste energético para la extracción es muy alto. En tiempos de Napoléon III, el aluminio fue considerado un metal precioso de uso en joyería, mucho más caro que el oro, ya que la energía para transformar la bauxita en aluminio es muy elevada (Cervera, 2013). También se convierte en un factor clave el reciclado. La producción del aluminio es actualmente de 50 millones de toneladas al año aproximadamente. Si el consumo se sigue manteniendo, con un crecimiento demográfico mundial sostenido de más de 7 billones de personas, y junto con un descenso de los fósiles baratos, el aluminio podría ser un producto más caro en el futuro. Además, hay que tener en cuenta que el aluminio juega un papel importante para la sustitución de otros elementos como el cobre, el hierro y el acero y acero inoxidable (Sverdrup et al., 2015).

Tabla 1 Materias primas críticas

2020 critical raw materials (new as compared to 2017 in bold)		
Antimony	Hafnium	Phosphorus
Baryte	Heavy Rare Earth Elements	Scandium
Beryllium	Light Rare Earth Elements	Silicon metal
Bismuth	Indium	Tantalum
Borate	Magnesium	Tungsten
Cobalt	Natural graphite	Vanadium
Coking coal	Natural rubber	Bauxite
Fluorspar	Niobium	Lithium
Gallium	Platinum Group Metals	Titanium
Germanium	Phosphate rock	Strontium

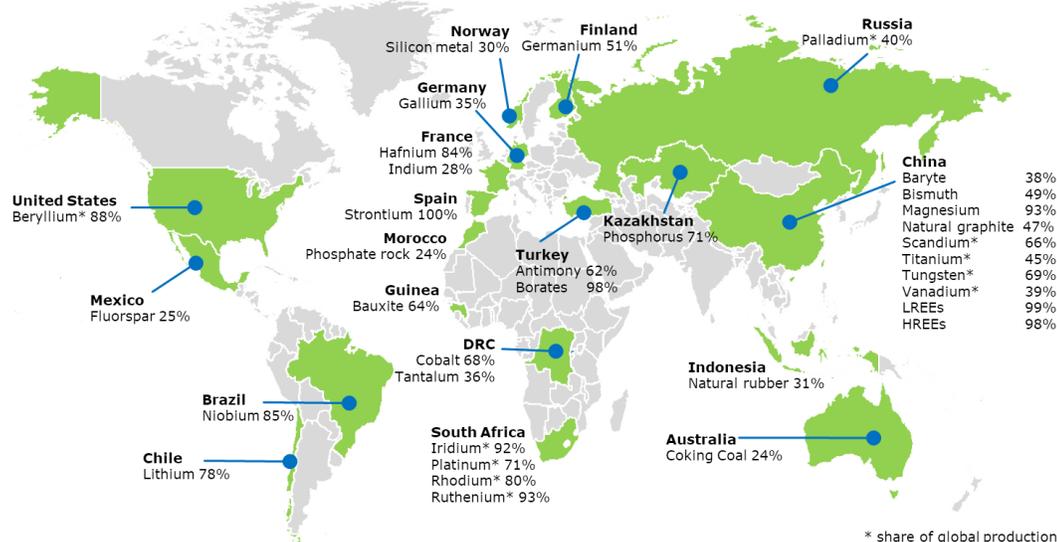
Fuente: Obtenido de https://ec.europa.eu/growth/sectors/raw-materials/specific-interest/critical_en

Tabla de materias primas críticas según la Unión Europea. En negrita se incluyen las nuevas materias primas consideradas como críticas a partir del año 2017.

La estimación de los materiales para la transmisión y distribución de energía eléctrica también permitirá computar una tasa de retorno energética (TRE, EROI por sus siglas en inglés, energy return on energy invested) en el punto de uso de los consumidores -EROIpou-) (de Castro & Capellán-Pérez, 2020).

La Unión Europea ha destacado en un informe la relevancia que tienen las materias primas para el desarrollo mundial, en concreto haciendo referencia a las materias primas no energéticas, destacando su fuerte vínculo con todas las fases de la cadena de suministro de la industria, la tecnología moderna y el medio ambiente. Dada esta gran preocupación por la escasez de materiales, la UE ha elaborado una lista de materias primas consideradas críticas (CRM: Critical Raw Materials) - Tabla 1 - las cuales están asociadas a un gran riesgo en su suministro. Los principales productores de materias primas críticas se encuentran en China, Turquía y Sudáfrica (Gráfico 9). Esta concentración de la producción tiene un gran riesgo asociado que en muchos casos se ve acrecentado por los bajos índices de sustitución y reciclaje de algunos metales (EU JRC, 2020).

Gráfico 9 Distribución de materiales críticos en el mundo por regiones



Fuente: Obtenido de (EU JRC, 2020)

Mapa mundial que muestra la localización de las materias primas críticas en todo el mundo. Asia contiene la mayor parte de materias primas críticas. *LREE y HREE significa Light y Heavy Rare Earth Elements .

La UE ha puesto en marcha propuestas como la transición a una economía circular de los recursos y la sostenibilidad de los productos, aumentando la vida útil de éstos y el uso de materias primas secundarias, mejorando la contribución del

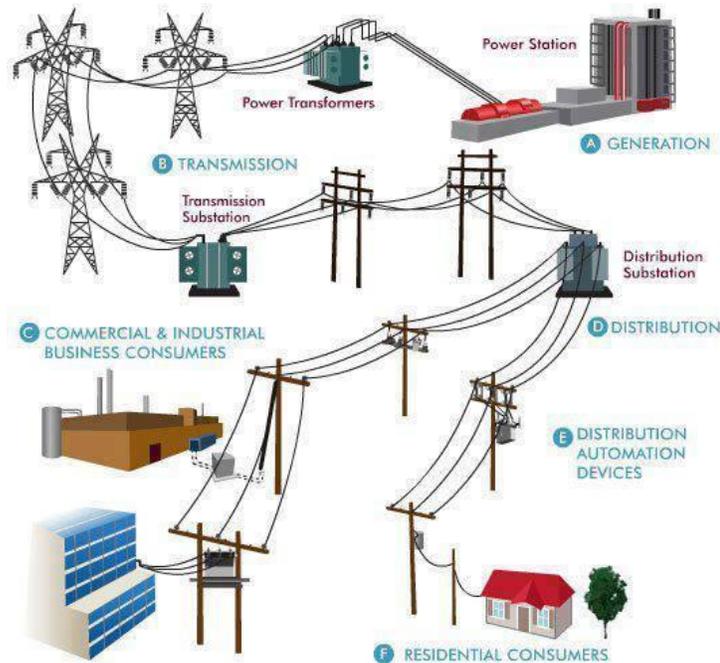
reciclaje a la satisfacción de la demanda de recursos (European Commission, 2020) Otra forma de reducir la dependencia de los CRM es a través de la innovación, desarrollando tecnologías alternativas que empleen materiales más abundantes en la tierra.

Por tanto, si se quiere llevar a cabo una transición hacia energías limpias en carbono, es necesario abordar las implicaciones que traen consigo o si no se ocasionarán fuertes problemas medioambientales y sociales (contaminación por metales pesados, destrucción de hábitats o agotamiento de recursos).

1.3. Revisión de la literatura

La red eléctrica es una red interconectada que transporta la electricidad desde que se produce en las plantas generadoras hasta que llega al consumidor (Gráfico 10).

Gráfico 10 Esquema de la red eléctrica



Fuente: <https://sites.google.com/site/luisamayateacher/generacion---distribucion-energia-electrica>

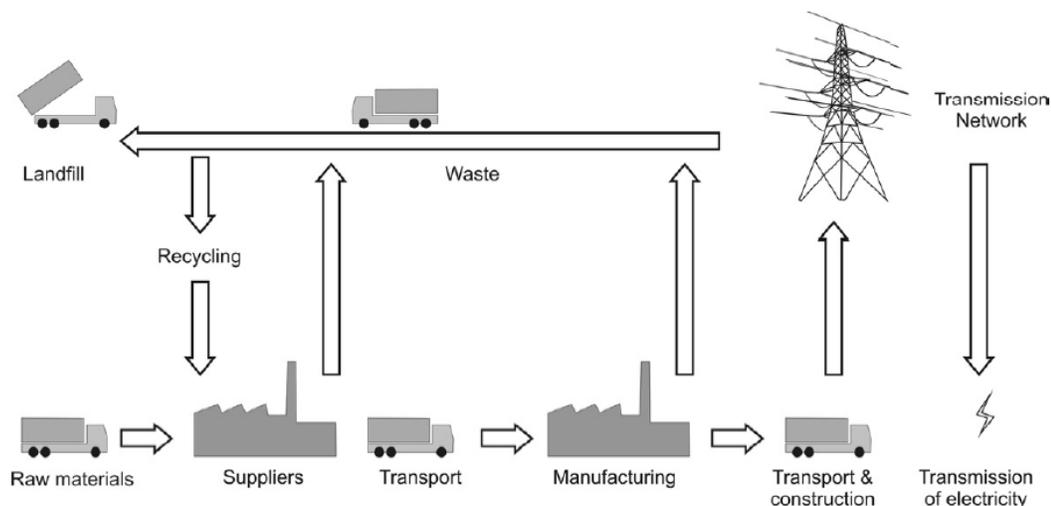
Esquema de la red eléctrica desde que se genera la energía (A. Generation) hasta que llega al consumidor (F. Residential consumers y C. Commercial & Industrial Business consumers)

La revisión de la literatura se divide en dos partes. En la primera se tratará lo relacionado con la revisión de los materiales necesarios para la construcción y mantenimiento de la red. En la segunda se verá la literatura que trata el modelado de la expansión de la red.

1.3.1. Materiales de la red

En este apartado se trata la revisión de la literatura relacionada con la obtención de datos sobre las necesidades materiales que tienen las redes eléctricas de transmisión y distribución. Un tipo de estudios de mucha utilidad a la hora de obtener datos sobre los materiales que requiere una red son los LCA (análisis de ciclo de vida). Según (Harrison et al., 2010), un LCA es un “análisis de todos los impactos ambientales de un producto, proceso o servicio desde la extracción de las materias primas, pasando por la producción y el uso hasta su eliminación”. Se han hecho análisis de este tipo para redes de diferentes regiones, evaluando el impacto que causan los requerimientos materiales para la construcción, mantenimiento y para su desmantelación. Se puede ver una descripción gráfica de lo que es un LCA en el Gráfico 11.

Gráfico 11 Ciclo de vida de una red de transmisión



Fuente: (Harrison et al., 2010)

Proceso para la construcción de una red eléctrica de transmisión desde la extracción de las materias primas hasta su construcción.

Tabla 2 Comparación entre estudios sobre materiales de la red eléctrica

Fuente	Tipo de estudio	Región	Tipo de red		Elementos del sistema	Tipo de dato
			Transmisión	Distribución		
(Harrison et al., 2010)	LCA	Gran Bretaña	✓		Líneas aéreas y subterráneas	Primario
(Bumby, 2010)	Evaluación del impacto de la red subterránea vs aérea	Sur de California		✓	Líneas aéreas y subterráneas	Primario
(Blackett et al., 2008)	Comparación de distintos elementos de la red	-	✓		Torres aéreas, aislantes y conductores	Primario
(Jorge et al., 2012a, 2012b)	LCA	-	✓	✓	Líneas aéreas, subterráneas y submarinas	Primario
(Garcia et al., 2014)	LCA	Portugal	✓	✓	Líneas aéreas, subterráneas y submarinas	Secundario
(Jones & McManus, 2010)	LCA	-		✓	Líneas aéreas y subterráneas	Primario
(Turconi et al., 2014)	LCA	Dinamarca		✓	Líneas aéreas y subterráneas	Primario
(Arvesen et al., 2015)	LCA	Noruega	✓	✓	Líneas aéreas, subterráneas y submarinas	Secundario
(Deetman et al., 2021)	IAM	Mundo	✓	✓	Líneas aéreas y subterráneas	Secundario

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 2 se recogen todos los estudios revisados que tratan los materiales que componen las redes eléctricas, así como las regiones y los elementos del sistema tratados en cada estudio. También se especifica si los datos que se utilizan provienen de fuentes primarias o secundarias. Cuando se dice que un dato es **primario** se refiere a que el autor lo ha obtenido directamente de un catálogo comercial (de redes o elementos auxiliares de la red en este caso) o de información directa de un operador de red. Si por el contrario los datos son **secundarios**, significa que el autor ha extraído los datos de otros estudios. En este trabajo se

utilizan los datos reportados en otros estudios (por lo tanto, serían datos secundarios) asumiendo diferentes hipótesis y cálculos intermedios para su obtención.

En el artículo de (Gargiulo et al., 2017) se revisan los LCA existentes para las redes eléctricas. Evalúa los resultados de estudios como (Arvesen et al., 2015; Blackett et al., 2008; Bumby, 2010; Garcia et al., 2014; Jones & McManus, 2010; Jorge et al., 2012a, 2012b).

En (Harrison et al., 2010) se realiza un LCA para la transmisión eléctrica de Gran Bretaña, incluyendo tanto líneas aéreas como subterráneas, y elementos auxiliares como la subestaciones y transformadores. Se analiza toda la energía y emisiones de CO₂ involucradas desde la extracción de las materias primas para la fabricación de la red hasta su eliminación al final de la vida útil.

En (Bumby, 2010) se elabora un estudio para evaluar el impacto de llevar a cabo una expansión de la red de distribución requerida en el sur de California. Se analiza el caso de realizar la red de forma aérea versus realizarla subterránea para proporcionar una herramienta para la toma de decisiones del Estado de California.

(Blackett et al., 2008) realiza una comparación del impacto que causan diferentes elementos del sistema de red eléctrico aéreo: torres de aluminio contra torres de acero, aislantes de porcelana contra conductores de vidrio y dos tipos de conductores diferentes.

(Jorge et al., 2012a) elabora un estudio del LCA de distintos tipos de redes de alta tensión, tanto aéreas, subterráneas como submarinas, así como de sus elementos auxiliares. Es uno de los estudios más completos ya que obtiene los datos primarios del fabricante de componentes ABB y es el más citado por el resto de los autores.

(Garcia et al., 2014) muestra el LCA para la red de Portugal, determinando el número de kilómetros de cada tipo de línea (aérea, subterránea y submarina) de su red, así como el número de transformadores y subestaciones. Utiliza los datos del estudio de (Jorge et al., 2012a) para evaluar el impacto energético y ambiental que conlleva la construcción de esta red.

(Jones & McManus, 2010) analiza el ciclo de vida de una red de 11 kV aérea y otra subterránea de distribución para comparar sus impactos.

En (Turconi et al., 2014) se analiza la red eléctrica de distribución de Dinamarca.

En (Arvesen et al., 2015) se trata la red de Noruega para evaluar el transporte de energía eléctrica según los distintos tipos de voltaje para obtener los impactos que causa en la región.

En (Deetman et al., 2021) se lleva a cabo un IAM – Integrated Assessment Model (Modelo de evaluación integrada) con el modelo IMAGE. Según (de-Blas et al., 2021), un IAM es *“una herramienta de simulación numérica diseñada para ayudar a comprender las relaciones entre un gran número de variables tecnológicas, económicas, ambientales y sociales que caracterizan el desarrollo de la sociedad”*. La primera versión del modelo IMAGE se desarrolló en 1990 llegando hasta su última versión IMAGE3.0 bajo la autoridad de la Agencia de Evaluación Ambiental de los Países Bajos (PBL). El autor recoge los datos de los kilómetros de redes eléctricas de todo el mundo y, a partir de los datos de materiales obtenidos a partir de fuentes como (Harrison et al., 2010; Jorge et al., 2012a, 2012b; Turconi et al., 2014), mencionadas anteriormente, evalúa los impactos ambientales que genera la red de transmisión y distribución eléctrica.

1.3.2. Modelado de expansión de la red

En la actualidad se está impulsando la expansión de la red eléctrica en la Unión Europea, con el objetivo de conseguir (Gargiulo et al., 2017):

- Seguridad en el suministro de energía
- Integración del mercado: facilitar importaciones y exportaciones entre países
- Incrementar la cuota de producción procedente de fuentes de energía renovables.
- Permitir el aumento de la distancia entre los centros de generación y carga para facilitar la penetración de la energía solar y eólica
 - Los centros de generación energética están siendo ubicados en nuevos lugares que permiten un acceso a condiciones más favorables para las energías renovables

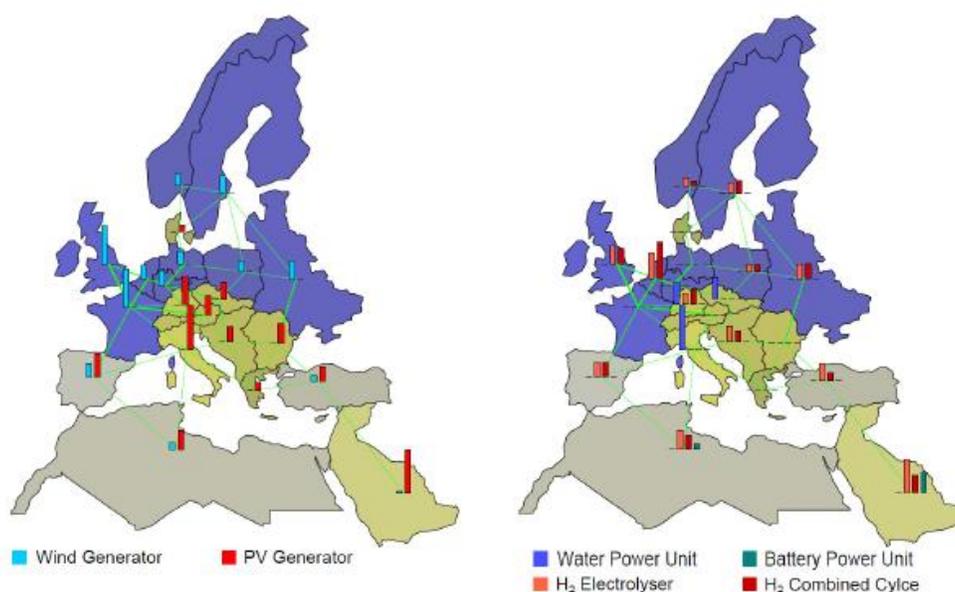
Los impactos de la red surgirán de la instalación, el mantenimiento y pérdidas de potencia durante su uso y el desmantelamiento una vez finalice su tiempo de vida.

Desde hace unos años se ha comenzado a considerar y analizar escenarios futuros relacionados con el descenso de las emisiones de CO₂ y la penetración de las EERR (Energías renovables) dentro del mix energético de cada región.

Con objeto de evaluar el estado del arte acerca de la situación actual sobre la expansión de las redes, se han revisado los siguientes artículos donde se habla de la necesidad de incrementar la red eléctrica:

En (Deetman et al., 2021) se elabora una proyección de las necesidades de material a nivel mundial tanto para la generación, transmisión y almacenamiento de la energía eléctrica. Se considera que el aumento en la capacidad de generación eléctrica va a conllevar un incremento de la expansión de la red y se obtienen las necesidades materiales para el 2050 a través del modelo IMAGE, como se expuso en el apartado anterior.

Gráfico 12 Distribución de los generadores y almacenamiento en la región EUMENA para 2050



Fuente: (Bussar et al., 2014)

Resultado del estudio que muestra la distribución de los generadores de potencia eléctrica (izquierda) y los distintos tipos de almacenamiento de la energía (derecha) en la región EUMENA para el año 2050.

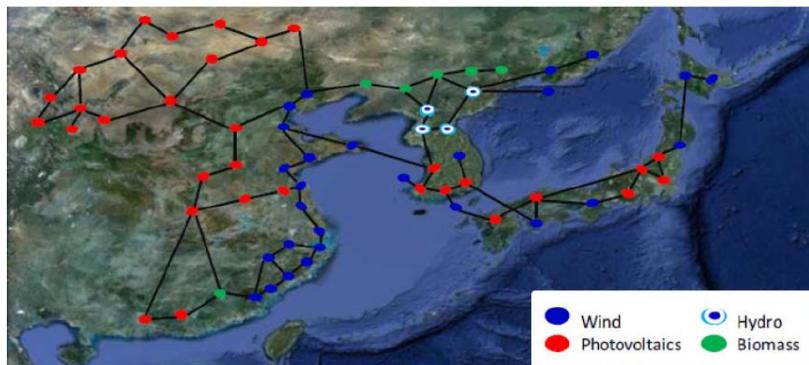
En (Berrill et al., 2016), se estudian 45 escenarios diferentes para Europa de penetración de renovables para diferentes porcentajes de energía eólica o fotovoltaica dentro de cada uno, penalizando de dos formas diferentes el CO₂ emitido (50€/t o 150€/t). Se lleva a cabo un modelo de optimización que muestra, para cada escenario considerado, el resultado óptimo de cada gestión de la intermitencia considerada: Almacenamiento – mediante baterías NaS y PHS

(Almacenamiento eléctrico por bombeo), corte de suministro (curtailment) y la extensión de la red eléctrica. Solo trata el aumento de la red de transmisión de tipo HVDC (alto voltaje en corriente continua) entre países vecinos (conexiones internacionales).

En (Bussar et al., 2014; Thien et al., 2012) se evalúa un mix energético futuro formado en su 100% por energías renovables. A través del modelo GENESYS, una herramienta de optimización que utiliza algoritmos genéticos, es capaz de obtener el aumento necesario de los GW-km de red eléctrica necesaria interconectar los países que forman la región de EUMENA (Europa, Oriente Medio y Norte de África) con líneas HVDC, así como el almacenamiento necesario para llevarlo a cabo. Las tecnologías de almacenamiento utilizadas son el hidrógeno, PHS y las baterías NaS. Se puede ver el resultado obtenido de su modelo en el Gráfico 12.

En (Schaber, Steinke, & Hamacher, 2012; Schaber, Steinke, Mühlich, et al., 2012) se realza el papel de la red de transmisión y el almacenamiento energético en la región de Europa para poder integrar la energía solar y eólica superando los desafíos que éstas suponen. A través de un modelo de optimización lineal tratan los costes por MW de capacidad instalada debido al aumento de la red para la integración de las VRE, así como las conexiones cruciales en Europa. Estudian cuatro escenarios posibles para analizar la repercusión de utilizar líneas aéreas respecto a líneas subterráneas y el impacto que ocasionaría no realizar un aumento de la red.

Gráfico 13 Super-red diseñada para el Noreste Asiático

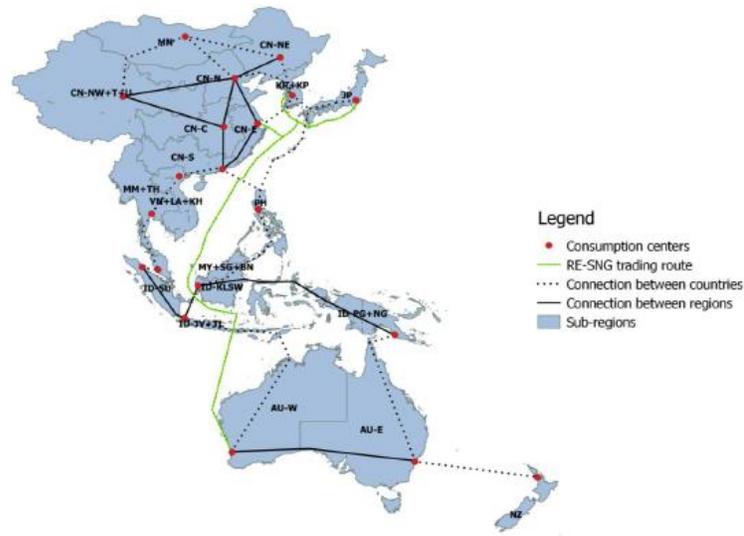


Fuente: (Breyer et al., 2015)

Diseño de una super red que conecte el noreste asiático para aprovechar los recursos de las regiones interconectadas mediante líneas del tipo HVDC.

En el estudio de (Breyer et al., 2015) se analiza lo que supondría la construcción de una red que aproveche los recursos del desierto de Gobi en Mongolia, el viento y los recursos solares del Tíbet y las grandes instalaciones hidroeléctricas en Japón, China central y sudeste conectados por una super red del tipo HVDC en el nordeste asiático. Véase el Gráfico 13.

Gráfico 14 Super red para el Este asiático y Australia



Fuente: (Gulagi et al., 2017)

Super red elaborada para conseguir un modelo de coste óptimo que interconecte la región del este asiático con Australia en un escenario en el que el mix energético esté formado en su totalidad por recursos renovables.

Similar al estudio anterior, (Gulagi et al., 2017) elabora una super red que conecta el este asiático con Australia con el objetivo de encontrar un sistema basado en un 100% de recursos renovables de coste óptimo (Gráfico 14).

En (Child et al., 2019) se evalúan dos posibles caminos hacia un mix energético formado en su 100% por recursos renovables en 2050 en Europa. Emplea el modelo LUT Energy System. En el primer escenario se modelan las regiones de forma independiente y en el segundo se permite la interconexión entre éstas. En este estudio se demuestra cómo es posible económicamente la transición hacia un sistema formado por energías limpias en su totalidad.

Tabla 3 Cambio en las necesidades de redes eléctricas

Escenario base (TWkm)	267	Cambio en las redes de transmisión (TWkm)	% de redes de transmisión en comparación con el escenario base	% cambio con relación al escenario base
Gestión de la demanda energética (DSM): fracción de turismos a los que se permite cargar sus vehículos en horarios más baratos				
25%	253	-14	94,76%	-5,24%
50%	248	-19	92,88%	-7,12%
100%	243	-24	91,01%	-8,99%
Vehículos to grid (V2G): fracción de los turismos que pueden realimentar su carga excedente a la red si es rentable				
25%	232	-35	86,89%	-13,11%
50%	210	-57	78,65%	-21,35%
100%	177	-90	66,29%	-33,71%
Fuel cell (FC): Fracción de la demanda de transporte que se satisface con vehículos eléctricos de pila de combustible				
25%	267	0	100,00%	0,00%
50%	267	0	100,00%	0,00%
100%	273	6	102,25%	2,25%
Integración de sectores				
Calefacción y refrigeración	549	282	205,62%	105,62%
Producción de gas	457	190	171,16%	71,16%
Producción de gas + tecnologías de almacenamiento a corto plazo (3 días)	458	191	171,54%	71,54%
Escenario combinado 1	411	144	153,93%	53,93%
Escenario combinado 2	443	176	165,92%	65,92%
Escenario combinado 3	398	131	149,06%	49,06%
Escenario combinado 4	359	92	134,46%	34,46%

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de (Brown et al., 2018)

En la tabla se obtiene el cambio en la necesidad de redes eléctricas para diferentes escenarios respecto a un escenario base, considerando la gestión de la demanda (DSM), vehículos to grid (V2G), los vehículos de pila de combustible (fuel cell) y la integración de sectores, tanto para la calefacción y refrigeración como la producción de gas. También se considera que existen dispositivos de almacenamiento de energía en el sistema. **Escenario combinado 1:** producción de gas, calefacción, almacenamiento a corto y largo plazo, calefacción urbana. **Escenario combinado 2:** producción de calor y gas + calefacción urbana. **Escenario combinado 3:** producción de gas, de calefacción, almacenamiento corto plazo + DSM 50% + V2G 50%. **Escenario combinado 4:** producción de gas, de calefacción, almacenamiento de largo y corto plazo +, DSM 50% + V2G 50%.

En (Brown et al., 2018), como se comentó en el apartado anterior, se examina un modelo que incluye la integración de sectores como el transporte y la calefacción, así como el refuerzo de las redes de transmisión a nivel continental. Se desarrolla con el modelo PyPSA-Eur-Sec-30 para la región de Europa. En la Tabla 3 se muestra una comparativa entre diferentes escenarios considerados en este estudio. Se observa que los cambios en los hábitos de los consumidores (gestión de la demanda energética o demand side management – DSM) permitiendo que éstos carguen sus vehículos eléctricos en los momentos de mayor disponibilidad de energía (menor coste para ellos), conlleva un menor uso de las redes eléctricas (disminuye entre un 5 y un 9% la red). Lo mismo ocurre si se gestiona la fracción de turismos a los que se permite realimentar con su carga excedente la red en los momentos en los que esto sea rentable (vehicles to grid), disminuyendo entre un 13 y un 33% la red respecto al escenario base. El hecho de que una parte de los vehículos utilicen pila de combustible no modifica la red. Cuando se integran los distintos sectores, las necesidades de las redes aumentan hasta casi el doble con relación al escenario base (70-100%). Sólo se consigue disminuir esta necesidad de redes cuando se incluyen a mayores DSM y V2G (30-50%).

1.4. Conclusiones de la revisión de la literatura y motivación

Existen múltiples estudios que analizan las consecuencias que conllevará la penetración de las energías renovables con objetivo de disminuir las emisiones de CO₂ en la atmósfera. La conclusión de todos es que es necesario acompañar esta transición de una expansión de la red eléctrica. Sin embargo, no se evalúa cómo afectaría añadir en estos modelos el factor de la descentralización (Bauknecht et al., 2020), ya que los kilómetros de redes dependen de cómo esté configurado el sistema en su totalidad. Si se promueve el autoconsumo eléctrico a partir de fuentes de energía renovables, disminuirían las redes eléctricas necesarias conectar los centros de producción con los consumidores porque se produciría energía en el propio lugar de consumo.

En los estudios de (Berrill et al., 2016; Bussar et al., 2014; Schaber, Steinke, & Hamacher, 2012; Thien et al., 2012) se realizan análisis de flujo de potencia (power flow analysis). En este tipo de análisis el propio autor fija una configuración considerada del sistema eléctrico a partir de sistemas GIS (Sistemas de información geográfica). Contabilizando los kilómetros entre cada conexión con los GW de potencia instalada en la misma, se obtiene el total de GW-km de la red eléctrica. Sin embargo, esta dimensión está fuera de los IAMs de típica resolución anual. Además de esta gran diferencia en el tipo de modelo, se centran únicamente en la situación futura para la región de Europa para las líneas HVDC internacionales. Solo evalúan las conexiones entre países de Europa para el intercambio de energía entre ellos. No entran en la evaluación de las redes de corriente alterna ni tampoco de las redes de distribución. Tampoco se analiza de forma global la implicación de los materiales necesarios para su construcción y los costes.

Los LCA mostrados en el subapartado anterior muestran los materiales necesarios para construir redes de distintos tipos y en diferentes regiones (algunos tratan la distribución y otros la transmisión, mientras que en escasos estudios se evalúan ambas). En (Jorge et al., 2012a) por ejemplo, algunos de los datos reportados tienden a estar desfasados o a reflejar únicamente la situación en EEUU, que es muy diferente de otras regiones porque se mantienen las mismas redes eléctricas desde hace cien años gracias al mantenimiento. Por ello es necesario examinar con pulcritud los datos ofrecidos por los estudios para mejorar la estimación de los requerimientos materiales para las redes eléctricas.

(Deetman et al., 2021) es la fuente más útil en este trabajo ya que el modelo de IMAGE es un IAM de resolución anual comparable con el modelo que se utilizará en este proyecto. Se analiza para distintos tipos de redes (tanto de transmisión como de distribución, aéreas y subterráneas), los impactos en términos de

materiales que supondrá la expansión de la red causada por el aumento de la capacidad de generación eléctrica. A la hora de evaluar la forma de crecimiento de la red eléctrica, solo tiene en cuenta un factor escala: a mayor capacidad instalada mayores redes, véase la ecuación 1.1:

$$Red\ alto\ voltaje(t) = Red\ alto\ voltaje(t_0) \cdot \frac{Capacidad\ instalada(t)}{Capacidad\ instalada(t_0)}$$

(Ec 1.1)

En este factor escala se engloba de la misma forma las energías renovables variables como el resto de las fuentes energéticas. Como se dijo anteriormente, (IEA, 2021) afirma que la variabilidad de la energía solar y eólica contribuye a una necesidad mayor de redes eléctricas que el resto de fuentes energéticas. Por tanto, es necesario incluir una diferenciación entre ambas para evaluar su impacto de la forma más realista posible, incluyendo el factor de capacidad para este tipo de fuentes de energía.

El CF o factor de capacidad, según Wikipedia («Factor de planta», 2021) se define como “el cociente entre la energía real generada por una central eléctrica durante un período (generalmente anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período. Es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta a lo largo del tiempo”. En la (Tabla 4) se puede observar como el factor de capacidad de los parques eólicos y paneles fotovoltaicos son considerablemente menores que los del resto, por lo que a medida que vaya creciendo la parte renovable dentro de la configuración del sistema energético, el factor de capacidad del sistema disminuirá (Gráfico 15).

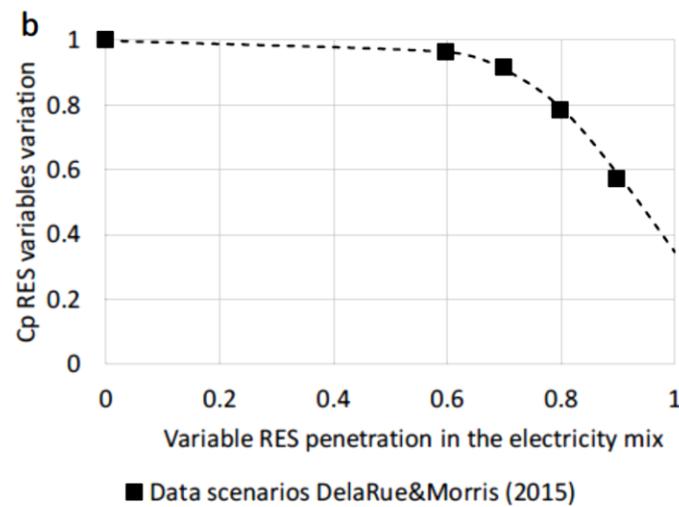
Tabla 4 Factores de capacidad para distintos tipos de centrales eléctricas

Factores de capacidad típicos (CF)	
Parque eólico	10-40%
Panel fotovoltaico	10-30%
Central hidroeléctrica	60%
Central nuclear	60-98%
Central termoeléctrica a carbón	70-90%
Central de ciclo combinado	60%

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de https://es.wikipedia.org/wiki/Factor_de_planta

En la tabla se muestra los factores de capacidad, siendo los de las energías renovables variables (parque eólico y panel fotovoltaico) considerablemente menores que los del resto.

Gráfico 15 Reducción del CP en función de la penetración de las EERR Variables



Fuente: Obtenido de (Í. Capellán-Pérez et al., 2017)

Reducción del CP de las plantas de EERR variables e interpolación

En el estudio de (Deetman et al., 2021) tampoco se ha tenido en cuenta cómo afectará el factor de la descentralización. A mayores, no se distingue entre el uso de las líneas del tipo HVDC y AC (corriente continua y alterna). Esto es un punto importante ya que, como se vio en puntos anteriores, las redes de corriente continua conllevan ventajas por el ahorro en materiales que supone su implantación (necesitan de 2 cables en vez de 3), por lo que la utilización de este tipo de redes en la expansión de las redes de transmisión reduce las necesidades de materiales respecto a las redes de corriente alterna.

Ninguno de los estudios ha tenido en cuenta la renovación de la red para adaptarla a la red inteligente, uno de los puntos mencionados en el informe de (IEA, 2021), ya que no solo se necesita expandir la red para adecuarla a las necesidades de las energías renovables sino también mejorar la calidad de las redes ante fenómenos meteorológicos extremos, flexibilizándolas y digitalizándolas. Sin embargo, la renovación del sistema de transmisión y distribución de la electricidad por redes inteligentes no se va a estudiar en este proyecto porque supera el alcance de este. Para líneas futuras de continuación de este trabajo, será importante añadir esto en el modelo realizado para tener en cuenta su impacto en las redes.

Como conclusión, la falta de un estudio global y completo de las consecuencias que tendrá la transición energética sobre las redes eléctricas ha motivado a realizar un análisis que comprenda todos los aspectos que se echan en falta en la literatura existente sobre éstas y las implicaciones que lleva la penetración de las EERR variables. ¿Qué materiales se utilizan actualmente y cómo evolucionará en el futuro? ¿Cuánto aumentarán las redes – y por tanto los materiales – en el futuro tras el aumento de la capacidad instalada de las EERR variables? ¿Qué implicación tiene para los recursos mundiales la expansión de la red? ¿Qué costes supondrá su construcción y mantenimiento?

Todas estas preguntas se traducirán a parámetros que se introducirán en un modelo de evaluación integrada – MEDEAS.

MEDEAS es un modelo de evaluación integrada (IAM) basado en dinámica de sistemas. En este modelo se introducirán distintos parámetros y datos que se interrelacionarán a través de retroalimentaciones entre las distintas variables y mostrarán una evolución temporal de la situación del transporte de la energía para diferentes escenarios o políticas. Se evaluarán así distintas posibles opciones futuras, simulando el mundo real y cómo cambiarán las redes en él y las consecuencias que tendrá. MEDEAS es un modelo de gran complejidad y exactitud que permite la evaluación de la robustez de los resultados obtenidos.

1.5. Objetivos

Este trabajo se realiza con el objetivo de desarrollar un modelo basado en Dinámica de Sistemas que explique la evolución de las redes eléctricas mundiales en un contexto de transición energética. Con ello, se quiere responder a las siguientes preguntas:

- ❖ ¿Cuáles son los materiales más demandados para la construcción de redes eléctricas en la futura transición a las energías renovables?
- ❖ ¿Será significativa la contribución de las redes eléctricas respecto a otras demandas (plantas de generación renovable, otros sectores económicos, etc)?
- ❖ ¿Qué impacto económico tendrá la expansión de la red eléctrica?
- ❖ ¿Cómo afectaría la aplicación de diferentes políticas a los impactos de los materiales de las redes?
- ❖ ¿Qué impacto tendrá el EROIpou de las plantas de producción de energías renovables?

1.6. Etapas del proceso metodológico

Los objetivos dentro del trabajo de investigación y los pasos a seguir de forma detallada son los siguientes:

- Describir el transporte de energía eléctrica actual y los elementos que conforman las redes, así como su relación con la transición energética.
- Llevar a cabo una investigación exhaustiva de la literatura existente sobre la transmisión y distribución de la electricidad. A partir de esto, obtener una clasificación de las distintas tecnologías para el transporte y obtener los materiales implicados en la construcción de cada una de ellas, así como el tiempo de construcción, de vida y costes de construcción y mantenimiento tanto para la red como de los elementos auxiliares. Con esta información, elaborar una base de datos que refleje, según el tipo de tecnología de transporte, los materiales requeridos para cada caso.
- Obtener una estimación de los kilómetros de red para cada tipo de red futuros.
- Identificar las variables que conforman el sistema y las relaciones entre ellas para poder evaluar la situación futura de los materiales requeridos para la expansión de la red.
- Integrar en el modelo MEDEAS todos los datos y parámetros obtenidos empleando el programa VenSim para poder simular a partir de distintos escenarios elaborados, el cambio en la red eléctrica.
- Obtener resultados del modelo y realizar una interpretación de estos para ver qué materiales pueden ser críticos y producir un desabastecimiento futuro.

CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA

2.1. Dinámica de sistemas

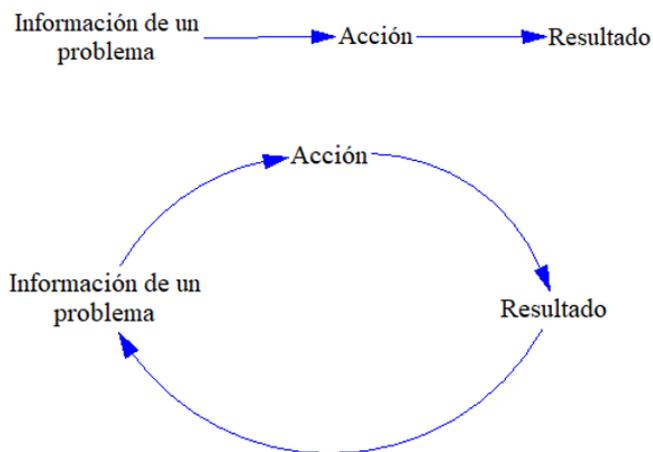
Según (Wikipedia, 2021a), la Dinámica de Sistemas es “*una metodología para analizar y modelar el comportamiento temporal en entornos complejos. Se basa en herramientas extraídas de la ingeniería de control como la identificación y la simulación por ordenador, pero se aplica a sistemas que no son necesariamente técnicos: económicos, sociales, ecológicos, industriales, etc.*”.

Nació en los 50 en el Massachusetts Institute of Technology por Jay Forrester, con objeto de ayudar a las empresas a comprender mejor sus procesos industriales y económicos, y ha evolucionado hasta el día de hoy para servir de ayuda a la toma de decisiones políticas.

La dinámica de sistemas se utiliza para entender los resultados que se escapan a la mente humana fruto de las realimentaciones que se producen en los sistemas.

Según (Martín García, 2017), se entiende como sistema “*un conjunto de elementos independientes con interacciones estables entre sí*” (Gráfico 16)

Gráfico 16 Diagramas causales

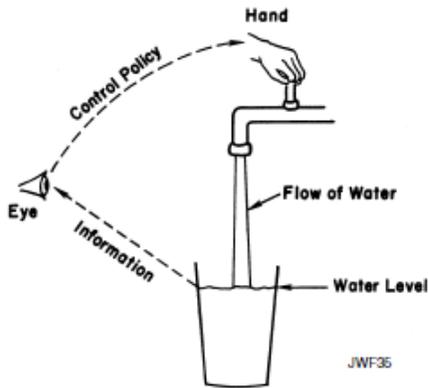


Fuente: Elaboración propia

Diagrama causal sencillo, la información causa una acción que causa un resultado.

Un ejemplo sencillo que utiliza Jay Forrester en su libro (Forrester, 1971) es el llenado de un vaso de agua, mostrado en el Gráfico 17.

Gráfico 17 Parámetros en el llenado del vaso de agua

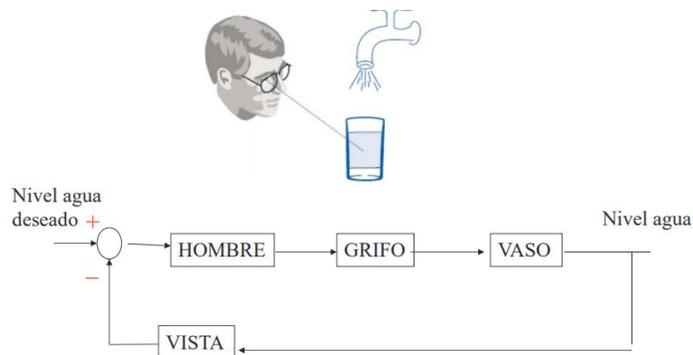


Fuente: Obtenido de (Forrester, 1971)

Se muestra los parámetros relacionados con el llenado de un vaso de agua: el flujo de materia (agua), el nivel del agua, la información y el accionador (mano).

No consiste simplemente en que entre agua en el vaso, sino que hay una realimentación entre el nivel de agua que alcanza el vaso que se percibe a través del ojo humano y el control que se ejerce con la mano para impedir que se desborde el vaso de agua.

Gráfico 18 Llenado de agua en terminología de automática



Fuente: Obtenido de (Forrester, 1971)

Llenado de agua mostrado a través de la terminología utilizada en la ciencia de la automática

En terminología de automática (Gráfico 18) la vista actúa de control (realimentación) sobre el nivel de agua deseado.

Existen dos clases de modelos (Martín García, 2017)

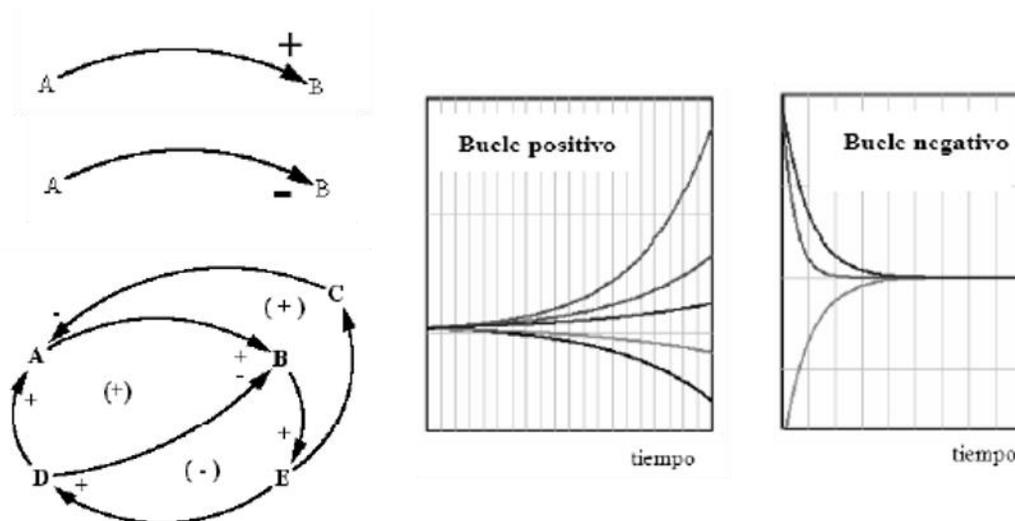
- **Modelos de predicción:** buscan ofrecer datos acerca de una situación futura del sistema que se ha modelado
- **Modelos de gestión:** establecen si una alternativa es mejor que otra para el sistema modelado

Esta herramienta se ha diseñado para satisfacer el segundo tipo de modelos, los de gestión, ya se busca la utilidad en la comparación entre diferentes acciones o políticas llevadas a cabo, donde no es necesaria tanta precisión como para un modelo predictivo.

2.1.1. Diagrama causal

Para representar el sistema se utilizan los diagramas causales, los cuales (Martín García, 2017) define como: “*un diagrama que recoge los elementos clave del Sistema y las relaciones entre ellos*”.

Gráfico 19 Flechas y tipos de bucles



Fuente: Obtenido de (Martín García, 2017)

A la izquierda, tipos de flechas (relación positiva y negativa) utilizadas en la Dinámica de Sistemas. A la derecha, los dos tipos de bucles existentes, positivo y negativo.

Para representar las relaciones entre variables se utilizan flechas, como se muestra en la parte izquierda del Gráfico 19.

- ❖ **Relaciones positivas:** cuando un aumento de A provoca un incremento de B, o bien al reducir A se decrementa B
- ❖ **Relaciones negativas:** cuando un aumento de A provoca un decremento de B o bien, un decremento de A provoca un aumento de B.

Cuando las relaciones causales forman una cadena cerrada, se denomina bucle de retroalimentación o feedback.

En función del número de relaciones tenemos bucles positivos o negativos, mostrado en la parte de derecha del Gráfico 19:

- ❖ **Bucles positivos:** cuando el número de relaciones negativas es par. Llevan al modelo hacia una situación de inestabilidad.
- ❖ **Bucles negativos:** cuando el número de relaciones negativas es impar. Llevan al modelo hacia una situación de estabilidad.

Los sistemas están formados por múltiples bucles y su comportamiento final va a verse afectado por cuál esté dominando el sistema en cada momento.

2.1.2. Diagramas de flujo o de Forrester

Un diagrama de flujo, según (Martín García, 2017) es *“una traducción del Diagrama Causal a una terminología que permite la escritura de las ecuaciones en el ordenador para así poder validar el modelo, observar la evolución temporal de las variables y hacer análisis de sensibilidad”*.

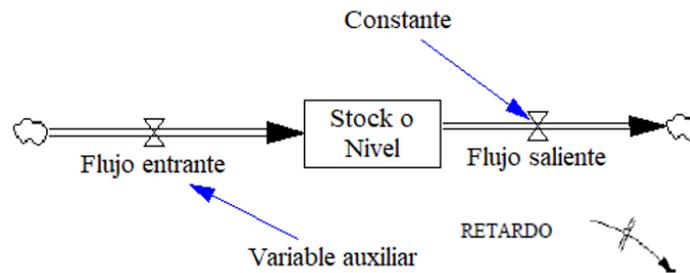
Está formado por tres elementos principales, Gráfico 20:

- **Nivel o Stock:** se representa con un nivel o stock a aquellos elementos que se acumulan dentro del sistema.
- **Flujo:** representan las variaciones en los niveles.
- **Variables auxiliares y constantes:** parámetros que condicionan cómo se van a comportar los flujos en el sistema.
- **Retardos:** sirven para simular retrasos entre la transmisión del material o información. Se emplean funciones como DELAY o SMOOTH.

Volviendo al símil de Jay Forrester para ejemplarizar estos elementos, la variable de nivel representaría el volumen de agua que hay dentro del vaso, que irá aumentando cuanto más abierto esté el grifo (variable de flujo “Apertura”).

Cuando el nivel de agua supere cierto valor (flecha entre nivel de agua y apertura del grifo) - controlador, el flujo de entrada de agua se reducirá para ajustarse al valor deseado. El nivel de agua solo podrá disminuir a través de la variable de flujo saliente “Consumo” que representa el agua que se bebe del vaso y por tanto reduce el contenido del vaso.

Gráfico 20 Elementos principales de un diagrama causal o de Forrester



Fuente: Elaboración propia

Elementos de un diagrama causal o de Forrester: flujos, stock o nivel, variable auxiliar y constante y retardo.

De forma matemática, quedaría de la siguiente forma:

$$Stock(t) = \int [Flujo\ de\ entrada(s) - Flujo\ de\ salida(s)] + Stock(t_0) \quad (Ec\ 2.1)$$

$$Nivel\ de\ agua(t) = \int [Apertura(s) - Consumo(s)] + Nivel\ inicial\ de\ agua(t_0) \quad (Ec.\ 2.2)$$

Si hubiese un retardo entre la salida y la entrada de agua en el vaso se enunciaría matemáticamente de la siguiente forma:

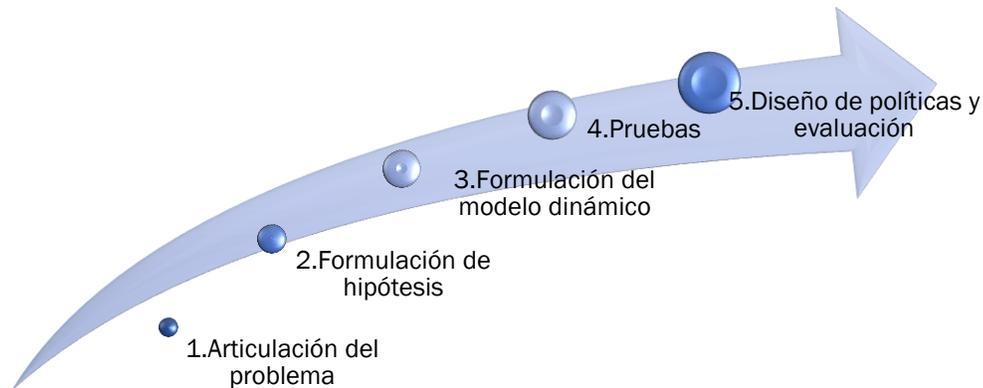
$$Salida(t) = Entrada(t - T) \quad (Ec.\ 2.3)$$

Donde T representaría el retardo.

2.1.3. Proceso de modelado

La construcción de un modelo posee distintas etapas, reflejados a través del Gráfico 21:

Gráfico 21 Fases del modelado



Fuente: Elaboración propia

Diagrama que muestra el proceso de las fases del modelado

- [1] Articulación del problema: se elige el problema a considerar y sus variables claves. Se define un horizonte temporal en el que se va a tratar el sistema y se utiliza información del comportamiento y tendencias históricas de las variables
- [2] Formulación de hipótesis: una hipótesis, según la RAE, es “*la suposición de algo posible o imposible para sacar de ello una o más consecuencias*”. Se realizan las hipótesis sobre cómo se van a comportar las variables y las relaciones entre éstas junto con las realimentaciones que se producen en el sistema. En este apartado se elabora el diagrama causal
- [3] Formulación de un modelo de simulación: se establecen unas condiciones iniciales para el modelo y se prueban las hipótesis iniciales para comprobar el funcionamiento de éste.
- [4] Pruebas: se somete al modelo a diferentes pruebas en condiciones extremas o de incertidumbre para poder perfeccionarlo y darle veracidad.
- [5] Diseño y evaluación de políticas de mejora: una vez teniendo un modelo fiable y contrastado se diseñan diferentes escenarios y políticas al

sistema con objeto de evaluar los efectos de estas políticas y su interacción con el sistema.

El proceso de modelado está condicionado por el aprendizaje en el proceso, la “prueba y error” y por tanto no se puede establecer como un proceso secuencial, sino fragmentado, donde se salta de un paso al siguiente pero también al anterior, con un cuestionamiento continuo en busca de la perfección del modelo.

2.1.4. Programa empleado: VenSim DSS

El programa utilizado para el modelado de la Dinámica de Sistemas, como se ha venido diciendo en capítulos anteriores, es VenSim en su versión DSS (Decision Support System), la más completa de todas las existentes.

Este programa permite construir modelos a partir de diagramas como los mostrados en el subapartado anterior para programar, simular, analizar y optimizar modelos de sistemas dinámicos (Martín García, 2017). Se introducen fórmulas para cada variable y el programa almacena los datos que resultan tras llevar a cabo la simulación.

2.1.5. Características del modelado en VenSim

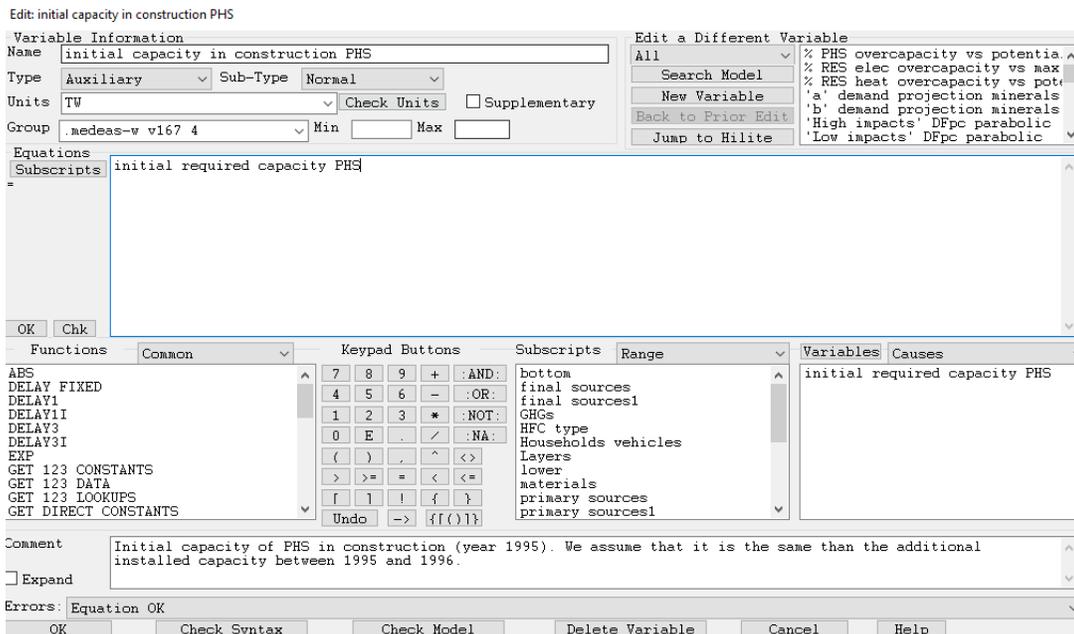
Las principales características de modelar en VenSim son (Ventana Systems. *Vensim User Guide*, s. f.):

1. **Conceptos matemáticos:** VenSim emplea ecuaciones integrales como las mostradas en subapartados anteriores (Ec. 2.1). Dentro de la integración, permite seleccionar entre distintos métodos de integración:
 - a. Euler: Solución más rápida y sencilla y empleada en este trabajo
 - b. Diff: utiliza Euler almacenando los valores de las variables auxiliares en un paso anterior. Se utiliza en las ecuaciones en diferencia.
 - c. RK4: Integración Runge-Kutta de cuarto orden cuando se necesita obtener una respuesta precisa.
2. **Secuencia computacional:** VenSim utiliza la estructura causal para determinar la secuencia óptima de cálculo. Los pasos realizados para

la simulación se modifican según el método de integración. Para Euler:

- Preparación:* se ajustan todas las constantes a los valores especificados para cada una procesando después todos los cambios y referencias de las hojas de cálculo. Se leen así los datos, valores y ecuaciones.
- Inicialización:* después de este paso todas las variables stock/nivel tendrán asignado valores, así como algunas variables auxiliares.
- Cálculo de variables auxiliares:* se calcula mirando cada ecuación.
- Almacenamiento de los resultados:* se guardan los valores de las variables nivel y auxiliares que resultan de las de nivel.
- Cálculo de la Tasa Neta:* para cada variable stock en el modelo
- Integración:* los resultados del paso anterior se multiplican por el TIME STEP (valor que define al principio de crear el modelo) y después se añaden a los valores de los niveles
- Continuación:* se repiten los pasos c),d),e) y f) hasta que se llega al FINAL TIME (tiempo final de la simulación)

Gráfico 22 Editor de ecuaciones del programa VenSim

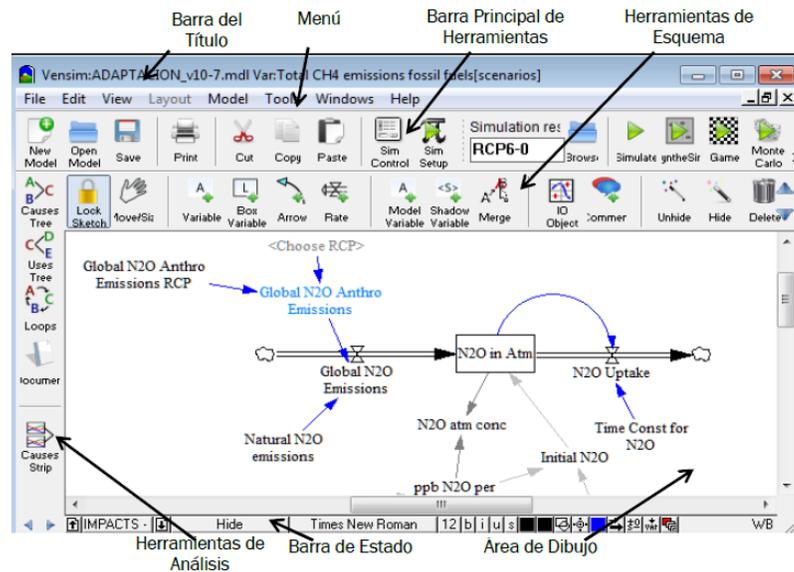


Fuente: Captura de pantalla del programa VenSim

Editor de ecuaciones de VenSim para una variable auxiliar llamada "initial capacity in construction PHS".

3. **Ecuaciones:** muestran las relaciones matemáticas existentes entre las variables que forman el modelo. Se introducen en el “Editor de ecuaciones” (Gráfico 22).
4. **Interfaz de usuario:** son herramientas que proporciona el propio software para permitir al usuario la construcción ejecución y análisis de distintos modelos. La ventana principal es el denominado ‘Workbench’ o “Banco de trabajo”, que incluye la barra de título, menú, barra de herramientas y de análisis, Gráfico 23.

Gráfico 23 Interfaz de usuario en Vensim. Ventana principal

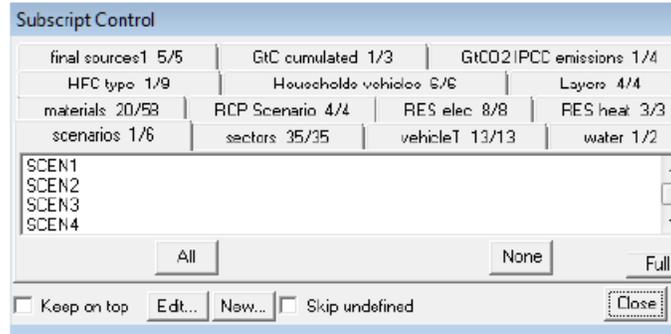


Fuente: Obtenido del TFM de Noelia Ferreras Alonso.

5. **Control de subíndices:** (Subscript Control) Sirve para añadir un vector a una variable, agregando ecuaciones diferentes a cada posición del vector, Gráfico 24.
6. **Análisis y simulación, gráficas y tablas:** una herramienta de análisis que ofrece este programa son los “Tree Diagrams”, los cuales permiten estudiar la estructura del modelo. Tras realizar la simulación de éste (botón “Simulate” de la barra principal de herramientas y dando un nombre al archivo donde se guardarán los datos de la simulación) se puede examinar el comportamiento en detalle del modelo a través de los gráficos y tablas – en la barra izquierda de la ventana principal. VenSim almacena en cada archivo resultante de cada simulación todo el comportamiento dinámico de las variables

que conforman el modelo, permitiendo su visualización en cualquier momento y la comparación entre distintas pruebas.

Gráfico 24 Control de subíndices en Vensim



Fuente: Obtenido del TFM de Noelia Ferreras Alonso.

7. **Importar datos externos:** para facilitar la introducción de grandes cantidades de datos en el modelo, VenSim permite importar datos exógenos desde un archivo de texto u hoja de cálculo Excel (empleado en este trabajo). Dentro del editor de ecuaciones, es necesario introducir la función “GET XLS DATA (Nombrefichero.xlsx, Hoja, Fila, Celda)

2.2. MEDEAS-W

2.2.1. Descripción general del modelo MEDEAS

El modelo que se desarrollará en este trabajo será una aportación a la familia de modelos MEDEAS en la que trabaja el grupo de investigación GEEDS (Grupo de Energía, Economía y Dinámica de Sistemas). Existen varios modelos de MEDEAS en función de las regiones. El modelo utilizado para el presente trabajo será MEDEAS WORLD 2.0, la cual engloba todas las regiones juntas (I. Capellán-Pérez et al., 2020).

Los modelos de MEDEAS siguen un horizonte temporal desde el 1995 hasta 2050 o 2060 por lo general, aunque éste puede ser ampliable hasta 2100 si el análisis estratégico se realiza a largo plazo. MEDEAS-W engloba siete módulos: economía y población, uso de la tierra, impacto social y medioambiental, clima, materiales, infraestructuras y disponibilidad energéticas (Gráfico 25):

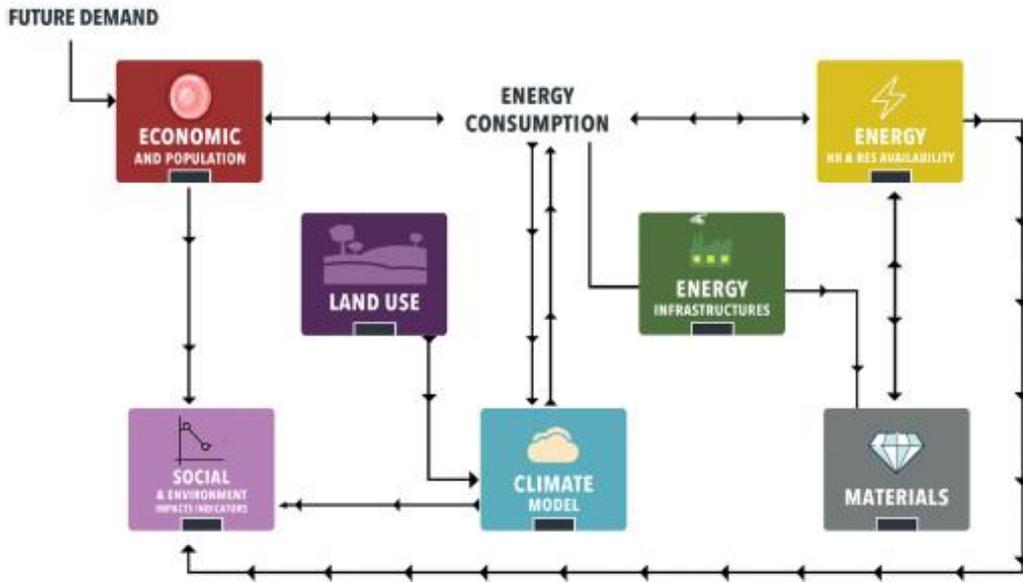
- **Economía:** la economía en MEDEAS se modela siguiendo un enfoque postkeynesiano que asume un desequilibrio, un crecimiento basado en la demanda y restricciones en la oferta. La estructura económica se capta mediante la integración de 35 sectores industriales.
- **Energía:** este módulo incluye la disponibilidad de los recursos energéticos renovables y no renovables, teniendo en cuenta las limitaciones biofísicas y temporales. Se consideran en total 5 combustibles finales: electricidad, calor, sólidos, gases y líquidos, y se modelizan diversas tecnologías energéticas. Se ha seguido un enfoque basado en la energía neta.
- **Infraestructuras:** Representan las centrales eléctricas para generar electricidad y calor
- **Materiales:** se incluyen las necesidades de materiales para la construcción y funcionamiento de las infraestructuras energéticas. Las demandas de extracción se comparan posteriormente con los niveles de las métricas disponibles de reservas y recursos.
- **Uso del suelo:** Necesidades del suelo de las energías renovables (el módulo menos desarrollado en MEDEAS)
- **Cambio climático:** en este módulo se proyectan los niveles del cambio climático debido a las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por la sociedad humana, las cuales se retroalimentan a través de una función de daño (damage).
- **Indicadores de impacto social y medioambiental:** se traducen los resultados biofísicos de las simulaciones en métricas relacionadas con los impactos sociales y medioambientales. El objetivo de este módulo es contextualizar las implicaciones para las sociedades humanas en términos de bienestar para cada simulación.

MEDEAS-World se diferencia del resto de modelos existentes en la literatura por incorporar tres límites al crecimiento que rara vez se tienen en cuenta: disponibilidad de energía teniendo en consideración las limitaciones biofísicas y temporales, el descenso de los niveles de EROI y los impactos consistentes del cambio climático.

La disponibilidad de minerales también se contempla en el marco. La demanda para minerales en tecnologías RES y baterías de vehículos eléctricos es calculada para cada aspecto clave, eligiendo una tecnología representativa, y evitando las más afectadas por los minerales más escasos. Se estima el consumo de minerales llevado a cabo por el resto de la economía, dada la estrecha relación entre la actividad económica y consumo de minerales en el actual sistema socioeconómico industrial. MEDEAS-W compara la demanda primaria total de minerales que debe ser extraído de las minas (después de tener en cuenta las tasas de reciclaje RC, en contenido reciclado) con el nivel estimado de su

disponibilidad geológica (reservas y recursos). De esta forma se obtiene una estimación de la escasez de minerales, pero no se restringen las actividades económicas (al contrario que en el caso de escasez de energía), debido a una menor robustez de la demanda estimada, así como sobre los datos sobre la disponibilidad de minerales.

Gráfico 25 Interrelación de los módulos de MEDEAS-W



Fuente: Obtenido de (Solé et al., 2020)

Interrelación de los módulos existentes en MEDEAS: economía y población, uso de la tierra, impacto social y medioambiental, clima, materiales, infraestructuras y disponibilidad energéticas

2.2.1. Aportación al modelo MEDEAS-W

El modelo de MEDEAS-W utilizado presenta limitaciones para evaluar el impacto del transporte de la energía eléctrica, ya que hasta ahora sólo estaba modelado las redes eléctricas de alto voltaje y el aumento de las HVDC interregionales. No se contempla el ciclo de vida completo de las mismas ni las implicaciones en costes y materiales que suponen el resto de las redes que conforman el sistema eléctrico, así como sus elementos auxiliares.

Por ello, el presente trabajo busca completar esta parte de MEDEAS-W elaborando el sistema completo de transmisión y distribución eléctrica de la forma más realista posible, evaluando el impacto de estas en el contexto de la transición energética hacia las energías renovables.

En este trabajo se interrelacionarán los módulos de materiales, energía y economía para representar los impactos de las redes eléctricas en el mundo entero, obteniendo no solo los requerimientos materiales sino además una tasa de retorno energético que nos permita evaluar los impactos de estas.

Las diferentes variables del modelado elaborado se realimentarán de variables existentes en MEDEAS como la capacidad instalada de renovables, los recursos materiales existentes, etc. Se deberá evitar una doble contabilidad con la parte existente en el modelo sobre redes eléctricas, teniéndolo en cuenta a la hora de modelar el nuevo sistema.

2.3. Análisis de los requerimientos materiales de la red y los elementos auxiliares

El objetivo fundamental de un sistema eléctrico de potencia es abastecer de energía eléctrica la demanda de los consumidores. Está formado por (Álvarez Fayos, 2009):

- **Generadores eléctricos:** son los elementos del sistema que generan la energía eléctrica. Existen de muchos tipos distintos (fotovoltaicos, eólicos, térmicos...)
- **Sistema de transmisión y distribución:** dado que los centros de producción y consumo distan normalmente el uno del otro, surge la necesidad de transportar la energía generada a través de líneas eléctricas que unan ambos centros, apoyadas por elementos auxiliares necesarios para garantizar el transporte. Un sistema de transmisión y distribución está formado por:
 - **Líneas eléctricas**
 - **Elementos auxiliares**

2.3.1. Descripción de la red eléctrica

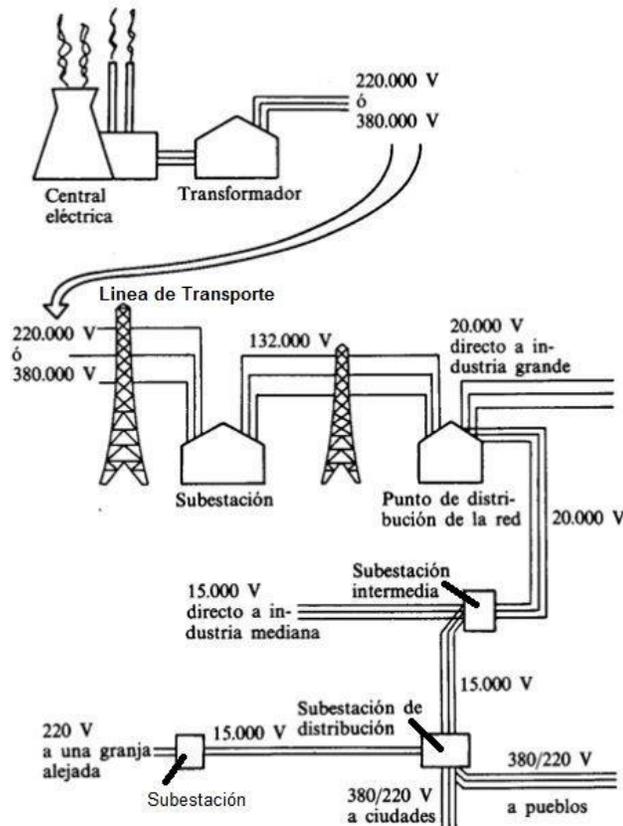
Una red eléctrica es una red interconectada que suministra electricidad desde los productores (centrales eléctricas) a los consumidores. Está formada por una red de transmisión y otra de distribución, como se muestra en el Gráfico 26.

La **transmisión** es la fase que engloba desde que la energía sale del centro de producción hasta que llega a una subestación eléctrica próxima a los centros de consumo. La energía es trasladada en largas distancias, por lo que es necesario

trabajar a alta tensión para reducir la corriente que circula y minimizar las pérdidas producidas por Efecto Joule.

- El Efecto Joule es («Efecto Joule», 2021) un fenómeno de irreversibilidad por efecto disipativo, en el que se transforma energía eléctrica en térmica (se pierde energía en forma de calor). Lo que ocurre es que parte de la energía cinética de los electrones del conductor por el que circula corriente eléctrica, se transforman en calor. Este fenómeno sucede debido a las colisiones o choques que sufren los átomos del material conductor, los cuales generan una elevación de la temperatura de este. La forma de reducir esta irreversibilidad es elevar la tensión para que circule menos corriente por el conductor.

Gráfico 26 Transporte y distribución de la energía eléctrica



Fuente: Obtenido de

<http://instalacionesenviviendasdpt.blogspot.com/2016/01/distribucion-y-transporte-de-la-energia.html?m=0>

Fases de la energía eléctrica desde que se produce hasta que llega al consumidor – transporte o transmisión y distribución

Las redes de transmisión se componen principalmente de líneas eléctricas y subestaciones. La función principal de las subestaciones de transmisión es la de conectar los diferentes niveles de tensión dentro de la red de transmisión y distribución. Por ello cuentan con transformadores y otros equipamientos que ayudan a convertir el voltaje y controlarlo.

Finalmente, la electricidad llega a los consumidores a través de la red de distribución. Ésta está formada por líneas eléctricas y subestaciones igual que la red de transmisión, pero cubren distancias más cortas en comparación y por tanto la tensión a la que circula la corriente es más baja.

2.3.2. Clasificación de las tecnologías analizadas

Se va a diferenciar entre dos grandes grupos de elementos que conforman la transmisión y distribución de la energía eléctrica: líneas eléctricas y elementos auxiliares.

Dentro de las líneas eléctricas se distinguen tres tipos diferentes de tecnologías según el medio en el que estén situadas:

- ❖ **Líneas aéreas** (OH – Overhead line): se trata de una infraestructura formada por uno o varios conductores suspendidos por torres o postes, Gráfico 27.

Gráfico 27 Redes aéreas



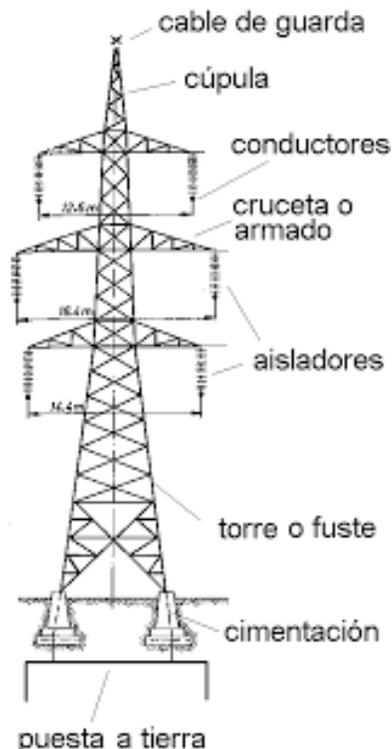
Fuente: Obtenido de <https://www.cniguard.com/latest-news/overhead-power-lines/> y <https://www.electricalengineeringinfo.com/2014/12/overhead-lines-design-main-components-of-overhead-lines.html>

Dos ejemplos de redes aéreas

Este tipo de líneas están formadas por los siguientes elementos (véase el Gráfico 28):

- Conductores: que transmiten la electricidad
- Soportes: pueden ser postes o torres y se encargan de mantener los conductores a un nivel adecuado sobre el suelo
- Aisladores: están fijados a los soportes y aíslan a los conductores de la tierra
- Crucetas: sirven de soporte a los aislantes
- Elementos diversos de protección: pararrayos, placas...

Gráfico 28 Partes de una red eléctrica aérea



Fuente: Obtenida de (Villanueva, 2014)

Partes de una red eléctrica aérea: la torre o soporte, aisladores, conductores y cruceta

- ❖ **Cables subterráneos** (UG - Underground): Se trata de una infraestructura formada por cables colocados bajo tierra. Se realiza con el fin de reducir los impactos medioambientales y estéticos que suponen las líneas aéreas, con la desventaja de que implican una mayor inversión inicial, Gráfico 29. Los elementos principales que componen este tipo de red son los siguientes:

- Bancos de ductos: son tubos que alojan y protegen a los cables que conducen la energía.
- Conductores: transmiten la electricidad
- Registros: son elementos que permiten realizar empalmes, cambios de dirección o instalar equipos de maniobra.

Gráfico 29 Redes subterráneas



Fuente: Obtenido de <https://mauestudio.com/curso/montaje-de-redes-electricas-subterranas-de-alta-tension-60-horas/> y <https://artchist.blogspot.com/2018/10/itc-bt-07-redes-subterranas-para.html>

Ejemplos de redes subterráneas sin cubrir

- ❖ **Cables submarinos** (SC – Sea Cable): infraestructura formada por cables colocados debajo del mar en tuberías especiales que garantizan su aislamiento y evitan el contacto con el agua, como se muestra en el Gráfico 30.

Gráfico 30 Cables submarinos



Fuente: <https://blog.cnmc.es/2017/09/05/que-cables-submarinos-conectan-el-territorio-espanol-enganchados-a-los-cables-submarinos-ii/>

Cables colocados debajo del mar en tuberías especiales para garantizar el aislamiento del agua

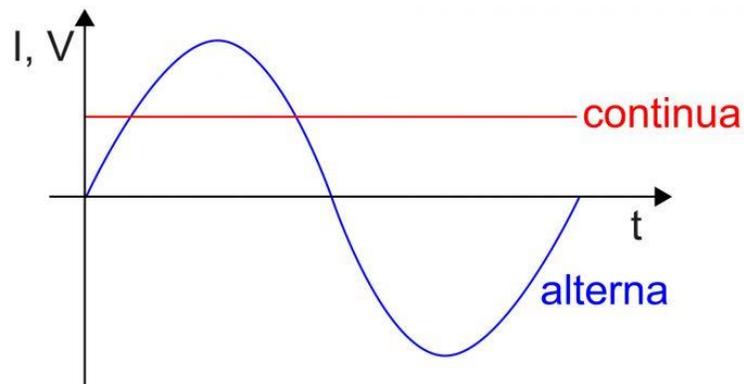
Otra clasificación secundaria para cada tipo de línea es según el tipo de voltaje que transmite la red. Como se ha dicho anteriormente, las líneas de transmisión son aquellas que transportan la electricidad a un alto voltaje, mientras que las de distribución lo hacen a voltajes inferiores (medio y bajo).

En función del voltaje que lleva la red, se distingue entre:

- ❖ **Alto voltaje** (HV – High Voltage): cuando el voltaje es mayor o igual que 132 kV
- ❖ **Medio voltaje** (MV – Medium Voltage): cuando el voltaje está comprendido entre 1 y 132 kV
- ❖ **Bajo voltaje** (LV – Low Voltage): cuando el voltaje es inferior a 1 kV.

Por último, otro factor diferencial de los tipos de red es el **tipo de corriente**: continua o alterna. La diferencia entre ambas es de qué manera se mueven los electrones dentro del conductor. Para una red de corriente continua, los electrones se mueven desde el polo negativo hasta el positivo, manteniendo el sentido del flujo de portadores de carga constante. Por el contrario, en la corriente alterna las polaridades se invierten periódicamente, cambiando la intensidad de positiva a negativa según una función sinusoidal (Gráfico 31).

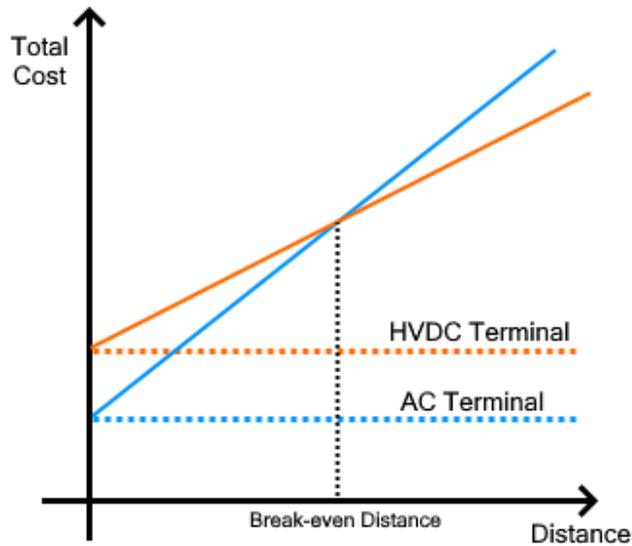
Gráfico 31 Corriente continua vs Corriente alterna



Fuente: Obtenido de <https://www.diariomotor.com/que-es/mecanica/cuales-son-las-diferencias-entre-corriente-continua-y-corriente-alterna/>

En el gráfico se observa la función en forma de onda de la corriente alterna en comparación con la constante de la corriente continua

Gráfico 32 Coste de una red continua versus alterna



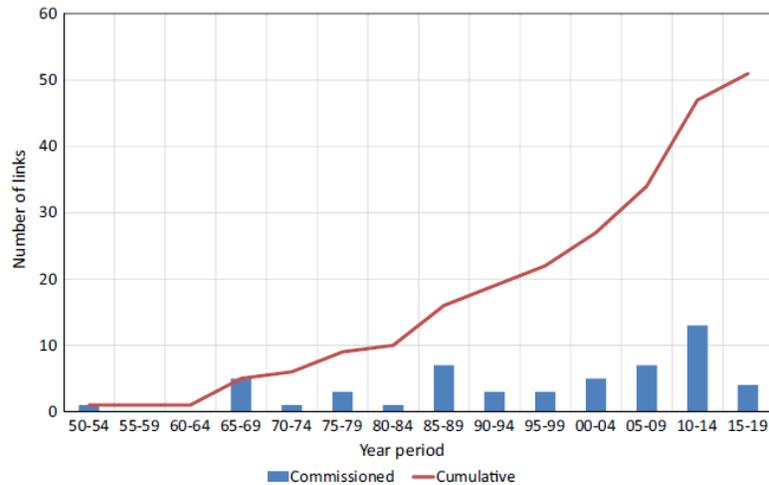
Fuente: Obtenido de <https://www.linquip.com/blog/hvdc-vs-hvac-transmission-systems/>

A partir del punto break-even distance, la red alterna comienza a ser más cara que la red continua.

La corriente alterna es a día de hoy la más utilizada ya que los sistemas que llevan este tipo de corriente son más fáciles de diseñar, fabricar y mantener, permitiendo además transportar una mayor cantidad de energía eléctrica de forma eficiente (Diario Motor, s. f.). Sin embargo, cuando la energía se debe transportar en grandes distancias (supera el break-even distance, a partir de los 600 km aproximadamente), el coste total comienza a ser más barato si se utiliza la corriente continua (Gráfico 32). Las redes del tipo HVDC (alto voltaje de corriente continua) están creciendo para facilitar el desarrollo económico global, ya que se emplean para facilitar las interconexiones entre países y permitir la exportación de energía eléctrica. Su construcción comenzó en 1950 (Gráfico 33). Gracias al desarrollo de las tecnologías de los convertidores, interruptores y demás elementos auxiliares que forman las subestaciones, se ha podido extender su uso aunque actualmente sean un pequeño sistema añadido a la red de corriente alterna existente (Wang et al., 2020).

En Europa se han construido más de treinta enlaces HVDC y hay más de una decena en fase de planificación o construcción. China es pionero en esta tecnología por su facilidad para la financiación, véase el Gráfico 34.

Gráfico 33 Proyectos de redes HVDC construidos desde 1950



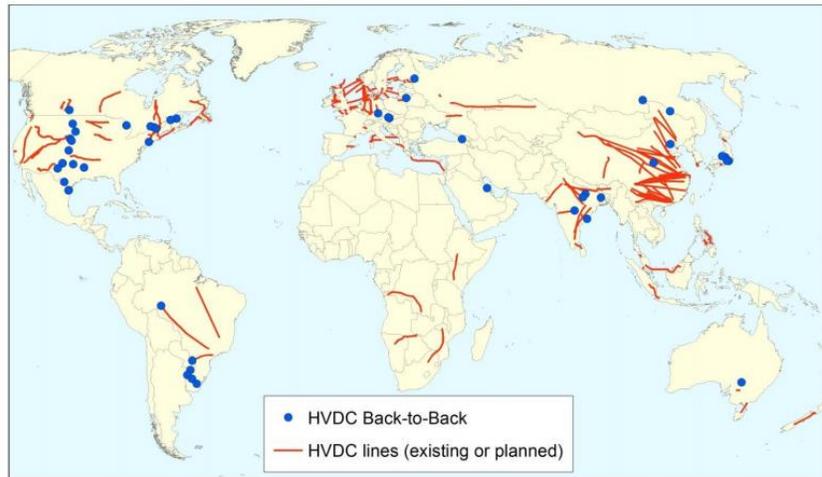
Fuente: Obtenido de (Sutton et al., 2017)

Proyectos de redes construidos por períodos desde el 1950 hasta 2015

La transmisión en AC – corriente alterna, permite ventajas como el bajo coste de los transformadores y convertidores, así como su confiabilidad. Además, estos elementos otorgan flexibilidad al sistema permitiendo controlar mejor los voltajes. Por otra parte, el precio de la línea es mayor al estar formado por tres o más conductores en vez de dos como en el caso de las líneas DC. Debido a la enorme carga mecánica que debe soportar las torres AC, requiere que éstas sean mucho más altas y anchas que para transmitir corriente DC. Las líneas DC se caracterizan por tener menos pérdidas que las AC (no sufren el efecto corona, skin, radiación, inducción, etc). Por último, es importante destacar que las redes DC, al no estar determinadas por parámetros como la fase y la frecuencia, hacen mucho más fácil la interconexión entre los sistemas asíncronos y la red inteligente, permitiendo crear la red inteligente de forma mucho más sencilla.

En conclusión, los sistemas DC poseen múltiples beneficios y son más eficientes económicamente en altas distancias (para alto voltaje), por lo que hoy en día son un complemento para las redes AC. En concreto, los DC de alto voltaje (HVDC) se emplean en la transmisión submarina porque son menos costosos que los cables AC submarinos.

Gráfico 34 Mapa de proyectos HVDC en el mundo



Fuente: Obtenido de (European Commission. Joint Research Centre., 2017)

Proyecto de redes HVDC en el mundo, predominantes en Asia, América del Norte y Europa

En resumen, como se muestra en la Tabla 5, el transporte de la energía eléctrica se puede clasificar según el tipo de línea (aérea, subterránea o submarina) y para cada una, según el tipo de voltaje (alto, medio o bajo) y el tipo de corriente (alterna o continua).

Tabla 5 Clasificación de los tipos de redes eléctricas

Tipo de línea	Tipo de voltaje	kV	Tipo de corriente
Aérea	Alto	≥ 132	AC
	Medio	1-135	AC
	Bajo	< 1	AC
Subterránea	Alto	≥ 132	AC
	Medio	1-135	AC
	Bajo	< 1	AC
Aérea HVDC	Alto	≥ 132	DC
Subterránea HVDC	Alto	≥ 132	DC
Submarina HVDC	Alto	≥ 132	DC

Fuente: Elaboración propia

Tipos de redes según el medio de la línea (aéreo, subterráneo o submarino) y según el voltaje

Para los elementos auxiliares se ha utilizado como referencia principal el estudio de (Deetman et al., 2021), el cual tiene en cuenta dos tecnologías:

- ❖ **Subestaciones:** son instalaciones destinadas a transformar, convertir y controlar el sistema eléctrico de potencia. Existen distintos tipos de subestaciones en función de la forma de aislamiento – aislada por aire o por gas. En este trabajo no se diferenciará entre tipos de subestaciones.
- ❖ **Transformadores:** son elementos eléctricos que permiten aumentar o disminuir la tensión en los circuitos sin cambiar la potencia transmitida (Gráfico 35).

Estos elementos auxiliares se clasifican en función del voltaje al que vayan destinados (alto, medio o bajo).

Gráfico 35 Transformador eléctrico



Fuente: Obtenido de <https://jlp.mx/que-debo-saber-antes-de-comprar-un-transformador-electrico/>

Imagen de un transformador eléctrico situado en un poste de una red eléctrica aérea

2.3.3. Estudios analizados sobre intensidades materiales

Al analizar la literatura relacionada con las intensidades de material para las redes eléctricas, se ha visto cómo no existen demasiadas fuentes primarias completas, que incluyan datos de todos los tipos de líneas y voltaje que engloba la clasificación realizada para este trabajo. Además, muchas de estas fuentes consideran materiales muy desfasados. Esto es un factor que complica la búsqueda de intensidades materiales.

La mayor parte de los estudios encontrados que reportan datos sobre las redes son LCA (Análisis de ciclo de vida) como se dijo en el capítulo anterior. En algunos casos (Bumby, 2010; Jones & McManus, 2010; Jorge & Hertwich, 2013; Turconi et al., 2014) sí que utilizan datos primarios, pero en otros no. En el segundo caso se limitan a reportar los km de línea y el número de elementos auxiliares que contiene la red evaluada en cuestión, usando los datos de intensidades materiales de otros autores (normalmente los de (Jorge et al., 2012a, 2012b)) para analizar el impacto aproximado de su red. Este es el caso de estudios como (Arvesen et al., 2015; Berrill et al., 2016; Deetman et al., 2021; Garcia et al., 2014).

2.3.4. Unidad funcional elegida

La unidad funcional elegida para contabilizar los datos de materiales para cada tipo de línea ha sido:

$$\frac{kg \text{ de material}}{km \text{ de línea}}$$

La elección se ha hecho teniendo en cuenta cómo se presentan los datos en la bibliografía, en la mayoría de casos en esta unidad (Bumby, 2010; Deetman et al., 2021; Jones & McManus, 2010; Turconi et al., 2014).

En algún caso particular, la unidad funcional era diferente y ha sido necesario realizar una conversión, como por ejemplo en el estudio de (Blackett et al., 2008) donde los datos de kg de material se dan para cada torre (soporte aéreo) en vez de para cada km de línea. En este caso ha sido necesaria realizar lo siguiente (Ec. 2.4):

$$\frac{kg \text{ de material}}{unidad \text{ de torre}} \cdot 1,547 \frac{unidad \text{ de torre}}{km \text{ de línea}} = \left[\frac{kg \text{ de material}}{km \text{ de línea}} \right]$$

(Ec. 2.4)

El factor 1,547 ha sido obtenido a partir del estudio de (Harrison et al., 2010) en el que se reportan los kilómetros de línea de la red de Gran Bretaña para líneas de distintos voltajes (kV), así como las torres que hay en cada tipo de línea. Dividiendo el número de torres por km de línea se obtiene este número.

Para los elementos auxiliares (subestaciones y transformadores), la unidad en la que aparece en la literatura siempre es kg de material por cada unidad. Por ello, es necesario aplicar otro ratio que convierta a kg de material por km de línea (Ec. 2.5):

$$\frac{\text{kg de material}}{\text{unidad}} \cdot \text{constante} \frac{\text{unidad}}{\text{km de línea}} = \left[\frac{\text{kg de material}}{\text{km de línea}} \right]$$

(Ec. 2.5)

Para obtener esta constante, la cual será diferente para cada elemento (subestación o transformador) y para cada tipo de voltaje (alto, medio o bajo), se han tenido en cuenta el número de unidades de cada tipo por km de línea para distintas redes evaluadas (Tabla 6). En (Deetman et al., 2021) esta constante viene calculada directamente, mientras que en el resto han sido calculadas a partir de los datos que reporta cada estudio. En la Tabla 7 se muestra el coeficiente resultante final para corriente alterna de hacer la media entre los diferentes estudios con los parámetros estadísticos asociados (desviación estándar y coeficiente de variación).

Tabla 6 Constantes para subestaciones y transformadores AC

Voltaje	Subestación	Transformador	Fuente	Obtención	Región
Alto	0,0169	0,0532	(Deetman et al., 2021)	Dado por el estudio	Mundo
	0,0179	0,0566	(Harrison et al., 2010)	Calculado a partir de los datos que reporta cada estudio	Gran Bretaña
	-	0,0982	(Garcia et al., 2014)		Portugal
	0,0092	-	(Jorge & Hertwich, 2013)		Noruega
Medio	0,0850	0,1030	(Deetman et al., 2021)	Dado por el estudio	Mundo
	0,0544	0,0748	(Harrison et al., 2010)	Calculado a partir de los datos que reporta el estudio	Gran Bretaña
Bajo	1,107	1,107	(Deetman et al., 2021)	Dado por el estudio	Mundo

Fuente: Elaboración propia

Se muestran las constantes para el cálculo de unidades de elemento auxiliar por cada km de línea a partir de diferentes estudios y para distintas regiones

Tabla 7 Constante final por elemento y tipo de voltaje para AC

Elemento	Parámetro	Voltaje		
		Alto	Medio	Bajo
Subestación	Media	0.015	0.07	1.107
	Desv. Est.	0.005	0.025	
	Coef. Var.	32.57%	35.9%	
Transformador	Media	0.069	0.089	1.107
	Desv. Est.	0.022	0.02	
	Coef. Var.	31.18%	22.43%	

Fuente: Elaboración propia

La constante se ha calculado a partir de la media entre los diferentes estudios para cada tipo de elemento. Se acompaña de otros parámetros estadísticos como la desviación estándar y el coeficiente de variación

Para la corriente continua se ha utilizado directamente los datos que reporta (Berrill et al., 2016):

- 0,0065 subestaciones/km
- 0,0065 transformadores/km

Es importante mencionar la unidad funcional de GW·km empleada en muchos estudios que generan un modelo utilizando el análisis de flujo de potencia (Berrill et al., 2016; Bussar et al., 2014; Thien et al., 2012) como se mencionó en capítulos anteriores. Esta unidad resulta de la multiplicación de los GW que posee una conexión entre dos puntos por los km que hay en esta conexión. Por ejemplo, si para unir un país con su vecino se crea una red de diez kilómetros con una potencia instalada de 600GW, los GW·km de esa conexión serán 6000. Sumando los GW·km de todas las redes existentes en una región, estos estudios obtienen los GW·km totales del sistema de transmisión y distribución.

2.3.5. Requerimientos materiales para la construcción de líneas aéreas AC

Dentro de las líneas aéreas AC distinguimos entre tres tipos de voltaje: alto, medio o bajo.

Para las líneas de **alto voltaje** aéreas, se han obtenido datos de (Jorge et al., 2012a) sobre las líneas de 400 kV y 150 kV. A partir del estudio de (Blackett et al., 2008), el cual realiza una comparación entre distintos tipos de torres,

aisladores y conductores, se ha construido dos configuraciones diferentes para líneas de 400 kV. De (Jorge & Hertwich, 2013) se han obtenido datos para el aluminio y hierro que contienen las líneas de 220, 300 y 420 kV.

Para englobar los distintos tipos de líneas posibles en el alto voltaje, se ha elaborado una ponderación por nivel de voltaje a partir de los kilómetros de cada tipo de línea de cada tipo en una red de alto voltaje reportados por (Garcia et al., 2014; Harrison et al., 2010; Jorge & Hertwich, 2013) – Tabla 8.

Tabla 8 Ponderaciones para líneas aéreas de alto voltaje

Voltaje (kV)	Ponderación		
	(Garcia et al., 2014)	(Harrison et al., 2010)	(Jorge & Hertwich, 2013)
<220	0.268	0.510	0.262
220-400	0.415	0.258	0.475
>=400	0.317	0.232	0.264
Región	Portugal	Gran Bretaña	Noruega

Fuente: Elaboración propia

Porcentaje de líneas de cada tipo de voltaje dentro del alto voltaje (>132 kV)

La forma de obtener los resultados finales para las líneas aéreas de alto voltaje ha sido realizar la media de estas tres ponderaciones para los materiales que reporta cada estudio.

Para la obtención de los kg/km en las redes aéreas HV (de alto voltaje) para el hormigón, acero, vidrio, zinc y cemento se ha incluido además de la literatura mencionada, la red HVDC aérea considerada en (Jorge et al., 2012a). Se ha considerado la hipótesis de que los materiales para la línea HVDC existente en este estudio y una línea AC entre 220 y 440 kV tienen requerimientos similares para estos materiales. Esta consideración se ha tomado por la falta de datos en estos materiales para las líneas entre estos voltajes.

Para las líneas aéreas de distribución de **voltaje medio** se han recogido datos de los estudios de (Bumby, 2010; Jones & McManus, 2010). Este último considera el cobre como material conductor. Sin embargo, hoy en día el aluminio es el metal usado para la transmisión aérea por su disponibilidad y características, y ha ido reemplazando el cobre con los años. Por ello, el dato del cobre ha sido eliminado cambiándolo por el aluminio que reporta (Bumby, 2010) en sus conductores. El

resultado final es la media de ambos estudios para todos los materiales excepto para el cobre y el aluminio.

Para las líneas de **bajo voltaje** tan solo se han encontrado datos en los estudios de (Turconi et al., 2014).

Es importante mencionar que los datos obtenidos de Bronce y Latón se muestran directamente desagregados en sus componentes principales para todos los tipos de redes:

- ❖ Latón («Brass», 2021) formado por:
 - 54% de cobre
 - 45% de zinc
 - 1% de plomo

Finalmente, los datos para las líneas de corriente alterna de alto, medio y bajo voltaje de tipo aéreas se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9 Materiales para las líneas aéreas AC por tipo de voltaje

<i>Material (kg/km)</i>	Tipo de voltaje		
	Alto	Medio	Bajo
<i>Hormigón</i>	212204	0	0
<i>Acero</i>	29563	793	177
<i>Aluminio</i>	10887	1876	531
<i>Vidrio</i>	987	0	0
<i>Porcelana</i>	0	90	0
<i>Zn</i>	820	0	0
<i>Hierro</i>	6243	0	0
<i>Cemento</i>	68	0	0
<i>Polietileno</i>	0	56,34	0

Fuente: Elaboración propia a partir de consideraciones utilizando los datos de (Arvesen et al., 2015; Blackett et al., 2008; Deetman et al., 2021; Garcia et al., 2014; Harrison et al., 2010; Jones & McManus, 2010; Jorge et al., 2012a; Jorge & Hertwich, 2013)

Materiales para cada tipo de red aérea en función de su voltaje. Obtenido utilizando los datos de los autores citados a través de consideraciones propias mencionadas en el texto. Datos en kg/km

2.3.6. Requerimientos materiales para la construcción de líneas subterráneas AC

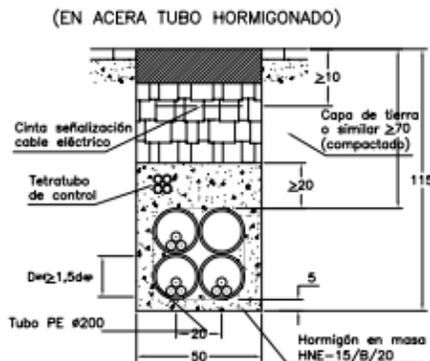
En las líneas subterráneas de corriente alterna también se distingue entre los tres tipos de voltaje: alto, medio y bajo.

Para el **alto voltaje** de corriente alterna no se ha encontrado apenas estudios que reporten intensidades materiales. Se han utilizado los datos para la línea 150 kV del estudio de (Jorge et al., 2012a).

Dado que no se reporta el dato del polietileno necesario para una línea subterránea de alta tensión, se extrapola el dato de la línea HVDC subterránea de (Jorge et al., 2012a).

Para el **medio voltaje** se han utilizado los datos para dos tipos de líneas de 11 kV del estudio de (Jones & McManus, 2010) y una línea de 10 kV del autor (Turconi et al., 2014). Aunque (Bumby, 2010) también muestra datos para las líneas de distribución subterráneas, estos distan mucho del resto de estudios, sobre todo porque reporta datos para el acero. Dado que las líneas subterráneas no necesitan estar sujetas por torres hechas de acero, puede ser que este estudio haya tenido en cuenta los datos para una red subterránea inmersa en una coraza de acero, algo muy atípico en líneas de distribución, por lo que no se ha tenido en cuenta. Las redes españolas subterráneas no contemplan este material como muestra el Gráfico 36.

Gráfico 36 Plano de una red subterránea



Fuente: (Endesa Distribución, 2019)

Plano que muestra una línea subterránea de distribución española

En el **bajo voltaje** se han obtenido los materiales de la línea de 0,4kV reportada por (Turconi et al., 2014).

Los datos obtenidos para las líneas subterráneas para cada tipo de voltaje son los siguientes, Tabla 10.

Como se puede observar, las fuentes de datos reportan una cantidad de cobre considerable en las redes subterráneas. Es importante recalcar que varios de estos estudios pueden estar recogiendo datos antiguos ya que la tendencia actual es utilizar aluminio como conductor en las instalaciones eléctricas en lugar del cobre por su ligereza y coste económico (Inmesol, 2013).

- ❖ El cobre es un material que presenta una alta conductividad y una mayor resistencia a la tracción. Por ello es una gran opción para las líneas aéreas. Además, posee una alta densidad de corriente, por lo que permite una mayor capacidad de transporte de corriente por unidad de área de sección transversal. El aluminio, por otra parte, presenta un 60% de la conductividad del cobre, por lo que para una misma resistencia el diámetro de un conductor de aluminio es aproximadamente 1,26 veces mayor que el de cobre. Sin embargo, este tipo de conductores pesan la mitad que un conductor de cobre equivalente. La resistencia a la tracción es menor que la del cobre, pero teniendo en cuenta los factores combinados (coste, conductividad, peso, etc), el aluminio presenta una ventaja respecto del cobre (Daware, s. f.).

Dado que el aluminio tiene un 61% de la conductividad del cobre pero solo un 30% de su peso, se puede considerar que un cable de aluminio pesa la mitad que un cable de cobre con la misma resistencia eléctrica (Anixter, s. f.).

Tabla 10 Materiales para las líneas subterráneas por tipo de voltaje

<i>Material (kg/km)</i>	<i>Tipo de voltaje</i>		
	Alto	Medio	Bajo
<i>Hormigón</i>	35000	72250	0
<i>Aluminio</i>	0	964	981
<i>Cu</i>	11650	667	0
<i>Polietileno</i>	3600	439	222
<i>Asfáltico</i>	75700	0	0
<i>Plásticos</i>	1900	1013,25	156

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos reportados por (Jones & McManus, 2010; Jorge et al., 2012a; Turconi et al., 2014)

Materiales para cada tipo de red aérea en función de su voltaje. El dato del polietileno para la línea subterránea de alto voltaje se obtiene de una línea HVDC asumiendo que serán similares. Datos en kg/km

2.3.7. Requerimientos materiales para la construcción de líneas DC

En (Jorge et al., 2012a) se reporta las intensidades materiales para una línea HVDC aérea, subterránea y submarina.

Para las líneas HVDC subterráneas se reporta una cantidad de plomo de 14200 kg/km. Esto se debe a que en el pasado en EEUU se construyeron cables tipo PILC (paper insulated lead covered cable) (Patton, 2003). Estos cables tan antiguos utilizaban papel impregnado en aceite como aislamiento y una pantalla-armadura de plomo para confinar el campo eléctrico y evitar que entrara la humedad (Gráfico 37). El conductor era de cobre. Este tipo de cables tienen un tiempo de vida muy elevado (70-100 años) por lo que se pueden encontrar hoy en día en alguna red de EEUU, pero actualmente ya no se utilizan nuevos cables de este tipo. Por eso, pese a que en la literatura se reporte como materiales de construcción el plomo y el papel, se eliminarán de los datos considerados para el modelo. Actualmente se emplean cables de XLPE (polietileno) como aislantes, siendo las pantallas de hilos y flejes de cobre y aluminio. Dado que estos cables deben de ir recubiertos de una poliolefina termoplástica, se ha añadido la misma cantidad de plástico en las redes subterráneas que se reporta para las líneas submarinas para garantizar el aislamiento.

Gráfico 37 Cable tipo PILC



Fuente: Obtenido de (Wikipedia, 2021b)

Cable de 15kV típico de 3 conductores recubierto de plomo con aislamiento de papel (PILC). De la década de 1990.

En los trazados submarinos es más común el empleo de este tipo de materiales por lo que se mantienen los datos de este estudio.

Los datos finales se pueden observar en la Tabla 11:

Tabla 11 Materiales para las líneas DC de alto voltaje

Material (kg/km)	Tipo de red		
	Aérea HVDC	Subterránea HVDC	Submarina HVDC
Hormigón	202000	0	0
Acero	21264	3400	12800
Aluminio	8238	0	0
Vidrio	1380	0	0
Zn	520	0	1440
Hierro	10500	0	0
Cemento	65	0	0
Cu	0	14700	11416
Aceite mineral	0	0*	4000
Polietileno	0	3600	0
Pb	0	0*	13900
Sn	0	0	384
Plásticos	0	1900	1900
Papel	0	0*	3800

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de (Jorge et al., 2012a)

*Materiales para las redes de alto voltaje y corriente continua. No se consideran los materiales marcados en rojo porque hoy en día no se emplean cables tipo PILC en las redes subterráneas. Se añade 1900 kg/km de plástico en la HVDC subterránea (mismo dato que en la HVAC) para garantizar el aislamiento de los conductores. *Datos no considerados. Todas las unidades son kg/km*

2.3.8. Requerimientos materiales para el mantenimiento de la red eléctrica

En (Jorge et al., 2012a) se reportan los datos materiales para el mantenimiento de dos redes de corriente alterna de alta tensión aéreas, 150 y 400 kV, y una red subterránea de corriente alterna de 150kV, así como para cada tipo de red HVDC.

En la Tabla 12 se recogen las necesidades de material por año y por km de cada tipo de red, tanto de corriente continua como alterna en aérea, subterránea y submarina y para los distintos voltajes.

Para las redes de alta tensión de corriente continua aérea, los materiales se han calculado a partir de la media entre los datos proporcionados por (Jorge et al., 2012a) para una red 150kV y otra 400kV. La red subterránea de corriente

alterna de alto voltaje se obtiene directamente del dato para la red de 150kV subterránea que reporta el mismo autor. Lo mismo para los tres tipos de redes HVDC.

Para obtener las necesidades materiales para el mantenimiento de las redes de distribución de media y baja tensión aéreas, se ha llevado a cabo un cálculo elaborando un porcentaje a partir de los datos del aluminio de la siguiente forma:

- Extrayendo los kg/km de aluminio necesarios para cada tipo de red aérea de corriente alterna:
 - HV aérea AC: 10711 kg/km
 - MV aérea AC: 1876 kg/km
 - LV aérea AC: 531 kg/km
- Considerando la hipótesis de que a menos aluminio tenga una red, menos necesidades de mantenimiento tendrá del resto de materiales.
- Elaborando una proporción a partir de los kilos reportados para la red HV:

$$\% \text{ de material en la línea MV} = 1876 \cdot \frac{100\%}{10771} = 17,41\%$$

$$\% \text{ de material en la línea LV} = 531 \cdot \frac{100\%}{10771} = 4,93\%$$

(Ec 2.6 y 2.7)

Estos porcentajes se utilizan para el cálculo de cada material en las redes aéreas AC tipo MV y LV.

Tabla 12 Requerimientos materiales para el mantenimiento de las redes eléctricas

kg/km /year	Aéreas AC			Subterráneas AC			HVDC aéreas	HVDC subterráneas	HVDC submarinas
	HV	MV	LV	HV	MV	LV			
Zn	360	63	3	0	0	0	208	0	0
Vidrio	4	1	0	0	0	0	55	0	0
Acero	4	1	0	0	0	0	24	0	0
Cemento	0	0	0	0	0	0	3	0	0
Aceite mineral	165	29	1	20	20	20	39	20	40

Fuente: Elaboración propia a partir del tratamiento de los datos de (Jorge et al., 2012a)

Todos los datos vienen datos en kg/km por año.

2.3.9. Requerimientos materiales para la construcción de elementos auxiliares

Se han dividido los elementos auxiliares en transformadores y subestaciones, como se expuso en subapartados anteriores.

Para los **transformadores**, se definen tres categorías en función del voltaje.

Para los de **alto voltaje** se toma el dato de (Deetman et al., 2021) junto a la consideración realizada por (Berrill et al., 2016) en la que se trata un transformador como la suma de un transformador de 250 MVA y otro de 500 MVA reportados por (Jorge et al., 2012b) multiplicados cada uno por una constante, como se muestra en la Ec. 2.8. Existe mucha diferencia para el dato del acero, por lo que se ha utilizado la versión más optimista para este material, (Berrill et al., 2016).

$$\frac{2}{3} \cdot \text{Transformadores 250 MVA} + \frac{4}{3} \cdot \text{Transformadores 500 MVA}$$

(Ec. 2.8)

En **medio voltaje** se elaboran dos ponderaciones diferentes de tipos de transformadores para una red de Noruega (Arvesen et al., 2015) y otra de Portugal (Garcia et al., 2014). Dado que (Jorge et al., 2012b) reporta datos para transformadores de distintos tipos de MVA, estas ponderaciones realizadas consideran qué porcentaje de cada tipo tendría una red de medio voltaje. Véase en la Tabla 13. El resultado final es la media entre estas dos ponderaciones y el dato que reporta el estudio de (Deetman et al., 2021).

Tabla 13 Ponderaciones para transformadores de medio voltaje

MVA	Ponderación	
	(Arvesen et al., 2015)	(Garcia et al., 2014)
9.6	0.26	0.06
16/20	0.26	0.4
40/50	0.26	0.5
63	0.21	0.04
Región	Noruega	Portugal

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de (Arvesen et al., 2015; Garcia et al., 2014)

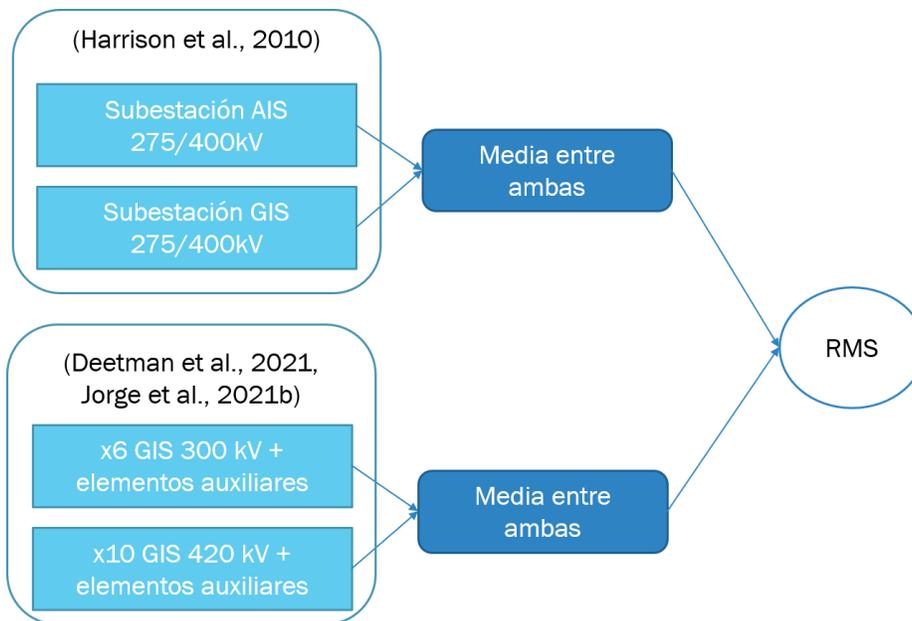
Ponderaciones utilizadas para considerar cada tipo transformador dentro del total de la línea

Para el **bajo voltaje** directamente se ha utilizado el dato reportado por (Deetman et al., 2021).

Para las subestaciones también nos encontramos con tres tipos de voltaje. En las de **alto voltaje** ha sido necesario, como ocurría con los transformadores, tener en cuenta la consideración de (Berrill et al., 2016). En este estudio se supone que una subestación está formada por 10 equipos de conmutación con aislamiento de gas (GIS). Se ha tomado la media entre considerar 10 GIS de 300 kV de (Jorge et al., 2012b) y los datos de (Deetman et al., 2021).

Para el **medio voltaje** y **bajo voltaje** se toman directamente los datos de (Deetman et al., 2021).

Gráfico 38 Obtención de los materiales para las subestaciones de alto voltaje



Fuente: Elaboración propia

Para las **subestaciones de alto voltaje** existe una gran dispersión en los datos que hay en la literatura. Por ello, se ha empleado una media cuadrática o valor cuadrático medio entre los datos existentes (RMS). Según («Media cuadrática», 2020), la RMS es “una medida estadística de la magnitud de una cantidad variable”. Este estadístico se ha calculado utilizando la media entre los datos de (Harrison et al., 2010) para una subestación tipo GIS y otra AIS (aisladas con gas y con aire) de 275/400 kV cada una, y la media entre considerar que una subestación está formada por seis GIS de 300kV más sus elementos auxiliares y diez GIS de 420kV más sus elementos auxiliares (Deetman et al., 2021). Los

datos para esta última consideración se han obtenido de (Jorge et al., 2012b). Para entender mejor el proceso se detalla en el Gráfico 38.

La RMS se calcula como se muestra en la ecuación 2.9, siendo $n=2$:

$$\sqrt{\frac{x_1^2 + x_2^2 + \dots + x_n^2}{n}}$$

(Ec 2.9)

Para las subestaciones de medio y bajo voltaje se han empleado directamente los datos de (Deetman et al., 2021), basados en los datos de (Harrison et al., 2010; Turconi et al., 2014).

Los materiales necesarios para la construcción de los elementos auxiliares, independientemente del tipo de corriente del sistema eléctrico al que vayan conectados, se muestran en la Tabla 14.

Tabla 14 Materiales para los elementos auxiliares

<i>Material (kg/unidad)</i>	Transformares			Subestaciones		
	Tipo de voltaje			Tipo de voltaje		
	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo
<i>Hormigón</i>	648000	46826	176	175221	127021	476
<i>Acero</i>	101873	24848	480	7965	1815	38
<i>Aluminio</i>	911	77	85	43415	1228	1228
<i>Vidrio</i>	739					
<i>Porcelana</i>	4873	152		1351		
<i>Zinc</i>		14		5		
<i>Hierro</i>				452		
<i>Cobre</i>	72740	9205	13	5822	279	1
<i>Aceite mineral</i>	116000	12895	340			
<i>Madera</i>	20000	467		3999		
<i>Plásticos</i>				73		
<i>Pintura</i>	2997	148				
<i>Resina</i>	125	29		315		

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos obtenidos de (Deetman et al., 2021; Garcia et al., 2014; Jorge et al., 2012b; Jorge & Hertwich, 2013; Turconi et al., 2014)

Datos en kg/unidad de elemento auxiliar

2.4. Concepto de tasa de retorno energético

En este apartado se explicará en profundidad el concepto de tasa de retorno energético, parámetro esencial para este trabajo.

Es muy importante tener en consideración que las energías renovables, aunque brinden grandes beneficios como menor emisiones de CO₂ en la atmósfera, tienen un rendimiento técnico menor en algunos casos que la energía que proviene de combustibles fósiles. Los combustibles fósiles están caracterizados por su alta densidad energética, fácil almacenaje, son inertes en condiciones ambientales, etc. En contraposición, las energías renovables requieren más uso de la tierra, se ven afectadas por la intermitencia de las condiciones atmosféricas, etc (I. Capellán-Pérez et al., 2019).

Se define como tasa de retorno energético o EROI (energy returned on energy invested), a la relación entre la energía obtenida a partir de un proceso de liberación de energía y la energía requerida para obtenerlo a lo largo de su vida, ecuación 2.10:

$$EROI = \frac{\text{energía obtenida}}{\text{energía requerida}}$$

(Ec 2.10)

Por tanto, la energía neta quedaría de la siguiente forma, ecuación 2.11:

$$\text{Energía neta} = \text{Energía obtenida} \cdot \left(1 - \frac{1}{EROI}\right)$$

(Ec 2.11)

Se han definido categorías específicas de EROI según el punto en el que se evalúe (I. Capellán-Pérez et al., 2019):

- EROI_{st} (standard EROI): esta ratio incluye las necesidades energéticas para fabricar los productos que se utilizan en el emplazamiento (por ejemplo, la gasolina necesaria para transportar un aspa de una turbina eólica). También incluye las necesidades energéticas para obtener la energía (construcción, operación y mantenimiento de la central). Este cálculo del EROI se aplica al combustible en el punto en el que sale de la instalación.

$$EROI_{st} = \frac{(1)}{(2) + (3)}$$

(Ec 2.12)

- EROI_{pou} (Point of use EROI): incluye los costes energéticos para obtener y transportar el combustible hasta el momento de uso por la sociedad (por ejemplo, refinamiento y transporte).

$$EROI_{pou} = \frac{(1)}{(2) + (3) + (4)}$$

(Ec 2.13)

- EROI_{ext} (Extended EROI): considera la energía requerida para obtener, entregar y utilizar una unidad de energía. Por ejemplo, se incluiría en esta ratio la energía requerida para producir una máquina que construye una planta generadora y los dispositivos utilizados para su operación y mantenimiento, así como la energía requerida para la exploración, inversión, comunicación y trabajo en el sistema energético.

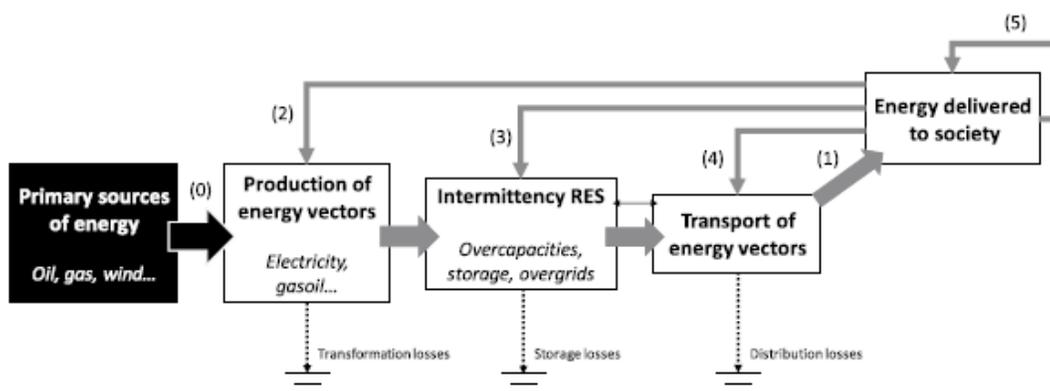
$$EROI_{ext} = \frac{(1)}{(2) + (3) + (4) + (5)}$$

(Ec 2.14)

Siendo (Gráfico 39):

- (1): Energía utilizada por la sociedad
- (2): Energía para construir, operar y mantener la planta de generación
- (3): Energía adicional para manejar la intermitencia de las VRES
- (4): Energía utilizada para la distribución de la energía
- (5): Energía para construir las máquinas e infraestructura (energía indirecta)

Gráfico 39 Metabolismo energético de la sociedad



Fuente: (I. Capellán-Pérez et al., 2019)

Las flechas grises representan los flujos de energía útiles para la sociedad. La flecha negra es el flujo de materiales con alto potencial energético para ser transformado en energía útil. Las líneas punteadas representan las pérdidas de energía.

El modelo elaborado permitirá la computación de la tasa EROI_{pou}, en el punto de uso de los consumidores, puesto que engloba todo el proceso de construcción, uso y mantenimiento de la red de transporte eléctrico.

2.5. Modelado

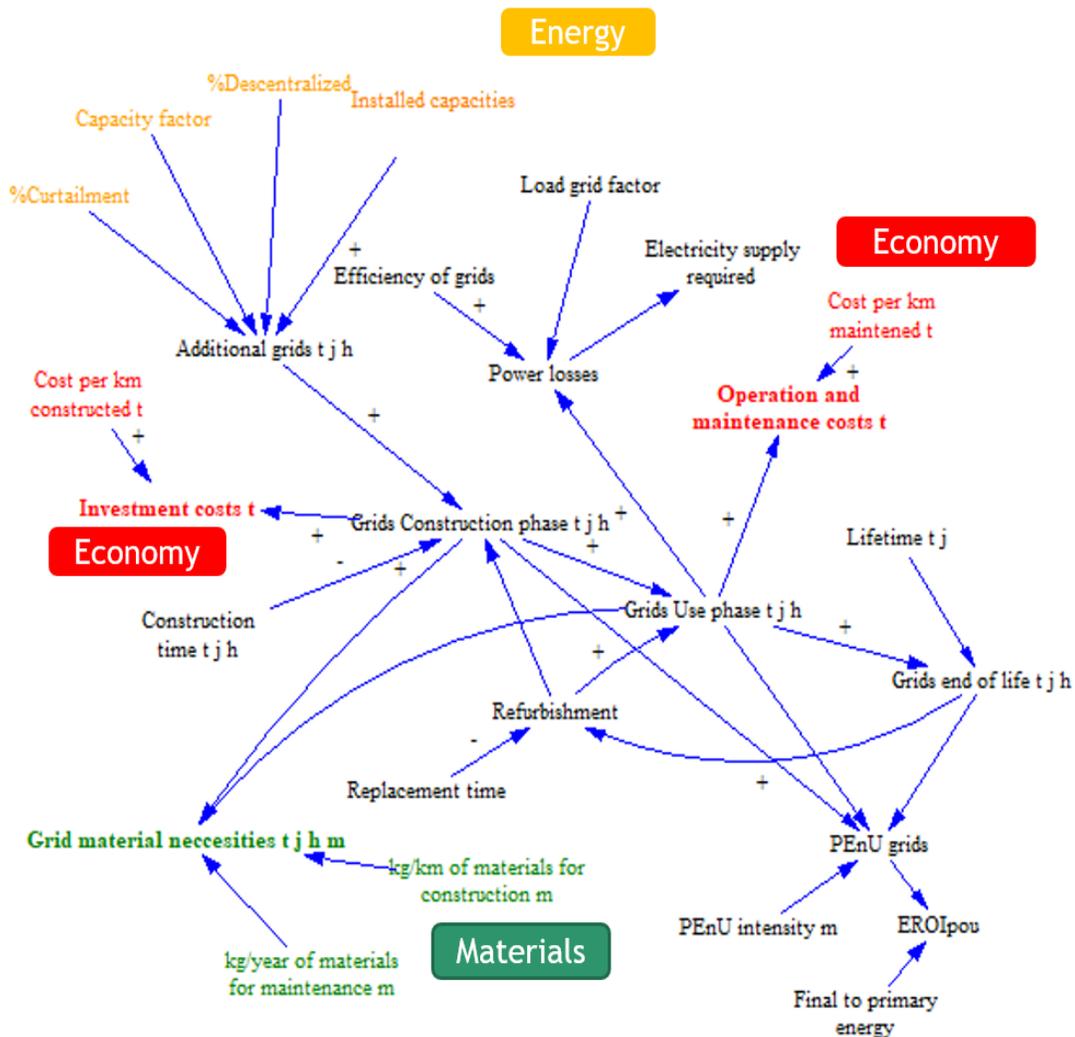
En este apartado se tratarán todos los aspectos que engloban al modelado. En primer lugar, se realiza un diagrama de influencias para representar la dinámica que seguirá el sistema, identificando las principales variables y vectores que intervienen en él. A continuación, se presentarán los datos introducidos en el modelo y principales hipótesis consideradas. Finalmente, se describirán los escenarios utilizados en la simulación.

2.5.1. Diagrama de influencias

La dinámica que seguirá el sistema es la siguiente: en función de los diferentes escenarios para cada factor considerado, llegarán unas nuevas redes cada año. Cuando llega una red adicional pasará a estar en fase de construcción durante el tiempo de construcción. Por el hecho de entrar en esta fase se produce una necesidad de material para la construcción y unos costes. Cuando supere la fase de construcción la red comenzará su fase de uso, la cual durará hasta su tiempo máximo de vida. Cada año que está en uso produce una necesidad de material para su mantenimiento y unos costes. También se cuantificarán unas pérdidas de potencia que dependen de la eficiencia de la red y del factor de capacidad de esta. Las pérdidas de potencia afectarán al abastecimiento de electricidad requerido. Cuando finalice su tiempo de vida, la red se eliminará. A partir de las redes en construcción, uso y fin de vida se obtiene el PEnU para las redes y con esta variable se determinará el EROI_{pou}.

A continuación, se muestra el diagrama de influencias elaborado como base para el modelado del sistema, Gráfico 40. Como se puede apreciar en el mismo, el modelo elaborado conectará con los diferentes módulos de MEDEAS-W: Economía, energía y materiales.

Gráfico 40 Diagrama de influencias



Fuente: Elaboración propia a partir del software 'VenSim DSS'.

Diagrama causal que seguirá el modelo que representa el sistema de transporte eléctrico.

Se han considerado cuatro vectores para facilitar el modelado y simplificarlo de forma visual. Estos son t, j, h y m (Tabla 15):

- t: tipo de red AC
 - HVAC, MVAC y LVAC aérea
 - HVAC, MVAC y LVAC subterránea
 - HVDC aérea, subterránea y submarina
- j: tipo de elemento auxiliar
 - HV, MV, LV subestación

- HV, MV, LV subestación
- h: tipo de red DC
 - HVDC aérea
 - HVDC subterránea
 - HVDC submarina
- m: tipo de material
 - Cobre
 - Aluminio
 - Acero
 - ...

Tabla 15 Vectores del modelo

t: tipo de red AC	j: tipo de elemento auxiliar	h: tipo de red DC
HVAC aérea	HV Transformador	HVDC aérea
MVAC aérea	MV Transformador	
LVAC aérea	LV Transformador	HVDC subterránea
HVAC subterránea	HV Subestación	
MVAC subterránea	MV Subestación	HVDC submarina
LVAC subterránea	LV Subestación	

Fuente: Elaboración propia

2.5.2. Parámetros exógenos del modelo

En el modelo es necesario incluir parámetros que vendrán dados de forma exógena. Las propias variables en Vensim recogen de una hoja de datos vinculada con este programa los parámetros necesarios en cada caso. Cómo se han obtenido estos datos en detalle (hipótesis consideradas y cálculos intermedios) se detalla en el apartado 2.3 para el caso de los materiales, 2.4 para los tiempos de construcción y de vida, y 2.6 para los costes. En esta parte de la memoria se muestran únicamente las tablas y los parámetros introducidos de forma para no repetir la misma información.

a) Parámetros de intensidades materiales para el vector de redes eléctricas

Las variables que requieren los materiales necesarios para la construcción de la red de corriente alterna estarán vinculadas a los datos de la Tabla 16.

Tabla 16 Materiales para la construcción de redes de corriente alterna

kg/km	Redes aéreas de corriente alterna			Redes subterráneas de corriente alterna		
	HV	MV	LV	HV	MV	LV
Hormigón	212204	0	0	35000	72250	0
Acero	29563	793	177	3400		
Aluminio	10887	1876	531		964	981
Vidrio	987					
Cerámica		90				
Zn	820					
Hierro	6243					
Cemento	68					
Cobre				11650	667	
PE*		56,33712		3600	439	222
Asfalto				75700		
Madera		4490,71				
Estaño				384		
Plástico		165,42		1900	1013,25	156

Fuente: Elaboración propia a partir del tratamiento de los datos reportados por (Arvesen et al., 2015; Blackett et al., 2008; Bumby, 2010; Deetman et al., 2021; Garcia et al., 2014; Harrison et al., 2010; Jones & McManus, 2010; Jorge et al., 2012a; Jorge & Hertwich, 2013; Turconi et al., 2014). *PE = Polietileno.

En la Tabla 17 se muestran los materiales necesarios para la construcción de las redes de corriente continua de alto voltaje.

Los materiales para el mantenimiento de redes eléctricas que se introducen en el modelo se mostraron en el apartado 2.3.8.

En la Tabla 18 se presentan los datos en kilos por unidad de elemento auxiliar, ya que el modelo se encargará de transformarlo en kg/km a partir de las ratios elaboradas para la conversión (Tabla 19).

Tabla 17 Materiales para la construcción de redes de corriente continua

kg/km	Redes de alto voltaje de corriente continua (HVDC)		
	Aérea	Subterránea	Submarina
Hormigón	202000		
Acero	21264	3400	12800
Aluminio	8238		
Vidrio	1380		
Zn	520		1440
Hierro	10500		
Cemento	65		
Cobre		14700	11416
Aceite mineral			4000
Polietileno		3600	
Pb			13900
Estaño			384
Plástico			1900
Papel			3800

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos reportados por (Jorge et al., 2012a)

Tabla 18 Materiales para la construcción de elementos auxiliares

kg/unit	Elementos auxiliares					
	Transf HV	Transf MV	Transf LV	Subst HV	Subst MV	Subst LV
Hormigón	648000	46826,0 0	176	175221,0 6	127021	476
Acero	101872,6 7	24848,0 7	480	7965,36	1815	38
Aluminio	910,83	77,17	85	43415,45	1228	1228
Vidrio	739,33	0,04				
Cerámica	4872,67	152,07		1351,00		
Zn		13,68		5,32		
Hierro				451,84		
Cobre	72739,5	9204,77	13	5822,11	279,20	1
Aceite mineral	116000	12895,3 4	340	0,49		
Madera	20000			3998,69		
Plástico				72,78		
Pintura	2996,67	147,94				
Resina				314,67		

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de (García et al., 2014; Harrison et al., 2010; Jorge et al., 2012b; Turconi et al., 2014)

Tabla 19 Conversión a kg/km

Unit/km	HVAC	HVDC	MVAC	LVAC
Subestación	0,015	0,0065	0,07	1,107
Transformador	0,069	0,0065	0,02	1,107

Fuente: Elaboración propia a partir de los cálculos realizados con los datos proporcionados por (Deetman et al., 2021; Garcia et al., 2014; Harrison et al., 2010; Jorge & Hertwich, 2013)

b) Tiempos, costes y duración de los elementos de la red

El tiempo de construcción de las redes es un parámetro complicado de obtener ya que no solo depende del tiempo que tarda un operario en la construcción de los distintos elementos de la red (la torre, los conductores, etc), sino también el tiempo que se tarda en llevar a cabo la planificación del proyecto, los trámites administrativos, permisos de construcción, etc. Por simplificación, se considera que el tiempo en construir una red una vez que se ha planificado su construcción es de un año.

El tiempo de construcción de los elementos auxiliares se considera (Darden Lee, 2009) de un año por unidad para un transformador y de un año y medio por unidad para una subestación.

La duración de las redes eléctricas también es algo difícil de estimar con pulcritud, ya que hay líneas que han llegado a funcionar correctamente hasta los 100 años incluso en EEUU gracias al mantenimiento. Por similitud con el resto de modelos, se ha elegido un tiempo de vida de 40 años para todas las redes y un tiempo de vida de 30 años para todos los elementos auxiliares (Bussar et al., 2014; Deetman et al., 2021).

Al igual que para el tiempo de construcción, estimar los costes de la red eléctrica es una ardua tarea puesto que cada proyecto de red difiere mucho del resto. Construir una red eléctrica depende de la situación geográfica y del terreno en el que se vaya a situar, la política del país, la propia configuración de la red, el número de circuitos, etc.

La estimación de los costes para las líneas de transmisión se suele dividir en cuatro partes (MISO, 2019):

- A. Terreno y derechos de paso
- B. Estructuras y cimientos
- C. Conductores y protecciones
- D. Servicios profesionales

Tratar cada parte por separado resulta una tarea muy larga y tediosa, ya que cada parte puede tener muchas posibles configuraciones y costes diferentes según cada una (tipo de terreno adquirido y características geográficas del mismo, tipo de estructura y cimientos elegidos para la red, tipo de conductor, etc).

Para no demorar demasiado este trabajo, como en otros estudios (Bussar et al., 2014; Thien et al., 2012) la estimación de los costes para este modelo se ha determinado de forma simplificada en función de proyectos pasados y algunas hipótesis propuestas facilitar los cálculos. Puesto que la unidad funcional elegida han sido los km y se trata de un modelo global, los costes vendrán estimados en \$/km.

Otro aspecto a tener en cuenta es que en **los costes obtenidos incluyen ya los elementos auxiliares** que acompañan a la red (transformadores y subestaciones), por lo que los costes representarán el sistema eléctrico completo para cada tipo de línea incluyendo los elementos auxiliares requeridos.

(Dominion, 2005) reporta una tabla de costes en función de los \$/5 millas para un sistema de transmisión de 230 kV AC aéreo y dos tipos de subterráneo. Se obtienen los resultados para una línea aérea de transmisión (HV) y subterránea (HV) haciendo la media entre las dos líneas subterráneas que propone el estudio. En este mismo informe reporta también los costes de mantenimiento para los setenta años que estima que dura su red. A partir de sus datos se obtiene el coste por kilómetro y año de mantenimiento de la red aérea y subterránea HV.

Para obtener los costes de construcción y mantenimiento de las redes de distribución de media y baja tensión de forma simplificada se ha considerado que los costes disminuyen con los kV que posee la red, ya que los conductores serán de menor tamaño, las torres en los sistemas aéreos no necesitan ser tan altas para sostenerlos, las distancias son menores, etc. De esta forma, si el coste de una línea de transmisión de 266 kV es x_1 , y aproximamos la línea de MV como de 66,5 kV (promedio entre 1 y 132 kV) y la de LV como de 0,55kV (promedio entre 0,1 y 1kV), los costes x_2 y x_3 de la línea MV y LV se calcularían siguiendo las ecuaciones 2.8 y 2.9 del apartado anterior.

Para obtener el coste de los sistemas HVDC, se ha utilizado el coste estimado para las líneas HVDC aéreas y subterráneas por el estudio de (Bussar et al., 2014). Al tratarse de un modelo basado en análisis de flujo de potencia, los costes los da en la unidad de €/MWkm. En primer lugar, ha sido necesario aplicar un tipo de cambio para obtener los datos en \$. Se ha utilizado el tipo de cambio reportado en (Macrotrends, s. f.) para el año del estudio (2014), resultando en 1,33 \$ por cada €. Para hacer una conversión a la unidad funcional elegida en

este trabajo, se emplea el dato ofrecido por (Berrill et al., 2016): la capacidad media de transmisión de una red HVDC es de 655 MW. Al multiplicar los MW por \$/MWkm, el resultado final viene dado en \$/km. Ya que no reporta el coste para la red submarina, se ha considerado que es el mismo que la subterránea. Los costes de mantenimiento para las redes HVDC aéreas, por simplificación se han considerado los mismos que para las HVAC aéreas. Para las HVDC subterráneas y submarinas, los costes de mantenimiento se han considerado los mismos que para las HVAC subterráneas.

Tabla 20 Tiempo de construcción, de vida y costes de la red AC

Parámetro	Redes aéreas AC			Redes subterráneas AC		
	HV	MV	LV	HV	MV	LV
t. constr. (años)	1	1	1	1	1	1
t. vida (años)	40	40	40	40	40	40
Coste constr. (\$/km)	976426	244106	2019	6719630	1679908	13894
Coste manten. (\$/km-año)	14313	3578	30	98926	24731	205

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de (Berrill et al., 2016; Bussar et al., 2014; Deetman et al., 2021; Dominion, 2005; H. Eto, 2016)

Se muestra en la tabla el tiempo de construcción (t. constr), el tiempo de vida (t.vida), el coste de construcción (coste constr) y el coste de mantenimiento (coste manten) para las redes de corriente alterna

Tabla 21 Tiempo de construcción, de vida y costes de la red DC

Parámetro	Aérea HVDC	Subterránea HVDC	Submarina HVDC
t. constr. (años/km)	1	1	1
t. vida (años)	40	40	40
Coste constr. (\$/km)	539864,1	3374172,535	3374172,535
Coste manten. (\$/km-año)	14313,38	98926,056	98926,056

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de (Berrill et al., 2016; Bussar et al., 2014; Deetman et al., 2021; Dominion, 2005; H. Eto, 2016)

Se muestra en la tabla el tiempo de construcción (t. constr), el tiempo de vida (t.vida), el coste de construcción (coste constr) y el coste de mantenimiento (coste manten) para las redes de corriente continua

Después se ha procedido a deflactar los valores obtenidos al año base, utilizando una serie temporal de valores agregados brutos (en lugar del IPC) a los precios para todas las industrias en EEUU, tanto para los datos obtenidos para las redes de corriente continua como para las de alterna. Se ha utilizado otro índice de

precios distinto al IPC ya que las redes eléctricas se tratan de productos intermedios y no bienes de consumo final. Es necesario realizar este paso para llevar los valores monetarios que se quieren comparar al mismo año base, 1995, donde comienza la simulación. De esta forma, los precios vienen expresados en valores que tienen el mismo poder adquisitivo y se elimina el efecto de la inflación.

Los datos de tiempos y costes se presentan en la Tabla 20 y Tabla 21.

c) Kilómetros de redes iniciales

En el artículo de (Deetman et al., 2021) se obtienen datos históricos agrupados por regiones de los kilómetros de red de alto voltaje para todo el mundo. Se puede encontrar de forma libre y gratuita en su repositorio via github.com/SPDeetman/ELMA.

Se introduce como dato inicial, HV Grids (t=1995), **1.506.123 kilómetros** de redes de alto voltaje en todo el mundo, tanto de corriente continua como alterna.

2.5.3. Descripción de distintos aspectos del modelado

a) Estimación de las nuevas redes de medio y bajo voltaje

El cálculo de las redes de distribución (medio y bajo voltaje) se obtiene a partir de las redes de alta tensión calculadas en el apartado anterior.

Se han utilizado los ratios obtenidos en el modelo elaborado por (Deetman et al., 2021). Estas ratios se consiguieron calculando el número de kilómetros de redes de media tensión existentes para diferentes regiones del mundo por cada kilómetro de red de alta tensión, y lo mismo para las redes de baja tensión. Realizando la media entre todos estos datos se obtiene:

- 2,85 km MV / km HV
- 17,35 km LV / km HV

b) Estimación de las redes aéreas y subterráneas de corriente alterna

Es necesario distinguir entre redes aéreas y subterráneas para las redes de corriente continua. Se brindará al usuario la opción de elegir la forma de modelar la proporción de redes subterráneas en las redes de distribución mediante la variable SWITCH_SHARE_UNDERGROUND_IN_MV_AND_LV_GRID (Gráfico 41):

- a) **Proporción de redes subterráneas del total basado en el producto interior bruto:** mediante las gráficas obtenidas por (Deetman et al., 2021). Ya que obtener información detallada de toda la red del mundo es una tarea muy complicada, se considera la hipótesis de que los países con mayor poder adquisitivo se preocuparán más por soterrar las redes (para evitar los impactos de las redes aéreas).
- b) **Proporción de redes subterráneas en base a un objetivo marcado por el usuario:** el usuario elegirá la proporción de redes que serán subterráneas para cada tipo de línea para un año objetivo que también será escogido por él. De esta forma, se produce un crecimiento lineal en el porcentaje a lo largo de los años de la simulación hasta llegar a su máximo en el año objetivo. Una vez llegado al año objetivo, se mantendrá en la proporción elegida.

Las redes de alta tensión (HVAC) se modelarán siempre siguiendo el caso b).

En el Gráfico 42 se muestran las rectas propuestas en (Deetman et al., 2021) para la opción a) para cada tipo de red. Representan el porcentaje de redes (eje y) que serán subterráneas del total en función del ingreso per cápita (eje x).

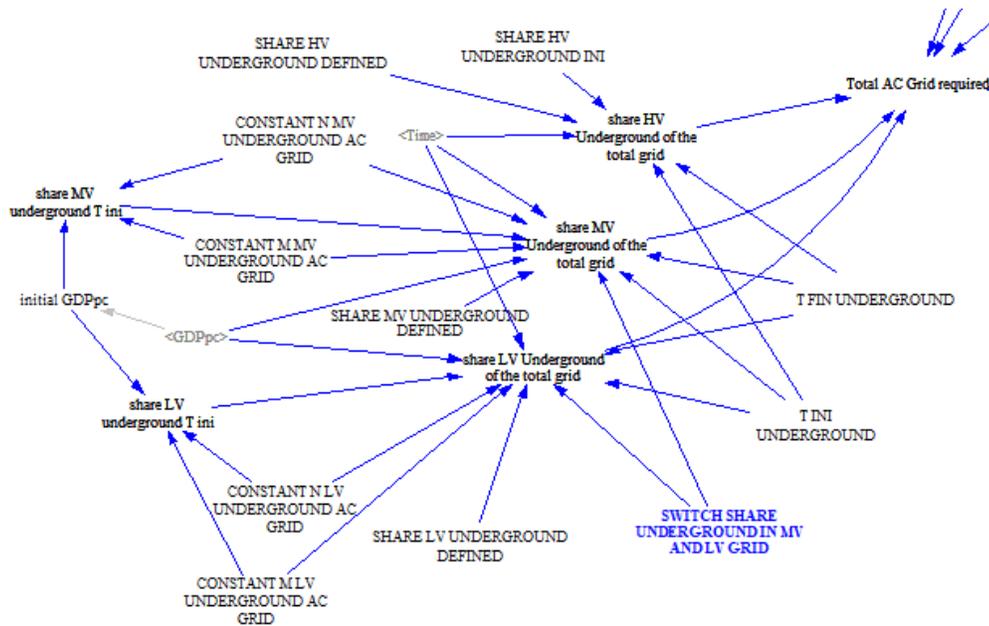
Las proporciones se calcularán de la siguiente forma:

$$\text{share Redes subterráneas LV} = \frac{0,0016 \cdot GDP_{pc} + 7,5104}{100}$$

$$\text{share Redes subterráneas MV} = \frac{0,0016 \cdot GDP_{pc} - 4,769}{100}$$

(Ec 2.15 y 2.16)

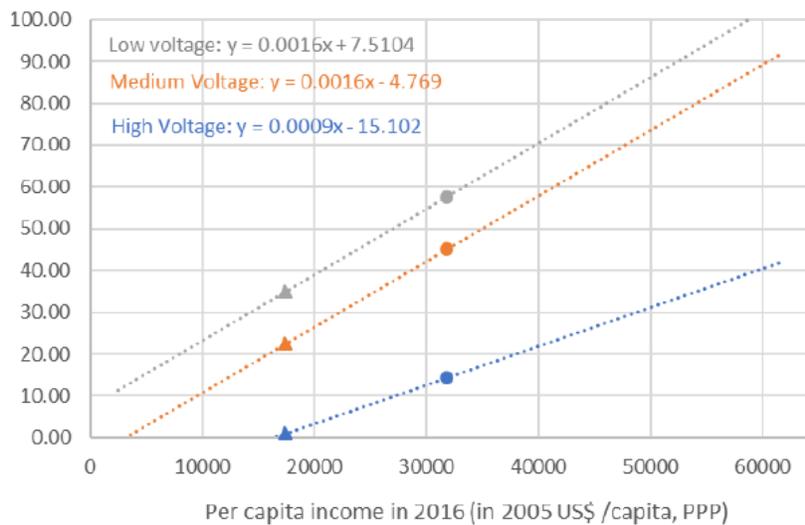
Gráfico 41 Modelado de las proporciones de redes subterráneas en AC



Fuente: Elaboración propia utilizando el software Vensim

Mediante la variable SWITCH_SHARE_UNDERGROUND_IN_MV_AND_LV_GRID se elige entre dos métodos de modelado para la proporción de redes subterráneas en media y baja tensión. T_FIN_UNDERGROUND, T_INI_UNDERGROUND y SHARE_UNDERGROUND_DEFINED son parámetros que serán elegidos por el usuario para el cálculo de las redes HVAC, y MVAC y LVAC si se elige la segunda opción en el interruptor.

Gráfico 42 Soterramiento de las redes



Fuente: Obtenido del Supplementary material de (Deetman et al., 2021)

En el eje y se representa el porcentaje de redes subterráneas del total. En el eje x el ingreso per cápita en 2016.

Siendo GDPpc una variable ya existente en el módulo económico de MEDEAS que refleja el producto interior bruto per cápita del mundo.

Para la opción b), la proporción inicial de redes subterráneas para cada tipo de red se inicializa de la siguiente forma:

- **Redes de alta tensión (HVAC):** con la proporción resultante de dividir el total de km de redes subterráneas HVAC reportadas por (Deetman et al., 2021) para el 1995 entre el total de redes HVAC. El resultado es **0,012**.
- **Redes de media y baja tensión (MVAC y LVAC):** se utiliza como valor inicial la proporción obtenida para el año 1995 de la ecuación basada en el producto interior bruto. Se establece como objetivo final para 2050, una proporción de 0.26 y 0.3 para las redes de media y baja tensión respectivamente

Las proporciones mediante los distintos métodos permitirán el cálculo de las redes aéreas y subterráneas siguiendo las ecuaciones:

$$\text{Redes aéreas } (x) = (1 - \text{share Redes subterráneas } (x)) \cdot \text{Total de red } (x)$$

$$\text{Redes subterráneas } (x) = \text{share Redes subterráneas } (x) \cdot \text{Total de red } (x)$$

(Ec 2.17 y 2.18)

Siendo x= tipo de voltaje (HV, MV, LV)

d) Modelización de las nuevas redes eléctricas

Como se vio en el apartado 1.3.2, muchos estudios han hecho sus propias estimaciones acerca de cómo evolucionará la futura red eléctrica. Sin embargo, no se han llegado a unificar todos los factores que influyen en un mismo modelo (porcentaje de energías renovables variables dentro del sistema, descentralización, implicaciones de las HVDC...). Por ello en este apartado se trata de tener en cuenta todos los factores con objeto de evaluar de la forma más realista posible el cambio en las redes eléctricas de todo el mundo.

Modelar las redes eléctricas se vuelve muy complicado ya que todos los factores dependen de la propia configuración de cada conexión, por lo que la forma realista requeriría utilizar un análisis de flujo de potencia, como se vio ya en el punto 1.4. Sin embargo, esta dimensión está fuera de MEDEAS por tratarse de un IAM de resolución anual.

Otra forma de tratar la estimación de los kilómetros futuros de red eléctrica consiste en realizar una regresión múltiple que recoja todos los factores que

Ya que el dato inicial de redes reportado por (Deetman et al., 2021) tiene en cuenta el total de redes existentes en el mundo sin diferenciar entre corriente continua y alterna, las redes del tipo HVDC que se consideren en el modelo se restarán del total. De esta forma se evita una doble contabilidad de las líneas de corriente continua.

En el Gráfico 43 se observa el diagrama que une todas las variables relacionadas con la estimación de la **red de corriente alterna**. A través de la variable SWITCH_TYPE_OF_GROWTH_OF_AC_GRIDS se puede elegir el tipo de crecimiento de las redes:

- **Opción 1** Crecimiento basado en factor escala
- **Opción 2:** Crecimiento basado en factor escala teniendo en cuenta la variabilidad de las energías renovables
- **Opción 3:** Crecimiento basado en factor escala teniendo en cuenta la variabilidad de las energías renovables y la descentralización de la producción

Una vez seleccionado el tipo de crecimiento se obtendrá, mediante distintas formas que se detallan a continuación, las redes de alto voltaje de corriente continua. A través de los parámetros `RATIO_HV_TO_MV_GRID` y `RATIO_HV_TO_LV_GRID`, se extrapolan las redes de alto voltaje a las de medio y bajo voltaje para obtener el total de redes. Además, el usuario habrá elegido que tipo de porcentaje de redes serán subterráneas para un año objetivo, o si por el contrario, para las redes de medio y bajo voltaje, querrá que se estime según las ecuaciones propuestas en (Deetman et al., 2021). De esta forma se obtendrán las redes de corriente alterna para sus distintos voltajes y tipos (subterránea y aérea).

Las nuevas redes en el modelo se estimarán como la diferencia entre las requeridas y las existentes, tanto para las redes de corriente alterna como las de continua:

$$\text{New HVGrid}(t) = \text{HVGrid}(t) - \text{HVGrid installed}$$

(Ec 2.19)

En el modelo, las nuevas redes (`new_AC_grids/new_HVDC_grids`) se obtienen restando las redes que llegan al flujo de las redes que están en uso `grids_in_use_phase_AC/grids_in_use_phase_HVDC`.

Opción 1: Crecimiento basado en factor escala: Siguiendo el argumento de (Deetman et al., 2021), la red aumentará según crezca la capacidad total instalada de energía, de la forma:

$$HVGrid(t) = HVGrid(t_0) \cdot \frac{GenCap(t)}{GenCap(t_0)}$$

(Ec 2.20)

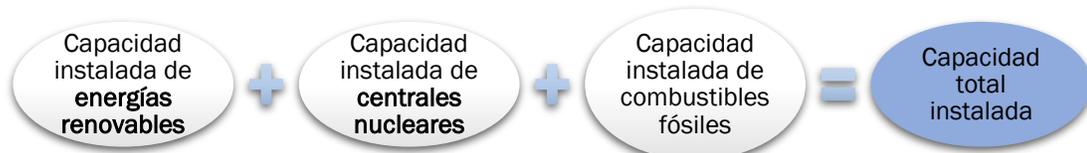
Siendo t_0 el año base de referencia con datos históricos.

La red de corriente continua de alto voltaje ($HVGrid(t)$) se representa mediante la variable `total_grid_required_hvac`. La suma de la capacidad instalada total de generación eléctrica se obtiene mediante la suma de los distintos tipos de tecnologías (`installed_capacity`) para nuclear, combustibles fósiles y energías renovables. Se trataría de dividir la capacidad total instalada cada año de simulación con respecto a la capacidad instalada en el primer año (1995).

Para realizar la estimación de las nuevas redes de alto voltaje que se necesitan construir cada año, se tiene en cuenta diferentes variables que vienen del módulo energético de MEDEAS-W 2.0:

- **Total installed capacity:** esta variable ha sido creada en este modelo a partir de otras variables existentes en MEDEAS para recoger el total de capacidades instaladas de todo tipo de centrales eléctricas, tanto de renovable, de la quema de combustibles fósiles como de nuclear, Gráfico 44.

Gráfico 44 Cálculo de la capacidad total instalada eléctrica

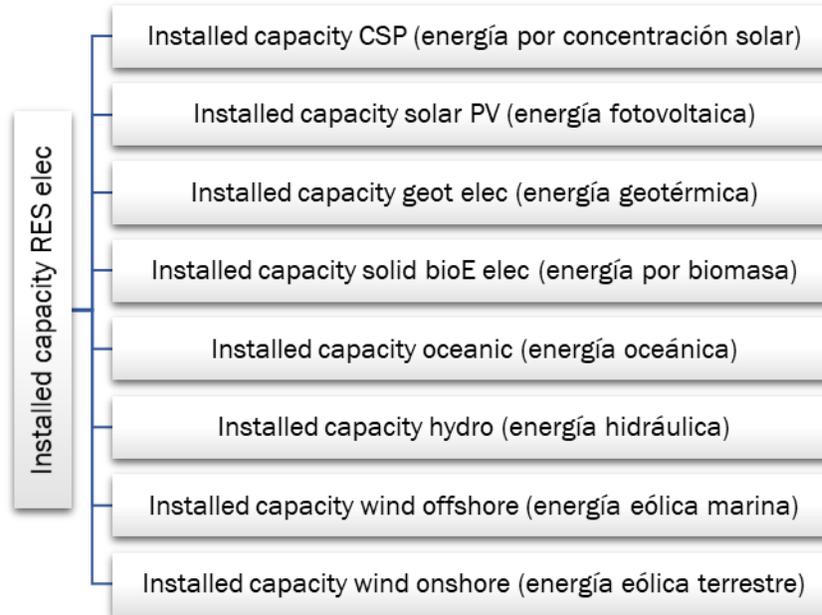


Fuente: Elaboración propia

Cálculo de la capacidad total instalada como la suma de la capacidad instalada de energías renovables, centrales nucleares y combustibles fósiles. Siempre en términos de centrales eléctricas.

- **Installed capacity RES elec TW:** esta variable, modelada en MEDEAS-W 2.0 representa la capacidad total instalada de centrales eléctricas de tipo renovable, englobando todos los tipos de energía renovable, Gráfico 45.

Gráfico 45 Capacidad instalada de centrales eléctricas renovables



Fuente: Elaboración propia

Gráfico que muestra los tipos de centrales eléctricas que engloba la variable 'installed capacity RES elec TW' llamada en MEDEAS-W 2.0.

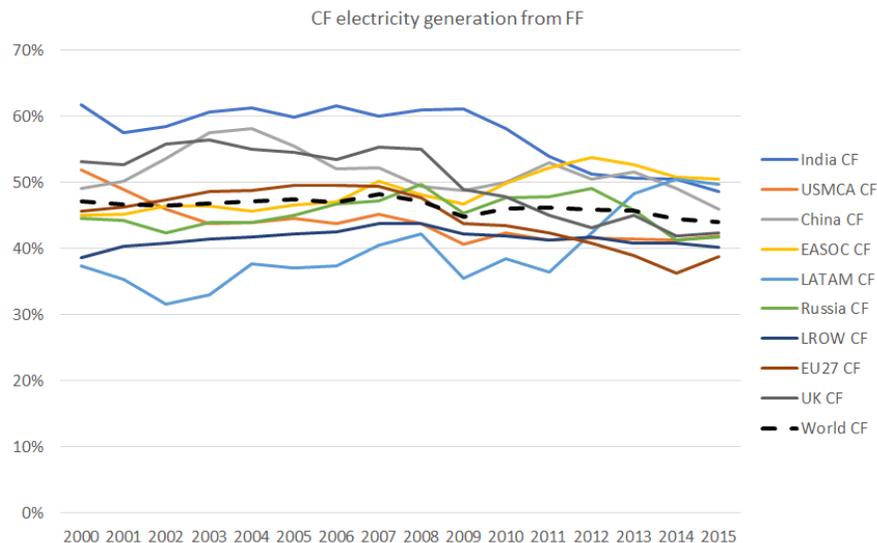
- **Installed capacity nuclear TW:** variable presente en MEDEAS-W 2.0 que recoge la capacidad total instalada de centrales nucleares en el modelo.
- **Installed capacity fossil fuels TW:** esta variable, la cual recoge la capacidad instalada de centrales eléctricas de combustibles fósiles, no existe en el modelo de MEDEAS, por lo que se ha obtenido a partir del factor de capacidad para estas centrales de la siguiente forma, ecuación 2.21:

$$\begin{aligned}
 & \text{Installed capacity fossil fuels TW} \\
 & = \frac{\text{demand Elec plants fossil fuels TWh}}{\text{CF fossil fuels}} \cdot \text{'Conversión a TW'}
 \end{aligned}
 \tag{Ec 2.21}$$

- **Demand elec plants fossil fuels** : esta variable está creada en MEDEAS y representa la electricidad generada (en TWh) por las centrales eléctricas de combustibles fósiles.
- **CF fossil fuels**: variable creada para realizar la conversión de electricidad generada a capacidad instalada. Se define como (ecuación 2.22):

$$\text{Factor de capacidad} = \frac{\text{Generación}}{\text{Capacidad instalada}} \quad (\text{Ec 2.22})$$

Gráfico 46 Factor de capacidad para las centrales eléctricas de combustibles fósiles



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de capacidad y generación para diferentes regiones del mundo EIA <https://www.eia.gov/international/data/world>. Los datos de generación para EU27 y UK han sido obtenidos de JRC-IDEES <https://data.jrc.ec.europa.eu/collection/id-0110>

Gráfico que muestra los factores de capacidad para diferentes regiones del mundo. Se han calculado dividiendo la generación por la capacidad de cada región. Se puede asumir un factor de capacidad constante para el mundo de 45% según este gráfico.

Dado que esta variable no existe en el modelo MEDEAS, es necesario obtenerla a partir de datos históricos. En el Gráfico 46 se muestran los diferentes factores de capacidad para distintas regiones de todo el mundo. La media de todos ellos o lo que es lo mismo, el factor de capacidad medio para el mundo, se puede considerar en un 45%.

- **'Conversión a TW':** Dado que la parte de la derecha de la ecuación 2.15 vendría dada en TWh, es necesario realizar una conversión a TW. Para ello, se multiplica la ecuación por $1/8760$ (Las horas que tiene un año).

Como se detalló en el apartado 1.4, seguir este escenario podría resultar insuficiente al no contabilizar la variabilidad de las energías solar y eólica, así como el impacto de la descentralización.

Opción 2: Crecimiento basado en factor escala teniendo en cuenta la variabilidad de las energías renovables: En este escenario se tiene en cuenta que las energías renovables variables (solar y eólica) tienen un menor uso en horas medio de cada planta. La penetración de este tipo de energías contribuye a reducir el factor de capacidad del sistema.

$$HVGrid(t) = HVGrid(t_0) \cdot \frac{GenCap(t)}{GenCap(t_0)} \cdot \frac{CF_{t_0}^{syst}}{CF^{syst}(t)}$$

(Ec 2.23)

El factor de capacidad del sistema CF_{total} se calcula dividiendo la suma de la generación en TWh para cada tipo de planta entre la suma de la capacidad instalada total. A medida que el total de la capacidad instalada esté formada por energías renovables, la cantidad de energía generada en TWh disminuirá respecto a la instalada y por eso el factor de capacidad disminuirá con la penetración de las energías renovables variables.

En el artículo de (Deetman et al., 2021) se propone una ecuación similar en su análisis de sensibilidad, aplicando un coeficiente de reducción a la capacidad instalada de energía no variable y de aumento a la variable.

$$HVGrid_{reg} = HVGrid_{reg,2050} \cdot \left(2 \cdot \frac{GenCapVRES_{reg,yr}}{GenCapVRES_{reg,2050}} + 0.3 \cdot \frac{GenCapDispatch_{reg,yr}}{GenCapDispatch_{reg,2050}} \right)$$

(Ec 2.24)

Opción 3. Crecimiento basado en factor escala teniendo en cuenta la variabilidad de las energías renovables y la descentralización de la producción: En este caso se tiene en cuenta que a más producción descentralizada en los puntos de consumo se necesitarán menos redes (Bauknecht et al., 2020). Para ello se

añade un factor %desc que es la producción de electricidad de fotovoltaica en zonas urbanas.

$$HVGrid(t) = HVGrid(t_0) \cdot \frac{GenCap(t)}{GenCap(t_0)} \cdot \frac{CF_{t_0}^{syst}}{CF^{syst}(t)} \cdot (1 - \%desc(t))$$

(Ec 2.25)

El parámetro (%desc) se refleja en el modelo como share_PV_urban_vs_total_electricity a partir de la proporción entre generación de energía solar PV en zonas urbanas ($Available_generation_RES_elec_TWh_solar_PV \cdot real_share_PV_urban_vs_total_PV$) entre la generación total de energía eléctrica $Total_FE_Elec_generation_TWh$.

Se considera que las redes de medio y bajo voltaje no sufren ninguna alteración por la descentralización, ya que para el autoconsumo de los hogares se emplearían las redes de distribución existentes hasta el momento. No se necesitaría un aumento de las redes de bajo voltaje por el hecho de que un hogar se auto suministre energía, ya que la propia red que llega es suficiente siempre y cuando no se superen los 10kV.

Como factor colateral y por simplicidad, las pérdidas se reducen en la red con la misma proporción.

Para el modelado de las redes de corriente continua (Gráfico 47), se proponen otras tres opciones que se elegirán a través de la variable SWITCH_TYPE_OF_GROWTH_OF_HVDC_GRIDS:

- **Opción 1:** Crecimiento basado en el aumento de la capacidad instalada de fuentes de energías renovables
- **Opción 2:** Crecimiento basado en objetivos de capacidad importada
- **Opción 3:** Crecimiento basado en proyección histórica

El usuario elegirá mediante la variable T_ini_change_in_growth_of_HVDC_grids el año en que se implementará la opción elegida. Antes de ese año elegido, por defecto se implementará la opción 3- crecimiento basado en proyección histórica.

Esta estimación podría ampliarse en futuras líneas del trabajo con datos para más países y una actualización con los proyectos realizados desde el 2012 hasta ahora, teniendo en cuenta además cómo se encuentra el estado del arte en la planificación de los proyectos futuros. En (ENTSO-E, s. f.) se reporta que un 75% de los proyectos futuros de redes HVDC en Europa serán submarinos.

Opción 2: Crecimiento basado en objetivos de capacidad importada: dado que las redes de corriente continua internacionales se emplean para facilitar el intercambio de energía entre los distintos países, en este caso se asume que se requerirán tantas redes como energía importada entre países haya. En (European Commission, 2016) por ejemplo, se propone para el 2030 importar una capacidad del 15% del total en Europa.

En este caso se dará al usuario la opción de elegir:

- T_INI_IMPORTED_CAPACITY: Año inicial en el que se comienza a importar la energía elegida por el usuario
- SHARE_IMPORTED_CAPACITY_INITIAL_GW: Proporción de capacidad importada del total en el año inicial
- T_FIN_IMPORTED_CAPACITY: Año final (objeto) en el que se llega a la proporción deseada.
- SHARE_IMPORTED_CAPACITY_DEFINED_GW: Proporción objetivo de capacidad importada entre países para el año final.

Al igual que ocurría en la proporción de redes subterráneas, se modela como un crecimiento lineal hasta llegar al objetivo y a partir de entonces se mantendrá en esa proporción.

La capacidad total importada para cada año se calcula como:

$$\begin{aligned} \text{Cap importada total} \\ = \text{proporción de cap importada} \cdot \text{cap elec total instalada} \end{aligned} \quad (\text{Ec 2.26})$$

Una vez obtenida la capacidad total importada en gigavatios, es necesario traducirlo a kilómetros de redes HVDC de cada tipo. Para ello, se ha elaborado una proporción de km/GW a partir del estudio de (Alassi et al., 2019) que será el objetivo de km/GW que alcancen en 2050 las redes HVDC. Comenzará con los km/GW reportados según el período histórico hasta llegar a los km/GW objetivo de forma lineal. En el Gráfico 48 se muestra la longitud media de cada tipo de línea HVDC y los MW de capacidad para cada una. A partir de estos datos se obtienen las diferentes proporciones de km/GW:

$$\frac{1023 \text{ km de red aérea}}{3430 \text{ MW}} \cdot \frac{1000 \text{ MW}}{1 \text{ GW}} = 298,25 \frac{\text{km}}{\text{GW}} \text{ de HVDC aérea}$$

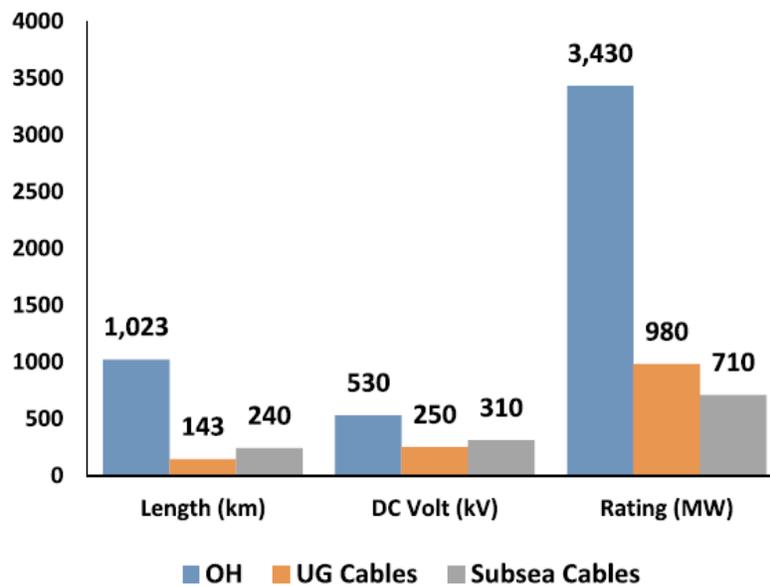
$$\frac{143 \text{ km de red subterránea}}{980 \text{ MW}} \cdot \frac{1000 \text{ MW}}{1 \text{ GW}} = 145,91 \frac{\text{km}}{\text{GW}} \text{ de HVDC subterránea}$$

$$\frac{240 \text{ de red submarina}}{710 \text{ MW}} \cdot \frac{1000 \text{ MW}}{1 \text{ GW}} = 338,028 \frac{\text{km}}{\text{GW}} \text{ de HVDC submarina}$$

(Ec 2.27, 2.28 y 2.29)

Multiplicando los km/GW por los GW de capacidad importada, se obtienen las redes HVDC de cada tipo en cada año consecutivo.

Gráfico 48 Longitud y capacidad de los distintos tipos de red HVDC



Fuente: Obtenido de (Alassi et al., 2019)

Longitud media, voltaje y MW para cada tipo de red (aérea, subterránea y submarina) HVDC

Opción 3: Crecimiento basado en proyección histórica: se han utilizado todos los datos disponibles de proyectos de redes HDVC en el mundo. Es importante recalcar la limitación en esta recogida de datos, puesto que no todos son públicos. En (Wikipedia, 2021c) se reporta una lista de proyectos para HVDC en el mundo existentes, en construcción y planeados. En (Balloch, 2019) se muestran proyectos HVDC con infraestructura submarina. Con objeto de identificar la tendencia de las redes de corriente continua, se han recopilado estos datos y obtenido los kilómetros acumulados de red a lo largo de los años.

El resultado de kilómetros de línea HVDC se muestra en el Gráfico 49, para la red de HVDC total como para la red HVDC submarina. Ambas funciones se han ajustado a una exponencial de la siguiente forma:

$$km\ HVDC\ total = 2 \cdot 10^{-59} \cdot e^{0.0726 \cdot t}$$

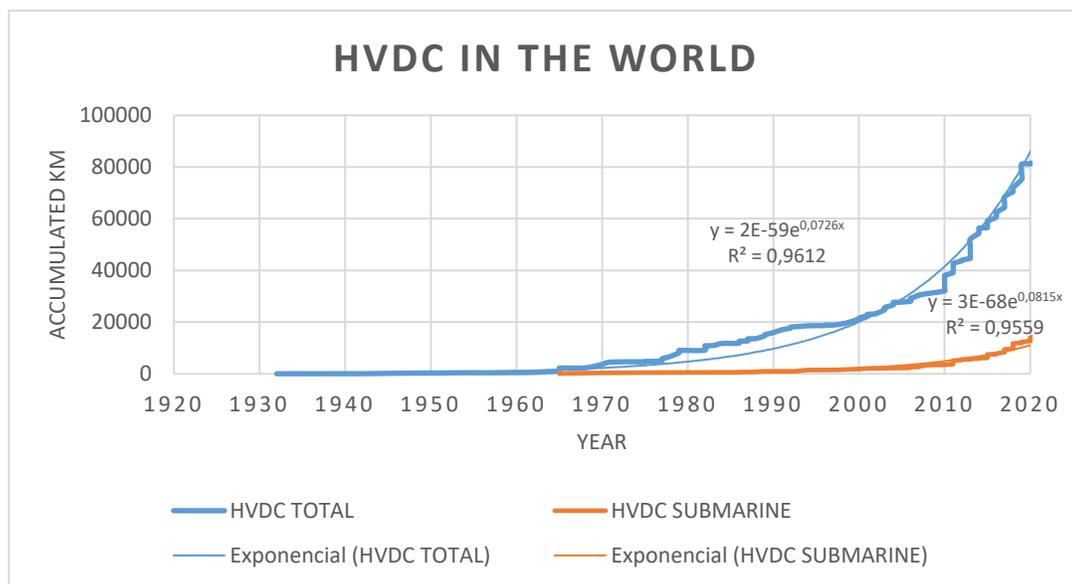
$$km\ HVDC\ submarinas = 3 \cdot 10^{-68} \cdot e^{0.0815 \cdot t}$$

Siendo t=tiempo en años

(Ec 2.30)

Estas ecuaciones se introducen en el modelo con el fin de obtener la tendencia histórica de las redes HVDC.

Gráfico 49 HVDC en el mundo total y submarina



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de (Balloch, 2019; Wikipedia, 2021c)

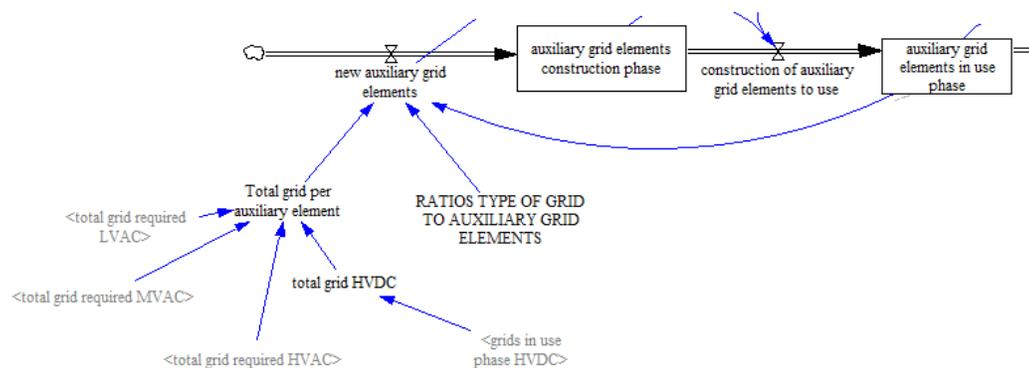
Kilómetros acumulados de redes HVDC a lo largo del período histórico

Dada la falta de información para obtener la estimación de las redes HVDC subterráneas, se utiliza la misma proporción que para las HVAC mediante la variable `share_HV_underground_of_the_total_grid`, donde el usuario podía elegir qué objetivo de redes subterráneas respecto del total fijar en el modelo.

e) Estimación de los nuevos elementos auxiliares

Los elementos auxiliares irán creciendo en función de las redes existentes. Como se ha dicho en apartados anteriores, no se ha diferenciado entre elementos auxiliares para redes de corriente continua y alterna por simplicidad. Tampoco se distingue entre el tipo de red (subterránea, aérea o submarina). Por ello, se considera la red total por cada tipo de voltaje, y a partir de los ratios en unidades de elementos auxiliares por cada kilómetro de red (un ratio por cada nivel de voltaje: alto, medio o bajo), se obtiene las necesidades de elementos auxiliares. Las nuevas subestaciones y transformadores se obtendrán de la resta entre las necesidades totales y los elementos en fase de uso, Gráfico 50.

Gráfico 50 Modelado de los nuevos elementos auxiliares



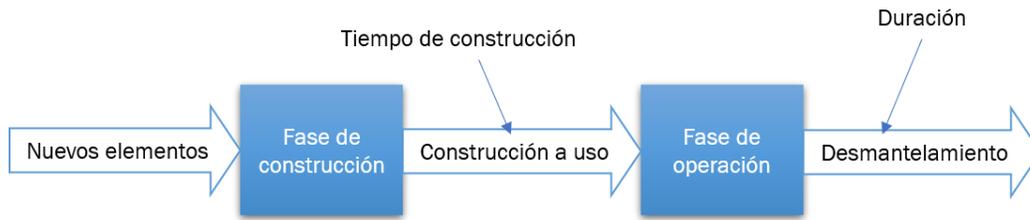
Fuente: Elaboración propia

f) Ciclo de vida de cada tipo de elemento del sistema eléctrico

El ciclo de vida de los distintos tipos de elementos que conforman la red, redes AC, DC y elementos auxiliares, se modelan de la siguiente forma (Gráfico 51):

Según llegan nuevos elementos al sistema, entran en fase de construcción. Esta fase generará unos requerimientos materiales para llevarse a cabo. En función del tiempo que tarde en construirse, pasará a la fase de operación o uso, donde requerirá materiales anualmente para garantizar el mantenimiento del sistema. Una vez pasado la duración máxima del elemento, se lleva a cabo su desmantelamiento. Véase Gráfico 52, Gráfico 53 y Gráfico 54.

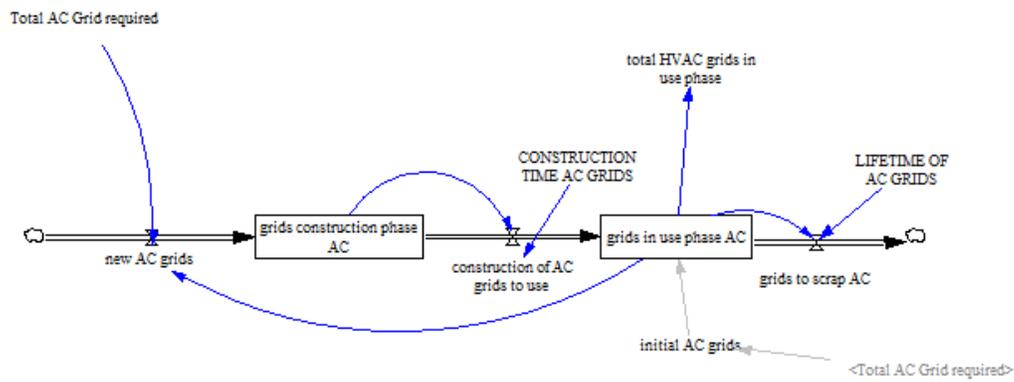
Gráfico 51 Modelado del ciclo de vida del sistema eléctrico



Fuente: Elaboración propia

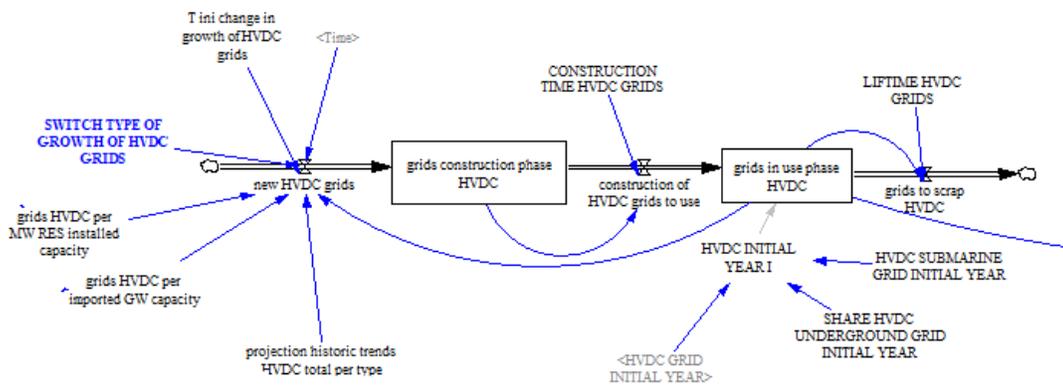
Distintas fases del ciclo de vida del modelado del sistema eléctrico

Gráfico 52 Ciclo de vida redes AC



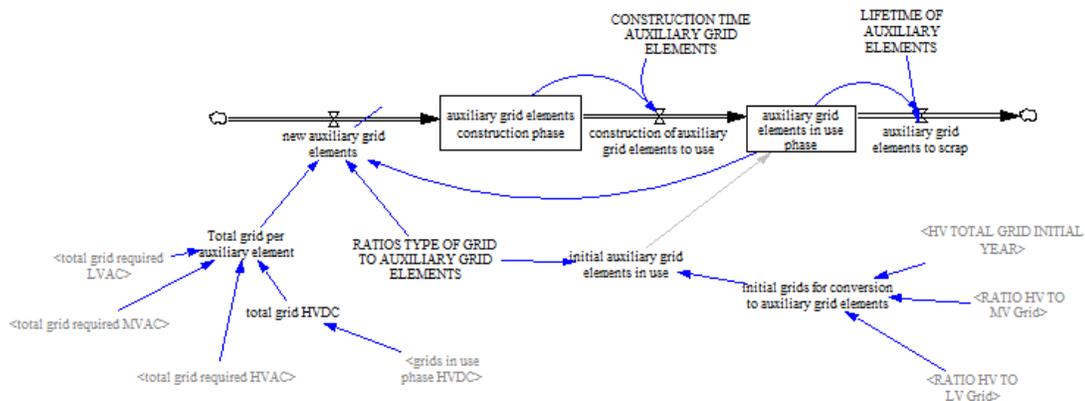
Fuente: Elaboración propia

Gráfico 53 Ciclo de vida de las redes HVDC



Fuente: Elaboración propia

Gráfico 54 Ciclo de vida elementos auxiliares

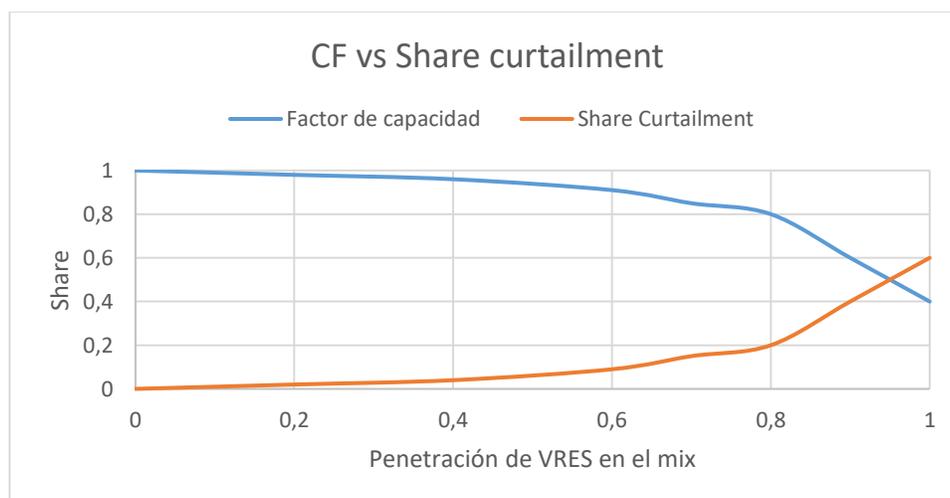


Fuente: Elaboración propia

g) Estimación del factor de capacidad del sistema a través del curtailment

El Curtailment se define, según («Curtailment (Electricity)», 2020), como una “restricción deliberada de la producción por debajo de lo que se podría haber producido, con el fin de equilibrar la oferta y la demanda de energía o debido a restricciones de transmisión”.

Gráfico 55 Factor de capacidad del sistema vs Curtailment



Fuente: Elaboración propia

El factor de capacidad se puede modelar conociendo cuál es la proporción de curtailment gracias a la relación existente entre ambas variables. Si el factor de capacidad disminuye significa que se está perdiendo energía en el sistema porque éste no es capaz de absorber el exceso producido. Por el contrario, cuando el curtailment aumenta significa que se está “tirando” energía por la misma razón. Esto conduce a una relación de la siguiente forma:

$$\text{Factor de capacidad} = 1 - \text{Proporción de curtailment}$$

(Ec 2.31)

Gracias a la ec 2.31, conociendo la proporción de curtailment el modelo será capaz de evaluar el factor de capacidad. Esto es útil para obtener esta variable de forma exógena a partir de otras.

En el estudio de (Berrill et al., 2016) se lleva a cabo una simulación para diferentes penetraciones de renovables, diferentes cantidades de energía almacenadas y curtailment (corte de suministro).

Con los 45 datos obtenidos del estudio, se han elaborado diferentes regresiones para cuantificar de qué forma cambia la proporción de curtailment según diferentes factores normalizados:

Regresión 1:

$$\begin{aligned} \text{share}_{\text{curtailment}} &= 0.259596 - 1.40036 \cdot \text{share}_{\text{VRES}_{\text{cap}}} + 2.09373 \cdot \text{share}_{\text{VRES}_{\text{cap}}}^2 \\ &- 1.60991 \cdot \text{share}_{\text{stor}_{\text{cap}}} + 3.38355 \cdot \text{share}_{\text{stor}_{\text{cap}}}^2 - 5.69208 \\ &\cdot \text{increase}_{\text{grid}} \end{aligned}$$

(Ec 2.32)

Siendo:

- $\text{share}_{\text{curtailment}}$: la división entre los TWh (tera-watio hora) por año no utilizados por el sistema y los TWh por año generados.
- $\text{share}_{\text{VRES}_{\text{cap}}}$: GW totales de energía solar (fotovoltaica y de concentración solar), eólica y embalse hidroeléctrico dividido entre los GW totales de capacidad total instalada en el sistema. Se ha considerado embalse hidroeléctrico como una fuente de energía renovable variable.
- $\text{share}_{\text{stor}_{\text{cap}}}$: TWh de almacenamiento energético dividido entre la electricidad generada en TWh/año.
- $\text{increase}_{\text{grid}}$: kilómetros de redes HVDC internacionales añadidas en el sistema respecto a la situación inicial. Se ha considerado como punto de

partida el dato de (Eurelectric, s. f.), que considera una red en Europa de alto voltaje de 307200 km.

Ha sido necesario introducir las variables `share_VRES_cap` y `share_stor_cap` elevadas al cuadrado ya que la relación existente entre ellas no es lineal. Como se puede ver en la Tabla 22, la relación entre todas las variables es significativa para un nivel de significancia del 90%.

Tabla 22 Estimadores regresión 1 share Curtailment

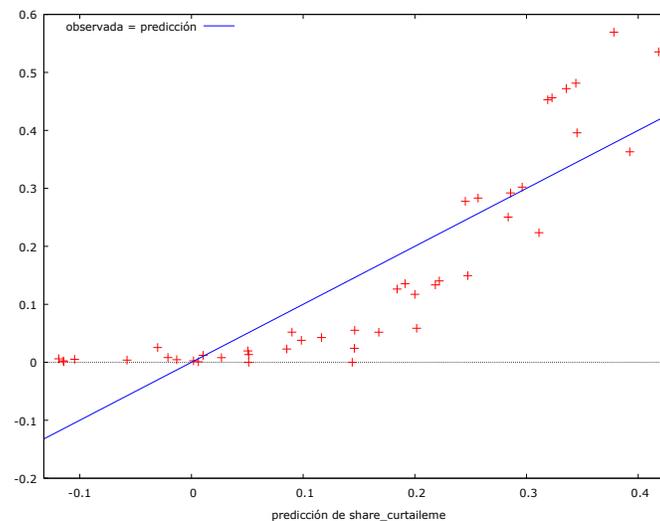
Modelo 3: MCO, usando las observaciones 1-44
Variable dependiente: `share_curtailement`

	Coefficiente	Desv. Típica	Estadístico t	valor p	
const	0.259596	0.0882981	2.940	0.0056	***
<code>share_VRES_cap</code>	-1.40036	0.331871	-4.220	0.0001	***
<code>share_stor_cap</code>	-1.60991	0.748228	-2.152	0.0378	**
<code>share_VRES_cap2</code>	2.09373	0.380654	5.500	2.76e-06	***
<code>share_stor_cap2</code>	3.38355	1.66648	2.030	0.0494	**
<code>increase_grid</code>	-5.69208	3.05773	-1.862	0.0704	*
Media de la vble. dep.	0.150364	D.T. de la vble. dep.	0.176823		
Suma de cuad. residuos	0.334340	D.T. de la regresión	0.093800		
R-cuadrado	0.751319	R-cuadrado corregido	0.718597		
F(5, 38)	22.96120	Valor p (de F)	1.51e-10		
Log-verosimilitud	44.92201	Criterio de Akaike	-77.84403		
Criterio de Schwarz	-67.13889	Crit. de Hannan-Quinn	-73.87405		

Fuente: Elaboración propia

El p-valor de todas las variables es menor a 0,1 por lo que se acepta la relación entre todas para un nivel de significancia del 90%.

Gráfico 56 Resultado gráfico de la regresión 1



Fuente: Elaboración propia

Gráfico que muestra los datos observados en comparación con los predichos.

La regresión, como se puede apreciar en el Gráfico 56, tiende a subestimar el curtailment para niveles bajos y a sobreestimarlos para niveles altos, pero sí es lo suficientemente aceptable como para considerarla en el modelo.

Se observa que el modelo puede predecir un $share_curtailment < 0$, lo que no tendría sentido en el sistema. Para evitar esto, se modela evitando los valores negativos introduciendo la función $MAX(0; share_curtailment)$.

Regresión 2:

$$\begin{aligned}
 share_{curtailment} &= 0.0179049896652257 + 2.11911149377257 \\
 &\cdot share_{VRES_{cap}}^{12.4641538418291} + (-19.2048207003281) \cdot share_{stor_{cap}} \\
 &\cdot increase_{grid}
 \end{aligned}$$

(Ec 2.33)

En esta regresión se ha hecho a la “inversa”, en función de la matriz de datos obtenidos, calibrando hasta ajustar lo más posible a la regresión. Se ha realizado a través de Matlab.

Tabla 23 Estimadores regresión 2 share curtailment

Estimated Coefficients:				
	Estimate	SE	tStat	pValue
b1	0.017905	0.01058	1.6923	0.09837
b2	2.1191	0.20358	10.409	5.9967e-13
b3	12.464	0.8884	14.03	4.8807e-17
b4	-19.205	3.8236	-5.0227	1.1014e-05

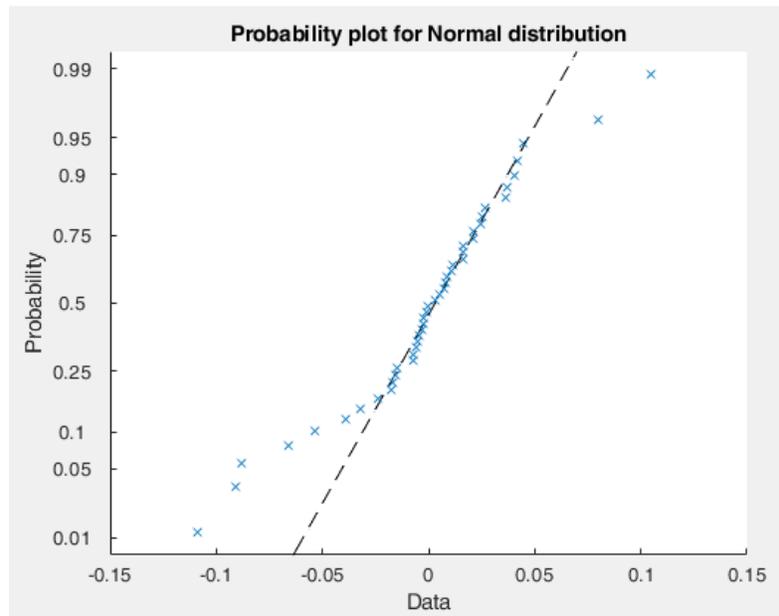
Number of observations: 44, Error degrees of freedom: 40
 Root Mean Squared Error: 0.0415
 R-Squared: 0.949, Adjusted R-Squared 0.945
 F-statistic vs. constant model: 247, p-value = 7.96e-26

Fuente: Elaboración por Gonzalo Parrado (investigador en GEEDS) en el software Matlab

El p-valor de todas las variables es menor a 0,1 por lo que se acepta la relación entre todas para un nivel de significancia del 90%.

En la Tabla 23 y Gráfico 57 se pueden ver tanto los estimadores de la regresión como el gráfico de probabilidad para la distribución normal.

Gráfico 57 Resultado de la regresión 2



Fuente: Elaboración por Gonzalo Parrado (investigador en GEEDS) en el software Matlab

Esta regresión, aun siendo significativa, podría perder conceptualmente el sentido dado que el aumento de las redes y la proporción de almacenaje energético se multiplican entre sí. Esto podría causar que, pese a no utilizar ninguna red, la proporción de curtailment se mantuviese si hubiese aumentado en gran cantidad el almacenaje.

Por ello, se ha recurrido a realizar una tercera regresión en la que no se multipliquen estos términos.

Regresión 3:

$$\begin{aligned}
 share_{curtailment} &= 0.0326313182320072 + 2.04712033458315 \\
 &\cdot share_{VRES_{cap}}^{13.1221519626621} + (-0.376533866610056) \\
 &\cdot (share_{stor_{cap}} + increase_{grid})
 \end{aligned}$$

(Ec 2.34)

Los estimadores y el gráfico de probabilidad se pueden observar en la Tabla 24 y Gráfico 58.

Tabla 24 Estimadores regresión 3 share curtailment

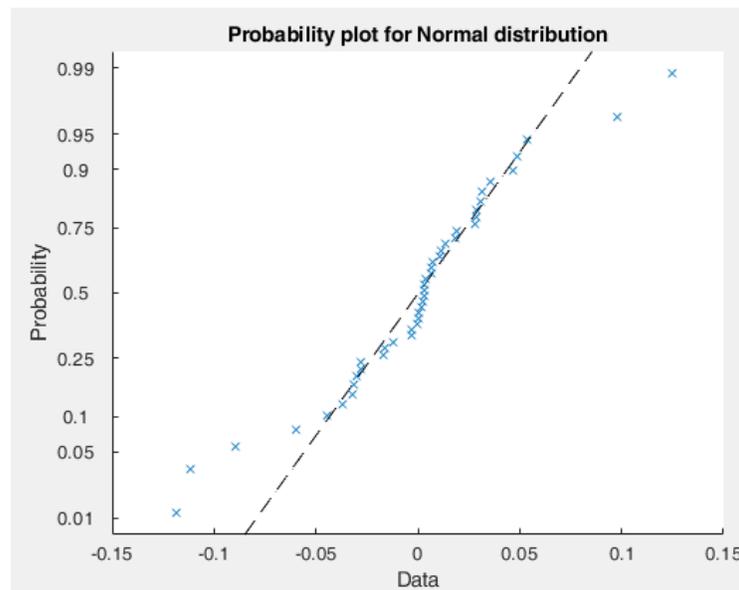
Estimated Coefficients:				
	Estimate	SE	tStat	pValue
b1	0.032631	0.013863	2.3539	0.023579
b2	2.0471	0.24929	8.2117	4.0919e-10
b3	13.122	1.1272	11.641	2.0235e-14
b4	-0.37653	0.1075	-3.5025	0.0011495

Number of observations: 44, Error degrees of freedom: 40
 Root Mean Squared Error: 0.0464
 R-Squared: 0.936, Adjusted R-Squared 0.931
 F-statistic vs. constant model: 195, p-value = 6.73e-24

Fuente: Elaboración por Gonzalo Parrado (investigador en GEEDS) en el software Matlab

El p-valor de todas las variables es menor a 0,05 por lo que se acepta la relación entre todas para un nivel de significancia del 95%.

Gráfico 58 Resultado de la regresión 3



Fuente: Elaboración por Gonzalo Parrado (investigador en GEEDS) en el software Matlab

Finalmente, la regresión introducida en el modelo para calcular el factor de capacidad a partir del curtailment que se probará en las posteriores simulaciones ha sido la última realizada (Regresión 3). La variable obtenida 1-share curtailment sustituirá la ecuación existente en las variables de MEDEAS-W

Ratio CF variation RES intermittency RES elec dispatch y Ratio CF variation RES intermittency RES elec var. Se realizará a partir de un if then else para que el usuario pueda elegir en qué momento cambiar la forma de modelar el factor de capacidad.

h) Modelización de la dinámica futura de los materiales

Como se detalló en el apartado 2.3.6. donde se expusieron los requerimientos materiales para las líneas subterráneas, los datos extraídos de la literatura proponen el cobre como conductor. Sin embargo, se prevé su sustitución por conductores de aluminio, igual que para las redes aéreas en el pasado (IEA, 2021; Management, 2012). Esto se debe a las ventajas que supone el aluminio frente al cobre y a su mayor disponibilidad en el planeta.

La resistencia de un conductor es $R = \rho \cdot \frac{l}{s}$. Si se busca que dos conductores (de cobre y aluminio) sean equivalentes eléctricamente, la relación entre sus resistividades debe ser $\frac{\rho_{Cu}}{\rho_{Al}} = \frac{1/56}{1/35}$ y sus secciones deben cumplir $\frac{s_{Cu}}{s_{Al}} = \frac{35}{56}$. Esto viene a decir que un conductor de aluminio de 150 mm² es equivalente eléctricamente a uno de 95 mm² de cobre.

Si la densidad del cobre es 8,95 (gr/ mm³) y la del aluminio 2,70 (gr/ mm³), el peso de estos dos conductores por unidad de longitud será igual al producto de su volumen por su densidad:

$$\frac{P_{Cu}}{P_{Al}} = \frac{V_{Cu} \cdot d_{Cu}}{V_{Al} \cdot d_{Al}} = \frac{s_{Cu} \cdot 1d_{Cu}}{s_{Al} \cdot 1d_{Al}} = \frac{\frac{35}{36} \cdot s_{Al} \cdot \frac{8,95}{2,70} \cdot d_{Al}}{s_{Al} \cdot d_{Al}} = \frac{313,25}{151,20} \approx 2$$

(Ec. 2.35)

Se puede considerar que el peso de un conductor de aluminio equivalente eléctricamente a un conductor de cobre es aproximadamente la mitad.

El cociente entre la sección equivalente (misma resistencia eléctrica) de un conductor de aluminio y uno de cobre es 1,6 y por tanto la relación entre sus radios es $\sqrt{1,6}$ (1,2649). En (Anixter, s. f.) se concluye lo mismo: para una misma aplicación, se necesita un conductor de aluminio que con un peso de la mitad que el conductor de cobre, pero con una sección de 1,26 veces la del cobre para garantizar la misma conductividad eléctrica.

Se ha elaborado un escenario que permite la sustitución de los conductores de cobre por los de aluminio para los tres niveles de redes subterráneas (alto, medio

y bajo voltaje) tanto en redes de corriente continua como alterna, para evaluar cómo podría afectar este cambio al sistema en términos de materiales y energía.

- **Escenario cobre** (esc. Cobre): escenario de partida, en el que se utiliza el cobre como conductor.
- **Escenario aluminio** (esc. Aluminio): escenario en el que se modificaría el conductor de cobre por el de aluminio en las redes subterráneas de corriente continua y alterna y en las redes submarinas de corriente alterna.

Para evaluar de qué forma cambian los materiales al modificar el tipo de conductor, se deconstruye un cable para ir computando parte por parte las relaciones entre dos cables equivalentes eléctricamente, pero con un distinto conductor.

Gráfico 59 Partes de un cable subterráneo



Fuente: Obtenido del catálogo de (GeneralCable, s. f.)

Partes de un cable subterráneo: 1. Conductor, 2. Semiconductor interior, 3. Aislamiento, 4. Semiconductor exterior, 5. Pantalla de cobre, 6. Cubierta.

En el Gráfico 59 se observan las 6 partes de las que está formado un cable, comparando la diferencia entre los materiales que posee un cable de 95 mm² de sección de cobre y otro de 150 mm² de sección de aluminio de 16/20kV ambos, obtenidos del catálogo de (Prysmian, 2013), para evaluar sus diferencias:

1. **Conductor:** como se venía diciendo, para conseguir la equivalencia eléctrica es necesario una sección mayor para el conductor de aluminio respecto de cobre, pero éste pesa la mitad, por lo tanto, el conductor de aluminio pesará la mitad que la del de cobre, y el peso del conductor de cobre se reducirá a cero.
2. **Semiconductor interior:** se considera despreciable respecto al resto, ya que es una finísima capa de un semiconductor reticulado que sirve para unificar el campo electromagnético.
3. **Aislamiento:** se fabrica de polietileno (XLPE). Se considera que la cantidad de polietileno necesario para recubrir dos cables equivalentes eléctricamente de cobre y aluminio solo difiere en 0,1mm (Prysmian, 2013). Según las ec 2.36 y 2.37, se obtiene que el peso del polietileno (XLPE) para un conductor de cobre es 0,954 veces el del polietileno para el conductor de aluminio equivalente.

$$\frac{e_{XLPEconductor\ cobre}}{e_{XLPEconductor\ aluminio}} = 0,976$$

$$\frac{P_{XLPEconductor\ cobre}}{P_{XLPEconductor\ aluminio}} = \frac{\rho_{XLPE} \cdot \pi \cdot e_{XLPEconductor\ cobre}^2}{\rho_{XLPE} \cdot \pi \cdot e_{XLPEconductor\ aluminio}^2}$$

$$= \frac{(e_{XLPEconductor\ aluminio} \cdot 0,976)^2}{e_{XLPEconductor\ aluminio}^2} = 0,954$$

Siendo ρ_{XLPE} la densidad del polietileno.

(Ec 2.36 y 2.37)

4. **Semiconductor exterior:** Al igual que para el semiconductor interior, se considera despreciable.
5. **Pantalla:** En el catálogo (Prysmian, 2013), ambos cables se reportan con la misma sección de pantalla. Esta pantalla está formada por hilos de cobre. En los dos conductores que se están comparando, esta pantalla tiene una sección total de 16mm² formada por 20 hilos de cobre. Por tanto, la cantidad de cobre necesaria para fabricar las pantallas se mantendrá en ambos escenarios. El peso del cobre necesario para la pantalla respecto al peso total de cobre necesario para la fabricación del cable (conductor + pantalla) es de un 16%. Por tanto, un 16% del cobre del escenario de partida se mantendrá, aunque se utilicen conductores de aluminio.
6. **Cubierta:** Esta formada por poliolefina termoplástica. La diferencia entre espesores para un conductor de cobre y el de aluminio es de 0,3 mm. Al igual que para el aislamiento, se obtiene (Ec. Xx) que el peso de la

poliolefina termoplástica para un conductor de cobre es 0,81 veces la del conductor de aluminio equivalente.

$$\frac{e_{PPconductor\ cobre}}{e_{PPconductor\ aluminio}} = 0,9$$

$$\frac{P_{PPconductor\ cobre}}{P_{PPconductor\ aluminio}} = \frac{\rho_{PP} \cdot \pi \cdot e_{PPconductor\ cobre}^2}{\rho_{PP} \cdot \pi \cdot e_{PPconductor\ aluminio}^2}$$

$$= \frac{(e_{PPconductor\ aluminio} \cdot 0,9)^2}{e_{PPconductor\ aluminio}^2} = 0,81$$

Siendo ρ_{PP} la densidad de la poliolefina termoplástica

(Ec 2.38 y 2.39)

El acometido de otros materiales como el hormigón y es asfalto es proteger el interior de los tubos donde se introducirán los cables (encofrado). Aunque aumente el diámetro del conductor o disminuya el peso de éste, no se necesita modificar la cantidad de estos materiales en las redes, por lo que permanecen iguales a lo largo del tiempo.

Tabla 25 Cambios en los materiales del escenario de cobre al de aluminio

Material	Cambios en el escenario aluminio
Hormigón	Constante
Aluminio	El doble del 84% de cobre existente en el escenario de cobre, puesto que el aluminio se debe únicamente al cambio en el conductor y no en la pantalla.
Cobre	Permanece un 16% de la cantidad que había en el escenario de cobre ya que las pantallas están formadas del mismo material y son iguales en ambos cables
Polietileno	1,05 veces el peso considerado en el escenario de cobre
Asfáltico	Constante
Plásticos*	1,23 veces el peso considerado en el escenario de cobre

Fuente: Elaboración propia

*Plásticos incluye la poliolefina termoplástica

Se considera que para las redes subterráneas tipo PILC (aisladas con papel impregnado en aceite), tanto el papel como el aceite aumentarán en la misma proporción que la poliolefina termoplástica por simplicidad. El plomo se considera que aumenta en la misma proporción que el polietileno.

Los datos de materiales para las redes subterráneas se modificarían al cambiar del escenario de cobre al de aluminio según se muestra en la Tabla 25. Resultados mostrados en las Tabla 26 y Tabla 27.

Tabla 26 Materiales para escenarios de cobre y aluminio en redes AC sub

kg/km	Redes subterráneas de corriente alterna					
	HV		MV		LV	
	Escenario					
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
Hormigón	35000	35000	72250	72250		
Aluminio		4893		280	981	981
Cobre	11650	1864	667	106,72		
Polietileno	3600	3780	439	460,95	222	233,1
Asfalto	75700	75700				
Plástico	1900	2337	1013,25	1246,3	156	191,9

Fuente: Elaboración propia

Datos en kg/km para dos escenarios (cobre como conductor y aluminio como conductor) para redes subterráneas de corriente alterna

Tabla 27 Materiales para escenarios de cobre y aluminio en redes AC

kg/km	Redes de alto voltaje de corriente continua (HVDC)			
	Subterránea		Submarina	
	Escenario			
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
Acero	3400	3400	12800	12800
Aluminio		6174		4794,74
Zn			1440	1440
Cobre	14700	2352	11416	1826,52
Polietileno	3600	3780		
Plástico	1900	2337	1900	2337
Estaño			384	384
Papel			3800	4674
Aceite mineral			4000	4920
Plomo			13900	14595

Fuente: Elaboración propia

Datos en kg/km para dos escenarios (cobre como conductor y aluminio como conductor) para redes subterráneas y submarinas de corriente continua

i) Pérdidas en las redes HVDC

Para modelar las pérdidas de potencia en las redes se ha elaborado una regresión lineal simple a partir de los datos reportados por el estudio de (Berrill et al., 2016) que reporta las pérdidas de la red HVDC en función de los kilómetros de ésta para 45 escenarios diferentes.

En la Tabla 28 y el Gráfico 60 se pueden ver los resultados obtenidos del tratamiento de los datos empleando el software 'Statgraphics'. La regresión final obtenida, con un 96,8% de R-cuadrado y representativa para un nivel de confianza del 95% es la siguiente:

$$\text{Pérdidas en la red} \left(\frac{\text{TWh}}{\text{año}} \right) = 0,347291 + 0,00602722 \cdot \text{km HVDC}$$

(Ec 2.40)

Tabla 28 Coeficientes de la regresión para la estimación de pérdidas en la red

Coeficientes

	Mínimos Cuadrados	Estándar	Estadístico	
Parámetro	Estimado	Error	T	Valor-P
Intercepto	0,347291	1,36318	0,254766	0,8001
Pendiente	0,00602722	0,000168855	35,6947	0,0000

Análisis de Varianza

Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
Modelo	23564,2	1	23564,2	1274,11	0,0000
Residuo	776,772	42	18,4946		
Total (Corr.)	24341,0	43			

Coefficiente de Correlación = 0,983915

R-cuadrada = 96,8088 por ciento

R-cuadrado (ajustado para g.l.) = 96,7328 por ciento

Error estándar del est. = 4,30053

Error absoluto medio = 3,20471

Estadístico Durbin-Watson = 2,11434 (P=0,6044)

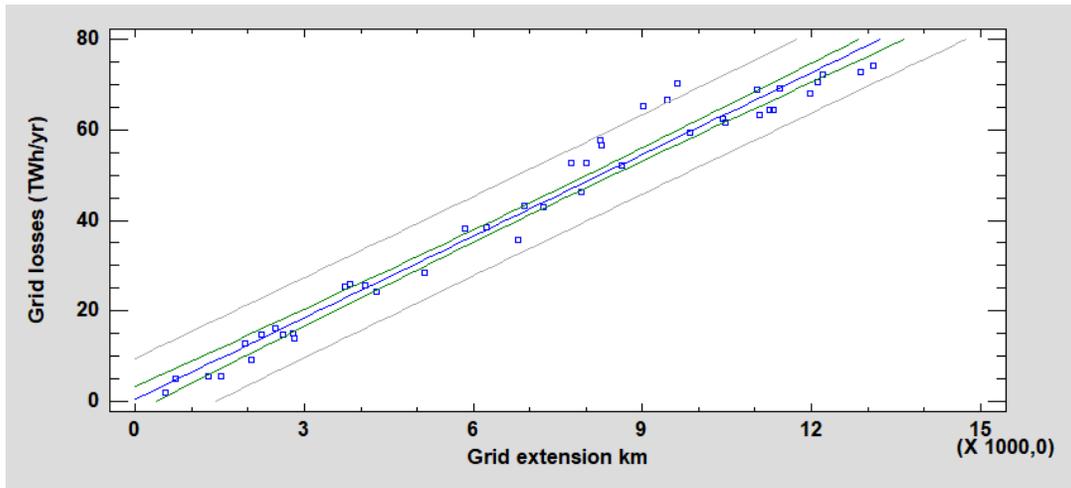
Autocorrelación de residuos en retraso 1 = -0,116133

Fuente: Elaboración propia utilizando el software 'Statgraphics'

Coeficientes y análisis de la regresión lineal entre las pérdidas de la red y los kilómetros HVDC de la red

Esta regresión finalmente no se implementa en el modelo porque solo representa las pérdidas del sistema HVDC y no del AC completo.

Gráfico 60 Modelo ajustado de las pérdidas en la red



Fuente: Elaboración propia utilizando el software 'Statgraphics'

Gráfico del modelo ajustado: Pérdidas de la red (TWh/año) = $0,347291 + 0,00602722 \cdot \text{km HVDC}$

j) Conexión con las variables existentes en MEDEAS-W

Se conectarán los siguientes outputs del modelo con las variables existentes en MEDEAS:

- Total_annual_grid_cost
 - total investment RES elec
- Materials_requiered_for_grid_system
 - cum_materials_to_extract_for_alt_techn_from_2015
 - required_embodied_FE_for_electric_grids: creada a partir de materials_requiered_for_grid_system multiplicado por la variable existente en MEDEAS embodied_fe_intensity_materials
 - FEnUgrids: definida como required_embodied_FE_for_electric_grids*(1+share_energy_requirements_for_decon_RES_elec)
 - FenUpou_system: definida como pipeline_transport + FenUgrids
 - EROIpou_system: definida como (TFEC before heat dem corr-Total distribution losses)/(FEnUpou system+FEnUst system))
- Share_curtailment: conecta con Ratio CF variation RES intermittency RES elec dispatch y Ratio CF variation RES intermittency RES elec var.

CAPÍTULO 3: ESCENARIOS

3.1. Escenarios definidos de MEDEAS – GG

El modelo de MEDEAS trae dos escenarios definidos por defecto: Business as usual (BAU) y Green Growth (GG).

- **BAU:** se refiere a la continuación de las tendencias actuales, sin políticas adicionales. Escenario de “no acción”.
- **GG:** es el paradigma alternativo asumido por los organismos internacionales para evitar los impactos adversos del cambio climático que causa la sociedad humana (European Commission, 2011; Jacobs, 2012; OECD, 2018; UNEP, 2011; World Bank, 2012). La narrativa del escenario GG se centra en combinar con éxito el crecimiento económico con el aumento de la protección al medio ambiente, logrando un desacoplamiento absoluto entre el aumento de las actividades económicas y el consumo de energía y materiales a través de diversas medidas, como un aumento sustancial de las mejoras de eficiencia, la electrificación del sistema, la transformación del sector del transporte y la rápida transición de fuentes de energía bajas en carbono (renovables, nuclear y sin descartar tecnologías futuras como los biocombustibles avanzados y la bioenergía combinada con la captura y el almacenamiento de carbono). Se espera que estos objetivos se alcancen con el llamado “crecimiento económico inclusivo”. El objetivo es emprender un proceso de modernización global basado en la senda de los países desarrollados, pero que incluya una transición con base tecnológica hacia las fuentes de energía renovables y grandes mejoras de eficiencia (IEA, 2017; IEA ETP, 2017; SSP db, s. f.; van Vuuren et al., 2017). Más en concreto, los outputs que alcanza este escenario en 2060 son:
 - 90% de electricidad renovable
 - 60% del TPES cubierto por renovables
 - 17% del transporte electrificado
 - Tasas de reciclado del doble que las actuales, y para aquellos materiales para los que actualmente se estima en 0% se asume en 30%.

Por defecto, se utilizará el escenario Green Growth dado que el objetivo de este trabajo es evaluar la transición hacia las energías limpias o renovables y es necesario analizar el impacto de las redes dentro de esta situación.

3.2. Interruptores del modelo

En el modelo se pueden elegir distintos casos para modelar algunas variables que van a determinar el comportamiento del sistema.

Estos switches o interruptores son:

1. SWITCH TYPE OF GROWTH OF AC GRIDS – Selección del tipo de crecimiento de las redes de corriente alterna
 - [1] Crecimiento basado en el factor escala
 - [2] Crecimiento basado en el factor escala + factor de capacidad
 - [3] Crecimiento basado en el factor escala + factor de capacidad + descentralización
2. SWITCH TYPE OF GROWTH OF HVDC GRIDS – Selección del tipo de crecimiento de las redes de corriente continua
 - [1] Crecimiento basado en los MW de RES instalados
 - [2] Crecimiento basado en la capacidad comercializada entre países
 - [3] Proyección histórica
3. SWITCH SHARE UNDERGROUND IN MV AND LV GRIDS – Selección de la proporción de redes subterráneas en medio y bajo voltaje
 - [1] Proporción basada en el PIB
 - [2] Proporción lineal hasta un objetivo marcado por el usuario
4. SWITCH CF FOR CURTAILMENT – Interruptor para la sustitución del factor de capacidad por la estimación exógena del curtailment
 - [1] Factor de capacidad definido en MEDEAS anteriormente
 - [2] Factor de capacidad estimado a través del curtailment obtenido de la relación con el almacenamiento, la proporción de renovables en el sistema y la red HVDC.
5. SWITCH MATERIALS FOR CONSTRUCTION – Interruptor para la sustitución del cobre por aluminio en redes subterráneas y submarinas
 - [1] Uso de cobre en las redes subterráneas y submarinas
 - [2] Cambio del cobre por aluminio en las redes subterráneas y submarinas

3.3. Escenario base

Se ha elaborado un escenario base en que se irán variando diferentes interruptores para permitir una comparación entre sí y evaluar cada prueba realizada. También se ha creado un segundo escenario para realizar un análisis de sensibilidad. En él se aumentará la capacidad comercializada de energía con objeto de evaluar los cambios que supone para el sistema el aumento de las HVDC. También se modificará la proporción de redes subterráneas en medio y bajo voltaje para analizar la diferencia en requerimientos materiales con respecto al escenario base. En la Tabla 29 se resumen los interruptores y sus respectivas opciones, así como las evaluaciones que se realizarán en cada simulación.

Tabla 29 Cambios evaluados en el escenario base

	Interruptor	Opción	Evaluación cambio redes AC y HVDC	Evaluación factor capacidad	Evaluación dinámica materiales	
Escenario BASE	Crecimiento redes AC	Factor escala	Evaluado			
		Escala+CF				
		Escala+CF+desc		X	X	
	Crecimiento redes HVDC	MW RES	Evaluado			
		Cap. Comer.		X	X	
		Histórica				
	Materiales en subterráneas	Cobre	X	X	Evaluado	
		Aluminio				
	Factor de capacidad	Ratio CF	X	Evaluado		X
		Regresión				
Proporción subterráneas	GDP					
	Objetivo usuario	X	X	X	X	

Fuente: Elaboración propia

Marcado con una X se observa la opción de cada interruptor para cada evaluación realizada. Para cada evaluación, se realizará una prueba por opción disponible (sombreado en naranja) y se mostrarán los resultados para las variables más importantes en cada caso.

3.4. Escenario de sensibilidad

Se partirá de un escenario con los siguientes interruptores activados:

- SWITCH TYPE OF GROWTH OF AC GRIDS: [3]
- SWITCH TYPE OF GROWTH OF HVDC GRIDS: [2]
- SWITCH MATERIALS FOR CONSTRUCTION: [1]
- SWITCH CF FOR CURTAILMENT: [1]
- SWITCH SHARE UNDERGROUND IN MV AND LV GRIDS: [2]

A este escenario se le aplicarán cambios en la variable `share_traded_capacity_defined_GW` para evaluar el cambio en las redes HVDC, y en las variables `Share_MV_underground_defined` y `Share_LV_underground_defined` para poder analizar el cambio que supone soterrar más redes de distribución.

3.4.1. Escenario de sensibilidad redes HVDC

Se establecerán distintos objetivos para capacidad comercializada en el mundo a través del valor introducido en la variable `share_traded_capacity_defined_GW`:

- Simulación 1: `share_traded_capacity_defined_GW` = 0.1 (predeterminado)
- Simulación 2: `share_traded_capacity_defined_GW` = 0.15 (extrapolación del objetivo de la Unión Europea para 2030 a todo el mundo para el 2050)

En este escenario se busca analizar el impacto de aumentar las redes HVDC en términos de materiales y económicos, Tabla 30

Tabla 30 Simulaciones evaluadas en el escenario de sensibilidad redes HVDC

Escenario SENSIBILIDAD redes HVDC	Interruptor	Opción marcada		Simulación 1	Simulación 2	
	Crecimiento redes AC	Factor escala			share_traded_capacity_defined_GW = 0.1	share_traded_capacity_defined_GW = 0.15
		Escala+CF				
		Escala+CF+desc	X			
	Crecimiento redes HVDC	MW RES		X		
		Cap. Comer.				
		Histórica				
	Materiales en subterráneas	Cobre		X		
		Aluminio				
	Factor de capacidad	Ratio CF		X		
Regresión						
Proporción subterráneas	GDP					
	Objetivo usuario		X			

Fuente: Elaboración propia

Marcado con una X se observa la opción de cada interruptor para cada simulación realizada y para cada simulación el valor que se modifica.

3.4.2. Escenario de sensibilidad proporción de redes subterráneas

En este escenario, Tabla 31, se evaluará la diferencia en requerimientos materiales y costes que supone un aumento o disminución en la proporción de las redes de distribución subterráneas. Para ello, se compararán tres objetivos diferentes para 2050:

- Proporción baja:
 - Share_MV_underground_defined: 0.2
 - Share_LV_underground_defined: 0.25
- Proporción por defecto:
 - Share_MV_underground_defined: 0,26
 - Share_LV_underground_defined: 0,3
- Proporción alta:
 - Share_MV_underground_defined: 0,35
 - Share_LV_underground_defined: 0,45

Tabla 31 Simulaciones evaluadas en el escenario de sensibilidad de proporción de subterráneas

Escenario SENSIBILIDAD proporción subterráneas	Interruptor	Opción marcada		Simulación 1	Simulación 2	Simulación 3	
	Crecimiento redes AC	Factor escala			Share MV underground defined = 0.2	Share MV underground defined = 0.26	Share MV underground defined = 0.35
		Escala+CF					
		Escala+CF+desc	X				
	Crecimiento redes HVDC	MW RES		X	Share LV underground defined = 0.25	Share LV underground defined = 0.3	Share LV underground defined = 0.45
		Cap. Comer.					
		Histórica					
	Materiales en subterráneas	Cobre		X	Share LV underground defined = 0.25	Share LV underground defined = 0.3	Share LV underground defined = 0.45
		Aluminio					
	Factor de capacidad	Ratio CF		X	Share LV underground defined = 0.25	Share LV underground defined = 0.3	Share LV underground defined = 0.45
Regresión							
Proporción subterráneas	GDP			Share LV underground defined = 0.25	Share LV underground defined = 0.3	Share LV underground defined = 0.45	
	Objetivo usuario		X				

Fuente: Elaboración propia

Marcado con una X se observa la opción de cada interruptor para cada simulación realizada y para cada simulación el valor que se modifica.

CAPÍTULO 4: RESULTADOS Y CONCLUSIONES

4.1. Resultados

4.1.1. Resultados en el escenario base

Sobre un escenario base se realizarán distintas simulaciones para analizar la variación de diferentes aspectos del modelado que se modifican a través de los interruptores o switch. Se realizarán diferentes simulaciones, con objeto de evaluar:

- Cambio en el tipo de crecimiento de las redes AC y HVDC
- Cambio en el factor de capacidad, definiéndose a través de las variables Ratio CF variation RES intermittency RES elec dispatch y var anteriormente definidas en MEDEAS o por la regresión realizada en este trabajo.
- Cambio en la dinámica de materiales, sustituyendo el cobre de las líneas subterráneas y submarinas por aluminio

El resto de los interruptores para cada evaluación permanecerán como se indicó en la Tabla 29.

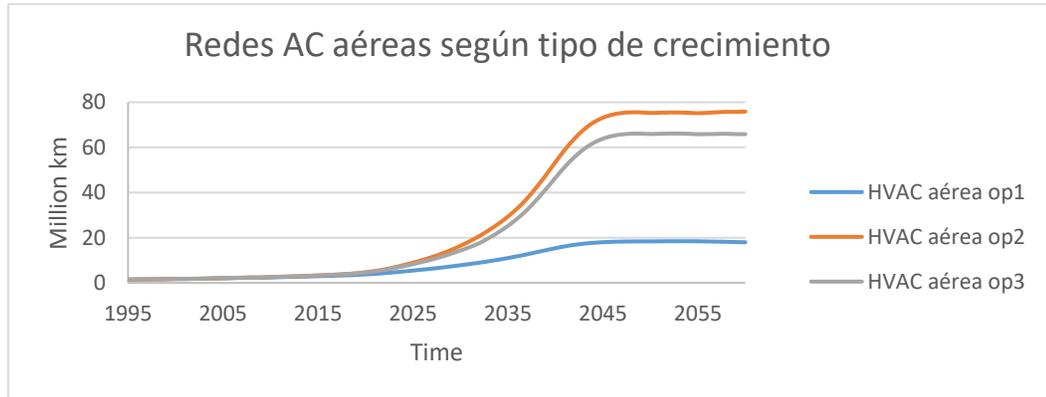
a) Evaluación de las formas de modelado en redes AC y HVDC

En primer lugar, se evalúa la evolución de las redes AC para los tres tipos de crecimientos posibles.

En el Gráfico 61 se muestran las redes aéreas para los tres tipos de crecimiento de la red AC. Para la segunda y tercera opción en la que se tiene en cuenta el factor de capacidad y la descentralización, la red supera en más de 50 millones más de kilómetros con respecto a la opción 1.

Las redes de media y baja tensión van creciendo proporcionalmente, según los ratios estimados en la parte de metodología, a las redes de alta tensión. Las redes subterráneas van creciendo proporcionalmente a las redes de alta tensión. Esta proporción aumenta con el paso de los años hasta llegar al objetivo fijado para 2050 que viene predeterminado. Véase Gráfico 62.

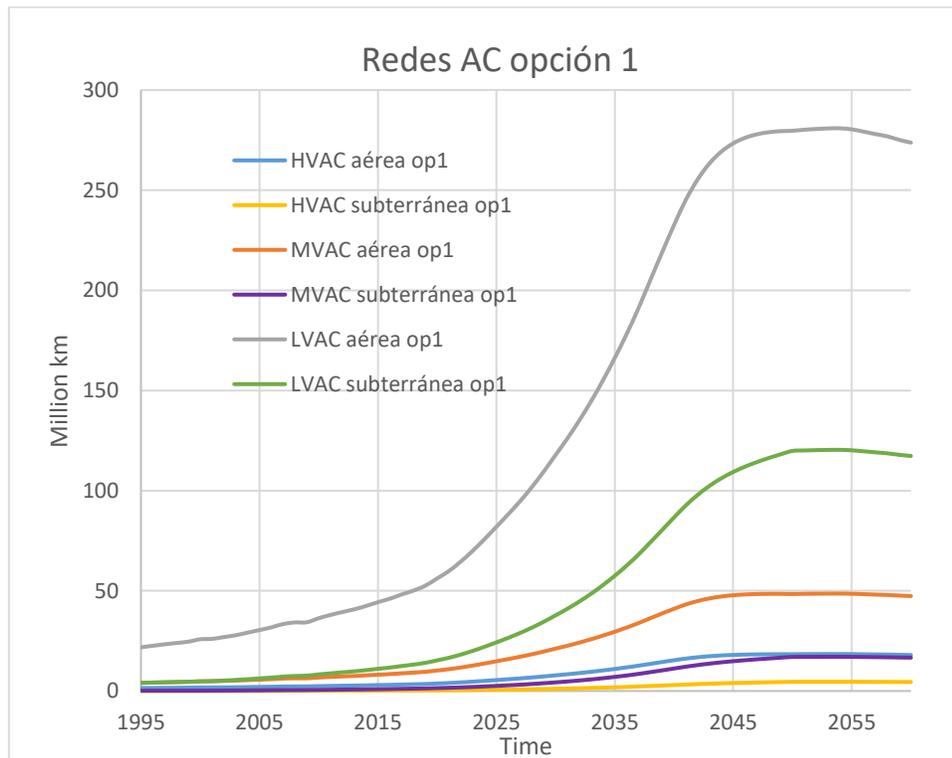
Gráfico 61 Redes AC para distintos crecimientos



Fuente: Elaboración propia

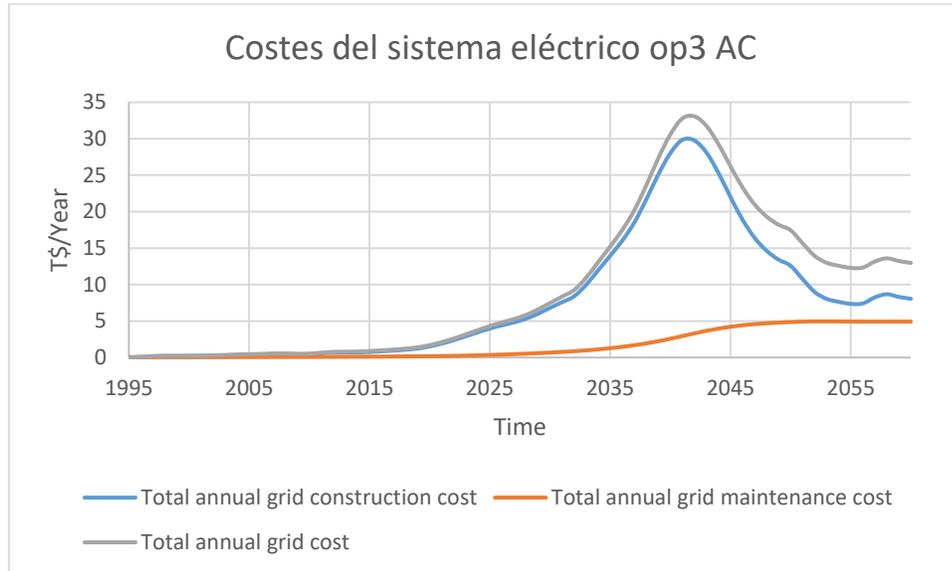
Opción 1: Crecimiento basado en el factor escala. Opción 2: Añadiendo al factor escala el efecto del factor de capacidad. Opción 3: Añadiendo al factor escala y de capacidad, el efecto de la descentralización. El factor de capacidad viene estimado por los Ratio CF variation RES intermittency RES elec dispatch y var.

Gráfico 62 Redes AC para crecimiento opción 1



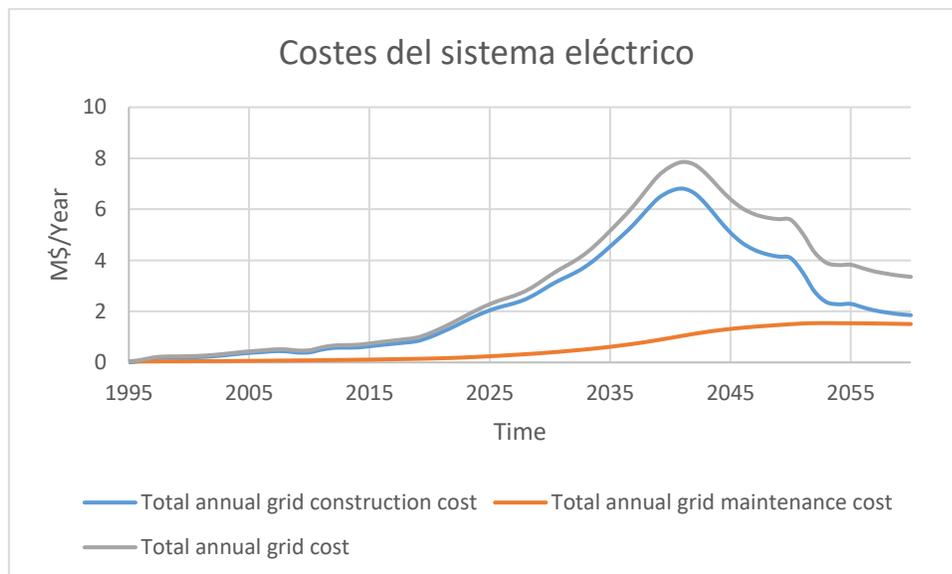
Fuente: Elaboración propia

Gráfico 63 Costes del Sistema eléctrico opción 3 para redes AC



Fuente: Elaboración propia

Gráfico 64 Costes del Sistema eléctrico opción 1 para redes AC

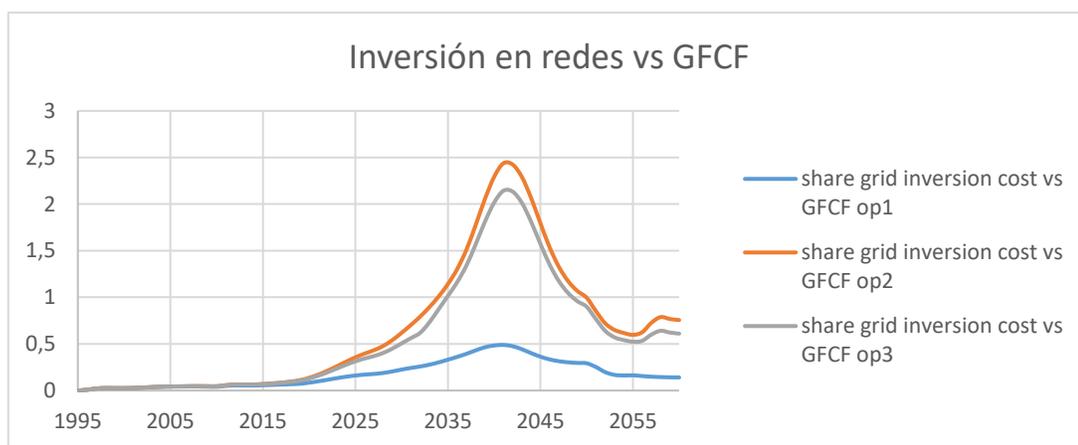


Fuente: Elaboración propia

En el Gráfico 63 y Gráfico 64 se muestran los costes del sistema eléctrico para la primera y tercera opción de las redes AC. El coste de la tercera opción es superior a tres veces el de la primera.

Si se compara el coste de la inversión con la formación bruta de capital fijo (GFCF), se puede observar cómo las opciones 2 y 3 resultan insostenibles, Gráfico 65. Incluso para la primera opción, llega a un pico en el 2040 aproximadamente de 0.5. La formación bruta de capital fijo es un concepto macroeconómico que hace referencia a la medida en el aumento o disminución de la cantidad total de bienes duraderos en la región considerada (en este caso, el mundo) para un tiempo en cuestión.

Gráfico 65 Inversión en redes vs Formación bruta de capital fijo



Fuente: Elaboración propia

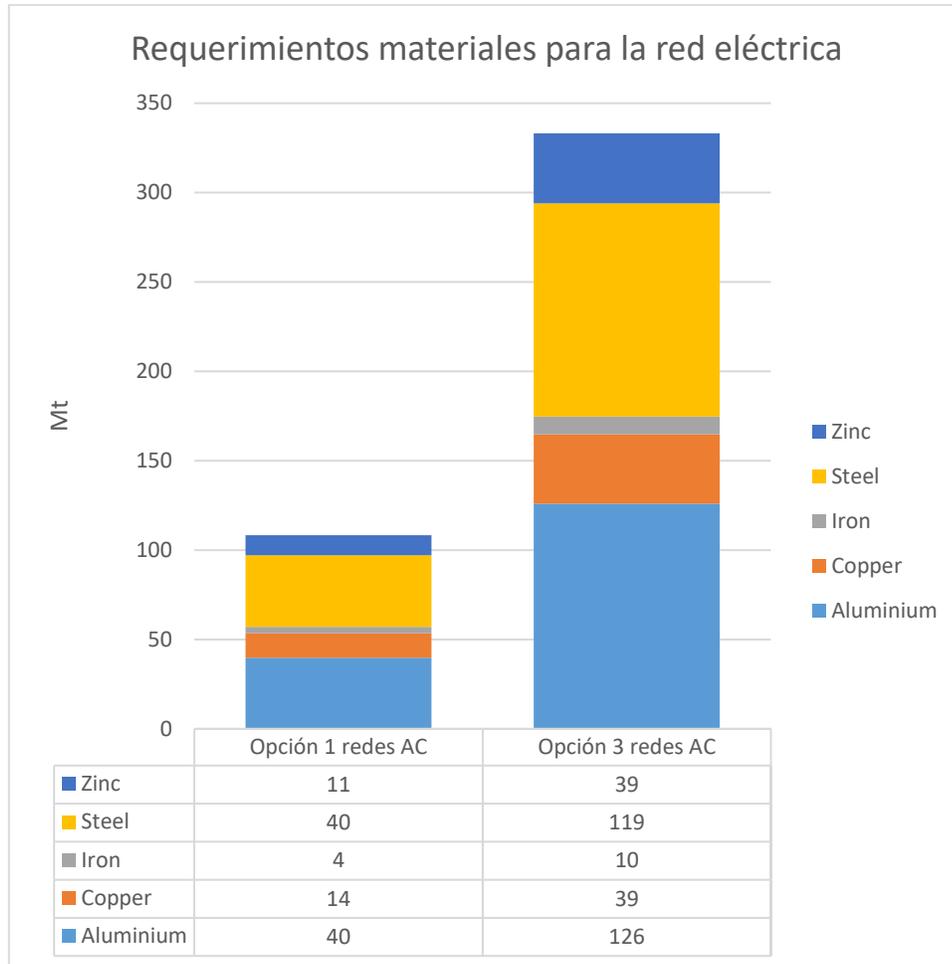
Por defecto se incluyen las redes HVDC modeladas según la opción 2 (capacidad comercializada)

En términos de materiales, se necesitan casi 250 Mt más si se considera la opción 3 para modelar las redes AC en comparación con la opción 1, véase el Gráfico 66

La diferencia entre la demanda para el aluminio y el cobre para las redes eléctricas y su extracción comienza a ser mayor con el paso de los años gracias a la mejora de la eficiencia en el reciclado, Gráfico 67, Gráfico 68, Gráfico 69 y Gráfico 70.

Si se fija la opción 1 para redes AC y se comparan las demandas del cobre y aluminio para las tecnologías alternativas en general (tecnologías RES, baterías y redes eléctricas) con las reservas para cada material (Gráfico 71) se observa como la demanda de cobre será mayor a las reservas a partir del 2040. Sin embargo, el aluminio permanece por debajo del 0,15.

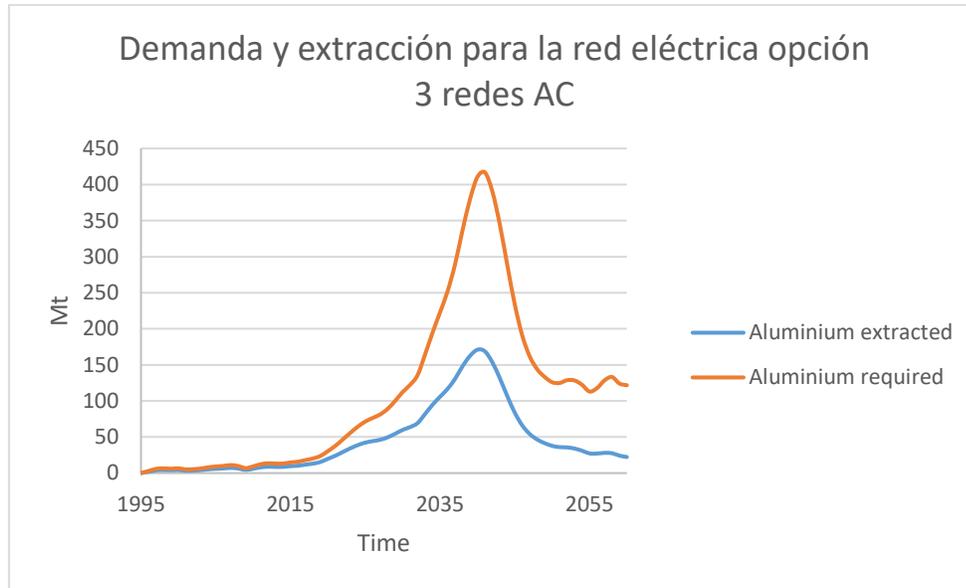
Gráfico 66 Requerimientos materiales de la red para 2050 distintas opciones en redes AC



Fuente: Elaboración propia

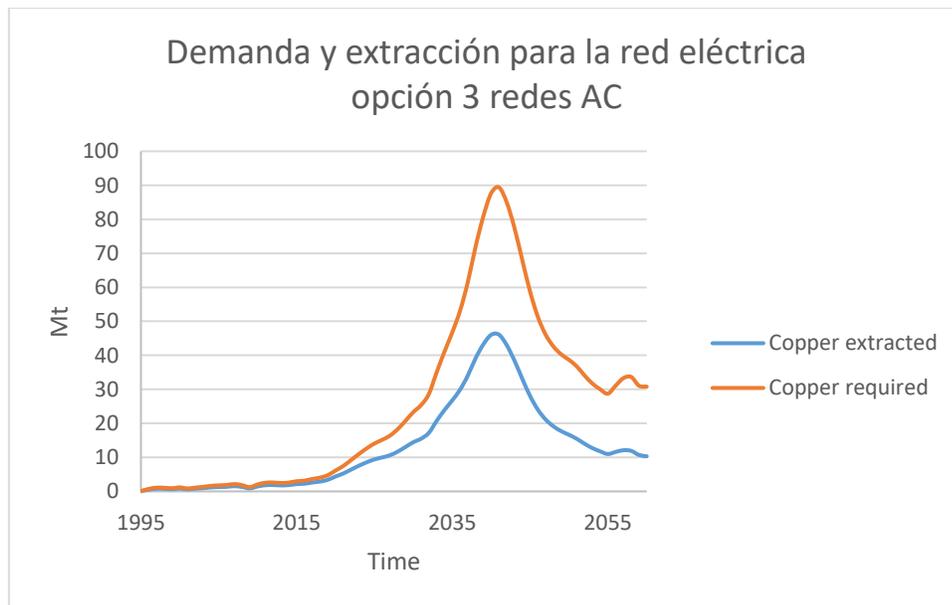
Comparativa entre los requerimientos materiales si las redes AC están modeladas según la opción 1 o 3. Redes HVDC por defecto en la opción 2. Se han seleccionado los materiales más importantes y representativos de las redes eléctricas.

Gráfico 67 Demanda y Extracción para la red eléctrica del aluminio opción 3 redes AC



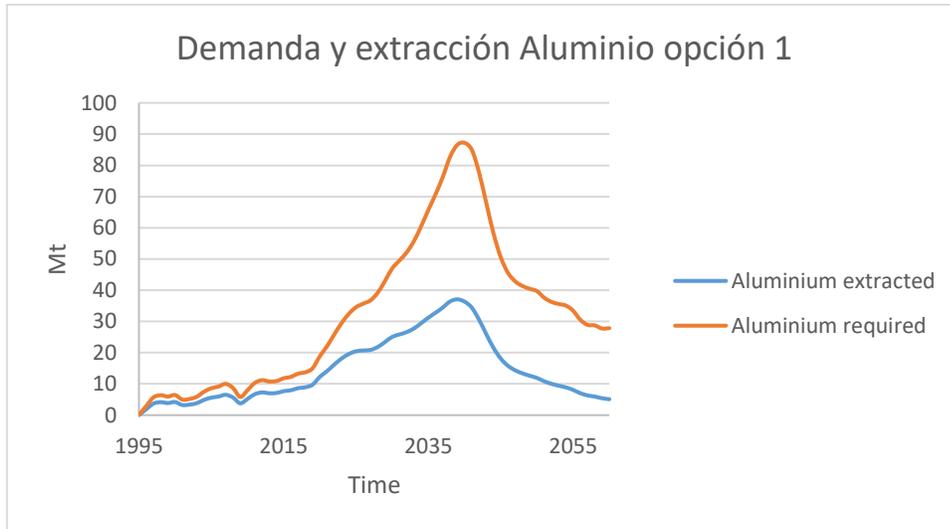
Fuente: Elaboración propia

Gráfico 68 Demanda y extracción del cobre para la red eléctrica opción 3 redes AC



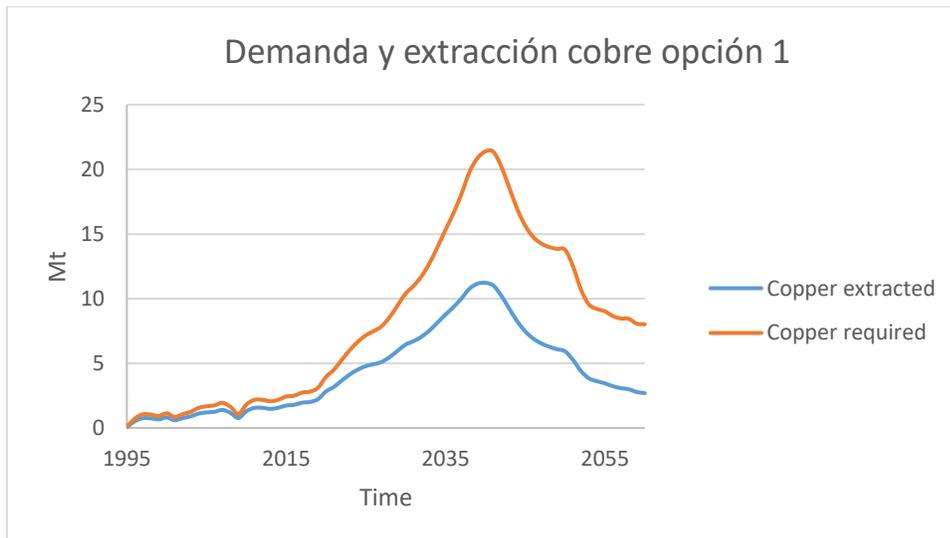
Fuente: Elaboración propia

Gráfico 69 Demanda y extracción aluminio para la red eléctrica opción 1 redes AC



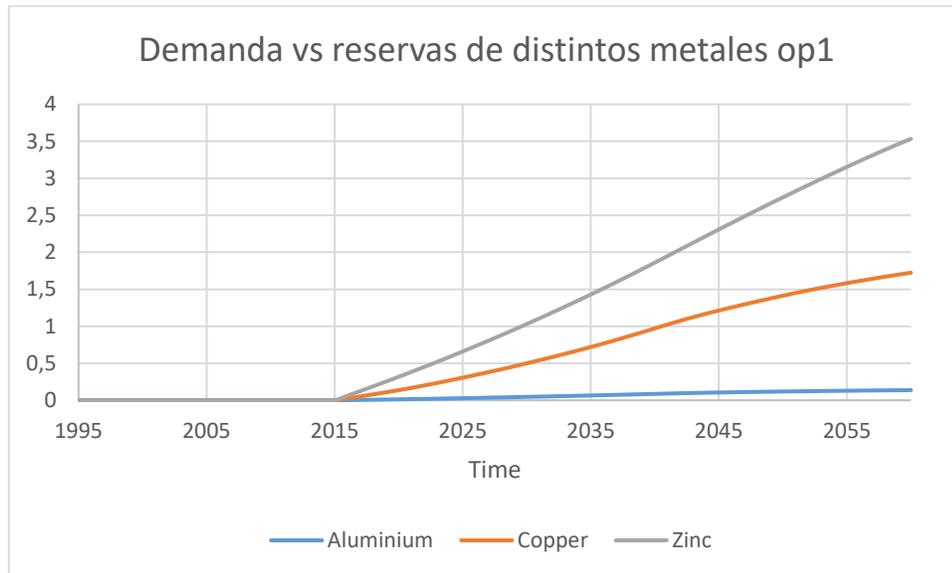
Fuente: Elaboración propia

Gráfico 70 Demanda y extracción cobre para la red eléctrica opción 1 redes AC



Fuente: Elaboración propia

Gráfico 71 Demanda vs Reservas de metales en la opción 1 de redes AC



Fuente: Elaboración propia

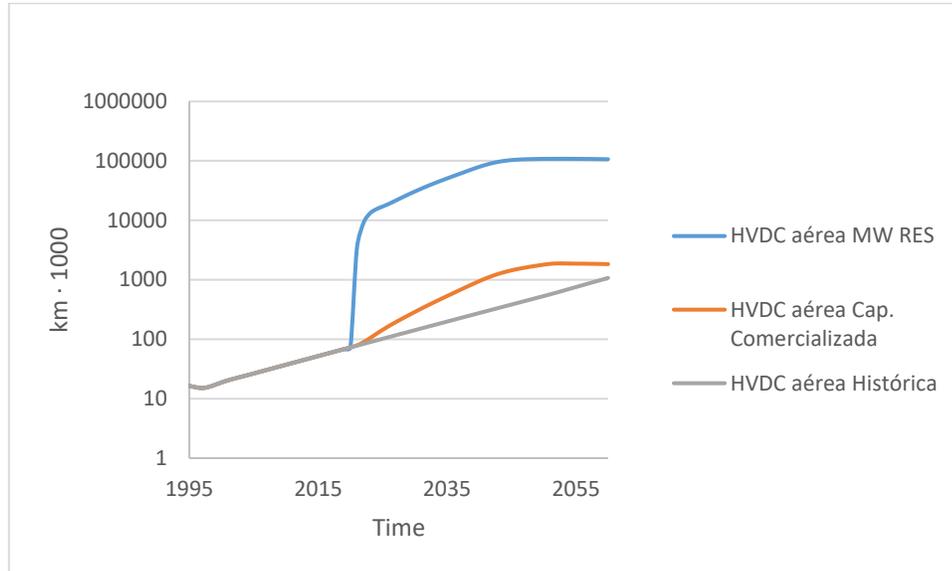
Gráfico 72 Demanda vs Reservas de metales en la opción 3 de redes AC



Fuente: Elaboración propia

Para la estimación de las redes HVDC, se compara entre las tres posibles opciones de crecimiento:

Gráfico 73 Redes HVDC según tipo de crecimiento

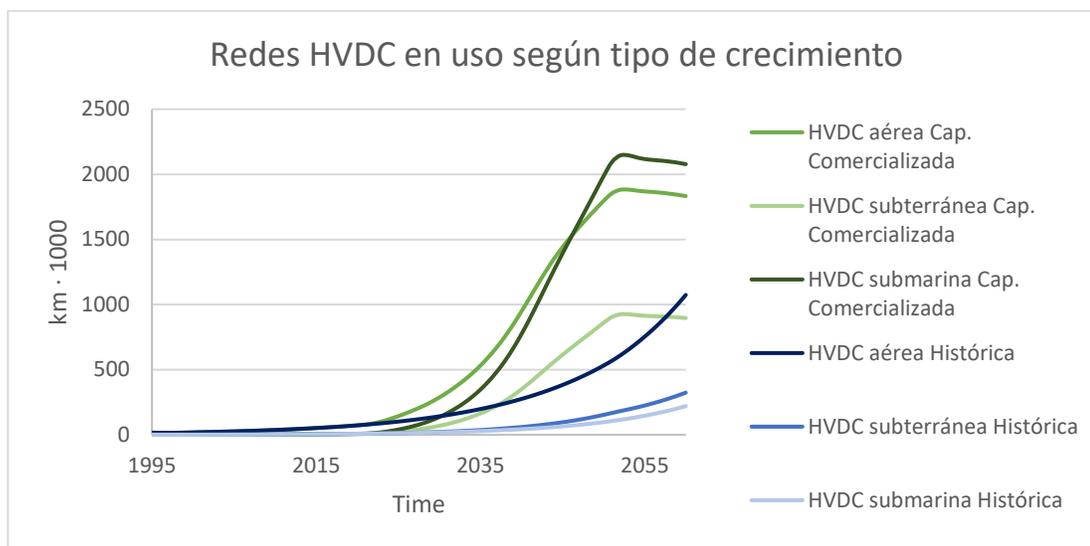


Fuente: Elaboración propia

Opción 1: Crecimiento basado en los MW de RES instalados. Opción 2: Crecimiento basado en la capacidad comercializada entre países Opción 3: Proyección histórica

En el Gráfico 73 se revela que estimar las líneas HVDC en función de los ratios obtenidos anteriormente de MW de RES instalados, resulta en una sobreestimación irrealista en comparación con la proyección histórica de redes HVDC. Por ello, se dejará de considerar esta opción en el resto de simulaciones. Se puede comparar entre la proyección histórica y la estimación a través de la capacidad comercializada para valores predeterminados en el Gráfico 74.

Gráfico 74 Redes HVDC según tipo de crecimiento sin considerar opción MW RES instalados



Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 32 se recopilan los kilómetros de redes de cada tipo en cada opción considerada:

Tabla 32 Recopilación de kilómetros de redes AC y HVDC para cada opción

ESCENARIO BASE		2015	2050	Aumento
Redes AC	opción 1 Millón km	67,638	487,827	420,189
	opción 2 Millón km	68,874	694,724	625,850
	opción 3 Millón km	67,967	544,725	476,758
Redes HVDC	opción 1 Millón km	0,062	138,794	138,733
	opción 2 Millón km	0,062	32,391	32,329
	opción 3 Millón km	0,062	33,251	33,190

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 33 se recopilan los materiales extraídos desde 2015 para las distintas combinaciones entre las tres opciones consideradas en las redes AC y HVDC:

Tabla 33 Recopilación de los materiales extraídos desde 2015 para cada opción de redes AC y HVDC

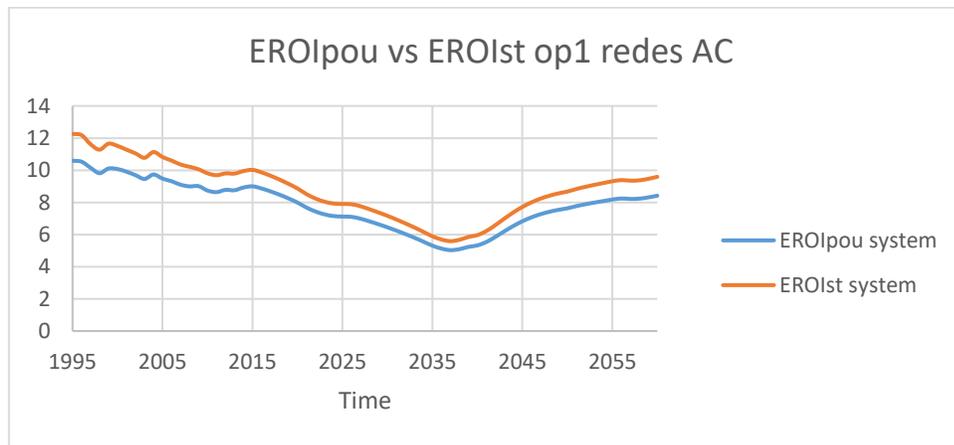
Cantidades de materiales extraídas acumuladas desde 2015 para 2050 en Mt				
Material	Redes AC	Redes HVDC	Elementos auxiliares	Total
AC op1 HVDC op2				
Aluminio	348,186	7,99	409,2	765,376
Cobre	55,225	22,2982	160,152	237,6752
Total	7142,43	463,14	4361,57	11967,14
AC op2 HVDC op2				
Aluminio	1331,18	7,99	1549,94	2889,11
Cobre	203,719	22,2982	560,655	786,6722
Total	27927,9	463,14	16033,1	44424,14
AC op3 HVDC op2				
Aluminio	1158,99	7,99	1349,96	2516,94
Cobre	177,992	22,2982	500,485	700,7752
Total	24342,5	463,14	14017,8	38823,44
AC op1 HVDC op1				
Aluminio	348,186	571,915	475,204	920,101
Cobre	55,225	272,577	726,096	327,802
Total	7142,43	29211,2	14750,6	36353,63
AC op2 HVDC op1				
Aluminio	1331,18	571,915	1615,05	3518,145
Cobre	203,719	272,577	1137,69	1613,986
Total	27927,9	29211,2	26422,2	83561,3
AC op3 HVDC op1				
Aluminio	1158,99	571,915	1415,97	3146,875
Cobre	177,992	272,577	1066,43	1516,999
Total	24342,5	29211,2	24406,8	77960,5
AC op1 HVDC op3				
Aluminio	348,186	2,34	407,717	758,243
Cobre	55,225	2,15343	147,059	204,43743
Total	7142,43	125,134	4117	11384,564
AC op2 HVDC op3				
Aluminio	1331,18	2,34	1547,56	2881,08
Cobre	203,719	2,15343	558,65	764,52243
Total	27927,9	125,134	15494,3	43547,334
AC op3 HVDC op3				

Aluminio	1158,99	2,34	1348,48	2509,81
Cobre	177,992	2,15343	487,391	667,53643
Total	24342,5	125,134	13773,2	38240,834

Fuente: Elaboración propia

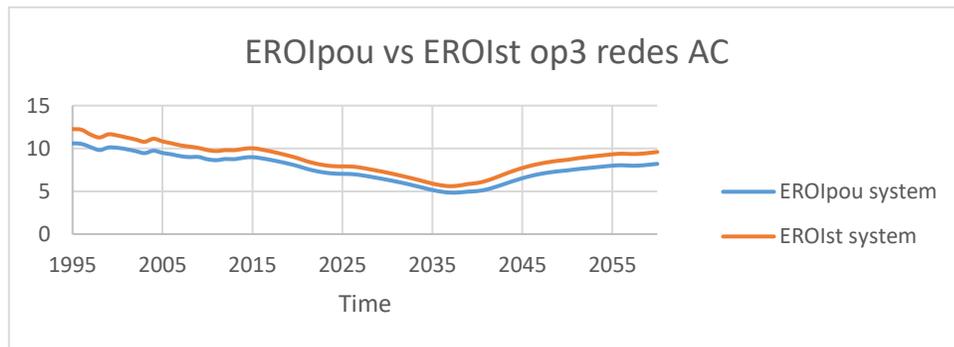
En el Gráfico 75 y Gráfico 76 se muestra el EROI_{pou} calculado en el modelo en comparación con el EROI_{st} para la opción 1 y 3 de las redes AC. Para la opción 1, el EROI_{pou} se acerca más al EROI_{st} al requerir menos energía para el transporte de la red.

Gráfico 75 EROIs para el escenario base opción 1



Fuente: Elaboración propia

Gráfico 76 EROIs para el escenario base opción 3

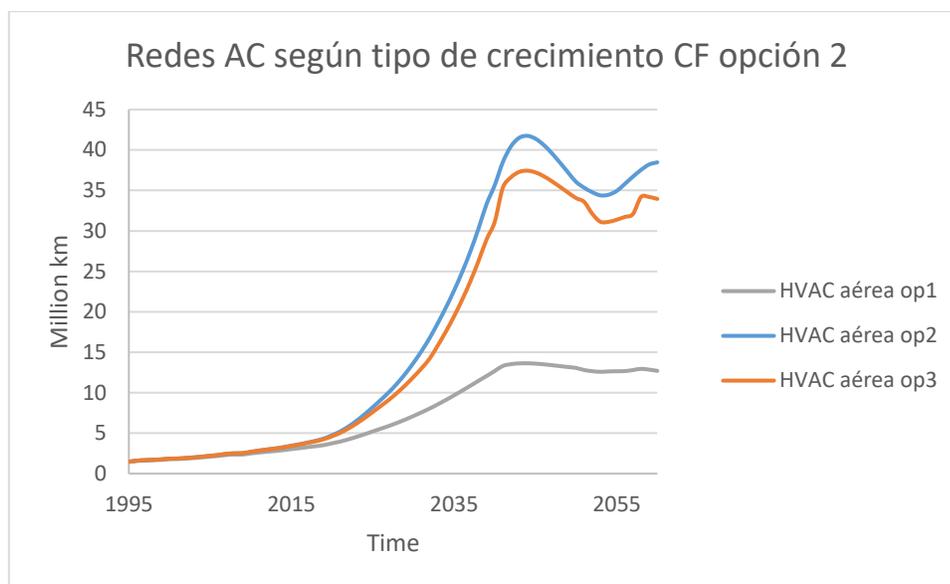


Fuente: Elaboración propia

b) Evaluación del factor de capacidad

Entre el Gráfico 61 y Gráfico 77 se observa una gran diferencia en las redes de corriente alterna en función del tipo de crecimiento.

Gráfico 77 Redes AC para distintos crecimientos CF=2

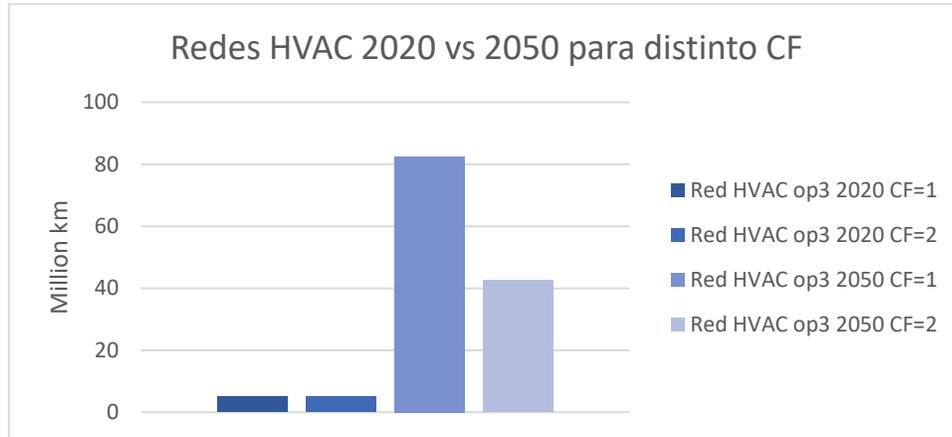


Fuente: Elaboración propia

Opción 1: Crecimiento basado en el factor escala. Opción 2: Añadiendo al factor escala el efecto del factor de capacidad. Opción 3: Añadiendo al factor escala y de capacidad, el efecto de la descentralización. El factor de capacidad viene estimado a través de la regresión realizada en el modelo.

Como se puede comprobar, el efecto de la estimación del factor de capacidad a través de las variables definidas anteriormente en MEDEAS o por la regresión realizada en este estudio, modifica en aproximadamente 40 millones de kilómetros la red HVAC para el 2050, Gráfico 78. La diferencia de estimar el factor de capacidad de una forma u otra viene mostrada en el Gráfico 80, Gráfico 79 y Gráfico 81.

Gráfico 78 Redes HVAC para distintos CF y años



Fuente: Elaboración propia

Gráfico 79 Proporción de curtailment

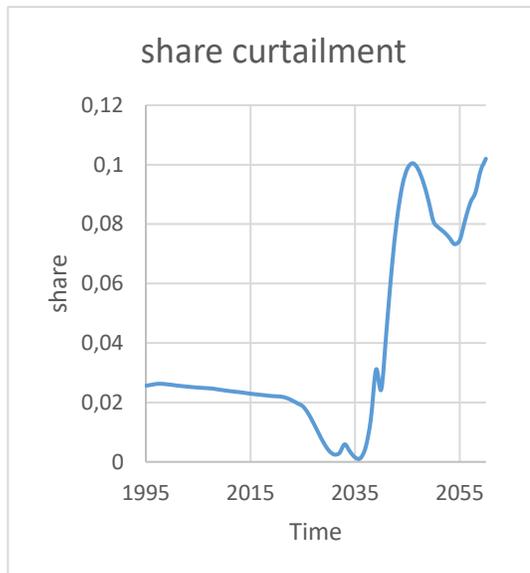
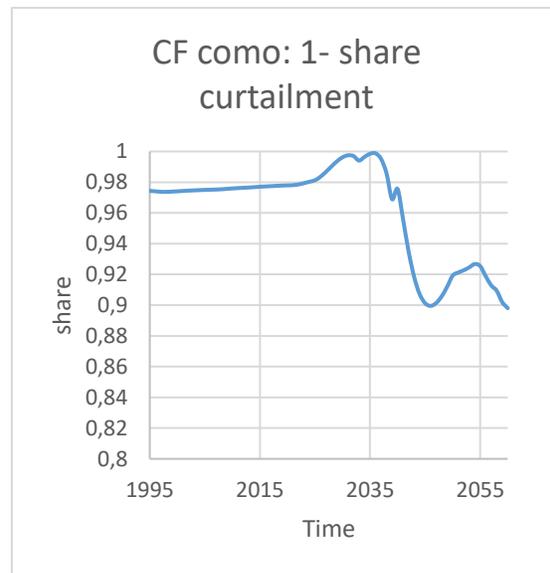


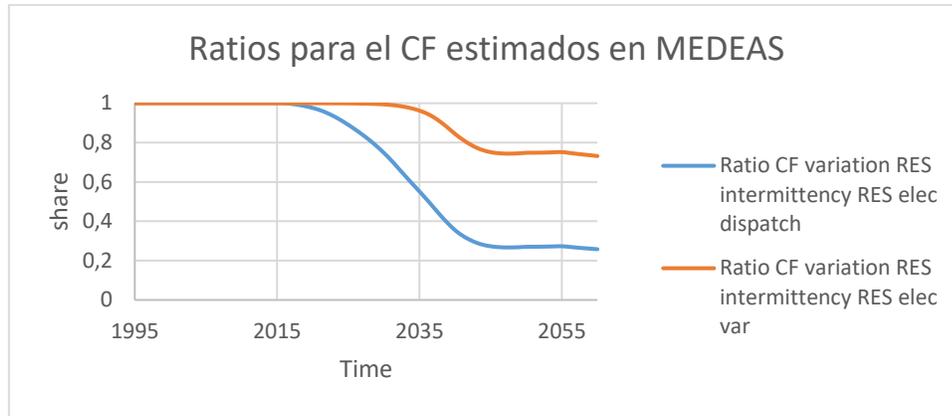
Gráfico 80 Factor de capacidad estimado a través del curtailment



Fuente: Elaboración propia

En el gráfico de la izquierda se muestra el resultado del share curtailment para redes HVDC estimadas según la capacidad comercializada entre países (con el objetivo predeterminado). En el gráfico de la derecha se muestra cómo sería el factor de capacidad estimado a través del curtailment

Gráfico 81 Ratios para el factor de capacidad estimados en MEDEAS anteriormente

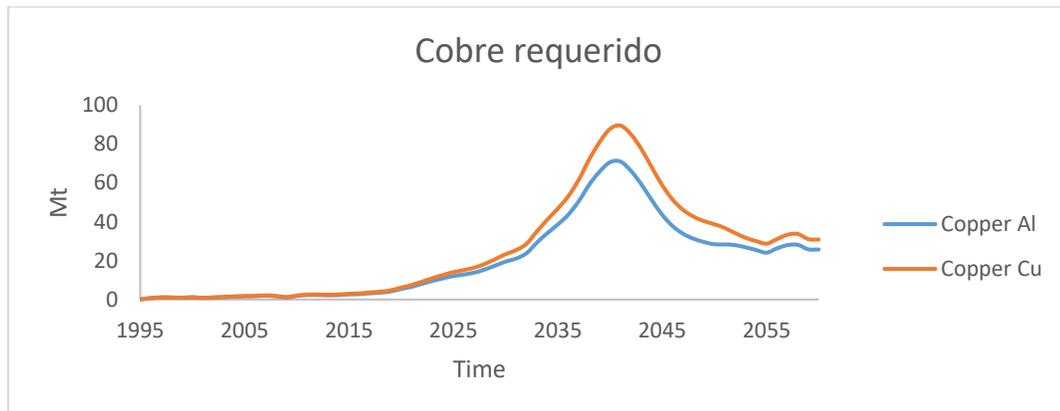


Fuente: Elaboración propia

c) Evaluación de la dinámica de los materiales

A continuación, se procede a evaluar la dinámica de los materiales, permitiendo o no la sustitución del cobre por aluminio en las redes subterráneas.

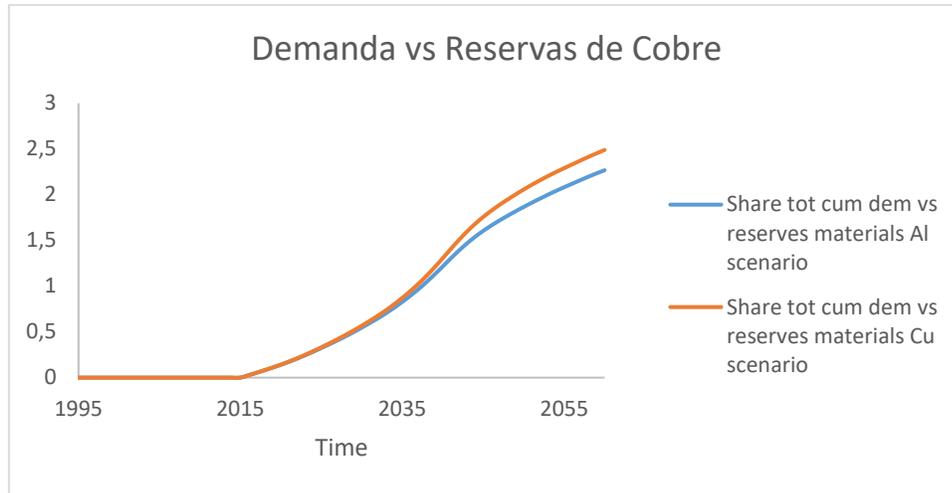
Gráfico 82 Cobre requerido evaluación dinámica de materiales



Fuente: Elaboración propia

Por defecto, se ha considerado la opción 3 para redes AC y opción 2 en redes HVDC. Copper Al hace referencia al cobre requerido en la sustitución de los conductores de cobre por los de aluminio, y Copper Cu a la utilización de cobre como conductor por defecto.

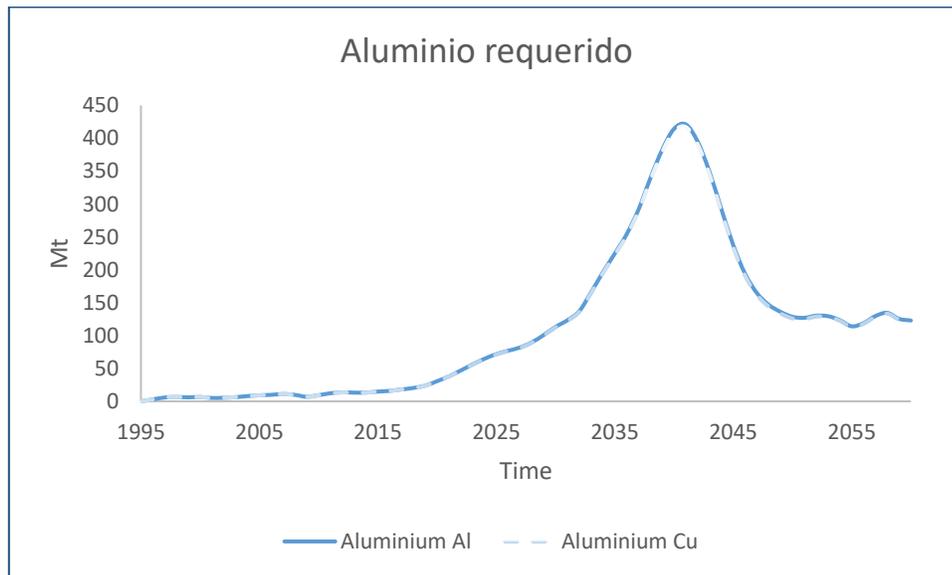
Gráfico 83 Demanda vs Reservas para el cobre evaluación dinámica de materiales



Fuente: Elaboración propia

Demanda acumulada versus reservas del cobre para Al scenario (sustitución de conductores de cobre por aluminio) y Cu scenario (cobre como conductor)

Gráfico 84 Aluminio requerido evaluación dinámica de materiales



Fuente: Elaboración propia

Por defecto, se ha considerado la opción 3 para redes AC y opción 2 en redes HVDC. Aluminium Al hace referencia al cobre requerido en la sustitución de los conductores de cobre por los de aluminio, y Aluminium Cu a la utilización de cobre como conductor por defecto.

Gráfico 85 Demanda vs Reservas para el aluminio evaluación dinámica de materiales



Fuente: Elaboración propia

Demanda acumulada versus reservas del aluminio para Al escenario (sustitución de conductores de cobre por aluminio) y Cu escenario (cobre como conductor)

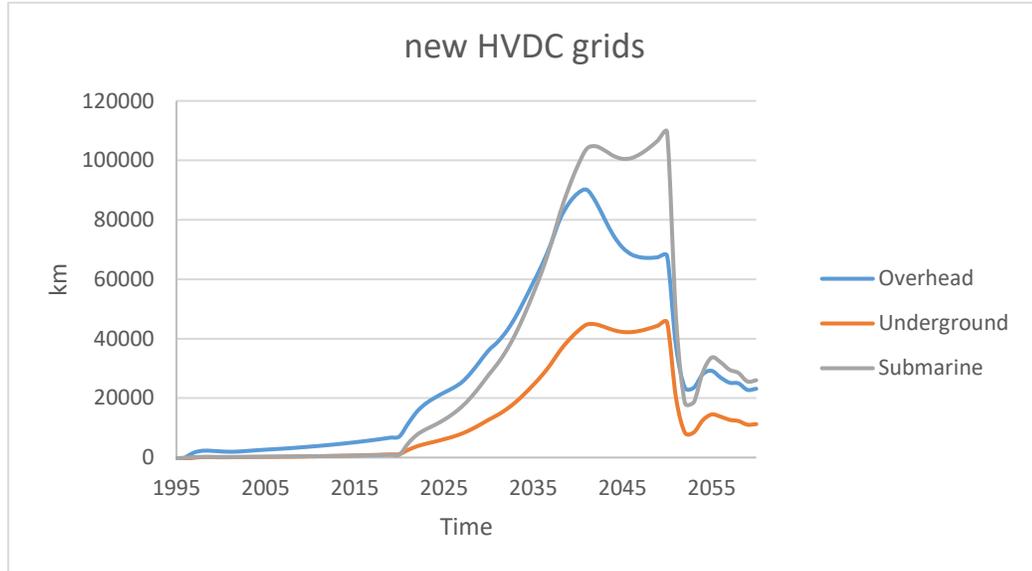
La disminución de la demanda de cobre de una opción a otra se hace muy notable (de 0.20 puntos en el 2060). Pese a tener que sustituir el cobre por aluminio, la demanda de aluminio respecto a las reservas apenas varía.

4.1.2. Resultados escenarios de sensibilidad redes HVDC

En este primer escenario de sensibilidad se modifica el objetivo de capacidad comercializada entre países modificando la variable share_traded_capacity_defined_GW. El resto de interruptores permanecerán en las mismas posiciones para las simulaciones realizadas.

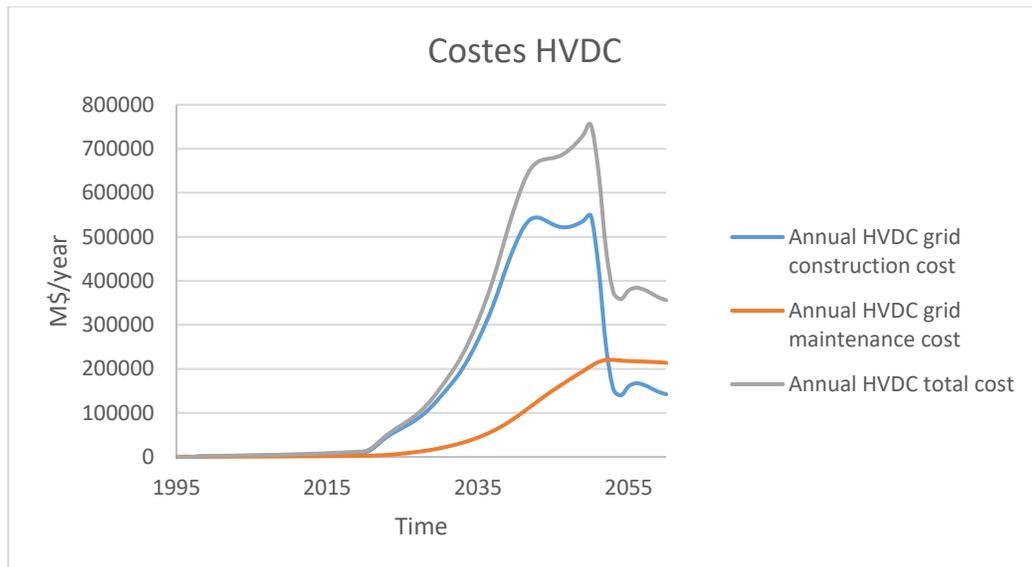
Para un $\text{share_traded_capacity_defined_GW} = 0.10$:

Gráfico 86 Nuevas redes HVDC para una capacidad comercializada en 2050 del 10%



Fuente: Elaboración propia

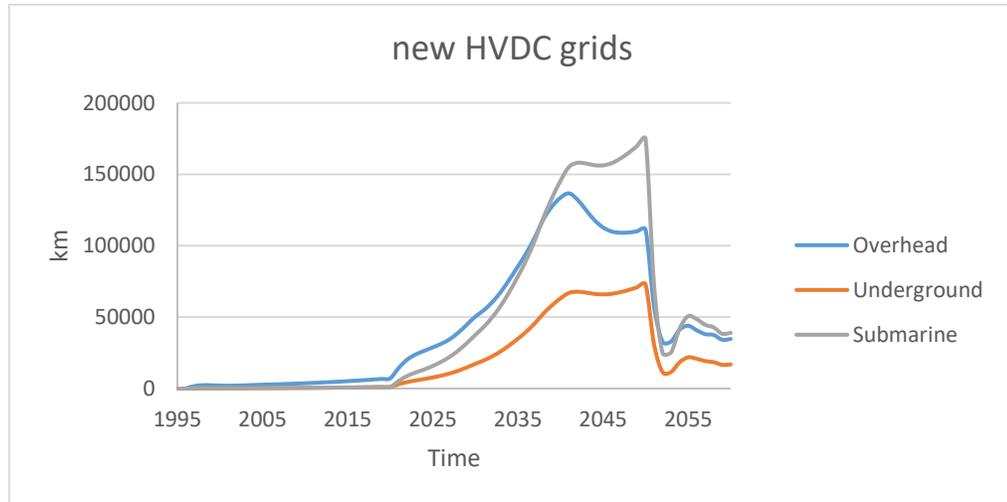
Gráfico 87 Costes red HVDC para un 10% de capacidad comercializada en 2050



Fuente: Elaboración propia

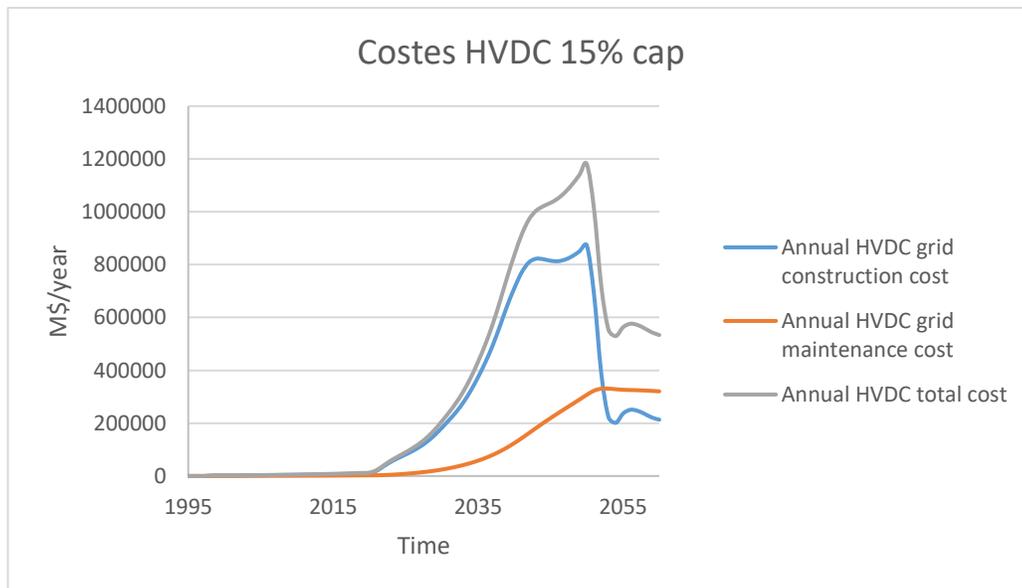
Para un share_traded_capacity_defined_GW=0.15:

Gráfico 88 Nuevas redes HVDC para una capacidad comercializada en 2050 del 15%



Fuente: Elaboración propia

Gráfico 89 Costes red HVDC para un 15% de capacidad comercializada en 2050

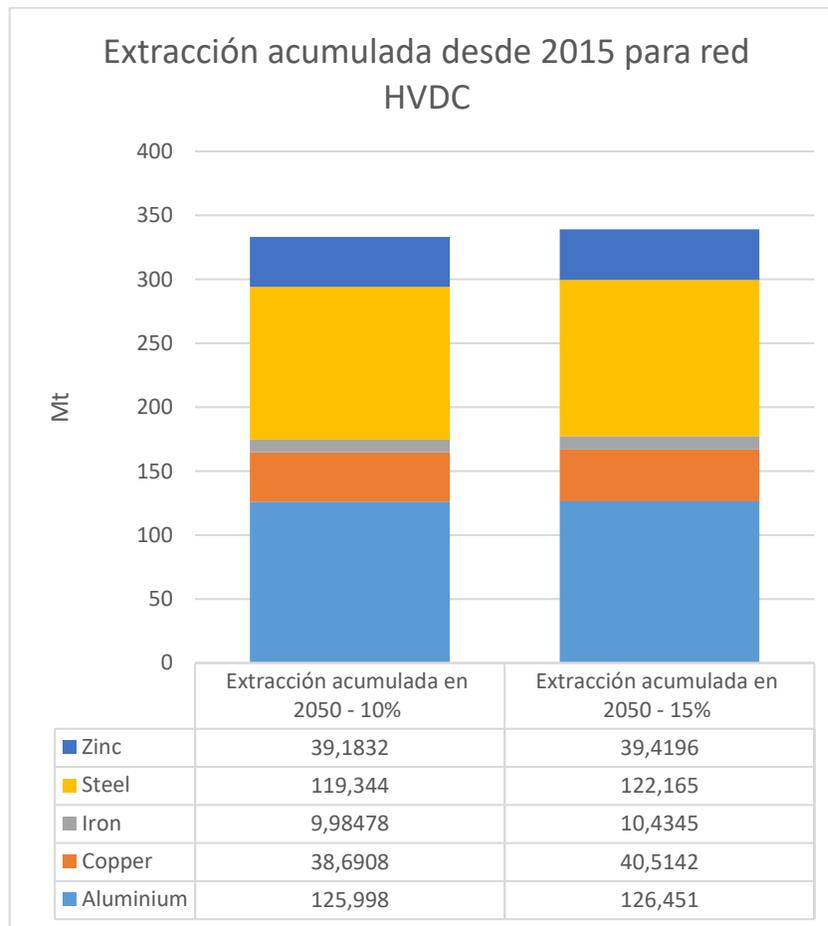


Fuente: Elaboración propia

Las nuevas redes para cada simulación se representan en el Gráfico 86 y Gráfico 88.

Si se compara entre ambos casos:

Gráfico 90 Extracción acumulada desde 2015 para distintas necesidades de redes HVDC



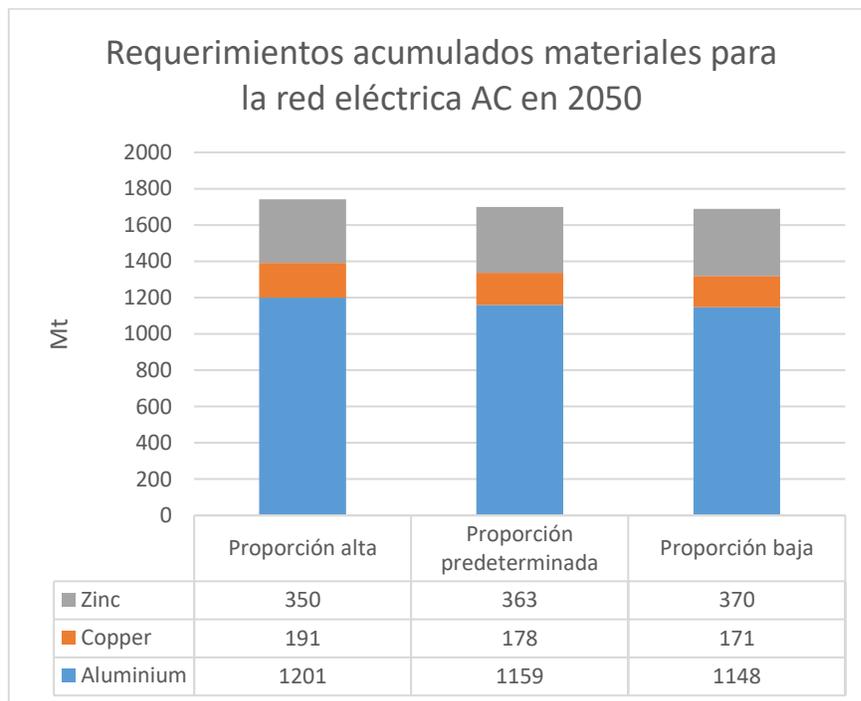
Fuente: Elaboración propia

En el Gráfico 90 se muestran la extracción acumulada de materiales para cada caso simulado en redes HVDC. Las necesidades de extracción apenas varían pese al aumento de la capacidad de comercialización de energía eléctrica entre países.

4.1.3. Resultados escenario de sensibilidad proporción de redes subterráneas

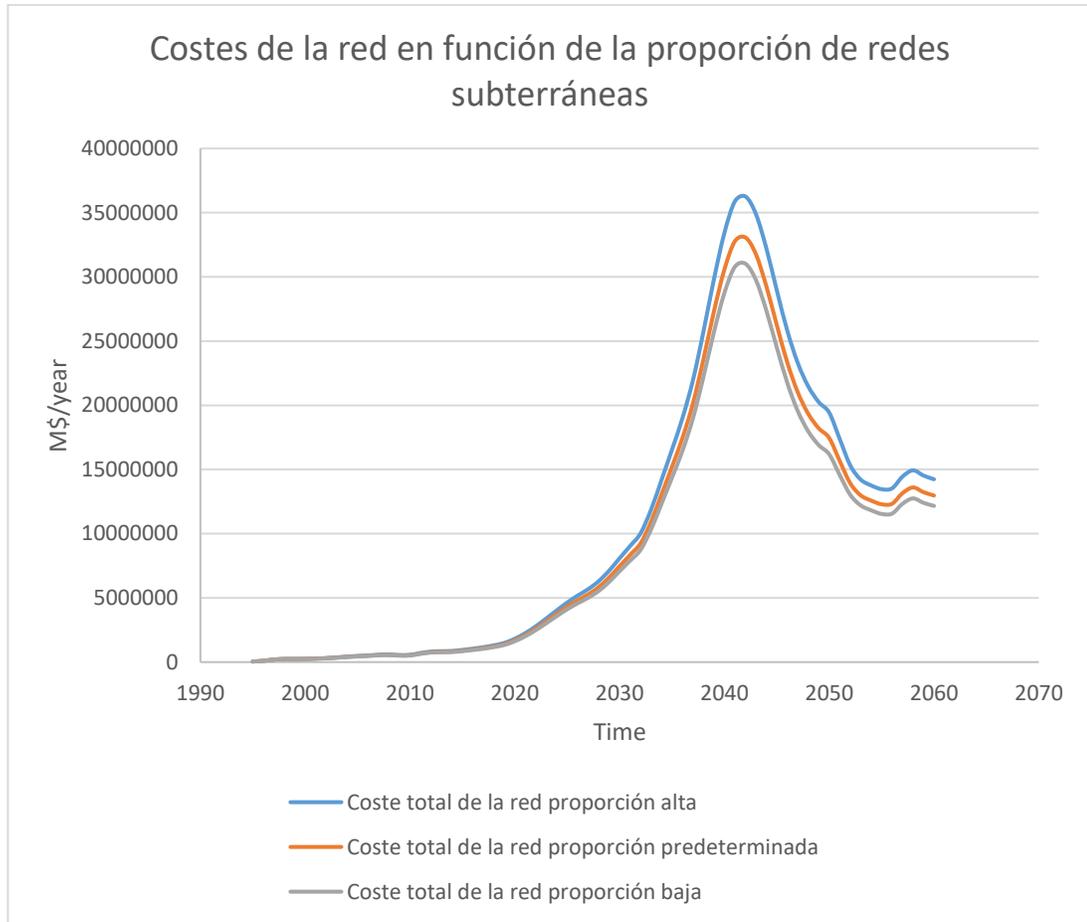
En este escenario de sensibilidad se comparan tres valores distintos (proporción baja, por defecto y alta) para la variable Share_MV_underground_defined y Share_LV_underground_defined.

Gráfico 91 Requerimientos acumulados desde 2015 de materiales para la red AC para 2050 según distintas proporciones de redes subterráneas de MV y LV



Fuente: Elaboración propia

Gráfico 92 Costes de la red para distintas proporciones de redes subterráneas de MV y LV



Fuente: Elaboración propia

En el Gráfico 91 se muestran los requerimientos materiales para estas tres proporciones de redes subterráneas de medio y bajo voltaje evaluadas. A medida que disminuye la proporción de redes subterráneas se observa un aumento en los requerimientos de Zinc, mientras que cuando la proporción de redes subterráneas crece, se necesita más cobre y aluminio.

En el Gráfico 92 se comparan los costes del sistema a afrontar para cada proporción. Los costes aumentan considerablemente para el caso de más redes subterráneas.

4.2. Análisis de los resultados

La primera prueba en el escenario base consiste en analizar las diferentes formas de modelado en redes AC y HVDC. Para la red de corriente alterna, se han computado tres posibles formas de modelar las necesidades de kilómetros para cada tipo de red. Si se considera la primera opción, en la que la red únicamente crece por un factor escala de la capacidad instalada del total de plantas de generación en el mundo, los kilómetros totales de redes AC crecen en 420 millones desde 2015 hasta 2050. Para la segunda opción, incorporando el efecto del factor de capacidad, este crecimiento llega a ser de 625 millones. Para la opción 3 en la que se considera el efecto que supone la descentralización de las redes, el aumento disminuye a 476 millones.

Teniendo únicamente en cuenta el factor de capacidad, los requerimientos de materiales para 2050 de aluminio y cobre llegan a 40 y 14 Mt respectivamente. El zinc alcanza unos requerimientos de 11 Mt y el acero de 4 Mt. Gracias a la mejora en las tasas de reciclado, la cantidad extraída es mucho menor que la requerida. Por ejemplo, en el aluminio para la opción 3 de modelado de las redes AC, la cantidad realmente extraída de aluminio en 2050 es de un 15% de la requerida gracias al reciclado.

Hay que hacer especial mención a la demanda de metales respecto a las reservas estimadas puesto que, para el cobre y el zinc, se superan las reservas desde el 2030 para el zinc y 2040 para el cobre en la opción 1, y en el 2030 y 2035 para la opción 3. La demanda de aluminio, sin embargo, representa un 20% de las reservas estimadas en la opción 3, por lo que no peligra la escasez en este metal. En términos económicos, las opciones 2 y 3 resultan insostenibles para el sistema, puesto que los costes de inversión en redes superan la formación bruta de capital fijo.

Se compara también entre el EROI_{pou} y EROI_{st} del sistema para las opciones 1 y 3 que, dada la diferencia tan grande en kilómetros de redes, el EROI_{pou} en la opción 1 se acerca más al EROI estándar que en la opción 3, lo que significa que el transporte de la energía supone menos coste energético en un caso que en el otro.

En el modelado de la corriente continua de alto voltaje (redes HVDC internacionales), se ha incorporado como primera opción el modelado anterior existente en MEDEAS, en el que se incrementaba la red HVDC en función de los

MW de RES instalados. Al examinar los resultados se ha comprobado que esta opción conlleva una sobreestimación de la red, al reportar un crecimiento de 138 millones de kilómetros. Si comparamos este resultado con el crecimiento total de la red alterna en su primera opción, significaría que la red HVDC sería un 24% del total, lo cual conduce a una exageración en las redes de corriente continua. La segunda opción para modelar esta red considera suponer que la red HVDC crecerá en función de la necesidad de capacidad comercializada requerida entre países del mundo. El resultado para este caso ha sido un aumento de 32,3 millones de redes, un millón más respecto a la tercera opción, en el que se modelan las HVDC en función de su proyección histórica. Se han combinado las tres opciones de modelado para las redes AC con las otras tres para las redes HVDC, obteniendo en el mejor escenario (AC opción 1 y HVDC opción 3) una cantidad extraída de materiales de 11400 Mt, 760 de ellas de aluminio y 200 de cobre. Para el peor escenario (AC opción 2 y HVDC opción 1), las Mt de materiales extraído ascienden a 83500 Mt, 3500 de ellas de aluminio y 1600 de cobre.

La segunda prueba en el escenario base consiste en evaluar la forma de modelar el factor de capacidad. Por defecto, en MEDEAS el factor de capacidad viene definido teniendo en cuenta la variabilidad de las energías renovables variables. En esta prueba se analiza el cambio que supone en las redes de corriente alterna, modeladas en las opciones 2 y 3 a partir del factor de capacidad, modificar el parámetro existente en el modelo por el estimado a partir de la regresión obtenida en este trabajo. Esta regresión representa la relación del curtailment con el almacenamiento, las redes HVDC y la proporción de renovables variables en el sistema. La proporción de curtailment sustituye el factor de capacidad. El efecto que provoca en el sistema es una disminución de las redes de hasta 40 millones para la opción 3 de modelado de redes AC, ya que el factor de capacidad obtenido llega a 0.9 en 2050 mientras que en modelado existente era aproximadamente de 0.7 y 0.3 en las energías variables y no variables respectivamente. Por tanto, modificar el factor de capacidad por esta nueva regresión hace que aumente considerablemente respecto a la estimación anterior.

La tercera prueba realizada sobre el escenario base sirve para evaluar la dinámica de los materiales, permitiendo la sustitución de los conductores de cobre por los de aluminio. Pese a que modificando cobre por aluminio en las redes eléctricas la demanda de cobre en 2050 seguirá siendo muy superior a las reservas, se ve una disminución de 0.2 puntos en la demanda respecto a la reserva sin apenas notificar cambios en la de aluminio, por lo que se presenta como una buena alternativa para evitar el desabastecimiento del cobre. Esto se debe a que pese

necesitar mayor sección de aluminio para conseguir la misma conductividad del cobre, el aluminio pesa la mitad que el cobre.

Se han realizado dos análisis de sensibilidad. En el primero de ellos se analiza el aumento en la capacidad comercializada entre países para comprobar el efecto que provocaría el aumento de las redes HVDC en el mundo. Se observa que las necesidades de extracción de materiales apenas varían al aumentar la necesidad de capacidad de comercialización energética, pero hay que prestar especial atención a los costes, ya que estos sí serán considerables en el sistema.

En el segundo escenario de sensibilidad se evalúa la variación en la proporción de redes subterráneas en el sistema para redes de medio y bajo voltaje. El cobre y aluminio aumentarían con la cantidad de redes subterráneas respecto del total mientras que las necesidades de zinc disminuirían. En 2050 para la simulación con mayor proporción de redes subterráneas del total, se necesitan unos materiales acumulados desde el 2015 de 350, 191 y 1200 Mt para el zinc, el cobre y el aluminio. Para la simulación con menor proporción de redes subterráneas se necesitan 370, 170 y 1150 Mt respectivamente. El coste de la red total será mayor a medida que se aumente la proporción de la red subterránea en el total.

4.3. Conclusiones

Para poder realizar una transición energética hacia las energías renovables es muy importante evaluar los posibles efectos adversos que causen las medidas necesarias para llevar a cabo este proceso. Por ello, este trabajo analiza una de las formas de gestión de la intermitencia de las energías renovables variables: el aumento de las redes eléctricas. Pese a que el sistema eléctrico está conformado por materias primas muy abundantes como el aluminio, también posee pequeñas cantidades de otros metales como cobre o zinc que pueden poner en peligro sus reservas causando desabastecimiento de materiales esenciales en la sociedad.

En este trabajo se han analizado diferentes formas para modelar el futuro de la red eléctrica, evaluando los resultados obtenidos en cada caso con objeto de recopilar los requerimientos materiales futuros para las redes en el contexto de la transición energética. A su vez, se han evaluado de una forma simplificada los posibles costes que supone la red. Para ello se ha creado un sub-modelo que

vinculado al IAM MEDEAS-W 2.2 para poder representar el sistema de las redes eléctricas al detalle. Se ha empleado el software Vensim DSS, exportando los resultados a una hoja de cálculo para su posterior tratamiento.

Se ha distinguido entre dos tipos de corriente (alterna o continua), tres tipos de voltajes (alto, medio y bajo) y tres tipos de redes (aéreas, subterráneas y submarinas), obteniendo las necesidades materiales por kg/km para cada caso, así como de sus elementos auxiliares correspondientes.

En primer lugar, se ha elaborado un escenario base sobre el que se han evaluado los posibles cambios en modelado de cada variable para analizar el mayor rango posible de resultados y comparar entre ellos. Si únicamente se considerase que el aumento de la red de corriente alterna está provocado por el aumento de la capacidad instalada de plantas de generación eléctrica, crecería 420 millones desde 2015 hasta 2050 y tendría unos requerimientos de 11Mt para el zinc, 40 Mt para el aluminio y 14 Mt para el cobre. Si se añade el efecto que provoca una disminución en el factor de capacidad de estas plantas y la descentralización, aumentaría hasta 476 millones de kilómetros incrementando por tanto los requerimientos materiales. Estas necesidades de materiales serían superiores a las reservas en el caso del zinc y el cobre. El aluminio no presentaría ningún problema de abastecimiento gracias a la mejora en la tasa de reciclado prevista, que permitiría extraer tan solo un 15% de lo demandado en 2050. En términos monetarios, la primera opción de modelado de las redes AC sería la única viable.

Se ha relacionado el factor de capacidad con la estimación realizada a través del curtailment. El curtailment o “energía desaprovechada por el sistema”, se obtiene a partir de la relación con la capacidad de almacenamiento del sistema, de la proporción de renovables variables y del aumento de redes HVDC. Esta modificación en la forma de estimar el factor de capacidad resulta muy positiva para el sistema, puesto que no disminuye de 0.8 en ningún momento de la simulación. Esto quiere decir que no se está desaprovechando tanta energía y no se necesitan redes extra para cubrir la demanda.

Para las redes HVDC teniendo en cuenta que crecen en función de la necesidad de capacidad de comercialización requerida entre países, se produciría un aumento de 32,3 millones de kilómetros para 2050. Si se siguiese la proyección histórica, se llegaría a 31 millones. Esto supone que las redes HVDC serían un 6-7% de las redes totales del mundo, facilitando las relaciones comerciales entre países. Gracias a esto se podría comercializar un 10% de la capacidad instalada total en el mundo. Esto beneficiaría a la sociedad de forma que los países con

mejores recursos (sol, viento, etc) no perderían su energía sobrante pudiendo abastecer al resto de países que sufran de escasez energética en determinados momentos del año. También se comprueba en un escenario de sensibilidad la posibilidad de comercializar hasta un 15% de la capacidad instalada, lo cual resulta factible en términos de materiales puesto que apenas aumentan los requerimientos materiales.

Por otra parte, modificar los conductores de cobre por aluminio se presenta como una buena alternativa ya que disminuye las posibilidades de desabastecimiento del cobre sin incrementar las del aluminio gracias al reciclado de este metal y su bajo peso, por lo que en un futuro es importante tenerlo en cuenta y sustituir el cobre por otros materiales también en elementos auxiliares para evitar que la demanda supere a las reservas de este metal. Otra de las posibilidades evaluadas en el modelo ha sido aumentar los objetivos de proporción de redes subterráneas para 2050. Este tipo de redes posee menor impacto visual y sonoro, así como para las aves y la vegetación, sin embargo, su coste es mayor. En términos de materiales, presenta una mejora en el uso de zinc, pero aumenta las necesidades de cobre y aluminio.

Finalmente, este trabajo manifiesta la importante necesidad de una expansión de la red eléctrica para poder llevar a cabo la transición a las energías renovables. Los requerimientos materiales y costes que supone el aumento de la red eléctrica podrían acarrear problemas de escasez en metales como el cobre, por lo que es necesario una sustitución de este metal en todos los elementos de la red para disminuir sus posibilidades de desabastecimiento. Las tasas de reciclado juegan un papel esencial para evitar el aumento de la extracción y la energía requerida para este proceso en metales como el aluminio. Los costes de la expansión de la red pueden resultar un impedimento para la viabilidad económica de ésta.

Pese a que las energías renovables conduzcan a una sociedad con menos emisiones de CO₂, pueden acarrear otros problemas igualmente importantes como el desabastecimiento de materiales, por lo que es importante tener en cuenta todos los factores relacionados con este tipo de plantas energéticas para evitar otros problemas.

4.4. Líneas futuras de trabajo

Es importante tener en consideración cuáles han sido las limitaciones en este estudio para poder continuar el trabajo y mejorarlo en el futuro. Aunque a lo largo del trabajo se han ido mencionando, es importante hacer una recopilación de todas para simplificar la tarea futura:

- Considerar la mejora en redes respecto a la digitalización y flexibilidad de estas: redes inteligentes o smart grids, uso de la fibra de vidrio en la red, etc. Habría que contabilizar tanto los materiales involucrados (electrónica) como la energía necesaria para crear estas redes, que será muy diferente de la construcción de una red convencional.
- Computar la energía directa para la construcción y mantenimiento de las redes: combustible necesario para mover las máquinas excavadoras, grúas, etc. Esto se incluiría en el denominador del EROI, por lo que disminuiría respecto al EROI calculado en este trabajo.
- Considerar de forma conjunta el resto de las opciones de gestión de la intermitencia (integración de sectores, almacenamiento energético, etc) para vincular el efecto que puede provocar en la expansión de la red.
- Ahondar más en la obtención de los materiales de la red, recopilando directamente de fuentes primarias y mejorando aquellos aspectos que han sido simplificados para detallar más tipos concretos de redes existentes y los materiales necesarios en cada caso. Esto debería ir acompañado de aumentar el detalle en los aspectos económicos del coste de las redes.

CAPÍTULO 5: BIBLIOGRAFÍA

- Alassi, A., Bañales, S., Ellabban, O., Adam, G., & MacIver, C. (2019). HVDC Transmission: Technology Review, Market Trends and Future Outlook. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112, 530-554. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.062>
- Álvarez Fayos, A. (2009). *Líneas eléctricas y transporte de energía eléctrica*. Universidad Politécnica de Valencia.
- Anixter. (s. f.). *Copper vs. Aluminum Conductors*. Recuperado 16 de junio de 2021, de https://www.anixter.com/en_au/resources/literature/wire-wisdom/copper-vs-aluminum-conductors.html
- Arderne, C., Zorn, C., Nicolas, C., & Koks, E. E. (2020). Predictive mapping of the global power system using open data. *Scientific Data*, 7(1), 19. <https://doi.org/10.1038/s41597-019-0347-4>
- Arvesen, A., Hauan, I. B., Bolsøy, B. M., & Hertwich, E. G. (2015). Life cycle assessment of transport of electricity via different voltage levels: A case study for Nord-Trøndelag county in Norway. *Applied Energy*, 157, 144-151. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.08.013>
- Balloch, D. (2019, enero 3). *EnviroGulf Consulting—HVDC Projects with Marine Infrastructure* (global) [Text]. [envirogulf.com. https://www.envirogulf.com/hvdc.html](https://www.envirogulf.com/hvdc.html)
- Bauknecht, D., Funcke, S., & Vogel, M. (2020). Is small beautiful? A framework for assessing decentralised electricity systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 118, 109543. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109543>
- Berrill, P., Arvesen, A., Scholz, Y., Gils, H. C., & Hertwich, E. G. (2016). Environmental impacts of high penetration renewable energy scenarios for Europe. *Environmental Research Letters*, 11(1), 014012. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/11/1/014012>
- Blackett, G., Savory, E., Toy, N., Parke, G. A. R., Clark, M., & Rabjohns, B. (2008). An evaluation of the environmental burdens of present and alternative materials used for electricity transmission. *Building and Environment*, 43(7), 1326-1338. <https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2006.08.032>
- Brass. (2021). En [Wikipedia. https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Brass&oldid=1025375080](https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Brass&oldid=1025375080)
- Breyer, C., Bogdanov, D., Komoto, K., Ehara, T., Song, J., & Enebish, N. (2015). North-East Asian Super Grid: Renewable energy mix and economics. *Japanese Journal of Applied Physics*, 54(8S1), 08KJ01. <https://doi.org/10.7567/JJAP.54.08KJ01>
- Brown, T., Schlachtberger, D., Kies, A., Schramm, S., & Greiner, M. (2018). Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly renewable European energy system. *Energy*, 160, 720-739. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.222>

- Bumby, S. (2010). *Life Cycle Assessment of Overhead and Underground Primary Power Distribution* | *Environmental Science & Technology*. <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es9037879>
- Bussar, C., Moos, M., Alvarez, R., Wolf, P., Thien, T., Chen, H., Cai, Z., Leuthold, M., Sauer, D. U., & Moser, A. (2014). Optimal Allocation and Capacity of Energy Storage Systems in a Future European Power System with 100% Renewable Energy Generation. *Energy Procedia*, 46, 40-47. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.156>
- Capellán-Pérez, I., Blas, I. de, Nieto, J., Castro, C. de, Javier Miguel, L., Carpintero, Ó., Mediavilla, M., Fernando Lobejón, L., Ferreras-Alonso, N., Rodrigo, P., Frechoso, F., & Álvarez-Antelo, D. (2020). MEDEAS: A new modeling framework integrating global biophysical and socioeconomic constraints. *Energy & Environmental Science*, 13(3), 986-1017. <https://doi.org/10.1039/C9EE02627D>
- Capellán-Pérez, Í., de Blas, I., Nieto, J., De Castro, C., Miguel, L. J., Mediavilla, M., Carpintero, Ó., Frechoso, F., Rodrigo, P., & Cáceres, S. (2017). *D4.1 MEDEAS Model and IOA implementation at global geographical level*. <http://www.medeas.eu/deliverables> No. D4.1
- Capellán-Pérez, I., de Castro, C., & Miguel González, L. J. (2019). Dynamic Energy Return on Energy Investment (EROI) and material requirements in scenarios of global transition to renewable energies. *Energy Strategy Reviews*, 26, 100399. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100399>
- Cervera, F. (2013, marzo). Emperadores y bocadillos: Cuando el aluminio era más caro que el oro. *ULUM*. <https://ulum.es/emperadores-y-bocadillos-cuando-el-aluminio-era-mas-carro-que-el-oro/>
- Child, M., Kemfert, C., Bogdanov, D., & Breyer, C. (2019). Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100% renewable energy system in Europe. *Renewable Energy*, 139, 80-101. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.077>
- Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B. V., & Leahy, M. (2011). The first step towards a 100% renewable energy-system for Ireland. *Applied Energy*, 88(2), 502-507. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.03.006>
- Curtaimiento (electricity). (2020). En *Wikipedia*. [https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Curtaimiento_\(electricity\)&oldid=997416927](https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Curtaimiento_(electricity)&oldid=997416927)
- Darden Lee, W. Jr. (2009). *Parametric Estimating for Early Electric Substation Construction Cost* | *University of Texas at Austin*.
- Daware, K. (s. f.). *Types of Conductors used in Overhead Power Lines*. Recuperado 15 de junio de 2021, de <https://www.electricaleasy.com/2016/07/types-of-conductors-used-in-overhead-lines.html>
- de-Blas, I., Miguel, L.-J., & de-Castro, C. (2021). Modelos de evaluación integrada (IAMs) aplicados al cambio climático y la transición energética. (Spanish). *Integrated assessment models (IAMs) applied to climate change and energy transition*. (English), 96(3), 316-321. <https://doi.org/10.6036/9922>

- de Castro, C., & Capellán-Pérez, I. (2020). Standard, Point of Use, and Extended Energy Return on Energy Invested (EROI) from Comprehensive Material Requirements of Present Global Wind, Solar, and Hydro Power Technologies. *Energies*, 13(12), 3036. <https://doi.org/10.3390/en13123036>
- de Koning, A., Kleijn, R., Huppel, G., Sprecher, B., van Engelen, G., & Tukker, A. (2018). Metal supply constraints for a low-carbon economy? *Resources, Conservation and Recycling*, 129, 202-208. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2017.10.040>
- Deetman, S., de Boer, H. S., Van Engelenburg, M., van der Voet, E., & van Vuuren, D. P. (2021). Projected material requirements for the global electricity infrastructure - generation, transmission and storage. *Resources, Conservation and Recycling*, 164, 105200. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2020.105200>
- Diario Motor. (s. f.). ¿Cuáles son las diferencias entre corriente continua y corriente alterna? article. Recuperado 16 de junio de 2021, de <https://www.diariomotor.com/que-es/mecanica/cuales-son-las-diferencias-entre-corriente-continua-y-corriente-alterna/>
- Dominion. (2005). *Transmission Line Cost Analysis | Joint Commission on Technology and Science, Emerging Technology Issues, Advisory Committee*. <http://dls.virginia.gov/commission/pdf/Dominion071905.pdf>
- Efecto Joule. (2021). En *Wikipedia, la enciclopedia libre*. https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Efecto_Joule&oldid=134707089
- Endesa Distribución. (2019). *Proyecto Tipo DYZ100000 Líneas Subterráneas Media Tensión*. https://www.edistribucion.com/content/dam/edistribucion/normasdematerialesede/DYZ10000%20Linea%20Subterranea%20Media%20Tension_sellado%20LCOE.pdf
- ENTSO-E. (s. f.). *Statistical Factsheets—ENTSO-E Docs*. ENTSO-E Docs. Recuperado 4 de abril de 2021, de <https://docs.entsoe.eu/dataset/statistical-factsheet>
- EU JRC. (2020). *Critical raw materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU - A Foresight Study, European Commission Joint Research Centre Institute for Environment and Sustainability, Luxembourg*. Publications Office of the European Union. https://ec.europa.eu/growth/sectors/raw-materials/specific-interest/critical_en
- Eurelectric, E. for E. (s. f.). *Eurelectric—Power Distribution in Europe, Facts & Figures*. https://cdn.eurelectric.org/media/1835/dso_report-web_final-2013-030-0764-01-e-h-D66B0486.pdf
- European Commission. (2016, octubre 11). *Electricity interconnection targets* [Text]. Energy - European Commission. https://ec.europa.eu/energy/topics/infrastructure/electricity-interconnection-targets_en
- European Commission. (2011). *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050. COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO*

- THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS, Brussels.
- European Commission. (2020, septiembre 3). *Critical Raw Materials Resilience: Charting a Path towards greater Security and Sustainability*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0474>
- European Commission. Joint Research Centre. (2017). *A China-EU electricity transmission link: Assessment of potential connecting countries and routes*. Publications Office. <https://data.europa.eu/doi/10.2760/67516>
- Factor de planta. (2021). En *Wikipedia, la enciclopedia libre*. https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Factor_de_planta&oldid=133157431
- Forrester, J. W. (1971). *World Dynamics*. Wright-Allen Press.
- García, A. (2019). *90% de electricidad renovable en España: Hoja de ruta con solar y eólica*. ADSLZone. <https://www.adslzone.net/2019/12/17/energia-renovable-espana-2050/>
- García, R., Marques, P., & Freire, F. (2014). Life-cycle assessment of electricity in Portugal. *Applied Energy*, 134, 563-572. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.08.067>
- García-Olivares, A., Ballabrera-Poy, J., García-Ladona, E., & Turiel, A. (2012). A global renewable mix with proven technologies and common materials. *Energy Policy*, 41, 561-574. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.018>
- Gargiulo, A., Girardi, P., & Temporelli, A. (2017). LCA of electricity networks: A review. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 22(10), 1502-1513. <https://doi.org/10.1007/s11367-017-1279-x>
- GeneralCable. (s. f.). *Catálogo GeneralCable, Cables de alta, media y baja tensión. Cables normalizados por las compañías eléctricas*.
- Gulagi, A., Bogdanov, D., Fasihi, M., & Breyer, C. (2017). Can Australia Power the Energy-Hungry Asia with Renewable Energy? *Sustainability*, 9(2), 233. <https://doi.org/10.3390/su9020233>
- H. Eto, J. (2016). *Building Electric Transmission Lines: A review of Recent Transmission Project | Prepared for the Office of Electricity Delivery and Energy Reliability and Office of Energy Policy and Systems Analysis U.S. Department of Energy*. <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/01/f34/Building%20Electric%20Transmission%20Lines--A%20Review%20of%20Recent%20Transmission%20Projects.pdf>
- Harrison, G. P., Maclean, E. (Ned). J., Karamanlis, S., & Ochoa, L. F. (2010). Life cycle assessment of the transmission network in Great Britain. *Energy Policy*, 38(7), 3622-3631. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.02.039>
- IEA. (2017). *World Energy Outlook 2017*. OECD / IEA, Paris.
- IEA. (2021). *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions – Analysis*. IEA. <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions>

- IEA ETP. (2017). *Energy Technology Perspectives 2017. Catalysing Energy Technology Transformations*. International Energy Agency.
- Inmesol. (2013). *Inmesol soluciona la incompatibilidad cobre-aluminio | Noticias Inmesol*. <http://www.inmesol.es/blog/solucionamos-la-incompatibilidad-cobre-aluminio>
- Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services, I. (2019). *Summary for policymakers of the global assessment report on biodiversity and ecosystem services*. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.3553579>
- Jacobs, M. (2012). Green growth: Economic theory and political discourse. Centre for Climate Change Economics and Policy Working Paper No. 108. *Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment*.
- Jones, C. I., & McManus, M. C. (2010). Life-cycle assessment of 11kV electrical overhead lines and underground cables. *Journal of Cleaner Production*, 18(14), 1464-1477. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2010.05.008>
- Jorge, R. S., Hawkins, T. R., & Hertwich, E. G. (2012a). Life cycle assessment of electricity transmission and distribution—part 1: Power lines and cables. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 17(1), 9-15. <https://doi.org/10.1007/s11367-011-0335-1>
- Jorge, R. S., Hawkins, T. R., & Hertwich, E. G. (2012b). Life cycle assessment of electricity transmission and distribution—part 2: Transformers and substation equipment. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 17(2), 184-191. <https://doi.org/10.1007/s11367-011-0336-0>
- Jorge, R. S., & Hertwich, E. G. (2013). Environmental evaluation of power transmission in Norway. *Applied Energy*, 101, 513-520. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.06.004>
- Junne, T., Wulff, N., Breyer, C., & Naegler, T. (2020). Critical materials in global low-carbon energy scenarios: The case for neodymium, dysprosium, lithium, and cobalt. *Energy*, 211, 118532. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118532>
- Krausmann, F., Gingrich, S., Eisenmenger, N., Erb, K., Haberl, H., Fridolin, K., Gingrich, S., Eisenmenger, N., Erb, K., & Haberl, H. (2011). Fischer-Kowalski “Growth in global materials use, GDP and population during the 20th century. *Ecological Economics*, 2696-2705.
- Macrotrends. (s.f.). *Euro Dollar Exchange Rate (EUR USD)—Historical Chart*. Recuperado 3 de julio de 2021, de <https://www.macrotrends.net/2548/euro-dollar-exchange-rate-historical-chart>
- Management, R. E. (2012, febrero 27). Aluminio, la nueva era del cableado. *Energy Management*. <https://e-management.mx/aluminio-la-nueva-era-del-cableado/>
- Martín García, J. (2017). *Teoría y ejercicios prácticos de Dinámica de Sistemas. Dinámica de Sistemas con VENSIM PLE*.
- Masson-Delmotte, V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R.

- Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, & E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, and T. Waterfield (eds.). (2018). *IPCC. Summary for Policymakers. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty*. Press. <https://www.ipcc.ch/sr15/>
- Media cuadrática. (2020). En *Wikipedia, la enciclopedia libre*. https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Media_cuadr%C3%A1tica&oldid=127488543
- MISO. (2019). *Transmission Cost Estimation Guide MTEP19*. https://cdn.misoenergy.org/20190212%20PSC%20Item%2005a%20Transmission%20Cost%20Estimation%20Guide%20for%20MTEP%202019_for%20review317692.pdf
- Moreau, V., Dos Reis, P. C., & Vuille, F. (2019). Enough Metals? Resource Constraints to Supply a Fully Renewable Energy System. *Resources*, 8(1), 29. <https://doi.org/10.3390/resources8010029>
- OECD. (2018). *OECD work on green growth*. <http://www.oecd.org/greengrowth/oecdworkongreengrowth.htm>
- Patton, G. (2003, abril). *PILC cable—We're still living with it*. Electric Energy Online. <https://electricenergyonline.com/energy/magazine/88/article/PILC-cable.htm>
- Prysmian. (2013). *Prysmian, Cables & Systems | Cables y accesorios para media tensión*.
- Schaber, K., Steinke, F., & Hamacher, T. (2012). Transmission grid extensions for the integration of variable renewable energies in Europe: Who benefits where? *Energy Policy*, 43, 123-135. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.12.040>
- Schaber, K., Steinke, F., Mühlich, P., & Hamacher, T. (2012). Parametric study of variable renewable energy integration in Europe: Advantages and costs of transmission grid extensions. *Energy Policy*, 42, 498-508. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.12.016>
- Solé, J., Samsó, R., García-Ladona, E., García-Olivares, A., Ballabrera-Poy, J., Madurell, T., Turiel, A., Osychenko, O., Álvarez, D., Bardi, U., Baumann, M., Buchmann, K., Capellán-Pérez, Í., Černý, M., Carpintero, Ó., De Blas, I., De Castro, C., De Lathouwer, J.-D., Duce, C., ... Theofilidi, M. (2020). Modelling the renewable transition: Scenarios and pathways for a decarbonized future using pymedeas, a new open-source energy systems model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 132, 110105. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110105>
- SSP db. (s. f.). *SP Database (Shared Socioeconomic Pathways)—Version 1.1 (October 2016)*. <https://tntcat.iiasa.ac.at/SspDb>
- Steffen, W., Richardson, K., Rockström, J., Cornell, S. E., Fetzer, I., Bennett, E. M., Biggs, R., Carpenter, S. R., Vries, W. de, Wit, C. A. de, Folke, C., Gerten, D., Heinke, J., Mace, G. M., Persson, L. M., Ramanathan, V., Reyers, B., & Sörlin,

- S. (2015). Planetary boundaries: Guiding human development on a changing planet. *Science*, 347(6223). <https://doi.org/10.1126/science.1259855>
- Sutton, S. J., Lewin, P. L., & Swingler, S. G. (2017). Review of global HVDC subsea cable projects and the application of sea electrodes. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 87, 121-135. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.11.009>
- Sverdrup, H. U., Ragnarsdottir, K. V., & Koca, D. (2015). Aluminium for the future: Modelling the global production, market supply, demand, price and long term development of the global reserves. *Resources, Conservation and Recycling*, 103, 139-154. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2015.06.008>
- Thien, T., Álvarez Galleguillos, R., Cai, Z., Awater, P., & Sauer, D. (2012, noviembre 12). *Storage and Grid Expansion Needs in a European Electricity Supply System with a High Share of Renewable Energy*. 7th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition.
- Turconi, R., Simonsen, C. G., Byriel, I. P., & Astrup, T. (2014). Life cycle assessment of the Danish electricity distribution network. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 19(1), 100-108. <https://doi.org/10.1007/s11367-013-0632-y>
- UNEP. (2011). *Towards a Green Economy: Pathways to sustainable development and poverty eradication*. United Nations Environment Programme, Nairobi, Kenya.
- Unión Europea. (2016, noviembre 23). *Acuerdo de París* [Text]. Acción Por El Clima - European Commission. https://ec.europa.eu/clima/policias/international/negotiations/paris_es
- Valero, A., Valero, A., Calvo, G., & Ortego, A. (2018). Material bottlenecks in the future development of green technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 93, 178-200. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.05.041>
- van Vuuren, D. P., Stehfest, E., Gernaat, D. E. H. J., Doelman, J. C., van den Berg, M., Harmsen, M., de Boer, H. S., Bouwman, L. F., Daioglou, V., Edelenbosch, O. Y., Girod, B., Kram, T., Lassaletta, L., Lucas, P. L., van Meijl, H., Müller, C., van Ruijven, B. J., van der Sluis, S., & Tabeau, A. (2017). Energy, land-use and greenhouse gas emissions trajectories under a green growth paradigm. *Global Environmental Change*, 42, 237-250. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2016.05.008>
- Variable renewable energy. (2021). En *Wikipedia*. https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Variable_renewable_energy&oldid=1025923455
- Ventana Systems. *Vensim User Guide*. (s. f.).
- Villanueva, E. (2014). *Proyecto Fin de Carrera. Análisis estructural de una torre de alta tensión*.
- Wang, M., An, T., Ergun, H., Lan, Y., Andersen, B., Szechtman, M., Leterme, W., Beerten, J., & Van Hertem, D. (2020). Review and outlook of HVDC grids as

- backbone of the transmission system. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 1-12. <https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2020.04890>
- Wikipedia. (2021a). Dinámica de sistemas. En *Wikipedia, la enciclopedia libre*. https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Din%C3%A1mica_de_sistemas&oldid=134199323
- Wikipedia. (2021b). High-voltage cable. En *Wikipedia*. https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=High-voltage_cable&oldid=1015130276
- Wikipedia. (2021c). List of HVDC projects. En *Wikipedia*. https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=List_of_HVDC_projects&oldid=1031260699
- World Bank. (2012). *Inclusive green growth: The pathway to sustainable development*. World Bank Publications, Washington DC (USA).
- Xia, Q., Wang, H., Liu, X., & Pan, X. (2021). Drivers of global and national CO2 emissions changes 2000–2017. *Climate Policy*, 21(5), 604-615. <https://doi.org/10.1080/14693062.2020.1864267>