



ESCUELA DE DOCTORADO
INTERNACIONAL DE LA USC

Darío
Ferreira Martínez

Tesis doctoral

Estudio de los límites de
aplicabilidad y herramientas
CLEWs en el contexto NEXUS

Santiago de Compostela, 2025

TESIS DOCTORAL

ESTUDIO DE LOS LÍMITES DE APLICABILIDAD Y MEJORA DE LAS HERRAMIENTAS CLEWS EN EL CONTEXTO NEXUS

Autor

Darío Ferreira Martínez

Directores: Ángeles López Agüera y Alberto Pérez Muñuzuri

Tutora: Ángeles López Agüera

PROGRAMA DE DOCTORADO EN ENERGÍAS RENOVABLES Y SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA



SANTIAGO DE COMPOSTELA

Agradecimientos

Dedico mi primer agradecimiento a mis padres y hermano, por haberme dado un entorno favorable para mi desarrollo y el de la tesis, sin el que nada de ello hubiera sido posible en su forma actual. A mis padres, en especial, por haber puesto todo su tiempo, esfuerzo y dedicación en mantenerme durante todos mis años de vida hasta hoy, atenderme y haber cubierto todas mis necesidades, dándome cualquier facilidad. Y, además, por haber sido en muchos aspectos un orgullo, impulso y ejemplo a seguir. Todo ello sin lo que ni mi camino por esta tesis ni el anterior hubiera podido siquiera empezar. Y a mi hermano, en particular, por formar parte de ese espacio y camino, haciendo siempre todo lo posible por mi comodidad y siendo, sin lugar a dudas, mi compañero más fiel y leal.

También agradezco al resto de mi familia, tíos y abuelos, así como el círculo de amistades que los rodean por haber siempre haberme animado con su cariño y estima hacia mí. Y del mismo modo, a aquellos excompañeros que me han seguido apoyando desde la distancia.

Agradezco en segundo lugar a mis propios amigos, que me observaron y acompañaron pacientemente mientras superaba las distintas etapas de la tesis, algunas con mayor dificultad, y se mantuvieron conmigo, me abrieron su espacio y me guardaron un lugar incluso cuando yo a penas podía estar. Gracias por preocuparos por mí y vuestro siempre presente deseo de ayudar.

Doy un gran agradecimiento a mi tutora, Ángeles López Agüera, por toda su paciencia, compañía y aguantarme en este largo viaje, poniendo siempre sus manos y experiencia a mi disposición. Le doy las gracias por haberme dado la oportunidad de haber aprendido a su lado y por su trabajo no solo dirigiendo la tesis, sino formándome como investigador, siempre con un trato humano y preocupándose y adaptándose por mi bienestar. Dado que mi compañero Mahamath ya le agradeció ofreciéndole un cultivo de café, yo tendré que esforzarme en optimizar el Nexus de Sostenibilidad de la plantación. Siempre le deberé el gusto por las gráficas y el espíritu para buscar una mejor.

Junto a ella, agradezco a todos mis compañeros y al grupo de Aplicaciones Energéticas Sostenibles (SEAG) de la USC, bajo cuyo cobijo hemos podido recorrer este camino tan particular siempre con compañerismo y una sonrisa que dar.

Agradezco a mi codirector, Alberto Pérez Muñuzuri, por siempre haberme recibido con una sonrisa, amabilidad, pasión por la investigación y predisposición a ayudar en todo lo necesario. También por el cariño recibido desde que nos conocemos y haberse acercado al reino de las energías junto a mí.

A todos mis compañeros de INESC TEC, especialmente Filipe Tadeu Oliveira y Filipe Joel Soares, por haberme acogido durante mi estancia en un entorno agradable, en el que siempre me sentí profundamente atendido y valorado. Al primero le debo también haberme presentado Porto como si fuera una casa más.

Y finalmente, un agradecimiento a todos los servicios de soporte, atención y organización de las distintas instituciones y eventos en los que he participado, particularmente el de la EDIUS, la USC e INESTEC, pues sin ellos esta tesis y etapa tampoco podrían haber tenido realización. A la Fundación José Otero-Carmela Martínez por sus ayudas económicas a la tesis, haciendo el pago de la matrícula, estancia y adquisición de material para su realización mucho más fácil. Y a Berta Pérez Guimarey por siempre atendernos y salvarnos a todos en la Facultad de Física en el mundo de la administración.

ÍNDICE

Contenido

Índice	3
Lista de Figuras	7
Lista de tablas	10
Lista de acrónimos.....	12
Abstract	13
GLOSARIO.....	15
1 Introducción.....	18
1.1 MATRIZ ENERGÉTICA.....	19
1.1.1 Modos de generación eléctrica y contexto energético	20
1.1.2 Variables de Mérito en la Evaluación de la Matriz Energética.....	25
1.1.3 Interacción de la matriz energética con otros sistemas de recursos: CLEWs. ..	25
1.2 TRANSICIÓN ENERGÉTICA: ESTRATEGIAS, DESAFÍOS Y OPORTUNIDADES.....	26
1.2.1 Estrategias clave.....	27
1.2.2 Desafíos y oportunidades	27
1.3 MODELOS ENERGÉTICOS	28
1.3.1 Procesos y modelaje en la matriz energética y sistema de suministro eléctrico	28
1.3.2 Tipos modelos energéticos	31
1.3.3 Modelos de transición energética.....	34
1.3.4 Los retos de modelaje.....	36
2 Objetivos.....	38
3 Metodología.....	40
3.1 OSeMOSYS.....	40
3.1.1 Inputs, outputs, optimización y ligaduras.	43
3.1.2 DAFO de OSeMOSYS	47
3.2 METODOLOGÍA DE ESTUDIO Y MEJORA DE OSeMOSYS. METODOLOGÍA POR CAPÍTULOS.	49
4 Efectos de incluir indicadores de sostenibilidad en la optimización de escenarios de transición en OSeMOSYS.....	50
4.1 METODOLOGÍA	51
4.1.1 Medición de la sostenibilidad de un proceso de transición. Indicadores de sostenibilidad.....	52

4.1.2 Metodología de modelización e inclusión de la sostenibilidad en el proceso de optimización	53
4.1.3 Caso de estudio	58
4.2 APLICACIÓN Y RESULTADOS	61
4.2.1 Efectos de la optimización con estimadores de sostenibilidad.....	62
4.2.2 Comparativa.....	65
4.3 ANÁLISIS DE LA METODOLOGÍA Y CORRELACIÓN DE LOS INDICADORES	68
4.3.1 Estudio de los extra-costes de sostenibilidad. Importancia y correlación frente a los costes económicos.....	69
4.3.2 Estudio del peso asignado a los indicadores.....	73
4.4 CONCLUSIONES	79
5 Efectos de incluir la intermitencia en el recurso eólico y solar en la herramienta de modelado OSeMOSYS.....	80
5.1 METODOLOGÍA	81
5.1.1 OSeMOSYS y la gestión de la variabilidad del recurso.....	83
5.1.2 Analisis de recurso.....	85
5.1.3 Desarrollo del modelo de intermitencia temporal del recurso energético	87
5.1.4 Modelo secuencial, Energía desperdiciada y Probabilidad de Pérdida de Carga	91
5.1.5 Caso de estudio	92
5.2 RESULTADOS	93
5.2.1 Estudio de la utilización del almacenamiento	95
5.3 DEPENDENCIA CON LOS PRINCIPALES PARÁMETROS. PRUEBA DE LA ROBUSTEZ DEL MÉTODO.	99
5.3.1 Variación con el ordenamiento de los días.	99
5.3.2 Variación con el número de días sucesivos.	102
5.4 ANÁLISIS DE LA PÉRDIDA DE CARGA. LIMITACIONES DEL MÉTODO	104
5.5 PROBABILIDAD DE PÉRDIDA DE CARGA FRENTE AL COSTE ECONÓMICO	107
5.6 MEDICIÓN DE LOS EFECTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO	108
5.7 CONCLUSIONES	109
6 Caso aplicado de modelado. Modeliación de entorno Europeo	111
6.1 CASO DE ESTUDIO: GALICIA	112
6.1.1 Contexto energético en Galicia. Climate, Land, Energy and Water.....	112
6.1.2 Matriz energética.	112

6.1.3 Futuro de la matriz energética de Galicia. Retos, amenazas y descarbonización.	116
6.2 DISEÑO DEL SISTEMA ENERGÉTICO DE REFERENCIA DE GALICIA EN OSeMOSYS	118
6.2.1 Demanda energética	118
6.2.2 Composición del Sistema Energético de Referencia	119
6.2.3 Capacidad de producción actual y degradación	119
6.2.4 Evaluación de recurso renovable en Galicia	120
6.2.5 Costes y especificaciones de los distintos modos de generación	124
6.2.6 Reserva primaria y secundaria	124
6.2.7 Determinación de los estimadores de sostenibilidad	125
6.3 RESULTADOS	128
6.3.1 OSeMOSYS Standard	129
6.3.2 OSeMOSYS con sostenibilidad	132
6.3.3 OSeMOSYS con intermitencia	134
6.3.4 OSeMOSYS con intermitencia y sostenibilidad	138
6.3.5 Comparativa	140
6.4 COMPARATIVA CON DATOS REALES. VALIDACIÓN Y PROYECCIONES A FUTURO.	143
6.4.1 Validación con datos reales	144
6.4.2 Comparativa con la Agenda 2030 y Estrategia Climática 2050 de la Xunta	145
6.5 LÍMITES DEL MODELO, MARGEN DE MEJORA Y OPORTUNIDADES	147
6.6 CONCLUSIONES	149
7 Conclusiones	151
8 Acciones futuras	153
Apéndice A. Variables de mérito, costes e impactos de las tecnologías de generación	154
A.1. VARIABLES DE MÉRITO	154
A.2. COSTES	155
A.3. IMPACTOS	156
APÉNDICE B. Utilización y modelado de OSeMOSYS	157
B.1. ESTRUCTURA BÁSICA DEL MODELO	157
B.2 DEFINICIÓN DEL SISTEMA ENERGÉTICO DE REFERENCIA.	157
B.3. DIVISIÓN, ORGANIZACIÓN Y COMPORTAMIENTO TEMPORAL	158
B.4. DEMANDA DE RECURSO	160
B.5. TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA	160

B.6. TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO	162
B.7. CREACIÓN DE ESCENARIOS	164
Apéndice C. Versiones mejoradas y extensiones de OSeMOSYS	165
C.1. RESERVA PRIMARIA Y SECUNDARIA.	165
C.2. EFICIENCIA DEPENDIENTE DE CARGA.	166
C.3. COSTES DE ENCENDIDO.	166
C.4. “CAPACITY CREDIT” EÓLICO.	167
C.5. FLEXIBILIDAD EN LA DEMANDA. REDES INTELIGENTES.	167
C.6. ACTUALIZACIÓN DE CENTRALES.	167
C.7. OSeMOSYS ESTOCÁSTICO Y COEFICIENTE DE SEGURIDAD.	167
Apéndice D. Indicadores de sostenibilidad	169
D.1. SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA	169
D.2. SOSTENIBILIDAD ECONÓMICA	176
D.3. SOSTENIBILIDAD MEDIOAMBIENTAL	179
D.4. SOSTENIBILIDAD SOCIAL.....	189
D.5 SOSTENIBILIDAD GLOBAL	189
Apéndice E. Efectos de la ecuación de limitación del almacenamiento.	192
Apéndice F. Código del modelo secuencial	194
Lista de publicaciones.....	197
Permisos de copyright.....	198
Difusión de la investigación.....	199
Financiación.....	200
9 Referencias.....	201

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1- Evolución del coste nivelado de la energía (LCOE) para distintos modos de producción energética.....	23
Figura 1.2 - Fenomenología de la matriz energética para distintas escalas temporales y espaciales.....	29
Figura 1.3-Representación de la estructura de una matriz energética.....	29
Figura 3.1- Flujo de trabajo en la modelización de una matriz energética mediante OSeMOSYS.....	41
Figura 3.2- Principales características y capacidades de OSeMOSYS.....	43
Figura 3.3 - Inputs y outputs de OSeMOSYS.....	44
Figura 3.4 – Representación gráfica de un problema de optimización lineal.....	46
Figura 3.5 - Representación de la resolución de un problema de optimización lineal mediante el método simplex.....	47
Figura 4.1 – Extra-costes asociados a los factores de sostenibilidad en comparación con los costes asociados a la función de optimización estándar cuando $W = 1$ para todos los estimadores.....	61
Figura 4.2 - Coeficiente de correlación lineal entre los estimadores sostenibles aplicados en términos de variables de coste económico.....	65
Figura 4.3 - Porcentaje de diferencias respecto a la función estándar de optimización para las diferentes categorías de fuentes energéticas cuando diferentes funciones de optimización sostenibles.....	66
Figura 4.4 - Porcentaje de diferencias respecto a la función de optimización estándar en términos de nivel de emisiones globales de CO ₂ para diferentes funciones de optimización sostenibles.....	67
Figura 4.5 - Porcentaje de diferencias respecto a la función de optimización estándar en términos de global, inversión y coste residual cuando diferentes funciones de optimización sostenibles.....	68
Figura 4.6 - Costes económicos estándar y extra-costes de sostenibilidad de cada dimensión (ambos descontados) para las distintas optimizaciones en comparación con la estándar.....	71
Figura 4.7 - Extra-costes para distintas ponderaciones en cada una de las optimizaciones asociadas.....	74
Figura 4.8 - Extra-costes optimizados/sin optimizar para distintos valores de las ponderaciones en cada una de las optimizaciones asociadas.....	75
Figura 4.9 - Valor de los extra-costes optimizados respecto al estándar para distintas ponderaciones en la optimización.....	76
Figura 4.10 - Valor de los extra-costes optimizados respecto al estándar para distintas ponderaciones en la optimización.....	77
Figura 4.11 - Valor de los extra-costes optimizados respecto al estándar para distintas ponderaciones en la optimización.....	78
Figura 5.1 – Variación del recurso eólico y solar diario frente al promedio estacional en Estados Unidos a lo largo del año.....	86
Figura 5.2 - Variación del recurso eólico y solar horario frente al promedio diario en Estados Unidos a lo largo de una semana.....	87

Figura 5.3 – Ajuste de la variación estacional del factor de capacidad del recurso solar y eólico.....	88
Figura 5.4 - Proporción de días de cada tipo para invierno (izquierda) y verano (derecha) según el nivel de recurso.....	89
Figura 5.5 - Número de días sucesivos de cada tipo para invierno (izquierda) y verano (derecha).....	90
Figura 5.6 – Energía producida, almacenada o descargada de cada fuente suponiendo un ordenamiento meteorológico escalonado (caso INT_SCL) dependiendo de la estación, tipo de día y hora según las predicciones de OSeMOSYS.	96
Figura 5.7 - Energía producida, almacenada o descargada de cada fuente suponiendo un ordenamiento meteorológico alternado (caso INT_ALT) dependiendo de la estación, tipo de día y hora según las predicciones de OSeMOSYS.	97
Figura 5.8 - Comportamiento del almacenamiento utilizando el modelo secuencial en el caso INT_ALT.....	98
Figura 5.9 - Ciclos de almacenamiento en ordenaciones ALT y SCL según las estimaciones de OSeMOSYS y calculadas por el modelo secuencial.	99
Figura 5.10 - Capacidad instalada de potencia solar, eólica y de almacenamiento en los diferentes ordenamientos.	101
Figura 5.11 - Potencia eólica y solar instalada comparada con el nivel de alternancia de la energía solar en ordenamientos escalonados.	102
Figura 5.12 - Cambio en las variables de la matriz cuando se considera la duración media de las condiciones meteorológicas más una desviación típica durante la optimización.....	104
Figura 5.13 - Distribución de la pérdida de carga en las distintas aproximaciones en distintos ordenamientos.....	106
Figura 5.14 - Pérdida de carga y coste global en los diferentes ordenamientos.	107
Figura 6.1 - Consumo energético de Galicia.	113
Figura 6.2 - Potencia de producción eléctrica mediante distintos modos de generación instalada en Galicia en el año 2022.....	114
Figura 6.3 - Porcentajes de producción energética de cada modo de generación en Galicia en el año 2022.	115
Figura 6.4 - Balance energético de Galicia entre 2015 y 2023, dividiendo las distintas fuentes.....	116
Figura 6.5 - Proporción de la demanda energética de Galicia por estaciones e intervalos horarios.....	119
Figura 6.6 - Potencia residual instalada en Galicia de 2022 a 2050, considerando la actualmente existente y su degradación.	120
Figura 6.7 – Recurso y factor de capacidad solar de Galicia para cada estación e intervalo horario.	121
Figura 6.8 – Factor de capacidad eólico de Galicia para cada estación e intervalo horario.	122
Figura 6.9 – Factor de capacidad estacional para los distintos tipos de generación hidráulica en Galicia.	123
Figura 6.10 – Evolución de la producción energética de Galicia en el escenario estándar (STD), anualmente y en cada estación e intervalo horario.	130
Figura 6.11 – Provisión de reserva de regulación primaria y secundaria, ascendente y descendente, de Galicia en el año 2024 según el escenario estándar (STD).	131

Figura 6.12 - Evolución de la producción energética de Galicia en cuando se considera la sostenibilidad en la optimización (SUS), anualmente y en cada estación e intervalo horario.	132
Figura 6.13 - Provisión de reserva de regulación primaria y secundaria ascendente y descendente en los años 2024 y 2045 cuando se considera la sostenibilidad en la optimización (SUS).	133
Figura 6.14 - Evolución de la producción energética de Galicia cuando se considera la intermitencia del recurso eólico y solar en la optimización (INT), anualmente y en cada estación e intervalo horario.	134
Figura 6.15 - Provisión de reserva de regulación primaria y secundaria ascendente y descendente en los años 2024 y 2045 cuando se considera la sostenibilidad cuando se considera la intermitencia del recurso eólico y solar en la optimización (INT).	136
Figura 6.16 – Cambio pomedio en la producción y reserva primaria ascendente dependiendo del tipo de día según nivel de recurso para los años 2024 y 2045 cuando se considera la intermitencia del recurso eólico y solar en la optimización (INT).	137
Figura 6.17 - Gestión de almacenamiento en cada día tipo en el año 2045.	138
Figura 6.18 - Evolución de la producción energética de Galicia cuando se considera tanto la sostenibilidad como la intermitencia del recurso eólico y solar en la optimización (SUS+INT), anualmente y en cada estación e intervalo horario.	139
Figura 6.19 - Provisión de reserva de regulación primaria y secundaria ascendente y descendente en los años 2024 y 2045 cuando se considera la sostenibilidad cuando se considera tanto la sostenibilidad como la intermitencia del recurso eólico y solar en la optimización (SUS+INT).	140
Figura 6.20 - Variación de la capacidad instalada de cada tecnología para cada año respecto a 2022.	141
Figura 6.21 - Producción de cada tecnología en promedio de todo el período modelado para cada optimización.	142
Figura 6.22 - Resultados de las principales variables de la optimización para cada optimización en diferencia respecto al estándar.	143
Figura 6.23 - Distribución estacional de producción de las distintas tecnologías en 2022 según Red Eléctrica y al principio del período modelado.	145

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1- Variables de mérito y costes del ciclo combinado, eólica, solar fotovoltaica (PV), hidráulica y nuclear.	22
Tabla 1.2 – Variables de mérito de los sistemas de almacenamiento.....	24
Tabla 1.3- Elementos y fenómenos observables en la matriz energética dependiendo de la escala espacial.	30
Tabla 1.4 - Fenomenologías observables en la matriz energética dependiendo de la escala temporal.	31
Tabla 3.1 – DAFO de OSeMOSYS	48
Tabla 4.1 - Atlantis revised parameter data set.....	58
Tabla 4.2 - Factor de extra-coste de los estimadores de sostenibilidad asociados a las tecnologías en el Sistema Energético de Referencia (ERS).....	60
Tabla 4.3 – Configuración de las ponderaciones asociadas a las distintas funciones de optimización bajo estudio.	62
Tabla 4.4 - Porcentaje de la producción energética global de cada categoría definida, costes económicos y emisiones asociadas. Los costes residuales se refieren al coste del usuario final en una estimación aproximada.	63
Tabla 4.5 - Correlación de las optimizaciones con indicadores individuales frente a las optimizaciones con varios indicadores.	69
Tabla 4.6 – Coste nivelado global para el coste estándar y cada uno de los extra-costes de sostenibilidad asociado a cada tecnología.....	72
Tabla 5.1 - Valores medios del factor de capacidad para los recursos solares y eólicos en las dos estaciones en todos los días (media), días de recursos medios (subíndice o), días de recursos altos (subíndice +) y días de recursos bajos (subíndice -).	89
Tabla 5.2 - Especificaciones de las tecnologías productoras utilizadas.....	92
Tabla 5.3 - Especificaciones utilizadas del bombeo inverso.	92
Tabla 5.4 - Resultados de la implementación del sistema con varios tipos de ordenamientos diarios.	94
Tabla 5.5 - Resultados de la implementación del sistema con varios tipos de ordenamientos diarios.	100
Tabla 5.6 - Índice de Alternancia para diferentes ordenamientos y la secuencia realista de datos.	101
Tabla 5.7 - Resultados de la implementación del sistema con varios ordenamientos de tipo de día con mayor duración de condición.	103
Tabla 5.8 - Pérdida de carga aplicando a la secuencia de CF las distintas aproximaciones (sucesivamente).....	105
Tabla 5.9 - Resultados de la implementación del modelo cuando se consideran los efectos del cambio climático.	109
Tabla 6.1 – Costes, características y especificaciones de las distintas tecnologías productivas.	124
Tabla 6.2 - Potencias de reserva primaria y secundaria.	125
Tabla 6.3 - Características dinámicas de las tecnologías productoras.	125
Tabla 6.4 - Tiempo de retorno energético y F_EPBT.....	126

Tabla 6.5 - Tiempo de retorno económico y F_ITR.....	127
Tabla 6.6 - Datos de IMPcc e impacto ambiental	128
Tabla 6.7 - Resultados de las principales variables de la optimización para cada optimización.	142
Tabla 6.8 - Producción anual estimada por el modelo standard de OSeMOSYS y según los datos de Red Eléctrica del año 2022.	144
Tabla 6.9 - Cambio en la capacidad instalada propuesto por la Agenda 2030 de Galicia y el escenario SUS+INT.....	145
Tabla 6.10 - Emisiones en 2050 de los distintos sectores en Galicia estimadas por la Estrategia Climática 2050.....	147

LISTA DE ACRÓNIMOS

CF	Factor de Capacidad.
CLEWs	Sistema integrado (Nexus) de Clima-Tierra-Energía y Agua.
Diesel_Gen	Generación diesel distribuida.
DIL	Nivel de Intermitencia Diaria.
DSGC	Generación diesel (a escala de red).
EIA	Administración de Información Energética de Estados Unidos.
EPBT	Tiempo de retorno energético.
EPI	Índice de Desempeño Ambiental.
EROI	Retorno de Energía respecto a la Invertida.
ESI	Índice de Sostenibilidad Ambiental.
ESOI	Almacenamiento de Energía respecto a la Invertida.
HFSC	Tecnología de generación mediante fueles pesados.
Hydro Dam	Tecnología de generación mediante gran hidráulica.
Hydro_Min	Tecnología de generación mini-hidráulica.
IEA	Agencia Internacional de la Energía.
IGCC	Tecnología de generación mediante gasificación integrada de carbón.
IMPcc	Potencial de Mitigación del Impacto en Términos de Cambio Climático.
INEGA	Instituto Enerxético de Galicia.
IRENA	Agencia Internacional de Energía Renovable.
IRR	Tasa de Retorno Interno.
ITR	Tiempo de retorno económico.
LCA	Análisis de Ciclo de Vida.
LCOE	Coste Nivelado de la Energía.
LLP	Probabilidad de Pérdida de Carga (Lose of Load Probability en inglés). En este trabajo, coincide a todos los efectos con el porcentaje de energía no suministrada.
MU	Unidad Monetaria.
NGCC	Central de ciclo combinado mediante gas natural.
NGSC	Tecnología de generación de gas natural de ciclo abierto.
NPV	Valor Actual Neto.
Nuclear	Tecnologías de generación de energía nuclear.
PIB	Producto interior bruto.
PV	Tecnología solar fotovoltaica.
SusIndex	Índice de sostenibilidad global.
TimeSlice	Unidad temporal de división utilizada por el modelo OSeMOSYS.
USD	Dólar estadounidense.
Wind	Tecnología de generación eólica (en la mayoría de casos on-shore).

ABSTRACT

The transition of productive and resource systems toward more sustainable configurations is a global priority to ensure the continuity and well-being of contemporary society. This goal is supported by the 17 Sustainable Development Goals (SDGs) of the United Nations, which emphasize the need to transform energy systems as a central axis of this transition. The energy system, encompassing various energy sources and the flows from their exploitation to consumption, plays a crucial role in economic and social activities. However, its transformation poses significant challenges due to the inherent complexity of its structure, interdependencies with other systems, and the diverse technologies involved.

This thesis focuses on addressing two fundamental limitations of current energy transition models: the integration of sustainability criteria into optimization processes and the improvement of modeling renewable resource variability, particularly regarding daily intermittency. To achieve this, the energy planning tool OSeMOSYS was used as a foundation. Recognized for its flexibility, modularity, and open-source nature, OSeMOSYS was adapted and enhanced in this study to meet the needs of current sustainability and decarbonization plans.

As part of the structure, the introductory chapter analyzes the fundamental characteristics of the energy matrix and its relevance within the Climate-Land-Energy-Water (CLEWs NEXUS) system. Additionally, the main energy technologies, their critical variables, and the current challenges associated with their transformation are reviewed. An overview of existing tools for energy modeling is also presented, contextualizing the role of those focused on long-term transitions.

In Chapter 2, the main objectives are defined: the inclusion of sustainability as an explicit criterion in energy optimization processes and the improvement of the representation of renewable resource variability, particularly solar and wind resources, whose daily intermittency represents a key challenge.

Chapter 3 describes the methodology, beginning with an explanation of how OSeMOSYS operates, detailing its features, inputs, outputs, and modeling processes. This establishes a solid methodological foundation on which the specific contributions of the thesis are developed.

In Chapter 4, an approach to incorporate sustainability as an optimization criterion in OSeMOSYS is proposed. This method is based on the monetization of representative indicators of energy, economic, and environmental dimensions. These indicators include the Energy Payback Time (EPBT), the Internal Rate of Return (ITR), and the Climate Change Mitigation Potential (IMPcc). The results show that IMPcc is highly effective in promoting decarbonization, albeit associated with increased costs. In contrast, EPBT represents a balanced trade-off between emission reductions and total system costs. The study is completed with an analysis of the interactions between the different indicators, identifying the synergies and trade-offs between them. The proposed methodology is effective in simultaneously optimizing the dimensions of sustainability when considered together, demonstrating the richness of configurations for the transition of the system.

Chapter 5 develops a method for representing the daily variability of renewable resources, integrating weather patterns that classify days according to resource levels and meteorological characteristics. This approach is complemented by an auxiliary sequential

model to evaluate key aspects such as state of charge, unmet energy demand, and wasted energy. The results highlight the importance of considering daily intermittency to avoid underestimating productive capacity and associated costs, as well as to optimize energy storage management.

As validation of the methods developed, Chapter 6 builds a representative energy model of Galicia, using regional data, information from the International Renewable Energy Agency (IRENA), and reports from the European Union. This model evaluates the evolution of the energy matrix from 2022 to 2050, considering scenarios with and without sustainability criteria and renewable resource variability. The results indicate that optimization with sustainability criteria drives greater integration of renewable resources from the early years of the period, while the inclusion of daily variability promotes a balance between wind and solar technologies. The combined approaches enable the achievement of decarbonization and climate neutrality goals. The results are validated using real data from Red Eléctrica Española and compared with the plans of the 2030 Agenda and Galicia's 2050 Climate Strategy, identifying differences and strategic similarities of interest in the implementation of wind technology, storage and cogeneration with the last two. The model proves to successfully meet the objectives of renewable production and climate neutrality.

Finally, the general conclusions of the work are presented, highlighting the methodological contributions and the main findings in terms of sustainability and renewable intermittency modeling. Possible improvements to the model and future research lines are also identified.

The work developed and its results have been tested in a comprehensive case study, demonstrating that the proposed methods are effective in addressing the limitations of current energy transition models. The inclusion of sustainability as an optimization criterion, combined with improved representation of daily intermittency, significantly expands the applicability of OSeMOSYS. In this way, the thesis contributes to the design of policies and strategies aligned with global sustainability and climate neutrality objectives, establishing a solid foundation for future studies in real-world and more complex contexts.

GLOSARIO

- **Almacenamiento energético:** Tecnología utilizada para almacenar energía cuando la producción excede la demanda, con el fin de liberarla cuando la demanda supera la capacidad de producción. El almacenamiento energético es fundamental para gestionar la variabilidad de las fuentes renovables y garantizar la estabilidad del sistema energético, especialmente cuando se integran grandes cantidades de energías intermitentes como la solar y la eólica.
- **Análisis del ciclo de vida (ACV):** Método utilizado para evaluar los impactos ambientales, sociales y económicos de un producto, proceso o servicio durante todas las etapas de su ciclo de vida, desde la extracción de recursos hasta su disposición final. El objetivo es identificar, cuantificar y reducir los efectos negativos a través de la optimización de los recursos y procesos implicados, con el fin de mejorar la sostenibilidad y minimizar el impacto ambiental.
- **Costes descontados:** Son los costes económicos a los que se les aplica una tasa de descuento, la cual ajusta el valor del dinero a lo largo del tiempo, disminuyendo su valor conforme pasa el tiempo. Este concepto es crucial en la toma de decisiones financieras y en la evaluación de la rentabilidad de una inversión, ya que tiene en cuenta el cambio en el valor del dinero a medida que transcurre el tiempo.
- **CLEWs (Climate-Land-Energy-Water Nexus):** Es un marco conceptual que describe la interdependencia entre los sistemas de clima, energía, agua y tierra. Este concepto destaca cómo las políticas y decisiones tomadas en uno de estos sectores pueden tener impactos significativos en los otros. CLEWs se utiliza para abordar de manera integrada los desafíos globales relacionados con el cambio climático, la gestión de recursos naturales y la transición energética.
- **Descarbonización:** Proceso de reducción progresiva de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y otros gases de efecto invernadero (GEI) en todos los sectores, particularmente en la producción y consumo de energía. La descarbonización es un objetivo central en la lucha contra el cambio climático, y su implementación es fundamental para cumplir con los compromisos internacionales de reducción de emisiones y la transición hacia un sistema energético más limpio y sostenible.
- **Desarrollo de políticas energéticas:** Proceso de creación de marcos normativos y estrategias gubernamentales que guían el cambio hacia sistemas energéticos más sostenibles. Estas políticas se enfocan en la promoción de energías renovables, la eficiencia energética, la reducción de emisiones y la mejora de la infraestructura energética.
- **Energía asequible y no contaminante:** La energía que es económicamente accesible para todos los segmentos de la población y que se obtiene de fuentes renovables que no emiten contaminantes al medio ambiente. Este principio está en línea con los ODS, especialmente con el objetivo de garantizar acceso a energía limpia, segura y accesible para todos.
- **Energía no suministrada o Pérdida de Carga:** Es la energía solicitada por los consumidores que no ha podido ser proporcionada debido a limitaciones en la capacidad productiva de la matriz energética, lo que impide cumplir con la demanda de los usuarios.
- **Energía desperdiciada:** Es la energía generada que no se aprovecha de ninguna forma, ni para el consumo ni para el almacenamiento. Este concepto cobra relevancia en sistemas energéticos con fuentes renovables intermitentes, como la energía eólica o solar, donde la

producción puede superar tanto la demanda como la capacidad del sistema para gestionarla, sin control sobre la disponibilidad de esos recursos.

- **Energías renovables:** Fuentes de energía que se regeneran de manera natural y son prácticamente inagotables a escala humana. Ejemplos de energías renovables incluyen la solar, eólica, hidroeléctrica, geotérmica y biomasa. Estas fuentes son clave para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y mitigar el impacto ambiental de la generación de energía.
- **Intermitencia de los recursos renovables:** Se refiere a la variabilidad y las fluctuaciones en la producción de energía proveniente de fuentes renovables, como la energía solar y eólica, que dependen de las condiciones climáticas y meteorológicas. Esta intermitencia representa un desafío para la planificación energética, ya que la disponibilidad de estas fuentes no es constante.
- **Impacto climático (IMPcc):** Indicador utilizado para evaluar el potencial de diferentes tecnologías y políticas para mitigar el cambio climático. Este indicador mide el impacto en términos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, con el objetivo de contribuir a la lucha contra el calentamiento global. En la optimización energética, el IMPcc permite evaluar qué alternativas contribuyen más a la descarbonización del sistema energético.
- **Matriz energética:** Composición de las fuentes de energía utilizadas en un país o región. Incluye la combinación de energías renovables y no renovables y su distribución a través de la red energética. La transformación de la matriz energética hacia energías más limpias es clave en la transición hacia la sostenibilidad.
- **Modelización de la variabilidad de recursos renovables:** Proceso de representar y simular las fluctuaciones en la disponibilidad de recursos renovables, como el sol y el viento, a lo largo del tiempo. La modelización es esencial para entender cómo la variabilidad afecta a la estabilidad del sistema energético y permite desarrollar estrategias para gestionar estos cambios, como el almacenamiento de energía y la optimización de la red eléctrica.
- **Modelos energéticos:** Herramientas analíticas o computacionales que permiten simular el comportamiento de los sistemas energéticos, evaluar diferentes estrategias de transición energética y optimizar la utilización de los recursos. Los modelos energéticos permiten tomar decisiones informadas sobre políticas y tecnologías, considerando sus implicaciones en términos de costos, emisiones y sostenibilidad.
- **Neutralidad climática:** Estado en el que las emisiones netas de gases de efecto invernadero son igualadas por la cantidad de emisiones absorbidas o eliminadas del sistema (por ejemplo, a través de sumideros de carbono como los bosques o el uso de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono). La neutralidad climática implica que no se contribuye al aumento del calentamiento global a través de nuevas emisiones.
- **Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS):** Son un conjunto de 17 objetivos globales establecidos en 2015 por las Naciones Unidas como parte de la Agenda 2030. Los ODS buscan abordar los principales retos del planeta, tales como la pobreza, la desigualdad, la salud, la educación, el cambio climático y la paz, con un enfoque en el desarrollo sostenible para las generaciones futuras.
- **OSeMOSYS (Open Source Energy Modeling System):** Herramienta de planificación energética de código abierto, flexible y modular, que permite modelar sistemas energéticos y optimizar su funcionamiento a largo plazo. OSeMOSYS se utiliza en la investigación de políticas energéticas, permitiendo simular y analizar distintas opciones para la transición energética y su impacto económico, social y ambiental.

- **Sostenibilidad:** En el contexto de la energía, la sostenibilidad se refiere a la capacidad de un sistema energético para satisfacer las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades. La sostenibilidad se evalúa en tres dimensiones: económica, social y ambiental, considerando el impacto de las decisiones a largo plazo.
- **Tiempo de retorno económico (ITR):** El tiempo requerido para que los beneficios económicos generados por una inversión en una tecnología energética superen el coste inicial de dicha inversión. Este indicador es crucial para evaluar la viabilidad financiera de las inversiones en energías renovables y otros proyectos energéticos sostenibles.
- **Tiempo de retorno energético (EPBT):** El tiempo necesario para que la cantidad de energía producida por una tecnología o sistema energético sea igual a la energía invertida en su fabricación, instalación y mantenimiento. Un tiempo de retorno energético más bajo indica una mayor eficiencia en la conversión de recursos en energía útil, lo que resulta beneficioso tanto desde el punto de vista económico como ambiental.
- **Transición energética:** Proceso de cambio de los sistemas energéticos globales hacia modelos sostenibles que favorezcan el uso de energías renovables, la eficiencia energética y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Este proceso implica la transformación de la producción, distribución y consumo de energía para adaptarse a las necesidades del cambio climático y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).
- **Variabilidad interdiaria:** Fluctuaciones de la producción de energía renovable (como solar o eólica) entre diferentes días, que pueden ser significativas debido a las variaciones en el clima y las condiciones meteorológicas. Esta variabilidad es un desafío para los sistemas energéticos que dependen de estas fuentes, ya que influye en la capacidad de generar energía de manera constante.

1 INTRODUCCIÓN

El sistema productivo y de gestión de recursos es una de las bases de la sociedad, responsable de transformar los recursos disponibles en aquellos necesarios para su funcionamiento, permitiendo así mantener el estilo de vida actual y sustentar cualquier tipo de avance. Sin embargo, como resultado de su gran escala y presente estructura, el sistema también tiene múltiples impactos en el entorno. Estos impactos, junto a la limitación de recursos, ponen en riesgo la continuidad de su estructura actual, tal y como indican numerosos informes [Meadows, 1972; Brutland, 1987]. Como respuesta a la situación, surgieron diversas iniciativas con el objetivo de transformar el sistema y asegurar su viabilidad a largo plazo, entre las que se encuentran los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas.

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) nacen como una evolución de los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM) establecidos en el año 2000, que marcaron un compromiso global para erradicar la pobreza y mejorar las condiciones de vida en el mundo. Sin embargo, los ODM presentaron ciertas limitaciones, como un enfoque más limitado y la falta de un abordaje integral y global que considerara los desafíos interconectados de la humanidad [UNICEF].

En este contexto, los ODS nacen en 2015 con la adopción de la Agenda 2030 por parte de todos los países miembros de la ONU, con el objetivo de dar respuesta a los problemas globales más complejos, como el cambio climático, la desigualdad, la pobreza y la degradación ambiental. Los 17 ODS no solo marcaron una serie de necesidades para la sostenibilidad del sistema, sino que entendieron que todas ellas se encontraban interconectadas y afectaban mutuamente. Para tratar de facilitar la comprensión y gestión de tales conexiones, de gran complejidad, se recuperaron los paradigmas NEXUS definidos por primera vez en la conferencia de Bonn de 2012 construyendo una serie de marcos y herramientas de actuación. Entre ellas toma relevancia el Climate-Land-Energy-and-Water Nexus (CLEWs), que engloba el sistema compuesto por los subsistemas climático, alimentario, energético e hídrico [Hoff, 2011]. Así definido, CLEWs identifica todos ellos altamente interconectados. Con el entorno CLEWs se plantea enfrentar 10 de los 17 ODS: fin de la pobreza, cero hambre, ciudades y comunidades sostenibles, acción por el clima, vida de los ecosistemas terrestres, agua limpia y saneamiento, energía asequible y no contaminante, trabajo decente y crecimiento económico, industria, innovación e infraestructura y producción y consumo responsables [European Council, 2023; United Nations, 2015].

De entre los componentes de CLEWs, el energético toma un papel crítico y estratégico al encargarse de suministrar la energía necesaria como base para el resto de actividades del sistema. No es sorprendente, por lo tanto, que el consumo energético y el porcentaje de electrificación se encuentren profundamente vinculados al desarrollo de la mayoría de comunidades y países modernos, alcanzando el 10% de su PIB [Islam, 2015; Liko, 2019; EEA, 2024a; Energy For Growth Hub, 2023]. Con todo, su tamaño y dependencia de la combustión de recursos fósiles también lo hacen responsable de un gran número de impactos y presiones en el entorno, pudiendo alcanzar el 30% de las emisiones de efecto invernadero del sistema de recursos [Eyl-Mazzega & Mathieu, 2020; EEA, 2024b; NASA, 2020]. Tales circunstancias imponen al sector energético una necesidad de evolución en la búsqueda de alternativas más sostenibles, entre cuyas principales estrategias se encuentra la

descarbonización. Esta es precisamente la senda seguida por diversas iniciativas como los Objetivos de Desarrollo Sostenible 7 y 8 de las Naciones Unidas: la energía limpia y asequible y la acción climática [European Council, 2023; United Nations, 2015; United Nations b; United Nations c]. Tales objetivos requieren una revisión de las múltiples interconexiones, interrelaciones y tecnologías encargadas de mantener el sector en funcionamiento, evaluando las distintas vías de producción energética

La matriz energética es la representación del conjunto de fuentes de energía disponibles y su gestión en el suministro de un país, región o a nivel global, incluyendo tanto las fuentes de energía primaria como las formas secundarias de energía que se generan a partir de estas [López-Agüera, comunicación personal, 29 de Julio de 2024; CGDD, 2019]. El análisis de la matriz energética es fundamental para entender cómo se produce, transforma y consume la energía en una región determinada, así como para planificar la transición hacia un sistema energético más sostenible y eficiente. Con todo, debido a la diversidad de recursos energéticos, procesos e implicaciones de la matriz en distintos sectores, su gestión es una tarea de gran complejidad, especialmente cuando se considera su transformación en las distintas escalas. Para lidiar con tal dificultad, las herramientas de modelado energético toman un papel indispensable, pudiendo encontrar una gran variedad de ellas dependiendo la escala, procesos y aspectos de la matriz que se pretendan evaluar.

En este capítulo se explicarán la definición, aspectos y características claves de la matriz energética, así como las de las diferentes tecnologías que la conforman, prestando especial atención al sector eléctrico. Se contextualizará también conforme a sus retos, interconexiones y gestión. Finalmente, se describirán los tipos de modelos y técnicas utilizados para afrontar tales dificultades. El estudio girará hacia los aspectos fundamentales en términos de transición, por su relevancia actual y futura.

1.1 MATRIZ ENERGÉTICA

La matriz energética se define como el conjunto de fuentes y flujos de energías primarias y secundarias utilizadas en un sistema energético. Es una herramienta fundamental para entender cómo una región obtiene, transforma, distribuye y consume energía. Esta matriz refleja la dependencia de ciertas fuentes de energía y es crucial para el diseño de políticas energéticas y estrategias de desarrollo sostenible [López-Agüera, comunicación personal, 29 de Julio de 2024; CGDD, 2019; United Nations, 2015; Brutland, 1987].

La composición de la matriz energética abarca distintos tipos de recurso, distinguiéndose las fuentes primarias, disponibles directamente en la naturaleza, y las secundarias, obtenidas mediante la transformación o procesamiento de las primarias. Entre las fuentes de energía primaria, se diferencian las no renovables, de carácter finito (como el petróleo, carbón y gas natural), y las fuentes renovables, que se regeneran de manera natural y son prácticamente inagotables a una escala de tiempo humano (como la energía solar, eólica, hidráulica y biomasa) [López-Agüera, comunicación personal, 29 de Julio de 2024; Orecchini, 2006]. En lo que respecta a las energías secundarias, la energía eléctrica tiene gran interés por su capacidad como intermediaria entre distintas formas de energía y para conectar regiones lejanas de manera casi instantánea y sencilla para el consumidor, facilitando el suministro. Es, de hecho, fundamental para un gran número de servicios de la sociedad. Gracias a sus capacidades y diversidad de formas de obtención, la energía eléctrica puede abrir alternativas para suplantar el uso de combustibles fósiles en el camino de la descarbonización [IEA, 2023].

La estructura de la matriz se conforma mediante un conjunto de procesos, que conectan las distintas formas de energía desde su origen a su utilización. Estos procesos se pueden

dividir en extracción (distintos medios de obtención y captación de recurso primario), transformación (entre diferentes tipos de energía), distribución (conectando la energía entre distintas regiones) y consumo. Entre los fenómenos más importantes se encuentran la adquisición y transporte de los combustibles fósiles y el funcionamiento y construcción de la red eléctrica. Esta última permite la gestión de este tipo de energía a gran escala y, por su tamaño y diversidad de elementos, es considerada la mayor máquina creada por la humanidad [Kahsar, 2023]. Se distingue en ella la red de transmisión (que abarca las conexiones a mayor distancia entre grandes generadores y consumidores) y distribución (a menor escala y con mayor complejidad estructural).

La estructura de la matriz energética varía considerablemente entre países dependiendo de los recursos naturales disponibles, el desarrollo tecnológico, la infraestructura energética existente y las políticas energéticas de la región [IRENA, 2024a; Wikipedia, 2020]. Esto es especialmente cierto en el caso de la mayoría de fuentes renovables, dado que su regeneración natural es dependiente de las características de la región y en muchos casos su explotación debe realizarse in situ. En el caso de los recursos no renovables (y algunas renovables como la biomasa), las zonas ricas en ellas podrán obtenerlas a menor coste, si bien en caso contrario podrán recurrir a su importación.

1.1.1 Modos de generación eléctrica y contexto energético

La energía eléctrica es uno de los elementos más importantes de la matriz energética, al ser clave en el suministro de energía y para el funcionamiento de un gran número de servicios. A su vez, es una de las fuentes de energía secundaria con una mayor diversidad de métodos para su generación, variando notablemente su estructura en la matriz. Este apartado evaluará la diversidad de tecnologías de generación eléctrica, prestando atención a las variables comunes que las caracterizan y las cualidades particulares de las principales alternativas. En todo momento se prestará atención al papel que juegan en la red eléctrica actual.

Las principales variables de evaluación de los distintos modos de generación, descritas en detalle en el Apéndice A, son:

- **Capacidades productivas.** Incluyen la potencia instalada, que limita la tasa máxima de producción; la eficiencia de transformación de la energía; el factor de capacidad, indicativo de su disponibilidad o utilización respecto a su capacidad nominal; su mínimo operacional y características dinámicas (tiempo de encendido, apagado y rampas de funcionamiento) [Lacal Arantegui et al., 2014; IRENA, 2019a; IEA, 2020a].
- **Costes económicos.** Pueden dividirse en costes de inversión, asociados a la implementación de la tecnología, y los costes de operación y mantenimiento, asociados a su funcionamiento a lo largo del tiempo. A su vez, estos últimos pueden diferenciarse en variables o fijos dependiendo de si se encuentran asociados o no a la producción. Finalmente, también existen costes dinámicos adicionales asociados al encendido y apagado de las centrales [Lacal Arantegui et al., 2014; IEA, 2020a; IRENA, 2023; IRENA, 2019a; Gardumi et al., 2019; Loulou et al., 2016]. En general, los modos de producción de menor coste variable serán prioritarios en la producción siempre que la matriz lo admita. Por su parte, los de alto coste de producción, pero bajo coste de inversión, serán instaladas para satisfacer la demanda durante las horas de mayor necesidad [Energía y sociedad, 2023].
- **Tiempo de vida, implementación y desmantelamiento.** El tiempo de vida de una tecnología coincide con el momento en que su capacidad se degrada hasta un 20%,

reduciendo la eficiencia económica de su mantenimiento. Por su parte, los tiempos de construcción y desmantelamiento son claves en la planificación de nuevas instalaciones [López-Agüera, comunicación personal, 29 de Julio de 2024; Lacal Arantegui et al., 2014; IEA, 2020a].

- **Impactos.** Las tecnologías de generación tienen distintos impactos en el entorno. Estos pueden ser positivos y negativos, y afectar a nivel energético, económico, medioambiental y social. Estos impactos han de estudiarse en la filosofía de cuna a tumba, considerando tanto el proceso de implementación (obtención de materias primas y construcción), funcionamiento (extracción de combustibles, recambios de piezas, aceites) y gestión de residuos asociados al fin de vida. Entre ellos, las emisiones de efecto invernadero y su impacto climático toman especial importancia [Hauschild et al., 2018; UNECE, 2021].

A continuación se describen los tipos de tecnología energética más relevantes. Las variables características de evaluación descritas anteriormente se recogen en la Tabla 1.1 [Lacal Arantegui et al., 2014; IRENA, 2023; IRENA, 2019a; Welsch et al., 2015; IEA, 2020a; EIAa; STATSTA, 2024; EIAc; MIBGAS, 2023; SNEP, 2024; Schlömer, 2014]. En el caso de variables asociadas a costes, es común estudiar el coste nivelado de la energía (o LCOE por sus siglas en inglés: Levelized Cost of Energy). Esta métrica permite calibrar el coste promedio de la generación de electricidad a lo largo de la vida útil de un activo energético. Para ello, aglutina el conjunto de costes a lo largo del tiempo de vida de la tecnología por energía producida durante ese mismo tiempo (ver Apéndice A). La Figura 1.1 muestra la evolución para las tecnologías estudiadas del LCOE entre el año 2010 y 2022, permitiendo establecer una comparativa del coste actual y las tendencias observadas, explicadas a continuación para cada caso particular [IBM, 2024; IEA, 2020a; Our World Data, 2024; LAZARD, 2024].

- **Tecnologías de combustión o convencionales.** Se caracterizan por su controlabilidad, pudiendo ser adaptadas según la demanda. Su grado de flexibilidad depende del diseño, pudiéndose distinguir las centrales de carga básica o potencia invariable (de producción constante, baja flexibilidad, mayor coste de instalación y menor de producción) y carga pico o potencia variable (de producción en las horas de mayor necesidad, alta flexibilidad, bajo coste de instalación y alto coste de producción). Entre las tecnologías de producción, las dependientes de los combustibles fósiles llevan asociados un elevado impacto medioambiental, así como un coste económico estratégico clave en el desarrollo de la matriz. Con todo, existen alternativas renovables y de bajas emisiones como la biomasa o biogás, aunque con limitaciones en su disponibilidad y potencial de impacto ambiental [IRENA, 2019a; Schlömer, 2014; Yihdego & Salem, 2017].
- **Tecnologías renovables intermitentes (eólica y solar).** Se caracterizan por la gran variabilidad temporal en la disponibilidad del recurso, tanto en valor medio como mediante fluctuaciones aleatorias (a escala anual, estacional, diaria y horaria), lo que supone un notable reto de gestión por parte de la matriz energética. Aunque actualmente su coste de inversión supone una barrera para su implementación, se espera una tendencia de reducción significativa, tal y como se ha observado en las últimas décadas (especialmente significativo en el caso de la solar fotovoltaica: efecto Swanson). Este fenómeno, junto a su coste de producción energética casi nulo, ha convertido a la tecnología eólica en una de las más competitivas a nivel de

LCOE, seguida los últimos años por la solar fotovoltaica. Esa característica, junto a sus bajas emisiones, han contribuido al crecimiento continuado de la contribución de ambas tecnologías al mix energético de muchas regiones, representando también una vía para la descarbonización [IRENA, 2019b; IRENA, 2019c; UNECE, 2021; Holttinen et al, 2018; Ackermann, 2012].

- **Hidráulica.** El diseño y características de cada central hidráulica es altamente dependiente de la geografía y recursos locales. Dependiendo de su capacidad de almacenamiento, se distingue la hidráulica fluyente (varias horas) a la hidráulica con embalse (almacenamiento diario o estacional). Su capacidad de regulación la convierte en una alternativa renovable flexible, adecuada para gestionar la mayor variabilidad de la generación eólica y solar. Pese a su elevado coste de inversión, su largo tiempo de vida y bajo coste de producción la ha convertido en una alternativa altamente competitiva en las regiones en las que se encuentra disponible. No obstante, debido a que las mejores localizaciones para su instalación han sido ya ocupadas, el LCOE de las nuevas centrales hidráulicas ha aumentado de manera notable, requiriendo la búsqueda de otras alternativas [IRENA, 2012].
- **Nuclear.** La generación nuclear comparte características intermedias entre los generadores anteriores: mientras que su coste de producción e instalación es semejante al de las tecnologías renovables, su elevado factor de capacidad y controlabilidad se asemeja a las de combustión. Por ese motivo, la tecnología nuclear suele diseñarse como centrales de carga básica. Dadas sus bajas emisiones, en muchas regiones se la considera una alternativa frente a las dificultades de gestión de las tecnologías renovables. Sin embargo, el aumento del coste del uranio y la sofisticación de este tipo de centrales ha producido importantes aumentos en su LCOE. Por otro lado, la gestión de sus residuos es un reto difícil de cuantificar [IRENA, 2019a; UNECE, 2021; Pearce, 2012]. Ambas circunstancias limitan el futuro de la generación nuclear.

Tabla 1.1- Variables de mérito y costes del ciclo combinado, eólica, solar fotovoltaica (PV), hidráulica y nuclear.

Tabla de elaboración propia a partir de datos de [Lacal Arantegui et al., 2014; IRENA, 2023; IRENA, 2019a; Welsch et al., 2015; IEA, 2020a; EIAa; STATSTA, 2024; EIAc; MIBGAS, 2023; SNEP, 2024; Schlömer, 2014]

	Ciclo combinado	Eólica onshore	Fotovoltaica	Hidráulica	Nuclear
Vida operacional (años)	30	25	25	80	70
Tiempo de Construcción// Desmantelamiento (years)	3//2	5//--	1//--	5//2	7//10
Factor de Capacidad (%)	30-60%	25-40%	10-30%	30-45%	>90%
MinOp (%TotCap)	30%	0%*	10%	--	50%
Start Up (h)	>12	--	--	<0.16	>12
Ramp (%TotCap/min)	3.0%	10%	>100%	3.6%	5%
Investment Cost (M\$/GW)	850	1300	900	3000	3606
Fixed Cost (M\$/GW/y)	21	30	10	50	80
Production Cost (M\$/TWh)	40	0	0	0	9.33
Emisiones CO2 eq (Mton/TWh)	490	12	48	24	12

*El mínimo operacional de la eólica se considera cero por su carácter modular y la posibilidad de manejar de manera individual las turbinas. De ese modo, será próximo a cero en comparación con la capacidad total.

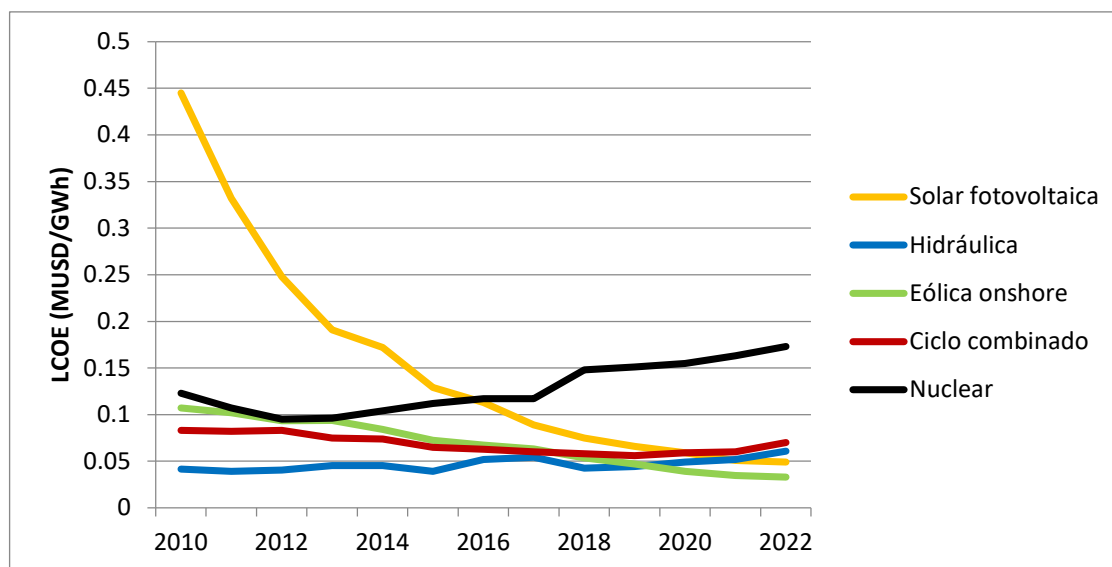


Figura 1.1- Evolución del coste nivelado de la energía (LCOE) para distintos modos de producción energética.

La figura muestra la evolución del LCOE para los modos de producción mediante tecnología solar fotovoltaica, hidráulica, eólica onshore, ciclo combinado y nuclear entre los años 2010 y 2022. Es posible observar la importante tendencia decreciente en los costes de producción mediante tecnología eólica y solar (especialmente la última, por efecto Sawnsen). La producción mediante recurso hidráulico y nuclear experimenta subidas, especialmente importantes en la segunda. El caso del ciclo combinado se mantiene estable en comparación, dependiente del precio del gas.

Figura de elaboración propia a partir de datos de [IRENA, 2023; LAZARD, 2024]

1.1.1.1 Almacenamiento energético

Los sistemas de almacenamiento energético permiten la carga de energía en los períodos de mayor disponibilidad para descargarla en los de mayor necesidad. Añaden, por tanto, un grado adicional de flexibilidad al sistema, que toma especial interés cuando se trata con energías de recurso variable o intermitente, aunque también para adaptarse a la curva de demanda en general. De este modo, el almacenamiento supone una alternativa al sobredimensionamiento de la capacidad productora, ya sea de origen renovable (lo que inevitablemente llevaría a un excedente de energía en los momentos de mayor recurso) o convencional (que sería utilizada sólo en tales momentos de necesidad o bien se mantendrá encendida para evitar los costes de encendido o su inflexibilidad, lo que limitará la integración de otras energías). Compite, en este sentido, con las centrales de carga pico o potencia variable (definidas en el apartado 1.1.1).

Las tecnologías de almacenamiento comparten muchos parámetros con las generadoras, como son el tiempo de respuesta y la potencia instalada. Sin embargo, también se caracteriza por otros parámetros asociados a sus cualidades de almacenamiento. Entre base a [Mongird, 2019; IHA, 2021; Garche, 2013], pueden distinguirse las siguientes características:

- **Capacidades de almacenamiento.** Incluye la energía máxima que puede almacenar, la eficiencia (dependiente de las pérdidas en el proceso de carga y descarga), su tasa de autodescarga, la profundidad de descarga y la densidad (que relaciona la capacidad de almacenamiento y su tamaño, de lo cual depende su adecuación para distintas aplicaciones).
- **Factor de Energía/Potencia (E/P),** frecuentemente expresado como el número de horas que el almacenamiento tarda en vaciarse a máxima velocidad cuando se encuentra totalmente lleno. Si la duración del fenómeno que se pretende compensar mediante el almacenamiento coincide con su factor E/P, significa que

tanto la capacidad de almacenamiento como su potencia de carga-descarga están siendo aprovechadas. De este modo, pueden distinguirse varios tipos de almacenamiento o rangos de interés para su funcionamiento: la estabilidad del sistema ante fluctuaciones (segundos), eficiencia del recurso intermitente (minutos o una hora), almacenamiento día-noche (varias horas), almacenamiento de larga duración (un día o varios) y estacional.

- **Costes.** Aun divididos en las mismas categorías que en el caso de las tecnologías generadoras, pueden encontrarse tanto expresados por unidad de potencia o de capacidad de almacenamiento. En algunos casos, como es el de las bombas y embalses, ambos costes pueden ser independientes.
- **Número máximo de ciclos y tiempo de vida.** Además del tiempo de vida, es común evaluar la duración del sistema de almacenamiento por el número de ciclos realizados (cargas y descargas completas de su valor de capacidad). Dependiendo de la tecnología, un método u otro puede ser más preciso, o bien ser ambos aplicables de manera independiente. A su vez, tecnologías como las baterías son muy sensibles a la velocidad y frecuencia con que sus ciclos se producen, así como condiciones ambientales.

La Tabla 1.2 reúne las principales cualidades de las tecnologías de almacenamiento más representativas a nivel de transición a día de hoy y en actual comercialización, explicadas a continuación [San Martín, 2011].

- **Tecnología de bombeo inverso.** Consistente en el bombeo de agua de un reservorio inferior a uno superior para su posterior descarga. Su tecnología cuenta con gran madurez y puede construirse asociado a embalses previamente existentes. Por su coeficiente E/P, es un sistema de almacenamiento a escala horaria e inter-diaria, aunque puede ser muy superior si se asocia a un gran embalse. Su funcionamiento es rápido, permitiéndole tomar parte en el suministro de reserva a subir o bajar y compensar la variabilidad de otras tecnologías renovables.
- **Tecnología de Almacenamiento por Aire Comprimido (CAES).** Funciona mediante la compresión de aire con el exceso de energía, permitiendo recuperarla mediante su descompresión. Sus características son similares a las del bombeo inverso, aunque menos eficiente y con un tiempo de respuesta que lo limita su flexibilidad a corta escala. Su coste e idealidad será muy dependiente de disponer cavernas adecuadas para su implementación.
- **Batería de ion Litio.** Sistema de almacenamiento electroquímico muy conocido debido a su compromiso entre alta velocidad y capacidad de almacenamiento, que se adapta adecuadamente a la variabilidad a escala horaria o inferior de muchas tecnologías renovables. Su coste ha experimentado una importante reducción la última década.
- **Volantes de Inercia.** Se adaptan de manera automática a la frecuencia de la red eléctrica, absorbiendo las fluctuaciones de manera casi instantánea. Pese a su capacidad reducida y su elevado coste de inversión por unidad de capacidad, su bajo valor E/P y alta velocidad los hacen adecuados para asegurar la estabilidad del sistema.

	CAES	Bombeo Inverso	Batería de litio	Volantes de Inercia
Factor E/P	16h	16h	1h	0.25h
Eficiencia (%)	52	80	86	86
Tiempo de respuesta	3-10 min	≈ 1 min	1 s	0.25 s
Coste inversión (USD/kWh)	105*	165	≈ 150	11,520
Tiempo de vida (años) // ciclos	25//10,000	>25//15,000	10//3,500	>20//200,000

*Suponiendo construcción en cavernas previamente disponibles.

1.1.2 Variables de Mérito en la Evaluación de la Matriz Energética

Aun con toda la variedad de recursos y estructuras disponibles de la Matriz Energética, cuando se evalúa su composición general e implicaciones es posible distinguir una serie de variables globales para su caracterización general de especial relevancia. Estas variables son fundamentales a la hora de evaluar su idoneidad y serán descritas a continuación [López-Agüera, comunicación personal, 29 de Julio de 2024; European Council, 2023; Holttinen et al, 2018; Energía y sociedad, 2021; Brutland, 1987].

- **Eficiencia energética.** Se refiere a la relación entre la cantidad de energía consumida y el producto generado. La eficiencia depende de los procesos de obtención de energía, la necesidad de transporte, las tecnologías y procesos usados en su transformación y aquellas encargadas de su consumo. En el caso de la electricidad, existen pérdidas importantes en la red de transmisión y distribución. Un sistema más eficiente permite reducir la explotación de los recursos y necesidades productivas [European Council, 2023].
- **Fiabilidad.** Se refiere a la capacidad de la matriz de mantener satisfactorialmente la provisión de energía, gestionando los distintos imprevistos o fluctuaciones. Para ello, se recurren a distintas técnicas, como el sobredimensionamiento del sistema (o “margen de reserva”), consistente en la instalación de capacidad productora adicional; el establecimiento de reservas de regulación, que es un conjunto de tecnologías preparadas para modificar su producción compensando los desvíos de la planificación; o el aumento de la flexibilidad de la matriz, incrementando su cantidad de configuraciones posibles y adaptabilidad [Pfeifenberger et al., 2013; NERC, 2011; Holttinen et al, 2018; Energía y sociedad, 2021].
- **Accesibilidad y coste.** Se refiere a la disponibilidad de energía para los diferentes sectores de la sociedad y el coste económico asociado a su adquisición, que puede limitar su utilización. Es clave para el desarrollo económico y social [United Nations b].
- **Sostenibilidad.** La sostenibilidad estudia los distintos impactos de la matriz en el entorno, evaluando la capacidad de ser absorbidos. Tales impactos pueden ser de tipo energético, económico, medioambiental o social. La sostenibilidad presta atención a las repercusiones a largo plazo del funcionamiento de la matriz energética, asegurando que la satisfacción de las necesidades actuales no limita la capacidad de satisfacer las futuras [Brutland, 1987].

1.1.3 Interacción de la matriz energética con otros sistemas de recursos: CLEWs.

La matriz energética no es un sistema aislado. Por el contrario, como se ha mencionado, las tecnologías que la conforman tienen impactos que pueden afectar sobre muchos otros sistemas o aspectos del entorno. Los efectos pueden llegar a la práctica totalidad de los niveles, incluyendo el desarrollo económico y social. Sin embargo, existen dos sectores con los que se conecta en especial: el sistema hídrico y el uso alimentario de la tierra. Así pues, ambos son sistemas directa e indirectamente afectados por la matriz energética (debido a su

gran consumo de energía). Pero, además, precisamente por su gran consumo, la matriz deberá adecuarse a sus necesidades también. Adicionalmente, los tres se ven afectados por el clima, que determina los recursos y condiciones disponibles y, a su vez, puede verse alterado por las emisiones de efecto invernadero y la deforestación entre otras. En este sentido, se tratan de cuatro dimensiones: clima, tierra, energía y agua con una conexión bidireccional entre sí. No es posible, por tanto, alterar una sin modificar las restantes, que afectarán a la primera en consecuencia. Se considera, pues, que deben tratarse como un macro-sistema integrado llamado Climate-Land-Energy-and-Water Nexus (CLEWs) [UN Modelling Tools; Bazilian et al., 2011].

El enfoque integral CLEWs es utilizado para analizar y planificar el uso sostenible de los recursos naturales, considerando las interacciones y dependencias entre estos sistemas clave. Los modelos CLEWs forman parte del contexto y filosofía Nexus, consistentes en estudiar, comprender, cuantificar y considerar todas las conexiones entre los subsistemas para asegurar su buena gestión y optimización. Este enfoque responde a la propuesta de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas. De este modo, CLEWs permite explotar las sinergias y gestionar las compensaciones en las distintas partes del sistema y la elaboración de políticas integrales [UN Modelling Tools; Bazilian et al., 2011; López-Agüera, comunicación personal, 29 de Julio de 2024].

Entre las interacciones de la matriz energética con CLEWs, destacan [López-Agüera, comunicación personal, 29 de Julio de 2024; UN Modelling Tools; Bazilian et al., 2011]:

- **Clima.** Del clima depende la disponibilidad del recurso eólico, solar e hídrico, así como parte de las necesidades energéticas de la población, determinando las configuraciones que la matriz energética puede tomar. Por otro lado, el clima se ve afectado por las emisiones de efecto invernadero y la deforestación. Por tanto, el uso de energías muy emisivas puede producir alteraciones en el clima, que a su vez repercutiría en los recursos y forma que debe tomar la matriz.
- **Tierra:** La producción de energía, especialmente de biocombustibles y ciertas energías renovables, requiere grandes extensiones de tierra. Esto puede llevar a conflictos con otros usos del suelo, como la agricultura o la conservación de la biodiversidad. A su vez, la gestión alimentaria requiere grandes cantidades de energía para el funcionamiento de toda la maquinaria asociada y su transporte entre otros. Por tanto, la elección de uso de combustibles o la disponibilidad energética (o su precio) alterará las actividades agroalimentarias, que a su vez pueden optar en consecuencia por adaptar la localización o tipo de sus cultivos, modificando a su vez las necesidades energéticas asociadas.
- **Agua:** La generación de energía, particularmente mediante plantas termoeléctricas y centrales hidráulicas, consume y a veces contamina grandes cantidades de agua. A su vez, el agua consume cantidades notables de energía para su bombeo a centrales energéticas, campos y ciudades, así como posibles procesos de depuración o desalinización de ser necesarios.

1.2 TRANSICIÓN ENERGÉTICA: ESTRATEGIAS, DESAFÍOS Y OPORTUNIDADES

En los apartados anteriores se ha estudiado la importancia de la matriz energética, la dimensión de sus interacciones con otras partes del sistema y la gran variedad de tecnologías que pueden encontrarse involucradas en su funcionamiento. No obstante, precisamente por sus impactos e interacciones, también resulta evidente que la matriz energética no puede mantenerse en su estado de funcionamiento actual. Esto se debe, por un lado, a las necesidades cambiantes de la sociedad y la industria, a la que debe adaptarse y compensar.

Por otro lado, porque la matriz energética actual todavía confía fuertemente en el uso de energía fósil (tanto para la producción eléctrica como para el transporte), que además de limitado y de costes crecientes, es altamente emisor en su combustión. Como ya se ha observado al hablar de CLEWs, tales emisiones pueden tener efectos sobre el resto del nexo y sistema, que lleven a alterar completamente el sistema de recursos y productivo actual.

Para adaptarse a todos esos cambios y evitar las peores o crecientes consecuencias, es necesario que la matriz energética pase por un proceso de evolución. A tal transformación se le llama “transición”, y las principales vías para ella son expuestas a continuación.

1.2.1 Estrategias clave

Dadas las condiciones y necesidades actuales, la mayoría de procesos de transición se enfocan en las siguientes estrategias a satisfacer [López-Agüera, comunicación personal, 29 de Julio de 2024; United Nations, 2015]:

- **Descarbonización.** Reducción de la dependencia de combustibles fósiles a través de la adopción de energías renovables, eficiencia energética y tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS). Con ello se evitan los gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos, con sus consecuencias ecológicas y climáticas.
- **Electrificación.** Aumentar el uso de electricidad en sectores como el transporte y la calefacción, utilizando electricidad generada a partir de fuentes renovables. De este modo se extiende el uso de energía eléctrica limpia en sectores donde todavía tiene baja penetración, muchos de ellos dependientes necesariamente de combustibles fósiles.
- **Innovación tecnológica.** Desarrollo e implementación de nuevas tecnologías energéticas, como el hidrógeno verde y las baterías avanzadas para almacenamiento de energía. De este modo, permitiendo nuevas vías de uso de las energías renovables y ganancia de flexibilidad, así como mejorar la integración de las energías intermitentes como la eólica y solar.
- **Eficiencia y optimización.** Ya sea mediante la reducción del consumo de las tecnologías de los consumidores, la mejor adaptación del patrón de demanda a la disponibilidad energética, o cambios en la estructura de la red de transmisión y distribución. Incluye también el uso de tecnologías de producción más eficientes. Idealmente, esto permite reducir las necesidades productivas o el consumo de fuentes primarias.
- **Sostenibilidad.** Consiste en asegurar la consideración, balance y capacidad de absorción de los diferentes impactos que las nuevas instalaciones y su funcionamiento imponen en el entorno. Cuando el proceso de transición satisface las necesidades actuales sin comprometer la capacidad para satisfacer las futuras, se dice que es un proceso de transición sostenible. La sostenibilidad es, por tanto, necesaria para su viabilidad a largo plazo.

1.2.2 Desafíos y oportunidades

A lo largo de cualquier proceso de transición, existen una serie de desafíos y oportunidades. Cada uno de ellos supone un esfuerzo que puede resultar limitante para el desarrollo de la matriz o el resto del sistema asociado. Sin embargo, las implicaciones sobre cada uno de ellos pueden ser positivas, permitiendo una mejora respecto al estado actual y adquiriendo nuevas sinergias. Estos reúnen: desafíos financieros, sociales y de gobernanza [López-Agüera, comunicación personal, 29 de Julio de 2024; Fay, 2012].

- **Desafíos financieros.** Necesidad de inversiones significativas en nuevas infraestructuras y tecnologías. Tal implementación siempre supone un esfuerzo económico y se ve limitada por la disponibilidad de capital, sobre todo por parte de las empresas más pequeñas. Pueden requerirse, por tanto, incentivos y subsidios y siempre supondrán un reto a superar [Fay, 2012]. Por ese motivo y por el impacto de los costes en la sociedad, optimizar el recurso económico es fundamental.
- **Aceptación social.** Lograr el apoyo público y la aceptación de nuevas tecnologías y cambios en los patrones de consumo. Dado que los distintos impactos ambientales o sociales de cualquier nueva implementación puede encontrarse con rechazo o temor por parte de la población, llevando a que los planes se descarten o modifiquen por presiones políticas.
- **Políticas y Gobernanza.** Desarrollo de políticas coherentes y marcos regulatorios que faciliten la transición energética de manera justa y equitativa. Esto incluye los distintos incentivos, la regulación del mercado y el apoyo a los nuevos proyectos. Mientras que tales políticas pueden impulsar y modificar las tendencias de desarrollo, las decisiones volátiles pueden derivar en la inseguridad del mercado, obstruyendo el proceso de transición [Fay, 2012].

1.3 MODELOS ENERGÉTICOS

Debido a la gran cantidad de tecnologías y elementos que pueden formar parte de la matriz energética, cada uno exhibiendo distintos comportamientos y características, su gestión es una tarea compleja. Tal complejidad se incrementa cuando se valora un proceso de transición, en el que nuevos procesos y elementos deben ser integrados junto a los previamente existentes. En este contexto, una gestión adecuada requiere considerar las características particulares de cada una de las tecnologías, la necesidad de responder a los patrones de consumo y las distintas interconexiones del sistema de recursos. Para facilitar la tarea, se han desarrollado gran variedad de herramientas analíticas que permitan en la comprensión, gestión y toma de decisiones sobre la matriz energética. Estas herramientas también son llamados modelos energéticos.

En general, un modelo es una representación simplificada (mediante un conjunto de normas) de un sistema o conjunto de fenómenos. Facilita así la comprensión de su estructura, funcionamiento y comportamiento ante distintas circunstancias o eventos.

A continuación, se realizará una división de los principales procesos observables en la matriz, divididos por su escala espacial y temporal. Se aborda así un primer paso en la comprensión de la matriz desde el punto de vista del modelaje. Seguidamente, se realizará una revisión de los tipos de modelos existentes para el estudio de cada uno de los procesos, identificando los más útiles a nivel de transición.

1.3.1 Procesos y modelaje en la matriz energética y sistema de suministro eléctrico

El primer paso para gestionar una matriz energética es entender su comportamiento. A medida que una red energética incrementa su escala, se observan nuevos elementos, conexiones, estructuras y niveles de gestión, cada uno de los cuales funciona además a distinta escala temporal. Todo lo anterior complica la interpretación y multiplica los aspectos a considerar y gestionar de la matriz energética. La Figura 1.2 clasifica los distintos fenómenos dependiendo de su naturaleza y escala, tanto espacial como temporal [Holtinen et al, 2018], mientras que la Figura 1.3 resume el modelo estructural de una red eléctrica regional. Ambas son explicadas con mayor detalle a continuación.

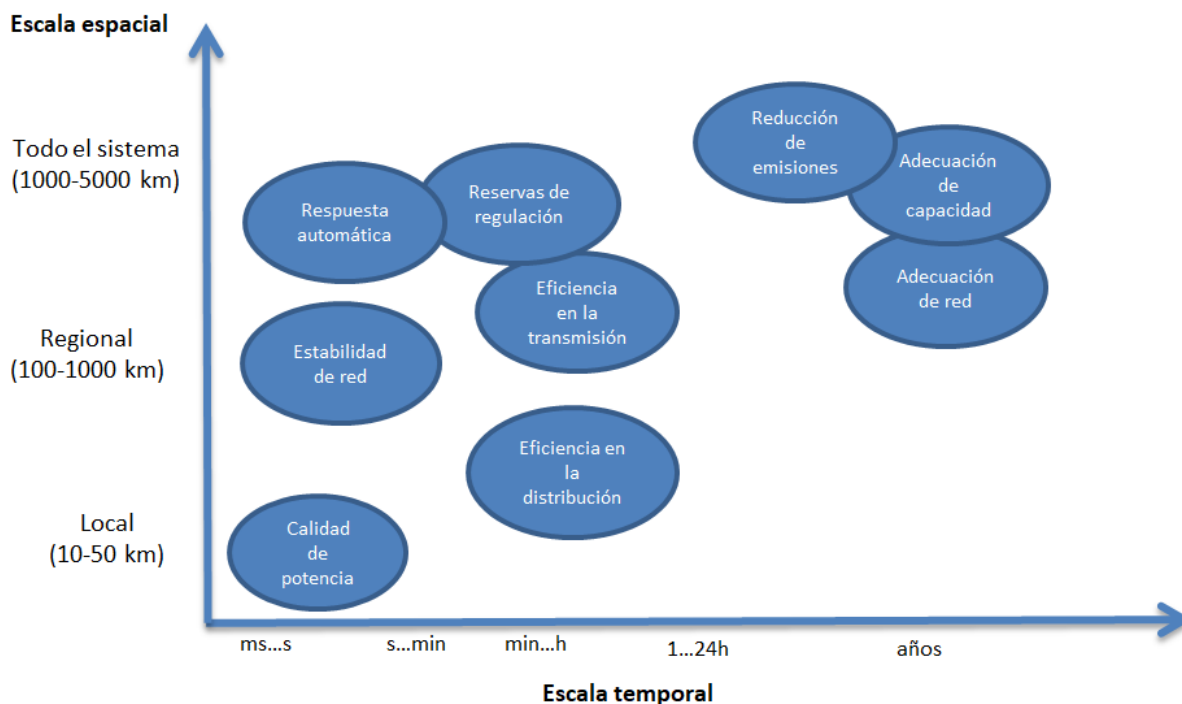


Figura 1.2 - Fenomenología de la matriz energética para distintas escalas temporales y espaciales.
La figura clasifica los distintos procesos de la matriz según su naturaleza, escala espacial (eje vertical) y la escala temporal (eje horizontal), progresivamente. Se observa así la variedad de comportamientos de la matriz y su multitud de escalas de funcionamiento, que deriva en una gran complejidad al encontrarse la gestión de cada uno interrelacionada con los demás.

Figura de elaboración propia basada en información de [Holttinen et al, 2018].

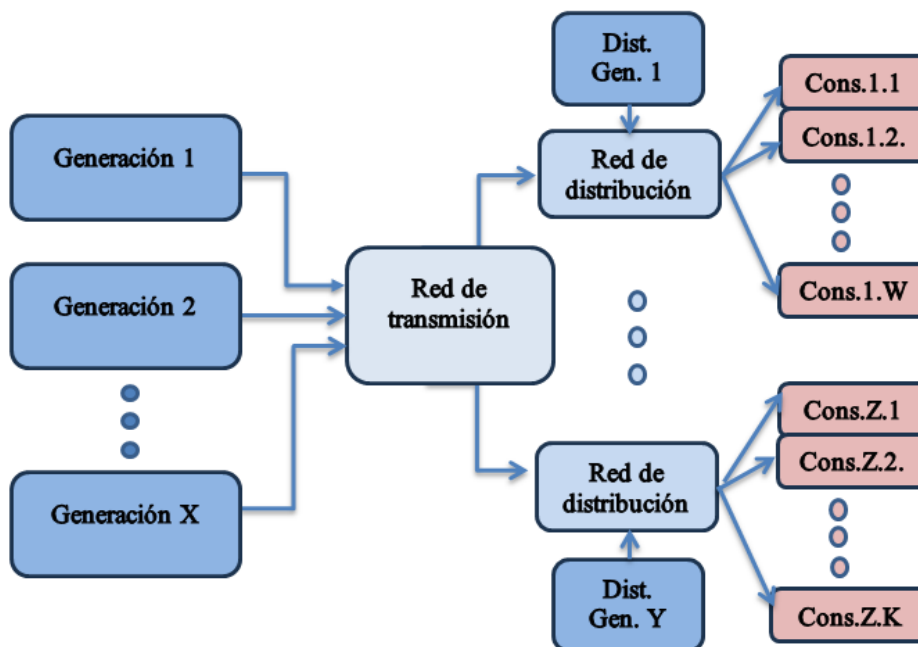


Figura 1.3-Representación de la estructura de una matriz energética.

El esquema representa la estructura general de la red energética, progresando el suministro según el flujo de las flechas y la escala de izquierda a derecha. Por colores se distinguen el tipo de elementos: generadores (azul oscuro), transmisores (azul claro) o consumidores (rojo). Los generadores a gran escala se conectan a la red de transmisión, pasando por ella a las distintas redes de distribución que reparten la energía entre los distintos consumidores. Los generadores distribuidos, de menor tamaño, se conectan directamente a la red de

distribución. X, Y, Z, W y K pueden ir de uno a infinito. En una etapa anterior a la representada se encontraría la obtención del recurso energético primario, en caso de ser necesario.

Figura de creación propia.

Según la resolución espacial, en la red pueden distinguirse el nivel de distribución, el de transmisión y el sistema global. Los elementos, procesos y fenómenos más relevantes a cada escala son identificados en la Tabla 1.3. En el nivel de distribución, se observa la microgestión de la energía para entregarla a los consumidores. A esta escala, la red tiene una estructura compleja, caracterizada por la gran cantidad de usuarios, sus ubicaciones y las expansiones que ha experimentado a lo largo del tiempo. La estructura y gestión de esta red influyen directamente en el nivel de pérdidas y en la eficiencia del sistema. Toman relevancia también la integración de pequeños generadores o almacenamientos y varios requisitos de calidad eléctrica (power quality), debido a que las irregularidades a pequeña escala son más notables. En la transmisión se produce el traslado de la mayor cantidad de energía, conectando grandes productores y consumidores. La gestión de la generación energética se vuelve fundamental, pudiendo aparecer congestiones debidas a los límites de transmisión y estructura de la red, que pueden imposibilitar ciertas configuraciones productivas. Finalmente, cuando se observa el sistema global el balance entre producción y consumo son indispensables. Es también la escala en la que se evalúan algunos impactos globales, como las emisiones de gases de efecto invernadero.

Tabla 1.3- Elementos y fenómenos observables en la matriz energética dependiendo de la escala espacial.

Tabla de elaboración propia.

	Elementos	Fenomenología
Distribución	-Elevado número de consumidores. -Complejidad de la red. -Pequeños generadores distribuidos (solar en los tejados, minieólica...). -Coche eléctrico, hidrógeno verde...	-Fluctuaciones en cada consumidor. -Calidad eléctrica (control de frecuencia y voltaje). -Eficiencia de distribución. -Redes inteligentes.
Transmisión	-Grandes puntos de consumición. -Grandes generadores.	-Congestionamientos. -Grandes desvíos en la generación y su regulación. -Eficiencia de transmisión.
Todo el sistema	-Puntos de conexión entre zonas. -Todos los generadores	-Adecuación de capacidad. -Emisiones globales.

La escala temporal del sistema también revela distintas fenomenologías, resumidas en la Tabla 1.4. En la menor escala se encuentran la mayoría de las limitaciones técnicas y del sistema eléctrico. En este rango aparecen pequeñas desviaciones, perturbaciones y las necesidades de estabilidad, muy necesarias para la salud y mantenimiento a largo plazo de la red. A medida que la escala temporal aumenta, aparecen desvíos o imprevistos en la producción o consumo, que deben ser compensados por la flexibilidad productora de las tecnologías de la red. En la escala diaria y mensual ocurren grandes cambios en el comportamiento de la matriz para adaptarse a distintas necesidades energéticas y disponibilidad de recursos. Finalmente, a escala anual puede haber fluctuaciones de recurso de alta duración, cambios en el clima y transformaciones en las tecnologías disponibles del sistema.

Tabla 1.4 - Fenomenologías observables en la matriz energética dependiendo de la escala temporal.
Tabla de elaboración propia

	Fenomenología
Milésimas de segundos-Pocos segundos	-Fluctuaciones de demanda y recursos renovables. -Respuesta reactiva, respuesta de frecuencia, respuesta inercial... -Funcionamiento de los volantes de inercia o tecnologías con inercia.
Varios segundos-pocos minutos	-Inicio de adaptación a cambios duraderos (desvíos). -Ajuste de la producción de las tecnologías productoras más rápidas.
Minutos-horas	-Evolución de la demanda y recurso renovable. -Gestión de errores de predicción. -Activación de los generadores más lentos como respuesta.
Día-noche	-Fuertes cambios en el recurso renovable y demanda. -Se encuentran picos y valles en la demanda. -Gran variación del recurso solar. -Notable variación en el recurso eólico.
Días	-Días distintos pueden tener niveles de recurso distinto - Cambios en la demanda (especialmente al diferenciar entre días laborables y no laborables). - Uso de tecnologías. - Uso de sistemas de almacenamiento de larga duración.
Meses	-Cambios estacionales característicos del clima. -La demanda crece en invierno en las zonas frías y aumenta en verano en las cálidas. -Aumento del recurso solar en verano. -Aumento de la eólica en invierno. -Aumento del recurso hidráulico en estaciones húmedas.
Años	-Evolución del sistema. -Nuevas unidades de generación o elementos en el sistema. -Cambio en las tendencias de consumo. -Cambios en el mercado o políticas. -Cambios en el recurso, ya sea por variabilidad anual o cambios climatológicos.

1.3.2 Tipos modelos energéticos

Para representar los múltiples procesos y fenómenos del sistema energético, existe un amplio rango y variedad de modelos. Estos modelos exhiben distintas conceptualizaciones, construcciones y naturalezas. A su vez, cada uno recurre a distintas aproximaciones y aplicaciones. Dependiendo de su construcción y enfoque, cada modelo presenta un distinto conjunto de inputs y outputs, que definen los datos necesarios para su descripción y aquellos que pueden obtenerse mediante el modelo. Dependiendo de sus inputs, outputs y la relación matemática entre ellos, cada modelo tendrá un distinto rango de aplicabilidad, definidor del conjunto de fenómenos y contexto en el que puede funcionar con un grado de aproximación adecuado. Es posible encontrar un compilatorio de modelos del sistema energético y sus características en [Ringkjøb et al., 2018].

Los modelos energéticos pueden definirse en base a sus características o en base a su campo de aplicación, como se muestra en las secciones 1.3.2.1 y 1.3.2.2.

1.3.2.1 Clasificación de los modelos en base a sus características

A continuación, se procederá a una división de los distintos modelos según su aproximación analítica, su aproximación matemática y su metodología. La clasificación y división propuesta se basa en un estudio de [Ringkjøb et al., 2018; Farrokhifar et al., 2020; Loulou et al., 2019; Fernández-Blanco et al., 2017; López-Agüera, comunicación personal, 29 de Julio de 2024; UN Modelling Tools], más lo observado en modelos de cada una de las naturalezas.



• **Aproximación analítica (modelos top-down y bottom-up).** La aproximación analítica determina el proceso con el que se visualiza y construye el modelo. De ella depende el nivel de detalle con el que se describen los componentes del

modelo. Los modelos top-down se caracterizan por un alto nivel de agregación en su descripción, comúnmente dividida en varios sectores a gran escala, centrados en las variables macroscópicas y no en los detalles estructurales. Los modelos bottom-up se constituyen a partir de la agregación de elementos menores claramente definidos, dando lugar a una estructura detallada. Las variables globales se generan a partir de las particulares. La evolución de los modelos ha llevado a una progresiva profundidad en las descripciones de los modelos top-down y una mejor consideración de los efectos a gran escala en los bottom-up, dando lugar a modelos híbridos [Loulou et al., 2019; Farrokhifar et al., 2020]

- **Aproximación matemática: dinámicos, no-lineales, programación lineal y modelos basados en agentes.** Determina la forma en la que se construyen las relaciones entre los distintos elementos o variables del modelo, dando lugar a distintos comportamientos y métodos de análisis. La programación lineal se encuentra limitada al uso de ecuaciones lineales para su expresión, permitiendo aprovechar propiedades geométricas entre sus variables para encontrar eficazmente una solución única. Los modelos no-lineales construyen toda una variedad de ecuaciones y relaciones complejas. Entre ellos, los dinámicos, diseñados mediante ecuaciones de evolución temporal, proporcionan un conocimiento preciso de comportamiento temporal instantáneo del sistema modelado y permiten realizar análisis como los cálculos de estabilidad y factores de crecimiento. Los modelos basados en agentes se desarrollan mediante la interacción de varios actores, cada uno definido por sus propias variables y algoritmos [Farrokhifar et al., 2020; Ringkjøb et al., 2018; Ferreira-Martínez & Muñuzuri, 2022].
- **Nivel de conocimiento: deterministas, probabilísticos y estocásticos.** Dependiendo del tipo de información y dato conocida, utilizada y provista por el modelo. En los modelos energéticos, la mayoría de casos son deterministas o estocásticos. Mientras que los primeros recurren a inputs perfectamente conocidos y concretos, obteniendo outputs de igual naturaleza, los segundos recurren a numerosos cálculos iterativos y aleatorios obteniendo un gran número de resultados posibles. Los modelos probabilísticos realizan inferencias a partir de las distribuciones de probabilidad (como son los modelos bayesianos). Otro caso a señalar serían los de Monte Carlo, que utiliza datos aleatorios y una serie de condiciones para tratar de encontrar una solución lo más precisa posible [Fernández-Blanco et al., 2017; Campillo et al., 2018; Farrokhifar et al., 2020].
- **Metodología: optimización, simulación, equilibrio, accounting.** Dependiendo de su proceso de resolución y utilidad. Se relaciona con los algoritmos utilizados para obtener y determinar la solución al modelo. Entre los modelos energéticos, son frecuentes los de optimización, que buscan el conjunto de variables que, respetando un conjunto de ligaduras, permiten maximizar o minimizar la función objetivo (compuesta a partir de las relaciones entre ellas). Esta optimización puede ser o no lineal, dando lugar a diferentes técnicas y algoritmos de resolución [Ringkjøb et al., 2018; Farrokhifar et al., 2020; Erdinc et al., 2012]. Los modelos de simulación tratan de replicar y emular el comportamiento del sistema, representando la evolución de distintos eventos, circunstancias o estados iniciales. Tienden a resolverse mediante sucesivas iteraciones, evolucionando el sistema desde su estado anterior al posterior sucesivamente. Los modelos de equilibrio describen un conjunto de variables interconectadas entre sí, de modo que el cambio (o decisiones) en una de ellas repercute en las demás. Estos problemas se resuelven

mediante iteraciones en las distintas variables, hasta que su valor deja de alterar el de las demás [Loulou et al., 2019; Farrokhifar et al., 2020]. Finalmente, los modelos de accounting se basan en relaciones aritméticas entre parámetros y variables, estableciendo una plantilla o proceso de cálculo directo [UN Modelling Tools; IAEA, 2006].

1.3.2.2 Clasificación de los modelos energéticos según su aplicación

Finalmente, los modelos también pueden clasificarse según la aplicación concreta para la que hayan sido diseñados. De tal diseño dependen los procesos representados, el sector de la matriz modelado y su escala espacial y temporal entre otras. A continuación se recopila una serie de ejemplos especialmente útiles en los procesos de transición y exploración de nuevas tecnologías. Los ejemplos se ordenan desde el mayor nivel de generalidad a especificidad, incluyendo: modelos multisectoriales, modelos de cálculo de demanda, modelos de capacity adequacy, modelos de diseño y modelos de estabilidad de red. En cada caso se proporcionará una explicación basada en ejemplos, indicando sus principales inputs y outputs.

- **Modelos multisectoriales** (ej: GEM-E3, Witch, World3). Cuando se pretenden integrar múltiples sectores en un solo modelo, atendiendo a sus interacciones. Estos modelos son útiles para evaluar el comportamiento y necesidades del sistema en la mayor escala, acoplando varios sectores (como el económico-energético-climático). Debido a su complejidad y gran escala, tienden a ser modelos top-down, de equilibrio o dinámicos y no-lineales. Como inputs, pueden incluir la limitación de recursos, su regeneración, tasas de emisiones, impactos y consecuencias de su explotación y el comportamiento del patrón de consumo. A través de las presiones anteriores, los inputs pueden incluir el nivel de bienestar y la evolución de los distintos sectores, así como el nivel de explotación de recursos (entre muchos otros). Su escala temporal tiende a superar las tres décadas y alcanzar los cien años [Capros et al., 2013; The WITCH team, 2017; Meadows et al., 1974].
- **Modelos de cálculo de demanda** (ej: MAED). Se dedican al cálculo de las necesidades de producción energética. Comúnmente son modelos de accounting, estableciendo las relaciones aritméticas entre las características de los consumidores y su consumo. Destacan por promover un método concreto, exacto y funcional el cálculo. Como inputs, recurren a parámetros típicos de cada sector consumidor, como pueden ser las viviendas, el transporte y la industria. Como ejemplo, en el caso del sector residencial, incluyen información acerca de los distintos tipos de viviendas, sus tamaños, sus necesidades de calefacción o refrigeración, nivel de aislamiento y la penetración de cada electrodoméstico utilizado (con su eficiencia) entre otras. Mientras que para el transporte pueden hacer seguir un proceso similar con la distancia media recorrida. Su escala temporal tiende a ser desde anual a cubrir varias décadas [IAEA, 2006].
- **Capacity Adequacy or Energy System Planning Models** (ej: MESSAGE, OSeMOSYS, TIMES). Evalúan y optimizan las necesidades de instalación de tecnologías productivas para asegurar la capacidad de satisfacer la demanda. Como inputs, suelen considerar los cambios en la demanda y recurso disponible, los costes de las distintas tecnologías y una serie de restricciones en su funcionamiento. Como outputs, ofrecen una propuesta de mix energético, indicando el plan de instalación de capacidad, el régimen productivo y estimaciones de costes (entre otras). Debido al tiempo de vida operacional de las tecnologías y las variaciones que pueden existir en la demanda y recurso, este tipo de modelos suelen utilizar una

escala temporal de décadas, alcanzando frecuentemente de tres a cinco [Holtinen et al., 2018; Loulou et al., 2019; Schrattenholzer, 1981; Howells et al., 2011].

- **Modelos de diseño** (ej: HOMER, iHOGA). Consideran características específicas de las tecnologías y el entorno con alto nivel de detalle, permitiendo determinar de manera exacta las necesidades técnicas y de instalación para cumplir con los propósitos de producción. Son más detallados que los modelos de Capacity Adequacy, frecuentemente contando con módulos específicos para cada tecnología disponible, pero con una menor escala espacial y temporal y una descripción menos flexible. Aunque muchos de estos modelos se definen de optimización, sus ecuaciones son no lineales, por lo que su algoritmo tiende a consistir en el modelaje de todas las combinaciones posibles para elegir las mejores [Duflo-López, 2024].
- **Modelos de estabilidad de red** (ej: PowerFactory y modelo de Barbeito et al. [Martínez-Barbeito et al., 2023]). Se encargan de comprobar el estado de producción de la matriz, atendiendo su capacidad de respuesta antes posibles fluctuaciones y midiendo la desviación respecto a la frecuencia ideal de funcionamiento. Estos modelos utilizan como inputs la estructura de la red, los tiempos de respuesta de las tecnologías y su nivel de producción, así como otras características propias del campo de la ingeniería eléctrica. Como principal resultado, permiten conocer si la configuración y comportamiento de la red es adecuado y seguro. La mayoría de estos modelos son dinámicos o no lineales y de simulación. De este modo, permiten probar la evolución del sistema ante distintas perturbaciones o acontecimientos [Ringkjøb et al., 2018; Martínez-Barbeito et al., 2023].
- **Otros modelos relacionados con la matriz energética.** Incluyen los de optimización y evolución de la red (ej: OPA, de naturaleza estocástica) o los de despacho de la energía o el mercado eléctrico, que se encargan de predecir la repartición de producción de energía entre los distintos generadores en el corto plazo (uno o pocos días) [Carreras et al., 2001; Ferreira-Martínez et al., 2024b]. Otros modelos con efecto sobre la gestión de la matriz serían los modelos de predicción del recurso meteorológico o los modelos específicos para cada una de las tecnologías.

Los modelos anteriores no son excluyentes entre sí, sino que representan distintas facetas del sistema e idealmente deberían ser utilizados en conjunción, no pudiendo ser posible obtener unos resultados completos por ninguno de ellos de manera individual [Holtinen et al., 2018].

1.3.3 Modelos de transición energética

Debido a la gran cantidad de tecnologías, las necesidades de consumo específicas y los distintos impactos a considerar, tomar una ruta de transición adecuada es una labor de gran complejidad. Por ello, cualquier decisión debe estar apoyada, evaluada y probada por un modelo de transición.

Los modelos de transición energética son herramientas analíticas utilizadas para planificar y gestionar el cambio hacia sistemas energéticos más sostenibles y bajos en carbono. Estos modelos ayudan a identificar las mejores rutas para la descarbonización, evaluando factores económicos, tecnológicos, sociales y ambientales.

1.3.3.1 Características de los Modelos de Transición Energética

A continuación se exponen las características mínimas necesarias para que un modelo sea adecuado para una transición [López-Agüera, comunicación personal, 29 de Julio de 2024]:

- **Escenarios y Proyecciones.** Los modelos de transición energética generan escenarios futuros basados en diferentes supuestos, como el crecimiento económico, la evolución de la tecnología y las políticas energéticas. De este modo es posible ejercer una toma de decisiones informadas, encontrando los pros y contras de cada opción.
- **Análisis de Costes y Beneficios.** Evaluación de los costos económicos y los beneficios asociados con diferentes trayectorias de transición, incluyendo el análisis de la viabilidad financiera de nuevas tecnologías e infraestructuras. Así pues, permiten enfrentar el gran reto económico que acompaña cualquier proceso de transición.
- **Impacto Ambiental.** Evaluación de cómo las diferentes opciones de transición impactan en términos de emisiones de efecto invernadero, uso de recursos naturales y otros impactos ambientales. Su consideración resulta indispensable en la búsqueda de la sostenibilidad y viabilidad a largo plazo de las decisiones tomadas, atendiendo a las múltiples interacciones del sistema.

1.3.3.2 Ejemplos de Modelos y Herramientas

La mayoría de modelos que reúnen las características anteriores se encuentran entre los de capacidad adecuada. Esto se debe, por un lado, a su capacidad para evaluar distintas posibilidades de instalación y transformación del sistema. Por otro lado, a que su funcionamiento requiere de una larga escala temporal. Tales propiedades los hacen, precisamente, efectivos para realizar proyecciones, evaluar el impacto ambiental y realizar un análisis integral de los costes y beneficios. La mayoría reúnen entre sus inputs los parámetros necesarios para representar, además, distintos escenarios. El método de funcionamiento más frecuente en estos modelos es la optimización de coste, utilizada para determinar la combinación de tecnologías balanceando sus distintas cualidades de manera integral y efectiva [Holttinen et al, 2018]. La mayoría de ellos forman parte de la familia de modelos tipos Haefele-Manne (asociados a IIASA), caracterizados por enfocarse en la capacidad productiva, disponibilidad de recurso y la necesidad de adecuar la matriz a la satisfacción de la demanda [Konno & Srinivasan, 1974]. A otras escalas, los modelos de equilibrio o de diseño toman interés.

A continuación se resumen los modelos de transición más utilizados e históricamente relevantes:

- **MESSAGE:** claro heredero del modelo Haefele-Manne desarrollado en IIASA. Un modelo de optimización de energía enfocado en la explotación de recursos y el desarrollo sostenible a largo plazo (50-100 años). Su diseño es relativamente sencillo, considerando limitaciones económicas y ambientales. MESSAGE ha sido integrado con otros modelos en varios estudios, como con MAED [Schrattenholzer et al., 1981; Popov et al., 2015].
- **TIMES:** Modelo integrado de MARKAL y EFOM-System. Una herramienta de modelado de sistemas energéticos que optimiza económicamente el uso de tecnologías y recursos energéticos para satisfacer la demanda de energía de manera económica y ambientalmente sostenible [López-Agüera, comunicación personal, 29 de Julio de 2024; Loulou et al., 2019] Aunque semejante en concepto a MESSAGE, dispone de un número muy superior de parámetros y ecuaciones, convirtiéndolo en uno de los modelos más completos de su tipo. Muestra un tratamiento detallado de la flexibilidad de las tecnologías, sus tiempos y costes de construcción y desmantelamiento y los

flujos de recursos invertidos y recuperados de la tecnología, así como la división temporal. En su acoplamiento con PLEXOS (TIMES-PLEXOS) [Loulou et al., 2016], puede considerar fenómenos de la baja escala temporal [Welsch et al., 2014]. Sin embargo, pese a haber sido extensamente utilizado, el lenguaje de programación utilizado requiere pago, restringiendo su accesibilidad [Connolly et al., 2010].

- **OSeMOSYS** (Open Source Energy Modelling System). Es un modelo de optimización que permite a los usuarios evaluar diversas opciones de suministro de energía y políticas bajo diferentes escenarios. OSeMOSYS reúne características conjuntas de MESSAGE y TIMES (habiendo nacido como una mejora del primero). Con todo, OSeMOSYS destaca por haber adoptado un enfoque flexible y modular que, junto a su código abierto, lo convierten en una herramienta accesible y modificable, permitiéndola adaptarse a las necesidades específicas de los usuarios. Tales cualidades le han permitido desarrollar una amplia comunidad de usuarios, siendo posible encontrar variadas aplicaciones, métodos y módulos adicionales [Howells et al., 2011; Gardumi et al., 2018]. Pese a su mayor sencillez y parámetros, OSeMOSYS ha probado su potencial de obtener resultados semejantes a los de TIMES-PLEXOS cuando se le incorporan ecuaciones adicionales [Welsch et al., 2014].
- **LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning System)**: Un sistema de software que modela la energía, el cambio climático y otros sistemas de recursos naturales, facilitando la creación de escenarios de políticas integradas [López-Agüera, comunicación personal, 29 de Julio de 2024; Connolly et al., 2010]. Destaca por su gran cantidad de módulos con distintos fines, incluyendo un modelo de optimización semejante a OSeMOSYS (que fue planificado para tal propósito) [Heaps, 2022; Howells et al., 2011]. Adicionalmente, es conocido por disponer de una familia de modelos aptos para los distintos sistemas de CLEWs, por ejemplo WEAP para el nexo energía-agua [Purkey et al., 2012].

1.3.4 Los retos de modelaje

Si bien existe una gran cantidad de herramientas para el modelaje de diferentes aspectos de la matriz energética, cada una de ellas tiene su propio rango de aplicabilidad y limitaciones. De este modo, es difícil encontrar un modelo completo que permita definir con precisión la matriz, particularmente cuando se evalúa a gran escala espacial y temporal. Este problema se soluciona, frecuentemente, mediante el uso de varios modelos de manera simultánea, que puede tomar dos aproximaciones: el hard-linking, en caso de que los modelos se entremezclen conformando una nueva estructura íntegra; o el soft-linking, en caso de que se proceda a una resolución iterativa conectando únicamente los inputs y outputs de los distintos modelos [Farrokhifar et al., 2020]. Si bien el primer proceso puede captar una mayor cantidad de fenómenos conjuntos, el segundo es frecuentemente el más sencillo en términos de construcción y ocasionalmente el único realmente aplicable (debido a la distinta naturaleza de los modelos). El soft-linking se encontraba en el núcleo de CLEWs y es muy recurrido juntando los modelos de despacho de la energía con los de estabilidad de la red [UN Modelling Tools; De Sousa et al., 2023]. Con todo, la aparición de nuevos retos y tecnologías en la gestión de la matriz significa que se necesita un progreso continuo en las técnicas de modelaje.

Esta situación repercute de manera especial en los modelos de transición energética a largo plazo, dada la gran escala espacial y temporal de su funcionamiento (que puede verse afectada por los fenómenos que ocurren a escala menor). Debido a su larga escala y

complejidad, estos modelos tienden a utilizar un gran número de valores medios tanto espacial como temporalmente, así como ignorar la mayoría de las restricciones técnicas de la pequeña escala. Si bien históricamente y en una matriz gobernada por tecnologías fósiles tales descripciones podían funcionar como primera aproximación, pueden dejar de ser válidas ante los retos actuales de transición [Holttinen et al, 2018]. Estos retos incluyen dos estrategias clave: la descarbonización y la sostenibilidad, ambos casos frecuentemente apoyados en una mayor integración de las tecnologías renovables y almacenamiento. Así pues, en el caso de la sostenibilidad, se trata de una propiedad de evaluación y medición compleja, lo que dificulta su integración en modelos de naturaleza lineal. Por otro lado, la gestión de las energías renovables (particularmente la eólica y solar) requiere la adaptación a su variabilidad, que puede no verse bien representada por valores medios cuando su generación alcanza elevados niveles de integración. Este último fenómeno es también fundamental para evaluar los sistemas de almacenamiento [Holttinen et al, 2018].

Todos los puntos anteriores pueden afectar fuertemente a la matriz en su proceso de transición, debiendo ser por tanto considerados en su modelaje. Por ese motivo, el principal objetivo del presente estudio será analizar el funcionamiento de estas herramientas de transición, sus limitaciones (centradas en las estrategias anteriores) y la propuesta de una serie de métodos para su superación. De este modo, se pretende ampliar su rango de aplicabilidad a las necesidades actuales.

2 OBJETIVOS

Como se explicó en el Capítulo 1, la matriz energética es un sector fundamental en el mantenimiento de todo el sistema productivo y sociedad actual. Sin embargo, para asegurar su continuidad, la matriz energética debe pasar por un proceso de transición, actualmente enfocado al remplazamiento de las tecnologías fósiles de recurso finito y altas emisiones de CO₂ a una producción limpia y asequible (dado que la amenaza climática es clave). Sin embargo, tal tarea es compleja debido a la gran escala del sistema, la diversidad de comportamientos de las tecnologías disponibles y los múltiples impactos asociados a su funcionamiento e instalación. A ello se suma la conexión de la matriz con el resto de sectores productivos, sociedad y el sistema Climate-Land-Energy-Water (CLEWs).

Para facilitar la tarea, existen un gran número de herramientas que auxilian en la gestión de la matriz energética o modelan su comportamiento. Entre ellas, los modelos de transición a largo plazo destacan por balancear las necesidades de producción, los distintos costes económicos y la disponibilidad de recursos para estimar las necesidades de instalación del sistema. Así pues, son herramientas fundamentales en la descarbonización.

Sin embargo, la gran escala de estos modelos los hace recurrir a aproximaciones lineales y valores medios. Además, la gran mayoría de ellos recurre como criterio a la optimización económica. Si bien esta descripción ha funcionado bien como primera aproximación en las matrices energéticas tradicionales, gobernadas por generadores fósiles de disponibilidad controlable, no se adecúan a las necesidades de transición actuales.

Por ese motivo, el principal objetivo de esta tesis es el perfeccionamiento de los modelos de transición a largo plazo, mejorando su rango de aplicabilidad. Para ello, se tomará como ejemplo el caso de la Open Source Energy Modelling Optimization System (OSeMOSYS), aprovechando su código abierto y modularidad para realizar un estudio precios de su estructura y aplicar potenciales modificaciones. Conociendo las limitaciones de estos modelos, el objetivo propuesto se centrará en dos puntos particulares, identificados como críticos para modelar los procesos de transición:

- **Incorporación de criterios de sostenibilidad en la optimización de la transición energética.** Esto significa considerar los impactos asociados a la instalación y funcionamiento de las distintas tecnologías y, por tanto, la transformación de la matriz. En oposición con la optimización únicamente económica, estos impactos deben ser considerados y, de ser posible, minimizados. Asegurar la sostenibilidad es, de hecho, necesario para la continuidad del sistema productivo, siendo cualquier otra solución inválida a largo plazo.
- **Mejora de la caracterización de la variabilidad del recurso.** Siendo esta un reto de gestión por parte de la matriz energética, que deberá disponer de una combinación de tecnologías adecuada para un suministro exitoso y seguro de la energía. Esta variabilidad es especialmente importante en las tecnologías renovables y, particularmente, en aquellas basadas en energía eólica y solar, todas ellas agentes clave en el proceso de descarbonización. Así pues, la variabilidad del recurso es indispensable en la determinación del proceso de transición de la matriz. En este sentido, también es importante estudiar el funcionamiento del almacenamiento energético, por ser una de las alternativas más prometedoras para la gestión tal variabilidad.

En cuanto a los objetivos específicos, estos serán evaluados en cada capítulo de la tesis. El contexto general de la matriz energética, sus retos y distintos modos de producción serán descritos en el Capítulo 1. Las características de OSeMOSYS como modelo de optimización se identifican en el Capítulo 3. El desarrollo del método para la incorporación de la sostenibilidad como criterio de optimización en la transición de la matriz, analizando sus principales implicaciones, se describe en el Capítulo 4. El estudio de la importancia de las distintas escalas de variabilidad en el recurso renovable, proponiendo un método para la integración de la escala inter-diaria en los modelos de planificación energética se realiza en el Capítulo 5. El desarrollo de un modelo de transición realista de la matriz energética de un entorno europeo basado en Galicia, reuniendo la información necesaria y utilizándolo como base para probar las mejoras anteriores en un entorno de interés, se elabora en el Capítulo 6.

3 METODOLOGÍA

Como se indicó en el Capítulo 2, el objetivo de la tesis es la mejora de los modelos de transición a largo plazo, mitigando sus limitaciones y extendiendo su aplicabilidad. Esta tarea requiere, en primer lugar, el estudio de este tipo de modelos, su testeo, la evaluación de la escala de sus limitaciones. En segundo lugar, es necesario proponer, desarrollar, implementar y probar propuestas para reducir tales límites.

De entre todas las categorías de modelos evaluados en el Capítulo 1, los de planificación energética (o adecuación de capacidad) son especialmente indicados y relevantes para estudiar las posibilidades y evolución de la matriz energética. Esto se debe a su larga escala temporal (necesaria para adaptarse a la transformación del sistema) y su enfoque en la valoración de distintas inversiones en la integración de nuevas tecnologías de la matriz. Entre ellos, OSeMOSYS toma especial interés por su capacidad de representar la práctica totalidad de la matriz energética, por cumplir la mayoría de los requisitos que se buscan en un modelo de transición y describir las interacciones con el contexto CLEWs, disponiendo de una amplia comunidad de usuarios en tal marco de modelaje [Groppi et al., 2023; Ferreira-Martínez et al., 2022]. Por estos motivos, y por su código abierto (que permite su acceso, estudio y modificación), será el objeto principal del sucesivo estudio, resultando ideal para abordar los objetivos propuestos.

En este Capítulo se describirá el modelo OSeMOSYS, explorando sus características, estructura y funcionamiento, que servirá como base para todos los esfuerzos de modelaje realizados en la tesis. En una segunda parte, se resumirán los métodos utilizados en cada Capítulo, que serán desarrollados en sus propios apartados de metodología por formar parte de las propuestas y estudio realizados en cada uno de ellos.

3.1 OSeMOSYS

OSeMOSYS es un modelo de adecuación de capacidad o planificación energética mediante optimización de costes propuesto por Howells et al. en 2011 [Howells et al., 2011]. OSeMOSYS fue creado para permitir la modelización del sistema energético y la toma de decisiones informadas por los *policemakers*. Su rango temporal es de varios años (usualmente una o varias décadas), permitiendo evaluar y optimizar la evolución del sistema energético considerando los cambios en clima, recursos, demanda o políticas. Al mismo tiempo, tiene en cuenta fenómenos de menor escala temporal, como la distribución de la demanda o los recursos en distintos horarios y estaciones, ambas fundamentales en la gestión del sistema energético. Su principal función es la de optimizar las nuevas instalaciones y el perfil productivo de la matriz energética para satisfacer las necesidades a mínimo coste económico.

El flujo de trabajo de OSeMOSYS se resume en la Figura 3.1, que representa las distintas etapas y principales actividades de cada una. En primer lugar, es necesario estudiar la región que prende ser modelada, identificando sus características, necesidades y limitaciones más relevantes. De este modo, se establecen también los potenciales escenarios de interés, como son la implementación de tecnologías, políticas o cambios en los costes. En una segunda etapa, debe procederse al modelado del sistema. Así pues, con la información anterior es posible construir el Sistema Energético de Referencia, consistente en el conjunto de conexiones y tecnologías que estructuran la matriz (o que podrían ser integrados a futuro). Este paso requiere considerar las características de modelaje de OSeMOSYS para los distintos

elementos del sistema, determinando la descripción más adecuada para cada uno de ellos. Así mismo, es necesario recolectar y procesar los datos que el modelo utiliza como inputs para modelar la matriz energética y sus tecnologías. En el Apéndice B se explican con mayor detalle las características de modelado. Una vez construido el modelo, es posible aplicar el algoritmo de optimización para obtener los resultados, que deben procederse a evaluar. Se obtienen así las principales tendencias e implicaciones que los escenarios propuestos en la transición energética. Cuando el modelo pretende representar una matriz realista, una parte importante del análisis es su validación, poniendo a prueba la capacidad de las situaciones anuales. Por último, pueden proponerse nuevos escenarios y extraer las conclusiones y comparativas finales.

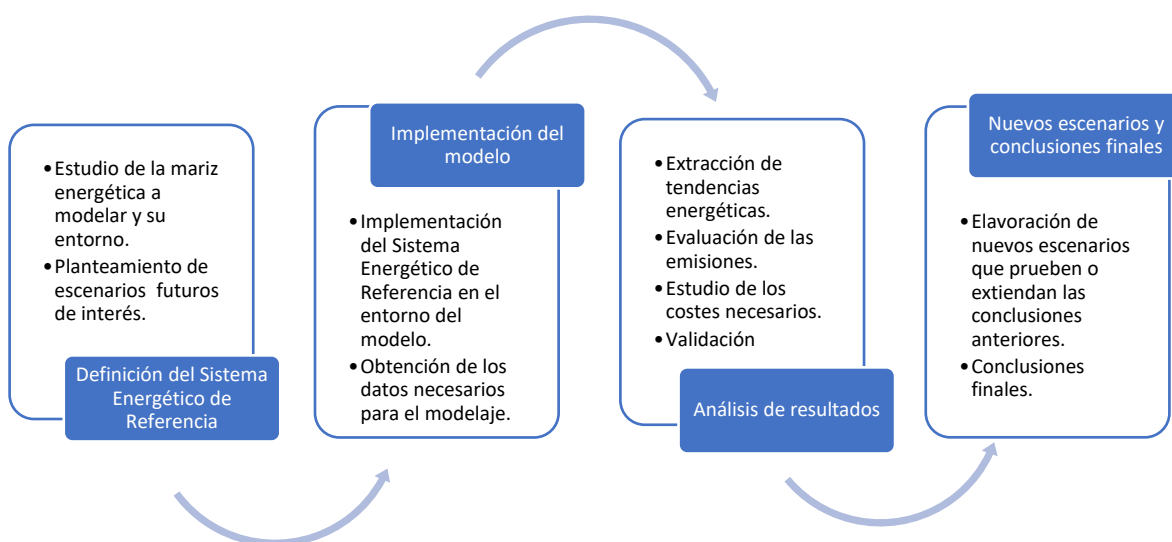


Figura 3.1- Flujo de trabajo en la modelización de una matriz energética mediante OSeMOSYS.

De izquierda a derecha, se representan las distintas etapas en el proceso de trabajo cuando se modela la matriz mediante el modelo OSeMOSYS y las principales actividades de cada una de ellas. Incluye la elaboración del sistema energético de referencia, la implementación en el modelo, el análisis de los resultados y la elaboración de nuevos escenarios y conclusiones.

Figura de creación propia.

Las principales características de OSeMOSYS, resumidas gráficamente en la Figura 3.2, son:

- **Adecuación de capacidad a media-larga escala.** El modelo de OSeMOSYS se centra en la transformación del sistema en la media-larga escala espacial (regiones, países o mayor) y temporal (10-50 años, en algunos casos mayor). Esto incluye: la instalación de nuevas tecnologías, la transformación del mix productivo y la identificación de tendencias a largo plazo. Como tal, su principal función es asegurar un mix adecuado de producción y capacidad, así como evaluar los efectos de gran escala como los costes económicos y emisiones de CO₂.
- **Optimización de coste.** OSeMOSYS es un modelo de optimización lineal basado en GLPK. Su función de optimización es el Valor Actual Neto (o NPV por sus siglas en inglés) del sistema a lo largo del período modelado, que agrega los distintos costes

económicos. De este modo, funciona satisfaciendo las distintas restricciones (como la necesidad de producción, instalación y disponibilidad de recurso) a mínimo coste.

- **Estructura abstracta y flexible.** OSeMOSYS parte de una estructura abstracta en la que diferentes “tecnologías” producen o consumen distintos tipos de recurso. Esta definición flexible hace fácil definir una red compleja de red de recursos, estableciendo conexiones que exploren alternativas innovadoras de gestión o economía circular. Precisamente es este rasgo el que permite modelar muchas de sus interacciones con CLEWs, considerando los inputs u outputs que pueden afectar a las reservas de agua o alimentación (aun cuando estos requerirían idealmente su modelo particular).
- **Modelo de grano grueso (gross grain).** OSeMOSYS expresa las distintas tecnologías y recursos de manera agregada. Esto significa que no modela cada de manera individual, sino que lo hace como el conjunto de capacidad de tecnologías con un mismo comportamiento. Así pues, OSeMOSYS no presta atención a la mayoría de características técnicas o condiciones específicas. En este sentido, OSeMOSYS describe el sistema en base a un valor medio, tanto en la escala espacial como temporal.
- **Open source y estructura modular.** El código de OSeMOSYS es fácil de entender, de modificar y abierto al público. Esto permite su estudio y, de ser necesario, añadir nuevos parámetros, ecuaciones o modificar las presentes. De este modo, es posible adaptar OSeMOSYS a nuevos problemas.
- **Comunidad de usuarios.** Gracias a su código abierto y rápida curva de aprendizaje, OSeMOSYS también se caracteriza por una amplia comunidad de usuarios. Como resultado, es común encontrar nuevas aplicaciones, mejoras, metodologías y modificaciones ligadas a él.

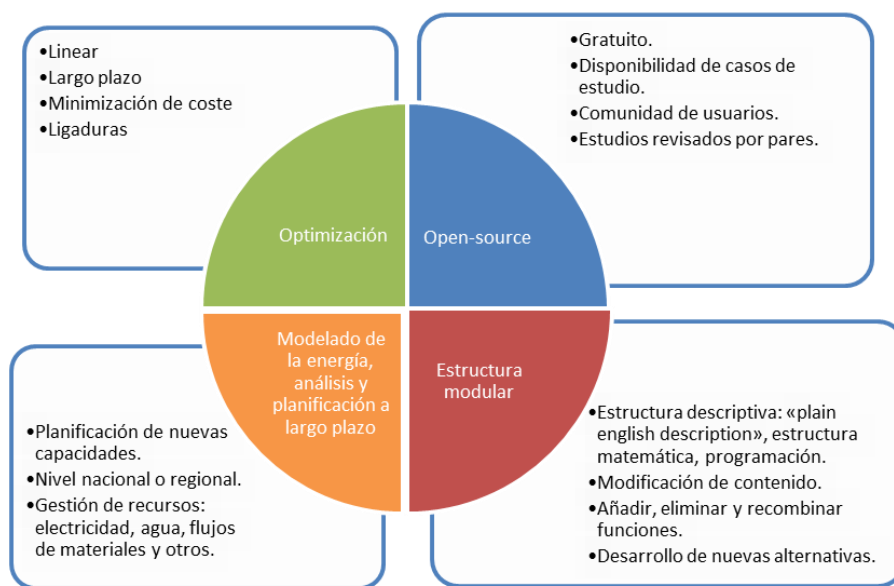


Figura 3.2- Principales características y capacidades de OSeMOSYS

Esquema de las principales características de OSeMOSYS (círculos centrales) y las capacidades resultantes de cada una de ellas (cuadros anexos).

Figura de elaboración propia basada en la información de [Kubulenko et al., 2019].

3.1.1 Inputs, outputs, optimización y ligaduras.

Como modelo de optimización lineal, OSeMOSYS se compone de inputs (parámetros), outputs (variables), ligaduras, una función objetivo y un algoritmo de optimización. Su funcionamiento básico consiste en encontrar el valor de las segundas para el cual la función objetivo es mínima (o máxima), respetando en todo momento las distintas ligaduras. El valor particular de las ligaduras y la función objetivo dependen, además, de los inputs del sistema.

A continuación se exponen cada uno de los elementos anteriores, definiendo así las características concretas de OSeMOSYS.

3.1.1.1 Inputs y outputs

Los inputs y outputs de OSeMOSYS son representativos de las características básicas consideradas por el modelo. Mientras que los primeros son indicativos de la información necesaria y que puede ser considerada en el modelo, los segundos son el conjunto de resultados que se pueden obtener.

Como inputs, OSeMOSYS cuenta con un gran número de parámetros de entrada. Que incluyen:

- **Relacionados con el entorno del sistema.** Incluyen las características generales de la matriz. Como son la demanda a satisfacer, los intervalos de tiempo, los recursos disponibles, los límites de emisiones.
- **Los relacionados con las tecnologías.** Como son los costes de inversión, producción y mantenimiento, las emisiones generadas con su funcionamiento, su eficiencia, los recursos consumidos y producidos.

Por su parte, los outputs de OSeMOSYS. Del proceso de optimización se obtienen los resultados (outputs) para las distintas variables.

- **Capacidad instalada.** Definida para cada tecnología en cada año.
- **Producción.** Definida para cada tecnología, año y división temporal realizada (y con ello el mixing energético).

A partir de las variables anteriores, OSeMOSYS deriva otros resultados de interés: el total de emisiones, el coste económico del sistema o la capacidad total existente de cada tecnología. Los principales inputs y outputs de OSeMOSYS se resumen en la Figura 3.3. En el Apéndice B se puede encontrar una explicación más elaborada de su descripción.

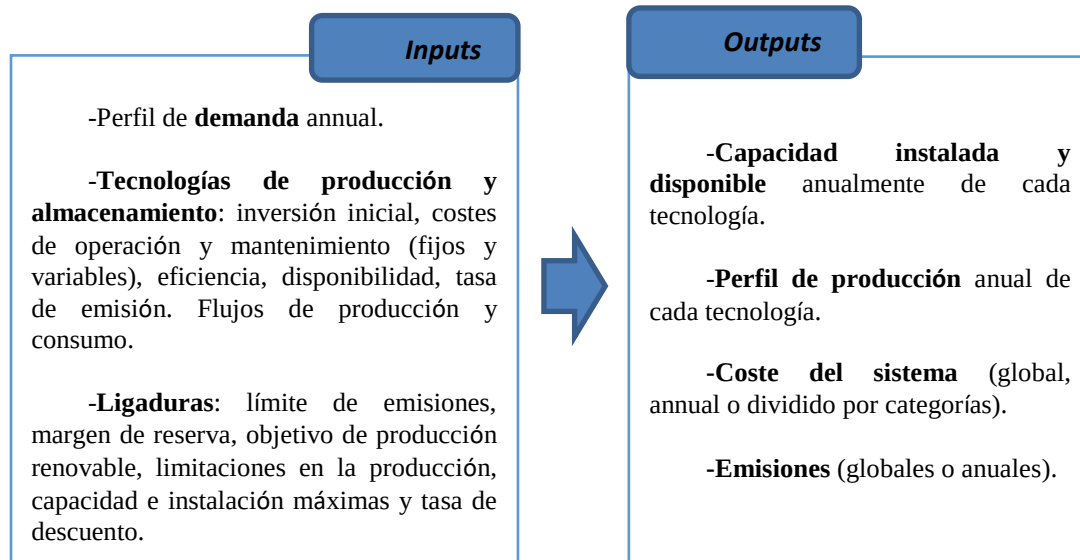


Figura 3.3 - Inputs y outputs de OSeMOSYS.

Representación del conjunto de inputs (izquierda) y outputs resultantes del proceso de optimización (derecha). En ambos casos, se clasifican por categorías en base a la naturaleza de los datos o al elemento del modelo al que hacen referencia.

Figura de elaboración propia.

3.1.1.2 Función objetivo y proceso de optimización

Como modelo de optimización, la función objetivo es una característica clave, dado que reúne los parámetros y variables que dirigirán el proceso de transición. En el caso de OSeMOSYS, su objetivo es la minimización en NPV del sistema, compuesto por la suma de los costes de todas las tecnologías a lo largo de todo el período modelado. Los términos y cálculo exacto se muestran en la Eq. (1) [Howells et al., 2011]. Así pues, OSeMOSYS selecciona la solución basada en criterios económicos.

$$NPV = \sum_{t,y} \left(\frac{InvestCost_{t,y}}{(1 + DiscRate)^y} + \frac{FixCost_{t,y} + ProdCost_{t,y} + EmissCost_{t,y}}{(1 + DiscRate)^{y+0.5}} - DiscSavVal \right) \quad (1)$$

Donde:

$InvestCost_{t,y}$ [M\$]. Coste invertido en la instalación de nueva capacidad de la tecnología t en el año y . Definido como el producto del coste de la unidad de capacidad de t en y multiplicado por la capacidad instalada de t en y .

$ProdCost_{y,t}$ [M\$]. Coste del total de energía producida por la tecnología t en el año y . Definido como el producto del coste por unidad de producción de t en y multiplicado por la producción de t en y . A su vez, la producción anual es la suma de la

$FixCost_{t,y}$ [M\$]. Costes fijos debidos a la capacidad instalada de tecnología t en el año y . Definido como el producto del coste fijo por unidad de capacidad de t en el y por la capacidad total existente de t en y . La capacidad total de t existente en y se obtiene sumando la instalada en los años anteriores (siempre que esta no haya excedido su vida operacional) y la capacidad residual existente, representativa de la configuración inicial de la matriz.

$EmissCost_{t,y}$ [M\$]. Costes debidos a la penalización de las emisiones generadas por la tecnología t en el año y . Definido como el producto de la penalización económica por unidad de emisión en y , multiplicado por la tasa de emisión por unidad de recurso producido de t , multiplicado por la producción de t en y .

$DiscRate$. Factor adimensional representativo de la tasa de descuento impuesta al sistema. Sirve como factor de ponderación que incrementa la importancia de los primeros años respecto a los sucesivos. Se asocia al valor temporal del dinero, la pérdida de oportunidad de inversión y las tasas de interés. Es fundamental en las finanzas a largo plazo y, cuando es considerado, se dice que los costes son “costes descontados”.

$DiscSavVal$ [M\$]. Es el valor de rescate o valor residual al final del período modelado (descontados). Retira del NPV parte del coste de inversión de las tecnologías cuyo tiempo de vida todavía no ha terminado al final del período modelado (conforme a su tiempo de vida restante). De este modo se evitan parcialmente los efectos de borde de fin de período.

Tal y como se puede observar analizando la definición de cada término, la función anterior es, esencialmente, dependiente de dos variables: la capacidad instalada cada año (asociada a la inversión y , en suma del conjunto de años anteriores, el mantenimiento necesario de la tecnología) y la producción en cada intervalo temporal (ligada a los costes de producción y las emisiones) de cada tecnología. A su vez, como se explica en la sección siguiente, la producción se encontrará limitada por la capacidad instalada de la tecnología cada año. Así pues, los costes de instalación y fijos por unidad de capacidad, los costes por unidad de producción, la tasa de emisiones, la penalización de las emisiones y su tendencia de variación serán decisivos en la elección de la configuración de la matriz (las tecnologías implementadas y su régimen productivo) y su evolución, en todo caso minimizando el conjunto de costes.

3.1.1.3 Ligaduras

Además de la función de optimización, los parámetros de OSeMOSYS definen varios límites que el sistema debe respetar durante su optimización. Estos límites reducen las combinaciones posibles de las variables. A continuación se resumen los principales bloques de limitaciones:

- **Balance energético y satisfacción de la demanda.** En todo momento el sistema debe ser capaz de generar tanto recurso como es consumido, incluyendo tanto la demanda exterior como el que el propio sistema requiera utilizar para el funcionamiento de sus procesos.
- **Adecuación de capacidad.** El recurso máximo que puede suministrar una tecnología se encuentra limitado por la capacidad existente de esta en cada año. Además, puede haber factores adicionales que modulen la disponibilidad de la capacidad, como el “Availability Factor”, que la limita a escala anual, o el “Capacity Factor” (factor de capacidad), que la limita en cada intervalo temporal dentro del año y se asocia frecuentemente a la variabilidad en el nivel de recurso disponible (estacional u horaria). El comportamiento temporal de OSeMOSYS se explica con más detalle en el Apéndice B.
- **Límites de producción e instalación.** Pueden añadirse restricciones en la máxima producción anual o dependencias temporales de disponibilidad, que pueden asociarse a limitaciones en el recurso primario o incluso políticas (por ejemplo, una cota máxima de producción nuclear). Existen limitaciones semejantes para la capacidad instalada cada año, tanto en términos de nueva capacidad como de capacidad total.
- **Margen de reserva.** Permite exigir un exceso de capacidad productora instalada en el sistema (aunque esta no sea utilizada), lo cual obedece a motivos de seguridad.

También permite elegir qué tecnologías pueden participar en el reserve margin y qué recursos requieren la existencia de una capacidad de producción adicional. En el caso de las tecnologías, puede escogerse además en qué porcentaje su potencia instalada participa o no en la satisfacción del margen de reserva, lo cual es de interés para tecnologías intermitentes cuya disponibilidad no siempre es continua ni se corresponde con su potencia nominal instalada.

- **Mínimo objetivo renovable.** Permite exigir que cierto recurso sea satisfecho en cierto porcentaje por las tecnologías marcadas como “renovables”. Es importante para marcar objetivos de transición.
- **Emisiones máximas.** Permite poner un máximo a las emisiones, tanto anualmente como para el período modelado. Relevante tanto por motivos políticos como para estudios de descarbonización en general.

3.1.1.4 Problema matemático y algoritmo de resolución

Matemáticamente, el problema resuelto por OSeMOSYS es el de encontrar la combinación de variables (capacidad instalada cada año y producción energética en cada intervalo temporal de cada fuente disponible) que minimiza su función objetivo (el coste económico) al mismo tiempo que respeta todas las ligaduras y limitaciones impuestas (resumidas en el apartado anterior). Estas limitaciones, de carácter lineal, pueden ser visualizadas como sucesivas restricciones en el espacio de variables en los que puede encontrarse la solución. A su vez, la solución será el punto de la región para el que la función de objetivo adquiera su mejor valor (en este caso, el mínimo coste económico). La Figura 3.4 describe la situación anterior para el caso de un problema de dos variables, representando el efecto de las restricciones y la región de soluciones factibles.

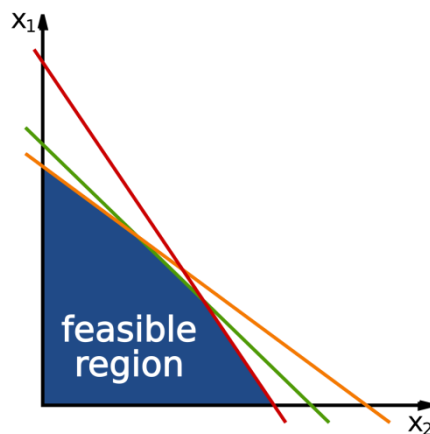


Figura 3.4 - Representación gráfica de un problema de optimización lineal.

La figura representa, ilustrativamente, un problema de optimización lineal de dos variables (x_1 y x_2), cuyo valor se encuentra representada para cada una en uno de los ejes. La línea roja, naranja y verde representan distintos límites o restricciones en las variables (de carácter lineal), así como los propios ejes (al encontrarse en este caso definidas positivas). De este modo, el espacio de soluciones se encontrará limitado por la aplicación del conjunto de limitaciones.

Figura extraída de [Wikipedia, 2024].

Como método de resolución, OSeMOSYS recurre al método simplex, bien conocido en los problemas de optimización lineal e integrado dentro de GLPK (paquete de software utilizado por el modelo) [GNU]. El funcionamiento del algoritmo se ilustra en la Figura 3.5, donde se representa el espacio de soluciones y el progreso hacia la solución óptima. Efectivamente, desde un punto de vista gráfico, tras haber reformulado las distintas ligaduras

del sistema para que todas las variables sean definidas positivas, es posible asegurar que la solución del problema se encuentra en los vértices del poliedro formado. Esto se debe a que, en otro caso, siempre será posible avanzar en ambas direcciones en alguna de las variables, lo que permitirá mejorar el resultado de la función objetivo (que es lineal). Además, dado un vértice concreto, si el movimiento hacia otro de ellos conduce a un peor resultado, entonces también lo hará seguir avanzando en esa dirección. Esto se debe a que, debido a la convexidad del problema, incrementar el valor de una variable implica reducir otra (u otras), y lo hará a ritmo creciente en caso de mantener el recorrido en la superficie, habiéndose ya demostrado que tal balance empeora los resultados de la función objetivo (de naturaleza lineal). De este modo, mantenerse en la posición anterior es preferible. En caso de que todas las direcciones conduzcan a una peor solución, significará que se ha alcanzado la optimización. Las premisas anteriores sirven como base para establecer un algoritmo iterativo que compruebe la solución en los distintos vértices de manera sucesiva, siguiendo un camino según permita mejorar el valor de la función objetivo y deteniéndose en el momento en que todos los vértices adyacentes conducen a un peor resultado. Así pues, probar todo el conjunto de soluciones no es necesario. Matemáticamente, el problema se resuelve mediante técnicas algebraicas, expresando el sistema de ecuaciones como una matriz y resolviéndolo mediante operaciones de “pivoteo” iterativas (que son las encargadas de localizar el nuevo vértice) [Dantzing & Thapa, 2013].

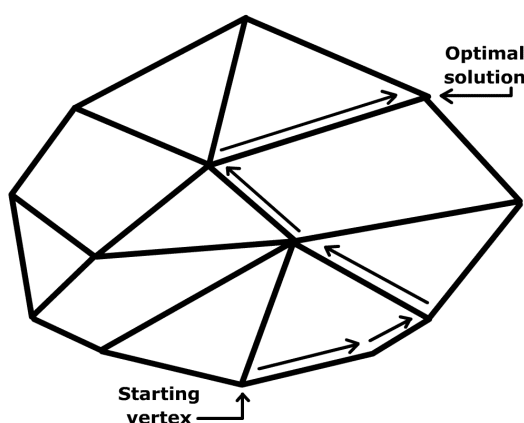


Figura 3.5 - Representación de la resolución de un problema de optimización lineal mediante el método simplex.

La figura representa el poliedro multidimensional del espacio de soluciones admisibles, definido en el espacio de variables al ser restringido por las distintas ligaduras entre ellas. Las flechas indican el paso sucesivo de un vértice a otro, mejorando iterativamente el resultado de la función objetivo, desde el vértice inicial hasta la solución óptima.

Figura extraída de [Wikipedia, 2006].

El método simplex permite la resolución eficaz de problemas con gran número de variables, siendo ideal cuando es necesario evaluar toda la variedad de tecnologías y configuraciones disponibles para la matriz [Dantzing, 1990].

3.1.2 DAFO de OSeMOSYS

Conocidas sus características de funcionamiento y estructura de modelado, la Tabla 3.1 resume las fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas (DAFO) de OSeMOSYS.

En resumen, como modelo de capacity adequacy, OSeMOSYS se especializa en la determinación de la capacidad óptima a instalar a largo plazo en la matriz. Entre su misma familia, OSeMOSYS destaca por la elección de una estructura abstracta, que le permite modelar una red de recursos amplia y diversa, así como parte de las interacciones con el resto

del sistema CLEWs. Otra ventaja es su código abierto y modificable, que permite su estudio y la propuesta de modificaciones y mejoras (frente a los modelos “black box”). Además, su relativa sencillez permite extraer fácilmente una primera evaluación de resultados o un gran número de ellos, realizando un análisis elaborado.

Sin embargo, OSeMOSYS arrastra las debilidades comunes en los modelos de transición a largo plazo, como son sus aproximaciones gross grain y confianza en valores medios. Esto implica, por un lado, su dificultad para tratar de manera realista pequeños sistemas en los que otros fenómenos de la red se vuelven importantes (estabilidad, congestiones en la red...), para lo que es necesario apoyarse en modelos específicos con tales capacidades. Por otro lado, limita su correcta descripción de fenómenos aleatorios en la variabilidad de la demanda energética o el recurso disponible. Otra característica muy relevante en un modelo de transición es la correcta evaluación de la capacidad productora, para lo que la degradación de las tecnologías y la elección de su calendario de desmantelamiento son fundamentales. Estas características no son bien consideradas por OSeMOSYS, resumidas únicamente en un “tiempo de vida” fijo determinado externamente. Con todo, se realizaron propuestas de mejora en trabajos previos (ver Apéndice C). Adicionalmente, OSeMOSYS realiza una optimización únicamente en términos económicos, que podría no ser la mejor opción cuando se consideran otros criterios, como el de sostenibilidad (muy necesario para la viabilidad de cualquier sistema propuesto). Una mejor vía de transición debería minimizar, en general, los impactos generados en el sistema energético, productivo y social, así como el medioambiental (que afecta a todos los anteriores), alineándose así con las estrategias de transición actuales.

En un entorno en el que la descarbonización, OSeMOSYS tiene sin duda grandes oportunidades apoyando el proceso de toma de decisiones e identificando nuevas rutas a seguir. Así mismo, sus cualidades le permiten convertirse en una herramienta extendida y muy utilizada, lo que puede ayudar en el perfeccionamiento de sus prácticas. Sin embargo, OSeMOSYS encuentra riesgos en la necesidad de introducción de datos, que dificulta la creación de modelos realistas de regiones concretas. Su correcta utilización es, además, la que tiene una mayor curva de aprendizaje. Además, la aleatoriedad es una de las características clave en el recurso renovable (sobre todo el eólico y solar), que al no encontrarse bien representados por OSeMOSYS pueden dificultar también la representación de sistemas con alta penetración de estas fuentes de energía.

Tabla 3.1 - DAFO de OSeMOSYS
Tabla de elaboración propia

FORTALEZAS	DEBILIDADES
-Capacity Adequacy. -Estructura abstracta. -Código abierto. -Modificable. -Rápido y fácil de usar.	-Aproximaciones. -Optimización basada únicamente en el coste económico. -Confianza en valores medios. -Degradación y tiempo de vida. -Ecuaciones lineales.
OPORTUNIDADES	AMENAZAS
-Toma de decisiones informadas en los procesos de transición. -Valoración de nuevos escenarios y alternativas de economía circular. -Creación de una comunidad de usuarios.	-Necesidad de introducción de datos. -Sistemas con alta penetración de renovables.

3.2 METODOLOGÍA DE ESTUDIO Y MEJORA DE OSeMOSYS. METODOLOGÍA POR CAPÍTULO.

Los apartados anteriores han explicado los métodos de modelización de la matriz energética, así como las bases que serán utilizadas para su comprensión.

Para probar los límites y margen de mejora las herramientas de transición, la tesis recurre a OSeMOSYS para la simulación de distintos sistemas y escenarios. Además, dado que se busca la mejora de la herramienta y ampliar el rango de aplicabilidad, se procederá a identificar y explicar detalladamente las debilidades previamente mencionadas. Esto se realizará utilizando métodos cualitativos y cuantitativos para evaluar su importancia y posibles impactos. A continuación, se aprovechará el código abierto de OSeMOSYS y su flexibilidad estructural para proponer nuevas ecuaciones o métodos que compensen tales debilidades. En todo momento, se realizarán simulaciones para comprobar los resultados de los métodos propuestos, acompañados de análisis matemáticos externos para entender y valorar sus implicaciones, limitaciones y extraer conclusiones de potencial interés.

A parte de las metodologías generales, cada capítulo hará uso específicamente de:

- **Capítulo 4.** Revisión bibliográfica y análisis crítico de las necesidades e indicadores asociados con la transición sostenible.
- **Capítulo 5.** Revisión y proposición de métodos matemáticos multi-objetivo y de monetización para la inclusión de la transición sostenible dentro del código y optimización de OSeMOSYS. Uso de técnicas matemáticas de análisis para evaluar la correlación entre los indicadores.
- **Capítulo 6.** Revisión de las características y necesidades de la modelización de la intermitencia del recurso renovable y elaboración de una estrategia para representarla dentro del modelo OSeMOSYS.
- **Capítulo 7.** Recolección de datos y su procesamiento para representar un entorno europeo basado en Galicia. Se hará uso del código de OSeMOSYS junto a la mejora de reserva primaria y secundaria y las modificaciones propuestas optimizar su transición.

4 EFECTOS DE INCLUIR INDICADORES DE SOSTENIBILIDAD EN LA OPTIMIZACIÓN DE ESCENARIOS DE TRANSICIÓN EN OSEMOSYS

Este capítulo reproduce parcialmente contenido de la siguiente publicación, que fue producida de la investigación llevada a cabo por el candidato a doctor durante el desarrollo de la presente tesis:

Artículo 1:

Título: Effect of the sustainability indicators within OSeMOSYS optimization transition scenarios

- Autores: Ferreira-Martínez, D.¹, Mahamat Habib Bechir¹, López-Agüera, A.¹.

- Afiliaciones: ¹Departamento de Física de Partículas, Universidade de Santiago de Compostela, España.

- Citación: Ferreira-Martínez, D., Bechir, M. H., & López-Agüera, A. (2024). Effect of the sustainability indicators within OSeMOSYS optimization transition scenarios. *Energy Strategy Reviews*, 54, 101448.

- Editor: Elsevier.

- Revista: *Energy Strategy Reviews*

- eISSN : 2211-4688

- pISSN: 2211-467X

- Impact Factor: 7.9

- Cuartil: Q1 en Energy (miscellaneous)

- Categoría: Energy, Strategic Decision-Making

- DOI : <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101448>.

- Año de publicación: 2024

- Contribución del doctorando: contribución al desarrollo de modelo y metodología, implementación del software y su utilización, análisis e interpretación de los resultados.

- Autorización de la revista/editorial para el uso de la publicación en la tesis doctoral: URL:

<https://www.elsevier.com/about/policies-and-standards/copyright#1-author-rights>

El acuerdo de derechos de autor y licencia indica que el autor de una publicación tiene permiso para usarla sin restricciones. Esta URL se transcribe exactamente a continuación: “Los autores pueden incluir sus artículos en su totalidad o en parte en una tesis o disertación con fines no comerciales”.

Como se expresó en el Capítulo 1, la sostenibilidad busca un equilibrio entre el medio ambiente, la economía y la sociedad para asegurar que las acciones y decisiones actuales no comprometan la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades. Es por ello que la sostenibilidad de un proyecto es un factor fundamental a la hora de evaluar la viabilidad de su desarrollo, especialmente en aquellos que buscan crear una estructura a largo plazo como es el caso de la matriz energética. Asegurar la sostenibilidad es, por lo tanto, indispensable en los procesos de transición, tal y como está recogido en los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas [United Nations, 2015].

Construir una estrategia de transición a largo plazo es una tarea complicada por los numerosos términos que influyen en el proceso, especialmente cuando se incorporan criterios de sostenibilidad. Por ese motivo, existen una gran cantidad de métodos y herramientas

diseñadas para modelar o ayudar en el proceso de toma de decisiones. Este tipo de modelos destacan por su capacidad de identificar la ruta de transición óptima en base a una serie de objetivos, límites y necesidades (satisfacción de la demanda, recurso disponible, costes de instalación y producción, etc.). Adicionalmente, permiten la medición de los impactos asociados a las distintas rutas o escenarios, facilitando la toma de decisiones informadas.

Sin embargo, la mayoría de herramientas de transición basan su optimización únicamente en términos económicos, sin evaluar ni considerar la sostenibilidad como parte del criterio de elección. Debido a la gran cantidad de repercusiones e impactos del proceso, tal visión es incompleta e inadecuada para evaluar la transición del sistema energético a largo plazo. Por ese motivo, el principal objetivo de este Capítulo y sección es la propuesta de un método que permita incorporar criterios de sostenibilidad en el proceso de optimización. La base elegida para ello es el modelo de transición energética OSeMOSYS, ideal para la tarea por su código abierto y estructura flexible. De este modo, se busca mejorar las capacidades del software y proveer información relevante para los decisión-makers.

Cuando se trata de incluir la sostenibilidad en un modelo numérico o de optimización, surge la necesidad de encontrar un método para su medición que además sea adecuado para su integración como parte del modelo utilizado. Tal medición requiere la identificación de indicadores apropiados y representativos, tanto para cada una de sus dimensiones como para su consideración simultánea. Por otro lado, su integración en el modelo requiere asociar tales indicadores a la estructura y variables propias del sistema a estudiar, permitiendo así vincular la sostenibilidad al proceso de transición. En el caso de OSeMOSYS y una matriz energética, tales variables se refieren, principalmente, a la incorporación de nuevas tecnologías productoras y los procesos de generación asociados, con todas sus consecuencias (como son los costes y emisiones).

Debido a las dificultades anteriores, numerosos estudios representan la sostenibilidad como un compromiso entre distintos impactos de fácil cuantificación y relación con las variables del modelo, cada uno de ellos asociado a las distintas dimensiones de la sostenibilidad [Yadegari et al., 2023; Ahmadini et al., 2021]. Ejemplos de ello son los beneficios económicos para la sostenibilidad económica, los puestos de trabajo para la social o las emisiones de efecto invernadero para la medioambiental. Sin embargo, si bien todas esas variables son relevantes y se relacionan con la sostenibilidad, no son de por sí auténticos indicadores de ella. Tales métodos, por tanto, no garantizan que se esté considerando una evolución adecuada en términos de sostenibilidad.

Para afrontar esta situación, este Capítulo propone un método para incorporar indicadores de sostenibilidad en OSeMOSYS como parte de la función de optimización. Para ello se recurrirán a técnicas de optimización multiobjetivo, redefiniendo la función objetivo de OSeMOSYS mediante la incorporación de correcciones ligadas a la sostenibilidad. De este modo, se incluirán los criterios de sostenibilidad en el proceso de decisión. Los efectos del método serán analizados sobre la matriz energética del marco Atlantis para comprobar sus implicaciones.

4.1 METODOLOGÍA

Entre las herramientas de transición a largo plazo se encuentra OSeMOSYS, descrita en el Capítulo 3, cuyo código abierto y carácter modular la hacen ideal para incorporar cualquier tipo de modificación o mejora. OSeMOSYS tiene como principal función indicar las necesidades de producción e instalación de las distintas tecnologías para poder satisfacer la demanda a mínimo coste, respetando al mismo tiempo otras limitaciones (mínimo de

emisiones, mínimo renovable, disponibilidad de recurso...). La función objetivo de OSeMOSYS se define a través del NPV. Los costes totales son mostrados en la Eq. (2).

$$TotCost = \sum_{t,y} (InvestCost_{t,y} + ProdCost_{t,y} + FixCost_{t,y} + EmissCost_{t,y}) \quad (2)$$

Donde:

$InvestCost_{t,y}$ [M\$] es el coste invertido en la instalación de nueva capacidad de la tecnología t en el año y.

$ProdCost_{y,t}$ [M\$] es el coste del total de energía producida por la tecnología t en el año y.

$FixCost_{t,y}$ [M\$] costes fijos debidos a la capacidad instalada de tecnología t en el año y.

$EmissCost_{t,y}$ [M\$] costes debidos a la penalización de las emisiones generadas por la tecnología t en el año y.

Para integrar nuevas variables en la función de optimización, existen dos vías a seguir: incorporar nuevas ligaduras o modificar la opción objetivo (o variables relacionadas). Mientras que la primera opción permite limitar el conjunto de soluciones, la segunda es adecuada cuando se pretende alterar el criterio de decisión. En este estudio, la última opción será la escogida, dado que es de interés minimizar los impactos negativos relacionados con la sostenibilidad. En la sección 4.1.2. se describirá detalladamente el método de implementación de los criterios de sostenibilidad en el proceso de optimización de OSeMOSYS. Para ello, será necesario identificar, en primer lugar, un método para la valoración de la sostenibilidad o su impacto asociado; y, en segundo lugar, incorporar tal medición a la función objetivo para que forme parte del criterio de elección.

Para poner a prueba el método propuesto y los efectos de la inclusión de la sostenibilidad, este estudio recurre a Atlantis como sistema de referencia. Atlantis es una región ficticia que reúne características de los países desarrollados y en desarrollo, disponiendo de una matriz compuesta por un gran número de tecnologías (tanto renovables como fósiles y nucleares). Los datos utilizados por Atlantis provienen de reportes de la International Renewable Energy Agency y el IEA-Energy Systems Analysis Program – Technology briefs (E01, E02, E03, E06, E10, and E11). La elección de Atlantis se debe, en primer lugar, a su reproducibilidad, dado que se trata de un entorno experimental bien conocido y accesible por la comunidad de OSeMOSYS. Además, la completitud de la matriz de Atlantis permitirá realizar una evaluación integral considerando un amplio conjunto de tecnologías, lo que permite resultados representativos como estudio general. En el apartado 4.1.3 se realiza una descripción detallada de los parámetros característicos de Atlantis. Se resume también la información asociada a los indicadores de sostenibilidad.

El principal objetivo de este estudio será evaluar los efectos de las distintas dimensiones de la sostenibilidad en la optimización de la matriz energética. Para ello, se realizarán optimizaciones considerando las dimensiones de sostenibilidad una a una, dos a dos y en conjunto. En cada caso se examinarán las variables claves de interés en la evaluación de la matriz (producción renovable, fósil y nuclear, costes totales, costes de inversión, costes anuales y emisiones), en búsqueda de tendencias asociadas a la sostenibilidad. Estas variables serán explicadas con mayor detalle al inicio de la sección 4.2.1.

4.1.1 Medición de la sostenibilidad de un proceso de transición. Indicadores de sostenibilidad

Evaluar la sostenibilidad de la transición de la matriz requiere escoger un conjunto de indicadores adecuados. Para ello, la definición y medición de los indicadores debe adaptarse a las variables características del proceso y obtener resultados representativos de su sostenibilidad. En el Apéndice D es posible encontrar un estudio y compilación de los distintos indicadores disponibles, según el cual es posible seleccionar los siguientes para cada una de las dimensiones de la sostenibilidad:

- **Tiempo de retorno energético (Energy Pay Back Time, EPBT)**, para la medición de la sostenibilidad energética. Es el tiempo que una tecnología, sistema o proceso tarda en recuperar la energía necesaria para su puesta a punto [Weißbach et al., 2013; Landeira, 2018]. Es fundamental en cualquier proceso de transición, dado que limita la energía disponible para la implementación de nueva capacidad en el sistema y, con ello, su velocidad de desarrollo (o bien la necesidad de apoyarse en otras tecnologías) [Sers & Victor, 2018; Kessides & Wade, 2018]. Un EPBT superior a la vida operacional de una tecnología es indicativo de su insostenibilidad.
- **Tiempo de retorno económico (Economic Payback Period, ITR)**, para la medición de la sostenibilidad económica. Es el tiempo que una tecnología tarda en recuperar el coste invertido en su implementación [Carvalho et al., 2021; Talavera et al., 2010]. Limita el capital disponible y, en consecuencia, la capacidad de realización de nuevas inversiones. Se asocia también al riesgo de la inversión. Un ITR superior a la vida operacional de una tecnología es indicativo de su insostenibilidad.
- **Potencial de mitigación del impacto en términos de cambio climático (IMPcc)**, para la medición de la sostenibilidad medioambiental. Se define como la cantidad de emisiones evitadas por la implantación de una tecnología en el sistema en términos de ciclo de vida (usualmente cuna-tumba) y, por tanto, su capacidad de mitigar el impacto en el cambio climático [Frischknecht et al., 2020]. Es un indicador especialmente interesante para los procesos de transición energética, dado que sus emisiones son una de las principales presiones en el sistema productivo y el IMPcc realiza, precisamente, una evaluación de los efectos de la integración de nuevas tecnologías en la matriz.
- **Índice de Sostenibilidad (Sustainability Index)**, para la medición de la sostenibilidad global. Se define partir de la convolución de los indicadores de cada dimensión [Bechir et al., 2021]. Tal y como se describe en el Apéndice D, tal proceso de convolución tiene una definición flexible, permitiendo adaptarlo a las necesidades del modelo.

La sostenibilidad social no será incluida al no haber encontrado un indicador de características apropiadas.

4.1.2 Metodología de modelización e inclusión de la sostenibilidad en el proceso de optimización

A nivel de optimización, el Sustainability Index permite una evaluación integral de todas las dimensiones de la sostenibilidad, evitando recurrir a otras técnicas de optimización multi-objetivo basadas en la optimización por separado de cada una de las partes. Este método es, por tanto, especialmente conveniente para potenciar las posibles sinergias y gestionar las compensaciones que podrían existir entre las distintas dimensiones de la sostenibilidad.

Dado que la función objetivo se encuentra definida en términos económicos, el principal reto para integrar el Sustainability Index en el proceso de optimización radica en transformar los distintos indicadores de sostenibilidad a la misma dimensión. Para ello, se recurrirá a la suma ponderada y monetización, método frecuentemente utilizado cuando se necesita valorar simultáneamente impactos de distinta naturaleza [Yang, 2014; Hauschild et al., 2018; Matthews et al., 2024]. Este paso se realizará transformando los términos de sostenibilidad a través de su impacto económico, convirtiéndolos así en extra-costes. Dado que el modelo está definido en términos económicos, este proceso permitirá, además, vincular la sostenibilidad a sus variables, conectando así sus efectos y la evolución de la matriz. Considerar los términos de sostenibilidad como extra-costes durante el proceso de optimización permite no solo valorar el impacto de la sostenibilidad, sino también considerarla durante todo el proceso de transformación de la matriz energética. De este modo, se espera minimizar los impactos sobre las distintas dimensiones, obteniendo una transición más sostenible.

La utilización de la suma ponderada para la definición del Sustainability Index es una elección ideal para la integración en OSeMOSYS, dado que su código se basa en ecuaciones lineales. Además, permite considerar simultáneamente los costes económicos (la función objetivo original) como un término adicional, integrando ambos criterios de optimización. Valorar el coste económico junto a la sostenibilidad es interesante por la importancia de ambos criterios a nivel de transición. Además, aun sin considerar la sostenibilidad social directamente ni en su totalidad, el coste del sistema energético se relaciona con varios impactos relevantes en esa dimensión, como es el precio de la luz y, por lo tanto, su accesibilidad. Se puede, así, definir la función objetivo $Op_{SusIndex}$ como la suma ponderada de los términos asociados a cada indicador de sostenibilidad y la función estándar, como se expresa en la Eq. (3). Los factores de ponderación permiten ajustar la importancia de cada uno de los términos, lo cual puede tener interés dependiendo de la aplicación y objetivo particular, pudiendo obtener la función estándar, una función de solo sostenibilidad (parcial o global) o una combinación.

$$Op_{SusIndex} = W_{Std}Op_{Standard} + W_{EPBT}Op_{EPBT} + W_{ITR}Op_{ITR} + W_{IMPcc}Op_{IMPcc} \quad (3)$$

Donde:

W_X se corresponde con la ponderación adimensional asociada la función de optimización estándar, de sostenibilidad energética, de sostenibilidad económica y sostenibilidad medioambiental para $X = Std$ (Standard), EPBT, ITR y IMPcc respectivamente.

Op_X es el término de optimización asociado a X. En el caso de la optimización estándar, se trata de la función de optimización original: los costes totales descontados o NPV.

Transformar cada término de sostenibilidad en impacto económico facilita la integración con la función de optimización estándar (el coste económico), además de ayudar a establecer una primera evaluación de la importancia de cada uno de los términos. Esto reduce un problema común en todos los estudios que utilizan la suma ponderada, que es el desafío de dimensionar y ponderar los distintos términos. Como resultado, es posible expresar la función objetivo como una suma de términos de los costes estándar (propios de la función estándar de optimización) y extra-costes de sostenibilidad. Como se explicó previamente, la función objetivo de OSeMOSYS divide los costes en cuatro categorías: costes de inversión, producción, fijos y emisiones, que a su vez toman distintos valores para cada año y tecnología. Esa misma división por tecnologías puede realizarse, a primer orden, en el caso de los extra-costes de sostenibilidad, dado que cada una de ellas tendrá un distinto impacto o repercusión. Esto permite escribir la función objetivo como la Eq. (4).

$$\begin{aligned}
 Op_{SusIndex} &= W_{Std}Op_{Standard} + W_{EPBT}Op_{EPBT} + W_{ITR}Op_{ITR} + W_{IMPcc}Op_{IMPcc} \\
 &= \sum_{t,y} (InvestCost_{t,y} + ProdCost_{t,y} + FixCost_{t,y} + EmissCost_{t,y} \\
 &\quad + ExtraCost_{EPBT,t,y} + ExtraCost_{ITR,t,y} + ExtraCost_{IMPcc,t,y}) = SusCost
 \end{aligned} \tag{4}$$

Para $W_{Std} = 1$. Donde:

$ExtraCost_{EPBT,t,y}$ [M\$] se corresponde con el coste asociado a la producción de energía adicional (o combustible adicional utilizado) para compensar la energía utilizada en el paradigma cuna a cuna para la tecnología t en el año y .

$ExtraCost_{ITR,t,y}$ [M\$] se corresponde con el coste asociado para compensar el paradigma de recuperación de costos de inversión para la tecnología t en el año y .

$ExtraCost_{IMPcc,t,y}$ [M\$] se corresponde a un coste adicional asociado a las emisiones dependiendo de la capacidad de la instalación o servicio evaluado para evitar o aumentar las emisiones cuando se integra en el sistema evaluado cuando se considera un paradigma de la cuna a la tumba para la tecnología t en el año y .

El último paso consiste en cuantificar el impacto de cada uno de los indicadores de sostenibilidad como extra-coste, relacionándolo, además, con las variables o términos presentes en OSeMOSYS para conectar la optimización y los impactos en la sostenibilidad. Para ello, se evaluarán los efectos y relaciones económicas de los indicadores de sostenibilidad cuando cada tecnología se integra en la matriz.

4.1.2.1 Inclusión de la sostenibilidad energética. EPBT

El principal impacto relacionado con la sostenibilidad energética es el debido al consumo energético asociado a cada tecnología de producción durante las distintas etapas de su vida (implementación, funcionamiento y gestión de residuos). Como se explicó previamente (y detalla en el Apéndice D), el EPBT de una tecnología contiene información, precisamente, acerca de la energía consumida durante su tiempo de vida en relación a la producida anualmente, marcando así el ritmo al que una tecnología puede desarrollarse de manera sostenible.

Así pues, el factor EPBT/OpLife representa la proporción del tiempo de vida del sistema en la que se encuentra todavía compensando su coste energético (suponiendo producción constante). Puede considerarse, por lo tanto, que ese factor ($F_{EPBT,t}$) representa también la porción de su energía producida que debe ser retornada al resto del sistema para compensar la necesaria para su desarrollo. Si se considera que esa energía se paga a lo largo de todo el tiempo de vida de la tecnología, es posible calcularla mediante la Eq. (5). Así expresada, la ecuación permite que la producción de todos los años sea tenida en cuenta en la misma porción, por lo que el resultado no se verá afectado por cambios en el patrón productivo. Desde un punto de vista numérico, tal suposición es coherente, dado que, usualmente, el EPBT se calcula utilizando el valor medio de la energía producida anualmente a lo largo de todo el tiempo de vida.

$$EnergyPaid_t = \sum_y Prod_{y,t} \times F_{EPBT,t} \tag{5}$$

Donde:

$Prod_{y,t}$ [PJ] es la energía producida por la tecnología t en el año y .

$F_{EPBT,t}$ es el “Factor EPBT”, definido como $EPBT_t/OpLife_t$, con $EPBT_t$ y $OpLife_t$ siendo el energy pay-back time y la vida operacional de la tecnología t . Es el extra-coste asociado al EPBT respect al coste de producción de la tecnología t .

Los efectos de esa energía pueden tener varias implicaciones, que se pueden considerar de distintas maneras (por ejemplo, una pérdida de eficiencia en la tecnología); sin embargo, como se dijo con anterioridad, se optará por utilizar la técnica de la monetización para todos los indicadores, lo cual tiene entre sus ventajas permitir una comparativa entre ellos y la construcción del Sustainability Index. Un método estimar tal impacto económico es, por lo tanto, considerar el pago de un extra coste asociado a esa misma energía producida. Esta propuesta es fácilmente cuantificable, dado que el consumo energético tiene, en general, un coste asociado. Si se considera que es la tecnología la que paga por su propia construcción, entonces se obtiene la Eq. (6). El peso W_{EPBT} se mantiene en este caso por fines de optimización, permitiendo asignarle al término una mayor o menor importancia según se considere adecuado. Sin embargo, siguiendo la lógica anterior, $W_{EPBT} = 1$ parecería estar económicamente bien balanceado respecto a los costes estándar.

$$ExtraCost_{EPBT,t} = W_{EPBT} \times \sum_y ProdCost_{y,t} \times F_{EPBT,t} \quad (6)$$

Donde:

$ProdCost_{y,t}$ [M\$] es el coste del total de energía producida por la tecnología t en el año y .

Al considerar que la propia tecnología paga por la energía invertida en ella, aquellas tecnologías de bajo coste de producción se verán menos afectadas. Esto es relevante en el caso de las tecnologías renovables, dado que frecuentemente necesitan el apoyo de las tecnologías fósiles para su desarrollo rápido debido a su EPBT (ver Apéndice D). Sin embargo, debido a que el sistema evolucionará con el tiempo, también lo hará el coste de la energía dependiendo de las tecnologías seleccionadas. Dado que no es posible conocer a priori la configuración del mix energético, esta aproximación permite valorar de manera integral el impacto económico de la producción de las nuevas tecnologías introducidas en el desarrollo del sistema. Construye, así, un modelo autocontenido.

4.1.2.2 Inclusión de la sostenibilidad económica. ITR

En el caso del tiempo de retorno económico su definición es análoga a la del EPBT, aunque aplicado al gasto y ganancia económica y no energética. Cuando se valora la sostenibilidad económica en términos de ITR, el principal impacto al que hace referencia es a los efectos de la pérdida de capital ocasionada por la inversión en la tecnología. Entre sus consecuencias a largo plazo se encuentran la limitación en la construcción de nuevas instalaciones o la necesidad de pagar (con retraso e intereses) por los préstamos necesarios para la inversión.

Sin embargo, mientras que es relativamente directo evaluar el impacto en forma de coste económico del EPBT, en el caso del coste económico no es tan sencillo, dado que sus efectos no son siempre un coste adicional directo, sino las limitaciones al desarrollo debido al capital invertido. Sin embargo, es claro que tales consecuencias, en forma de falta de liquidez u oportunidades perdidas, son proporcionales (a primer orden) a la inversión total realizada y que se extenderán conforme dure el ITR. Por el contrario, a más largo el tiempo de vida de la tecnología en cuestión, mayor es el período en el que se evitarán re-inversiones en la tecnología y en el que se podrá continuar obteniendo beneficios por encima del gasto inicial realizado (de manera muy semejante a la producción de energía con el EPBT). Por estos motivos, si se considera que el efecto se reparte a lo largo del tiempo de vida de la tecnología,

y que la inversión repercute en un número de años igual al ITR, puede estimarse que el impacto económico tendrá la forma de la Eq. (7), de un modo semejante al EPBT. Repartir el gasto en el tiempo es, además, lógico, dado que el pago no se realizará de manera instantánea, sino a plazos.

$$ExtraCost_{ITR,t,y} = W_{ITR} \times InvestCost_{t,y} \times F_{ITR,t} \quad (7)$$

Donde:

$InvestCost_{t,y}$ [M\$] es el coste invertido en la instalación de nueva capacidad de la tecnología t en el año y .

$F_{ITR,t}$ es el “Factor ITR”, definido como $ITR_t / OpLife_t$, con el ITR_t y $OpLife_t$ siendo el economic pay-back time y la vida operacional de la tecnología t . Es el extra-coste asociado al ITR con respecto al coste de inversión en tecnología t .

4.1.2.3 Inclusión de la sostenibilidad medioambiental. IMPcc

En lo que respecta a su inclusión como extra-coste del IMPcc, debido su distinta definición y magnitud comparado con los anteriores indicadores, deberá seguirse un distinto método. En este caso, por definición, la información contenida en el IMPcc es la cantidad de emisiones que una tecnología puede ocasionar o evitar a lo largo del período. Evidentemente, la variable con la que se relaciona el término son las emisiones del modelo y el criterio para su monetización ha de ser la penalización ya existente para las emisiones, que de por sí ya es un intento de valorar económicamente el impacto medioambiental. El IMPcc, sin embargo, puede proveer información de una tecnología más allá de su tasa de emisiones por energía producida, dado que reúne los efectos que la propia tecnología realmente ocasiona en el sistema global. Algunos de estos efectos pueden, incluso, escaparse de las capacidades de cálculo del cálculo estándar de OSeMOSYS, por ejemplo, teniendo en cuenta las emisiones adicionales asociadas a la pérdida de eficiencia a distintos niveles de funcionamiento de una tecnología, las ocasionadas indirectamente en otros sectores productivos o, en general, a lo largo de todo el ciclo de vida de la tecnología. Por ese motivo, incorporar el IMPcc es incorporar una corrección sobre las emisiones ocasionadas por la tecnología y una manera de asignarle una valoración positiva si, con su implementación, es posible reducir las emisiones en el resto del sistema (o al contrario).

Al introducir el IMPcc como corrección, el término de extra-coste asociado deberá poder tomar valores positivos o negativos, dependiendo de si insertar la tecnología es contraproducente o adecuado para reducir la mitigación ambiental en el sistema. Un buen primer paso para conseguir esto es normalizar todos los valores de IMPcc para las distintas tecnologías, lo que, además de aportar valores adimensionales, llevará a una comparativa entre todas ellas que asignará valores positivos a las que tengan el IMPcc por encima del promedio y negativos a los que las tengan por debajo. Esto, de por sí, permite definir el IMPcc como factor adimensional F_{IMPcc} , al que además se deberá cambiar el signo (para que las tecnologías que tengan IMPcc más alto sean las que adquieran un valor negativo de extra-coste, es decir, un descuento). Si se añade la corrección sobre los costes de emisiones totales de la tecnología, como una forma de añadirle o restarle los que generará para el sistema global, se obtiene la Eq. (8). Tal multiplicación permite recuperar las dimensiones del extra-coste y permite proporcionarlo según las emisiones que la tecnología genera en el modelo.

$$ExtraCost_{IMPCC,t} = W_{IMPCC} \times \sum_y EmissCost_{t,y} F_{IMPCC,t} \quad (8)$$

Donde:

$EmissCost_{t,y}$ [M\$] es la penalización debida a las emisiones de la tecnología t en el año y .

$F_{IMPCC,t}$ is the extra cost associated to IMPCC cost respect to the emission cost for technology “ t ”

4.1.2.4 Función final de optimización sostenible. Sustainability Index

Finalmente, si se reúnen todos los términos anteriores (Eqs. (6), (7) y (8)) en la Eq. (9), es posible obtener el “coste sostenible”, que, además del coste estándar, considera el impacto económico debido a la sostenibilidad. La función obtenida será el nuevo coste en la función objetivo.

$$Op_{SusIndex} = \sum_{t,y} \left(InvestCost_{t,y} (1 + W_{ITR} \times F_{ITR,t}) + ProdCost_{t,y} (1 + W_{EPBT} \times F_{EPBT,t}) + FixCost_{t,y} + EmissCost_{t,y} (1 + W_{IMPCC} \times F_{IMPCC,t}) \right) = TotCostSus \quad (9)$$

Como se puede observar, todos los costes pueden ser representados añadiendo un factor de corrección a los términos de la función estándar. El extra-coste de EPBT se expresa como un factor de corrección añadido al coste de producción. Para ITR, es un coste de inversión adicional que representa el impacto o las pérdidas asociadas con la recuperación del capital invertido. Finalmente, el extra-coste del IMPCC ajusta el coste de las emisiones. Cada factor es característico de las tecnologías específicas, constituyendo un modelo integral y autocontenido.

4.1.3 Caso de estudio

Como ejercicio de aplicación, se utilizará el marco de Atlantis, definido en la interfaz MoManI [OSeMOSYSa; OSeMOSYSb; Almulla et al., 2021], para comprobar los efectos de la metodología propuesta y ejemplificar su funcionamiento. Con todo, algunos datos serán modificados a favor de otros más realistas o actualizados. Será el caso de los costes de producción de la solar y eólica, que se ajustarán respecto a la nuclear. El Factor de Capacidad de la solar se adaptará a climas de mayor irradiación (4.2 horas pico solar/día). Los datos de las emisiones, que deberán encontrarse en filosofía cuna-tumba para la aplicación del IMPCC (ver Apéndice D), serán extraídos de [Schlömer, 2014; Tarannum et al., 2019; Strachan & Farrel, 2004]. Los datos se resumen en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 - Atlantis revised parameter data set
Tabla de elaboración propia publicada en [Ferreira-Martínez et al., 2024a]

Tecnologías	Costes económicos			Tiempo de vida útil (años)	Factor de Capacidad (CF)	Estimadores de sostenibilidad		
	Fijos (M\$/PJ)	Inversión (M\$/GW)	Variables (M\$/PJ)			EPBT (años)	ITR (años)	Tasa de emisiones de CO2 (Mt/PJ)
Gas natural (NGSC)	44	2300	24.05	30	1	8.17	11.75	0.136
Generador diesel (DSGC)	36	900	22.49	30	1	12.68	14.75	0.193

Integrated Gasification Coal (IGCC)	148	3700	11.58	30	1	12.93	30	0.228
Fueles pesados (HFSC)	50	2300	30.23	35	1	29.33	14.75	0.231
Gran hidráulica (Hydro Dam)	60	4000	1.39	35	0.35 (S)* 0.5 (W) 0.45 (I)	7.20	10	0.00667
Mini-hidráulica (Hydro_Min)	65	4500	1.39	50	0.34 (S)* 0.56 (W) 0.4 (I)	3.63	35	0.00667
Diesel distribuida (Diesel_Gen)	55	1070	22.48	40	1	12.68	14.75	0.193
Fotovoltaica a escala de red (PV_UTL)	0	2000	1.39	25	0,35 Día 0 Noche	3,00	2	0.0133
Eólica	0	1845	2.69	25	0.25	10.32	10	0.00306
Ciclo combinado (NGCC)	44	1100	16.17	35	1	8.17	11.75	0.136
Nuclear	0	3000	6.12	50	1	18	30	0.00333

*S, W e I se refieren a las estaciones verano, invierno e intermedia respectivamente.

Dado que Atlantis no es una región real, no es posible obtener datos específicos a cerca de las distintas tasas, subsidios y distintos impactos asociados al transporte y desmantelamiento de sus tecnologías. Por ese motivo, los parámetros asociados a los indicadores de sostenibilidad, concretamente el ITR y EPBT, serán extraídos de distintas referencias disponibles [Weißbach et al., 2013; Bechir et al., 2022]. En el caso del EPBT, los datos se adaptarán utilizando la filosofía de cuna a cuna (ver Apéndice D), por considerarla la opción más representativa en términos de sostenibilidad.

Como se explica en el Apéndice D, los indicadores de sostenibilidad de la producción nuclear tienen estimaciones muy diferentes dependiendo de cómo se considere el tratamiento de residuos. En este caso, adaptándose a un tiempo de vida estimado de 50 años, se ha escalado su EPBT hasta los 18 años. Para el ITR, cuyo valor tiende a oscilar entre los 20 y 30 años, se ha tomado la segunda cifra [Pearce, 2012].

En lo que respecta al IMPcc, al no disponer de datos tabulados para todas las tecnologías, se recurrirá, por simplicidad, a aproximaciones basadas en la tasa de emisión de las tecnologías (comose detalla en el apartado siguiente). Para que la aproximación sea representativa, es necesario medir las emisiones con filosofía de cuna-tumba. Es importante también determinar la penalización que se le asigna a las emisiones, que fijará en \$50 por tonelada de CO2 equivalente en este estudio.

4.1.3.1 Extracostes asociados al proceso

Los factores de extra-coste de cada término de sostenibilidad, explicados en la Sección 4.1.2, son resumidos en la Tabla 4.2. En el caso del IMPcc, dado que no se encontraron datos tabulados para todas las tecnologías, se recurrirá a la aproximación $F_{IMPcc,t} = \frac{EmissRate_t}{\langle EmissRate \rangle} - 1$, haciendo uso de la tasa de emisión en términos de ciclo de vida (recogidas en la Tabla 1). Esta aproximación sirve, por simplicidad, como primera hipótesis de trabajo a orden cero, permitiendo probar el método propuesto sin recurrir a cálculos o simulaciones más complicados (como los descritos en el Apéndice D). Un mejor cálculo, sin embargo, requeriría la ponderación del emission rate de cada tecnología dependiendo de su producción, que podría ser refinada mediante un cálculo iterativo.

En términos generales, es posible observar que el F_{IMPCC} para las energías fósiles es diez veces más alto que para las renovables. En lo que respecta a F_{EPBT} y F_{ITR} , no se observan tendencias claras en cada una de las categorías, aunque sí lo hacen dentro de las distintas tecnologías en cada una, dando lugar a distintas opciones a nivel de sostenibilidad. Ejemplos de esto es el NGCC, cuyo F_{EPBT} es notablemente inferior al de otras tecnologías fósiles, o el IGCC, que por el contrario tiene un F_{ITR} mucho mayor. Entre las tecnologías renovables, la mini hidráulica destaca positivamente en términos de EPBT, mientras que la solar lo hace en ITR. En lo que respecta a la sostenibilidad medioambiental, el IGCC y HFSC resultan las menos convenientes entre las tecnologías fósiles, mientras que la PV lo es entre las renovables. Además, cabe recordar que los extra-costes también dependerán del coste de instalación en caso del ITR y del de producción en el caso de F_{EPBT} , también variantes con las tecnologías. En este sentido, a la vista de la Tabla 4.1, se puede extraer que la mayoría de las tecnologías renovables y la nuclear tendrán un impacto negativo notable en la sostenibilidad económica, dado que su factor de extra coste es similar al de las tecnologías fósiles, pero su coste de instalación es notablemente mayor. Lo contrario ocurre en términos de sostenibilidad energética, donde el alto coste de producción de las tecnologías fósiles tenderá a incrementar su impacto.

Tabla 4.2 - Factor de extra-coste de los estimadores de sostenibilidad asociados a las tecnologías en el Sistema Energético de Referencia (ERS).

Tabla de elaboración propia publicada en [Ferreira-Martínez et al., 2024a]

Factor de Extra-coste	Principales tecnologías de generación energética del marco Atlantis										
	Tecnologías de combustibles fósiles						Tecnologías renovables				Nuclear
	NGSC	DSGC	IGCC	HFSC	Diesel_Gen	NGCC	Hydro_Dam	Hydro_Min	PV_UTL	Wind	Nuclear
F_{EPBT}^t	0.27	0.42	0.43	0.84	0.32	0.23	0.21	0.075	0.05	0.41	0.36
F_{ITR}^t	0.39	0.49	1.00	0.42	0.37	0.34	0.29	0.70	0.08	0.40	0.6
F_{IMPCC}^t	1.26	1.78	2.11	2.13	1.78	1.26	0.0616	0.0616	0.123	0.0282	0.0308

Para realizar una primera estimación de la importancia e impacto económico de la sostenibilidad, es posible calcular los distintos costes y extra-costes recurriendo a una primera simulación. Este cálculo se realizará para Atlantis sin considerarlos durante el proceso de optimización (OP_STD). Como resultado, ponderando con $W = 1$ cada dimensión de la sostenibilidad, los extra-costes alcanzarían el 41% de los costes estándar a lo largo del período de estudio. La Figura 4.1 muestra los valores para cada uno de los términos divididos por categorías (costes estándar, extra-costes de sostenibilidad y tipos de coste).

Cuando los costes se dividen en base a su origen, se observa que la categoría más importante es la de los costes de inversión, seguida de los de producción y los medioambientales. Tal situación puede entenderse porque Atlantis es un sistema en desarrollo, por lo que la instalación de nuevas tecnologías y capacidad es fundamental. En lo que respecta a los extra-costes de sostenibilidad, estos alcanzan un 58% de los medioambientales (asociado a las emisiones), seguido de un 42% en el caso de la inversión y un 33% en el caso de la producción.

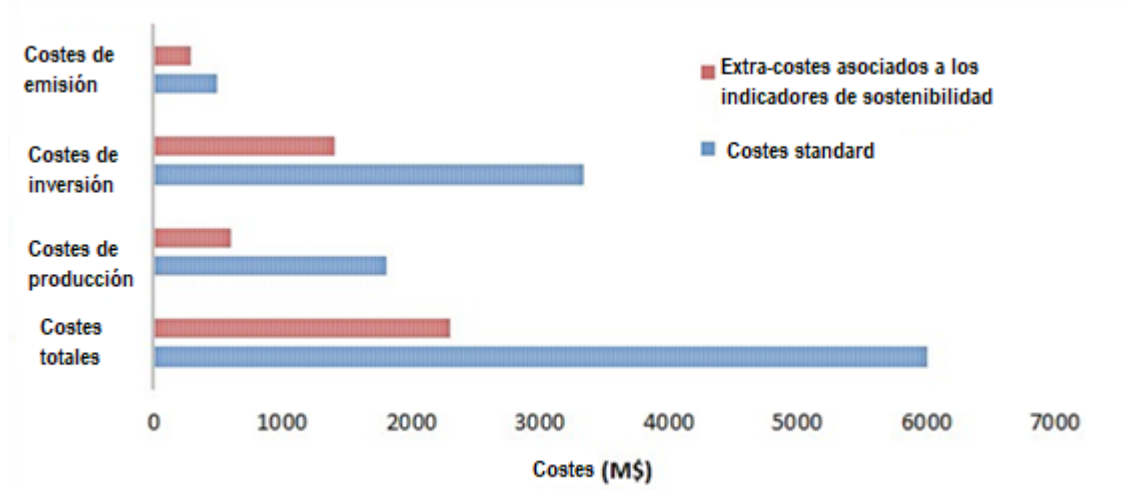


Figura 4.1 - Extra-costes asociados a los factores de sostenibilidad en comparación con los costes asociados a la función de optimización estándar cuando $W = 1$ para todos los estimadores.

La figura muestra las distintas categorías de costes (emisiones, inversión, producción y total -la suma de los tres y los fijos-), mostrando tanto su valor según la función estándar como el extra-coste de sostenibilidad asociados a cada uno, calculados en base a los resultados de una primera optimización sin considerar los extra-costes. Es posible observar la predominancia de los costes de inversión y la importancia de cada corrección asociada a la sostenibilidad. Esta última encuentra su mayor valor absoluto asociada a la sostenibilidad económica (extra-coste de inversión), aunque proporcionalmente su importancia es especialmente relevante en la categoría medioambiental.

Figura traducida de [Ferreira-Martínez et al., 2024a]

4.2 APLICACIÓN Y RESULTADOS

Para evaluar las tendencias en el diseño del sistema energético a la hora de incorporar criterios de sostenibilidad en el proceso de optimización, se examina el escenario Atlantis utilizando varias funciones objetivo que incluyen diferentes indicadores de sostenibilidad. En concreto, los casos estudiados son:

- **Op_Standard.** Función de optimización económica estándar, optimización económica restringida de OSeMOSYS,
- Función de optimización que incluye estimadores individuales en la función de optimización estándar: **Op_EPBT**, estimador de sostenibilidad energética EPBT; **Op_ITR**, estimador de sostenibilidad económica ITR; **Op_IMPcc**, Estimador de entorno IMPcc,
- Función de optimización que incluye Criterios de Sostenibilidad Dobles en la función de optimización estándar: **Op_EPBT_ITR**, estimadores energéticos y económicos; **Op_ITR_IMPcc**, estimadores económicos y medioambientales; **Op_IMPcc_EPBT**, estimadorrrd medioambientales y energéticos,
- **Op_SusIndex.** Función de optimización que incorpora la convolución de indicadores de sostenibilidad energética, económica y medioambiental. La integración de los tres aspectos de sostenibilidad se denomina Índice de Sostenibilidad.

Para evaluar el impacto de los distintos criterios de sostenibilidad (ligados a cada una de las dimensiones), se recurrirán a los pesos ligados a cada término en la Eq. (9) (ver Tabla 4.3). Como se mencionó previamente, estos términos permiten ajustar la importancia de cada uno de los términos en el proceso de optimización. Particularmente, asignándoles un valor de 0 o 1 es posible desactivar o activar su participación. Así pues, en esta primera fase de estudio se utilizarán ambos valores para poder estudiar separadamente el impacto de cada dimensión de

sostenibilidad. Esto permitirá comparar y evaluar los efectos y tendencias de cada uno de los criterios y las relaciones entre sí.

Tabla 4.3 - Configuración de las ponderaciones asociadas a las distintas funciones de optimización bajo estudio.

Tabla de elaboración propia publicada en [Ferreira-Martínez et al., 2024a]

Función de optimización standard		Función de optimización de con un único criterio de sostenibilidad		Función de optimización con doble criterio de sostenibilidad		Criterio de sostenibilidad global	
Op_Standard	$W_{EPBT} = 0;$ $W_{ITR} = 0;$ $W_{IMPcc} = 0$	Op_EPBT	$W_{EPBT} = 1;$ $W_{ITR} = 0;$ $W_{IMPcc} = 0$	Op_EPBT_ITR	$W_{EPBT} = 1;$ $W_{ITR} = 1;$ $W_{IMPcc} = 0$	Op_SusIndex	$W_{EPBT} = 1;$ $W_{ITR} = 1;$ $W_{IMPcc} = 1$
		Op_ITR	$W_{ITR} = 1;$ $W_{EPBT} = 0;$ $W_{IMPcc} = 0$	Op_ITR_IMPcc	$W_{EPBT} = 0;$ $W_{ITR} = 1;$ $W_{IMPcc} = 1$		
		Op_IMPcc	$W_{IMPcc} = 1;$ $W_{ITR} = 0;$ $W_{EPBT} = 0$	Op_IMPcc_EPBT	$W_{EPBT} = 1;$ $W_{ITR} = 0;$ $W_{IMPcc} = 1$		

4.2.1 Efectos de la optimización con estimadores de sostenibilidad

En esta sección se evaluarán los efectos de introducir los extra-costes de sostenibilidad en la función de optimización. Para ello, dado el gran número de tecnologías valoradas, se recurrirá a las siguientes variables por su relevancia para la matriz energética:

- **El porcentaje de producción de cada categoría energética** (renovable, fósil o nuclear). Las categorías se encuentran elegidas por sus distintas implicaciones en la composición del sistema a nivel de independencia energética y sostenibilidad a largo plazo. Particularmente, la producción de energía renovable y fósil son indicadores muy frecuentemente utilizados en la evaluación de la matriz energética y sus objetivos a largo plazo, mientras que la energía nuclear tiene una importancia estratégica separada de las anteriores.
- **Costes económicos** (totales, de inversión y residuales). Incluyen la totalidad de costes, los debidos a la implementación de nuevas tecnologías y desarrollo de la matriz y los costes de producción y mantenimiento respectivamente (siendo los últimos representativos del coste de la energía para los usuarios). Todos los costes son críticos por las distintas presiones ejercidas.
- **Las emisiones por energía producida.** Emisiones totales divididas entre la producción energética.

Todas las variables anteriores son valoradas a escala global, es decir, integradas para todo el período modelado. Los resultados se encuentran en la Tabla 4.4.

Es posible observar que la función de optimización estándar provee un mix energético dominado por la producción renovable (60%), complementado mediante la producción nuclear y fósil en un balance muy cercano (21% y 19% respectivamente).

A continuación se examinará los efectos de la consideración de la sostenibilidad, tanto cuando una única dimensión es considerada como en las distintas combinaciones entre ellas.

Tabla 4.4 - Porcentaje de la producción energética global de cada categoría definida, costes económicos y emisiones asociadas. Los costes residuales se refieren al coste del usuario final en una estimación aproximada.

Tabla de elaboración propia publicada en [Ferreira-Martínez et al., 2024a]

Función de optimización		Producción energética por fuentes (%)			Costes económicos			Emisiones (Ton CO ₂ /MWh)
		Renovable	Fosil	Nuclear	Global (\$/Mwh)	Inversión (\$/MW)	Residual (\$/Mwh)	
OP_Stardard		60	19	21	89.67	2205	38.32	0.156
Función de optimización uno a uno	Op_EPBT	67	11	22	89.26	2359	35.29	0.111
	Op_ITR	51	33	16	93.70	1957	48.00	0.228
	Op_IMPcc	73	5	22	91.89	2361	36.68	0.050
Función de optimización doble	OP_EPBT_ITR	58	25	17	88.33	1980	42.29	0.183
	OP_ITR_IMPcc	61	20	19	94.96	2022	47.75	0.120
	OP_EPBT_IMPcc	74	4	22	93.22	2407	35.50	0.043
OP_SusIndex		64	16	20	92.19	2361	44.46	0.102

4.2.1.1 Efectos de incluir un solo indicador en la función de optimización.

El primer efecto a notar es el aumento en la utilización de energías renovables cuando se considera la sostenibilidad tanto energética como medioambiental en la optimización (un 12% y un 22% respectivamente). En el primer caso, se asocia al bajo coste de producción de estas tecnologías, que deriva en un menor extra-coste o impacto económico asociado al EPBT. En cuanto a la sostenibilidad medioambiental, el resultado es el esperable debido a las menores emisiones de las tecnologías renovables en comparación con las fósiles. Ocurre lo contrario en el caso de Op_ITR, donde el menor coste de inversión de los generadores fósiles provoca el aumento de su participación, dado su menor impacto en términos de sostenibilidad económica. Considerar la sostenibilidad económica también lleva a una reducción notable en la producción nuclear, asociable a su elevado coste de inversión y largo tiempo de recuperación económica.

En el caso de los costes globales el cambio producido por la incorporación de los estimadores es relativamente pequeño, aunque puede notarse un aumento en la mayoría de casos. Esto es de esperar, dado que los costes globales (descontados) son los optimizados en la función estándar, por lo que añadir cualquier término adicional desviará los resultados de tal optimización. La excepción es OP_EPBT, lo cual se debe a su tendencia a reducir los costes de producción, que tienen un mayor peso en los costes brutos (mostrados en la Tabla 4.4) que en los descontados (que son los realmente optimizados), dado que los segundos asignan una mayor importancia a los costes a corto plazo (como se explicó en el Capítulo 3). El mayor incremento en el coste global se observa en OP_ITR. Es importante notar, sin embargo, que un mayor coste global no significa que la inversión haya sido menos sostenible. En este sentido, es evidente que OP_ITR exhibe los menores costes de inversión, siendo lo esperable por ser la variable asociada al coste de sostenibilidad económica. El menor coste de inversión reduce las necesidades de recuperación económica, promoviendo la implementación de las tecnologías con menor impacto en esa dimensión (las tecnologías fósiles). Lo contrario ocurre en Op_EPBT y Op_IMPcc, donde el uso de tecnologías renovables, de mayor coste de inversión, lleva a un aumento de entorno al 7%. El coste residual, representativo de los costes a lo largo del tiempo de vida de las tecnologías, muestra un comportamiento contrario. Esto se relaciona, una vez más, con el uso de energías renovables frente a las fósiles, de bajos y altos costes de producción respectivamente.

Finalmente, en lo que respecta a las emisiones, estas encuentran un fuerte descenso (del 68%) en Op_IMPcc, mejorando considerablemente con ello la sostenibilidad medioambiental.

La mejora ocurre también en Op_EPBT 29%. Sin embargo, el comportamiento es contrario en Op_ITR, con un aumento del 47%, asociado al mayor uso de las tecnologías fósiles.

De una revisión general de los resultados es posible percatarse de que existen correlaciones en el comportamiento de los indicadores. Esto se observa en las tendencias semejantes mostradas por OP_EPBT y OP_IMPcc en sus variables (correlación positiva), mientras que los efectos del OP_ITR han sido contrarios (correlación negativa). Esto se debe principalmente a la asociación de la sostenibilidad energética y medioambiental al uso de tecnologías renovables y la preferencia de la sostenibilidad económica por las tecnologías fósiles, de características opuestas.

4.2.1.2 Efectos de incluir dos indicadores en la función de optimización.

Cuando se consideran dos criterios de sostenibilidad simultáneamente, es esperar que las efectos de cada uno de sus términos interaccionen. Tal interacción puede actuar en la misma dirección o la contraria en las distintas tecnologías, dando lugar a un fortalecimiento de las tendencias observadas en la aplicación individual, a que se contrarresten o a la emergencia de nuevas configuraciones. Por ese motivo, tiene interés estudiar las diferencias entre la aplicación conjunta e individual, en la búsqueda de sinergias y compensaciones.

Así pues, para evaluar los efectos de incluir dos indicadores de manera simultánea, se recurrirá a una métrica que permita comparar sus resultados frente a los obtenidos con la aplicación individual de los indicadores. Con este propósito, se definirá el coeficiente de correlación lineal μ siguiendo la Eq. (10).

$$\mu = \frac{A \odot B}{(A + B)/2} \quad (10)$$

Donde A y B son los valores de la variable obtenidos mediante la función de optimización individual de los indicadores, mientras que $A \odot B$ es el resultado de la aplicación conjunta. Un μ igual a 1 significará que, globalmente, los indicadores se han comportado de manera independiente al utilizarlos en conjunto, dando lugar a que la variable tome el valor medio cuando se aplicaron por separado. Un μ por encima de 1 significa que la correlación es positiva, dando lugar a valores superiores en la variable de los que se obtenían por separado (en promedio entre las dos). Por el contrario, un valor por debajo de 1 implica una correlación negativa, indicando que las variables tienden a cambiar en oposición. La excepción serán las emisiones globales en caso de que ambos indicadores muestren una reducción, en cuyo caso un μ menor que 1 significará que tal reducción se ha incrementado. En ese caso significará que existe una sinergia entre ambos indicadores.

La Figura 4.2 muestra el resultado del coeficiente de correlación anterior para los distintos costes y pares de indicadores de sostenibilidad, entre los que se observa una clara interacción. Particularmente, se puede notar la oposición en los costes de inversión cuando la sostenibilidad energética o medioambiental se combina con la económica. Una situación similar ocurre en las demás variables. La excepción es en el coste residual cuando se combina ITR e IMPcc, posiblemente mediante la utilización de tecnologías fósiles menos emisivas. La correlación, por su parte, es positiva en el caso del EPBT y el IMPcc, notándose que todas las tendencias se mantienen según lo esperado y que las emisiones tienen un fuerte descenso conjunto.

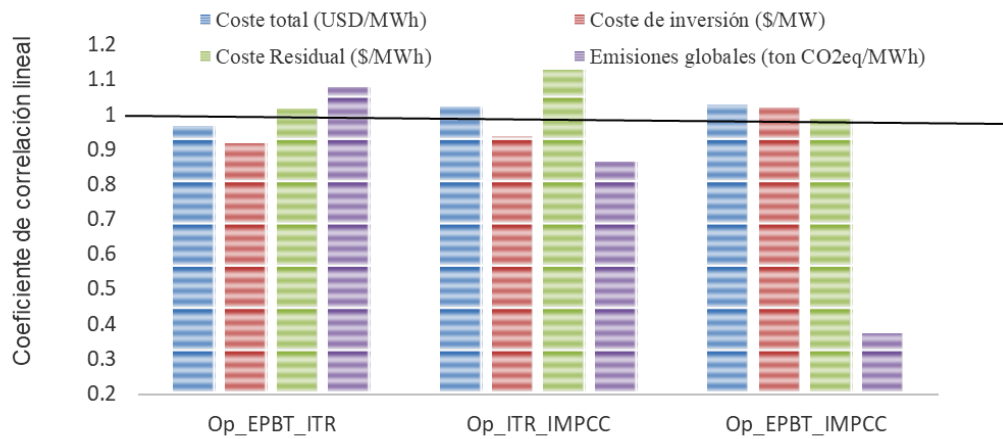


Figura 4.2 - Coeficiente de correlación lineal entre los estimadores sostenibles aplicados en términos de variables de coste económico.

La figura muestra el coeficiente de correlación lineal para los distintos costes económicos y emisiones, evaluando la tendencia de la optimización conjunta para las distintas parejas de indicadores frente a la individual. Se aprecia que considerar simultáneamente el EPBT e ITR contiene el aumento del coste energético, aunque aumentando las emisiones. La consideración conjunta del ITR e IMPcc reduce el impacto del coste de inversión y las emisiones, aunque aumentando notablemente los costes asociados a la producción. Finalmente, considerar simultáneamente EPBT e IMPcc consigue incrementar la reducción de las emisiones, aunque aumentando ligeramente la inversión.

Figura traducida de [Ferreira-Martínez et al., 2024a]

4.2.1.3 Efectos de incluir la sostenibilidad global en la función de optimización.

Cuando se incorpora la sostenibilidad global en la optimización como convolución de los tres indicadores anteriores (Op_SusIndex), se observan solo ligeras diferencias respecto a la optimización únicamente económica (Op_Standard). Esto puede deberse, precisamente, a las oposiciones previamente observadas en los efectos de incluir diferentes indicadores de sostenibilidad.

Con todo, puede notarse un ligero aumento en la producción renovable con una reducción tanto de la producción fósil como nuclear. En términos económicos, se observa un pequeño aumento de los costes totales. El aumento es más notable en el coste residual, compensándose sin embargo con una reducción en la inversión. A nivel de emisiones, se evitan cerca de 0.05 toneladas de CO2 equivalentes por MWh, lo cual se asocia al ligero aumento de producción de origen renovable.

En resumen, los cambios no parecen, a priori, muy destacables en las variables analizadas.

4.2.2 Comparativa

Para una mejor evaluación de los efectos de los indicadores de sostenibilidad, en este apartado se realizará una comparativa. En todo caso, la medida se realizará para todo el periodo modelado y como diferencia respecto al caso estándar. Se compararán los efectos de la aplicación de un único factor de sostenibilidad (OP_EPBT, OP_ITR, OP_IMPcc), la convolución de dos (Op_EPBT_ITR, Op_ITR_IMPcc, Op_EPBT_IMPcc) y la aplicación de todos ellos (OP_SusIndex).

En lo que respecta a la producción de cada tipo de recurso, la Figura 4.3 muestra la diferencia respecto al caso estándar a lo largo del período modelado para cada una de las optimizaciones anteriores. Los mayores cambios (proporcionalmente) ocurren en las tecnologías fósiles, que alcanzan cambios en su valor de más de un 50%, lo que denota la relevancia de las tecnologías fósiles en todos los términos de sostenibilidad. El cambio es

menor cuando se considera el ITR junto a cualquiera de los demás indicadores, debido a la oposición en sus efectos. Por el contrario, la inclusión simultánea de EPBT e IMPcc produce escasos cambios adicionales respecto a Op_IMPcc. Esto puede significar que la inclusión del IMPcc es dominante o que su efecto es difícilmente superable. Los cambios en el uso de las tecnologías fósiles se compensan, en todos los casos, con una combinación de las renovables y la nuclear, aunque la proporción de ambas cambia dependiendo de la optimización utilizada. Particularmente, cuando se considera la sostenibilidad medioambiental existe una clara priorización del uso del recurso renovable. En el caso de Op_SusIndex, como era de esperar, los cambios son menos acusados. Con todo, la reducción de la producción de origen fósil vuelve a ser el efecto dominante.

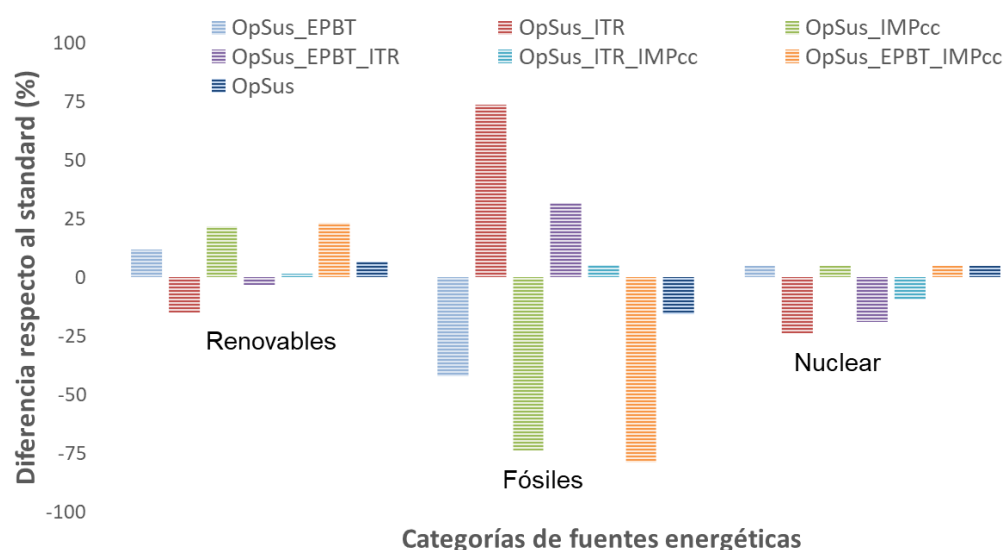


Figura 4.3 - Porcentaje de diferencias respecto a la función estándar de optimización para las diferentes categorías de fuentes energéticas cuando diferentes funciones de optimización sostenibles.

Cada columna representa la diferencia porcentual respecto al estándar en la producción de cada una de las categorías energéticas y en cada una de las optimizaciones realizadas, tomando para ello la energía generada durante todo el período modelado. Se observa que la producción fósil es una variable clave en términos de sostenibilidad en la mayoría de escenarios. La reducción de la producción nuclear es especialmente importante cuando se considera la sostenibilidad económica y el aumento de la producción renovable se vincula a la sostenibilidad energética y medioambiental.

Figura traducida de [Ferreira-Martínez et al., 2024a]

En lo que respecta a las emisiones de CO₂, la Figura 4.4 muestra la diferencia porcentual respecto al caso estándar para las distintas optimizaciones de la sostenibilidad. Tal y como ocurría con la producción renovable, la mayor reducción de emisiones ocurre en Op_EPBT_IMPcc, convirtiéndose en la mejor opción para la descarbonización, seguido muy de cerca por Op_IMPcc. Por otro lado, el uso del ITR tiende a producir un aumento notable en las emisiones. Con todo, Op_ITR_IMPcc mantiene una reducción notable (23%) y la aplicación de SusIndex consigue el tercer mejor resultado en reducción de emisiones.

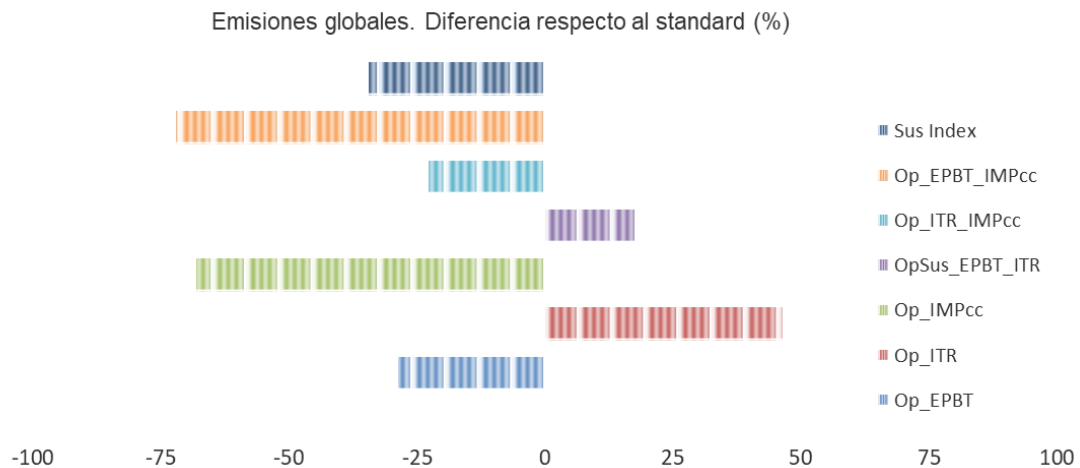


Figura 4.4 - Porcentaje de diferencias respecto a la función de optimización estándar en términos de nivel de emisiones globales de CO2 para diferentes funciones de optimización sostenibles.

Cada barra representa la diferencia porcentual respecto al estándar en las emisiones emitidas en cada una de las optimizaciones realizadas, tomando para ello la energía generada durante todo el período modelado. El principal cambio se observa asociado a las optimizaciones considerando el IMPcc, con decrecimientos notables.

Considerar el EPBT genera decrecimientos moderados adicionales, mientras que el ITR conlleva aumentos notables. La optimización en sostenibilidad global encuentra el tercer mejor resultado.

Figura traducida de [Ferreira-Martínez et al., 2024a]

Finalmente, desde un punto de vista económico, es interesante evaluar la evolución de los costes totales y su distribución por categorías (inversión y residual), mostrados en la Figura 4.5 para cada optimización. Es destacable en ese sentido la escasa variación en el coste total (<5%) producida por Op_SusIndex, muy cercano al valor estándar. Sin embargo, es evidente la notable reducción en el coste de inversión (un 14.5%) junto con el aumento del coste residual del (6%), que indica una redistribución de los costes. En lo que respecta a los demás escenarios, puede observarse que OP_EPBT y OP_IMPcc conllevan un aumento notable de los costes de inversión, que se incrementan en el caso de OP_EPBT_IMPcc. Una vez más, esto se relaciona con el aumento de la producción renovable y el coste de la descarbonización. Por el contrario, los casos que incluyen la sostenibilidad económica tienden a reducir los costes de inversión. La excepción es OP_ITR_IMPcc, que produce un aumento en todos los tipos de coste, dando lugar al mayor incremento en el coste global. Esto puede deberse a la necesidad de elegir un mix de tecnologías bajas en costes de inversión y emisiones de manera simultánea.

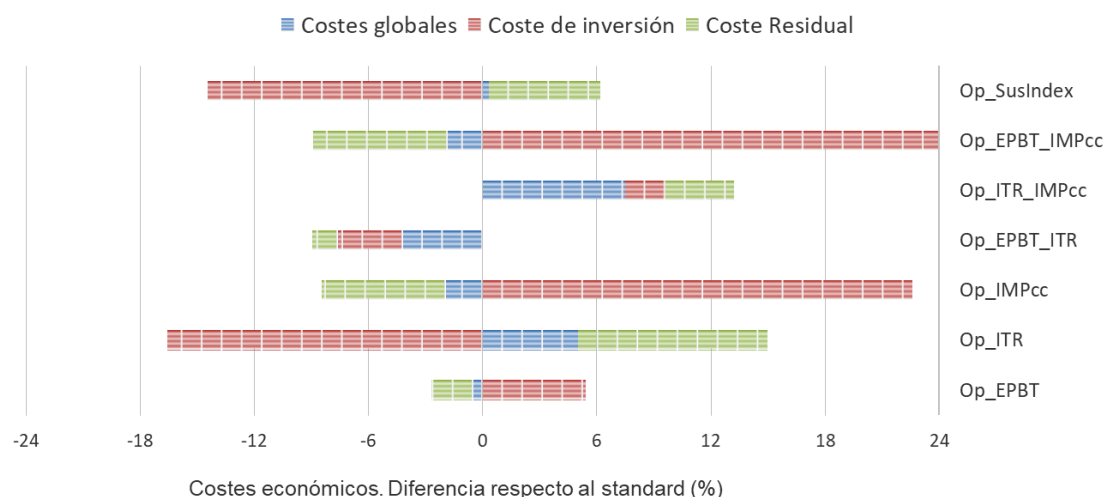


Figura 4.5 - Porcentaje de diferencias respecto a la función de optimización estándar en términos de global, inversión y coste residual cuando diferentes funciones de optimización sostenibles.

Cada barra representa la diferencia porcentual respecto al estándar en los distintos tipos de costes asociados cada una de las optimizaciones realizadas, tomando para ello la energía generada durante todo el período modelado. Mientras que las optimizaciones considerando el ITR conllevan notables reducciones en los costes de inversión, cuando el IMPcc forma parte de la optimización estos tienden a mostrar notables aumentos. Optimizar ITR e IMPcc de forma simultánea conlleva el principal incremento de los costes totales. Considerar la sostenibilidad global produce grandes reducciones en la inversión sin cambios significativos en el coste global.

Figura traducida de [Ferreira-Martínez et al., 2024a]

Como conclusión del análisis, es posible observar que las emisiones y los costes de inversión son variables independientes y dominantes cuando se evalúan las distintas dimensiones de la sostenibilidad. Ambas variables son reducidas notablemente en el caso de Op_SusIndex, siendo el único caso que mejora la sostenibilidad económica y medioambiental de manera simultánea (y, potencialmente, la energética). Tal mejora se consigue con escasos cambios en otras variables, como los costes totales o el porcentaje de energía renovable, demostrando la gran diversidad de configuraciones que puede tomar el sistema. Así pues, la integración de términos de sostenibilidad en la optimización se ha probado una técnica exitosa para encontrar nuevas tendencias o posibilidades en el sistema, permitiendo mejorar la sostenibilidad con escasas alteraciones en otras variables (particularmente los costes económicos totales). En otras palabras, se localizan opciones que permiten mejorar la recuperación económica y minimizar el impacto ambiental con un coste similar.

4.3 ANÁLISIS DE LA METODOLOGÍA Y CORRELACIÓN DE LOS INDICADORES

En el apartado anterior se han comprobado los resultados y la utilidad del método propuesto. Al mismo tiempo, se ha observado que, cuando se comparan los efectos de los distintos indicadores de sostenibilidad, pueden aparecer tendencias compartidas o contrarias entre ellos. Comprender tales relaciones puede ser determinante al evaluar distintas vías de transición, mejorar la capacidad de decisión-making y para la evaluación del comportamiento de los indicadores de sostenibilidad. Por ese motivo, es importante realizar un análisis profundo de la relación entre los efectos de los distintos extra-costes de sostenibilidad y su interacción.

Como primer paso de este estudio, se recurrirán a métodos matemáticos que permitan analizar y comparar con precisión los efectos de aplicar cada indicador. Con tal fin, en [Bechir, 2024b] se ha utilizado el coeficiente de correlación lineal de Pearson sobre las principales variables de estudio, comparando así los resultados de cada par de indicadores (en

términos de producción energética, costes y emisiones). De este modo, se confirmó la correlación positiva entre los resultados obtenidos al aplicar la optimización en EPBT e IMPcc y la anticorrelación de aplicar el ITR frente a los dos. Al mismo tiempo, también se pudo notar que la correlación entre EPBT e IMPcc, aun positiva, desciende al evaluar globalmente los resultados. Esto puede explicarse debido a que, pese a que la aplicación de ambos indicadores aumenta la producción renovable, las tecnologías escogidas al considerar únicamente la sostenibilidad energética continúan siendo más emisivas en términos de ciclo de vida que cuando se optimiza la sostenibilidad medioambiental. Precisamente a causa de las emisiones, los efectos de la aplicación del ITR o IMPcc encuentran la mayor oposición.

La misma metodología puede ser utilizada para estudiar la correlación entre los efectos de los indicadores de sostenibilidad aplicados individualmente frente a las aplicaciones en conjunto, obteniendo así información acerca de las dominancia de las distintas dimensiones de la sostenibilidad sobre los demás. La Tabla 4.5 muestra los resultados del cálculo para los datos analizados en la sección 4.2. De este modo, es posible observar la mayor influencia del ITR cuando es aplicado junto a EPBT o IMPcc por separado. Por el contrario, cuando todos los indicadores son aplicados simultáneamente, el IMPcc parece exhibir la mayor dominancia, probablemente gracias a la correlación positiva con el EPBT.

Tabla 4.5 - Correlación de las optimizaciones con indicadores individuales frente a las optimizaciones con varios indicadores.
Tabla de elaboración propia

	EPBT	ITR	IMPcc
EPBT_ITR	-0.28	0.71	--
ITR_IMPcc	--	0.67	-0.58
EPBT_IMPcc	0.60	--	0.98
SusIndex	0.07	-0.31	0.27

Los análisis anteriores permiten cuantificar la predominancia de los efectos de unos indicadores frente a los demás y muestran, una vez más, la diversidad de configuraciones del sistema (pues la correlación se atenúa al aumentar el número de variables analizadas). Sin embargo, tales resultados son, a priori, dependientes del conjunto de inputs del sistema, tanto tecnológicos como de las ponderaciones asignadas a las dimensiones de la sostenibilidad. Por ese motivo, para una mejor comprensión del comportamiento y los balances entre los distintos indicadores, es necesario estudiar de manera directa los extra-costes de sostenibilidad. Dado que cada extra-coste es el término de optimización asociado a cada dimensión de la sostenibilidad y representa su impacto económico en el sistema, son una medida del nivel de sostenibilidad de cada solución, permitiendo una evaluación clara de su evolución y las interacciones entre ellos.

En los siguientes apartados se evaluará, en primer lugar, el comportamiento de los extra-costes frente la optimización estándar, comprobando la efectividad de su optimización, la intensidad con la que cada uno de ellos puede transformar el sistema y sus consecuencias frente a los demás términos de sostenibilidad. En segundo lugar, se realizará un estudio de la dependencia de los resultados de la optimización con el peso asignado a cada término, evaluando así las distintas reconfiguraciones de la matriz y determinando las ponderaciones más adecuadas.

Para estudiar la importancia de cada término de sostenibilidad y el alcance de sus efectos sobre la función objetivo estándar y las demás dimensiones de la sostenibilidad, debe evaluarse: el tamaño de cada extra-coste, la medida en la que es optimizado, el efecto que su optimización tiene en los demás términos y la modificación producida en la función objetivo estándar (los costes económicos o costes estándar). Para una mayor precisión, en este estudio no se utilizarán costes brutos, sino descontados, dado que son los que forman realmente parte de la optimización. De los costes económicos se extraerá, además, el valor de rescate (representativo de las inversiones tecnológicas que todavía no han agotado su tiempo de vida), tal y como realiza OSeMOSYS en su optimización (ver Capítulo 3).

En este sentido, el primer paso del estudio se realizó en la Figura 4.1 para la optimización estándar, donde se pudo observar que los extra-costes de sostenibilidad económica eran los más elevados (al igual que los costes de inversión, al tratarse Atlantis de un sistema en desarrollo), pero que los de la medioambiental eran los que tenían una mayor relevancia dentro de su propia categoría (que además era nueva comparada con los costes estándar).

Cuando se realizan las distintas optimizaciones, es posible estudiar el cambio en cada uno de los extra-costes de sostenibilidad y los económicos frente al caso estándar, representados en la Figura 4.6. En ese sentido, es posible observar en todos los casos un aumento de los costes económicos (descontados). Tal resultado no es sorprendente por ser estos la función de optimización estándar. OP_EPBT continúa produciendo el menor cambio en el coste económico. Esto puede deberse a que, al trabajar con un sistema en desarrollo (Atlantis), los costes de inversión predominan sobre aquellos asociados a la producción energética (de hecho, el extra-coste de EPBT es el que tiene el menor cambio en todos los casos). El mayor incremento en los costes estándar ocurre, por el contrario, al optimizar el IMPcc, lo cual puede deberse a la introducción de costes asociados a las emisiones, previamente no consideradas.

En lo que respecta a los extra-costes de sostenibilidad, como cabía esperar, OP_ITR y OP_IMPcc son los más eficaces en la reducción de su propio extra-coste asociado. Sin embargo, tal situación no ocurre para OP_EPBT, donde OP_IMPcc produce la mayor reducción en el impacto de la sostenibilidad energética. Esto puede asociarse al mayor efecto que el extra-coste medioambiental induce en el sistema. Con todo, el OP_EPBT sí obtiene el mejor compromiso entre sostenibilidad energética y coste económico, mostrando la importancia de la interacción con los demás costes del sistema. En general, se mantiene la correlación positiva entre los efectos de OP_EPBT y OP_IMPcc y sus extra-costes, así como la anticorrelación de ambos con OP_ITR. En lo que respecta a OP_SusIndex, destaca como el único caso que reduce el impacto asociado a todos los tipos de sostenibilidad. OP_SusIndex encuentra, además, el segundo mejor resultado en la sostenibilidad económica y medioambiental, con un aumento de los costes económicos inferior al de OP_IMPcc.

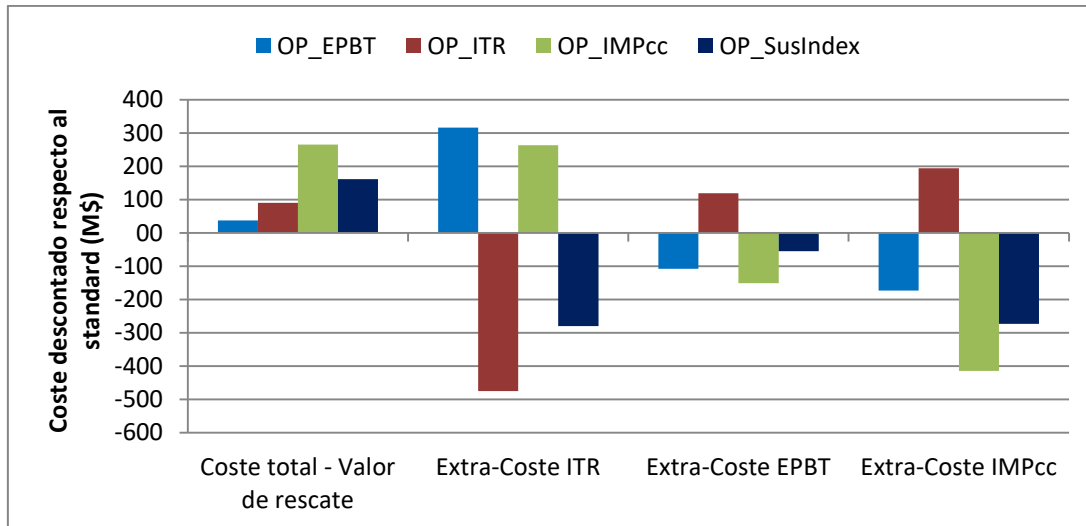


Figura 4.6 - Costes económicos estándar y extra-costes de sostenibilidad de cada dimensión (ambos descontados) para las distintas optimizaciones en comparación con la estándar.

Los distintos términos de la función objetivo (costes estándar y extra-costes) son representados como diferencia para las distintas optimizaciones frente a su valor en la OP_STD, cada una en distinto color. Puede apreciarse que cada optimización produce reducciones en su extra-coste de sostenibilidad asociado, mientras que OP_SusIndex es el único caso que produce reducciones en los tres casos, obteniendo un valor en el caso de la función estándar. El mayor cambio en la función estándar se corresponde con OP_IMPcc.

Figura de elaboración propia.

4.3.1.1 Correlación de los extra-costes de sostenibilidad de cada tecnología y sus costes estándar

Como se ha podido apreciar, el efecto de introducir extra-costes de sostenibilidad no reside únicamente en el tamaño del extra-coste asociado, sino también en su diferencia respecto a los costes estándar previamente considerados. Esto es lo que ocurre en el caso de OP_IMPcc, donde sus cambios en el coste económico son cerca de tres veces mayores a los que se encuentran en OP_ITR, incluso cuando el impacto económico asociado a la sostenibilidad medioambiental es menor (ver Figura 4.6).

Para comprobar esto, una alternativa es calcular la correlación de los extra-costes introducidos frente a los costes estándar en el conjunto de tecnologías de la matriz. De este modo, una alta correlación significará que los extra-costes siguen el mismo patrón que los costes estándar y, por lo tanto, su efecto sería el mismo que el de multiplicar toda la función objetivo por una constante, lo que no tendría efectos en la optimización. Por el contrario, una menor correlación de los extra costes con los costes previos indicará que están produciendo mayores cambios en los balances de costes de las tecnologías, que será más o menos significativo dependiendo del tamaño de los extra-costes introducidos. En otras palabras, una baja correlación entre los extra-costes de sostenibilidad y los costes económicos, significará que el sistema tiene un amplio potencial para mejorar en la dimensión de sostenibilidad analizada, aunque potencialmente con aumentos notables de coste.

Para realizar el cálculo de correlación entre los costes estándar y los extra-costes de sostenibilidad, se procurará valorar los primeros del modo más global posible. Para ello, se hará un cálculo simplificado del coste nivelado de cada tecnología, teniendo para ello en cuenta la siguiente transformación en los costes de inversión y fijos para transformarlos en coste energético, siguiendo la Eq. (11).

$$Cost_{LCOE} = ProdCost + \frac{InvestCost + FixCost * OpLife}{OpLife * AnnualProd} \quad (11)$$

Donde:

$Cost_{LCOE}$ [M\$/PJ] es el levelized cost (costes globales por unidad de energía) extraído obtenido de la ecuación simplificada.

$ProdCost$ [M\$/PJ] es el coste de producción.

$InvestCost$ [M\$/GW] es el coste de inversión.

$OpLife$ [years] es el tiempo de vida.

$AnnualProd$ [PJ] es la producción anual por GW instalado. Que a su vez puede ser obtenida como $UsoMedio \times 31.5$ PJ. El $UsoMedio$ se corresponde al porcentaje de la capacidad que se ha encontrado en estado de producción anualmente de media.

La transformación se ha aplicado tanto a los costes estándar como a los extra-costes (los cuales fueron tratados como coste de inversión para el caso de los del ITR y como costes de producción para el debido al EPBT e IMPcc). Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6 - Coste nivelado global para el coste estándar y cada uno de los extra-costes de sostenibilidad asociado a cada tecnología.

Tabla de elaboración propia

	UsoMedio (%)	Coste _{LCOE} (M\$/PJ)			
		Coste estándar	Extra-coste EPBT	Extra-coste ITR	Extra-coste IMPcc
HYDRO_DAM	45	13.74	0.29	8.10	0.02
HYDRO_MIN	47	11.96	0.10	6.14	0.02
PV_UTL	23	12.26	0.069	10.87	0.08
WIND	25	12.06	1.10	9.36	0.0043
DIESEL_GEN	8.7	78.22	15.42	9.83	17.18
HFSC	60	36.35	25.40	3.47	24.60
IGCC	77	23.44	5.62	4.32	24.05
NGCC	15	38.69	5.30	6.52	8.57
NGSC	5.4	100.47	6.94	45.25	8.57
NUCLEAR	63	13.55	3.79	3.02	0.0051

De la tabla puede determinarse que la correlación de los extra-costes de los indicadores con los costes estándar es del 46% para el caso de los debidos al EPBT, el 75% para los debidos al ITR y el 41% para los debidos al IMPcc. Esto confirma las expectativas previamente descritas, en las que los extra-costes debidos al IMPcc, al tratarse de una nueva categoría, exhiben la menor correlación con los previamente existentes, lo que justificaría que produzca mayores cambios. Así pues, al ser el IMPcc un indicador con extra-coste elevado y el menos correlacionado con los costes estándar, tenderá a causar grandes reconfiguraciones. Por el contrario, la mayor correlación se encuentra con los costes de ITR, coincidiendo con sus menores cambios en la función objetivo pese a sus grandes efectos en términos de sostenibilidad económica. Al encontrarse el ITR fuertemente alineado con los costes estándar (y además su extra-coste también tiene un valor elevado), su peso junto al de estos será muy elevado, dificultando cualquier variación por parte de los otros indicadores excepto cuando estos se consideran simultáneamente, explicando su dominancia al ser aplicado dos a dos observada en la Tabla 4.5. Adicionalmente, existe una alta correlación entre los extra-costes

de EPBT e IMPcc, alcanzando el 80%, debido a la conveniencia de los renovables en ambos términos de sostenibilidad. No obstante, la correlación no es absoluta, mostrando que existen renovables o fósiles cuyo impacto ambiental y energético no sigue exactamente el mismo patrón.

4.3.2 Estudio del peso asignado a los indicadores

Tras haber comprobado los efectos del modelo y entendido el funcionamiento que los extra-costes tienen sobre la optimización, es importante resolver la pregunta de cómo afectan los pesos asignados a cada uno de los indicadores. Para resolverla, en este apartado se realizará un estudio asignando varios pesos a cada uno de los indicadores para probar sus efectos. Dado que los pesos determinan la importancia que se le da a la optimización de cada dimensión de sostenibilidad, este análisis también permitirá conocer los límites en la reducción de sus impactos asociados y los valores de las ponderaciones necesarias para que produzcan una transformación en la matriz.

Concretamente, la Figura 4.7 muestra la evolución de los extra-costes según se incrementa el peso que se les ha asignado, tanto en el caso de la optimización estándar como cuando se optimiza el indicador asociado. Es evidente, en primer lugar, el crecimiento lineal del extra coste según aumenta el peso en la optimización estándar, lo cual coincide con el hecho de un resultado constante multiplicado por la ponderación (pues los extra-costes no son considerados). Sin embargo, en el momento que se produce cada una de las optimizaciones, es posible ver que el extra-coste asociado toma un valor menor en comparación. Es interesante comprobar que no todos los extra-costes se reducen en la misma cantidad, siendo el asociado al EPBT el que se mantiene más cercano a su valor estándar (especialmente a valores bajos de ponderación). En coincidencia con lo analizado en el apartado anterior (Figura 4.6), la reducción más notable es la del ITR seguida de la del IMPcc. Finalmente, puede comprobarse que la diferencia con el extra-coste sin optimizar crece según el peso del indicador es mayor. No obstante, si el extra-coste optimizado y sin optimizar crecen de manera proporcional, entonces ambos casos están siguiendo la tendencia marcada por el aumento de la ponderación. En otras palabras, la optimización no está llevando a transformaciones en el sistema que permitan evitar parte del extra-coste. Este fenómeno puede estudiarse dividiendo el extra-coste optimizado entre el extra-coste sin optimizar, mostrando los resultados en la Figura 4.8.

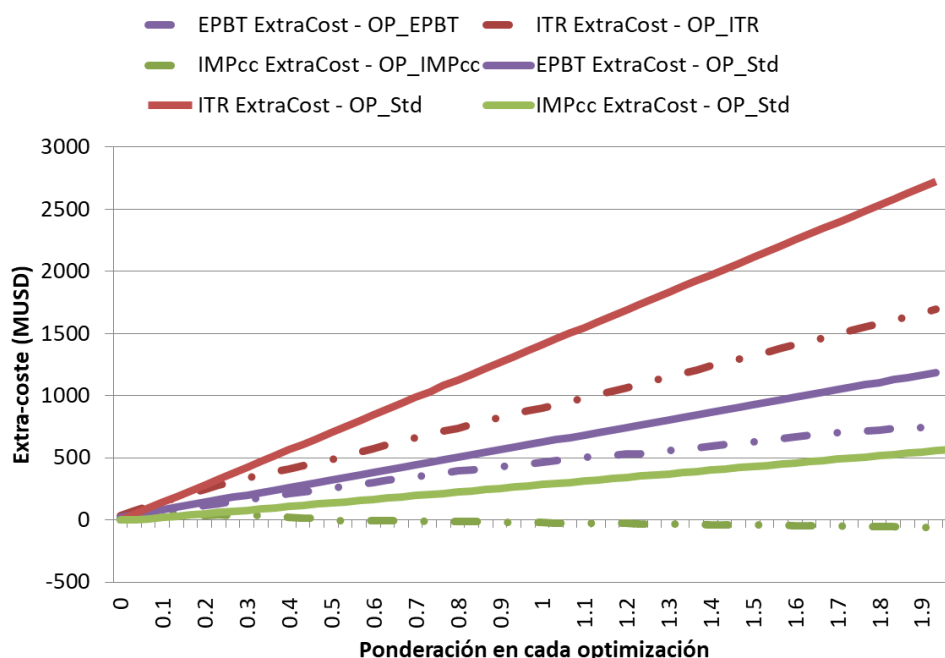


Figura 4.7 - Extra-costes para distintas ponderaciones en cada una de las optimizaciones asociadas.

Se muestra en cada color el valor de los distintos extra-costes de sostenibilidad, con línea continua para la optimización standard y en discontinua para cada una de las optimizaciones asociadas, obtenido para distintas ponderaciones del término de sostenibilidad. Se aprecia un aumento de la reducción del extra-coste según aumenta la ponderación. El extra-coste de sostenibilidad energética experimenta las menores reducciones.

Figura de elaboración propia.

De este modo, en la Figura 4.8 es posible comprobar que, efectivamente, existen zonas en las que el extra-coste evoluciona de manera casi constante respecto a la ponderación. Esto significa que, en realidad, son zonas en las que no está mejorando la optimización ni existiendo evolución en las variables internas de la matriz. En el caso del ITR aparece un cambio abrupto cuando el peso en su optimización pasa de 0 a 0.033 y tiene una segunda etapa de optimización más lenta hasta el 0.5, momento a partir del que se mantiene una evolución constante, pero muy ralentizada. En el caso de IMPcc, su optimización es rápida hasta la ponderación de 0.5 y en el caso del EPBT mantiene un ritmo casi constante (aunque más moderado que los anteriores) durante la práctica totalidad del rango evaluado.

Es, de hecho, posible identificar varias áreas o regiones en cada optimización. Las zonas de evolución rápida se corresponden con fuertes reconfiguraciones de la matriz o la elección de tecnologías más sostenibles que habían sido descartadas por costes ligeramente superiores. Las zonas de evolución lenta se corresponderán con transformaciones del sistema en las que el extra-coste y los costes estándar se encuentran equilibrados, probablemente modificando el balance entre dos o varias tecnologías de características cercanas. Finalmente, las zonas constantes indican regiones en las que no es posible realizar cambios adicionales optimizando la sostenibilidad (o bien estos requerirían costes mucho mayores). Todo esto permite entender qué pesos son suficientes para optimizar cada aspecto y dónde están los límites de desarrollo sostenible del sistema en cada una de las dimensiones, según los parámetros, variables y tecnologías valoradas.

Es posible comprobar que, si bien el extra-coste que con mayores reducciones es el asociado al ITR (ver Figura 4.7), el asociado al IMPcc es el que más decrece respecto a su valor inicial (ver Figura 4.8). Adicionalmente, la reducción del extra-coste de EPBT es el que mantiene mayores reducciones a altas ponderaciones, mostrando potencial de mejora por

encima del rango evaluado. Sin embargo, como se apreció anteriormente, esto también significa que el extra-coste de EPBT tiene una menor capacidad para imponerse sobre los costes estándar (al menos, en este ejemplo de matriz).

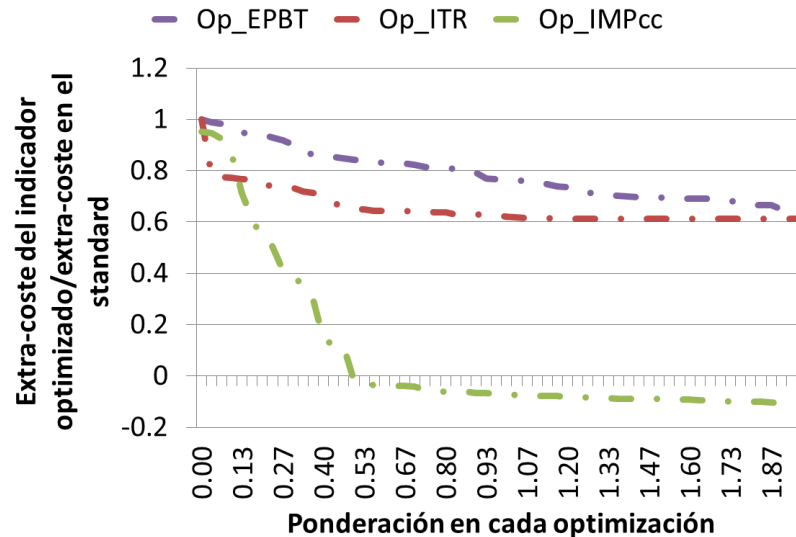


Figura 4.8 - Extra-costes optimizados/sin optimizar para distintos valores de las ponderaciones en cada una de las optimizaciones asociadas.

Se muestra el cociente del valor del extra-coste de sostenibilidad asociado a cada dimensión cuando es optimizado frente a cuando no, para distintas ponderaciones de la optimización. La métrica es representativa de cambios en la configuración del sistema a raíz de su inclusión en la función objetivo, produciendo mejoras en la dimensión de sostenibilidad asociada. De este modo, son apreciables cambios en la pendiente de mejora dependiendo de la ponderación y zonas de convergencia, potencialmente representativas de las opciones más sostenibles del sistema en esa dimensión.

Figura de elaboración propia.

Finalmente, se estudiará la evolución de los extra-costes de sostenibilidad frente a su valor estándar visualizados por pares (EPBT-ITR, ITR-IMPcc y EPBT-IMPcc) para distintitos ponderaciones en la optimización de cada uno de ellos. Así pues, las Figuras Figura 4.9, Figura 4.10 y Figura 4.11 permiten visualizar el efecto de la optimización de un indicador en todas las dimensiones de sostenibilidad, permitiendo identificar correlaciones y posibles intervalos de mayor conveniencia en la ponderación de cada uno.

En la Figura 4.9 se muestra la evolución del extra-coste de sostenibilidad energética (EPBT) frente al extra-coste económico (ITR). Se observa la clara anti-correlación entre ambos indicadores para todas las ponderaciones evaluadas. Sin embargo, un análisis profundo revela que existen regiones donde es posible mejorar un aspecto de la sostenibilidad sin grandes repercusiones en el otro. Así pues, la optimización del EPBT permite identificar tres regiones clave: en dos de ellas se aprecia una reducción del extra-coste energético sin impacto significativo en el económico, mientras que en la región intermedia se observa un incremento del 20% en el segundo. La mayor parte de esa transformación se da en dos saltos abruptos que separan cada zona, de entorno al 5% y 10% cada uno. En el caso de optimizar el ITR, se observa una reducción abrupta de su extra coste hasta el 80%, que progresa sostenidamente hasta un valor del 60% (WITR = 0.45) con un 10% del extra-coste de sostenibilidad energética. A partir de ese momento, se observan incrementos notables en el extra-coste asociado al EPBT sin beneficios notables.

Por lo tanto, se concluye que existen límites y tangeros de ponderación específicos que permiten mejorar el impacto de una de las dimensiones de sostenibilidad sin comprometer la

otra. Toman interés en este sentido las regiones anteriores a los puntos de inflexión en el caso de EPBT y las ponderaciones bajas para ITR.

Extra-coste del indicador optimizado/Extra-coste en el standard (EPBT-ITR)

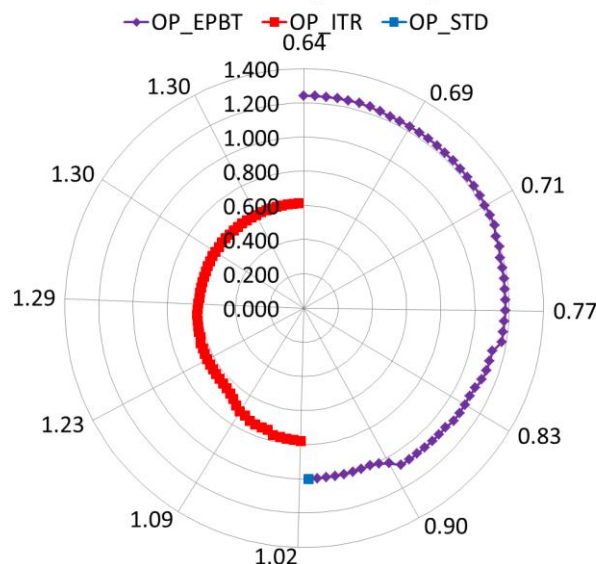


Figura 4.9 - Valor de los extra-costes optimizados respecto al estándar para distintas ponderaciones en la optimización.

Se muestra el cociente del valor del extra-coste de asociado a la sostenibilidad energética (angularmente) y económica (radialmente) cuando es optimizado frente a cuando no, para distintas ponderaciones de la optimización. La línea morada representa las optimizaciones en OP_EPBT, para ponderaciones crecientes desde cero (coincidiendo con la optimización estándar, en azul) hasta dos. Análogamente, la línea roja representa los valores para distintas ponderaciones de OP_ITR.

Figura de elaboración propia.

La Figura 4.10 evalúa el comportamiento del extra-coste de IMPcc (medioambiental) e ITR (económico), mostrando una dinámica similar a la anterior. Es destacable que la sostenibilidad económica puede mejorar un 30% sin aumentar significativamente el extra-coste medioambiental. No obstante, intentar incrementar la reducción el impacto del ITR tiene un gran impacto en el extra-coste medioambiental. De hecho, una vez más, el extra-coste del ITR encuentra un máximo de reducción de un 64%. La optimización del IMPcc permite alcanzar una reducción hasta del 0% con únicamente un 10% de crecimiento del extra-coste asociado al ITR. El valor puede reducirse hasta el -20% a cambio de un 10% adicional en el del ITR. Es particularmente notable la reducción bruta desde el 40% al 0%.

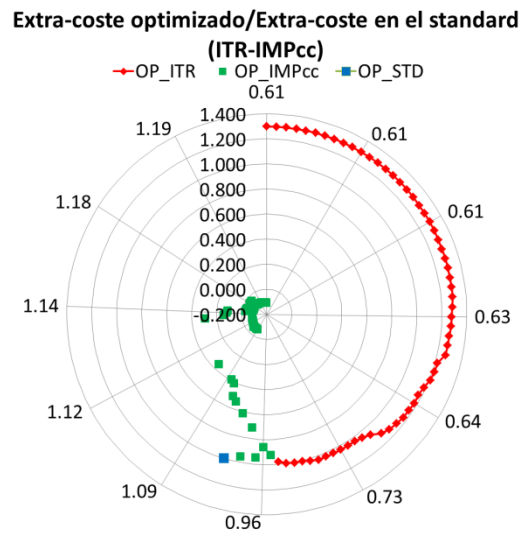


Figura 4.10 - Valor de los extra-costes optimizados respecto al estándar para distintas ponderaciones en la optimización.

Se muestra el cociente del valor del extra-coste de asociado a la sostenibilidad económica (angularmente) y medioambiental (radialmente) cuando es optimizado frente a cuando no, para distintas ponderaciones de la optimización. La línea roja representa las optimizaciones en OP_ITR, para ponderaciones crecientes desde cero (coincidiendo con la optimización estándar, en azul) hasta dos. Análogamente, la línea verde representa los valores para distintas ponderaciones de OP_IMPcc.

Figura de elaboración propia.

Finalmente, la Figura 4.11 muestra la interacción entre los indicadores EPBT e IMPcc para distintas ponderaciones de cada optimización. Al contrario que en los casos anteriores, la correlación positiva de ambos indicadores lleva a la mejora mutua de ambos en la mayoría de las regiones. De hecho, la optimización de la sostenibilidad medioambiental parece conseguir mayores pares de resultados en ambas variables, aunque potencialmente con un mayor impacto económico asociado. Con todo, el análisis revela que, aunque ambos indicadores están interrelacionados, existen oportunidades. Al igual que en los análisis anteriores, se identifican regiones de interés donde es posible realizar una transformación abrupta del sistema con reducciones repentinas de los extra-costes. Tales puntos pueden identificarse como óptimos para la ponderación.

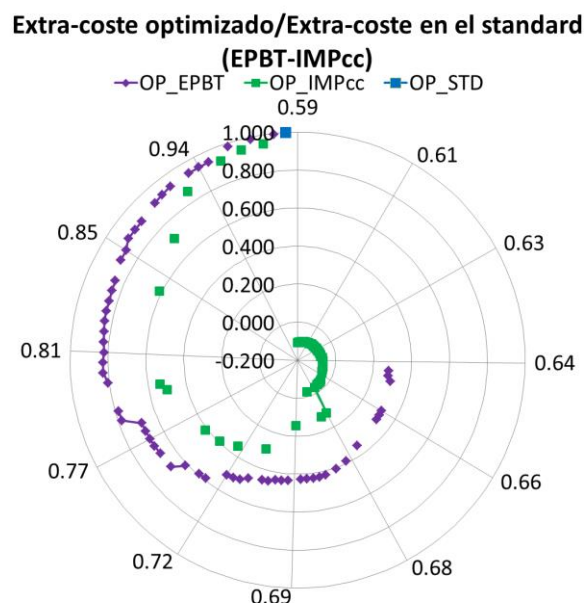


Figura 4.11 - Valor de los extra-costes optimizados respecto al estándar para distintas ponderaciones en la optimización.

Se muestra el cociente del valor del extra-coste de asociado a la sostenibilidad energética (angularmente) y medioambiental (radialmente) cuando es optimizado frente a cuando no, para distintas ponderaciones de la optimización. La línea morada representa las optimizaciones en OP_EPBT, para ponderaciones crecientes desde cero (coincidiendo con la optimización estándar, en azul) hasta dos. Análogamente, la línea roja representa los valores para distintas ponderaciones de OP_IMPcc.

Figura de elaboración propia.

En resumen, el estudio muestra la importancia de una ponderación adecuada en la optimización de las diferentes dimensiones de la sostenibilidad. De los resultados se concluye que, mediante un análisis cuidadoso, es posible mejorar significativamente un aspecto de la sostenibilidad sin comprometer gravemente otros. Esto enfatiza la importancia de considerar múltiples dimensiones en la toma de decisiones de sostenibilidad.

En vista de tales inflexiones, la última pregunta es el efecto que tiene el uso de los indicadores de manera conjunta en la optimización. Estudiando el caso del Sustainability Index con todas las ponderaciones a uno, es posible comprobar que los valores de cada extra-coste se reducen a un 88% (EPBT), 69% (ITR) y 9.3% (IMPcc) respecto al valor estándar. Observando las figuras anteriores, es interesante comprobar la interacción de ITR e IMPcc, dado que el valor de IMPcc de 9.3% se encuentra en la zona de la última mejora abrupta en su optimización, mientras que el 69% del ITR es semejante al que podía obtenerse en su optimización antes del aumento rápido de IMPcc. Con ello es posible concluir que no solo se han encontrado nuevas configuraciones del sistema, que permitían mejorar extra-costes que en un inicio tenían comportamientos opuestos, sino que además el nivel de mejora es cercano al de los puntos de inflexión observados, potenciando al máximo la reducción de los extra-costes o evitando su crecimiento. En lo que respecta al extra-coste de EPBT, su mejora es notablemente inferior a la que podían encontrarse en otros resultados (algunos de ellos con mejoras semejantes de IMPcc), evitando, a cambio, configuraciones con fuerte impacto en términos de ITR. La priorización del ITR e IMPcc sobre el EPBT tiene sentido debido a su mayor dominancia, observada en los análisis de correlación y en el apartado 5.3.1., derivada del hecho de trabajar con un sistema en desarrollo y proceso de descarbonización como Atlantis.

Esta última evaluación demuestra que los resultados del SusIndex son robustos, dado que, mientras que se han obtenido resultados muy variables al optimizar los extra-costes por separado, la optimización simultánea fue exitosa encontrando los puntos de inflexión. Esto significa que ha identificado las combinaciones de tecnologías en la matriz que ofrecían mejoras razonables en una de las dimensiones de la sostenibilidad sin tomar elecciones que perjudicaran excesivamente a otra. El SusIndex ha optimizado exitosamente, por lo tanto, las compensaciones y sinergias en la matriz.

4.4 CONCLUSIONES

En este Capítulo se ha desarrollado un método para la inclusión de criterios de sostenibilidad en la optimización del proceso de transición energética. Para ello, se han estudiado y seleccionado los indicadores que se consideraron más adecuados para evaluar cada una de sus dimensiones de la sostenibilidad: el tiempo de retorno energético (EPBT) para la sostenibilidad energética, el tiempo de retorno económico (ITR) para la sostenibilidad económica y el potencial de mitigación del impacto en términos de cambio climático (IMPcc) para la medioambiental. Para su integración en el modelo OSeMOSYS, su impacto económico fue estudiado para introducirlos en la función objetivo como extra-costes, recurriendo al método de la suma ponderada y monetización.

Los resultados del modelo aplicados sobre el marco Atlantis han mostrado diferencias en las vías de transición de la matriz cuando cada dimensión de la sostenibilidad es considerada en su optimización. Así pues, la optimización del IMPcc se ha identificado como la más efectiva para guiar un proceso de descarbonización, aunque con un elevado coste de inversión, mientras que optimizar el EPBT encuentra un mejor compromiso entre costes económicos y reducción de emisiones. Por su parte, la optimización considerando el ITR aplica un criterio de corto plazo en el que las inversiones son recuperadas rápidamente, pero los costes totales, de operación y mantenimiento adquieren la configuración más costosa. Recurre para ello a una elevada integración de las tecnologías fósiles, de bajo coste de inversión, pero costosas en términos de producción y muy emisivas.

Cuando varias dimensiones de sostenibilidad son consideradas, es posible observar correlaciones positivas (EPBT e IMPcc) u oposición (EPBT e ITR o IMPcc e ITR) entre sus efectos, encontrándose estos incrementados o compensados. Con todo, también es posible encontrar nuevas configuraciones. Particularmente, la implementación de los tres criterios de sostenibilidad (sostenibilidad global), permite encontrar soluciones que reducen simultáneamente el coste de inversión y las emisiones, mejorando la sostenibilidad económica y medioambiental con escasos incrementos en el coste global.

El análisis del modelo ha permitido evidenciar la gran cantidad de configuraciones disponibles en la matriz, siendo posible realizar mejoras en unas dimensiones de sostenibilidad con escasos efectos en las restantes. Además, también se ha comprobado la robustez y eficacia de los resultados, mostrando que cuando los indicadores son utilizados conjuntamente, las sinergias y compensaciones de las distintas dimensiones de sostenibilidad son explotadas automáticamente de manera óptima.

Se concluye, por tanto, que es posible encontrar un compromiso y mejoras en las tres dimensiones de la sostenibilidad sin grandes costes económicos adicionales. Además, el método propuesto se ha mostrado adecuado para encontrar tales opciones de manera óptima.

5 EFECTOS DE INCLUIR LA INTERMITENCIA EN EL RECURSO EÓLICO Y SOLAR EN LA HERRAMIENTA DE MODELADO OSEMOSYS

Como se vio en los capítulos anteriores, la matriz energética tiene un importante impacto medioambiental, especialmente en lo que respecta a sus emisiones de efecto invernadero. En consecuencia, la descarbonización es una estrategia clave de transición, indispensable tanto para la sostenibilidad de la matriz energética como del sistema CLEWs en general. Tales necesidades se encuentran recogidas en los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas (ODS), que marcan entre sus objetivos alcanzar la neutralidad climática en 2050 [United Nations, 2015]. Todo ello requiere de un proceso de transición en la matriz energética, para el que las fuentes renovables y la eficiencia energética son agentes protagonistas en la descarbonización.

Con todo, la transición hacia una mayor integración de las renovables afronta distintas dificultades, dado que la disponibilidad de este tipo de recurso depende de la región y el tiempo, siendo su control limitado. Esto es especialmente cierto en el caso de las renovables intermitentes, como es la energía eólica y solar, cuyo recurso tiene fuertes variaciones a distintas escalas temporales (como se mencionó en el Capítulo 1). La intermitencia añade, además, límites en la capacidad de predicción meteorológica, que dificulta incluso más las capacidades de gestión del recurso. Las características anteriores complican la estabilidad y fiabilidad del suministro eléctrico, resultando en períodos de recurso notablemente superior o inferior al promedio [Holtinen et al., 2012; Holtinen et al., 2016]. Para enfrentar tal complejidad, el uso de herramientas de modelado se convierte en un recurso fundamental. Un caso particular son las herramientas de transición a largo plazo, que deben considerar la gestión de la variabilidad del recurso cuando optimizan la evolución de la matriz energética. Sin embargo, debido a la elevada escala temporal de estos modelos, representar las variaciones de corto plazo (días, horas, minutos o segundos) presenta un reto [Holtinen et al., 2018]. Entre los modelos de transición energética a largo plazo se encuentra OSeMOSYS.

Como se hizo notar en el Capítulo 3, OSeMOSYS recurre al uso de promedios para definir un conjunto de distintas situaciones temporales [Howells et al., 2011]. Esta técnica permite considerar de manera adecuada tendencias anuales y variaciones estacionales, mensuales y horarias (tipo día-noche). Sin embargo, tal descripción no es efectiva cuando existen variaciones inter-diarias o fluctuaciones de corto rango temporal, caracterizadas precisamente por su carácter aleatorio. Esta situación limita la capacidad de representar tecnologías específicas, particularmente las de recurso renovable.

En lo que respecta a los efectos de las fluctuaciones de corta duración, estas fueron consideradas indirectamente por [Welsch et al., 2015] al incorporar la necesidad de reserva primaria y secundaria en el modelado. Estos mecanismos de balance son, precisamente, encargados de gestionar ese tipo de fluctuación. Sin embargo, no existen trabajos ni metodologías previas encargándose de la variación inter-diaria en esta herramienta. Dada su relevancia en términos de adecuación de capacidad, tanto a nivel de producción como almacenamiento, su gestión es necesaria [Novo et al., 2022].

Considerar la intermitencia de las energías renovables requiere un análisis temporal más detallado. Adicionalmente, el correcto modelaje de las tecnologías de almacenamiento toma una relevancia fundamental, siendo estas agentes protagonistas en la gestión de la variabilidad

en el recurso. Este método es seguido por [Novo et al., 2022], donde la estructura temporal de OSeMOSYS fue reformulada para considerar variaciones anuales genéricas en gran número. En el caso de herramientas como OSeMOSYS, es importante valorar también la integración o el uso de herramientas auxiliares que permitan introducir factores estocásticos.

En este Capítulo, se propondrá un método para la integración de la intermitencia inter-diaria y el estudio de sus efectos de manera directa. Para ello, se estudiará y caracterizarán las fluctuaciones del recurso eólico y solar en la escala temporal diaria, categorizando los días según su nivel de recurso. Esta clasificación permitirá establecer un nuevo rango de variación integrada en el entorno OSeMOSYS, respetando su sistema de jerarquías temporales. De este modo, es posible realizar un estudio específico de cada escala temporal de variación y su relevancia en el proceso de transición. Además, se desarrollará y recurrirá a una herramienta complementaria para evaluar la gestión de la matriz energética al margen de las aproximaciones realizadas en el modelo propuesto y OSeMOSYS. Esta herramienta será de naturaleza secuencial, permitiendo evaluar las complejas interacciones entre producción, recurso, demanda y almacenamiento cuando se considera una sucesión estocástica en el nivel de recurso. De este modo, se podrá estudiar la eficiencia y fiabilidad del sistema modelado mediante la optimización de OSeMOSYS, probando la efectividad del primer método.

Aunque los resultados numéricos del estudio son interesantes, el principal objetivo no es construir un sistema realista, sino probar la metodología propuesta y sus implicaciones. Se estudiarán, por lo tanto, las limitaciones del tratamiento estándar de OSeMOSYS y del modelo formulado, así como los efectos y relevancia de la intermitencia en las fuentes de producción (centrándose en la escala diaria). Por ese motivo, se recurrirá a un modelo sencillo 100% renovable, sin considerar efectos de menor escala a la que pretende ser evaluada. El principal logro y objetivo del estudio será el desarrollo de un módulo de intermitencia dentro de OSeMOSYS. Este módulo modelará la variabilidad de recurso a escala inter-diaria, estableciendo una serie de parámetros relevantes extraíbles de datos históricos o simulaciones climáticas.

5.1 METODOLOGÍA

El principal objetivo de este estudio es proponer un método que permita integrar la intermitencia del recurso energético en los modelos de transición a largo plazo. Tal necesidad deriva de que la mayoría de estas herramientas recurren a valores medios en la descripción del recurso energético, sin considerar su variación aleatoria. Aunque tal aproximación es adecuada para las tecnologías “on-demand”, que pueden controlar su producción para adaptarla a la necesidad, es insuficiente cuando las energías renovables intermitentes alcanzan altos niveles de penetración. Así mismo, las fluctuaciones inter-diarias son, de hecho, una parte fundamental del funcionamiento de muchos sistemas de almacenamiento, necesaria para su evaluación [AURORA, 2023]. Esa situación se aplica a OSeMOSYS, que considera la evolución anual, variación estacional y perfiles día-noche. Dado que la principal función de estos modelos es determinar las inversiones necesarias en tecnologías productoras o almacenamiento, considerar la variación en ese rango temporal es fundamental [Holtinen et al, 2018]. Así pues, en esta sección se estudiará la importancia de tales limitaciones y propondrá un método para contrarrestar tal vulnerabilidad.

Para solucionar tal situación, es necesario crear un módulo de modelaje que permita representar la intermitencia, su gestión y medir sus efectos. Con este objetivo, se recurrirán a distintas técnicas y enfoques que toman especial relevancia:

- **Impacto de la resolución temporal incrementada.** Este enfoque consiste en dividir el año en períodos más cortos (como horas, días o semanas),

permitiendo una representación más fina de su comportamiento. En este estudio, se realizará una evaluación a nivel estacional, diario y horario, describiendo el recurso a esas tres escalas. Para ello, se recurrirá a la variación temporal del Factor de Capacidad.

- **Gestión de la energía y almacenamiento.** Resulta fundamental una buena representación de las capacidades de gestión energética. Cuando se trata de variabilidad, es particularmente importante la posibilidad de almacenar la energía en los momentos de exceso para utilizarla en aquellos de escasez. Asegurar su utilización eficiente es esencial en el dimensionado del sistema y su modelado. En este estudio se modelará un sistema de bombeo inverso y se evaluará su funcionamiento al detalle.

- **Herramienta de simulación estocástica.** Se ha desarrollado un modelo estocástico simple para poder estudiar el comportamiento del sistema ante una secuencia de datos aleatorios realistas. Dado que no es posible integrar directamente dentro de OSeMOSYS la aleatoriedad, este modelo será utilizado externamente.

En lo que respecta al diseño del modelo, el primer paso es definir la variabilidad del recurso, particularmente a escala inter-diaria. Debido a la aleatoriedad, irregularidad y diferente comportamiento a distintas escalas temporales de las condiciones meteorológicas, tal descripción requiere un análisis detallado. Como técnica para la evaluación, se recurrirá a la definición de distintas categorías en los días y estaciones dependiendo del nivel de recurso. Por ese motivo, la propuesta consistirá en definir días típicos, incorporando así un nuevo nivel de variabilidad en la jerarquía temporal de OSeMOSYS. Esta representación permite considerar la variabilidad a escala diaria dentro de la estructura del modelo OSeMOSYS. El método obtiene, pues, un compromiso entre la consideración de la variabilidad, complejidad y tiempo computacional.

Tras representar los tipos de día, el siguiente paso es emular el comportamiento meteorológico del clima de estudio. Esto incluye la consideración de la sucesión entre los días de distinto recurso. Dado que OSeMOSYS no permite introducir una secuencia realista estocástica, se modelarán dos casos climáticos extremos. El orden escalonado, en el que el nivel de recurso desciende progresivamente (y entonces se repite la secuencia), y el orden alternado, donde el nivel de recurso crece y decrece alternadamente de manera sucesiva. A nivel de gestión de almacenamiento, tales situaciones pueden considerarse pesimistas y optimistas respectivamente. Esto se debe a que un ordenamiento alternado permitirá la carga y descarga del almacenamiento consecutivamente, pudiendo realizar un mejor aprovechamiento del sistema y reduciendo su dimensión.

Para evaluar los resultados se tomarán como variables características los costes totales del sistema y la producción por tecnología. Adicionalmente, se han añadido dos métricas: la energía no utilizada (energía desperdiciada) y la energía no suministrada (o, en porcentaje, la probabilidad de pérdida de carga). Ambas variables son clave en la medida de la eficiencia, sobredimensionamiento y seguridad del suministro energético, fundamentales en el análisis de sistemas con alta penetración de renovables [Milligan et al., 2011]. Dado que estas variables se encuentran fuertemente relacionadas con la aleatoriedad del recurso, su medida se realizará mediante el modelo secuencial, dado que permitirá poner a prueba los resultados de OSeMOSYS sobre condiciones estocásticas realistas.

Como base para tal caracterización se recurrirá a datos de Estados Unidos entre 2019 y 2022. Para la variación inter-diaria, se definirán días característicos dependiendo de su nivel

de recurso: alto, medio y bajo recurso para cada tecnología representada (solar y eólica). Dado que la variación del recurso solar y eólico es, a priori, independiente, da lugar a una división en nueve categorías considerando todas las posibles combinaciones.

Como objeto de estudio se ha elegido un sistema de energía renovable, compuesto de tecnologías productoras eólica y solar y un sistema de almacenamiento por bombeo inverso. De este modo, será posible centrar el estudio en las energías intermitentes, siendo las más representativas por sus características y relevancia la eólica y solar. Así mismo, los sistemas de almacenamiento de largo plazo, como el bombeo inverso, son uno de los recursos de mayor potencial e interés para la gestión de la intermitencia diaria. Es clave, por tanto, poner a prueba su correcto modelaje y participación. Las especificaciones son indicadas en la sección 5.1.5.

5.1.1 OSeMOSYS y la gestión de la variabilidad del recurso

Como se explica en el Apéndice B (apartado B.3), OSeMOSYS utiliza valores medios y aproximaciones lineales para describir el sistema el general y la variación de su recurso en particular. Mediante este método, OSeMOSYS representa variaciones anuales, estacionales y horarias como valor medio. Este tratamiento, si bien es efectivo en la gestión a primer orden del recurso a largo plazo, es insuficiente cuando se consideran fenómenos. Esto es particularmente cierto en la variación de corto escala temporal (horaria, minuto a minuto o inferior) o la inter-diaria, ambas de carácter aleatorio. Estas restricciones limitan la habilidad del modelo para evaluar adecuadamente las capacidades de generación y almacenamiento necesarias. En consecuencia, pudiendo subestimar la utilidad de estas tecnologías en la gestión de la intermitencia del recurso, especialmente en escenarios con alta penetración de renovables.

El análisis temporal de OSeMOSYS se organiza utilizando varios intervalos temporales, mediante los que se estructura la demanda y recurso energéticos (ver Apéndice B). Cada uno de estos intervalos es llamado TimeSlice y se caracteriza por su duración, la demanda y el nivel de su recurso. Los niveles fundamentales del ordenamiento y caracterización son:

- **Año.** Representan el horizonte temporal cubierto por el estudio, permitiendo la evaluación y evolución a largo plazo de la matriz energética. Permiten representar grandes tendencias climáticas en el nivel de recurso.
- **Estación.** Divide períodos estacionales (típicamente primavera, verano, otoño e invierno). Dentro de cada estación se supone que todos los meses y semanas tienen el mismo comportamiento y valor.
- **DayType.** Permite distinguir distintos tipos de día dentro de cada estación (típicamente días laborables y no laborables). Sin embargo, dentro de cada tipo de día, se considera que todos ellos tienen el mismo comportamiento. No se permite, por lo tanto, aplicar distintas configuraciones productivas ni se valoran posibles diferencias entre ellos en distintas semanas (que también se suponen idénticas entre sí).
- **DailyTypeBracket.** Divide cada día en segmentos horarios, como la mañana, tarde y noche. Sin embargo, dentro de la misma clasificación, se supone que todas las horas exhiben un comportamiento idéntico y constante.

Cada intervalo temporal (TimeSlice) tiene asignado un “Conversion slice” que le asigna su posición en cada una de las anteriores divisiones temporales, así como indica el orden en el que se suceden. Tal ordenamiento es fundamental en la gestión de los sistemas de almacenamiento. Tal y como se explicó en el Capítulo 3, en OSeMOSYS se supone que tal

secuencia de ordenamiento se repite de manera idéntica, tanto a nivel de recurso como de gestión del sistema. Por tanto, cada división temporal correspondiente a una misma estación, tipo de día y división horaria tendrá un mismo comportamiento. No se diferencian, por tanto, semanas, días u horas específicas.

En este trabajo, se recurrirá a la categorización en tipos de día para construir el módulo de modelaje de intermitencia diaria. Así pues, cada tipo de día se corresponderá con un distinto nivel de recurso. Adicionalmente, el parámetro `DaysInDayType` permitirá asignar el tiempo que se mantiene cada una de las condiciones, mientras que el `YearSplit` mantendrá su funcionamiento habitual representando su frecuencia anual. Finalmente, los “Conversion slices” establecerán el orden en el que se suceden las condiciones, lo cual puede considerarse una aproximación a orden cero del comportamiento meteorológico.

5.1.1.1 OSeMOSYS maximum charge and discharge rate equation addition

Como se vio en el Capítulo 1, cuando se valora el uso de un sistema de almacenamiento, es importante atender a sus costes, capacidad y velocidades de carga y descarga. Las dos últimas definen su valor de E/P (u horas de almacenamiento a máxima velocidad), que es una característica dependiendo del diseño y naturaleza del sistema, de la cual dependerán sus costes específicos.

Aunque OSeMOSYS dispone de parámetros para asignar un máximo de carga y descarga al almacenamiento, estos se encuentran introducidos directamente en términos de potencia neta (y no potencia por unidad de almacenamiento instalada o E/P) [Howells et al., 2011]. Este modelaje solo es válido si se conoce previamente la dimensión del sistema de almacenamiento a instalar o bien si la velocidad no es limitante. Esto último ocurre en los sistemas de almacenamiento de corta duración, como la batería de litio, dado que pueden cargarse y descargarse en una hora, valor más corto que el que normalmente dura un `TimeSlice`. Sin embargo, esto es problemático para los sistemas de almacenamiento de alta duración (como el bombeo inverso o baterías de gran escala), que típicamente tienen tiempos de descarga más largos, impidiendo su carga o descarga en un único `TimeSlice` [Mongird, 2019; Blakers et al., 2017]. Adicionalmente, la potencia máxima total a la que el sistema podrá almacenar (o descargar) energía en un momento dado no será conocida a priori, sino que dependerá de cuántos sistemas de bombeo se instalen. Así pues, considerar el enlace entre la capacidad de almacenamiento y la velocidad de descarga es importante para describir este tipo de sistemas.

Para corregir este comportamiento, se introducirá el parámetro E/P para representar la máxima velocidad de carga y descarga de un sistema de almacenamiento determinado (dependiendo de la capacidad instalada de este). De este modo, es posible limitar la cantidad de energía que puede ser introducida o extraída en el sistema de almacenamiento, permitiendo un modelaje más realista de sus límites operación. Tal limitación se establece en la Eq. (12), realizando una asociación entre el sistema de almacenamiento y su tecnología productora asociada en OSeMOSYS (que limita la velocidad de carga y descarga). Esta modelización permite, además, considerar los costos de mantenimiento del almacenamiento mediante la tecnología productora asociada, dado que estos no se encuentran explícitamente entre los parámetros de OSeMOSYS. En caso de que los tiempos de carga y descarga sean distintos, puede establecerse una ecuación similar para una segunda tecnología, diferenciando aquella asociada a la carga y la descarga.

$$NewStorageCapacity_{s,y} = StorageHours_{s,t} * NewCapacity_{t,y} \quad (12)$$

Donde:

Los subíndices s y t denotan la tecnología de almacenamiento evaluado y la tecnología (productora) asociada respectivamente. En un sistema de bombeo inverso, s representa el reservorio y t representa la bomba y la turbina.

$NewStorageCapacity_{s,y}$ [TWh]. Denota las adiciones anuales a la cantidad de energía que puede ser almacenada en el sistema.

$StorageHours_{s,t}$ [TWh/GW]. Representa el coeficiente de energía/potencia o el mínimo tiempo requerido por el sistema de almacenamiento para descargarse completamente cuando se encontraba al máximo de carga. Para estandarizar las unidades, está calculado como: horas que dura la descarga/ 10^3 .

$NewCapacity_{t,y}$ [GW]. Se refiere al incremento anual de la máxima potencia que puede ser suministrada por el sistema de almacenamiento.

La importancia de esta ecuación es fundamental debido a las limitaciones tecnológicas de la máxima velocidad de carga y descarga del almacenamiento, que vinculan la capacidad del sistema (en unidades de energía) con su máxima potencia (medida en unidades de potencia). Los efectos de la modificación y su importancia son probados con más detalle en el Apéndice E.

5.1.2 Analisis de recurso

El recurso eólico y solar está sometido a fuertes variaciones a distintas escalas temporales, incluyendo la anual, estacional y fluctuaciones meteorológicas. En este apartado, se realizará una evaluación de la disponibilidad de recurso y su variación. Para ello, se utilizarán como base los datos de la producción energética horaria en Estados Unidos entre 2019 y 2022 extraídos de la U.S. Energy Information Administration (EIA) junto con su capacidad instalada en cada mes [EIA_d; EIA_e]. Para facilitar el análisis y reducir la carga computacional, se hará coincidir el pico máximo de producción eólica con el mínimo de la solar, situación que puede ser observada en varias regiones, como Alemania [Tong et al., 2021]. Este desplazamiento de los perfiles (de tres meses) permite dividir el año en dos estaciones.

El nivel de recurso es medido utilizando el Factor de Capacidad (CF) variable. En un intervalo cada intervalo de tiempo d, el $CF_{d,t}$ para cada tecnología es definido como el cociente de la producción y la capacidad instalada durante ese intervalo, siguiendo la Eq. (13).

$$CF_{D,t,d} = \frac{Production_{t,d}}{Capacity_{t,d} \times Long_{t,d}} \quad (13)$$

Donde:

t representa cada una de las tecnologías (y recursos) analizados y d cada intervalo (o instante) temporal analizado en la secuencia.

$CF_{D,t,d}$ [TWh]. Factor de capacidad diario de la tecnología t en el intervalo d.

$Production_{t,d}$ [GWh]. Energía producida por la tecnología t en el intervalo d.

$Capacity_{t,d}$ [GW]: Potencia nominal de la capacidad de la tecnología t en el intervalo d.

$Long_{t,d}$ [h]: Duración del intervalo d en horas. En este trabajo, se considerarán 24 horas.

Como primer paso para examinar la variación en distintas escalas, la Figura 5.1 muestra el promedio estacional frente al recurso medio diario, en ambos casos como promedio de los cuatro años disponibles. Es posible observar, en primer lugar, los importantes cambios estacionales, pasando de un CF de 0.16 a 0.3 en el recurso solar para el invierno y verano respectivamente. Mientras tanto, el recurso eólico varía de 0.25 a 0.5. Así pues, dependiendo

del mes, el recurso puede duplicarse en ambos casos. Con todo, la variación estacional del recurso solar muestra una tendencia más clara, siguiendo un evidente comportamiento sinusoidal de frecuencia anual (asociado a las horas solares). Al mismo tiempo, es posible comprobar la notable intermitencia diaria dentro de cada mes (debida a la variabilidad meteorológica). En el caso del recurso solar, esta intermitencia puede ser tan alta (o mayor) a la diferencia entre distintos meses contiguos. Mientras tanto, en el caso del recurso eólico, la intermitencia diaria es dominante incluso frente a la estacional. Así pues, en la mayoría de meses es posible encontrar días con el nivel de recurso medio de cualquier mes diferente. La variación puede ser incluso mayor de no utilizar un promedio de varios años.

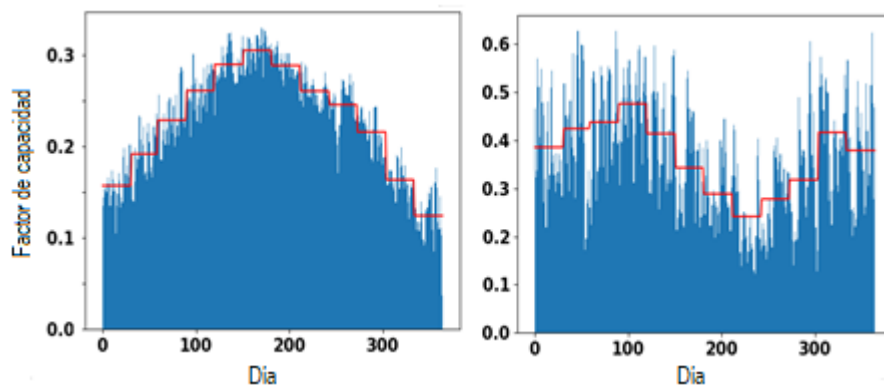


Figura 5.1 - Variación del recurso eólico y solar diario frente al promedio estacional en Estados Unidos a lo largo del año.

Se muestra el valor del factor de capacidad, calculado según (13), en promedio para cada día (azul) y cada mes (línea roja) a lo largo del año. A la izquierda, para el caso del recurso solar; a la derecha, para el recurso eólico. Los datos provienen de un promedio anual de cuatro años de Estados Unidos.

Figura de elaboración propia con datos extraídos de [EIAAd; EIAe] y adaptada de [Ferreira-Martínez & López-Agüera, 2024].

Siguiendo la línea anterior, la Figura 5.2 desciende un nivel en la escala temporal, mostrando el promedio diario frente al recurso horario para una semana. En este caso, es posible comprobar una vez más que la intermitencia diaria es mucho más alta en el recurso eólico, pudiendo duplicar su valor en los días de mayor recurso frente a aquellos en los que es menor. En el caso del recurso solar, la semana muestra un valor más estable entre los distintos días. Por el contrario, el recurso solar tiene una notable variación horaria, marcada por los ciclos día-noche, caracterizada por una ausencia total de recurso en las horas nocturnas. Esta característica implica que el CF medio de la solar es cerca de la mitad del encontrado en las horas diurnas. En el caso del recurso eólico, las primeras horas del día (noche) tienden a mostrar mayor recurso. Sin embargo, la tendencia es menos clara debido a la gran variación diaria, exhibiendo además un comportamiento más fluctuante y caótico a lo largo del día.

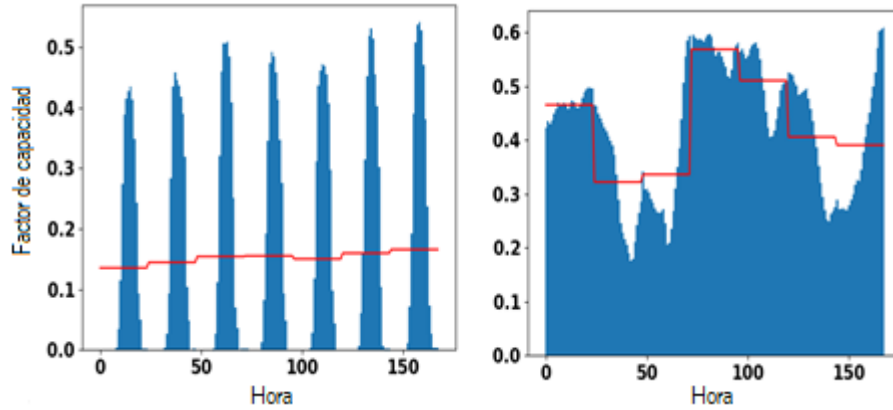


Figura 5.2 - Variación del recurso eólico y solar horario frente al promedio diario en Estados Unidos a lo largo de una semana.

Se muestra el valor del factor de capacidad, calculado según (13), para cada hora (azul) y en promedio para cada día (línea roja) a lo largo de una semana. A la izquierda, para el caso del recurso solar; a la derecha, para el recurso eólico. Los datos provienen de un promedio anual de cuatro años de Estados Unidos.

Figura de elaboración propia con datos extraídos de [ElAd; ElAe] y adaptada de [Ferreira-Martínez & López-Agüera, 2024].

En este estudio, el principal foco es gestionar la intermitencia por causas meteorológicas, cuya escala de variación es de uno a varios días. Por ese motivo, el intervalo diario se considera el más apropiado.

5.1.3 Desarrollo del modelo de intermitencia temporal del recurso energético

En esta sección se propondrá un método para evaluar la intermitencia a escala diaria del recurso renovable (en este caso, eólico y solar). Como se pudo observar en el apartado anterior, la variabilidad del recurso se encuentra modulada conforme a diferentes escalas temporales, incluyendo la anual, mensual, diaria y horaria. Por ese motivo, se comenzará estudiando el CF estacional, permitiendo examinar a continuación la importancia de las fluctuaciones diarias respecto a él. La Figura 5.3 muestra el ajuste polinomial ($CF_{patrón,t,d}$) del Factor de Capacidad diario para el recurso solar y eólico ($CF_{D,t,d}$) a lo largo del año, capturando la variación estacional en base al promedio de los cuatro años disponibles. Utilizando el ajuste como referencia, es posible compararlo con el $CF_{t,d}$ para obtener el Nivel de Intermitencia Diaria respecto a la variación estacional ($DIL_{t,d}$ por sus siglas en inglés). Para ello se recurrirá a la ecuación (14).

$$DIL_{t,d} = \frac{CF_{D,t,d}}{CF_{patrón,t,d}} \quad (14)$$

Donde:

t representa cada una de las tecnologías (y recursos) analizados y d cada intervalo (o instante) temporal analizado en la secuencia.

$CF_{D,t,d}$. Es el Factor de Capacidad diario de la tecnología t en el intervalo d .

$CF_{patrón,t,d}$. Es el Factor de Capacidad obtenido del ajuste a escala estacional para la tecnología t en el intervalo d .

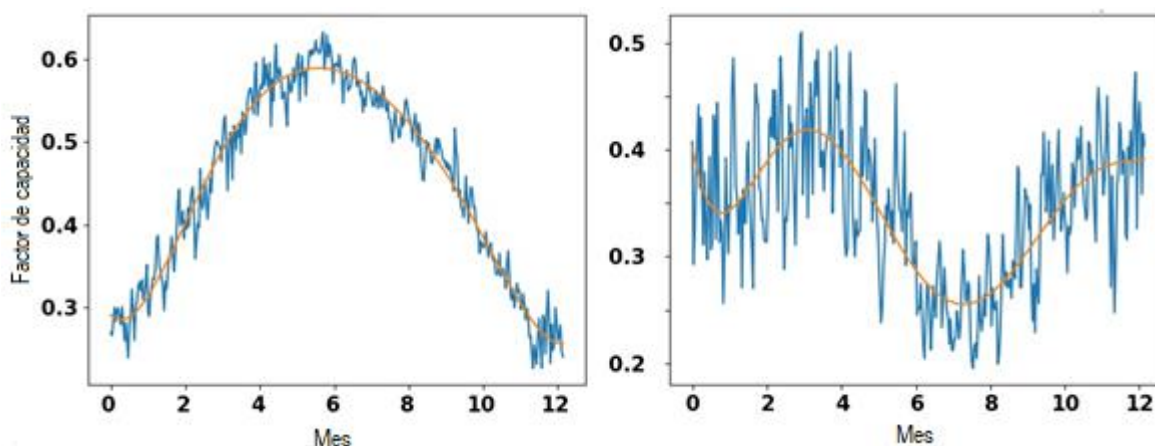


Figura 5.3 - Ajuste de la variación estacional del factor de capacidad del recurso solar y eólico.

La línea azul representa los datos del factor de capacidad diario, mientras que la línea naranja es un ajuste polinómico representativa de la variabilidad estacional, utilizada como referencia para clasificar los días con mayores y menores recursos. El grado del polinomio (seis) se ha elegido para capturar la variabilidad estacional.

Figura de elaboración propia adaptada de [Ferreira-Martínez & López-Agüera, 2024].

Recurriendo a los distintos valores de DILt,d, es posible realizar un análisis del nivel de variación del recurso a escala diaria. Como se explicó previamente, para modelar el fenómeno y poder integrarlo en OSeMOSYS, se recurrirá a una clasificación de “tipos de día” que dependerá, precisamente, de tal nivel de recurso. Así pues, se definirán los días de alto recurso como aquellos con un 25% más alto de los valores, los días de bajo recurso son aquellos con el 25% menor y los de medio recurso como el 50% intermedio restante. La división se hará independientemente para las distintas estaciones (verano e invierno), dado que el nivel de intermitencia podría ser distinto en cada una de ellas. A continuación, para recuperar el CF promedio correspondiente, se multiplicará por el CF promedio de la estación. Así pues, se obtendrá la desviación diaria media (para cada caso clasificado) frente al promedio estacional medio.

La Tabla 5.1 muestra los resultados para la clasificación. Es posible notar que el nivel de variación puede alcanzar un 44% entre los días de alto y bajo recurso en el caso del recurso solar, mientras que es más del doble en el caso del recurso eólico, como ya se podía intuir en la Figura 5.1. Tales valores confirman la relevancia de la variación inter-diaria del recurso. La intermitencia varía un 7% entre estaciones en el caso del recurso solar y un 5% en el caso del eólico. La división día-noche se realiza tomando las mismas proporciones observadas en [Tong et al., 2021] para US en cada estación, considerando 12 horas para cada intervalo. Esta será la mínima escala de variación valorada en el modelaje, centrando así el estudio en el efecto de la intermitencia diaria.

Tabla 5.1 - Valores medios del factor de capacidad para los recursos solares y eólicos en las dos estaciones en todos los días (media), días de recursos medios (subíndice o), días de recursos altos (subíndice +) y días de recursos bajos (subíndice -).

Tabla de elaboración propia adaptada de [Ferreira-Martínez & López-Agüera, 2024]

Factor de Capacidad	Solar				Eólico			
	Invierno		Verano		Invierno		Verano	
	Día	Noche	Día	Noche	Día	Noche	Día	Noche
Intervalo horario								
Valor medio	0.39	0	0.512	0	0.363	0.404	0.204	0.408
To	0.397	0	0.517	0	0.356	0.396	0.21	0.421
T+	0.465	0	0.578	0	0.488	0.542	0.292	0.584
T-	0.324	0	0.432	0	0.233	0.258	0.132	0.264

Cuando se considera simultáneamente el recurso solar y eólico, es necesario definir cada una de las posibles combinaciones entre ellos. Esto da lugar a nueve tipos de día en total para cada estación, que serán notados como WN_SN (N=0,+,-). Además, el recurso de ambas fuentes puede encontrarse correlacionado, por lo que es importante examinar cómo de frecuentes son cada una de las condiciones. Analizando el nivel de recurso, es posible determinar cuántos días se clasifican dentro de cada tipo a lo largo del período estudiado, mostrados en la Figura 5.4. El resultado se corresponde con lo esperable de un nivel de recurso no correlacionado. No obstante, esto podría deberse a haber desplazado el perfil eólico respecto al solar, lo cual, aunque sigue siendo una aproximación válida para la prueba de la metodología, no será cierta en general. Así pues, en realidad los días de bajo recurso eólico podrían corresponderse con mayor frecuencia con días de alto recurso solar o viceversa. Estos valores deberán ser considerados en OSeMOSYS cuando se determina el YearSplit.

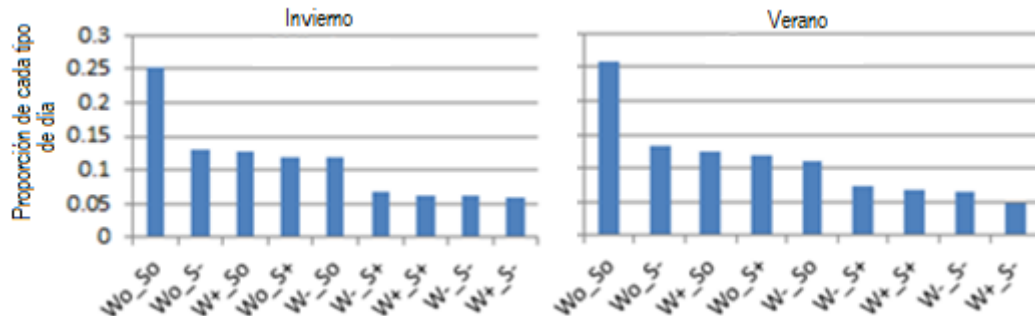


Figura 5.4 - Proporción de días de cada tipo para invierno (izquierda) y verano (derecha) según el nivel de recurso.

Figura de elaboración propia adaptada de [Ferreira-Martínez & López-Agüera, 2024].

Adicionalmente, la secuencia de datos también permite obtener cuántos días de cada tipo sucesivos hay en promedio, como se muestra en la Figura 5.5. Este parámetro representa el tiempo que se mantienen las condiciones de manera sostenida, lo cual es indispensable en el dimensionamiento del sistema de almacenamiento frente a las condiciones adversas. Como se puede observar, en promedio, las condiciones se mantienen 1.5 días (esto es, entre uno y dos). Con todo, el elevado valor de la desviación típica indica que las condiciones pueden mantenerse, frecuentemente, dos o tres días de manera continuada. Este valor puede ser introducido en OSeMOSYS haciendo uso del parámetro DaysInDayType, que precisamente indica cuánto tiempo se mantienen las condiciones antes de pasar al día siguiente en las ecuaciones de almacenamiento. En el primer ejemplo se introducirá el valor promedio,

aunque el apartado 5.3.2 evaluará la dependencia de los resultados con la variabilidad del parámetro.

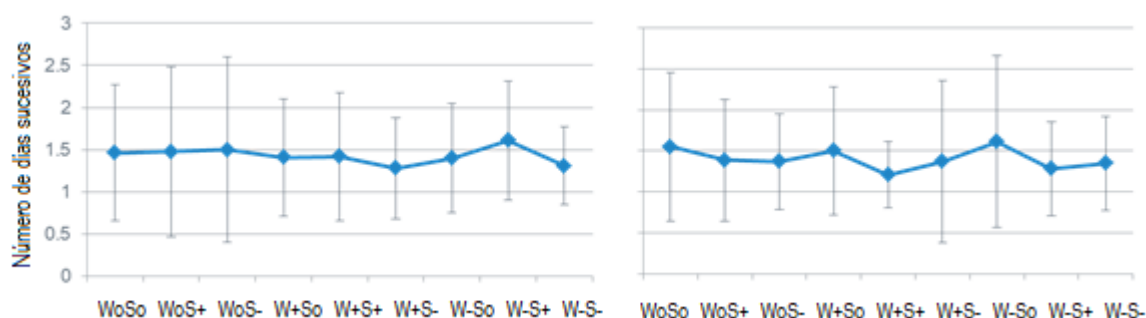


Figura 5.5 - Número de días sucesivos de cada tipo para invierno (izquierda) y verano (derecha).

La figura muestra en azul el valor medio de número de días sucesivos de cada tipo en invierno (izquierda) y verano (derecha) para los datos de Estados Unidos (una vez realizado el desplazamiento en la secuencia de recurso eólico). También se muestran como barras de error la dispersión en los resultados.

Figura de elaboración propia adaptada de [Ferreira-Martínez & López-Agüera, 2024].

La última característica de modelaje de la intermitencia es la secuencia en la que se suceden los distintos tipos de día. En general, el nivel de recurso varía siguiendo un fenómeno estocástico. Sin embargo, como se mencionó en la sección 5.1.1, OSeMOSYS tiene dificultades para integrar ese tipo de descripción. De hecho, en su lugar requiere introducir un ordenamiento único y predefinido para la secuencia de tipos de día, que se supondrá que repite sucesivamente. Aunque tal modelaje es adecuado para representar tipos de día como los laborables o no laborables, no lo es para describir el ordenamiento del nivel de recurso (o condiciones meteorológicas). Sin embargo, pueden describirse dos ordenamientos extremos como referencia:

- **Ordenamiento escalonado (INT_SCL):** W+S+, W+So, WoS+, W-S+, WoSo, W+S-, WoS-, W-So, W-S-. Este criterio progresa de mayor a menor disponibilidad de recursos. Sin embargo, es discutible si el recurso es mayor o menor entre ciertas posibilidades (por ejemplo, W+So y WoS+), dado que los perfiles eólico y solar difieren y dependen de la capacidad instalada, que no se conoce de antemano.
- **Ordenamiento alternado (INT_ALT):** W+S+, WoSo, W-S-, W+So, W-So, WoS+, WoS-, W-S+, W+S-. En este caso, se supone que un tipo de día de alto recurso será seguido por un tipo de día de bajo recurso, y viceversa. Esto optimizaría teóricamente el sistema de almacenamiento al permitir el consumo inmediato y la recarga de la energía almacenada.

Cabe notar, como se dijo con anterioridad, que el ordenamiento solo afecta al modelaje de los sistemas de almacenamiento. Esto se debe a que el almacenaje de energía conecta el recurso en diferentes intervalos temporales mediante la carga y descarga de energía. Alternativamente, una formulación secuencial integrada en las ecuaciones de OSeMOSYS puede ser encontrada en [Novo et al., 2022]. Sin embargo, mantiene la limitación de imponer el mismo comportamiento a cada intervalo temporal del mismo tipo, complicando extraer a cerca de la gestión del almacenamiento según los patrones meteorológicos. Por simplicidad y como primer paso, en este trabajo se mantendrá la aproximación estándar de OSeMOSYS, que permitirá probar la importancia y efectos de los distintos ordenamientos.

Los efectos de otros ordenamientos o valores para el parámetro Days In Day Type serán valorados en el apartado 5.3.

5.1.4 Modelo secuencial, Energía desperdiciada y Probabilidad de Pérdida de Carga

El modelaje en OSeMOSYS hace uso de numerosas aproximaciones en la variación del recurso. Concretamente, se basa en un número finito de valores de CF constantes para cada TimeSlice, que se suceden según un ordenamiento predefinido. En tales condiciones, el sistema es ajustado para satisfacer completamente la demanda energética. Sin embargo, los resultados podrían cambiar cuando el sistema se somete a una secuencia de recurso realista, de naturaleza estocástica. Dado que tal situación no puede ser modelada en OSeMOSYS, es necesario recurrir al uso de herramientas de análisis externas. De este modo, es posible evaluar la validez y adecuación del sistema (producto de la optimización) frente a condiciones realistas, fuera de los límites de modelado y estimaciones de OSeMOSYS (estaciones promedio, días típicos promedio, ordenamiento diario y número de días sucesivos de cada tipo). Para realizar la evaluación, es de especial interés atender a dos métricas concretas. En primer lugar, la Probabilidad de Pérdida de Carga (LLP por sus siglas en inglés: “Loss of Load Probability”), que mide la proporción de la demanda energética que el sistema no consigue suministrar. Así definida, la LLP coincide con la Expected Unserved Energy [NERC, 2011]. En segundo lugar, la energía desperdiciada, que mide la energía disponible que no ha sido ni consumida ni almacenada. Estas medidas son representativas de la seguridad de suministro y la eficiencia o sobredimensionamiento del sistema respectivamente.

Para satisfacer tales necesidades, se ha desarrollado un sencillo modelo secuencial que permite probar los resultados de OSeMOSYS sobre una secuencia meteorológica realista. Como inputs, este modelo utiliza la potencia de generación y capacidad de almacenamiento instaladas durante la optimización de OSeMOSYS, así como la secuencia de Factor de Capacidad eólico, solar y de demanda energética. Con ello, procede a gestionar la producción energética y el sistema de almacenamiento para cada intervalo temporal sucesivamente. Como resultado, se obtiene la generación de cada tecnología, la pérdida de carga y la energía desperdiciada para cada TimeSlice definido en OSeMOSYS.

Las reglas básicas del modelo secuencial son:

- Si el recurso renovable (eólico y solar) supera la demanda energética, tal energía será utilizada para cargar el almacenamiento. La carga se encontrará limitada por el estado de carga del almacenamiento (esto es, el espacio disponible) y por la máxima velocidad de carga del sistema. En caso de que parte del exceso energético no pueda ser almacenado, se considerará “energía desperdiciada”.
- Si el recurso eólico y solar son insuficientes para satisfacer la demanda energética, entonces el sistema de almacenamiento descargará, si es posible, la energía necesaria para compensar la escasez. La descarga está limitada por la cantidad de energía almacenada y la velocidad de descarga. En caso de que, aun utilizando el almacenamiento, la energía demandada sea mayor, se considerará que existe una energía no satisfecha, en forma de Loss of Load. El cálculo del LLP se definirá como porcentaje de la Loss of Load frente a la demanda total.
- Ecuación de estado de carga. Liga el nivel del almacenamiento de un intervalo temporal con el siguiente.

El modelo agregará las distintas variables (producción renovable, carga, descarga, waste energy y loss of load probability) tanto globalmente como por TimeSlice (esto es: por estación, día tipo y segmento horario). De este modo, es posible tanto realizar una

comparativa entre configuraciones del sistema como estudiar el comportamiento en cada TimeSlice en cada caso particular. Eso último permite, además, localizar los TimeSlices críticos en la gestión o suministro energético.

En este estudio, la secuencia de Factor de Capacidad utilizadas será extraída directamente de la Eq. (13), con la misma división día-noche realizada en el apartado 5.1.3. Así pues, no se considerarán las fluctuaciones de baja escala temporal y la variación día-noche será la misma en todos los días (salvo la que se da entre las estaciones). De este modo, se trabajará con la misma resolución temporal considerada en OSeMOSYS, permitiendo probar la capacidad del modelo para adaptarse a la intermitencia-diaria sin solaparse con otros fenómenos. Considerar escalas menores, además, requeriría el modelaje de efectos adicionales, como la estabilidad y rampas de funcionamiento, que no son relevantes para este estudio (y ya han sido indirectamente tratadas por las ecuaciones de reserva primaria y secundaria [Welsch et al., 2015]). La secuencia de demanda se corresponderá, por el mismo motivo, con la introducida en OSeMOSYS, descrita en el apartado 5.1.5.

El código específico del modelo secuencial se encuentra disponible en el Apéndice F.

5.1.5 Caso de estudio

Para el estudio se utilizará un sistema sencillo 100% renovable, constituido únicamente de solar fotovoltaica y aerogeneradores como tecnologías productoras y un sistema de bombeo inverso como almacenamiento. Este ejemplo sencillo, sin tecnologías mid-load o baseload, como las fósiles, permitirá evaluar limpiamente las consecuencias de la intermitencia y la metodología propuesta. El uso de tecnologías de almacenamiento se incluirá por ser un elemento de gran interés en la gestión de las energías renovables [AURORA, 2023]. Así pues, es necesario e interesante examinar su comportamiento en el modelo propuesto. Como se vio en el Capítulo 1, cuando se trata de la intermitencia diaria, con una escala temporal superior a doce horas, los sistemas de almacenamiento de alta duración son los más adecuados. Entre ellos, el bombeo inverso destaca por su competitividad y avanzado estado de desarrollo.

Los costes de la tecnología solar y eólica (ver Tabla 5.2) provienen de IEA [IEA, 2020], mientras que su recurso es el obtenido en el apartado 5.1.3. La caracterización del sistema del bombeo inverso (Tabla 5.3) viene dado por [Mongrid et al., 2019].

Tabla 5.2 - Especificaciones de las tecnologías productoras utilizadas.
Tabla de elaboración propia con datos de [IEA, 2020]

	Coste de inversión (MUSD/GW)	Costes de O&M fijos (MUSD/GW)	Costes de O&M variables (MUSD/TWh)	Vida operacional (años)
Solar	995	10	0	25
Wind	1391	30	0	25

Tabla 5.3 - Especificaciones utilizadas del bombeo inverso.
Tabla de elaboración propia con datos de [Mongrid et al., 2019]

	Coste de inversión (USD/kWh)	Costes de O&M fijos (MUSD/GW)	Costes de O&M variables (MUSD/TWh)	Eficiencia	Horas de almacenamiento a máxima velocidad de descarga	Vida operacional (años)
Sistema de bombeo inverso	165	15.9	0	80%	16	40

Como demanda anual se considerarán 1600 TWh, correspondiéndose con los requerimientos energéticos de un país totalmente electrificado [Australian Government,

2023]. El perfil de demanda se tomará de [Tong et al., 2021] para Estados Unidos, correspondiéndose con un 26.19% en los días de invierno, un 23.81% durante las noches de invierno y una división equitativa del 25% entre los de verano. La mayor demanda diurna durante el invierno puede asociarse a las necesidades adicionales de luz y calefacción, debido a que los días son más fríos y cortos. Por simplicidad, se supone que el consumo energético no depende del nivel de recurso, siendo constante para cada tipo de día.

La construcción de un sistema 100% renovable es una tarea que tiene grandes complicaciones prácticas, especialmente a nivel de “power quality” y seguridad (reserva primaria y secundaria). Sin embargo, tales fenómenos no serán considerados, dado que son fenómenos que se corresponden a escalas distintas de las que se pretenden evaluar.

5.2 RESULTADOS

La Tabla 5.4 muestra las variables clave en el análisis de los resultados. En lo que respecta a la energía y la efectividad del sistema, estas variables serán la energía desperdiciada y loss of load. La primera de ellas estudia la eficiencia de la utilización de la capacidad de producción renovable (frente a su sobredimensionamiento), mientras que la segunda mide la energía no suministrada y, con ello, la seguridad y adecuación del sistema a las necesidades. Para evaluar la estructura se estudiará la potencia instalada de tecnología eólica y solar, la capacidad de almacenamiento de bombeo inverso y los costes totales entre el número de años modelados. Para obtener resultados más representativos, los costes totales se calculan sumando, para cada las tecnologías, su coste de inversión dividido entre su vida operacional más sus costes de mantenimiento anuales (considerando toda la capacidad instalada). Los resultados anteriores serán evaluados en las distintas circunstancias para permitir un estudio completo:

- **Sin intermitencia (No_INT).** Resultados de OSeMOSYS considerando dos estaciones sin tener en cuenta la intermitencia. Son los resultados obtenidos con el tratamiento estándar de la intermitencia en OSeMOSYS.
- **Sin intermitencia con alta resolución estacional (No_INT_12).** Resultados de OSeMOSYS sin intermitencias pero con resolución temporal mejorada en la escala estacional, al dividir los pasos de tiempo en intervalos más pequeños (12 meses). De este modo, es posible una mejor definición del perfil estacional, incluyendo las condiciones más extremas. Así pues, se comprobará el impacto de esta escala de variación y la mejora que puede obtenerse mediante su refinación.
- **Intermitencia sin almacenamiento (INT_No_STR).** Considera la intermitencia sin almacenamiento como una opción. A pesar de incluir la intermitencia, el pedido tiene un efecto mínimo, siendo relevante solo a nivel de gestión de almacenamiento. Se consideran dos estaciones.
- **Intermitencia con ordenamiento escalonado (INT_SCL).** Considera la intermitencia con orden escalonado para los distintos tipos de día. Se consideran dos estaciones.
- **Intermitencia con ordenamiento alternado (INT_ALT):** Considera la intermitencia con orden alternado para los distintos tipos de día. Se consideran dos estaciones.

Tabla 5.4 - Resultados de la implementación del sistema con varios tipos de ordenamientos diarios.

Tabla de elaboración propia adaptada de [Ferreira-Martínez & López-Agüera, 2024]

	Energía (%)		Potencia (GW)		Capacidad de almacenamiento (TWh)	Coste global (GUSD/year)
	Energía desperdiciada	Energía no suministrada	Solar	Eólica		
No_INT	14.01	7.94	178	448	0.00	47
No_INT_12	23.31	3.95	169	549	0.04	56
INT_No_STR	37.28	1.22	212	692	0.00	70
INT_SCL	13.94	1.75	414	336	2.38	62
INT_ALT	11.67	3.24	307	381	1.65	56

Puede observarse que en los resultados del tratamiento estándar de OSeMOSYS (o en un modelo sin intermitencia, No_INT), la matriz energética se compone principalmente de potencia eólica (448 GW), complementada con una menor cantidad de tecnología solar (178 GW). No se instala, en este caso, ninguna capacidad de almacenamiento energético. La energía desperdiciada es superior a la de la mayoría de sistemas actuales, sin embargo, esto no es sorprendente por tratarse de una matriz 100% renovable, recurriendo particularmente a fuentes intermitentes [Yasuda et al., 2022]. Sin embargo, la pérdida de carga se acerca al 8%, lo que significa que un 8% de la energía demandada no ha sido proveída. Este valor es muy superior a lo aceptado en cualquier sistema de producción energética bien desarrollado, correspondiéndose con una baja fiabilidad del suministro [Aszódi et al., 2021; AURORA, 2023].

Cuando se incluye la intermitencia, sin embargo, la transformación del sistema es clara. En caso de no considerar la posibilidad de instalar almacenamiento (INT_No_STR), se vuelve necesario el sobredimensionamiento del sistema. Tal situación se traduce en un incremento del 54% de la capacidad eólica instalada y un 19% para la solar. Como consecuencia, la energía desperdiciada aumenta un 166% (hasta un total del 37% de la energía disponible). Sin embargo, esta nueva configuración de la matriz permite reducir el LLP hasta un valor mínimo, del 1.22%, adecuado para la mayor parte de sistemas de producción renovable. Este método conlleva el aumento de un 53% de los costes económicos. En otras palabras, no considerar la intermitencia lleva a una subestimación de los costes económicos reales necesarios.

Los resultados cambian cuando se valora la instalación de sistemas de almacenamiento de bombeo inverso, tanto cuando se considera que el recurso sigue un ordenamiento escalonado como alternado. Concretamente, se aprecia una reducción de la instalación de potencia eólica (entorno a un 25%) a favor de la instalación de potencia solar. Esta circunstancia puede asociarse a la capacidad de aprovechar el recurso diurno solar mediante el almacenamiento. El efecto es más notable en el ordenamiento escalonado, donde la potencia solar se incrementa en un 132%, incorporando 2.38 TWh de almacenamiento. Por su parte, el escenario de ordenamiento alternado conlleva incrementos del 42% en la potencia solar y 1.5 TWh de almacenamiento. Con ello, el sistema consigue reducciones notables frente a No_INT, aunque menores que en el caso con sobredimensionamiento. La reducción es mayor en el caso escalonado, probablemente por ser el alternado excesivamente optimista a nivel de almacenamiento comparado con la secuencia real de recurso. Idealmente, un estudio y metodología más detallada de la secuencia climática podría representar una mezcla de los distintos ordenamientos posibles, aproximándose al orden real. Esta situación representaría

mejor la variación de recurso y permitiría una mejor optimización. Al contrario que ocurría con INT_No_STR, no se aprecian incrementos notables en la energía desperdiciada. Es importante señalar que la introducción del almacenamiento permite un ahorro del 14% en el caso escalonado y el 22% en el alternado respecto a INT_No_STR, reduciendo el impacto económico del sobredimensionamiento.

En contraposición con los resultados anteriores, No_INT_12 permite comprobar el efecto de la variación estacional extrema, así como su comparación con el caso de considerar la intermitencia-diaria. En este sentido, es apreciable el aumento de la fiabilidad de la matriz energética obtenida, con un LLP del 3.95% (cerca de la mitad que cuando solo se consideran dos estaciones sin intermitencia). La estrategia seguida es, fundamentalmente, el sobredimensionamiento de la potencia eólica. Se añaden únicamente pequeñas cantidades de almacenamiento, probablemente para lidiar con los períodos estacionales extremos. Estos resultados muestran la importancia de la variación estacional extrema, responsable de parte de la pérdida de carga del sistema cuando no es considerada. Con todo, su escala de variación provoca que el almacenamiento (al menos mediante bombeo inverso) no sea un método óptimo para su gestión. Pese a las mejoras, los sistemas modelados considerando la intermitencia parecen ser más robustos, dado que en todo caso exhiben un menor LLP. Esto no es sorprendente, dado que, como se pudo apreciar en el apartado 5.1.2, la intermitencia en el recurso eólico es equiparable o mayor a la variación estacional.

En conclusión, gestionar la intermitencia requiere cambios en el sistema, siguiendo o bien la estrategia del sobredimensionamiento de la potencia instalada o la incorporación de almacenamiento energético. Tal situación permite reducir notablemente la probabilidad de pérdida de carga, aunque con un aumento de los costes económicos. De entre ambas estrategias, la instalación de almacenamiento parece la más asequible económicamente para un sistema 100% renovable. Por todo lo anterior, la consideración de la intermitencia es, sin duda, indispensable para un modelado preciso de la matriz energética.

5.2.1 Estudio de la utilización del almacenamiento

Para una mayor comprensión de la interacción entre la intermitencia, producción y almacenamiento, las Figura 5.6 y Figura 5.7 muestran la producción energética, carga y descarga estimadas por OSeMOSYS para cada TimeSlice. Los TimeSlice se clasifican por estación e intervalo horario (día o noche), y dentro de cada caso, se divide para cada tipo de día. Este estudio es fundamental para asegurar el correcto funcionamiento del modelaje del almacenamiento o identificar sus limitaciones.

En el caso del ordenamiento escalonado (ver Figura 5.6), puede observarse el aumento y disminución de la participación de la producción eólica cuando su recurso es alto o bajo respectivamente (particularmente en las noches). Durante la noche, la energía eólica es el único recurso primario disponible de los instalados, complementando su producción con el uso de almacenamiento. La mayor parte del almacenamiento ocurre en los días de alto recurso eólico (W+), cuando el excedente energético es mayor. Además, se aprecia una tendencia a cargar energía en los días de alto o bajo recurso solar. Con todo, es posible apreciar que en algunos casos no toda la energía es utilizada. En la estación de verano, el recurso eólico diurno es utilizado únicamente para la carga del sistema, siendo la producción solar suficiente para satisfacer la demanda.

Adicionalmente, puede apreciarse que una parte notable del almacenamiento ocurre durante el mismo tipo de día en el que es descargado, pero a distintas horas (carga durante el día y descarga durante la noche). Esto significa que gran parte del almacenamiento es intra-diario en lugar de inter-diario. La excepción son los días de bajo recurso eólico, para los que

gran parte de la energía utilizada parece provenir de aquellos en los que el recurso eólico es alto.

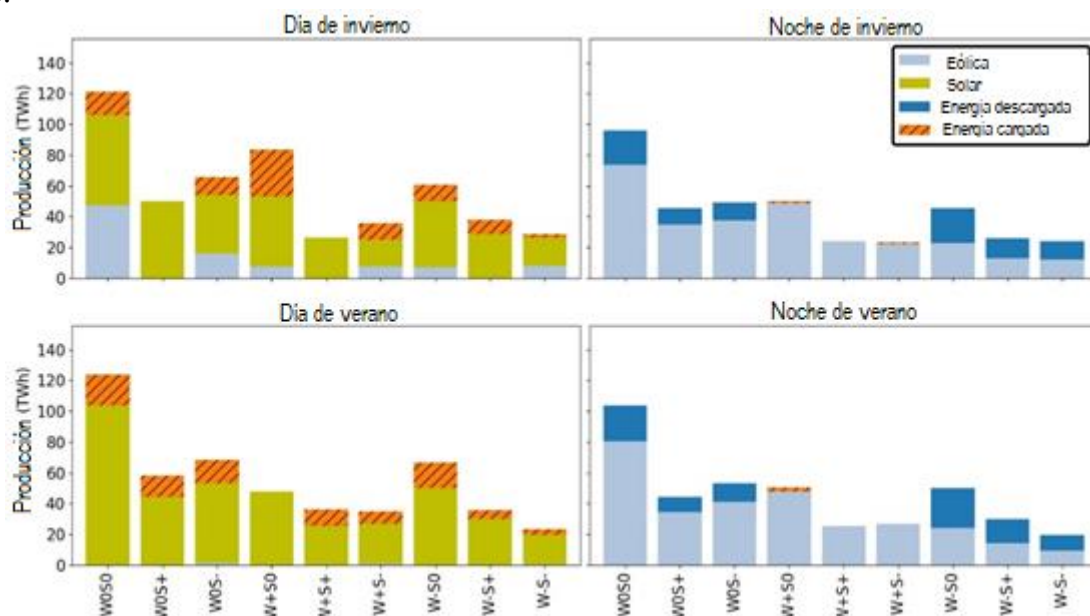


Figura 5.6 - Energía producida, almacenada o descargada de cada fuente suponiendo un ordenamiento meteorológico escalonado (caso INT_SCL) dependiendo de la estación, tipo de día y hora según las predicciones de OSeMOSYS.

Las columnas aglutinan las distintas formas de gestión de energía utilizadas en cada caso según el código de colores. Cada columna representa un distinto tipo de día según el nivel de recurso Arriba durante el invierno y debajo durante el verano; a la izquierda durante el día, a la derecha durante la noche.

Figura de elaboración propia adaptada de [Ferreira-Martínez & López-Agüera, 2024].

Cuando el ordenamiento es alternado (ver Figura 5.7), los resultados siguen una tendencia similar. Sin embargo, es apreciable la mayor relevancia del recurso eólico, tanto en la estación de invierno como de verano, derivada de su mayor instalación. Tal circunstancia reduce la descarga del almacenamiento en los días de medio recurso eólico e incluso incrementa la carga durante las noches de alto recurso. Sin embargo, la descarga del almacenamiento sigue siendo fundamental en las noches de bajo recurso eólico. Por el contrario, únicamente durante los días de verano de alto recurso solar (S+) es posible satisfacer la demanda completamente mediante este tipo de energía. En este caso, es especialmente resaltable que la mayor parte de la descarga del almacenamiento proviene de días distintos (particularmente en W-), lo que implica un aumento del almacenamiento interdiario. Esto se asocia a la mayor facilidad para aprovechar la capacidad de almacenamiento entre diferentes días debido a la alternancia entre alto y bajo recurso, permitiendo la carga y descarga del almacenamiento sucesivamente. Como se mencionó anteriormente, ni INT_ALT ni INT_SCL deben considerarse patrones meteorológicos realistas, sino escenarios extremos.

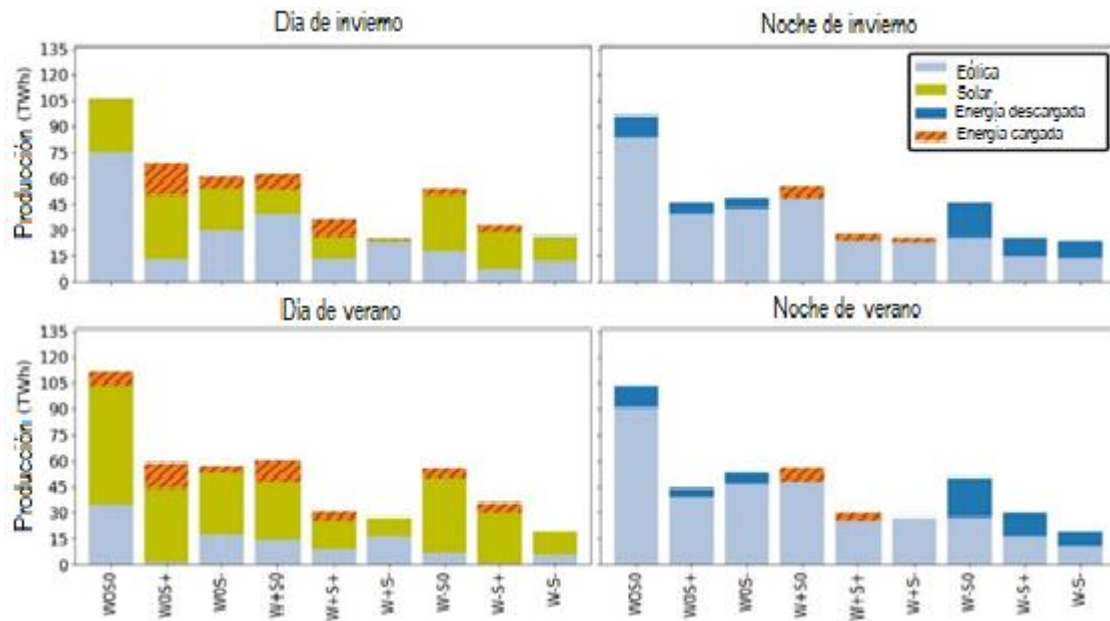


Figura 5.7 - Energía producida, almacenada o descargada de cada fuente suponiendo un ordenamiento meteorológico alternado (caso INT_ALT) dependiendo de la estación, tipo de día y hora según las predicciones de OSeMOSYS.

Las columnas aglutinan las distintas formas de gestión de energía utilizadas en cada caso según el código de colores. Cada columna representa un distinto tipo de día según el nivel de recurso Arriba durante el invierno y debajo durante el verano; a la izquierda durante el día, a la derecha durante la noche.

Figura de elaboración propia adaptada de [Ferreira-Martínez & López-Agüera, 2024].

Para evaluar las variables anteriores junto a la pérdida de carga, debe recurrirse a los resultados del modelo secuencial. La Figura 5.8 muestra la gestión de la matriz generada por INT_ALT mediante el modelo secuencial. De este modo es posible estudiar todas las situaciones en las que puede producirse almacenamiento. Como ocurría en las predicciones de OSeMOSYS (ver Figura 5.7), la mayor parte de la descarga ocurre en las noches de bajo recurso eólico. Precisamente en esas noches es donde se concentra la mayor parte de la pérdida de carga, atenuándose si el recurso solar es alto durante el día (probablemente gracias al almacenamiento intra-diario). Gran parte de esta pérdida de carga podría deberse a los días de bajo recurso extremo, inferior a la aproximación considerada en OSeMOSYS. Se aprecia una ligera pérdida de carga en los días de medio recurso eólico, posiblemente por incluir en su categoría valores por debajo del nivel medio de la categoría. Parte de las pérdidas también podrían deberse a los períodos estacionales más extremos.

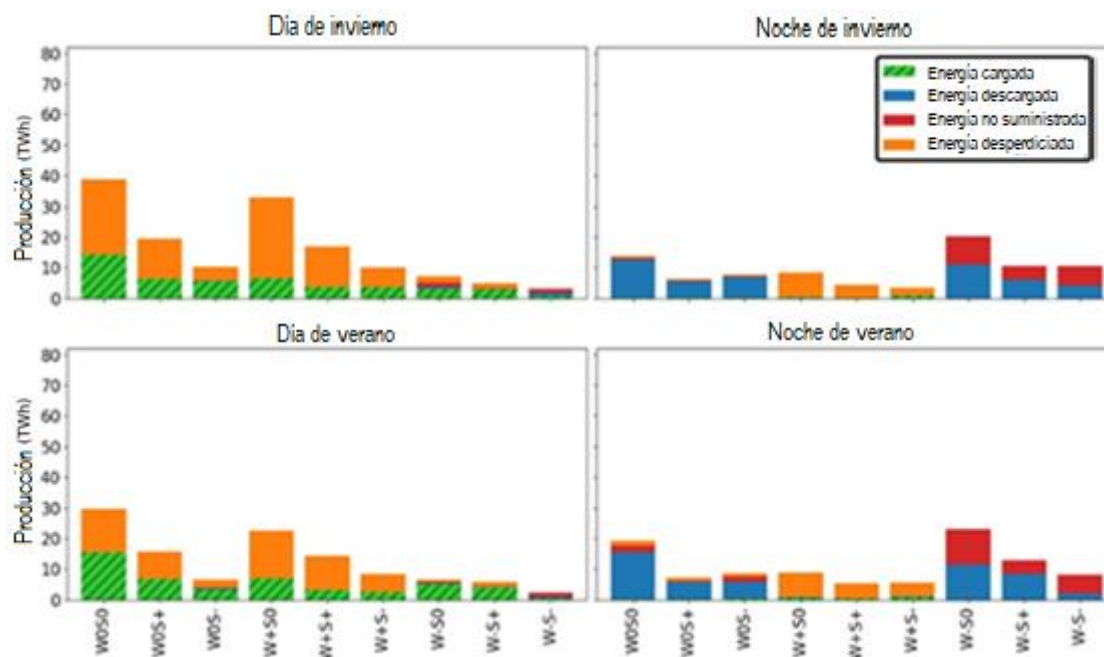


Figura 5.8 - Comportamiento del almacenamiento utilizando el modelo secuencial en el caso INT_ALT. Las columnas aglutinan la energía almacenada, descargada, no suministrada y desperdiciada (verde rayado, azul, rojo y naranja) según el modelo secuencial para el sistema optimizado para el caso INT_ALT. Cada columna representa un distinto tipo de día según el nivel de recurso. Arriba durante el invierno y debajo durante el verano; a la izquierda durante el día, a la derecha durante la noche. De este modo, pueden identificarse con claridad los días con mayor exceso de energía, la capacidad del almacenamiento para aprovecharla, los días en los que se requiere su descarga y aquellos en los que esta no es suficiente.
Figura de elaboración propia adaptada de [Ferreira-Martínez & López-Agüera, 2024].

Es interesante analizar también la energía desperdiciada, cuya magnitud semejante (aunque mayor) a la energía almacenada. Puede observarse un vínculo claro entre la energía desperdiciada y el exceso de recurso eólico. Así pues, es durante los días de alto recurso eólico (y particularmente en invierno) cuando la energía desperdiciada es mayor, mientras que en los días de bajo recurso eólico la energía desperdiciada es residual. El desperdicio es mayor durante las horas diurnas, cuando el recurso solar está disponible, mientras que en las nocturnas este solo sigue ocurriendo durante los días de alto recurso eólico. De estos resultados se deduce un ligero sobredimensionado de la potencia eólica, adaptándose a los días en los que el recurso eólico es menor y la producción nocturna. Tal situación también es indicativa de que todavía existe potencial de almacenamiento en el sistema, que podría ayudar a compensar la pérdida de carga en las situaciones extremas. De hecho, es posible notar que la energía desperdiciada es muy superior a la energía no suministrada, revelando la importancia y potencial de los sistemas de almacenamiento para balancear las necesidades del sistema (con un aumento de capacidad).

Adicionalmente, es interesante comprobar el número de ciclos anuales del sistema de bombeo inverso. Esta métrica es representativa de la frecuencia con la que la capacidad de almacenamiento es utilizada y aprovechada. Para calcularlo, se recurrirá a la energía total suministrada por el almacenamiento a lo largo del año y se dividirá entre la capacidad total instalada, obteniendo así el número de veces que se ha llenado y vaciado. Dado que estos resultados pueden cambiar cuando se consideran las estimaciones de uso de OSeMOSYS o las del modelo secuencial, la Figura 5.9 muestra ambos resultados. Puede comprobarse que, para las estimaciones de OSeMOSYS, se esperan 79 y 83 ciclos para el caso SCL y ALT respectivamente. Tales diferencias, si bien pequeñas, muestran un mayor aprovechamiento del almacenamiento en el caso alternado, lo que era de esperar debido a que tal ordenamiento

permite llenar y vaciar el sistema sucesivamente. Sin embargo, el resultado más importante es la reducción observada en los ciclos anuales cuando se utiliza el modelo secuencial en el caso ALT. Esto puede deberse a que, definitivamente, la suposición de recurso alternado es optimista comparado con la secuencia de CF realista utilizada. De este error en la estimación de la disponibilidad del sistema de almacenamiento deriva también su mayor LLP.

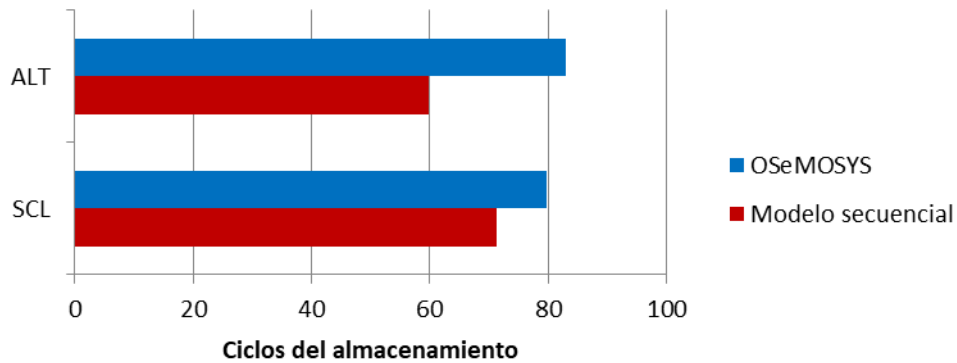


Figura 5.9 - Ciclos de almacenamiento en ordenaciones ALT y SCL según las estimaciones de OSeMOSYS y calculadas por el modelo secuencial.

Cada barra muestra el número de ciclos, en azul según las predicciones de OSeMOSYS para cada ordenación meteorológica, alternada (ALT) o escalonada (SCL), y en rojo según los cálculos del modelo secuencial para el sistema optimizado en cada caso.

Figura de elaboración propia adaptada de [Ferreira-Martínez & López-Agüera, 2024].

El conjunto de resultados muestra las complejas interacciones entre la disponibilidad del recurso renovable, el patrón de demanda, la producción energética y la operación de los sistemas de almacenamiento. Además, el análisis mediante el modelo secuencial provee información de interés acerca de la gestión del sistema y sus ineficiencias. Sirve, por tanto, como una guía para el perfeccionamiento de los resultados y el sistema.

5.3 DEPENDENCIA CON LOS PRINCIPALES PARÁMETROS. PRUEBA DE LA ROBUSTEZ DEL MÉTODO.

Como se explicó en el apartado 5.1.3, además del Factor de Capacidad, el modelaje de la intermitencia depende del ordenamiento de los tipos de día y del parámetro DaysInDayType (el número de días sucesivos que se mantiene cada condición). Estos dos últimos parámetros, si bien solo actúan a nivel de gestión de almacenamiento, pueden tener efectos relevantes sobre el sistema optimizado, como se vio en el caso de SCL y ALT en el inicio del apartado 5.2. Tras haber comprobado el funcionamiento y los efectos del método propuesto, es de interés probar los resultados para el modelaje de distintos patrones meteorológicos. Por este motivo, se estudiarán los cambios en la configuración del sistema dependiendo de las distintas hipótesis y condiciones, perfeccionando así la comprensión de los efectos de la intermitencia y el modelaje propuesto. Se prestará especial atención a la variabilidad de los resultados, su explicación y las ventajas e inconvenientes de las distintas opciones.

5.3.1 Variación con el ordenamiento de los días.

Para analizar la dependencia de los resultados con el ordenamiento de los tipos de día, es necesario proponer una nueva serie de secuencias para su modelaje. Así pues, se propondrán los siguientes ordenamientos adicionales:

- **Ordenamiento escalonado 2 (INT_SCL2).** W+S+, WoS+, W+So, W+S-, WoSo, W-S+, W-So, WoS-, W-S-. Sigue la misma lógica que el INT_SCL. Sin embargo, tal y como se

explicó anteriormente, no es posible a priori conocer qué opción tiene mayor recurso entre algunas de las combinaciones (por variar simultáneamente el eólico y solar). Por tanto, en este estudio se ha cambiado el orden de tales casos.

- **Ordenamiento alternado 2 (INT_ALT2).** W+S+, W-S-, W+So, W-So, WoS+, WoS-, W-S+, WoS+, W+S-. Sigue la misma lógica anterior, pero aplicada al caso INT_ALT.

- **Ordenamiento escalonado inverso (INT_INV).** W-S-, W-So, WoS-, W+S-, WoSo, W-S+, WoS+, W+So, W+S+. En lugar de seguir un orden escalonado descendente, seguirá un orden ascendente. Es igual a INT_SCL, pero al revés.

- **Ordenamiento escalonado inverso 2 (INT_INV2).** W-S-, WoS-, W-So, W-S+, WoSo, W+S-, W+So, WoS+, W+S+. Igual a INT_SCL2, pero invertido.

- **Ordenamiento estadístico (INT_PROB).** WoSo, W+So, WoS-, W-So, WoS+, W-S-, W+S+, W+S-, W-S+. Sigue el orden de probabilidad con el que ocurre cada tipo de día, de más probable a menos probable. Dado que los más probables ocurren con mayor frecuencia, se asignan en primer lugar en un intento de darles prioridad a sus condiciones.

A continuación, la Tabla 5.5 muestra las mismas variables utilizadas en el estudio anterior para los distintos ordenamientos. Atendiendo a la probabilidad de pérdida de carga y los costes económicos, pueden diferenciarse dos tendencias. La primera, representada por los casos escalonados (SCL, SCL2, INV e INV2), encuentra menores valores de pérdida de carga, sin embargo con un incremento en el coste. La segunda se corresponde con los casos alternados (ALT y ALT2), con LLP mayores, pero menores costes. PROB se encontraría en una situación intermedia. No parece haber grandes distinciones entre los casos SCL e INV, mostrando ambos un comportamiento similar.

Tabla 5.5 - Resultados de la implementación del sistema con varios tipos de ordenamientos diarios.
Tabla de elaboración propia

	Energía (%)		Potencia (GW)		Capacidad de almacenamiento (TWh)	Coste global (GUSD/año)
	Energía desperdiciada	Pérdida de carga	Solar	Eólica		
INT_SCL	13.94	1.75	414	336	2.38	62
INT_SCL2	21.43	1.38	400	399	1.24	60
INT_ALT	11.67	3.24	307	381	1.65	56
INT_ALT2	11.65	3.31	380	334	1.55	55
INT_INV	23.63	1.17	407	414	1.18	62
INT_INV2	18.96	1.71	383	389	1.28	59
INT_PROB	16.61	2.25	323	408	1.29	58

La Figura 5.10 muestra la relación entre la potencia eólica, solar y capacidad de almacenamiento instalada para los distintos ordenamientos. Es evidente la tendencia a una mayor instalación de tecnología solar en los casos escalonados (inversos o no), lo que se relaciona con el uso de almacenamiento inter-diario previamente observado. Mientras tanto, ignorando INT_SCL, los casos alternados muestran una mayor tendencia a la instalación de almacenamiento. Esto no es sorprendente porque favorece su utilización. En todos los casos se puede apreciar, también, una fuerte anticorrelación entre la instalación de capacidad de almacenamiento y potencia eólica. Esta oposición se asocia a dos estrategias contrarias: el sobredimensionamiento y almacenamiento.

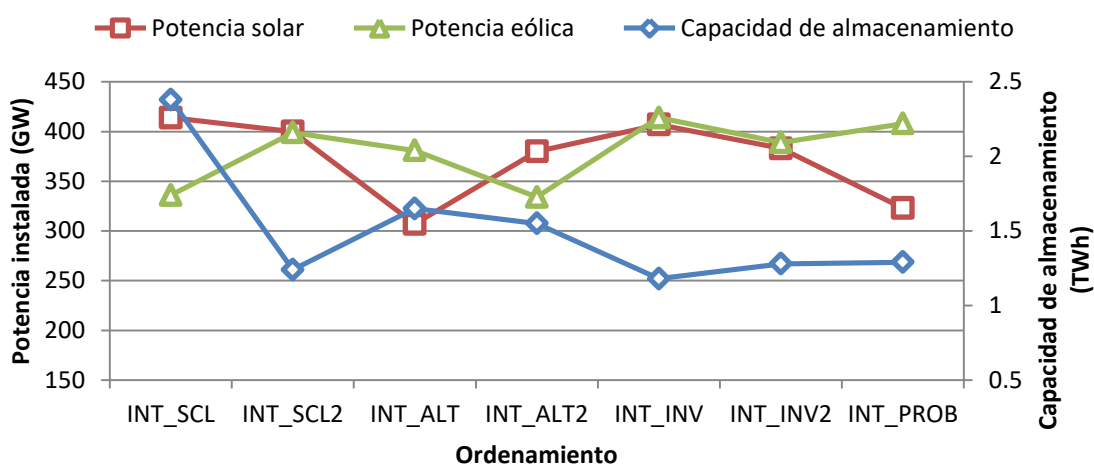


Figura 5.10 - Capacidad instalada de potencia solar, eólica y de almacenamiento en los diferentes ordenamientos.

La figura muestra la potencia solar (rojo) y eólica (verde) instaladas, ligadas al eje izquierdo, y la la capacidad de almacenamiento (azul) ligada al eje derecho. Las tres variables se muestran según el resultado de su optimización para distintos ordenamientos meteorológicos.

Figura de elaboración propia.

5.3.1.1 Índice de Alternancia

Como se mencionó anteriormente, ninguno de los ordenamientos es realista, sino que constituyen una hipótesis de modelaje. En la realidad, la naturaleza estocástica del fenómeno dará lugar a una mezcla de todas los posibles ordenamientos, aunque dependiendo el tipo de clima podría mostrar una mayor tendencia hacia una de ellas. Para poder entender mejor la dependencia de los resultados con la secuencia introducida y compararla con los datos reales, se desarrollará una variable que permita medir cómo de alternada o escalonada es una secuencia de recurso. Esta variable será llamada Índice de Alternancia.

Para definir el Índice de Alternancia, se tomará el número de máximos y mínimos que existen en la secuencia de días y se dividirá entre el número de días total de la secuencia. A mayor número de máximos y mínimos, significará que la secuencia alterna con mayor frecuencia los momentos de alto y bajo recurso. Esta medida se realizará independientemente para el recurso solar y eólico. En lo que respecta al recurso global, este se encuentra definido ya de por sí por los ordenamientos y su medición requeriría establecer un criterio para evaluar el recurso conjunto, dado que este puede variar bidimensionalmente.

Los resultados de la medida propuesta se muestran en la Tabla 5.6. Es posible identificar que, pese a que globalmente SCL, SCL2, INV e INV2 son escalonados, cuando se calcula el Índice de Alternancia para el recurso eólico y solar ambos se intercambian mostrando alta o baja alternancia dependiendo del caso. En los casos ALT, ALT2 y PROB, se muestran elevados índices de alternancia en ambos tipos de recurso. Finalmente, cuando se examinan los datos reales, puede concluirse que se encuentra en una situación intermedia entre los casos anteriores. Esto confirma la hipótesis de que los casos alternados y escalonados representan casos extremos y que los datos reales son una mezcla de ambas situaciones.

Tabla 5.6 - Índice de Alternancia para diferentes ordenamientos y la secuencia realista de datos.

Tabla de elaboración propia

AlterInd	INT_SCL	INT_SCL2	INT_ALT	INT_ALT2	INT_INV	INT_INV2	INT_PROB	Data
Solar	0.67	0.44	0.67	0.67	0.67	0.44	0.67	0.49
Eólica	0.44	0.67	0.67	0.67	0.44	0.67	0.67	0.48

Adicionalmente, tal y como en el apartado anterior se observaron tendencias en el sistema dependiendo de la intermitencia global, es posible ahora estudiar los resultados dependiendo del Índice de Alternancia de la eólica y solar. Particularmente, cuando se analiza el caso del Índice de Alternancia de la eólica en los casos escalonados, se encuentra una anti-correlación fuerte frente a la instalación de eólica (Figura 5.11). Tal tendencia coincide según lo esperado, dado que un recurso alternado eólico facilita el uso de almacenamiento (especialmente para cubrir las noches de bajo recurso). De este modo, un Índice de Alternancia eólico elevado requiere un menor sobredimensionamiento.

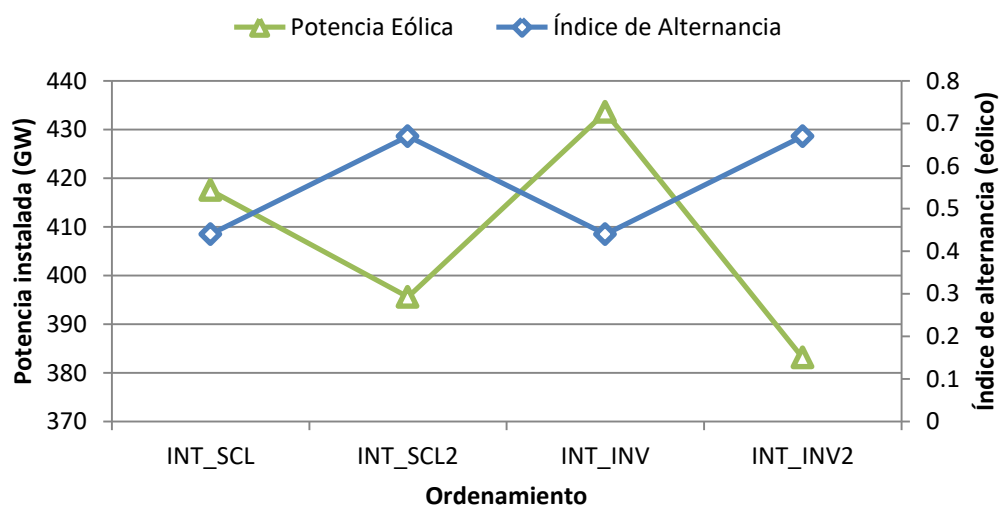


Figura 5.11 - Potencia eólica y solar instalada comparada con el nivel de alternancia de la energía solar en ordenamientos escalonados.

La figura muestra la potencia eólica instalada (verde), ligadas al eje izquierdo, y el índice de intermitencia diaria (azul) ligada al eje derecho. Las variables se muestran, respectivamente, optimizada y calculada para distintos ordenamientos meteorológicos. Puede observarse una clara anticorrelación.

Figura de elaboración propia.

Un análisis similar para el caso de los ordenamientos alternados (ALT, ALT2 y PROB) podría explicar también las diferencias encontradas entre ellos. Sin embargo, esto no es posible mediante el Índice de Alternancia propuesto, dado que asigna los mismos valores a cada uno de ellos. La situación podría cambiar, sin embargo, utilizando un índice de alternancia más elaborado que considere, además de la cantidad de máximos y mínimos, lo abrupta que sea cada subida y bajada en el nivel de recurso. Así pues, la cantidad de energía aprovechable por el almacenamiento puede ser mayor cuando se intercalan directamente días de alto y bajo recurso (y no cuando existen días de medio recurso entre ellos).

5.3.2 Variación con el número de días sucesivos.

Además del ordenamiento de los días, el otro parámetro que ha sido utilizado en la modelización de la intermitencia es el número de días sucesivos de cada tipo (DaysInDayType en OSeMOSYS). Esta característica es climatológicamente relevante, dado que la cantidad de tiempo que se mantienen las condiciones adversas es un dato indispensable al dimensionar el almacenamiento.

Como se observó en el apartado 5.1.3 en la Figura 5.5, el número de días sucesivos de cada tipo sigue un comportamiento aleatorio muy fluctuante, habiendo tomado para los ejemplos anteriores el valor medio. Debido a ello, para probar los efectos del parámetro, se

realizará un nuevo set de simulaciones sumando una desviación típica al parámetro. Este criterio, además de modelar climas en el que las condiciones se mantienen mayor tiempo, tiene sentido cuando se elige como estrategia preparar el sistema para las condiciones más extremas. Los resultados se reúnen en la Tabla 5.7.

Tabla 5.7 - Resultados de la implementación del sistema con varios ordenamientos de tipo de día con mayor duración de condición.

Tabla de elaboración propia

	Energy (%)		Power (GW)		Storage Capacity (TWh)	Global Cost (GUSD/year)
	Energía desperdiciada	Pérdida de carga	Solar	Wind		
INT_SCL	26.54	0.70	445	418	1.35	65
INT_SCL2	21.35	1.18	406	396	1.41	61
INT_ALT	17.02	1.67	380	378	1.64	60
INT_ALT2	11.43	3.08	440	297	1.99	58
INT_INV	25.76	0.98	408	434	1.13	63
INT_INV2	19.14	1.38	398	383	1.53	61
INT_PROB	16.68	1.72	384	373	1.66	60

Para facilitar la visualización, la Figura 5.12 muestra el porcentaje de reducción en cada caso frente a los que se encontraban en las simulaciones anteriores (apartado 5.3.1). Como era de esperar, en todos los casos se puede observar una reducción de la pérdida de carga, dado que la matriz ha sido optimizada considerando la necesidad de suministrar energía en condiciones de bajo recurso sostenidas durante períodos más largos de tiempo. En el caso INT_SCL e INT_INV pueden observarse, incluso, valores por debajo del 1%. En general, tal capacidad también se relaciona con un aumento del coste económico (aunque en porcentajes inferiores al 7%, y tan bajos como el 2% en el caso INT_INV). Atendiendo a la composición del sistema, existe una tendencia al aumento de la capacidad de almacenamiento y de fotovoltaica (útil para su carga). La excepción es INT_SCL, que reestructura su sistema siguiendo una estrategia de mayor sobredimensionamiento. Con todo, INT_SCL y INT_ALT destacan por su notable aumento de energía desperdiciada, siendo los que registran un mayor descenso en la pérdida de carga y aumento de la potencia productora.

De estos resultados se extrae que los climas que tienen condiciones sostenidas de bajo recurso durante tiempos más largos, deberán realizar mayores inversiones en el sistema, ya sea en forma de sobredimensionado de la potencia de tecnología eólica y PV o una mayor capacidad de almacenamiento. La segunda estrategia ha sido la preferida en la mayoría de los casos. Preparar el sistema para tales condiciones, atendiendo a los casos más extremos, también es una estrategia efectiva para reducir la probabilidad de pérdida de carga.

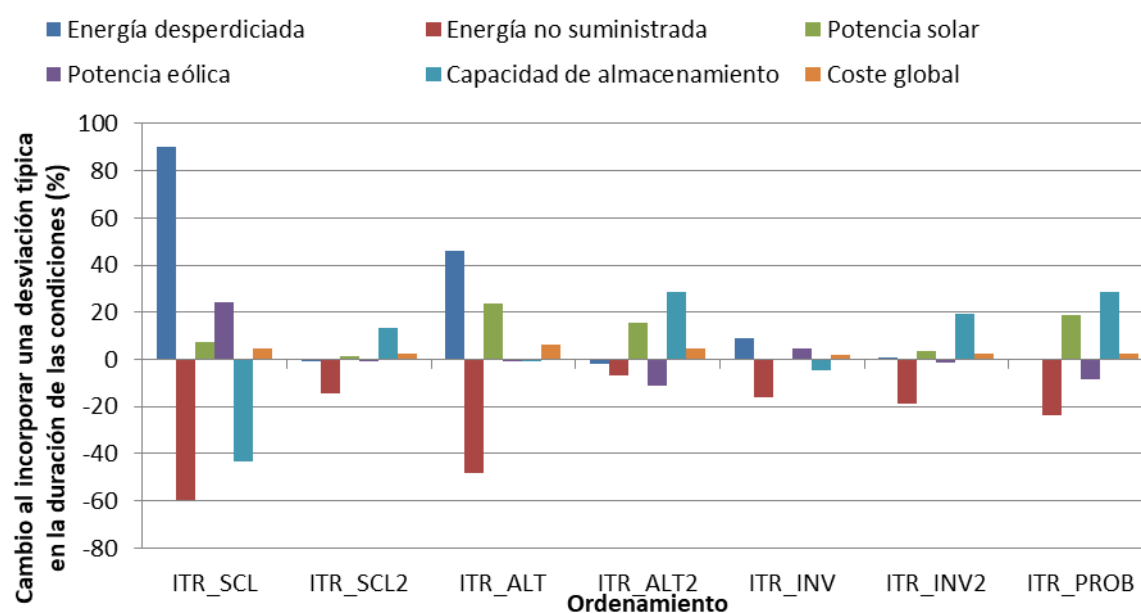


Figura 5.12 - Cambio en las variables de la matriz cuando se considera la duración media de las condiciones meteorológicas más una desviación típica durante la optimización.

La figura muestra la diferencia porcentual en las variables de estudio de la matriz (energía desperdiciada, energía no suministrada, potencia solar y eólica, capacidad de almacenamiento y coste global) cuando se realiza la optimización para condiciones meteorológicas sostenidas durante más tiempo (una desviación típica adicional respecto a los datos analizados) para distintos ordenamientos meteorológicos. Cada columna representa cada una de esas variables (por colores) y para los distintos ordenamientos.

Figura de elaboración propia.

5.4 ANÁLISIS DE LA PÉRDIDA DE CARGA. LIMITACIONES DEL MÉTODO

Tras haber comprobado el comportamiento del modelo y su utilidad mediante los resultados anteriores, es de interés realizar un análisis más profundo de la pérdida de carga. Dado que el modelo está optimizado para poder satisfacer exitosamente la demanda, tales pérdidas en el suministro pueden considerarse limitaciones para representar el clima real. Por ese motivo, en este apartado se estudiarán las causas de la pérdida de carga.

Para entender el origen de la pérdida de carga, es importante entender que durante el modelaje del recurso se han realizado diversas aproximaciones climáticas. Cada una de estas aproximaciones puede tener un impacto cuando se compara con una serie de datos realista, cuyo comportamiento se desviará del modelaje. Las aproximaciones realizadas son: promedios anuales, estacionales, en los tipos de día y los intervalos horarios, así como el modelaje de la secuencia a través del ordenamiento y el número de días sucesivos de cada tipo.

Para medir el impacto de las distintas aproximaciones, se recurrirá una vez más al modelo secuencial, utilizado para medir la adecuación y resultados de cada simulación (y ordenamiento) frente a una secuencia de recurso específica. Sin embargo, en lugar de introducir la secuencia de datos realista previamente utilizada, se aplicarán sobre ella las aproximaciones de manera sucesiva. Así pues, es posible, por comparativa, cuantificar el porcentaje de pérdida de carga asociado a cada una de las características climáticas no consideradas. Debe hacerse notar, sin embargo, que esta aproximación no contempla la posibilidad de que los errores interaccionen entre sí conjuntamente, causando sinergias o compensaciones entre ellos.

De este modo, se estudiarán los siguientes casos:

- **Estaciones promedio (y años).** Se utiliza como secuencia de Factor de Capacidad la multiplicación del Nivel de Intermitencia Diaria calculado en la Eq. (14) por el promedio estacional. De este modo, se mantiene el ordenamiento e intensidad de las fluctuaciones inter-diarias, pero desaparecen los valores estacionales más extremos y variación anual.
- **Tipos de día promedio.** Se asigna a cada día de la secuencia el Factor de Capacidad del día tipo al que corresponda por clasificación. De este modo, se obtendrá una secuencia con el mismo ordenamiento aleatorio, pero con solo los tres valores de Factor de Capacidad considerados en el modelo, desapareciendo en consecuencia los valores extremos. Dado que el Factor de Capacidad del día tipo está calculado también a partir del promedio mensual, este test mantiene también la aproximación anterior.
- **Duración media de las condiciones.** Se utiliza la misma aproximación que en “mean day types” para la secuencia de Factor de Capacidad, pero no se permite que un mismo tipo de día se repita sucesivamente.
- **Ordenamiento de los tipos de día.** Además de utilizar el Factor de Capacidad de cada día tipo, estos se repetirán de manera periódica siguiendo las distintas secuencias utilizadas como modelo.

La Tabla 5.8 muestra la probabilidad de pérdida de carga para las distintas aproximaciones introducidas en el modelo secuencial y en los distintos ordenamientos. Es posible comprobar que, efectivamente, cada una de las aproximaciones sobre la secuencia realista de recurso conlleva reducciones sucesivas en la pérdida de carga, coincidiendo con la progresiva semejanza con el patrón modelado. Cuando todas las aproximaciones han sido aplicadas, la pérdida de carga reduce su valor hasta un 0.005% o menor. Estos últimos resultados son cercanos o menores que la pérdida de carga considerada como aceptable para un sistema eléctrico actual e inferiores a las que se estiman para algunas regiones de Europa en 2040, cuando la penetración de las tecnologías renovables intermitentes sea mayor [Aszódi et al., 2021].

Tabla 5.8 - Pérdida de carga aplicando a la secuencia de CF las distintas aproximaciones (sucesivamente).
Tabla de elaboración propia

Energía no suministrada (%)	INT_SCL	INT_SCL2	INT_ALT	INT_ALT2	INT_INV	INT_INV2	INT_PROB
Sin aproximaciones	1.75	1.38	3.24	3.31	1.17	1.71	2.25
Estaciones promediadas	1.14	1.00	2.55	2.48	0.85	1.27	1.76
Tipos de día promediados	0.59	0.42	1.89	1.86	0.24	0.70	1.18
Duración media de las condiciones meteorológicas	0.23	0.22	1.25	1.33	0.12	0.40	0.66
Ordenamiento de los días	0.0049	0.0009	0.0021	0.0000	0.0000	0.0000	0.0049

Todos los resultados anteriores pueden resumirse en la Figura 5.13, en la que se suma la porción del LLP debida a cada aproximación (o que se ha eliminado al considerarla) para cada ordenamiento. Como resultado, puede observarse que la pérdida de carga debida a los días

tipo se mantiene aproximadamente constante en los sistemas optimizados con cada ordenamiento. Esto tiene sentido, debido a que la cantidad de días que tienen muy bajo recurso (en comparación con el considerado) es el mismo en todos los casos. Se corresponde, por lo tanto, con un error sistemático en el modelaje frente al clima realista. El efecto del promedio estacional y de la duración de las condiciones sostenidas es definitivamente importante, aunque de manera irregular en los distintos casos. Ambos casos siguen el mismo patrón, siendo el efecto menor en aquellos casos con tendencia al sobredimensionamiento (y, en consecuencia, mayor en los casos alternados). Finalmente, el ordenamiento de los días tiene especial importancia en los casos alternados, lo cual ya había sido intuido con anterioridad al tratarse de la suposición más optimista de ordenamiento. Una vez se consideran todas las aproximaciones previas, no parece haber otras fuentes de error significativas.

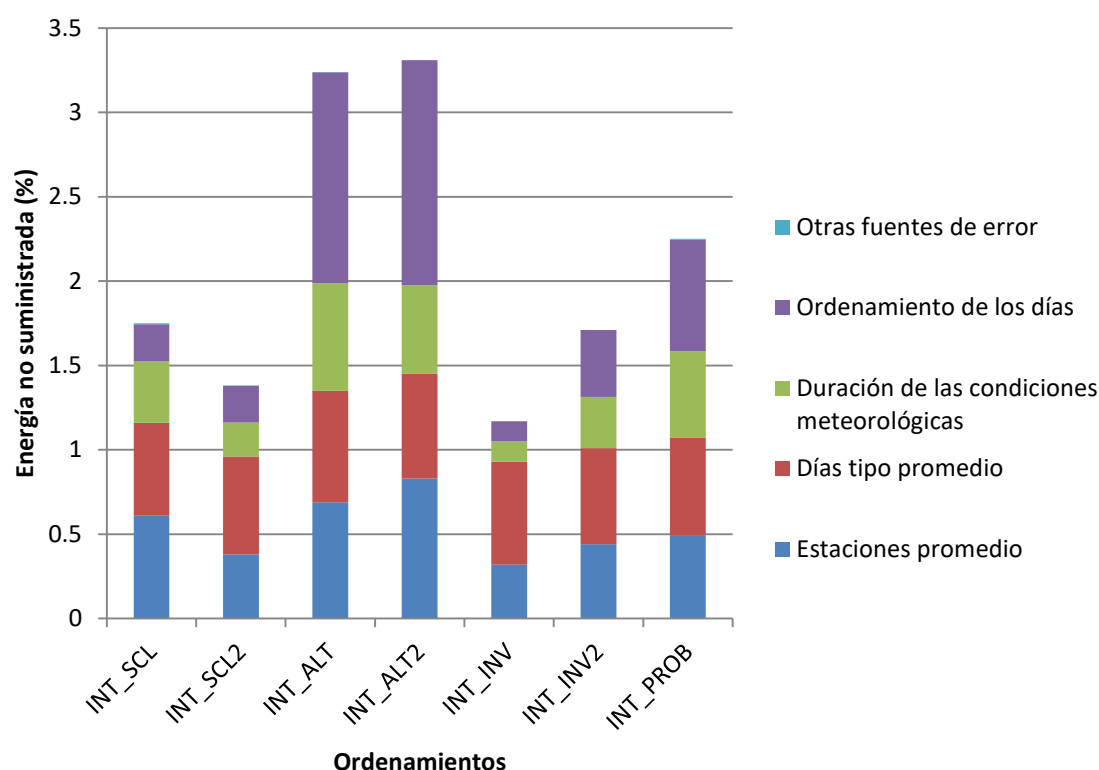


Figura 5.13 - Distribución de la pérdida de carga en las distintas aproximaciones en distintos ordenamientos.

Cada columna expresa la pérdida de carga asociada a la optimización con cada ordenamiento meteorológico.

Cada color representa la pérdida debida a cada una de las aproximaciones realizadas en el modelaje en OSeMOSYS, que desaparece cuando esas mismas aproximaciones son consideradas en los datos meteorológicos del modelo secuencial.

Figura de elaboración propia.

Con los resultados previos es posible cuantificar las limitaciones del modelo frente a la gestión de la intermitencia de la secuencia realista. De este modo, es posible marcar distintas pautas para mejorar el modelado del clima estudiado, así como la importancia de cada una de ellas. Particularmente, puede concluirse que es posible reducir cerca de un 1% de pérdida de carga aumentando el número de estaciones o días tipo considerados, lo cual se encuentra dentro de las capacidades del método propuesto y OSeMOSYS. La pérdida de carga debida a

las condiciones mantenidas también puede reducirse aumentando correspondientemente el número de días sucesivos de cada tipo una desviación típica por encima del valor esperado (apartado 5.3.2). El mayor reto sigue residiendo en el ordenamiento, que ha mostrado tener un claro impacto a nivel de pérdida de carga (especialmente cuando se considera que es alternado). En este sentido, la solución pasa por elegir a las opciones en las que esta última aproximación tiene un menor impacto, que en este caso sería INT_INV. En general, los resultados han mejorado en las opciones más pesimistas, que son las escalonadas. Con todo, si bien recurrir al peor caso es un buen método para evitar la pérdida de carga, puede no ser la mejor opción a nivel de optimización. INT_INV es, en términos generales, el modelo de intermitencia que mejor se ha adaptado al clima de estudio, siendo menos afectado por las aproximaciones realizadas.

5.5 PROBABILIDAD DE PÉRDIDA DE CARGA FRENTE AL COSTE ECONÓMICO

La elección del sistema más adecuado a nivel de seguridad depende, principalmente, de la pérdida de carga y el coste económico. Por ese motivo, es de interés realizar una comparativa de ambas variables en las distintas opciones modeladas, para comprobar cuál de ellas se adapta mejor al clima realista representado en el modelo secuencial.

La Figura 5.14 muestra la comparativa de la LLP frente al coste económico para las distintas opciones modeladas. Puede observarse una clara tendencia de reducción de la pérdida de carga con el aumento de costes. Excluyendo INT_SCL, los datos siguen una caída exponencial, lo que significara que el coste de reducir la pérdida de carga aumenta progresivamente. Tal situación encaja con la realidad, donde la mayoría de sistemas se configuran buscando un equilibrio entre la seguridad del suministro y lo que los consumidores están dispuestos a pagar por aumentarla. Así pues, estos resultados son de utilidad a nivel de decisión-making, permitiendo buscar la configuración del sistema que mejor se adapta a sus necesidades de pérdida de carga y costes [Billinton, 1970; ACER, 2018].

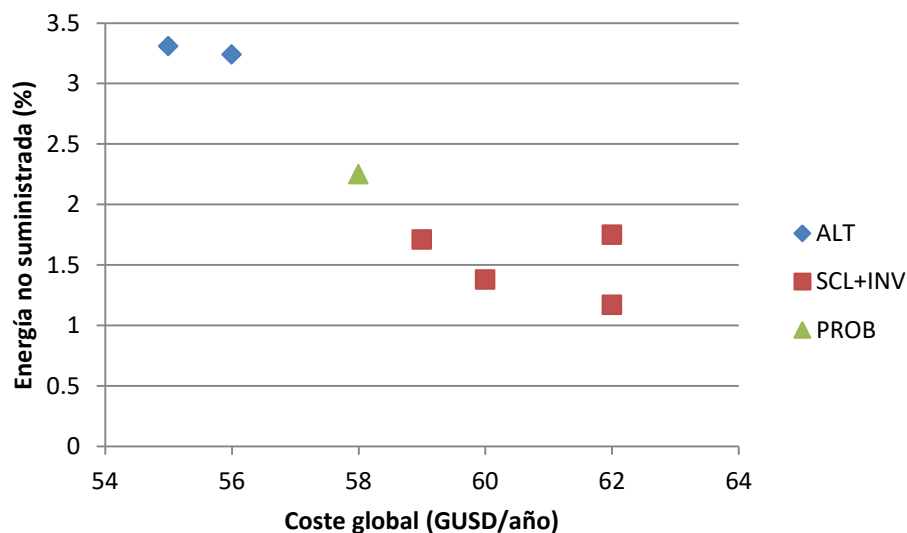


Figura 5.14 - Pérdida de carga y coste global en los diferentes ordenamientos.

Energía no suministrada frente al coste global obtenidos en la optimización para cada uno de los ordenamientos meteorológicos, cuando son puestas a prueba por el modelo secuencial. Por colores se diferencian los tipos de ordenamiento (alternados, escalonados y por probabilidad).

Figura de elaboración propia.

Si se considera que el coste de la energía no suministrada es de 6 GUSD/TWh (pudiendo variar de cero a cientos de GUSD dependiendo del tipo de consumidor) [ACER, 2018] y se multiplican por la diferencia en la pérdida de carga entre los dos casos en los que esta es menor, se obtiene un impacto económico de 20 GUSD/year. Dado que la diferencia de coste entre ambos casos es de 2 GUSD/year, el gasto adicional es compensado por la reducción en la pérdida de carga. Siguiendo este criterio, la mejor alternativa se correspondería con la de menor pérdida de carga. INT_INV es, por tanto, la mejor configuración obtenida para el clima estudiado.

Una mejora del modelo mediante nuevas ecuaciones que se adapten mejor a la realidad estocástica del fenómeno podría permitir una mejor representación de los climas realistas. De este modo, se evitaría el uso de parámetros problemáticos como el ordenamiento y se podría realizar la optimización de manera más directa e integral.

5.6 MEDICIÓN DE LOS EFECTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO

Como último resultado, es relevante analizar los efectos del cambio climático en la intermitencia diaria. Aunque una de sus consecuencias más conocidas es la variabilidad en el nivel de recurso, lo cual afecta al Factor de Capacidad promedio, diversos estudios también destacan un aumento en la inestabilidad y las fluctuaciones extremas [Lee et al., 2023; Xunta de Galicia]. El método propuesto permite evaluar el impacto de este fenómeno, incrementando la desviación respecto al promedio estacional. Esto posibilita recalcular el factor de capacidad tanto para los días de alto recurso como para los de bajo recurso. A continuación, se presenta un ejemplo en el que se duplica la desviación diaria observada en la Figura 5.3, limitando el nivel de recurso a cero en el caso de valores negativos.

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 5.9, donde se incluyen las variables básicas tanto para los casos sin intermitencia (no_INT), con intermitencia escalonada (INT_SCL) y alternada (INT_ALT), como para los dos escenarios con intermitencia incrementada: CC_SCL y CC_ALT. En los resultados es evidente un aumento en la estabilidad del recurso solar, que se muestra más constante que el eólico. Además, como era de esperar, el almacenamiento adquiere una mayor relevancia a medida que aumenta la intermitencia. Esto sugiere que la inclusión del almacenamiento podría convertirse en una estrategia clave no solo para facilitar la integración de energías renovables, sino también para mitigar los efectos del cambio climático. Esta conclusión se confirma al evaluar la energía no suministrada, cuyos resultados se presentan en la tabla tanto para el escenario con climatología actual como para el modificado. En este análisis se observa que, con una matriz optimizada bajo los niveles de intermitencia actuales, los resultados no son suficientes para gestionar una mayor variabilidad, con pérdidas de carga similares a las que se habrían producido si no se hubiera considerado la intermitencia en el contexto actual. Además, se destaca un aumento significativo en los costes económicos derivados de la mayor inestabilidad, alcanzando entre un 25% y un 30% adicionales con respecto a las condiciones climáticas actuales.

Tabla 5.9 - Resultados de la implementación del modelo cuando se consideran los efectos del cambio climático.

Tabla de elaboración propia

	Potencia (GW)		Capacidad de almacenamiento (TWh)	Coste global (GUSD/year)	Energía no Suministrada (%)
	Solar	Eólica			
No_INT	178	448	0.00	47	18.43
INT_SCL	414	336	2.38	62	8.13
INT_ALT	307	381	1.65	56	11.16
CC_SCL	697	225	4.72	78	3.52
CC_ALT	469	386	3.32	73	4.08

5.7 CONCLUSIONES

En el presente estudio se ha propuesto un método para modelar la intermitencia diario del recurso renovable en las herramientas de transición a largo plazo. Para ello, se elaboró un método de estudio basado en la clasificación en tipos de día por nivel de recurso y el establecimiento de un ordenamiento meteorológico, dado que este tipo de modelos carecen de parámetros estocásticos. Adicionalmente, se ha diseñado un modelo secuencial auxiliar que permita probar los resultados obtenidos frente a una secuencia meteorológica realista.

Los resultados, aplicados a un sistema 100% dependiente de energía eólica y solar, muestran que la consideración de la intermitencia es clave en la configuración de la matriz, permitiendo reducir la probabilidad de pérdida de carga desde un 8% hasta un 1%, aunque requiriendo un incremento de los costes del sistema asociado a la capacidad productiva y de almacenamiento instalada. Estos costes ascenderían a un 53% en caso de recurrir como estrategia al sobredimensionamiento de la potencia eólica y solar, mientras que podrían descender entre un 14 y un 22% respecto a la opción anterior si se valora la integración de almacenamiento de larga duración como el bombeo inverso. Un estudio del impacto económico de la energía no suministrada revela que este supera el de las inversiones adicionales requeridas cuando se considera la intermitencia del recurso, haciendo estas asumibles.

En caso de disponer de sistemas de almacenamiento energético, los resultados se han mostrado dependientes, además del nivel de recurso diario, de la secuencia meteorológica considerada. De este modo, ha sido posible notar que suponer una alternancia elevada en el nivel de recurso diario potencia el aprovechamiento del sistema de almacenamiento, incrementando su implementación y participación en comparación con una secuencia escalonada en el nivel de recurso. Estas últimas recurren a un mayor sobredimensionamiento e instalación de potencia solar. No obstante, pese a reducir los costes económicos, la asunción de una alta alternancia en el nivel de recurso es optimista respecto al clima realista estudiado, dando lugar a una mayor inseguridad y pérdida de carga. Por otro lado, en caso de climas en los que las condiciones meteorológicas diarias se mantienen sostenidas durante más tiempo, el almacenamiento también muestra tomar relevancia, siendo esta suposición también un criterio más adecuado y seguro frente al clima realista.

Un análisis de la pérdida de carga ha permitido determinar el efecto de cada una de las aproximaciones tomadas en el proceso. De este modo, el modelo muestra potencial de mejora cuando se consideran un mayor número de estaciones y tipos de día. Mientras que el error debido a la aproximación meteorológica es dependiente del clima estudiado, mostrando los casos pesimistas una mayor efectividad general (aunque a mayor coste).

En conclusión, considerar la intermitencia y el almacenamiento es necesario para mejorar la precisión de los modelos energéticos, minimizar las pérdidas y optimizar los costes

operacionales de los sistemas renovables. El método propuesto sirve como vía para modificar el tratamiento actual de OSeMOSYS y mejorar tales consideraciones.

6 CASO APLICADO DE MODELADO. MODELIZACIÓN DE ENTORNO EUROPEO

Los Capítulos anteriores se han dedicado al estudio, mejora y expansión de OSeMOSYS como modelo de transición a través de la incorporación de criterios de sostenibilidad y descripción de la intermitencia de las renovables. En ambos casos se trabajó sobre Sistemas Energéticos de Referencia de interés para el análisis detallado de los efectos de cada una de las metodologías. En el caso de la inclusión de la sostenibilidad, se utilizó Atlantis por su gran número de tecnologías y su reproducibilidad; en el caso de la modelización de la intermitencia, se diseñó una matriz 100% renovable y sencilla que permitiese evaluar de modo limpio el efecto de la corrección. En este Capítulo se desarrollará, finalmente, un modelo realista con el que estudiar los efectos de las metodologías propuestas y las restantes vulnerabilidades del modelado. La matriz construida representará un entorno europeo basado en Galicia.

El desarrollo de un modelo basado en un caso real es un proceso complicado, reuniendo varios retos y esfuerzos que no fueron descritos en los ejemplos anteriores. Se requiere, en primer lugar, un amplio análisis del contexto de la matriz, que permitirá determinar las características que el modelo debe considerar, comprender el marco de estudio y establecer sus limitaciones. En segundo lugar, debe procederse a la adquisición de datos necesarios para la descripción del modelo. Esto requiere la recopilación de numerosas fuentes y el procesado de la información disponible para adaptarla a la realidad que se pretende representar. Ambos pasos funcionan conjuntamente y determinan las distintas aproximaciones a tomar.

La decisión de tomar como referencia un entorno europeo permite desarrollar un modelo de interés regional, permitiendo aportar resultados de interés o servir de base para estudios futuros de primer orden. Escoger Galicia como ejemplo permite trabajar con un caso concreto, lo cual es útil para poder determinar los límites y dificultades del modelado. Galicia es, además, una región bien conocida por los autores, de interés por su amplio mix de recursos, que reúne tecnologías fósiles, hidráulica y eólica, así como varios potenciales todavía sin explotar como pueden ser el biogás o la energía oceánica [INEGA, 2022]. Con todo, el modelo no supondrá una representación fidedigna de Galicia, sino una primera aproximación adecuada a la extensión del trabajo que se pretende realizar, en la que las tecnologías serán caracterizadas mediante los datos disponibles, que se procurará que sean adecuados al promedio de Europa. Una mejor representación requeriría datos específicos de los distintos proyectos y potenciales realmente presentes en la región, adecuadamente cuantificados, representados y validados. En todo momento se detallarán los pasos tomados en el desarrollo del modelo de la matriz energética, indicando los datos y aproximaciones consideradas.

En el estudio se evaluarán diferentes escenarios de trabajo: la optimización económica estándar, la inclusión de la sostenibilidad, la consideración de la intermitencia y, finalmente, el efecto de ambas mejoras en conjunto. De este modo, será posible estudiar los efectos y relevancia de la sostenibilidad e intermitencia en el proceso de transición de una matriz realista. En todos los casos se considerarán, adicionalmente, las ecuaciones de la reserva primaria y secundaria, dado que su provisión es fundamental en la conformación de la matriz. Finalmente, la comparativa de los resultados se extenderá a la propuesta del gobierno gallego para su plan estratégico de desarrollo.

6.1 CASO DE ESTUDIO: GALICIA

Galicia es una región de España con un área de 29 575 km² situada al noroeste de la Península Ibérica, limitando en norte y oeste con el Mar Cantábrico y Océano Atlántico respectivamente y en el sur con Portugal. Gran parte de su población, de unos 2.7 millones de habitantes, se distribuye en la zona costera. Topográficamente destaca por sus montañas de baja altura, bosques y gran red de ríos [Miguez & López-Agüera, 2020].

A continuación, se valorarán el contexto y recursos energéticos fundamentales de la región, la composición de su matriz energética, los modos de generación más importantes en la actualidad y los desafíos y planes de desarrollo a futuro.

6.1.1 Contexto energético en Galicia. Climate, Land, Energy and Water.

El clima de Galicia se caracteriza por su influencia oceánica, predominantemente templada y húmeda. Debido a ello, sus temperaturas son moderadas (entre los 8°C y 12°C en invierno y 18°C y 22°C), lo que permite limitar las necesidades energéticas para acondicionamiento térmico, especialmente significativas en invierno. Sus precipitaciones medias anuales varían entre los 1000 mm y 2500 mm dependiendo de la región, convirtiéndola globalmente en una de las regiones más lluviosas de Europa, lo que, sumado a su extensa red de ríos, facilitan la accesibilidad al agua y consolidan el potencial hídrico de la región (también a nivel energético) [López-Agüera, comunicación personal, 13 de Octubre de 2024; Panagos et al., 2015; Álvarez-Rodríguez & Estrela Monreal, 2000; Argüello et al., 2021]. En lo que respecta al recurso eólico, Galicia dispone de un elevado potencial, tanto on-shore (con regiones montañosas y costeras con potenciales de más de 500 W/m² y 800 W/m² a 100 m respectivamente) como off-shore [New European Wind Atlas].

Debido a su masa forestal y fuerte industria ganadera, la tierra de Galicia alberga un gran potencial energético a partir de biomasa (generando anualmente entre 1.5 y 2 millones de toneladas de residuos forestales y 600000 toneladas de residuos agrícolas) y biogás (entre 2500 y 3000 GWh/año) [López-Agüera, comunicación personal, 13 de Octubre de 2024].

Entre los demás recursos por explotar se encuentran el geotérmico, relevante en aplicaciones de baja entalpía pudiendo alcanzar los 30°C/km en zonas de interior; el oceánico, asociado a sus más de 1500 km de costa, la exposición a fuerte oleaje y el potencial mareomotriz, alcanzando los 4100 MW en total [López-Agüera, comunicación personal, 13 de Octubre de 2024; INEGA, 2022]. Finalmente, Galicia tuvo durante más de 60 años una industria minera de carbón desarrollada que le permitió una práctica independencia energética. Sin embargo, tal industria ha sido descartada por la baja calidad del carbón y las políticas medioambientales desde 2007. Las centrales de producción mediante este combustible han pasado por un proceso de cierre desde 2019 hasta la actualidad [Miguez & López-Agüera, 2020].

El potencial de producción energética mediante recurso hídrico, eólico y solar será valorado con más detalle en la sección 6.2.4.

6.1.2 Matriz energética.

A continuación, tras haber estudiado los principales recursos energéticos de la región, se estudiará de manera particular la estructura actual de la matriz a nivel de consumo y generación.

6.1.2.1 Demanda energética

El consumo de energía global anual en Galicia se estima en torno a 65.4 TWh en el año 2021, dividiéndose en tres ejes principales: eléctrico, térmico y de transporte (ver

Figura 6.1). El presente trabajo se centrará en el consumo eléctrico en Galicia, que a pesar de los esfuerzos realizados, se ha mantenido aproximadamente constante con ligeras variaciones a la baja (entorno a un 17.6 TWh en 2021) [INEGAa]. Además de satisfacer su propio consumo, Galicia también genera energía para el resto del territorio peninsular (España y Portugal), suponiendo sus exportaciones entorno a un 30% de la energía total generada, con máximos mensuales de hasta un 60% [Red Eléctrica Españolab].

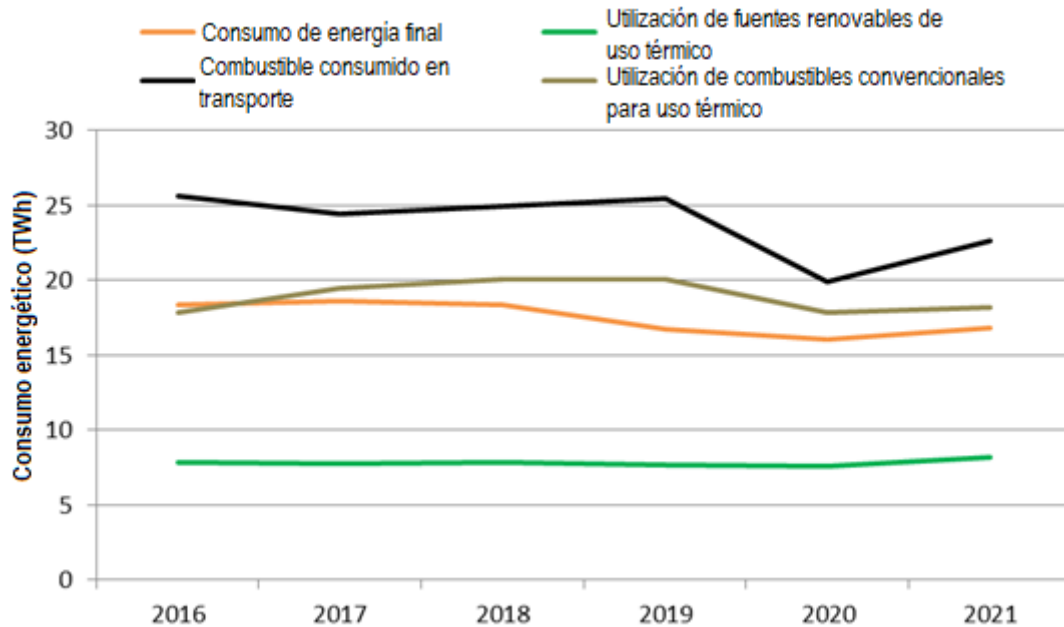


Figura 6.1 - Consumo energético de Galicia.

La figura muestra el consumo de Galicia dividido según distintos tipos de energía y fines (por colores) frente a los años, entre 2016 y 2021. Se aprecia una relativa constancia en los distintos tipos de consumo.

Figura de elaboración propia con datos de [INEGAa].

6.1.2.2 Potencia de producción eléctrica instalada

Actualmente, tal como se detalla en la Figura 6.2, la potencia productora de Galicia consta de unos 3.9 GW de eólica on-shore, 3.7 GW de hidráulica (de la cual el 81% es gran hidráulica), 1.25 GW de ciclo combinado y 0.49 GW de cogeneración, con pequeñas capacidades de biomasa, solar o residuos. A su vez, tanto el ciclo combinado como las plantas de cogeneración pueden dividirse en aquellas que consumen petróleo, carbón o gas natural. Además, se dispone de una capacidad de bombeo inverso instalada que ronda los 465 MW. Pese al potencial de ampliar este último sector, las presentes instalaciones ya permiten mejorar la estabilidad de la red eléctrica gallega, actuando como almacenamiento energético y ayudando a equilibrar la intermitencia de las fuentes renovables [INEGAc].

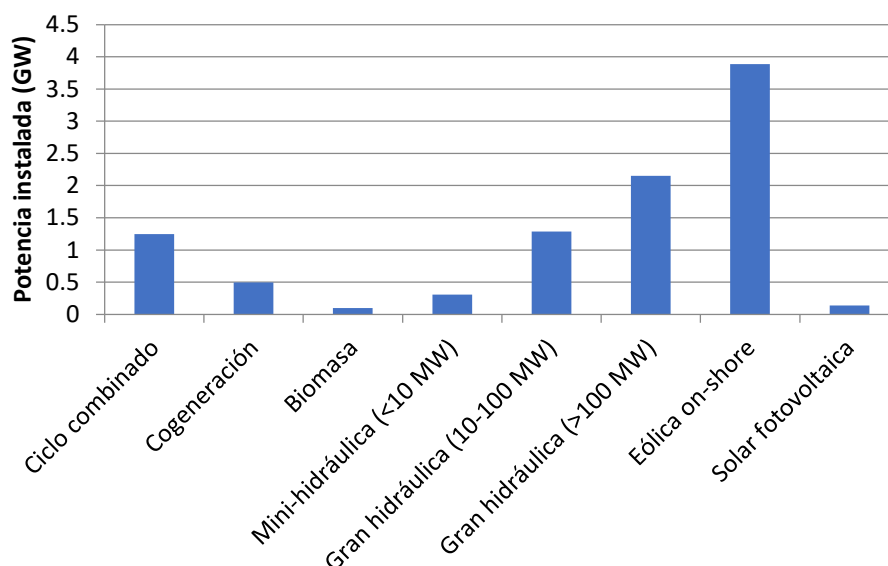


Figura 6.2 - Potencia de producción eléctrica mediante distintos modos de generación instalada en Galicia en el año 2022.

Figura de elaboración propia con datos de [INEGAc].

6.1.2.3 Producción de energía eléctrica

En cuanto a la producción energética del año 2023, la Figura 6.3 muestra la contribución de cada tipo de fuente como porcentaje del total. Así pues, permite ver que, de todas sus tecnologías productoras, son cuatro las que juegan el papel principal: el ciclo combinado, la cogeneración, la hidráulica y la eólica. En un segundo nivel se encuentran las centrales de carbón, seguida de una pequeña contribución de otras renovables como la biomasa. Todo ello reúne entorno a un 76% de generación renovable y demuestra la relevancia del potencial hídrico y eólico en la región [Red Eléctrica Españolac].

Durante el año 2023 en Galicia se produjeron 23872 GWh, mientras que su consumo fue de 12966 GWh. Esto convierte a la región en fuertemente excedentaria, distribuyéndose el exceso al resto del territorio peninsular. Por otro lado, cabe destacar que 2.6% de la producción provino de la central termoeléctrica de carbón de As Pontes de Garcia Rodriguez cerrada definitivamente en mayo de 2024 [López-Agüera, comunicación personal, 13 de Octubre de 2024; Red Eléctrica Españolac].

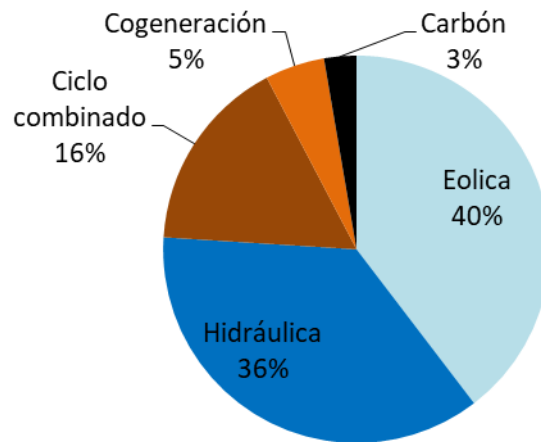


Figura 6.3 - Porcentajes de producción energética de cada modo de generación en Galicia en el año 2022.
Figura de elaboración propia con datos de [Red Eléctrica Españolac].

Para evaluar el comportamiento temporal, la Figura 6.4 muestra la producción de todas las fuentes (e intercambios inter-regionales) para cada mes entre 2015 y 2023. Puede observarse que la mayor parte de la producción ocurre en las estaciones invernales, como cabe esperar de una región de clima frío por las mayores necesidades de calefacción. El mismo comportamiento se observa en las exportaciones, coincidiendo con la mayor producción tanto eólica como hidráulica [Red Eléctrica Españolab].

Atendiendo a la evolución a lo largo de los años, es notable la reducción en la producción mediante carbón a partir de 2019, que previamente alcanzaba cerca del 50% del mix en las estaciones estivales. Este cambio, que coincide con el cierre de la central térmica de Meirama y el comienzo de reducción en la producción de la central de As Pontes de García Rodríguez (cierre completo en mayo de 2024), marca un cambio notable en la composición de la matriz energética de Galicia. El cambio se ha visto compensado con un menor consumo y un mayor uso del ciclo combinado, junto a pequeños incrementos en la producción mediante energía eólica e hidráulica. Es también apreciable la reducción de las exportaciones de energía en verano, que además pasa a ser la estación con mayor producción fósil, coincidiendo con el menor recurso eólico e hidráulico.

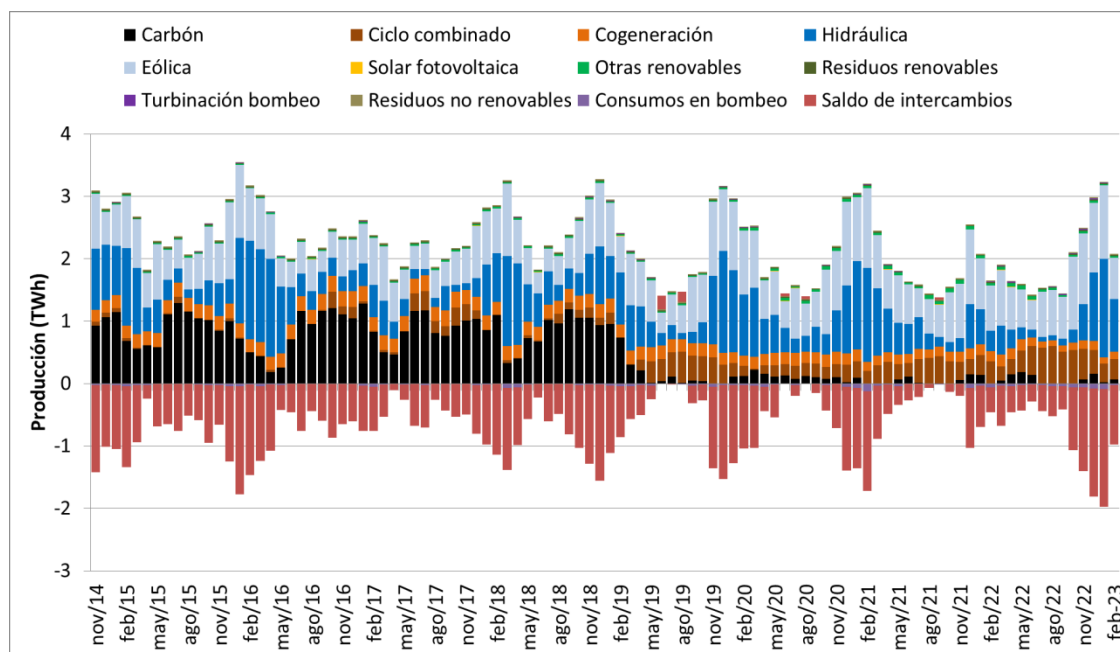


Figura 6.4 - Balance energético de Galicia entre 2015 y 2023, dividiendo las distintas fuentes.

Cada columna muestra la producción mensual de energía (repartida entre las distintas fuentes según el código de colores) en positivo y la energía consumida para almacenamiento mediante bombeo en negativo. Los intercambios serán positivos o negativos dependiendo de si las importaciones superan las exportaciones o viceversa. La figura reúne datos entre noviembre de 2014 y febrero de 2023 para Galicia. Puede observarse con claridad la disminución del uso del carbón y la gran tendencia exportadora de energía de la región.

Figura de elaboración propia con datos de [Red Eléctrica Españolab].

6.1.3 Futuro de la matriz energética de Galicia. Retos, amenazas y descarbonización.

El futuro de la matriz energética está orientado a la búsqueda de una matriz de energía limpia, siguiendo la mayoría de tendencias europeas [INEGA, 2022; Xunta de Galicia]. Al mismo tiempo, los posibles cambios en clima pueden tener un impacto importante sobre su estructura CLEWs de Galicia, muy dependiente del recurso hidráulico e hídrico.

Particularmente, la Agenda 2030 es el primer paso en la respuesta climática, siguiendo las direcciones de los Objetivos de Desarrollo Sostenible. En lo que respecta a la adquisición de un mix de energía limpia, se marca el objetivo de conseguir en 2030 un mix 84.8% de origen renovable. Los planes concretos para la transformación de la matriz energética se detallan a continuación [INEGA, 2022]:

- Aumento del 136% en el uso de energía eólica, alcanzando la generación de 24.6 TWh considerando tanto la eólica on-shore y off-shore. Concretamente se espera duplicar la eólica terrestre actual hasta los 7.7 GW, con 0.8 GW de marina.
- Aumento del 33% del uso de la hidráulica hasta los 11.4 TWh. Particularmente, se esperan alcanzar 1.9 GW de bombeo (un 392% respecto al actual), pudiendo almacenar diariamente 0.045 TWh.
- Se espera duplicar la electricidad generada por la solar fotovoltaica (aumento del 109%) hasta los 0.268 TWh producidos y 210 MW instalados, la mayoría para autoconsumo.
- Mantenimiento del ciclo combinado y reducción de un 28% de la cogeneración, hasta 143 MW.
- Un aumento del 8% en la producción de energía (térmica) mediante biomasa.

- Además de las anteriores, se espera seguir progresando en el uso de las bombas de calor (alcanzando los 68 MWt en geotermia y 490 MWt entre aerotérmicas e hidrotermicas) y biogás (alcanzando los 30 MW).
- Desarrollo de un Hub de hidrógeno verde con una potencia de electrolizadores de entre 0.5 y 1 GW.

En cuanto a la Estrategia Climática 2050, Galicia espera adquirir la neutralidad climática, lo que significa reducir sus emisiones hasta su capacidad de absorción, estimada por la propia Estrategia en 6.8 MtonCO₂eq anuales (en 2050). Tales emisiones incluyen a todos los sectores, mientras que el aporte de emisiones de las tecnologías fósiles se espera de unos 0.2765 MtonCO₂eq. El programa energético para enfrentar todas esas necesidades y dificultades incluye [Xunta de Galicia]:

- Promoción del sector eólico (nuevos parques, repotenciación de los existentes, planificación de estructuras de evacuación).
- Fomento de la generación de electricidad con otras fuentes renovables (fotovoltaica, modernización de plantas hidráulicas, biomasa, biogás, energía del mar,...).
- Desarrollo de la estrategia de biomasa térmica (plan de incentivos a la instalación de calderas de biomasa y calefacción urbana).
- Plan de incentivos para otras energías renovables.
- Impulso a la I+D+i en energías marinas.
- Deducción por inversión en instalaciones de climatización y/o agua caliente sanitaria que utilicen energías renovables en la vivienda habitual y destinada exclusivamente al autoconsumo.
- Promoción del desarrollo y modernización de las redes de transporte y distribución de electricidad.
- Promoción del desarrollo de redes de transporte y distribución de gas.
- Mayor penetración del uso del gas (municipios, polígonos industriales, puertos)

Así pues, debe desenvolver un plan de transición al mismo tiempo que considera los posibles cambios en el recurso y clima. Precisamente con esos objetivos se desarrolla su Agenda 2030 y su Estrategia Climática 2050.

6.1.3.1 Amenazas climáticas. Efectos en el recurso.

El cambio climático puede tener múltiples potenciales impactos en Galicia, alterando los patrones climáticos y afectando tanto al medio ambiente como a fenómenos meteorológicos clave. En el caso particular del sector energético existen numerosas amenazas asociadas a un cambio del clima que deben ser consideradas en una buena planificación. Estas incluyen:

- **Aumento de la temperatura del aire, agua y las olas de calor.** A nivel energético, esto repercute en las necesidades de acondicionamiento térmico de los consumidores y su patrón de consumo, así como una pérdida de eficiencia en las centrales fósiles y su refrigeración.
- **Aumento de las sequías.** Repercute notablemente en el recurso hídrico, tanto limitando su uso energético como aumentando el consumo energético por bombeo para consumo humano e irrigación.

- **Cambios en el régimen de viento.** Pueden afectar al potencial de producción eólico de las distintas regiones
- **Aumento de fenómenos meteorológicos extremos** (tormentas e inundaciones) o el aumento del nivel del mar.
- **Presiones en el recurso agrario y pesquero.** Los puntos anteriores pueden causar desperfectos en los cultivos y el calentamiento de los océanos en el sector pesquero, uno de los más relevantes a nivel económico y alimentario en la región. Estos pueden llevar a reconfiguraciones en el sistema, que afecten al energético a través de las interacciones en CLEWs [Xunta de Galicia].

6.2 DISEÑO DEL SISTEMA ENERGÉTICO DE REFERENCIA DE GALICIA EN OSeMOSYS

Tras haber realizado una inspección general de la región, es necesario construir su modelo dentro del entorno de OSeMOSYS. En esta sección se recoge el proceso de diseño del Sistema Energético de Referencia que será utilizado, pasando por la descripción de la demanda energética, el recurso renovable y las especificaciones de las tecnologías que serán utilizadas.

6.2.1 Demanda energética

El análisis de la demanda energética en Galicia no solo considera el consumo final de energía eléctrica, sino también las exportaciones de energía, ya que Galicia es un exportador neto, lo que es crucial para su matriz energética. Además, se incluyen las pérdidas de red, que se varían anualmente entre un 30 y 40% al comparar producción y consumo [INEGAa; INEGAb]. Aunque estas pérdidas podrían modelarse con más precisión en OSeMOSYS mediante tecnologías específicas de transmisión y distribución, la falta de datos y la complejidad añadida hacen que se simplifique representándolas como una demanda adicional. Para la evaluación, se usará la demanda total de 2022, que fue de 20.75 TWh, y se asumirá constante en el tiempo debido a la estabilidad observada en el consumo energético tras el cierre de la planta de As Pontes. Esa información se encuentra disponible en la Red Eléctrica Española para los distintos años y estaciones, designada como “demanda (b.c.)” y englobando la producción total [Red Eléctrica Española].

En cuanto a su distribución horaria y estacional, se dividirá en tres estaciones: invierno (de noviembre a febrero ambos incluidos), verano (de mayo a agosto) y la estación intermedia considerando los meses restantes. La proporción de la demanda de cada estación proviene de la suma de los datos de Red Eléctrica para esos mismos meses promediada a lo largo de ocho años (entre 2015 y 2022). Se realizará, además, una división en cuatro intervalos horarios, basado en el estudio realizado por [Miguez & López-Agüera, 2020]. La división anterior es representada en la Figura 6.5.

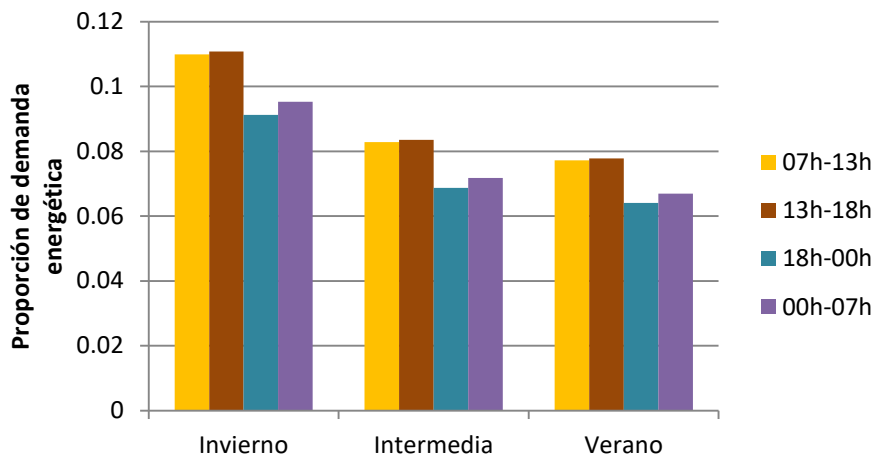


Figura 6.5 - Proporción de la demanda energética de Galicia por estaciones e intervalos horarios.
Cada columna muestra la proporción de la demanda actual de Galicia que se corresponde con cada intervalo horario (por distintos colores), agrupadas para las distintas estaciones.
Figura de elaboración propia.

6.2.2 Composición del Sistema Energético de Referencia

Tras la evaluación realizada en la sección 6.1, se han seleccionado los modos de producción más relevantes para el modelo: gran hidráulica, mini hidráulica, ciclo combinado, cogeneración, eólica, solar, biomasa y bombeo inverso.

La elección de hidráulica, ciclo combinado, cogeneración y eólica se basa en su predominancia en el mix energético actual. La biomasa, mini hidráulica y bombeo inverso se han incluido por su relevancia en términos de sostenibilidad, integración de renovables y como recursos locales. La energía solar, considerada a gran escala (“utility scale”, a nivel de red de transmisión) se evaluará debido a su potencial futuro en el modelo de transición, a pesar de la ausencia actual de instalaciones de este tipo.

Para simplificar el análisis, como hipótesis de trabajo se asumirá que las tecnologías fósiles utilizan gas natural como combustible, alineándose con las tendencias europeas por ser la opción menos contaminante y más eficiente.

Se omitirán del análisis la energía solar para autoconsumo y las centrales de residuos debido a su baja contribución a la matriz energética. Asimismo, se excluye la eólica off-shore (sin actual implementación en Galicia) y las energías oceánicas, prometedoras pero aún en fase de desarrollo. Tales elecciones facilitan un primer estudio de la matriz, que se complicaría en caso de incorporar demasiadas tecnologías.

6.2.3 Capacidad de producción actual y degradación

Un paso fundamental en la elaboración de una matriz energética y su proceso de transición es definir la conformación o capacidad productora de su estado actual, para lo cual se hace necesario incluir la degradación de las instalaciones. Tal información es fundamental en una planificación óptima de las instalaciones a realizar.

A partir de datos de INEGA de la antigüedad de las instalaciones y su capacidad nominal [INEGAc], se estima la capacidad productiva de la tecnología en cada año, con la asunción de que, al fin de la vida útil la eficiencia del sistema ha disminuido en un 80%. Además, cuando una tecnología supera su vida operacional antes del inicio del período modelado, se asume que ha sido renovada. Dado que OSeMOSYS no tiene ecuaciones específicas para el proceso, se tomará como hipótesis de trabajo que la degradación de la tecnología (representada como una reducción de su capacidad) es lineal. En cuanto a los costes, OSeMOSYS no ajusta los

costes de mantenimiento pese a la degradación, por lo que los costes fijos totales se reducirán proporcionalmente (mientras que en la realidad podrían mantenerse constantes o incluso subir con la degradación). Con todo, esta aproximación se considerará la más realista para modelar el proceso de transición sin modificar las ecuaciones del modelo. La capacidad remanente de las tecnologías se muestra en la Figura 6.6 a lo largo del periodo de estudio.

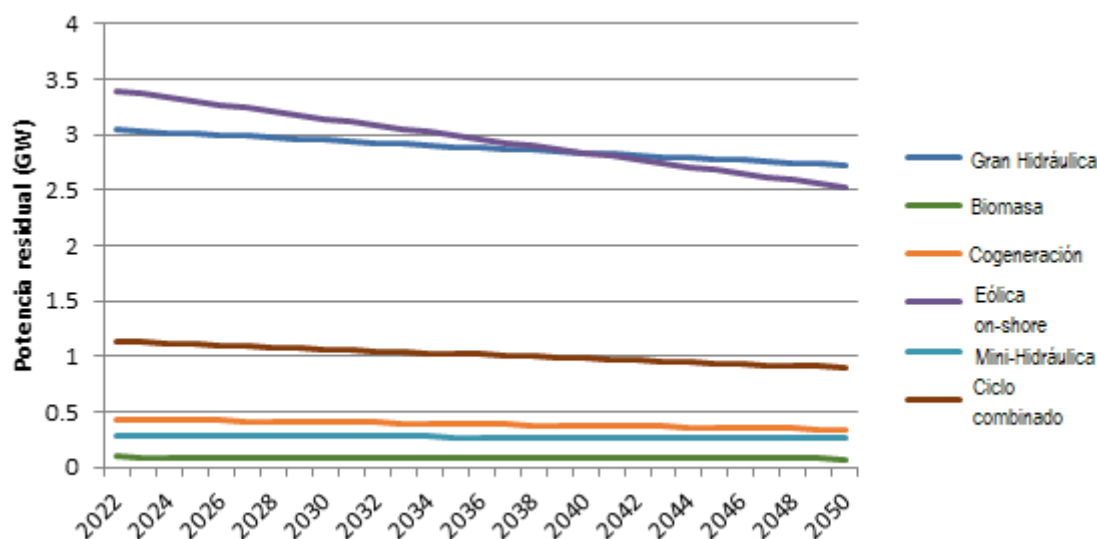


Figura 6.6 - Potencia residual instalada en Galicia de 2022 a 2050, considerando la actualmente existente y su degradación.

Cada línea muestra la potencia residual esperada por parte de las actuales instalaciones de cada tecnología en Galicia para cada año, considerando su degradación, entre 2022 y 2050.

Figura de elaboración propia.

Adicionalmente, en Galicia existen instalados 0.13 GW de bombeo inverso (considerando su degradación), que, suponiendo sistemas de 16h de almacenamiento, tendrán asignados una capacidad de almacenamiento de 2.05 GWh.

6.2.4 Evaluación de recurso renovable en Galicia

Un paso fundamental para evaluar y definir el recurso renovable solar, eólico e hidráulico es la obtención del factor de capacidad de las tecnologías, asociado a su eficiencia productora y necesaria en su modelaje dentro del entorno OSeMOSYS.

En este apartado, se estudiará el recurso energético disponible en Galicia para definir el factor de capacidad. Aunque en Galicia tal recurso dependerá de sus múltiples microclimas, influenciados por la topografía o proximidad al océano Atlántico, en este estudio se tomará un valor único regional. La división temporal, se definirá siguiendo las características del recurso definidas anteriormente.

6.2.4.1 Recurso solar

Galicia dispone de una irradiación media anual varía entre 1.200 y 1.600 kWh/m² y una gran variedad de microclimas. Se dispone además de un completo histórico de datos locales tanto en el Instituto Geográfico Nacional (IGN) como en el Sistema Meteorológico Gallego (METEOGALICIA).

Para evaluar la disponibilidad estacional y horaria del recurso solar, se usaron datos del Global Solar Atlas por su accesibilidad a distintos perfiles temporales [Global Solar Atlas]. Para poder estudiar la variación horaria, se tomó un punto específico situado en el centro de

Galicia ($42^{\circ}45'18''$, $-007^{\circ}52'38''$). Se ajustó el perfil solar máximo a las 12:00h para ajustarlo al eje natural. Esta suposición permitirá facilitar el estudio y, aunque puede desviar ligeramente los resultados, sigue siendo válida como primera aproximación para un entorno europeo. Los resultados del proceso se pueden ver en la Figura 6.7a, donde se muestra el perfil horario de irradiación normal directa para las distintas estaciones.

Para la determinación del factor de capacidad (CF), se ha integrado la irradiación durante cada intervalo horario y promediado los meses de cada estación (definidos en los mismos TimeSlices que para la demanda energética). A continuación, se ha dividido entre la irradiación pico correspondiente al número de horas en cada caso, obteniendo así el CF del punto estudiado (pues se compara la irradiación real con la correspondiente a la potencia nominal instalada). Para adaptar el resultado al promedio de Galicia, se ajustó proporcionalmente comparando la irradiación anual del punto estudiado ($3,97 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$) frente al del total de Galicia ($3,81 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$). Un estudio elaborado podría tratar de adecuar el CF a las zonas con mayor probabilidad de instalación solar. Las horas nocturnas (00:00h a 07:00h y 18:00h a 23:00h) se consideran con irradiación cero, redistribuyendo esa energía al intervalo diurno más cercano. Esta decisión evita que el modelo asuma producción de energía en períodos donde, durante gran parte de las horas, no puede generarse. Los resultados se muestran en la Figura 6.7b, mostrando el factor de capacidad para cada intervalo temporal modelado.

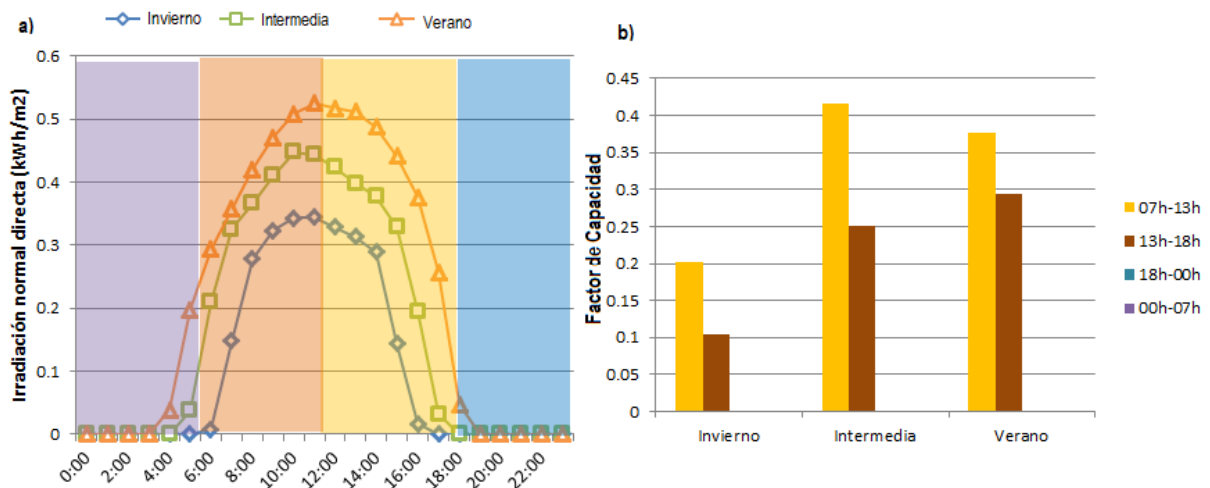


Figura 6.7 - Recurso y factor de capacidad solar de Galicia para cada estación e intervalo horario.

La figura (a) muestra el perfil horario de irradiación normal directa calculada en promedio para las distintas estaciones modeladas (invierno, intermedia y verano), cada una mostrada en distintas líneas. El espacio de la gráfica se divide por colores, correspondiéndose con los distintos intervalos horarios de integración seleccionados para el modelaje de la región. La figura (b) muestra, en cada columna, el factor de capacidad solar calculado en cada intervalo horario (por colores) separadamente para cada estación.

Figura de elaboración propia.

6.2.4.2 Recurso eólico

Para calcular la variación mensual del Factor de Capacidad (CF) de la energía eólica en Galicia, se utilizaron los datos de la producción aportados por Red Eléctrica Española [Red Eléctrica Españolabs]. De este modo, se calculó el CF estacional a través de la Eq. (15). Este método, sin embargo, puede subestimar el auténtico potencial eólico al no valorar la energía desperdiciada. Aunque los reportes de la reducción de potencia renovable en España parecen indicar que esta es pequeña, no es claro si los informes incluyen o no la producción por

debajo del máximo debido al error máximo permitido en la predicción [AURORA, 2023]. Con todo, el cálculo sigue siendo válido como aproximación y para captar el comportamiento general.

$$CF_{\text{estacional}} = \frac{\text{Producción}_{\text{estación}}[\text{GWh}]}{\text{Días}_{\text{estación}} * \text{Capacidad}[\text{GW}] * 24\text{h}} \quad (15)$$

Donde:

$\text{Producción}_{\text{estación}} [\text{GWh}]$ es la producción total estacional de la tecnología (eólica) en la región.

$\text{Días}_{\text{estación}}$ es el número de días totales de cada estación.

$\text{Capacidad}[\text{GW}]$ es la capacidad total instalada de la tecnología (eólica) en la región en el año evaluado.

El CF anterior se obtuvo un promedio por estaciones utilizando datos de 2015 a 2022. Tomando la división horaria de [Míguez & López-Agüera, 2020], puede obtenerse el CF para cada TimeSlice, mostrado en la Figura 6.8. Aunque el promedio anual ayuda a optimizar el sistema, considerar variaciones anuales podría mejorar la resiliencia del sistema. Sin embargo, por simplicidad (y la dificultad de introducir fenómenos aleatorios en OSeMOSYS), se asumirá que los años mantendrán el valor promedio calculado.

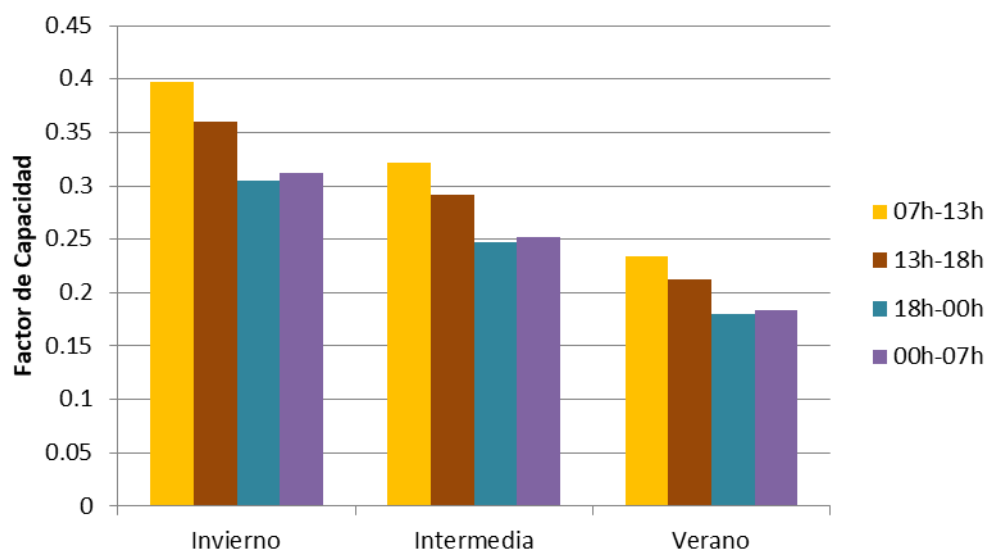


Figura 6.8 - Factor de capacidad eólico de Galicia para cada estación e intervalo horario.

La figura muestra, en cada columna, el factor de capacidad eólico calculado en cada intervalo horario (por colores) separadamente para cada estación.

Figura de elaboración propia.

6.2.4.3 Recurso hidráulico

Para calcular el Factor de Capacidad (CF) de la energía hidráulica, se utilizó el mismo enfoque que para el recurso eólico, analizando la proporción entre la energía inyectada y la energía que se habría producido a máxima capacidad, basado en datos de la Red Eléctrica por estaciones [Red Eléctrica Españolab]. A diferencia de la tecnología eólica, la hidráulica, con grandes embalses y dependiente de otras formas de consumo humano, presenta dificultades para cuantificar su capacidad de producción media real. Con todo, el CF calculado a partir de valores medios, refleja adecuadamente el comportamiento real ajustando su disponibilidad tanto al recurso como a la demanda.

Debido a la presencia de los embalses, la escala de variabilidad característica del recurso hídrico es estacional (o diaria en el caso de la minihidráulica), pero es controlable en el rango horario. Para modelar esta disponibilidad en OSeMOSYS, se incorporará una nueva ecuación, Eq. (16), que permite limitar su uso de acuerdo con el promedio estacional. Esto es preferible a las opciones estándar de OSeMOSYS, que solo consideran un promedio anual o un Factor de Capacidad restrictivo en el rango horario. De este modo se permite que la hidráulica produzca en los momentos de mayor demanda.

$$\sum_{l \text{ in } SEASON} Production_{t,l,y} \leq Capacity_{t,y} * CtoE * CFS_{t,ls,y} * \sum_{l \text{ in } SEASON} YearSplit_{l,y} \quad (16)$$

Donde:

$Production_{t,l,y}$ [TWh] es la producción energética de la tecnología t, en el año y y en la división temporal (TimeSlice) l.

$Capacity_{t,y}$ [GW] es la capacidad instalada de la tecnología t en el año y.

$CtoE$ [TWh/GW] es la cantidad de TWh que 1 GW puede producir en un año funcionando continuamente, correspondiéndose con 8.76 TWh/GW

$CFS_{t,ls,y}$ es el Factor de Capacidad de la estación a analizar.

$YearSplit_{l,y}$ es la duración (como proporción del año y) de cada TimeSlice l.

$\sum_{l,l \text{ in } SEASON} \dots$ es el sumatorio para todos los TimeSlices (l) que forman parte de la estación bajo evaluación.

Finalmente el Factor de Capacidad de la minihidráulica, gran hidráulica y las nuevas y viejas instalaciones ha sido modulado conforme a los datos de IRENA (cada una de ellas descrita en OSeMOSYS como una tecnología diferente). Así pues, en el caso de la minihidráulica es un 17% mayor que el de la gran hidráulica. Mientras tanto, se supone un CF menor para las nuevas futuras instalaciones, con reducciones del 19.5% y del 10.4% para la gran y la minihidráulica, respectivamente. Este efecto está asociado a las peores condiciones de recurso, que serán más costosas.

Los resultados se resumen en la Figura 6.9, mostrando el CF para cada estación y tipo de generación hidráulica evaluado.

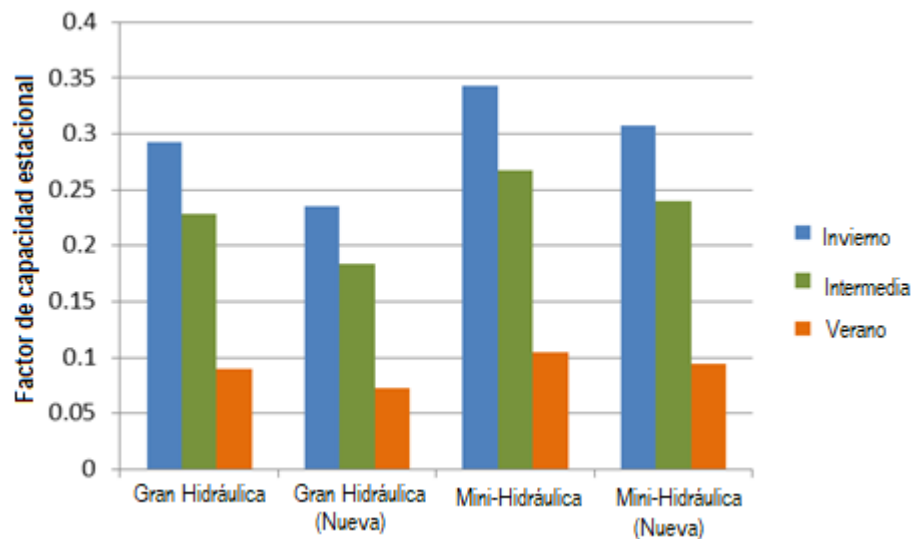


Figura 6.9 - Factor de capacidad estacional para los distintos tipos de generación hidráulica en Galicia.

La figura muestra, en cada columna, el factor de capacidad estacional hidráulico para calculado en cada estación (por colores) separadamente para tipo de producción hidráulica.

Figura de elaboración propia.

6.2.5 Costes y especificaciones de los distintos modos de generación

En la Tabla 6.1 se recogen los costes asociados a cada tecnología desglosados por categorías, así como la vida operacional de cada tecnología. Los costes de instalación, mantenimiento y variables provienen de [Lacal Arantegui et al., 2014; IRENA, 2023; IRENA, 2019c; IRENA, 2019b]. En el caso de la biomasa, su coste de producción proviene de las comunidades de montes de Galicia [López-Agüera, comunicación personal, 29 de Julio de 2024], mientras que para el gas natural se supuso 30 euros/MWh, cercano a los precios de entre 2024 y 2025 [MIBGAS, 2023; Eurostat, 2024]. En el caso de la tecnología eólica y solar sus costes de instalación varían exponencialmente conforme a sus proyecciones para 2030 y 2050 [IRENA, 2019c; IRENA, 2019b]. Finalmente, para la tecnología hidráulica se diferenciaron dos alternativas: la renovación de las centrales existentes o la construcción de nuevas centrales. La primera opción tiene su capacidad máxima limitada por la suma del valor original de las instalaciones actualmente existentes. Según IRENA, el coste de extender la vida es de entorno al 60% de la parte electromecánica de la inversión inicial. A su vez, la parte electromecánica supone un 10% del coste total en el caso de la gran hidráulica y un 30% en el caso de la minihidráulica [IRENA, 2012]. Las vidas operacionales de las tecnologías provienen de [Lacal Arantegui et al., 2014]

En todos los casos los costes han sido transformados a la misma unidad monetaria, utilizando USD2023.

Tabla 6.1 - Costes, características y especificaciones de las distintas tecnologías productivas.
Tabla de elaboración propia

	Coste de inversión (M\$/GW)	Costes fijos (M\$/GW /y)	Costes variables** (M\$/TWh)	Vida operacional (años)
Biomasa	4622-4270	92.86	3.96+36.04	25
Ciclo Combinado	1160	29.02	2.73+53.76	30
Cogeneración	1365	53.26	4.46+40.32	30
Gran Hidráulica	182//2175*	31	0	60
Mini-Hidráulica	873//3881*	145	0	60
PV	951-388	14.82	0	25
Eólica	1507-990	31.54	0	25

*Coste de la renovación de la central (extensión de vida)//coste de las nuevas instalaciones.

**Coste variable asociado a la tecnología + asociado al combustible.

Para el bombeo inverso se tomarán las mismas características que en el Capítulo 5.

6.2.6 Reserva primaria y secundaria

Las necesidades de potencias de reserva de Galicia, se han obtenido escalando los datos de Red Eléctrica Española promediados entre los años 2019 a 2022 [Red Eléctrica Española]. Para ello, se ha tenido en cuenta que Galicia es encargada de suministrar el 10% del total de las necesidades del país, tanto en energía consumida como en potencia de reserva. Adicionalmente, en ambos casos se supondrá el mismo perfil temporal que para la demanda energética. Dado que la necesidad de reserva primaria no se encontraba disponible en los datos, su valor se ha escalado a través de la reserva secundaria mediante el mismo método que el utilizado en [Doherty & O'Malley, 2003], basado en suponer que las fluctuaciones son

proporcionales la raíz cuadrada del tiempo de actuación de cada una de sus reservas. La Tabla 6.2 recoge las necesidades de reserva primaria y secundaria anual media necesaria.

Tabla 6.2 - Potencias de reserva primaria y secundaria.
Tabla de elaboración propia

Reserva anual media (MW)			
Ascendente		Descendente	
Primaria	Secundaria	Primaria	Secundaria
0.0197	0.0624	0.0173	0.0549

En la Tabla 6.3 se resumen los datos característicos de las reservas primaria y secundaria, esto es el mínimo operacional y la velocidad de subida o bajada, diferenciadas para cada tecnología obtenidos de [IRENA, 2019a; Welsch et al, 2015; Mongird, 2019]. En los casos necesarios, se han adaptado las rampas al tiempo de activación de cada una de las reservas. El mínimo operacional de la producción eólica se supondrá cercano al 0%, dado que su carácter modular permite detener individualmente cada uno de los aerogeneradores. En el caso de la fotovoltaica, se ha considerado que puede aportar un 100% de su capacidad como reserva debido a su elevada velocidad, aunque un mínimo operacional del 10% debido al inversor [Filipe Tadeu Oliveira, comunicación personal, 25 de Enero de 2024].

Tabla 6.3 - Características dinámicas de las tecnologías productoras.
Tabla de elaboración propia

	Mínimo operacional (%MaxCap)	Máxima provision de reserva ascendente y descendente (%Online Cap)	
		Primaria	Secundaria
Biomasa	55	0.75	7.5
Ciclo Combinado	45	1.5	15
Cogeneración	45	1.5	15
Hidráulica	0	31	100
PV	10	100	100
Eólica	0	5	100

La provisión de reserva del bombeo inverso presenta un comportamiento más complejo, pudiendo actuar tanto en régimen consumidor como generador. Aunque existen propuestas para el modelaje de su aportación, estas recurren a ecuaciones de almacenamiento sin sensibilidad horaria e inter-diaria o no consideran todos los posibles modos de operación [Welsch et al., 2014; Ferreira-Martínez et al., 2024b]. Por esa razón, no será considerado en este trabajo.

6.2.7 Determinación de los estimadores de sostenibilidad

A diferencia de lo realizado en el Capítulo 4, se dispone de datos reales que permiten realizar una estimación adecuada al entorno propuesto, dentro de las limitaciones de los propios datos disponibles. Este paso supone una primera aproximación realista, aunque una mayor precisión requeriría disponer de datos específicos de la región.

6.2.7.1 Tiempo de retorno energético (EPBT)

Para determinar el *Energy Payback Time* (EPBT) para cada tecnología, se ha utilizado la expresión Eq. (17). Al no contar con estudios específicos locales, los datos se han

extraído de [Fernando, 2013], que ofrece un desglose detallado y una amplia gama de tecnologías. Al no disponer de concreción, los impactos de operación y mantenimiento se dividirán equitativamente entre fijos y variables. Los datos asociados a la tecnología fotovoltaica se han obtenido en [Weißbach et al., 2013]. En el modelo de transición, la asignación de la producción energética anual se basa en los resultados de simulaciones previas, usando un promedio anual de producción por unidad de capacidad instalada.

$$EPBT = \frac{EmboidedEnergy}{AnnualProdGW_t(1 - EnergyPerEnergy)} \quad (17)$$

Donde:

Embodied energy (GW) incluye la energía para la obtención de materiales, construcción, equipamiento, desmantelamiento, preparación del terreno y exploración de combustible.

AnnualProdGW GW/año incluye la energía anual obtenidos a través de una simulación previa (sin sostenibilidad) a través de un promedio anual de producción por unidad de capacidad instalada.

Energyper Energy (GW) incluye las energías asociadas al coste del combustible, su transporte, y los costes energéticos de operación y mantenimiento (divididos entre costes fijos y variables).

En la tabla 4 se recogen tanto los detalles para cada tecnología como el factor de extracoste F_{EPBT} que será asociado a la sostenibilidad energética.

En la Tabla 6.4 se reúnen los datos y el F_{EPBT} definido en el Capítulo 4. En lo que respecta a F_{EPBT} , es posible notar que la importancia del EPBT frente a la vida operacional es mayor en el caso de la tecnología fotovoltaica, debido a su consumo energético y bajo Factor de Capacidad. La siguen el ciclo combinado y la gran hidráulica, en el primer caso porque su rango de funcionamiento se encuentra en el mínimo operacional y en el segundo por su elevada embodied energy. La minihidráulica tiene mejor valor que la eólica, gracias a su mayor vida operacional. Finalmente, las mejores calificaciones se corresponden con la biomasa y la cogeneración (por ese orden), debido a que ambas tienen una producción elevada por GW instalado y una baja embodied energy.

Tabla 6.4 - Tiempo de retorno energético y F_{EPBT} .
Tabla de elaboración propia con datos de [Fernando, 2013] y [Weißbach et al., 2013].

Tecnología	Emboided Energy (TWh/GW)	Energy per Energy (TWh/TWh)	AnnualProdGW (TWh/GW/y)	EPBT (years)	F_{EPBT}
Biomasa	1.43	0.01	7.55	0.19	0.006
Ciclo combinado	4.66	0.28	1.50	5.91	0.197
Cogeneración	4.66	0.21	6.84	0.88	0.029
Gran Hidráulica	12.75	0.00037	1.77	7.23	0.145
Mini-Hidráulica	6.79	0.00081	2.09	3.25	0.065
PV	--	--	1.38	17.21	0.688
Eólica	4.75	0.0032	2.39	2.00	0.080

6.2.7.2 Tiempo de Retorno Económico (ITR)

El cálculo del tiempo de retorno económico es complejo, ya que no solo depende de la producción anual y su coste, sino también del mercado energético. Un análisis adecuado debe considerar la variabilidad de los precios de la energía según la oferta y demanda, así como otros servicios adicionales. Dado su nivel de dificultad, se utilizarán resultados de referencias previas, excepto en los casos de la energía solar y eólica, cuyos costes de inversión han disminuido significativamente. Para estas tecnologías, se ajustará el tiempo de retorno económico en función de la evolución de los costes de inversión [Vidaurre & Saettone, 2022; Kessler, 2017; Manwell et al., 2006; Jackson III & Cárdenas-lailhacar, 2010; Budiana III &

Dalimi, 2010; Mas, 2022; Chazarra et al., 2018]. Los datos específicos se recogen en la Tabla 6.5.

En lo que respecta a F_{ITR} , es posible notar que el peor valor es obtenido por el bombeo inverso (debido a su extenso tiempo de retorno económico), seguido de la fotovoltaica al inicio de período y las tecnologías convencionales. La PV, sin embargo, mejoraría su sostenibilidad económica según decrece su coste de inversión a lo largo del período modelado, hasta valores semejantes a los de la tecnología eólica en la actualidad, que también muestra un descenso con el tiempo. La mayor sostenibilidad económica se correspondería con la producción hidráulica, debido principalmente a su extenso tiempo de vida.

Tabla 6.5 - Tiempo de retorno económico y F_{ITR} .

Tabla de elaboración propia con datos de [Vidaurre & Saettone, 2022; Kessler, 2017; Manwell et al., 2006; Jackson III & Cárdenas-lailhacar, 2010; Budiana III & Dalimi, 2010; Mas, 2022; Chazarra et al., 2018]

	Biomasa	Ciclo combinado	Cogeneración	Gran Hidráulica	Mini-Hidráulica	PV	Eólica	Bombeo
ITR (años)	7	7.23	7.23	5	5	9.96-4.06	4.19-2.75	30
F_ITR	0.28	0.24	0.24	0.083	0.083	0.40-0.16	0.17-0.11	0.75

6.2.7.3 Potencial de Mitigación de Campo Climático (IMPcc)

El cálculo del IMPcc en un sistema de transición debería basarse en simulaciones que consideren la instalación de la tecnología y sus efectos en toda la matriz energética. Este proceso es laborioso y el resultado depende del momento de aplicación de la tecnología. Sin embargo, dado que el objetivo principal no es una precisión absoluta del IMPcc, sino usarlo como una herramienta de transición, se optará por la aproximación propuesta en la Eq. (18), basada en la producción y capacidad de una simulación previa (sin incluir sostenibilidad). De ese modo el potencial de mitigación se obtendrá como promedio a lo largo de todo el período, aunque la realidad es que dependerá del año en el que se instale la tecnología. Los resultados, utilizando los datos de [Schlömer, 2014], se muestran en la Tabla 6.6.

$$IMPcc = GridEmission * AnnualProdGW_t - ProdEmission_t * AnnualProdGW_t - CapacityEmission_t * 1GW / LifeTime_t \quad (18)$$

O bien, utilizando emisiones en filosofía de cuna a tumba (ECT):

$$ECT_t = ProdEmission_t + \frac{CapacityEmission * 1GW}{AnnualProdGW_t * LifeTime_t} \quad (19)$$

$$IMPcc = (GridEmission - ECT) * AnnualProdGW_t \quad (20)$$

Donde:

AnnualProdGWt representa la producción anual por GW instalado.

GridEmission representa las emisiones medias de la red.

ProdEmissiont representa, para cada tecnología t, las emisiones por energía producida incluyen tanto las debidas por la producción, el transporte y combustión de los recursos.

CapacityEmissiont representa las emisiones debidas a la implementación de la tecnología, obtenidas mediante el método de “allocation at the point of substitution” [EmissGalicia].

LifeTimet tiempo de vida de la tecnología t.

En este caso, comparativamente, el F_{IMPCC} muestra su mejor valor en el caso de la biomasa. Esto se debe a sus bajas emisiones y producción elevada por GW instalado (que reduce el impacto de las embodied emissions). A la biomasa la siguen la producción eólica, debido a sus bajas emisiones asociadas y la hidráulica, gracias a su elevado tiempo de vida. El valor de la fotovoltaica es moderado, mostrando de hecho un IMPcc positivo (aunque pequeño). Esto se debe a sus elevadas embodied emissions, su bajo capacity factor y, además, el alto porcentaje de renovables en la segunda mitad del período modelado. Todos esos rasgos reducen, a priori, la capacidad de mitigación de cambio climático de la tecnología fotovoltaica frente a la producción eólica e hidráulica. Como era de esperar, las tecnologías fósiles son las peores en términos de sostenibilidad medioambiental. No obstante, es llamativo que el ciclo combinado, pese a sus mayores emisiones, tenga un F_{IMPCC} menor que el de la cogeneración (más eficiente y menos emisiva). Esto se debe, precisamente, a que el IMPcc valora la tecnología a nivel de transición, y mientras que el ciclo combinado tiene mayores emisiones, la cogeneración tiene una mayor penetración en el sistema, por lo que incrementar su capacidad llevaría a mayores emisiones netas.

Tabla 6.6 - Datos de IMPcc e impacto ambiental
Tabla de elaboración propia con datos de [Schölmer, 2014]

Tecnología	Capacity Emissions (Mton CO ₂ eq /GW)	Prod Emissions (Mton CO ₂ eq /TWh)	AnnualProd Per GW (TWh/GW /y)	ECT (Mton CO ₂ eq /TWh)	IMPcc (Mton CO ₂ eq /TWh)	FIMPcc
Biomasa	0.332	0.012	6.63	0.013	0.286	-0.38
Ciclo combinado	0.184	0.267	3.07	0.271	-0.254	0.22
Cogeneración	0.184	0.2003	6.21	0.201	-0.956	0.84
Gran Hidráulica	1.263	0	1.79	0.014	0.074	-0.15
Mini-Hidráulica	1.263	0	2.09	0.012	0.091	-0.17
PV	2.081	0	1.30	0.021	0.111	-0.08
Eólica	0.623	0	2.38	0.060	-0.009	-0.18
Bombeo	1.263	0	2.30	0.010	0.108	-0.11

6.3 RESULTADOS

A continuación, se probarán los resultados del modelo. El objetivo de este apartado es evaluar los efectos de incorporar adecuadamente tanto la intermitencia de las fuentes renovables eólica y solar como los requisitos de sostenibilidad a un caso práctico de estudio. Al contrario que en los Capítulos 4 y 5, el modelo propuesto constituye una matriz realista y madura, perteneciente a una región desarrollada. Para ello, se recurrirá al modelo de transición energética diseñado para Galicia a través de la herramienta OSeMOSYS. Para permitir una evaluación completa, se estudiarán los siguientes casos:

- **Optimización estándar (STD).** Incluye las ecuaciones básicas de OSeMOSYS, la gestión de las reservas (Apéndice C), el almacenamiento dinámico (sección 5.1.1.1) y la gestión del factor de capacidad estacional (sección 6.2.4.3). Será la base del modelo.
- **Criterios de sostenibilidad (SUS).** Incorpora al modelo STD los criterios de sostenibilidad en la función de optimización (Capítulo 4). Los impactos asociados a cada tecnología se han obtenido en el apartado 6.2.7.
- **Intermitencia (INT).** Se incorporará a STD la caracterización de la intermitencia diaria asociada al recurso eólico y solar, siguiendo el método del Capítulo 5. El nivel de intermitencia también será el obtenido en el Capítulo 5 al no disponer de

datos específicos para Galicia, aunque esta podría aumentar debido al menor tamaño de la región.

- **Intermitencia y criterios de sostenibilidad (SUS+INT).** Se incorporarán a STD los cambios de SUS e INT simultáneamente.

Los resultados anteriores permitirán un estudio comparativo de las aportaciones de la mejora propuesta respecto a la versión estándar. Como variables de interés se evaluarán la producción energética (TWh), la potencia de producción (GW) y la nueva capacidad instalada (GW). En la comparativa final, se incorporará la penetración renovable y las emisiones.

6.3.1 OSeMOSYS Standard

La Figura 6.10a muestra la producción energética a lo largo del período modelado. A nivel de producción, el principal rasgo a destacar es el aumento de la capacidad eólica a partir de 2037, identificado como momento óptimo para su instalación desde un punto de vista económico. Ambas tecnologías fósiles son utilizadas a lo largo de todo el período, aunque sin nuevas adiciones de capacidad. El incremento de producción renovable permite reducir el uso del ciclo combinado por debajo de la mitad, manteniendo el funcionamiento de la cogeneración. La producción hidráulica se mantiene constante, de lo que se deduce la renovación de su capacidad. Al final del período modelado (2042) se instalan cerca de 0.3 GW de potencia fotovoltaica, utilizada junto al bombeo inverso.

La Figura 6.10b evalúa en detalle la producción energética en cada período de producción a principios del período modelado (2024), definidos a través de los TimeSlice. La medición se realiza por unidad de potencia de funcionamiento, dado que esto permite comprobar con mayor claridad cuándo cada tecnología es más necesaria (dado que cada TimeSlice tiene distinta duración). Así pues, se observa la predominancia de las energías renovables de origen eólico e hidráulico durante la práctica totalidad del año. La mayor producción de las tecnologías fósiles coincide con el verano, cuando el recurso eólico y sobre todo el hidráulico son más escasos. Entre ellas, mientras que la cogeneración mantiene un papel constante, el ciclo combinado se activa únicamente en los momentos de mayor necesidad, coincidiendo con las horas de mayor demanda del invierno y, especialmente, el verano. En la estación intermedia, el ciclo combinado solo es utilizado en las horas de máxima demanda.

Las tendencias de producción anteriores son más acusadas a finales del período modelado (2045), mostrado en la Figura 6.10c (y en la Figura 6.10d como diferencia con 2024). Se aprecia la reducción de las tecnologías fósiles, con una desaparición del ciclo combinado en la estación intermedia y la mayoría de horas del invierno (donde su producción es residual). Ambas tecnologías fósiles siguen siendo relevantes durante el verano. La descarga del bombeo también toma relevancia, especialmente según se aproxima el verano y en sus horas nocturnas. Este comportamiento se asocia al incremento del recurso solar, utilizado para la carga del almacenamiento, pero no directamente para la producción.

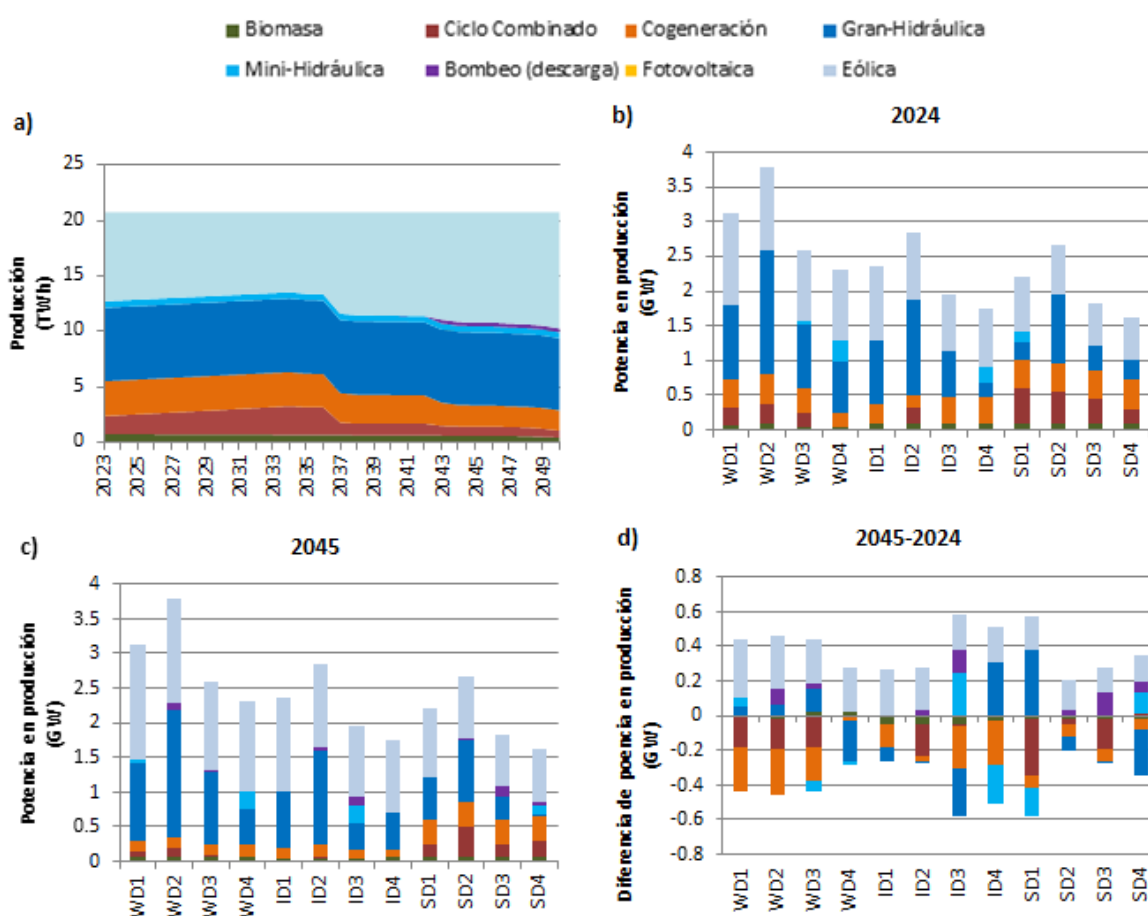


Figura 6.10 - Evolución de la producción energética de Galicia en el escenario estándar (STD), anualmente y en cada estación e intervalo horario.

En (a) se muestra la producción energética anual durante el período modelado, expresando por colores la debida a cada una de las tecnologías generadoras. Permite observar la tendencia evolutiva de la generación. En (b) y (c) se muestra la división de la producción en cada TimeSlice (por columnas) agregada para cada una de las tecnologías (mostradas por colores), para el año 2024 y 2045 respectivamente. “W” representa el invierno, “I” la estación intermedia, “S” el verano y D1, D2, D3 y D4 los distintos intervalos horarios (los dos primeros correspondiéndose con el día y los dos últimos con la noche). De este modo, puede estudiarse el papel de cada uno de los modos de generación. En (d) se muestra la diferencia entre los dos casos anteriores.

Figura de elaboración propia.

A la hora de estudiar la matriz, también resulta de interés evaluar las tecnologías que proveen las reservas primaria y secundaria. La Figura 6.11a y b muestra la provisión de la reserva ascendente (primaria y secundaria) en el año 2024 para los diferentes intervalos temporales considerados. En ambos casos, las tecnologías fósiles son fundamentales, provisionando el total de la reserva primaria en verano y de la reserva secundaria durante todo el año. En los momentos de mayor necesidad, el ciclo combinado provee gran parte de la reserva (y la totalidad en el caso de la secundaria). Con todo, el papel de la producción hidráulica es también relevante en la reserva primaria durante invierno y la estación intermedia, proveyendo cerca del 50%, permitiendo el apagado del ciclo combinado parte del tiempo. La reserva secundaria es cubierta por tecnologías fósiles debido a que su velocidad de respuesta se adapta mejor a su escala temporal.

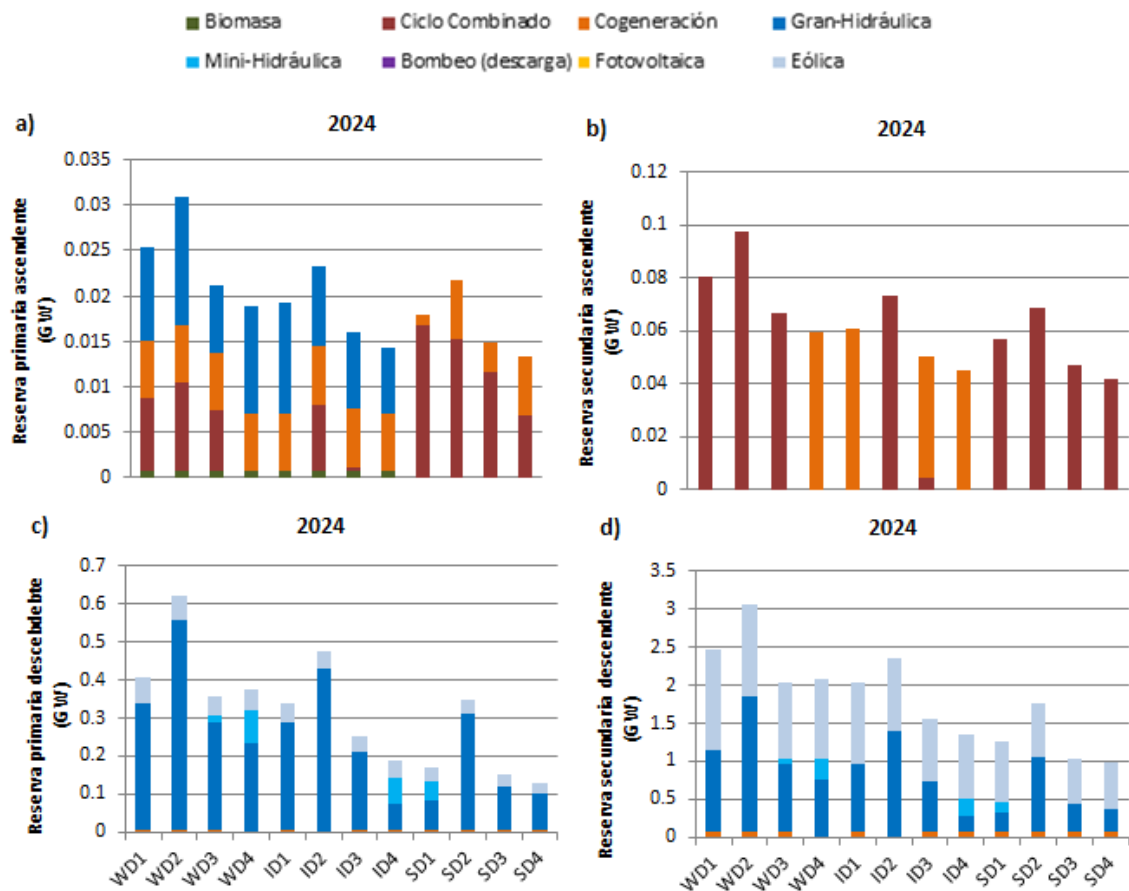


Figura 6.11 - Provisión de reserva de regulación primaria y secundaria, ascendente y descendente, de Galicia en el año 2024 según el escenario estándar (STD).

Las figuras muestran la provisión de reserva de regulación en cada TimeSlice (por columnas) agregada para cada una de las tecnologías (mostradas por colores) en el año 2024. La figura (a) para el caso de la reserva primaria ascendente, la (b) para la reserva secundaria ascendente, la (c) para la reserva primaria descendente y la (d) para la reserva secundaria descendente.

Figura de elaboración propia.

Un análisis de los datos permite comprobar que el ciclo combinado se encuentra funcionando al mínimo operacional, lo que significa que su producción y encendido se encuentra asociado a la provisión de reserva. En el caso de la cogeneración, todas las centrales se encuentran encendidas y proveyendo la máxima reserva posible en base a su velocidad y nivel de producción. Las energías renovables, por su parte, podrían proveer una mayor cantidad de reserva, pero sería a coste de reducir su producción. Así pues, puede concluirse que la matriz funciona de manera optimizada: minimizando la producción fósil, proveyendo toda la reserva posible mediante la cogeneración y encendiendo el ciclo combinado únicamente lo necesario para cubrir la restante. Con todo, el hecho de que el ciclo combinado funcione en el mínimo operacional también supone un reto para la penetración de las energías renovables, cuya utilización debería compensar el apagado de parte de tales centrales (y dedicarse por tanto parcialmente a la provisión de reserva).

La reserva en régimen de bajada primaria (ver Figura 6.11c) y secundaria (ver Figura 6.11d) no es limitante en el funcionamiento del sistema. Esto se debe a que, incluso en el caso más desfavorable, es cerca de diez veces superior a la necesaria. Es relevante indicar que esta reserva proviene de la producción hidráulica y eólica (gracias tanto por su elevada producción

como por su flexibilidad), ambas necesarias para proveer el servicio, siendo la primera de ellas la más relevante en el caso de la primaria.

6.3.2 OSeMOSYS con sostenibilidad

En este caso, se evaluará la evolución de la matriz al incluir criterios de sostenibilidad en la función de optimización siguiendo la metodología propuesta en el Capítulo 4. La Figura 6.12a muestra la evolución del mix energético a lo largo del período modelado, observándose un aumento progresivo de la producción eólica desde el inicio. Este comportamiento es contrario al de la optimización económica, donde el aumento ocurría bruscamente a partir del 2037 (ver Figura 6.10a). Se observa, además, una reducción de la producción fósil de ambos tipos, con la práctica desaparición del ciclo combinado. Ambas observaciones se explican por la inclusión de costes medioambientales.

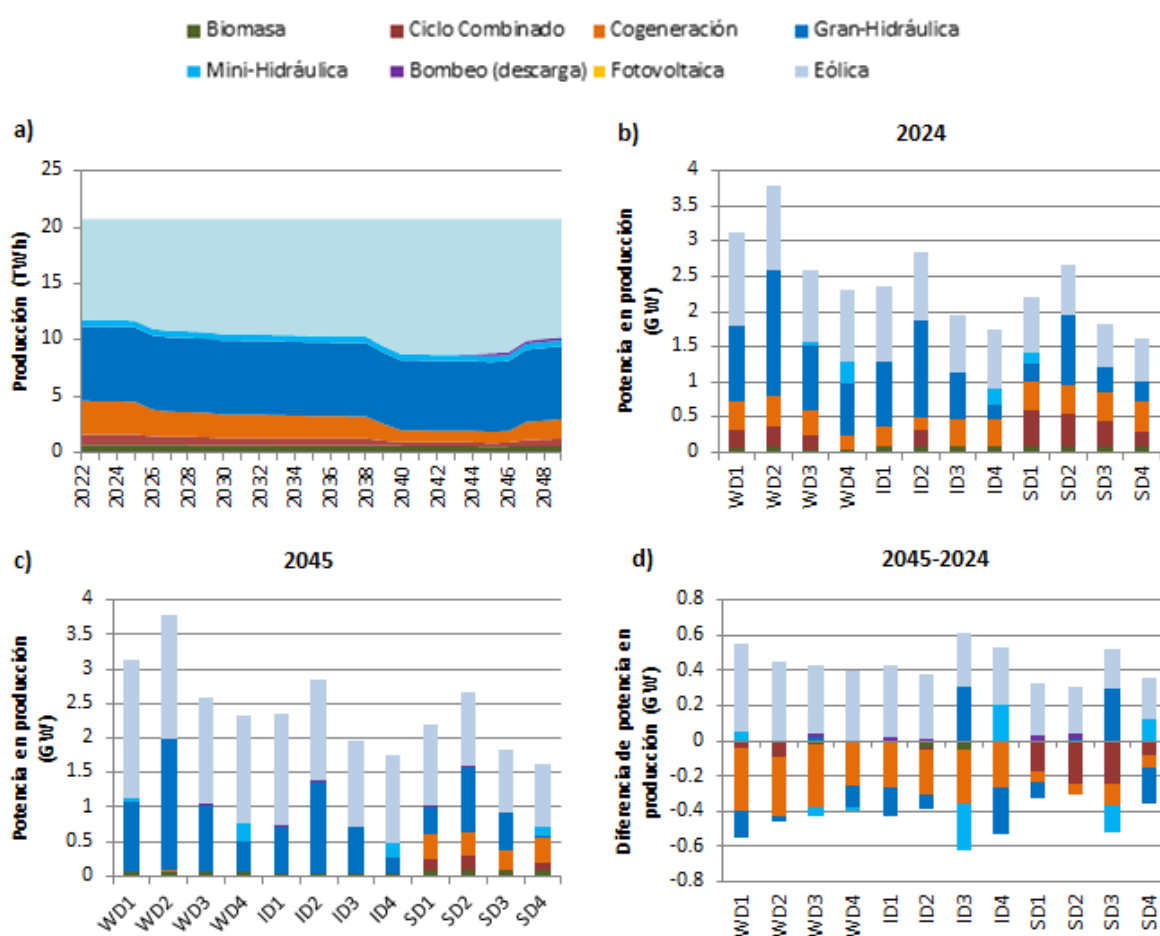


Figura 6.12 - Evolución de la producción energética de Galicia en cuando se considera la sostenibilidad en la optimización (SUS), anualmente y en cada estación e intervalo horario.

En (a) se muestra la producción energética anual durante el período modelado, expresando por colores la debida a cada una de las tecnologías generadoras. Permite observar la tendencia evolutiva de la generación. En (b) y (c) se muestra la división de la producción en cada TimeSlice (por columnas) agregada para cada una de las tecnologías (mostradas por colores), para el año 2024 y 2045 respectivamente. “W” representa el invierno, “I” la estación intermedia, “S” el verano y D1, D2, D3 y D4 los distintos intervalos horarios (los dos primeros correspondiéndose con el día y los dos últimos con la noche). De este modo, puede estudiarse el papel de cada uno de los modos de generación. En (d) se muestra la diferencia entre los dos casos anteriores.

Figura de elaboración propia.

Examinando la producción asociada a los distintos TimeSlices en 2024 (ver Figura 6.12b) es evidente el predominio de la producción renovable durante el invierno y la estación intermedia, aunque con un 50% de producción fósil en verano (siendo el único caso con producción apreciable del ciclo combinado). Cuando se observa su evolución en 2025 (ver Figura 6.12c) y su diferencia respecto a 2024 (ver Figura 6.12d), la producción fósil muestra importantes reducciones, siendo posible encenderlas únicamente en verano.

La Figura 6.13 muestra la provision de reserva primaria y secundaria ascendente en 2024 y 2025. Cuando se evalúa en 2024 (ver Figura 6.13a y c), el papel de las tecnologías fósiles resulta fundamental, mostrando un comportamiento similar al de su producción energética. Con todo, la producción hidráulica supone más del 50% de la reserva primaria en las estaciones más lluviosas. Como resultado de la transición de la matriz, en 2025 la producción hidráulica provee la totalidad de la reserva primaria y secundaria salvo en verano, donde las tecnologías fósiles mantienen su relevancia (ver Figura 6.13b y d respectivamente). En ambos años se observan pequeñas aportaciones de la biomasa en la reserva secundaria.

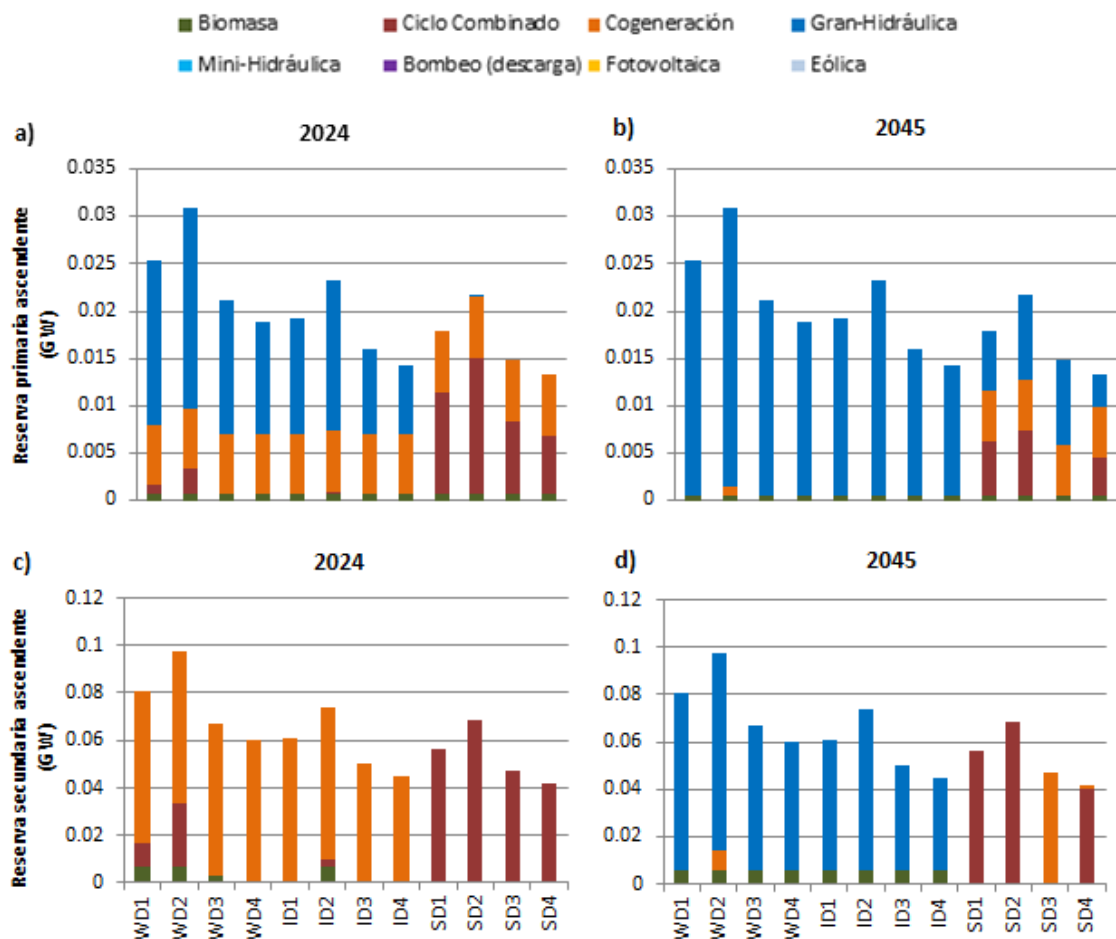


Figura 6.13 - Provisión de reserva de regulación primaria y secundaria ascendente y descendente en los años 2024 y 2025 cuando se considera la sostenibilidad en la optimización (SUS).

Las figuras muestran la provisión de reserva de regulación en cada TimeSlice (por columnas) agregada para cada una de las tecnologías (mostradas por colores) en el año 2024. La figura (a) y (b) para el caso de la reserva primaria ascendente en 2024 y 2025 respectivamente, y la figura (c) y (d) para el caso de la secundaria.

Figura de elaboración propia.

La reserva descendente no se analizará en detalle, ya que, como se indicó previamente, la producción eólica e hidráulica proyectada para 2024 es ya suficiente para cubrir esta necesidad.

6.3.3 OSeMOSYS con intermitencia

En este caso se observará la evolución de la matriz cuando se tiene en cuenta la intermitencia en el recurso eólico y solar, siguiendo el método del Capítulo 5. La Figura 6.14a muestra la evolución de la producción energética en el período modelado. Al considerar la intermitencia, se observa un notable incremento de la producción de la tecnología solar, que pasa de ser un aporte menor vinculado al almacenamiento a una parte importante de la generación del sistema (20% de la producción y 4GW al final del período). Este resultado viene acompañado de la inhibición de la instalación de capacidad eólica, cuya producción decrece de acuerdo a su degradación (hasta perder 1 GW al final del período modelado). El incremento de la producción renovable reduce casi totalmente el uso del ciclo combinado, aunque mantiene estable el de la cogeneración.

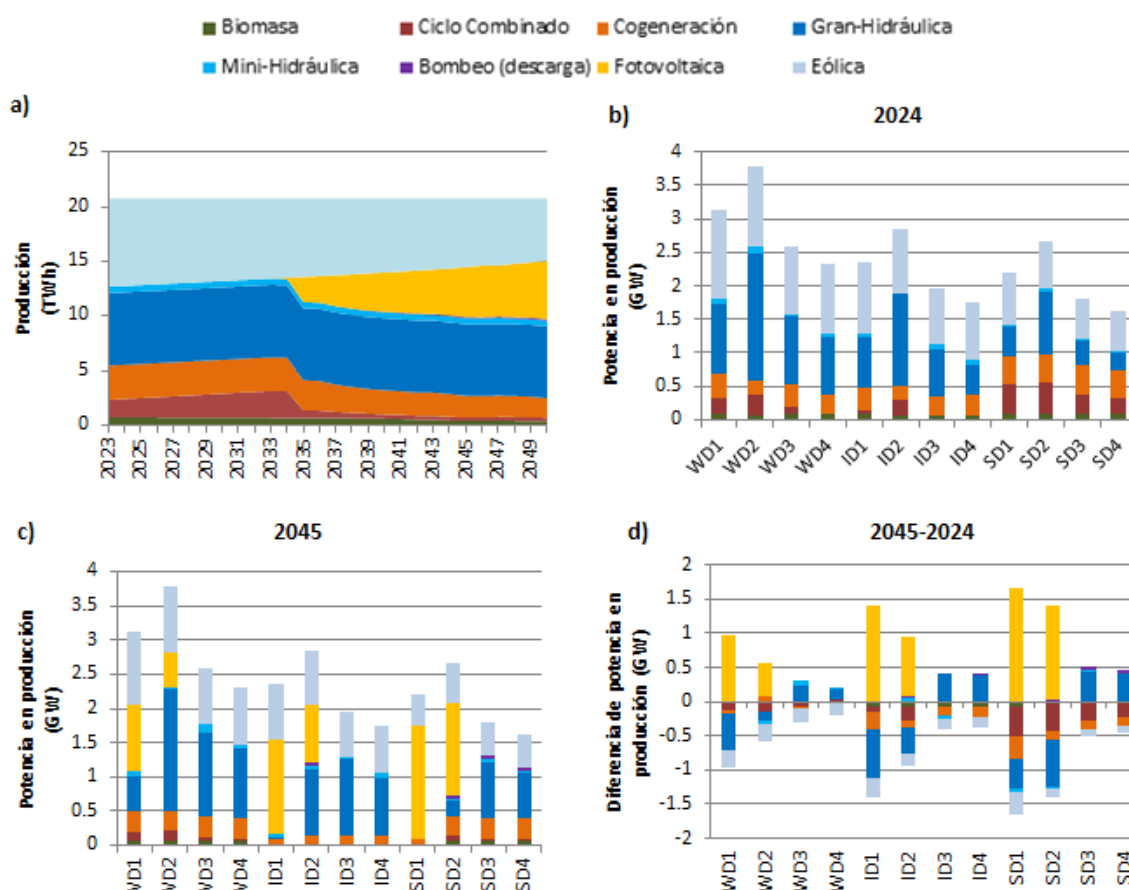


Figura 6.14 - Evolución de la producción energética de Galicia cuando se considera la intermitencia del recurso eólico y solar en la optimización (INT), anualmente y en cada estación e intervalo horario.

En (a) se muestra la producción energética anual durante el período modelado, expresando por colores la debida a cada una de las tecnologías generadoras. Permite observar la tendencia evolutiva de la generación. En (b) y (c) se muestra la división de la producción en cada TimeSlice (por columnas) agregada para cada una de las tecnologías (mostradas por colores), para el año 2024 y 2045 respectivamente. “W” representa el invierno,

“I” la estación intermedia, “S” el verano y D1, D2, D3 y D4 los distintos intervalos horarios (los dos primeros correspondiéndose con el día y los dos últimos con la noche). De este modo, puede estudiarse el papel de cada uno de los modos de generación. En (d) se muestra la diferencia entre los dos casos anteriores.

Figura de elaboración propia.

Promediando los TimeSlices en los diferentes tipos de día en 2024 (ver Figura 6.14b), la situación es muy similar a la que se podía encontrar en el caso estándar. Sin embargo, las diferencias son notables en 2045 (ver Figura 6.14c y d), donde la incorporación de la tecnología solar toma un papel fundamental en el comportamiento de la matriz. Particularmente, se observa el desplazamiento del uso de la producción hidráulica hacia la noche, donde el recurso solar no se encuentra disponible (especialmente durante el verano). Gracias a la combinación del recurso solar con el hidráulico y eólico, cuyo perfil estacional es opuesto, el uso de las tecnologías fósiles es reducido durante todo el año, aunque manteniendo el funcionamiento de la cogeneración. El almacenamiento, aunque limitado, se utiliza principalmente en las noches de verano, ayudando a reducir el uso de fósiles.

En lo que respecta a la distribución de la reserva ascendente primaria y secundaria, la Figura 6.15 muestra el importante papel de la fósil tanto en 2024 como 2045, suministrando en ambos casos la práctica totalidad de la reserva secundaria. Con todo, en 2045 se aprecia la evolución hacia un mix más energético más renovable, alcanzando a suministrar más del 50% de la reserva primaria mediante la producción hidráulica, eólica y solar (por ese orden de relevancia). La aportación eólica es mayor en las primeras horas del día, donde el recurso es mayor y existe una menor demanda.

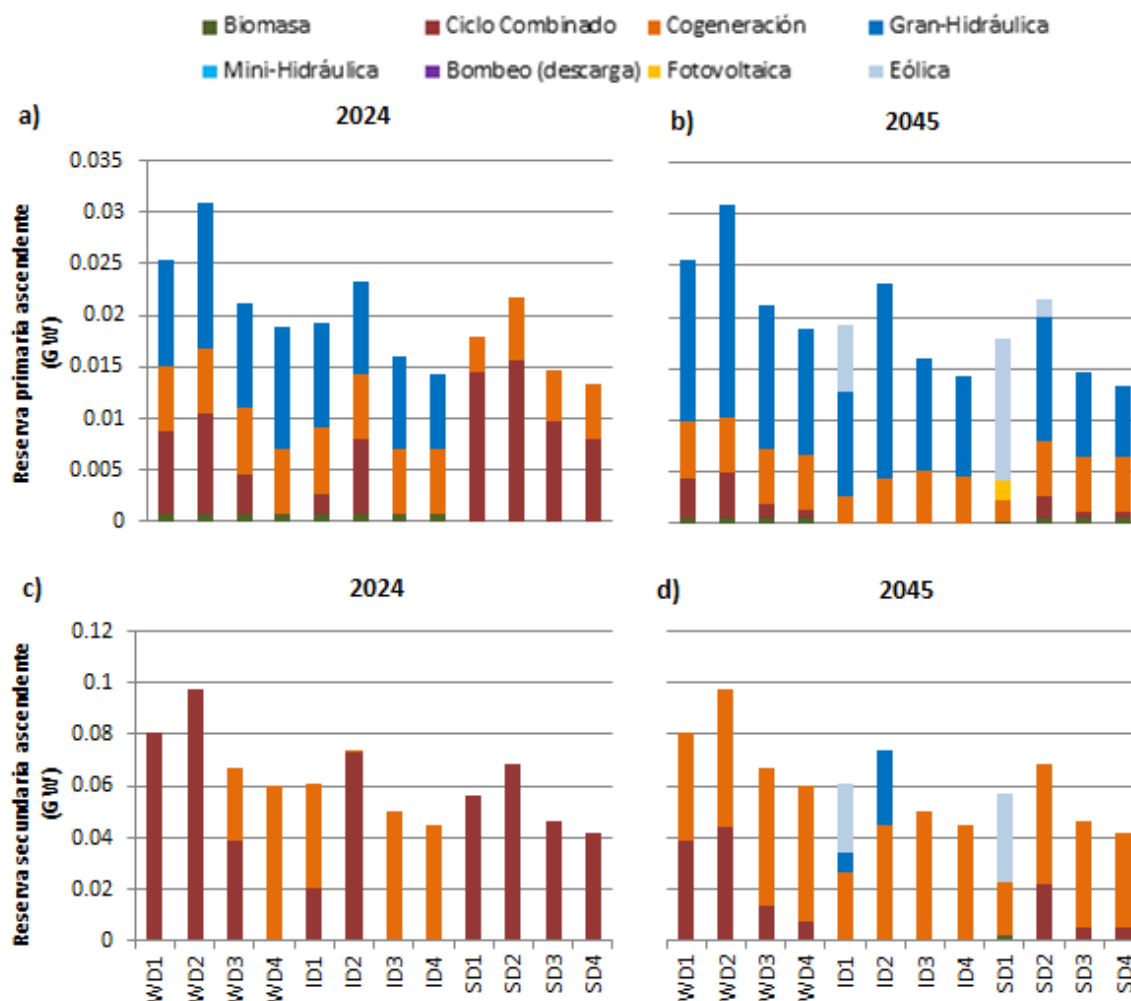


Figura 6.15 - Provisión de reserva de regulación primaria y secundaria ascendente y descendente en los años 2024 y 2025 cuando se considera la sostenibilidad cuando se considera la intermitencia del recurso eólico y solar en la optimización (INT).

Las figuras muestran la provisión de reserva de regulación en cada TimeSlice (por columnas) agregada para cada una de las tecnologías (mostradas por colores) en el año 2024. La figura (a) y (b) para el caso de la reserva primaria ascendente en 2024 y 2025 respectivamente, y la figura (c) y (d) para el caso de la secundaria.

Figura de elaboración propia.

En este caso, es de interés examinar la variación en la producción y gestión de reserva en los distintos días tipo. Tal información es reunida en la Figura 6.16, expresada como promedio de las diferencias de cada tipo de día respecto al promedio de su estación y horario correspondiente.

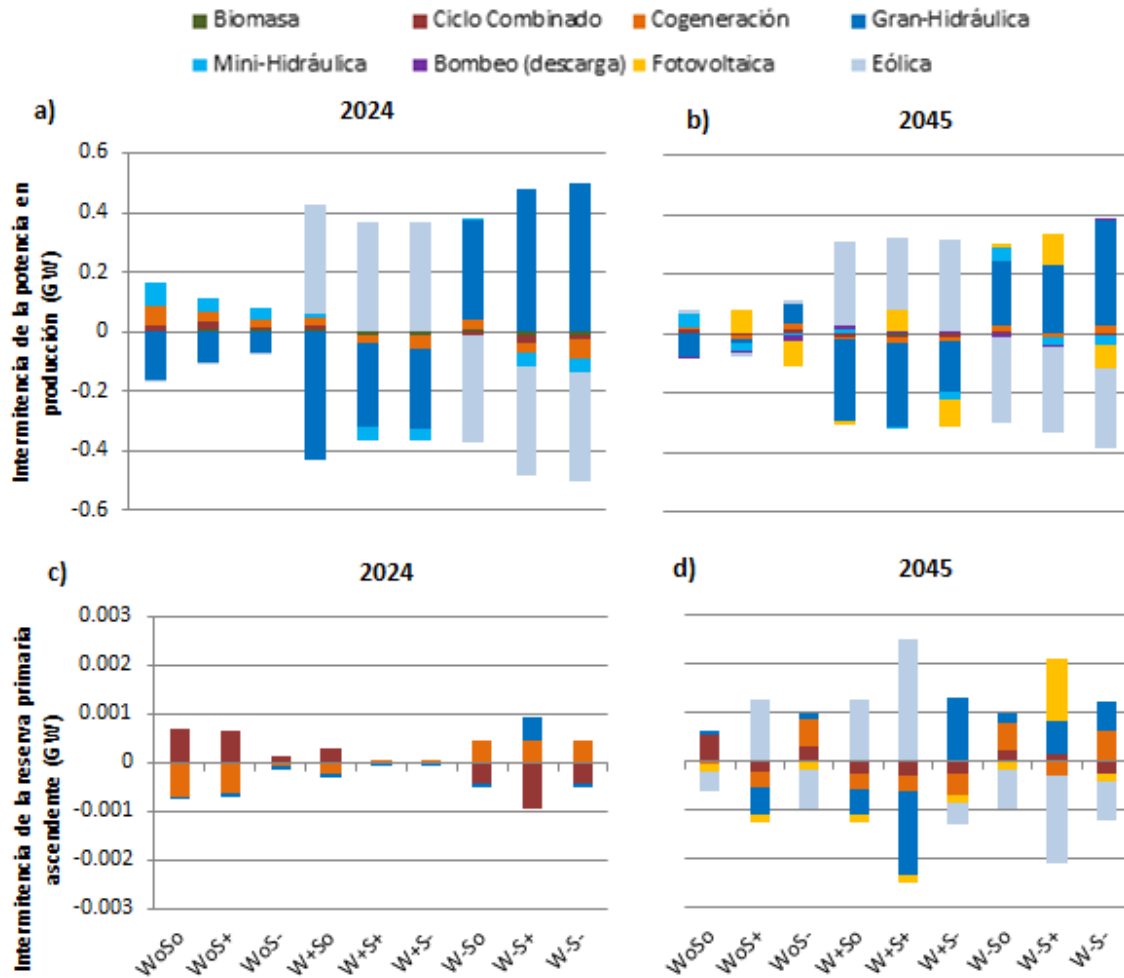


Figura 6.16 - Cambio promedio en la producción y reserva primaria ascendente dependiendo del tipo de día según nivel de recurso para los años 2024 y 2045 cuando se considera la intermitencia del recurso eólico y solar en la optimización (INT).

Las figuras (a) y (b) muestran la desviación promedio de cada modo de producción (por colores) para cada tipo de día, en el año 2024 y 2045 respectivamente. Las figuras (c) y (d) muestran la desviación en la provisión de reserva primaria ascendente. “W” se refiere al recurso eólico, “S” al recurso solar; “o”, “+” y “-” a los días de medio, alto y bajo recurso respectivamente y en cada caso.

Figura de elaboración propia.

En 2024 es evidente la dependencia de la producción eólica con el nivel de recurso disponible, creciendo o decreciendo según su disponibilidad. Tales cambios son compensados fundamentalmente mediante la producción hidráulica. Las tecnologías fósiles hacen su mayor contribución en los días de medio recurso, donde la producción hidráulica se reduce. Este comportamiento se debe, probablemente, a la gestión de la reserva primaria y el mínimo operacional de las tecnologías fósiles, haciendo preferible su encendido en tal situación (y permitiendo, en otras, su apagado parcial). En 2045 la producción fotovoltaica añade variabilidad adicional conforme el nivel de recurso diario, también compensada mediante las centrales hidroeléctricas. En este caso el uso de las tecnologías fósiles, su producción se encuentra principalmente ligada a los días de bajo recurso eólico o solar, siempre y cuando no sea alto en la restante. Esta dinámica repercute también en la provisión de reserva, que muestra un intercambio del papel de las renovables muy dependiente del nivel de recurso disponible.

Por último, en la Figura 6.17 se muestra el análisis de la gestión del almacenamiento para los días con distinto nivel de recurso. De este modo, puede observarse que la mayor carga se produce en los días de medio recurso eólico o alto recurso eólico y medio solar, lo que es lógico debido a la alta variación y presencia en el mix de la energía eólica y que los días con medio recurso son los más comunes. Por otro lado, la mayor parte de la descarga se realiza en los mismos durante los mismos días en los que se produce el almacenamiento (gestión día-noche). Las excepciones son, por un lado, los días W-S-, donde el bajo nivel de recurso conlleva únicamente la descarga del almacenamiento. Y, por otro lado, los días Wo-S- o W-So, donde tan solo se produce carga de energía. Esto último podría deberse a la reducción de la producción eólica y solar a causa de las tecnologías fósiles trabajando en el mínimo de operación. El almacenamiento opera principalmente en la estación intermedia y verano, cuando el recurso solar es mayor (ver Figura 6.14).

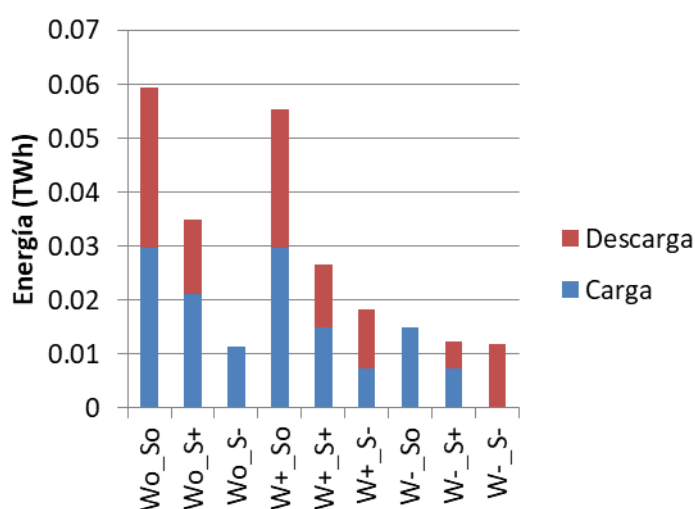


Figura 6.17 - Gestión de almacenamiento en cada día tipo en el año 2045.

Energía cargada (en azul) y descargada (en rojo) de almacenamiento en promedio para cada tipo de día (por columnas).

Figura de elaboración propia.

6.3.4 OSeMOSYS con intermitencia y sostenibilidad

Cuando se considera simultáneamente la intermitencia y sostenibilidad, se aprecia un crecimiento de la potencia eólica instalada durante los primeros años modelados, que pasa a ser lentamente sustituido por el crecimiento de la solar (ver Figura 6.18a). Esto tiene un efecto directo sobre la producción, causando adicionalmente la reducción del uso de ambas tecnologías fósiles, especialmente el ciclo combinado (prácticamente nulo a partir de 2037). De todos los casos estudiados, destaca la ausencia de cambios abruptos en la instalación, siguiendo una tendencia evolutiva suave (lo que ya ocurría, aunque en menor medida, en la optimización con solo sostenibilidad). Adicionalmente, es el único caso en el que se aprecia un incremento de la capacidad solar y eólica, aunque al final del período modelado la segunda mantiene su nivel actual.

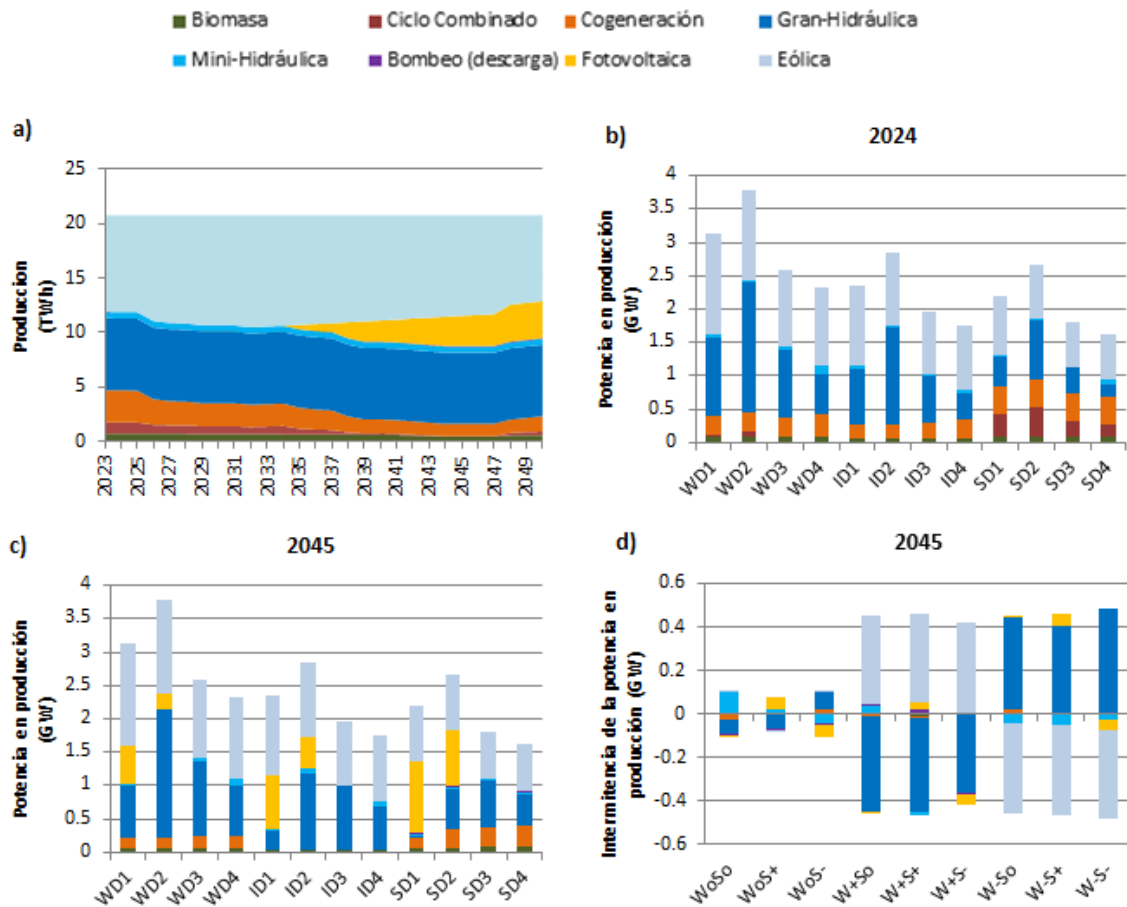


Figura 6.18 - Evolución de la producción energética de Galicia cuando se considera tanto la sostenibilidad como la intermitencia del recurso eólico y solar en la optimización (SUS+INT), anualmente y en cada estación e intervalo horario.

En (a) se muestra la producción energética anual durante el período modelado, expresando por colores la debida a cada una de las tecnologías generadoras. Permite observar la tendencia evolutiva de la generación. En (b) y (c) se muestra la división de la producción en cada TimeSlice (por columnas) agregada para cada una de las tecnologías (mostradas por colores), para el año 2024 y 2045 respectivamente. “W” representa el invierno, “I” la estación intermedia, “S” el verano y D1, D2, D3 y D4 los distintos intervalos horarios (los dos primeros correspondiéndose con el día y los dos últimos con la noche). De este modo, puede estudiarse el papel de cada uno de los modos de generación. En (d) se muestra la desviación promedio cada modo de producción (por colores) para cada tipo de día. “W” se refiere al recurso eólico, “S” al recurso solar; “o”, “+” y “-” a los días de medio, alto y bajo recurso respectivamente y en cada caso.

Figura de elaboración propia.

La Figura 6.18c examina, nuevamente, la producción por TimeSlice a finales de período (en 2045). Es posible apreciar la práctica desaparición del ciclo combinado durante todo el año. Durante la estación intermedia, el sistema hace uso únicamente de la potencia eólica, solar e hidráulica. La biomasa y cogeneración son utilizadas en invierno y en verano, siendo la segunda la que funciona con mayor notoriedad. En verano se aprecia un uso limitado del almacenamiento, especialmente en las horas nocturnas y de alta demanda, aprovechando, probablemente, el excedente del primer intervalo horario.

Atendiendo a la diferencia por día tipo (ver Figura 6.18d), es posible ver los cambios esperados en el recurso eólico y solar, compensados principalmente mediante el uso de la gran hidráulica. El principal uso de la cogeneración se da en días de bajo recurso eólico y recurso solar alto o bajo, probablemente para impulsar el uso de almacenamiento en las horas

nocturnas (que hace su principal contribución en esas condiciones). Así pues, a la vista de la Figura 6.18c, es posible determinar que el almacenamiento se utiliza en las noches de verano de alto recurso.

En lo que respecta a la reserva ascendente primaria y secundaria (ver Figura 6.19), la energía solar es fundamental como reserva a subir durante el día, siendo utilizada en lugar de la eólica y reemplazada por la hidráulica en las horas nocturnas. Entre las dos suministran la práctica totalidad de la reserva, permitiendo finalizar el uso del ciclo combinado y, durante la estación intermedia, también de la cogeneración. En la reserva secundaria, la cogeneración continúa siendo fundamental durante invierno y verano, apoyada por la potencia solar en las horas diurnas. Cabe notar que la biomasa también juega un papel, aunque pequeño, en la provisión de reserva secundaria.

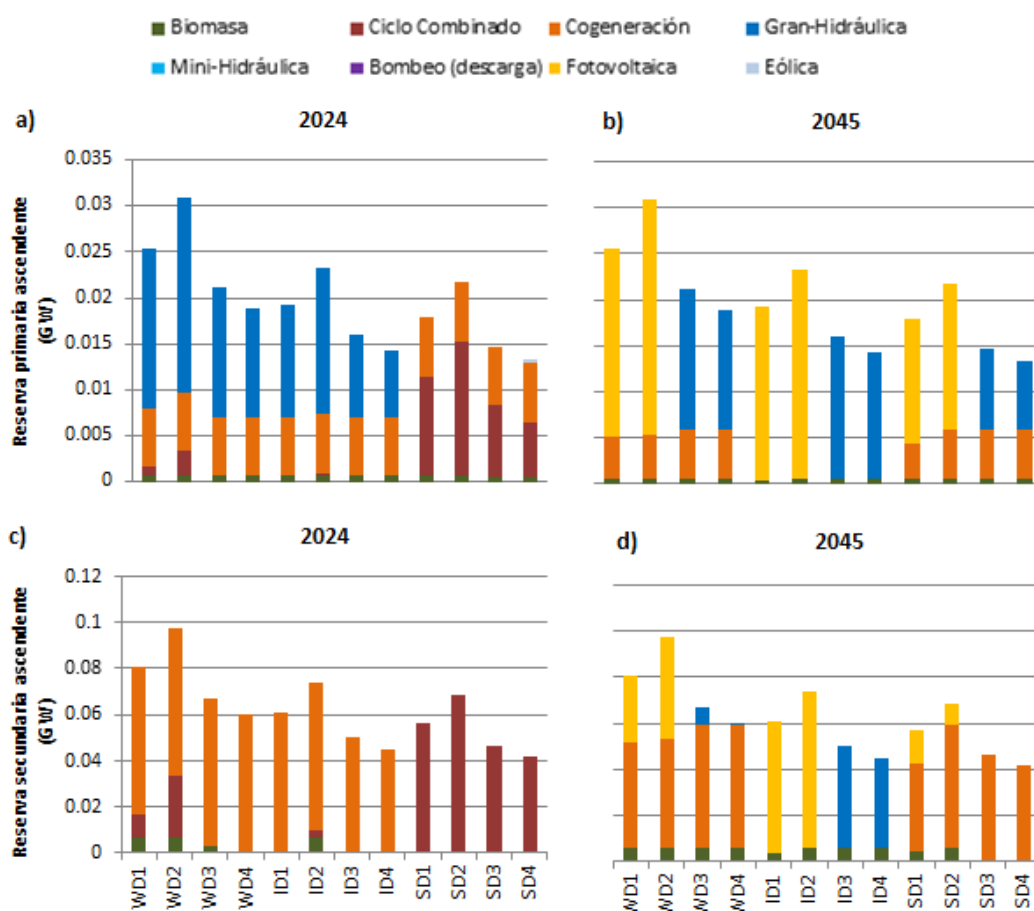


Figura 6.19 - Provisión de reserva de regulación primaria y secundaria ascendente y descendente en los años 2024 y 2025 cuando se considera la sostenibilidad cuando se considera tanto la sostenibilidad como la intermitencia del recurso eólico y solar en la optimización (SUS+INT).

Las figuras muestran la provisión de reserva de regulación en cada TimeSlice (por columnas) agregada para cada una de las tecnologías (mostradas por colores) en el año 2024. La figura (a) y (b) para el caso de la reserva primaria ascendente en 2024 y 2025 respectivamente, y la figura (c) y (d) para el caso de la secundaria.

Figura de elaboración propia.

6.3.5 Comparativa

La Figura 6.20 muestra la evolución de la capacidad instalada en todos los casos frente a 2022. Los principales punto en común es el aumento de la capacidad de producción renovable y, particularmente, el de la renovación de la gran hidráulica ya instalada. La inclusión de la intermitencia recurre a aumentos notables de la capacidad de producción solar, probablemente

para compensar los días de bajo recurso eólico. Por su parte, al incluir la sostenibilidad destaca el proceso de transición progresivo desde inicios del período, asociable a la necesidad de descarbonización. Aplicar sostenibilidad también beneficia la instalación de tecnología eólica frente a la solar, probablemente por su menor impacto en la recuperación económica. Con todo, aplicar intermitencia y sostenibilidad simultáneamente destaca como por la colaboración entre ambas tecnologías.

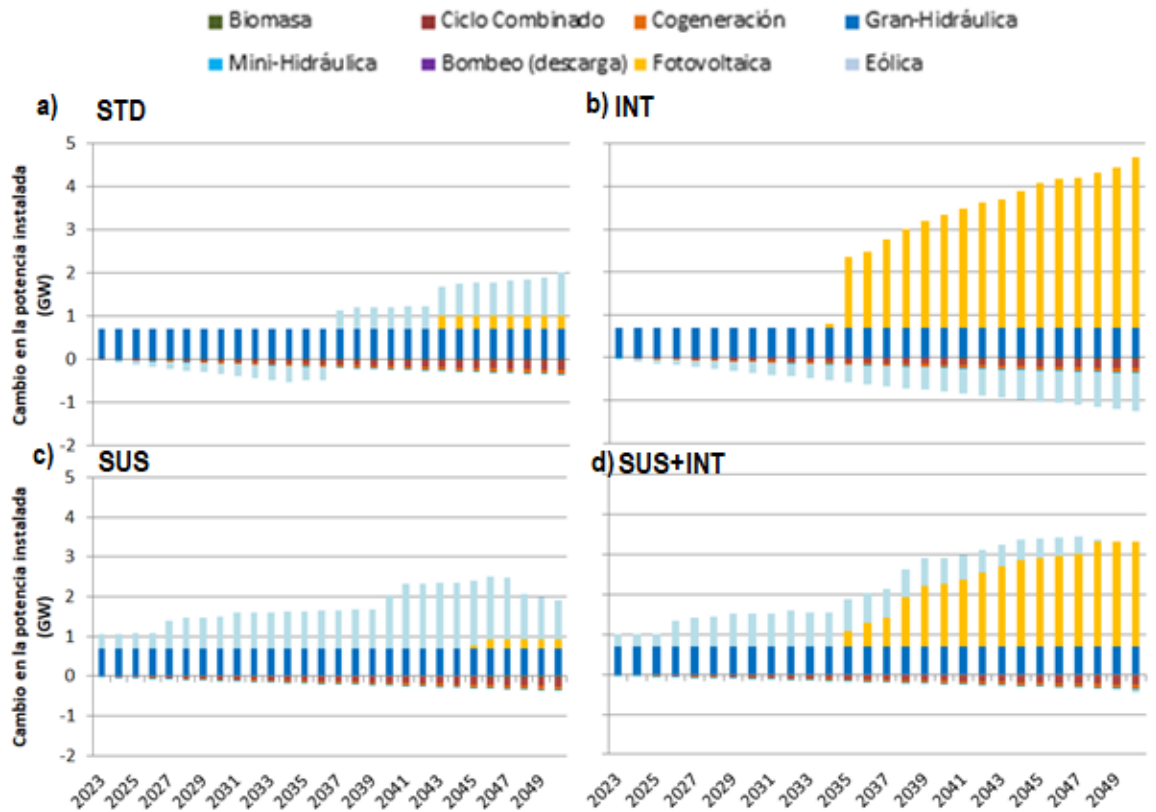


Figura 6.20 - Variación de la capacidad instalada de cada tecnología para cada año respecto a 2022. Se puestra en cada columna la diferencia de capacidad de todas las tecnologías (por colores) en cada año simulado respecto a 2022, en positivo en caso de que la capacidad sea mayor y en negativo si es menor. La figura (a) para el escenario estándar (STD); (b) cuando se considera el efecto de la intermitencia en el recurso eólico y solar (INT); (c) cuando se incluyen criterios de sostenibilidad en la optimización (SUS); y (d) cuando tanto la intermitencia como la sostenibilidad son consideradas (SUS+INT).

Figura de elaboración propia.

Para permitir una evaluación detallada del mix energético, la Figura 6.21 ilustra la producción de cada una de las tecnologías integrada durante todo el período de estudio. Como primer resultado, es posible señalar que en todos los casos se observa una disminución en el uso de las tecnologías fósiles, especialmente cuando se incorporan criterios de sostenibilidad. El efecto es mayor en el caso del ciclo combinado, al ser la tecnología más cara y contaminante. Mientras que incorporar intermitencia favorece la incorporación de la producción mediante energía solar (compensando la variabilidad del recurso eólico), incluir sostenibilidad reduce ligeramente su importancia a favor de la producción eólica, probablemente por ser una región poco irradiada (lo que dispara su tiempo de retorno económico y limita su conveniencia medioambiental). Cabe señalar que ninguna opción aumenta la producción hidráulica.

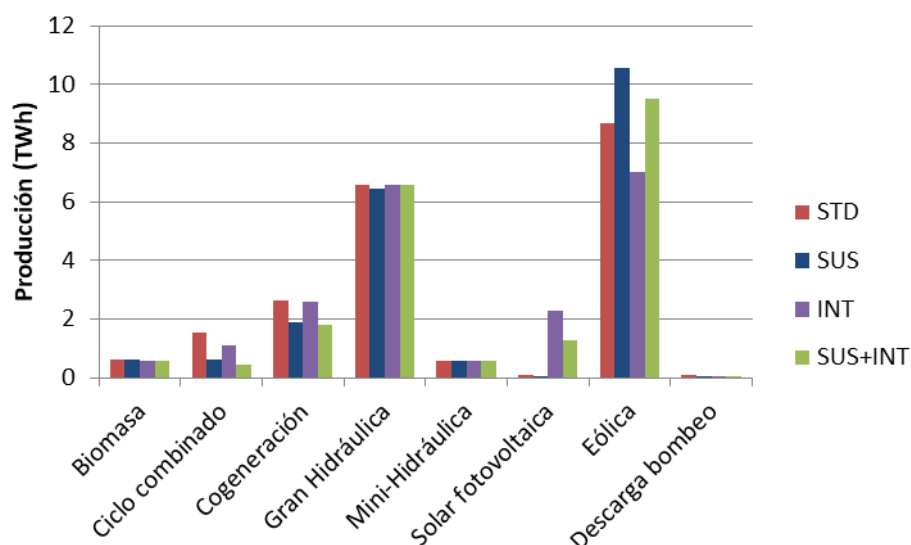


Figura 6.21 - Producción de cada tecnología en promedio de todo el período modelado para cada optimización.

Cada columna representa la producción de cada tecnología en las distintas optimizaciones realizadas (rojo la optimización estándar, azul la optimización considerando sostenibilidad, morado con intermitencia y verde aplicando ambas modificaciones), separadamente para cada tecnología de generación.

Figura de elaboración propia.

En lo que respecta a las características globales de la matriz, la Tabla 6.7 reúne las principales variables de evaluación de la matriz: el porcentaje de producción renovable, el coste global, el de inversión y el residual (costes fijos y de producción) por unidad de energía, así como las emisiones medidas a lo largo del período modelado. Para mayor facilidad de interpretación, la Figura 6.22 muestra el cambio porcentual en cada una de las variables respecto a la optimización estándar.

Tabla 6.7 - Resultados de las principales variables de la optimización para cada optimización.

Tabla de elaboración propia

	Producción renovable (%)			Coste global (MUSD)	Coste de inversión (MUSD)	Coste residual (MUSD/TWh)	Emisiones (Mton CO ₂ eq/TWh)
	Inicio (2022-2035)	Fin (2035-2050)	Global				
STD	74.7	84.3	80.3	17722	2464	26.26	0.056
SUS	84.8	90.8	88.0	16045	3309	21.87	0.037
INT	75.7	87.8	82.2	17854	2281	26.75	0.055
SUS+INT	85.1	92.8	89.3	16328	3289	22.44	0.038

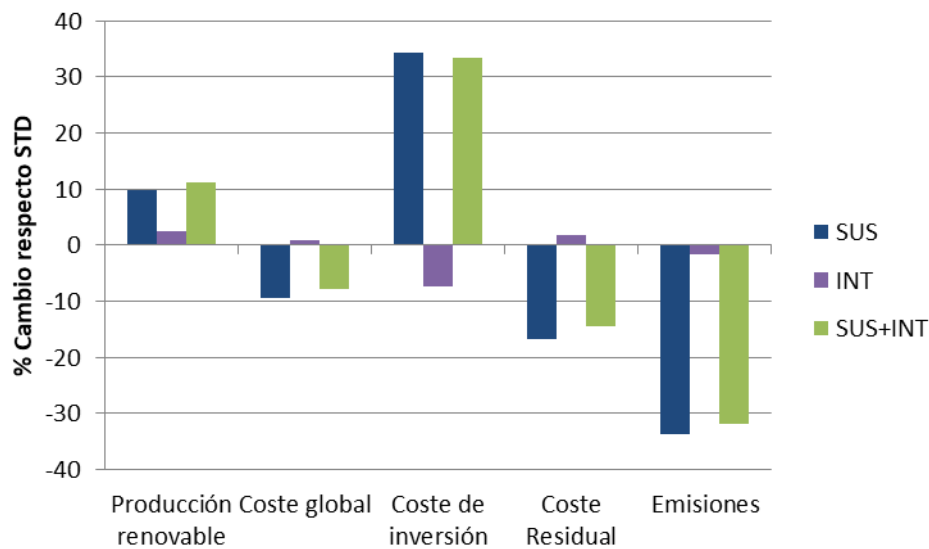


Figura 6.22 - Resultados de las principales variables de la optimización para cada optimización en diferencia respecto al estándar.

Cada columna representa la diferencia cada una de las variables de mérito estudiadas de la matriz en cada optimización respecto al caso estándar (rojo la optimización estándar, azul la optimización considerando sostenibilidad, morado con intermitencia y verde aplicando ambas modificaciones), separadamente para cada una de las variables.

Figura de elaboración propia.

En términos de producción renovable, la incorporación de criterios de sostenibilidad (con intermitencia o sin ella) produce los mayores cambios, incrementando un 10% su participación respecto a la optimización estándar. El cambio es apreciable desde inicio del período estudiado. Ambos fenómenos se asocian a una reducción de un 18% de las emisiones, reduciendo el impacto medioambiental. La reducción de emisiones es ligeramente inferior al considerar la intermitencia junto a la sostenibilidad, asociado a las emisiones de ciclo de vida de la tecnología fotovoltaica.

En cuanto a los costes asociados, la incorporación de criterios de sostenibilidad incrementan un 33.4% los costes de inversión, asociados a la descarbonización desde inicios del período modelado. Sin embargo, esto también permite reducir los costes residuales en un 14.5%, de forma que los costes globales resultan un 7.9% menor. En el caso de considerar la intermitencia la inversión requerida es menor. Esto se debe al reducido coste de instalación de la tecnología fotovoltaica a largo plazo.

Es relevante notar que todas las variaciones anteriores se encuentran asociadas a la incorporación de la sostenibilidad. Por el contrario, la incorporación de la intermitencia no parecería tener efectos en las variables globales de la matriz estudiadas. Con todo, como se observó en la Figura 6.21, sí tiene efectos en la composición del mix energético.

6.4 COMPARATIVA CON DATOS REALES. VALIDACIÓN Y PROYECCIONES A FUTURO.

Tras haber estudiado los resultados del modelo propuesto, se realizará una comparativa con datos reales externos al modelo, para analizar su aplicabilidad y evaluar su validez, así como extraer potenciales conclusiones de interés.

En segundo lugar, y teniendo en cuenta la evaluación anterior, se estudiará su evolución a futuro, tomando para ello los cambios en la matriz observados en los resultados de la optimización considerando tanto sostenibilidad e intermitencia frente a los planes de la Xunta

tanto en la Agenda 2030 como en su Estrategia Climática. Se comprobará así hasta qué punto existe una coincidencia, valorando las diferencias desde un punto de vista crítico.

6.4.1 Validación con datos reales

Para comparar los resultados del modelo con datos reales, se recurrirán a los datos obtenidos de la Red Eléctrica para el año 2022 [Red Eléctrica Españolab]. De este modo, será posible comprobar hasta qué punto el modelo construido consigue adaptarse con realismo a los datos reales a gran escala.

Para realizar la comparativa, dado que se han realizado simplificaciones en la matriz energética, es necesario agrupar coherentemente las tecnologías de la Red Eléctrica conforme a la misma clasificación. Así pues, se incluirá en la PV la producción distribuida, el remanente de producción de carbón en la cogeneración y los residuos renovables y “otras renovables” en la biomasa. Dado que los datos de la Red Eléctrica son mensuales, la comparativa se realizará en promedio estacional. La Tabla 6.8 resume los datos de producción anual de cada tecnología, mientras que la Figura 6.23 muestra la comparativa estacional.

Tabla 6.8 - Producción anual estimada por el modelo standard de OSeMOSYS y según los datos de Red Eléctrica del año 2022.

Tabla de elaboración propia

	Biomasa	Ciclo combinado	Cogeneración	Gran Hidráulica	Mini-Hidráulica	Solar	Eólica	Bombeo
2022	0.68	4.73	2.74	2.74	0.64	0.02	9.54	0.076
Osmo2023	0.71	1.66	3.12	6.68	0.59	0.00	7.98	0.0020

Comparando por tecnologías (ver Figura 6.23), puede observarse que la mayoría de ellas siguen un patrón y rango de producción similar. El mayor cambio se da en el aumento de la producción hidráulica y reducción del ciclo combinado proporcionados por el modelo. Sin embargo, esto se explica por un recurso hidráulico por debajo del promedio en el año 2022. Puede observarse que, en ambos casos, el mayor consumo de fósil (particularmente en el ciclo combinado) también coincide con en verano. En lo que respecta a la cogeneración, se aprecia un patrón y necesidad de producción muy similar en ambos casos. La contribución del PV y bombeo inverso es prácticamente despreciable en ambas figuras. Puede concluirse, por tanto, que el modelo

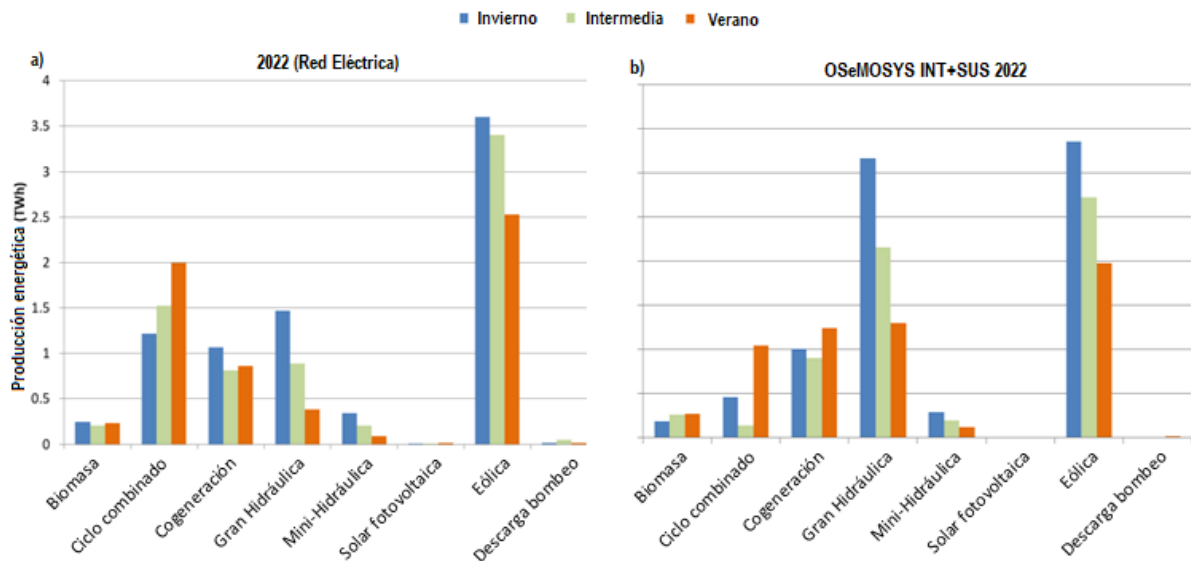


Figura 6.23 - Distribución estacional de producción de las distintas tecnologías en 2022 según Red Eléctrica y al principio del periodo modelado.

Cada columna expresa la producción, en distintas estaciones (por colores), para distintas tecnologías, separadamente. La figura (a) para los datos obtenidos de Red Eléctrica Española en 2022 y (b) para el modelo de OSeMOSYS considerando sostenibilidad e intermitencia (SUS+INT).

Figura de elaboración propia.

6.4.2 Comparativa con la Agenda 2030 y Estrategia Climática 2050 de la Xunta

Comparar el sistema a futuro tiene complicaciones adicionales, dado que pese a disponer de datos de predicciones de producción de las tecnologías, es necesaria más información para predecir la evolución del balance energético y las necesidades de provisión de reserva. Adicionalmente, se han observado discrepancias entre los datos aportados en INEGA y en el informe de la Agenda 2030, que asignan diferencias al valor. Por ese motivo, se atenderá a las diferencias de capacidad planificadas frente a las predichas por el modelo.

La Tabla 6.8 muestra la capacidad instalada de cada tecnología en 2022 junto a la planificación según la Agenda 2030 y la optimización SUS+INT en 2030 y 2050 [INEGA, 2022]. Observando ambos casos en el año 2030, puede apreciarse que el principal cambio es el aumento de la capacidad, seguido del de la hidráulica. Con todo, este incremento es significativamente menor en el modelo en OSeMOSYS. El resultado es significativo, dado que el escenario SUS+INT ya supera el objetivo de 84.8% de producción renovable de la Agenda 2030, de lo que podría deducirse que el nivel de incremento propuesto por la Agenda no es necesario ni óptimo. La reducción en capacidad eólica se compensa con el mantenimiento de la de cogeneración, que decrece según el plan de la Agenda 2030.

Tabla 6.9 - Cambio en la capacidad instalada propuesto por la Agenda 2030 de Galicia y el escenario SUS+INT.

Tabla de elaboración propia

Potencia instalada (GW)	2022	Agenda 2030	OSeMOSYS 2030	OSeMOSYS 2050
Hidráulica	3.327	4.425	4.117	4.346
Biomasa	0.091	0.099	0.091	0.091
Cogeneración	0.433	0.143	0.433	0.433
Eólica (on-shore)	3.395	7.700	4.511	4.107
Ciclo combinado	1.131	1.131	1.131	1.131
Solar fotovoltaica	0.060	0.212	0.060	2.833
Bombeo	0.130	1.876	0.130	0.130

Con todo, las diferencias anteriores pueden asociarse al cambio de la demanda energética o las fluctuaciones de recurso a nivel anual, no consideradas por el modelo. Los resultados de SUS+INT también podrían alinearse con los de la Agenda 2030 si se valoran los distintos combustibles utilizados por las centrales de cogeneración, dado que aquellas basadas en productos petrolíferos son más emisivas que las de gas natural (que, por simplicidad, se supuso que era el recurso utilizado por todas ellas).

En lo que respecta a la producción hidráulica, cabe notar que la Agenda 2030 no propone, en realidad, ningún aumento de la capacidad instalada, aunque sí de su producción (en un 33%) [INEGA, 2022]. Esto puede deberse a las renovaciones de las centrales hidroeléctricas ya existentes, que son justamente las que ocurren en el modelo, correspondiéndose con un 28% de la capacidad que se supuso actualmente disponible a causa de la degradación. Dado que ambos datos exhiben gran similitud, podría ser indicio del buen funcionamiento de la hipótesis en la degradación.

En lo que respecta a la tecnología fotovoltaica, la Agenda 2030 espera únicamente un aumento para autoconsumo, manteniéndose en una proporción poco relevante dentro del mix [INEGA, 2022]. Dado que en SUS+INT solo se ha valorado la instalación de tecnología fotovoltaica a gran escala (a nivel de transmisión), que es nula en 2030, puede considerarse que los resultados se encuentran alineados.

Otro de los mayores cambios se observa en el bombeo, dado que la agenda 2030 planea un aumento importante de su potencia instalada [INEGA, 2022]. Tal tendencia es coherente con la mayor penetración de la producción eólica (y potencial sobredimensionamiento), que podría beneficiarse del almacenamiento para lidiar con la creciente importancia de su intermitencia. Por el contrario, el modelo parece gestionar la intermitencia directamente mediante la flexibilidad del recurso hidráulico y el apoyo de la cogeneración. Tales diferencias pueden representar una diferencia estratégica: el uso de la cogeneración como vía temporal para la descarbonización o la instalación de grandes capacidades de potencia eólica y bombeo.

En lo que respecta a la Estrategia Climática 2050 se destacan cuatro directrices clave: aumentar la capacidad eólica, promover otras energías renovables, desarrollar energías oceánicas y mejorar la red de transmisión y distribución.

Aunque el modelo propuesto no se consideraron las energías oceánicas ni la estructura de la red, sí es posible observar la inclusión de la energía solar (2,77 GW) en la proyección para 2050, complementando la energía eólica. La capacidad eólica, sin embargo, se mantiene a niveles similares a los actuales. Esto último revela una diferencia estratégica entre el modelo y la Estrategia 2050: mientras la Estrategia apuesta por continuar expandiendo la eólica, posiblemente junto con el bombeo, el modelo SUS+INT favorece una combinación de potencia solar y eólica para manejar la intermitencia, aunque la eólica sigue siendo central [Xunta de Galicia].

En lo que respecta a las emisiones en el año 2050, la Estrategia propone la neutralidad climática. En el caso de Galicia, esta neutralidad supone un nivel de emisiones que iguale su capacidad de absorción, que es un dato muy variable en función de la fuente. Mientras que la propia Estrategia propone un crecimiento moderado de la capacidad de absorción hasta los 6,2 Mton, fuentes actuales muestran que la capacidad de absorción puede ser, en realidad, superior (habiendo alcanzado 9.8 Mton en 2021) [Xunta de Galicia, INEGAd]. Evidentemente, la neutralidad atañe a las emisiones provenientes de todos los sectores. En la Tabla 6.9 [Xunta de Galicia] se muestran las expectativas del INEGA. Con todo, dado que las emisiones mostradas para el sector energético solo incluyen las debidas a las tecnologías fósiles, sin considerar las emisiones cuna-tumba debidas a la implementación de nuevas

tecnologías, estas no resultan adecuadas para valorar el proceso de transición ni para comparar con las del modelo utilizado.

Tabla 6.10 - Emisiones en 2050 de los distintos sectores en Galicia estimadas por la Estrategia Climática 2050.

Tabla de elaboración propia con datos de [Xunta de Galicia]

	Centrales termoeléctricas	Residencial, terciario y residuos	Industria	Transporte	Agricultura, pesca y silvicultura	Gases fluorados
Emisiones 2050 (Mton CO₂eq)	0.28	0.28	1.47	1.14	2.15	0.18

Por los motivos anteriores y para poder hacer una comparativa con los resultados del modelado, se obtendrán las emisiones máximas aceptadas para el sistema energético (EmissmaxRES) tomando la capacidad de absorción regional y considerando las emisiones estimadas por la Estrategia 2050 para los demás sectores:

$$EmisMax = EmisSumidero - \sum_s Emis_s = -6.2 + 5.22 = 0.98 \text{ Mton CO}_2 \quad (21)$$

Donde:

EmisSumidero [Mton CO₂eq]. Es la capacidad de absorción de emisiones (o de sumidero) de la región, correspondiéndose en este caso con las propuestas para Galicia en la Estrategia 2050.

Emis_s [Mton CO₂eq]. Son las emisiones debidas al sector “s”, pudiendo ser “s” el sector “residencial, terciario y residuos”, “industrial”, “transporte”, “agricultura, pesca y silvicultura” y de “gases fluorados”.

En ese rango de capacidad de los sumideros de CO₂, fuertemente ligados a futuras políticas, el modelado OSE_COM_2050 sería capaz de cumplir objetivos. De hecho, proyecta 0,61 Mton anuales, repartidos en 0.24 Mton asociados a cogeneración, 0.16 Mton a solar, 0.10 Mton a eólica y el resto a otras tecnologías. El desglose también hace énfasis en lo significativo de las emisiones asociada a la transición del sistema en filosofía de cuna-tumba, mostrando la importancia de su consideración para cumplir los objetivos. Además, también evidencian el interés estratégico de la cogeneración mediante gas natural, siendo potencialmente la única alternativa mediante combustibles fósiles que, utilizada para balancear el resto de la producción, podría cumplir los objetivos medioambientales propuestos.

6.5 LÍMITES DEL MODELO, MARGEN DE MEJORA Y OPORTUNIDADES

Tras haber evaluado los resultados y revelado el interés del modelo, cabe repasar, finalmente, las aproximaciones tomadas que podrían seguirse para perfeccionarlo y que serían los siguientes pasos a seguir para convertirlo en un modelo real de la región o, en su defecto, los límites que tiene para representarla.

- **Parámetros específicos de la región.** Si bien se trataron de aproximar los costes lo máximo posible, siendo la mayoría representativos del promedio de Europa, estos pueden tener variaciones dependiendo de la región concreta de estudio debido a su estructura geográfica, accesibilidad, transporte necesario para las tecnologías e incluso experiencia con las instalaciones. Esto, incluso, puede llevar a dividir tecnologías de un mismo tipo en categorías, dependiendo de su tamaño, ubicación y límites a la capacidad existente de cada tipo.
- **Degradación de la tecnología y desmantelamiento.** Como se vio en el apartado 6.2.3, es fundamental considerar la degradación de la tecnología, incluida la

instalada durante el período (dado que cubre más de 25 años), con el debido mantenimiento o aumento de los costes fijos y la posibilidad de desmantelamiento o renovación. Resulta fundamental para medir el gasto del sistema y afecta fuertemente a la eólica y a la solar. En este caso solo se consideró la degradación de la tecnología previamente instalada (y la renovación de la hidráulica), que puede ser suficiente para unas fósiles y gran hidráulica suficientemente bien representadas.

- **Límites y costes en el encendido y apagado de las centrales.** Se ha observado que, en algunos casos, el ciclo combinado era utilizado tan solo en un horario específico de la estación intermedia. Mientras que apagarlo o encenderlo en una escala estacional es viable, hacerlo diariamente puede tener gastos excesivos y tiempos de encendido de más de 12 horas, que haría directamente inviable tal rutina diaria. Se requieren por tanto la imposición de tales límites, para lo cual ya fueron desarrollados métodos explicados en el Apéndice C.
- **Reserva primaria y secundaria del almacenamiento.** Como se explicó en la sección 6.2.6, el almacenamiento requiere de ecuaciones específicas que consideren no solo su modo de producción, sino también el de carga, y dependan de su estado de carga. Aunque existen aproximaciones para ello (ver Apéndice C y [Ferreira-Martínez et al., 2024b]), todavía se requiere perfeccionamiento.
- **Reserva primaria y secundaria de la gran hidráulica.** La ecuación propuesta para considerar el límite de Factor de Capacidad estacional en el apartado 6.2.4.3 considera, al igual que el CF normal, la provisión de reserva a subir como parte del límite. Esto, sin embargo, no es adecuado, dado que la reserva es de carácter provisional y, en caso de no ser requerida, la hidráulica habrá guardado su recurso para otro momento, no viéndose afectada su disponibilidad estacional por proveer o no reserva (aproximando a primer orden, pues de utilizarla sí lo será). Esta característica es de interés por parte de la hidráulica, dado que al contrario que ocurre con la eólica o solar, su recurso no es instantáneo. Con todo, dado que la capacidad para reserva primaria y secundaria es pequeña, el error es solo de entorno a un 3% en la producción.
- **Perfil eólico y solar. Aumento del número de TimeSlices.** Un aumento en el número de TimeSlices o una optimización de su elección basada en los distintos perfiles. Esto también podría beneficiar a la hidráulica en el caso de una división estacional, pues las estaciones de primavera y otoño no son iguales a nivel de recurso hídrico [Red Eléctrica Españolab]. En este caso, tal decisión no fue tomada para reducir la carga computacional y facilitar el análisis de los resultados, permitiendo así la comprensión de la aproximación propuesta.
- **Variaciones anuales de recurso.** Aunque pueden complicar el análisis de los resultados, añadir variaciones anuales en el recurso puede ser un aporte relevante en la resiliencia del sistema, al forzarlo a responder a distintas condiciones.
- **Intermitencia de la eólica y solar.** Se utilizaron los mismos datos del Capítulo 5 para EEUU, sin embargo lo más adecuado sería utilizar los adecuados en Galicia. Probablemente, el nivel de intermitencia diaria será mayor al tratarse de un área de menor tamaño, lo que puede ser relevante en el dimensionamiento del almacenamiento y tecnologías utilizadas.
- **Consideración de la red.** Diferenciación entre distintas áreas, que puedan asignar distintas pérdidas a las tecnologías dependiendo de su ubicación. Especialmente, distinción entre tecnologías a nivel de transmisión o distribución (en este caso

solo fueron consideradas las primeras). Es de interés por permitir la consideración de posibles mejoras o gastos en la eficiencia.

- **Mejora de la cuantificación de los impactos de sostenibilidad.** Utilizando datos específicos de la región, al igual que con los costes económicos. Además, si bien se ha progresado en su adaptación al adaptarlos al uso que se le da a las tecnologías en el modelo, realizar varias simulaciones sucesivas hasta que el resultado converja sería lo más preciso. En este sentido, se han tomado las mismas emisiones y tiempo de retorno económico para la gran hidráulica y micro hidráulica, que sin embargo pueden tener diferencias notables.

Por otro lado, los siguientes puntos también son relevantes a la hora de obtener unos resultados en el modelo más adecuados a la realidad, pero también forman parte del potencial y oportunidades que este exhibe, formando parte de la creación de escenarios a futuro.

- **Consideraciones climáticas y tendencias.** Efectos como la reducción del recurso hídrico, aumentos del Factor de Capacidad solar, o patrones o cambios en la demanda.
- **Nuevas tecnologías.** Aparición de la eólica marina, hidrógeno verde, biogás, energías oceánicas y otras en la matriz.

Por supuesto, terminar el análisis requeriría el uso de herramientas adicionales que aseguren la estabilidad de la red (modelos dinámicos) y que expandan el modelo para representar los efectos y cambios sobre el resto del sistema CLEWs, así como estudios de sensibilidad a los parámetros de entrada. Con todo, puede considerarse que se ha construido una primera buena base, bien estudiada y limitada, que sirva como primer paso para la construcción de un modelo más elaborado y el estudio, a primer orden, de escenarios.

6.6 CONCLUSIONES

En este capítulo se ha desarrollado un modelo para la transición energética de un entorno europeo basado en Galicia, estudiando para ello las características de la matriz energética de la región. De este modo, se han evaluado el impacto de la intermitencia de las fuentes renovables eólica y solar y los requisitos de sostenibilidad en un caso práctico de estudio realista y de interés.

Los resultados han revelado que, cuando se considera la intermitencia en el proceso de transición siguiendo el criterio económico, la incorporación de potencia solar a partir de 2034 resulta una opción óptima para compensar la variabilidad del recurso eólico, para el que no se aprecian nuevas instalaciones. Si se considera la sostenibilidad, la instalación de potencia eólica es prioritaria debido a sus bajas emisiones y tiempo de retorno económico, observándose instalaciones desde el inicio del período modelado para minimizar el impacto medioambiental. Cuando tanto la intermitencia como la sostenibilidad son consideradas, ambos fenómenos se combinan, siendo óptimo realizar instalaciones progresivas de potencia eólica a inicios de período y de potencia solar a partir de 2034, obteniendo un mix equilibrado. En los tres casos, la potencia hidráulica se mantiene mediante la renovación de las centrales actuales. Los efectos anteriores permiten un aumento de la producción renovable hasta el 89.3% en 2045, llevando al apagado del ciclo combinado y la reducción de la cogeneración durante todo el año. Esto permite una reducción de emisiones considerable, especialmente significativa en el caso de aplicar sostenibilidad. Aunque la descarbonización también impulsa un aumento de la inversión del 33.4%, este podría verse compensado por el menor coste energético (reducido en un 14.5%), pudiendo ser indicativo de una mayor

rentabilidad a largo plazo. Los resultados anteriores fueron validados como primera aproximación de gran escala recurriendo a datos reales de la red eléctrica.

El modelo cumple con el objetivo de alcanzar un 84.8% de producción renovable para 2030, establecido en la Agenda 2030 de Galicia, demostrando su viabilidad económica y ambiental. En el caso de la Estrategia Climática 2050, el objetivo de neutralidad climática también es satisfecho. Sin embargo, el modelo difiere de los planes anteriores en 2030 al proponer un menor incremento de potencia eólica a favor del mantenimiento de la cogeneración. En 2050, su principal diferencia radica en mantener un nivel de producción eólica semejante al actual, optando por una combinación con la solar para gestionar la intermitencia en lugar de su expansión junto al bombeo. En todo caso, los datos revelan que una buena planificación del proceso de transición es necesaria para cumplir tales objetivos, siendo necesario considerar el impacto ambiental de las distintas tecnologías en filosofía cuna-tumba. Con todo, las diferencias anteriores podrían atenuarse en caso de un perfeccionamiento del modelo, considerando cambios en la demanda energética, el uso de productos petrolíferos por parte de las centrales de cogeneración, parámetros regionales más precisos o fluctuaciones en el recurso anual entre otras.

En conclusión, la incorporación de intermitencia de las fuentes renovables y la inclusión de criterios de sostenibilidad dentro de la herramienta de modelado OSeMOSYS permite ofrecer una hoja de ruta clara para la transición energética en Galicia, demostrando que una mayor incorporación de sostenibilidad e intermitencia permite reducir emisiones y optimizar costos, al mismo tiempo que fortalece el sistema energético renovable. El enfoque integrado asegura que Galicia puede cumplir sus objetivos climáticos a 2030 y 2050 de manera eficiente y sostenible.

7 CONCLUSIONS

This dissertation focuses on enhancing and adapting long-term energy transition models to address contemporary challenges related to sustainability and renewable energy variability. The study advances transition optimization by integrating sustainability criteria and improving the characterization of renewable energy intermittency, particularly for wind and solar technologies. These developments are critical to ensuring energy systems are not only efficient but also socially, economically, and environmentally responsible, aligning with the United Nations' Sustainable Development Goals (SDGs).

One key achievement is the effective integration of sustainability criteria into energy optimization models, enabling precise evaluation of the impacts of various technological and policy alternatives. Key sustainability indicators—Energy Payback Time (EPBT), Economic Payback Time (ITR), and Climate Change Impact (IMPcc)—were employed to provide a comprehensive assessment of the direct and indirect effects of different transition strategies. These indicators facilitate informed decision-making that minimizes negative outcomes across sustainability dimensions. However, the lack of a robust social sustainability indicator highlights an area for future research, emphasizing the need to develop metrics that adequately integrate this dimension into energy transition processes.

With respect to sustainability, the optimization that incorporates both EPBT and IMPcc demonstrates that while renewable energy production and CO₂ emissions reduction improve, significant investments in infrastructure are required. Prioritizing IMPcc delivers the best outcomes for decarbonization, while EPBT offers a more balanced trade-off with economic costs. Combining both indicators enhances overall sustainability, though the differences with IMPcc optimization alone are marginal. These findings underscore the importance of integrating energy, economic, and environmental indicators into optimization processes to identify solutions that promote cleaner energy transitions while balancing costs and investments.

The global sustainability approach developed in this study proved flexible and adaptable, effectively balancing synergies and trade-offs among different sustainability goals. Critical system dynamics, or tipping points—key moments when significant changes in system behavior occur—were identified and leveraged, demonstrating the model's ability to account for and optimize across sustainability dimensions.

Furthermore, the characterization of renewable resource variability, particularly daily intermittency, emerged as crucial for effective energy planning. Inter-daily variability, especially for wind resources, can reach levels comparable to seasonal variability (up to 50%), while for solar energy, fluctuations can be as significant as monthly changes. This finding emphasizes the necessity of incorporating shorter temporal scales, such as inter-daily variability, into energy transition models to ensure system stability and adaptability.

The model developed to address daily intermittency in OSeMOSYS, which classifies days based on energy resource levels, proved effective for managing renewable production variability. An auxiliary model further evaluated optimization results against real renewable resource sequences, examining metrics such as energy production adequacy, wasted energy, and unmet demand. This analysis provided key insights into the impacts of inter-daily variability on energy systems and identified measures to mitigate negative effects, such as load loss. Solutions like overdimensioning renewable generation technologies and investing

in long-term energy storage were shown to be essential for maintaining system stability, reducing load loss from 8% to a manageable 1.22%.

The incorporation of long-term energy storage was particularly effective, delivering significant cost savings compared to overdimensioning renewable generation. This approach maximized the use of surplus energy on low-resource days, contributing to a more efficient management of intermittency. A detailed analysis revealed that energy storage technologies could bridge production gaps on days with minimal renewable resources, underscoring their necessity in energy transition systems.

Optimization methods that prioritize storage deployment and renewable overdimensioning, tailored to alternating meteorological conditions, demonstrated more effective energy matrix management. Additionally, including extreme weather conditions in the modeling process proved beneficial for improving system resilience and reducing load loss during adverse climatic events.

When applied to a specific region like Galicia, the proposed energy transition model demonstrated its practical relevance and validity for designing sustainable energy matrices in Europe. Results indicated that integrating sustainability criteria and variability management enables the region to meet emissions reduction and climate neutrality goals outlined in the 2030 Agenda and the 2050 Climate Strategy. Comparisons with governmental plans highlighted key differences, such as reduced wind energy deployment and the central role of cogeneration. These findings suggest that energy transition models must be continuously updated to reflect evolving technologies and available resources.

In summary, integrating sustainability considerations and characterizing renewable resource variability are essential for a successful energy transition that meets the challenges of the 21st century. These advancements are critical not only for reducing greenhouse gas emissions but also for ensuring the efficient integration of renewables, fostering cleaner, more resilient, and economically viable energy systems. The comprehensive approach developed in this study positions these models as indispensable tools for future energy transition planning.

8 ACCIONES FUTURAS

Tras las mejoras y estudio realizado, se mantienen ciertos aspectos en los que se pueden continuar mejorando, profundizando o estudiando los métodos propuestos y sus resultados. Así mismo, también ha sido posible identificar otras vulnerabilidades críticas en las herramientas de transición, que representan otros aspectos de interés a estudiar. Entre ellas:

- **Incorporación de la sostenibilidad social.** Dado que no se pudo localizar un indicador adecuado para medirla en el contexto del proceso de transición energética.
- **Profundización en la medición de los impactos de la sostenibilidad.** Asegurando su reducción más allá del impacto económico modelado.
- **Diseño de nuevas ecuaciones de almacenamiento.** Identificando nuevos parámetros que permitan describir la variación meteorológica sin recurrir a ordenamientos irreales. Alternativamente, profundizar en el estudio climático para una mejor explotación de los resultados.
- **Intermitencia a escala anual.** Pudiendo ser clave para el dimensionado a gran escala de un sistema resiliente.
- **Degradación y desmantelamiento.** Siendo ambos elementos clave en la gestión a largo plazo de las instalaciones necesarias de capacidad, especialmente a nivel económico.
- **Mejora y explotación del caso práctico de estudio: Galicia.** Adecuando su información a datos específicos de la región, profundizando en su validación y explotando el modelo para probar la integración de nuevas hipótesis y tecnologías. Particularmente, consideración de cambios en el patrón de consumo y recurso por la evolución del sistema y cambio climático.

APÉNDICE A. VARIABLES DE MÉRITO, COSTES E IMPACTOS DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

A.1. VARIABLES DE MÉRITO

Como variables de mérito se entienden aquellas que son descriptivas de las capacidades de funcionamiento de la tecnología de generación. Estas variables serán determinantes la utilidad que la tecnología tendrá para la matriz energética, tanto a nivel de producción como flexibilidad, y sus capacidades para la transformación de la energía. En base a [Lacal Arantegui et al., 2014; IRENA, 2019a; IEA, 2020a], pueden identificarse las siguientes variables:

- **Potencia instalada [MW].** Aunque puede variar dependiendo de la implementación de un mismo tipo de tecnología, cuando se analiza una planta de producción concreta esta tendrá una máxima potencia de producción. La potencia mínima a instalar de una tecnología es otro parámetro característico, con el que pueden variar las demás. En caso de que la potencia mínima sea relativamente pequeña y las grandes instalaciones se formen mediante su agregación, se dirá que la tecnología es de carácter modular.
- **Eficiencia [%].** Es la cantidad de energía aprovechada en los procesos de transformación de energía, al pasar del recurso inicial (combustible, irradiación solar, viento...) al producido (energía eléctrica y, en algunos casos, térmica). Pueden existir distintos niveles de eficiencia dependiendo de los tipos de energía considerados y si se les asigna la misma ponderación.
- **Factor de Capacidad [%].** Es una medida de la producción frente a la potencia pico instalada. Puede tratarse de un simple porcentaje de uso de la central o de un auténtico límite técnico que impide el uso de la totalidad de la capacidad (como la disponibilidad de recurso), siendo necesario diferenciar ambos casos. Aunque la mayoría de las referencias lo proporcionan en valor anual, se pueden realizar promedios para escalas más pequeñas (estacional, diario o por intervalo horaria), sirviendo en tales casos como un descriptor del comportamiento temporal de la tecnología. Es una característica clave en el dimensionado y adecuación de la tecnología.
- **Tiempos de respuesta.** Indica la velocidad en la que una tecnología puede estar disponible o reaccionar al cambio. Esta puede depender del estado en el que se encuentre la tecnología, especialmente la térmica (encendido, apagado, mínimo operacional...), motivo por el que a su vez suele dividirse en distintos parámetros: el tiempo de encendido (“start-up time” [h]), la velocidad a la que puede variar su potencia una vez en funcionamiento (“ramp-up time” [% Potencia instalada/s], normalmente promedio) o el tiempo que tarda en apagarse (“shut-down time” [h]). Es una característica clave en su adaptabilidad y flexibilidad.
- **Mínimo operacional [%].** Indica cuál es el mínimo porcentaje de la potencia instalada de la tecnología que puede mantenerse produciendo energía de manera estable. Por debajo de él, la central se deberá apagar. Supone una potencial inflexibilidad.
- **Tiempo de vida [years].** Es la cantidad de tiempo que se espera que la tecnología mantenga su funcionamiento antes de ser retirada o reemplazada. Dado que la

eficiencia de la tecnología tiende a decrecer con el tiempo, este suele definirse como el momento en el que su eficiencia alcanza cierto porcentaje de la inicial (entorno al 80%).

- **Tiempo de construcción y desmantelamiento [años].** Aunque no propiamente representativo de su funcionamiento, los tiempos de construcción y desmantelamiento son una característica importante de las tecnologías, dado que implican importantes limitaciones en su instalación.

A.2. COSTES

Además de sus características de funcionamiento, las tecnologías tendrán asociados también costes económicos. Los costes económicos pueden ser de distintos tipos, destacando los de inversión, mantenimiento y producción [Lacal Arantegui et al., 2014; IEA, 2020a; IRENA, 2023; IRENA, 2019a; Gardumi et al., 2019; Loulou et al., 2016]. La importancia de cada tipo de coste depende de la tecnología bajo evaluación. La explicación detallada de dicha división se expresa a continuación:

- **Coste de inversión [\$/MW].** Son los costes ligados a la puesta a punto de la tecnología. Engloban los costes debidos a la adquisición y transporte de los materiales que la conforman, su procesamiento, la construcción, las licencias necesarias y contingencias típicas asociadas a todo el proceso (entre otros). Típicamente considerarán también los intereses asociados, particularmente teniendo en cuenta el tiempo de construcción (en caso contrario, se consideran “overnight costs”). Los costes de inversión variarán no solo dependiendo de la tecnología instalada, sino de la escala (potencia total) y lugar de implementación.
- **Costes fijos de operación y mantenimiento [\$/MW/year].** Costes fijos necesarios para el mantenimiento de la operación de la planta, independientemente de que esta produzca o no. Son el coste de la plantilla de empleados, la mayoría de los mantenimientos planificados y cualquier tasa de alquiler de terrenos o acceso a red eléctrica.
- **Costes variables de operación y mantenimiento [\$/MWh].** Propiamente son todos los costes asociados al proceso productivo. Esto incluye el coste de combustibles y otros gastos, como agua para refrigeración. Para las tecnologías dependientes de combustible, dado que el coste de este puede ser fuertemente variable de condiciones externas, tiende a especificarse el Heat Rate o eficiencia de conversión, haciendo posible conocer el consumo de combustible y, a posteriori, el coste de combustible correspondiente. También pueden incluirse los costes debidos a la gestión y procesamiento de residuos asociados a su producción.
- **Costes dinámicos.** Son costes adicionales asociados con el encendido de la planta de energía o la subida o bajada en su producción.
- **Costes de Fin de Vida Útil [\$/MW].** Incluyen tanto el desmantelamiento como cualquier proceso asociado con el reúso, reutilización o reciclado de los elementos restantes.

Los costes anteriores pueden agruparse en el llamado Coste Nivelado de la Energía (LCOE por sus siglas en inglés), que puede ser calculado mediante la Eq. (22). Esta técnica es muy utilizada para comparar las distintas tecnologías, consistente básicamente en dividir todos los costes asociados a la tecnología entre toda la energía producida durante la vida operativa. Dado que el LCOE depende de la energía generada por la tecnología, su valor

variará según la región de estudio, dado que ella determinará el recurso disponible, competitividad e integración [IEA, 2020a].

$$LCOE_t = \frac{\sum_y^{opLife} \frac{InvestCost_{t,y} + FixCost_{t,y} + ProdCost_{y,t}}{(1 + DiscRate)^y}}{\sum_y^{opLife} \frac{Prod_{t,y}}{(1 + DiscRate)^y}} \quad (22)$$

Donde:

$InvestCost_{t,y}$ [M\$] es el coste invertido en la instalación de nueva capacidad de la tecnología t en el año y .

$ProdCost_{y,t}$ [M\$] es el coste del total de energía producida por la tecnología t en el año y .

$FixCost_{t,y}$ [M\$] costes fijos debidos a la capacidad instalada de tecnología t en el año y .

$Prod_y$ [TWh] es la energía anual producida por la tecnología t en el año y .

$DiscRate$ la tasa de descuento aplicada, representativo de la devaluación de la moneda y las tasas de interés.

A.3. IMPACTOS

Además de su coste y sus características propias, las distintas tecnologías productoras traerán consigo otra serie de efectos sobre el entorno, tanto positivos como negativos, relacionados tanto con su construcción, su funcionamiento como desmantelamiento o residuos [Hauschild et al., 2018; UNECE, 2021].

- En la instalación, se encuentra la transformación del espacio ocupado, que puede traer grandes obras civiles, impacto medioambiental o incluso paisajístico, afectando en ese último sentido a la sociedad. Además, su proceso de construcción habrá requerido la extracción, procesamiento y transporte de piezas y materiales, así como el esfuerzo asociado a su ensamblaje. Todo lo anterior causa una serie de presiones, entre las que se encuentran el conjunto de emisiones y contaminantes asociados.
- Con su funcionamiento pueden generarse emisiones y residuos contaminantes, con todas las repercusiones o gestiones que puedan traer. También puede traer grandes consumos de agua para refrigeración.
- Con su desmantelamiento se generarán nuevos residuos.

De todos los impactos anteriores, las emisiones de gases de efecto invernadero toman una relevancia especial. Esto se debe, por un lado, a las importantes emisiones asociadas a parte de las tecnologías (especialmente a la combustión de los recursos fósiles). Por otro lado, al efecto que estas emisiones tienen sobre el clima, que puede alterar todo el sistema productivo y social (incluso el energético) por su interacción con el sistema CLEWs [UNECE, 2021; UN Modelling Tools].

Adicionalmente, todas las tecnologías generarán una serie de puestos de trabajo, tanto fijos como temporales. Sin embargo, su impacto espacial y contaminación también puede afectar a otras labores previamente establecidas [Hauschild et al., 2018].

Cabe destacar que los residuos pueden ser positivos o aprovechados como tal, ya sea mediante su reuso, reutilización o reciclaje, por ese orden de prioridad (debido al consumo energético creciente) o por el que provea un mayor beneficio a la sociedad. Un ejemplo sería utilizar sus piezas o materiales con otros fines o darles una segunda vida. O bien aprovechar residuos como agua caliente como otra forma de energía.

APÉNDICE B. UTILIZACIÓN Y MODELADO DE OSEMOSYS

A continuación se detalla la estructura básica, construcción y el proceso de modelado de la matriz energética dentro del entorno de OSeMOSYS. Para ello, se dedicará un apartado a la estructura de su código y ecuaciones. A continuación, se hablará de las características y construcción del Sistema Energético de Referencia, como paso inicial indispensable en el modelaje de la matriz energética. El siguiente paso será el estudio de la división y caracterización temporal de OSeMOSYS. El quinto, cuarto y sexto apartado explicarán los parámetros fundamentales más relevantes en la caracterización de la demanda energética, las tecnologías productoras y las de almacenamiento. Finalmente, se explicará el funcionamiento de la creación de escenarios, una de las propiedades y etapas más interesantes en el trabajo con modelos de transición. En conjunto, se expondrán las principales técnicas del modelado en OSeMOSYS.

B.1. ESTRUCTURA BÁSICA DEL MODELO

A nivel de modelo matemático y como primeros pasos para su utilización, OSeMOSYS estructura su código haciendo uso de SETS, parámetros y variables [Howells et al., 2011]. Los SETS son los elementos que existen en la estructura básica de OSeMOSYS y los subíndices a los que se refieren tanto parámetros como variables. Ejemplos de SET son las tecnologías, los distintos recursos, los años y los “time slices” en los que se divide el año. A su vez, los parámetros son los inputs del sistema, que darán valor a las características del modelo asociadas a los distintos SETS, mientras que las variables serán los outputs, también con sus propios resultados dependiendo del SET a evaluar. De este modo, por ejemplo, el coste de instalación será un parámetro que dependerá de la tecnología y el año concretos, mientras que la producción será una variable que tomará valores distintos para cada tecnología, año, momento del año y recurso particular.

Como modelo de optimización lineal que es, OSeMOSYS consiste básicamente en un conjunto de ecuaciones e inecuaciones lineales, lo que significa que están compuestas por constantes o sumatorios de variables multiplicadas por coeficientes constantes (o parámetros), pero nunca potencias de las variables o dependientes de más de una o se perdería la linealidad. Entre ellas se encuentra la llamada “función objetivo” (en OSeMOSYS el coste económico), cuyo valor tratará de maximizarse o minimizarse ajustando para ello el valor de las variables del sistema, siempre respetando el resto de las ecuaciones (o inecuaciones), que serán ligaduras limitantes de los valores que el conjunto de variables pueden tomar (como límites de emisiones, de capacidad productora...).

B.2 DEFINICIÓN DEL SISTEMA ENERGÉTICO DE REFERENCIA.

El Sistema Energético de Referencia representa los flujos de recursos del modelo, incluyendo tanto los presentes como los que podrían existir en el futuro. Aunque su construcción es un recurso básico en el modelaje de matrices energéticas, debe adaptarse a las capacidades estructurales del modelo utilizado.

En OSeMOSYS, la estructura básica del sistema consiste en el establecimiento de una serie de recursos (en OSeMOSYS llamados *FUEL*) y un conjunto de elementos (*TECHNOLOGY*) con la capacidad de generarlos, necesitando o no consumir otros recursos en el proceso. De este modo, se construye una red en la que los *outputs* (producción) de unas tecnologías sirven como *inputs* (consumo) para otras, así como para la satisfacción de la

demanda (que será una necesidad de producción neta de un recurso determinado, usualmente energía, que deberá obtenerse del conjunto del sistema). Una misma tecnología puede consumir o producir varios recursos simultáneamente y en distinta cantidad dependiendo de sus características de funcionamiento. También puede tener varios modos de operación, permitiéndole cambiar sus características de producción-consumo (esto es, qué recursos genera, cuales utiliza y con qué eficiencia).

Un ejemplo de Sistema Energético de Referencia se puede observar en la Figura B.1.

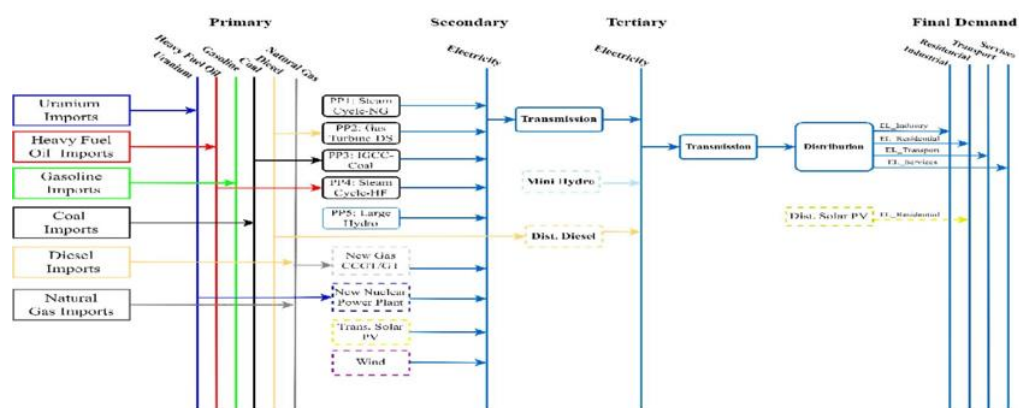


Figura B.1 - Ejemplo de Sistema Energético de Referencia (Atlantis).

Esquema de un Sistema Energético de Referencia. De izquierda a derecha, se observa el progreso de los flujos de recursos (mediante flechas) desde las tecnologías generadoras y consumidoras (ambas con recuadros de los que saldrán o entrarán flechas respectivamente). Las líneas verticales representan tipos de recurso, categorizados por colores.

Figura tomada de [Bechir & López-Agüera, 2023].

Al optimizar el sistema, a cada una de estas tecnologías de producción tendrá una capacidad (potencia) instalada, que puede cambiar con los años. A su vez, tal capacidad limitará el máximo de producción. La optimización del sistema se realizará de forma que la capacidad existente de cada tecnología cada año y su producción son adecuadas para satisfacer la demanda y distintos requerimientos a mínimo coste.

Esta estructura de red es adecuada para establecer posibles vías de revalorización de residuos, dado que es fácil considerar nuevos tipos de recurso consumido o producido por distintos elementos del sistema. Así pues, además de generadores de energía, las “tecnologías” también pueden representar plantas de reciclaje, de producción de biocombustible o la tasa de obtención de residuos útiles de campos de cultivo (entre otras).

Toda la estructura anterior define la matriz energética en cada momento, introduciendo también (potencialmente) algunas conexiones con el resto del sistema CLEWs.

B.3. DIVISIÓN, ORGANIZACIÓN Y COMPORTAMIENTO TEMPORAL

OSeMOSYS define el tiempo mediante la creación de varias categorías (llamadas “time slices”) con diferente comportamiento, caracterizadas por la disponibilidad de los distintos recursos, su demanda y el estado de producción de cada una de las tecnologías. Estas categorías se establecen a distintas escalas temporales: anual, estacional, tipos de día (semana laborable o no laborable) e intervalos horarios (día-noche, mañana-mediodía-tarde-noche...).

Cuando se compara con las condiciones reales, es importante indicar que el modelaje de OSeMOSYS distingue condiciones concretas, no días y horas específicos. Esto significa que no recurre a una secuencia de datos para representar las distintas condiciones, sino que todos los días y horas dentro de una misma categoría se considerarán idénticos entre sí. Esta división temporal se ejemplifica en la Figura B.2, donde se muestra la jerarquía temporal

dentro de una estación según es modelada por OSeMOSYS. Mientras que pueden distinguirse distintas estaciones, tipos de día e intervalos horarios, todas las semanas de una estación se considerarán idénticas, así como todos los días dentro de cada tipo de día y todas las horas dentro de cada división horaria realizada.

Tal situación repercute tanto en la caracterización temporal del modelo como en el comportamiento de las distintas tecnologías (esto es, el régimen productivo). Esto último significa que no será posible, por ejemplo, utilizar las tecnologías de manera distinta a inicios o finales de la estación o en distintos días de un mismo tipo (salvo que se dupliquen los TimeSlices únicamente con ese propósito). Cada una de esas categorías (TimeSlices) será, por lo tanto, un valor medio, que no considerará la variabilidad aleatoria ni la flexibilidad que podría existir dentro de cada una de ellas.

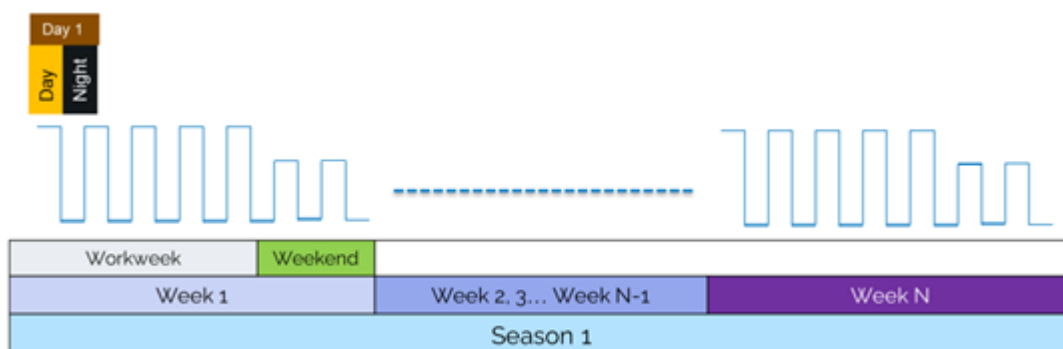


Figura B.2 - Esquema gráfico del funcionamiento de los perfiles y jerarquías de variabilidad en OSeMOSYS. La figura representa un perfil de variabilidad (línea azul) según funciona dentro del modelo OSeMOSYS debido a la interacción de las distintas jerarquías temporales. Cada jerarquía está mostrada como un recuadro, pudiendo diferenciarse: estaciones, semanas, tipos de día e intervalos horarios dentro de cada día. Como se puede observar en el perfil, solo las estaciones, tipos de día e intervalos horarios ofrecen variabilidad, siendo todas las semanas y días dentro de cada tipo idénticos entre sí.

Figura de elaboración propia.

Adicionalmente, es importante entender que un mayor número de TimeSlices permite aumentar la precisión con la que se aproximan los perfiles de variación. En ese sentido tienen especial interés las situaciones extremas (incluso si su duración es corta), dado que sin ellas puede subestimarse la importancia de las tecnologías peak-load en favor de las base-load. Con todo, una cantidad excesiva de TimeSlices dificulta el análisis e incrementa el tiempo computacional. Para elegir el número ideal de estaciones e intervalos horarios en los que se dividirá el comportamiento del sistema, es recomendable realizar un estudio previo de los parámetros con dependencia temporal. Estos parámetros incluyen la demanda y el recurso. Examinando el perfil individualmente en cada caso, es posible identificar las situaciones características de cada uno. En caso de que la variación de todos los perfiles sea simultánea, todos ellos se adaptarán a la misma división temporal. Por el contrario, si su comportamiento no tiene correlación, entonces será necesario multiplicar el número de TimeSlices para representar todas las combinaciones de situaciones posibles. En caso de que los perfiles sean muy complejos, realizar un gran número de divisiones de poca duración es una estrategia válida.

A nivel de código y modelado, cada año y TimeSlice será un SET, al cual podrán referirse varios parámetros y variables como la producción o las condiciones climáticas. Adicionalmente, existen SETS con valores numéricos para clasificar a los tipos de estación (SEASONS), día (DAYTYPE) e intervalo horario (DAILYTIMEBRACKET) según el orden

en el que se suceden unas tras otras. Además, se recurren a los siguientes parámetros para la caracterización temporal:

- **YearSplit.** Indica la duración, como proporción del año, de cada TimeSlice y por lo tanto las condiciones que representa. A la hora de equilibrar los distintos costes del sistema, las condiciones más frecuentes serán las dominantes en el mix energético global y en la determinación de las mayores inversiones.
- **Conversionls, Conversionld y Conversionlh.** Parámetros binarios que relacionan cada TimeSlice con cada tipo de estación, día e intervalo horario respectivamente. Cada estación, día e intervalo horario se define por un número, que determina el orden en el que suceden (dentro de cada una de las escalas temporales). De este modo, estos parámetros. Tal ordenamiento toma importancia únicamente cuando se modelan sistemas de almacenamiento, dado que será la única condición en la que los TimeSlices están conectados temporalmente.
- **DaysInDayType.** Número de días sucesivos de cada tipo de día. Normalmente se toma como referencia una semana, de modo que, si solo hay un tipo de día, el número será siete. Si se separa entre semana laboral y fin de semana, serán cinco y dos respectivamente, etcétera. Este parámetro será importante al indicar cuánto tiempo se mantienen las condiciones. Solo se utiliza en las ecuaciones de estado de carga del almacenamiento.
- **DaySplit.** Similar al YearSplit, indica cuánto tiempo dura cada intervalo horario en proporción con el tiempo total del año, pero considerando únicamente su duración en un día y no la suma en todos ellos. Así pues, es el número de horas del intervalo entre el número total de horas del año. Solo se utiliza en las ecuaciones de almacenamiento.

B.4. DEMANDA DE RECURSO

En OSeMOSYS la demanda se modela mediante dos parámetros fundamentales: la demanda total anual de recurso (*SpecifiedAnnualDemand*), que podrá cambiar dependiendo del año (permitiendo la evolución temporal de la demanda), y el perfil de demanda (*SpecifiedAnnualDemandProfile*), que podrá tomar valores distintos para cada TimeSlice y cada año. De este modo, se representa la distribución de la demanda y su posible evolución en el tiempo. Ambos parámetros se asignarán de manera independiente para cada recurso considerado.

Los parámetros anteriores definen la demanda externa al sistema productivo de la matriz, mientras que con el funcionamiento de las tecnologías pueden aparecer términos de demanda adicionales de distintos recursos. En todo momento, OSeMOSYS impondrá que la demanda total debe ser satisfecha.

B.5. TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

Las tecnologías productoras son los elementos básicos y más importantes del sistema. Son los únicos elementos capaces de generar, consumir o transformar un recurso (como es la energía), y son necesarias, por lo tanto, para satisfacer la demanda.

El funcionamiento de las tecnologías incluye las dos principales variables a optimizar por OSeMOSYS: la capacidad instalada de cada una en cada año (que limitará su producción) y la producción. La capacidad instalada de una tecnología puede cambiar cada año, mientras que la producción depende del año y del TimeSlice evaluado, en el que tanto la demanda energética como la disponibilidad de cada tecnología pueden variar.

En OSeMOSYS las tecnologías se caracterizan por [Howells et al., 2011; Martindale, 2023:

- **Recurso consumido y producido** (*Input Activity Ratio* y *Output Activity Ratio*). Es decir, qué recursos requiere para su funcionamiento y cuáles produce en el proceso. En la mayoría de los casos, por convenio, el *OutputActivityRatio* es considerado 1, mientras que el *InputActivityRatio* será la cantidad de recurso necesario para generar una unidad del producido (en las unidades elegidas para expresarlos). Definen la eficiencia de conversión. Las energías renovables en OSeMOSYS suelen considerarse originadoras de energía, sin requerir ningún recurso (input) para su funcionamiento.
- **Modos de operación.** Una tecnología también puede tener distintos modos de operación a elegir para su funcionamiento, en el que sus características de producción, consumo, coste y emisiones son distintas (permitiendo elegir entre el uso de distintos combustibles u orígenes, o producir y almacenar). Estos modos, sin embargo, compiten entre sí. Por tanto, si en un *TimeSlice* dado una tecnología está funcionando al 80% de su capacidad en un modo de operación, solo podrá funcionar como máximo hasta un 20% en el otro.
- **Costes económicos. Asociados a la instalación** (*CapitalCost* [MU/Power]), **producción** (*VariableCost* [MU/Resource]) y **capacidad existente** (*FixedCost* [MU/GW/y]). Los primeros se multiplicarán por la nueva capacidad instalada en el año correspondiente, los segundos por su cantidad de recurso producido anualmente y los últimos por la capacidad total que existe cada año. Pueden incluir todos los costes mencionados en el Apéndice A. En general, una tecnología con alto coste de inversión, pero bajo coste de producción, será elegida como “base-load”. Esto significa que será instalada para producir de manera continuada, compensando su inversión. En el caso contrario se comportarán como peak-load, produciendo únicamente cuando el resto de la capacidad (más cara) es insuficiente.
- **Emisiones** (*Emission Activity Ratio*. [Emission/Production]). Funcionan de manera semejante a los costes de producción, pero en lugar de un coste económico son las emisiones asociadas al proceso productivo. Pueden ser escritas en términos de ciclo de vida. Este parámetro puede definirse para varios tipos de emisión o residuo. Cuando se consideran penalizaciones económicas o restricciones en las emisiones, este parámetro puede re-balancear o limitar notablemente la producción de las distintas tecnologías.
- **Vida operacional** (*Operational Life* [years]). En OSeMOSYS, es el tiempo que pasa desde que cierta capacidad de una tecnología es instalada y entra en funcionamiento hasta que deja de funcionar. Así pues, OSeMOSYS presupone a priori el cierre o desmantelamiento de una tecnología. Esta suposición contrasta con la realidad, donde el “tiempo de vida” se define como el momento en el que la tecnología pierde (por degradación) un 20% de su capacidad. Si bien las tecnologías tienden a ser reemplazadas llegado a ese punto, es igualmente común que su operación se extienda durante periodos más largos si las condiciones lo requieren.
- **Factor de Capacidad** (*CapacityFactor* [%]). Parámetro específico para cada *TimeSlice* que indica cuánto podrá producir la tecnología como máximo en cada uno de ellos (tomando como referencia lo que produciría funcionando a su potencia pico en ese mismo intervalo). Es fundamental para describir la variabilidad de disponibilidad de una tecnología, especialmente aquellas sometidas a perfiles estacionales y horarios (como son la mayoría de recursos

renovables, especialmente el eólico y solar). Una tecnología con bajo Factor de Capacidad requerirá instalar una mayor capacidad para producir la misma cantidad de energía que las de CF mayor. Este fenómeno tendrá distinto impacto dependiendo de cómo de adaptado se encuentra al pico de demanda o el CF de otras tecnologías. Así pues, puede tratarse de una tecnología adecuada a las necesidades de la matriz y complementaria con el resto del sistema o, por el contrario, encontrar limitaciones en su aprovechamiento. También dependerá de la existencia de recursos limitados anualmente, para los que puede suponer una sustitución.

- **Disponibilidad anual** (*Avaliability Factor [%]*). Factor que indica la frecuencia con la que la tecnología es funcional a lo largo del año (al margen del Factor de Capacidad con el que lo haga). Está especialmente pensado para mantenimientos. Cabe destacar que OSeMOSYS tenderá a asignar tal indisponibilidad a los TimeSlices en los que la tecnología sea menos necesaria. Ello puede llevar, por ejemplo, a que todo el mantenimiento de una central sea durante el día (cuando la solar está disponible), permitiéndola detener el mantenimiento para ponerla a funcionar por la noche. Este comportamiento puede no ser realista debido a que los mantenimientos deben realizarse durante tiempos sostenidos.
- **Capacidad residual** (*ResidualCapacity [Power]*). La Capacidad Residual define el estado inicial del sistema, es decir, la composición de la matriz energética existente al inicio del período modelado. Se define para cada tecnología y cada año, permitiendo. Esta capacidad no está sometida al parámetro de “vida útil”, dado que OSeMOSYS no incluye información de cuándo ha sido instalada. Este parámetro es de suma importancia, pudiendo marcar todo el proceso de transición y evolución del sistema, dado que el proceso de optimización económica tratará de encontrar un balance entre la utilización de las tecnologías anteriores y la implementación de nuevas tecnologías. Así pues, la capacidad de integración de las tecnologías en la matriz y la velocidad a la que se degrada la capacidad preexistente puede determinar las elecciones de instalación.
- **Límites en la producción y capacidad**. Permite asignar producciones máximas, potencias máximas instaladas y el incremento máximo de potencia anual para cada tecnología en cada uno de los años. Esto puede ser útil para marcar límites en la disponibilidad de algún recurso determinado (limitando la producción máxima para la biomasa o la capacidad máxima de recurso solar o eólico) o establecer límites realistas para la capacidad de crecimiento de una tecnología determinada.

B.6. TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

Los sistemas de almacenamiento en OSeMOSYS pueden ser considerados de dos modos: modificando el Factor de Capacidad asociado a una tecnología (a la que se asocia su funcionamiento) o utilizando la definición y ecuaciones que el modelo ofrece para representar tecnologías de almacenamiento.

- **Modificando el Factor de Capacidad asociado a una tecnología**. De este modo, es posible modificar el CF de una tecnología para suavizar la variabilidad de su recurso disponible y capacidad productiva (por ejemplo, repartir el CF de la tecnología solar permitiendo la producción en horas nocturnas). En consecuencia, es necesario adaptar los costes de la tecnología para incluir los asociados al almacenamiento. Este método es adecuado cuando se conoce previamente el

dimensionamiento del sistema producción-almacenamiento, lo que ocurre en muchos parques eólicos o solares en los que ambos elementos son planificados conjuntamente desde el inicio (conociendo los costes y el perfil de producción esperados). Es posible modelar como tecnologías distintas la versión con almacenamiento y sin almacenamiento, permitiendo estudiar la competitividad y balance adecuado de ambas.

- **Recurriendo al módulo de modelado de OSeMOSYS.** Esta segunda opción recurre a las ecuaciones y parámetros específicos de los que OSeMOSYS dispone para modelar el almacenamiento. Este método permite dimensionar las tecnologías productoras y el almacenamiento de manera independiente durante la optimización. Así pues, es ideal cuando se desconoce el nivel de almacenamiento deseado, como suele ocurrir en muchos estudios de implementación de almacenamiento a utility scale.

En caso de recurrir a la segunda opción, es necesario recurrir al módulo de modelización del almacenamiento de OSeMOSYS. Con ese cometido, en OSeMOSYS se define un nuevo tipo de elemento en el sistema, el almacenamiento, que tendrá la capacidad de recibir producción, guardarla y permitir su uso más adelante. Matemáticamente, lo que almacena este elemento es la oportunidad de producción, y no un recurso producido en sí mismo. Esto ocurre porque en OSeMOSYS los únicos elementos que producen o consumen un recurso son las tecnologías productoras. Así pues, para poder producir un recurso almacenado, será necesario asociar una tecnología productora al almacenamiento. En ocasiones, esta tecnología podrá ser considerada como un elemento concreto separado del sistema de almacenamiento, como el inversor en el caso de una batería o una turbina (o bomba) en el caso de un embalse. Por el contrario, en otros casos, la tecnología ligada al almacenamiento será una abstracción matemática necesaria dentro de las ecuaciones de OSeMOSYS.

Varios esquemas son posibles para el elemento de almacenamiento, la tecnología productora y su acoplamiento al resto del sistema. Uno de los métodos más efectivos es crear dos modos de operación para la tecnología asociada al almacenamiento. En uno de ellos, consumirá electricidad y cargará el almacenamiento, mientras que en el otro vaciará el almacenamiento y producirá electricidad. Esta aproximación significa que la velocidad de carga y descarga estarán limitadas por la capacidad de la misma tecnología. En otro caso, pueden definirse en su lugar dos tecnologías.

A continuación, los parámetros más relevantes para su representación en el modelo:

- **CapitalCostStorage** [MU/Resource]. Funciona igual al Capital Cost de las tecnologías, aunque multiplicado por cantidad de capacidad de recurso almacenado y no de potencia.
- **OperationalLifeStorage** [years]. Tiempo que pasa desde que cierta capacidad de almacenamiento es instalada y entra en funcionamiento hasta que deja de funcionar.
- **TechnologyToStorage** y **TechnologyFromStorage**. Asocia tecnologías y modos de operación con el llenado y vaciado de un sistema de almacenamiento respectivamente, dándoles valor 1 cuando es el caso y 0 cuando no. Una misma tecnología puede llenar, vaciar o producir energía dependiendo del modo de operación en el que esté funcionando.
- **Eficiencia**. En caso de usar el primer esquema propuesto de almacenamiento, la eficiencia puede ser asignada al OutputActivityRatio de las tecnologías productoras cuando producen “electricidad_almacenamiento”. Otro método es utilizar el parámetro TechnologyToStorage y darle un valor entre cero y uno siguiendo el mismo criterio.

De este modo, las tecnologías productoras solo llenarán el almacenamiento en dicho porcentaje de lo que han funcionado.

B.7. CREACIÓN DE ESCENARIOS

Una vez se ha estructurado el sistema (definiendo las características de cada tecnología, las conexiones de la red de recursos, la demanda a satisfacer por la matriz y las distintas ligaduras previamente explicadas), es posible proceder a su optimización. Esto dará lugar a la evolución de la matriz con el aumento de la instalación y producción de las tecnologías apropiadas, adquiriendo todo el conjunto de outputs del modelo como resultado. A continuación, el proceso puede repetirse realizando cambios a los parámetros, dando lugar a diferentes resultados. Cada una de las combinaciones de parámetros utilizada dará lugar a un escenario.

Los escenarios forman parte de la estrategia fundamental de utilización de OSeMOSYS y cualquier herramienta CLEWs, así como una de las cualidades de mayor interés para cualquier modelo de transición. Un escenario puede representar distintos niveles de reducción de emisiones, el cambio en el coste de los combustibles o en la instalación de las tecnologías, la apertura de nuevas rutas o fuentes de recursos antes no valoradas (como de economía circular), la inclusión de nuevas opciones de producción en la matriz o cambios en los niveles de recurso y patrones de consumo. Cada una de esas posibilidades puede traer cambios a las rutas óptimas de evolución de la matriz energética o distintos costes de inversión, costes globales e impactos ambientales. Además, cada escenario es representativo de posibles alternativas políticas o posibles circunstancias que no es posible predecir con seguridad (y por ello es de interés examinar para valorar sus posibles repercusiones a futuro). Particularmente, el primer escenario básico construido (o el que será utilizado como referencia para la creación de los siguientes) es llamado escenario de referencia o estándar. En el caso de que represente las expectativas actuales para una región, también es común llamarle escenario Business As Usual (BAU).

Así pues, la creación de escenarios de interés y su análisis es una herramienta de gran valor para la toma de decisiones informada.

APÉNDICE C. VERSIONES MEJORADAS Y EXTENSIONES DE OSEMOSYS

Además de sus ecuaciones y características básicas, el carácter de código abierto de OSeMOSYS le ha permitido adquirir una gran cantidad de ecuaciones adicionales en forma de módulos o mejoras para tener en cuenta fenómenos adicionales. Las más relevantes de estas son mostradas a continuación.

C.1. RESERVA PRIMARIA Y SECUNDARIA.

La reserva ascendente y descendente del sistema es la cantidad de potencia que se encuentra preparada para aumentar o reducir su producción en caso de necesidad debido a imprevistos en las tecnologías disponibles o la demanda, asegurando la estabilidad y balance del sistema. A su vez, se divide en reserva primaria o secundaria dependiendo del rango temporal en el que tal capacidad debe estar disponible. Típicamente, cuando una tecnología provee cierta capacidad de reserva primaria, significa que debe poder tenerla disponible en 30 segundos; y, cuando se trata de reserva secundaria, en 5 minutos. Las necesidades de reserva secundaria tienden a ser unas $\sqrt{5/0.5}$ mayores que las de la primaria y ambas dependerán de la fiabilidad del sistema. Normalmente la fiabilidad será mayor según lo sea el tamaño del sistema y menor según aumente la penetración de las renovables.

Considerar la necesidad de reserva primaria y secundaria en el sistema puede traer cambios relevantes en su composición y gestión. Esto se debe, en primer lugar, a que suministrar reserva primaria requiere estar funcionando por debajo de la máxima capacidad productora de la tecnología, lo que implica que parte de su capacidad será desaprovechada, favoreciendo en ese sentido a las tecnologías cuyos costes fijos y de inversión son menores. En segundo lugar, no todas las tecnologías son igualmente aptas para proveer reserva, lo cual depende fundamentalmente de la velocidad con la que puede aumentar o reducir su producción. Finalmente, a que la mayoría de las tecnologías (concretamente las térmicas) deben encontrarse en operación para poder suministrar cierta cantidad de reserva ascendente, cada una por encima de su mínimo operacional. El mínimo operacional también afecta a la reserva descendente, dado que la producción solo puede reducirse como mucho hasta alcanzarlo (o la tecnología se deberá apagar). Así pues, la reserva fuerza al sobredimensionado y reducción de potencia de las tecnologías renovables o al precalentamiento de la térmica.

Las ecuaciones para representar los anteriores fenómenos fueron diseñadas para OSeMOSYS por [Welsch et al., 2015]. Las variables y parámetros básicos que considerar son los expuestos en el párrafo anterior:

- **Capacidad Online** [GW]. Variable que mide cuánta capacidad del total instalado de una tecnología se encuentra encendida. En el caso de la térmica, es el conjunto de las centrales operativas en precalentamiento que podrán suministrar reserva.
- **Capacidad de suministro de reserva** (primaria ascendente, primaria descendente, secundaria ascendente y secundaria descendente) [%OnlineCap]. Dada cierta cantidad de capacidad en funcionamiento,
- **Mínimo operacional** [%OnlineCap]. Es el porcentaje mínimo de su capacidad al que puede funcionar la central, lo que limitará la reserva que puede suministrar descendente.

Estas ecuaciones establecen los límites previamente indicados, con la peculiaridad de que en caso de que la capacidad de reserva primaria o secundaria sea mayor que el mínimo operacional, entonces se permitirá a la tecnología suministrar reserva descendente hasta su apagado o ascendente desde el apagado. Esto ocurre porque se considera que es lo bastante rápida para superar el mínimo operacional.

En [Welsch et al., 2014], se incorporaron ecuaciones adicionales para considerar la provisión de reserva del almacenamiento. Sin embargo, estas se encuentran adaptadas para ecuaciones simplificadas del estado de carga.

C.2. EFICIENCIA DEPENDIENTE DE CARGA.

Muchas tecnologías, particularmente las fósiles, no tienen la misma eficiencia si se encuentran trabajando a su máximo de capacidad o a capacidad parcial.

Gardumi et al. mostraron que es posible incorporarse el cambio en la eficiencia de la tecnología según su nivel de funcionamiento (es decir, si funciona a máxima capacidad o por debajo) haciendo uso del concepto de capacidad online anterior [Gardumi et al., 2019]. Así pues, considera que el consumo de combustible estándar se corresponderá con el que se da cuando la tecnología funciona a máxima potencia, y que a medida que la potencia desciende existirá un gasto adicional. El método considera que la reducción es lineal y utiliza como parámetro el consumo de fuel adicional que se da por unidad de capacidad por debajo del máximo. La capacidad por debajo del máximo se mide comparando su producción con la que tendría la capacidad online.

Este fenómeno es de interés, pues significará que existirá un coste superior para las tecnologías fósiles cuando no están funcionando a toda su capacidad. Esta característica puede limitar su instalación para cubrir horas pico, dado que el exceso de capacidad instalado llevará a que la tecnología esté funcionando por debajo de su máximo de carga el resto del tiempo del año. Además, también puede cuestionar su utilidad idealidad en la provisión de reserva ascendente, ya que por definición significará producir por debajo del máximo de capacidad.

C.3. COSTES DE ENCENDIDO.

Otra característica relevante de las tecnologías fósiles son sus costes de encendido. Estos costes son lo suficiente importantes como para que, en ocasiones, una tecnología fósil opte por no apagarse simplemente por no incurrir en ellos.

Estos costes son considerados en [Gardumi et al., 2019]. Para ello, recurren al mismo concepto de Capacidad Online explicado en el apartado C.1 y definido en [Welsch et al., 2015]. Se computa, pues, la cantidad y número de veces que debe encenderse cierta cantidad de capacidad adicional, multiplicándola por el coste de encendido en unidades de [Unidad Monetaria/Potencia].

Como la resta del cambio de capacidad encendida de un momento a otro puede ser positiva o negativa (dependiendo de si se aumenta o reduce), existe el riesgo de que por la naturaleza lineal del modelo aparezcan términos negativos de coste irreales. Por ese motivo, metodológicamente se recurre a utilizar una función like-wise linear, que obliga al sobrecoste a tomar siempre el valor más alto entre la resta en un orden o el contrario (lo cual asegura que el sobrecoste es positivo). Dado que este método significa que se aplique el start-up cost tanto al encendido como el apagado de las centrales, se divide entre dos para contar solo la mitad de las veces.

C.4. “CAPACITY CREDIT” EÓLICO.

Los sistemas con presencia de renovables intermitentes requieren frecuentemente mayores niveles de reserva instalada (reserve margin) para satisfacer los niveles necesarios de seguridad. El efecto es mayor con el crecimiento de la penetración de la tecnología con intermitencia en cuestión, dado que esta comenzará a ser progresivamente responsable de la provisión de reserva pese a que no siempre se encuentra disponible para proveerla [Pfeifenberger et al., 2013]. La variable que se utiliza para estudiar tal efecto es el “capacity credit”, que informa de cómo de capacitada se encuentra una tecnología para proveer capacidad al sistema realmente. En OSeMOSYS, puede utilizarse como parámetro multiplicativo para asignar la contribución de la capacidad instalada de esa tecnología al reserve margin. El valor del Capacity Credit se calcula frecuentemente relacionado con el Factor de Capacidad, sin embargo, un valor más realista dependerá de la penetración de la eólica y una ecuación no lineal como la que otros autores han obtenido empíricamente [Voorspools et al., 2006].

Welsch et al. [Welsch et al., 2014] incorporaron ecuaciones para calcular el Capacity Credit en OSeMOSYS. Como no eran ecuaciones lineales, las linearizaron dividiéndolas en varios segmentos y definieron variables mixed-integer para determinar en qué segmento de la función se encontraba el valor del Capacity Credit. A continuación, como el Capacity Credit así calculado era una variable, no podía ser introducido directamente en el cálculo del Reserve Margin multiplicando por la capacidad eólica, porque no sería lineal. Por tanto, propusieron un método de cálculo iterativo, consistente en realizar sucesivas simulaciones recalculando e introduciendo manualmente el valor del Capacity Credit hasta que converjan.

C.5. FLEXIBILIDAD EN LA DEMANDA. REDES INTELIGENTES.

Welsch et al. [Welsch et al., 2012] incorporaron ecuaciones para permitir la flexibilidad en la satisfacción de la demanda, pudiendo desplazar un porcentaje especificado del consumo de un TimeSlice cierto número concreto de TimeSlices. Además, también añadió la posibilidad de no satisfacer la totalidad de la demanda (con un porcentaje asignado) a cierto coste.

C.6. ACTUALIZACIÓN DE CENTRALES.

Una tendencia en el sistema actual es la de construir centrales o adaptar las existentes para incrementar su nivel de flexibilidad (particularmente en las fósiles), mejorando así si encaja dentro de una matriz con altos niveles de intermitencia.

En OSeMOSYS, las tecnologías con flexibilidad mejorada pueden ser definidas como un nuevo tipo de tecnología productora separado con capacidades concretas. Gardumi [Gardumi et al., 2019] también incorporó un set de ecuaciones para permitiendo convertir capacidad del viejo modelo de la tecnología en el nuevo con un coste asociado menor que el de una nueva inversión.

Para evitar complicaciones mayores a nivel de modelización matemática y programación, se supuso que la única capacidad que podía ser transformada era la que existía previamente al modelo (la capacidad residual). La capacidad residual, sin embargo, puede ser transformada en su fin de vida o con anterioridad.

C.7. OSeMOSYS ESTOCÁSTICO Y COEFICIENTE DE SEGURIDAD.

Finalmente, [Dreier & Howells, 2019; Martišauskas, 2013] construyó un módulo externo a OSeMOSYS para realizar análisis de sensibilidad de los resultados de OSeMOSYS frente al valor de sus distintos parámetros, usando para ello estudios estocásticos por el método de

Montecarlo. Adicionalmente, desarrolló un coeficiente de seguridad del sistema basado en los desvíos en la producción de energía y del coste económico ante las fluctuaciones, [Augutis et al., 2015].

El método consiste en realizar varias simulaciones sucesivas para varios valores de los parámetros examinados, adquiridos aleatoriamente conforme al tipo de distribución elegido, con un valor medio y anchura determinado.

Aunque sencilla, esta técnica ilustra y responde a la necesidad de realizar pruebas de robustez en los resultados.

APÉNDICE D. INDICADORES DE SOSTENIBILIDAD

El primer paso para estudiar la sostenibilidad de un proceso es evaluar sus costes e impactos, que pueden diferenciarse dependiendo de la dimensión de la sostenibilidad afectada. En general, incluir cualquier cambio en el sistema requerirá esfuerzos, consumirá recursos, producirá residuos y tendrá efectos sobre la sociedad y entorno asociados. Además de por su impacto, estos costes e impactos pueden ser clasificados según su distribución en las distintas etapas de todo el ciclo de vida del proceso a analizar. Al estudio de todo el conjunto de impactos asociados a un proceso se le llama “Análisis de Ciclo de Vida” (Life Cycle Assessment, LCA) [Hauschild et al., 2018]. Atendiendo a este último criterio, se encuentran:

- **Impactos en la cuna o en los primeros años de vida.** Obtención de materiales primarios, procesamiento, fabricación de tecnología, transporte y preparación del espacio para su uso.
- **Impactos en la vida operativa.** Operación, empleados, control y monitoreo, mantenimiento y cadena de producción de piezas de repuesto, tratamiento de residuos.
- **Fin de vida útil o impactos de tumbas.** Costes de desmantelamiento y recuperación de tierras.
- **Impactos de segunda vida, reciclaje o reutilización.** En caso de que los residuos tengan usos secundarios o ser transformados, constituyendo un camino de economía circular.

Dependiendo de cuáles de los impactos anteriores son considerados (o los límites conforme a los que se realiza el análisis). Se dirá que el proceso está siendo valorado en filosofía cuna-tumba si se consideran todos los existentes desde la obtención de materias primas hasta el procesamiento de residuos o cuna-cuna si también se tiene en cuenta el reciclaje o reutilización posterior de los materiales obtenidos. También puede iniciarse o acabarse el análisis en una “puerta” (cuna-puerta; puerta-tumba; puerta-puerta), donde la puerta se corresponde con cualquiera de las etapas intermedias del proceso (que debe ser especificada) [Hauschild et al., 2018; Matthews et al., 2024].

Una vez conocidos los impactos de los distintos procesos bajo evaluación, debe estudiarse la capacidad del sistema para absorberlos y compensarlos. De este modo, se determina si son adecuados o no para una vía de transición sostenible. Los indicadores que cumplen con esta tarea son los llamados “indicadores de sostenibilidad”.

D.1. SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA

El cálculo de los costes energéticos tiene varias dificultades, sobre todo en el momento de asignárselos a una tecnología concreta. La primera de ellas es la elección de consumos a considerar. En este sentido se aplican varias filosofías: evaluar tan solo los consumos directos en la construcción de la tecnología y su consumo de combustible (sin transporte); considerar el coste del transporte del combustible (y, dependiendo del estudio, incluso las pérdidas durante el suministro energético posterior); considerar los costes de toda la infraestructura necesaria para la obtención del combustible y la producción energética [Capellán-Pérez et al., 2019]. Otras propuestas, para el caso de las renovables intermitentes, incorporan a su evaluación la energía necesaria para compensar su variabilidad, como sería la implementación del almacenamiento (“buffered”) [Weißbach et al., 2013]. También hay diferencias al respecto de si los distintos términos deben escribirse como energía primaria, “exergía” (esto es: trabajo útil), si se debe considerar solo un tipo de energía producida (por ejemplo eléctrica

o térmica) o añadir factores de calidad dependiendo el tipo de energía que se está considerando [Capellán-Pérez et al., 2019]. Finalmente, existe la dificultad de obtención de los datos, siendo posible encontrar tanto aproximaciones “up down” que tratan de reunir los consumos energéticos desde los procesos más básicos y agregarlos [Weißbach et al., 2013] como “top down” en los que tratan de extraer el consumo energético a partir de costes monetarios utilizando índices y asunciones del coste de la energía [Fernando, 2013]. Todo esto lleva a una gran variabilidad en los resultados obtenidos tanto al medir los impactos asociados a la producción de energía como al elaborar índices de sostenibilidad [Giampietro & Soroman, 2013].

D.1.1. Retorno de Energía respecto a la Invertida y Almacenamiento de Energía respecto a la Invertida (EROI y ESOI).

Una de las principales métricas definidas para medir la sostenibilidad es el EROI, que representa la cantidad de energía obtenida frente a la consumida en términos de ciclo de vida. Se calcula, pues, dividiendo toda la energía producida a lo largo de todo el ciclo de vida de la tecnología entre la energía consumida a lo largo del mismo período. De este modo, un EROI por debajo de uno nunca será energéticamente sostenible, pues significará que se ha consumido más energía en la construcción y funcionamiento del sistema que la que se ha obtenido de ella. Habrá dependido, entonces, de un gasto de energía externo y será incapaz de funcionar a largo plazo en caso de que este desapareciera. El EROI sirve también como una medida de cuánta energía debe ser utilizada por el propio sistema energético y cuánta repercute en otros sectores de la sociedad. Dado que el resto del sistema productivo necesita energía, varios estudios indican que un EROI menor de 5 o 3 puede afectar al crecimiento del resto de sectores, pudiendo ponerlos en riesgo de colapso [Brandt, 2017; Hall et al., 2009].

Varios autores distinguen distintos tipos de EROI dependiendo los términos o límites a considerar cuando se valora el gasto energético [Capellán-Pérez et al., 2019; Weißbach et al., 2013]:

- **EROI estándar.** Reúne los gastos de directamente asociados con la tecnología construida (su manufactura, operación y mantenimiento) y los gastos del transporte y consumo del combustible. Tiene la ventaja de servir como comparativa entre tecnologías de manera independiente del otros términos del resto del sistema, que pueden ser más específicos o difíciles de determinar (y en los que por tanto puede existir menos consenso o diferencia entre estudios).
- **“Point of Use” EROI.** Incluye los costes de obtención, procesamiento y transporte del combustible.
- **EROI extendido.** Incluye la energía asociada a la producción de toda la maquinaria previa necesaria para los demás pasos, incluyendo los utilizados para extraer el combustible, procesarlo, las exploraciones previas y las asociadas directamente con la tecnología y sus piezas. Es el EROI más completo entorno a una única tecnología.
- **EROI sociedad.** Si se considera que deben ser incluidos los términos de todas las demás tecnologías y partes del sistema que pudieran verse afectados por aquella bajo evaluación.
- **“Energy Money Returned on Invested” (EMROI).** Los términos a considerar pueden ser cualquiera de los anteriores, sin embargo se diferencia en ponderar con un factor tres para aquellos relacionados con la energía eléctrica (basado en un 33% de eficiencia de las tecnologías fósiles y la comparación de coste de la electricidad y la energía primaria). Varias referencias critican su confusión con un

auténtico EROI y lo clasifican en su lugar un indicador híbrido energético-económico, mientras que los usuarios de esta métrica suelen considerarla útil por la mayor “calidad” de la energía eléctrica [Weißbach et al., 2013].

Una segunda clasificación podría realizarse distinguiendo la escala temporal y espacial que se pretende examinar. Los autores más comunes son los que optan por un cálculo del EROI estático y concreto para cada tecnología. Surgieron, sin embargo, los de los que prefieren asignarle un valor dinámico (usualmente llamado “EROI dinámico”) que permite evaluar el EROI de una tecnología a lo largo del tiempo, usualmente incluyendo las nuevas instalaciones, para comprobar su aporte a lo largo de un proceso de transición [Capellán-Pérez et al., 2019]. Finalmente, se encuentran los autores que realizan cálculos de EROI globales para el sistema en lugar de hacerlo para una sola tecnología, dado que consideran que es importante considerar las distintas interacciones que pueden darse entre ellas (EROI global o EROI social).

Cuando se trabaja con sistemas de almacenamiento existe un concepto similar, usualmente llamado ESOI, cuya interpretación es muy semejante, como se ve a continuación.

D.1.1.1. Cálculo del EROI y ESOI

Pese a las diversas definiciones, tal y como se indicó al principio de la sección, el EROI se calcula en esencia dividiendo la energía producida entre la energía consumida a lo largo del ciclo de vida por la tecnología (o sistema) a valorar. Esto puede expresarse como en la Eq. (23). Nótese que todos los términos serán dependientes de la capacidad a instalar de la tecnología (de manera aproximadamente proporcional). Así pues, si se está analizando una instalación concreta, lo habitual es asignar los correspondientes a su capacidad específica, pero si es un caso genérico se todos ellos pueden ser escritos por unidad de capacidad.

$$EROI_t = \frac{AnnualProd_t * LT_t}{\varepsilon_{gate,t} + \varepsilon_{grave,t} + (AnnualProd_t * EnerPerEner_t - AnnualFixUse_t) * LT_t} \quad (23)$$

Dónde:

AnnualProd [Wh/year] es la cantidad media de energía anualmente producida por la tecnología *t* a lo largo de su vida.

LT_t [años] es el tiempo de vida operativa de la tecnología *t*.

ε_{gate,t} [Wh] es la energía necesaria para la construcción de la tecnología. Dependiendo la aproximación tomada, distintos términos serán tenidos en cuenta. En algunas referencias toma el nombre de “embodied energy”.

ε_{grave,t} [Wh] es la energía necesaria para el desmantelamiento y cualquier tratamiento fin de vida de la central. Al igual que en anterior, puede incluir distintos términos a considerar.

EnerPerEner_t [Wh/Wh] es el consumo de energía asociado a la producción de energía de la tecnología *t*, ya sea por encendidos o mantenimientos dependientes de la producción.

AnnualFixUse_t [Wh/year] es el consumo de energía anual fijo, debido a mantenimientos fijos.

El ESOI, por su parte, sigue el mismo concepto que el EROI, sin embargo aplica a los sistemas de almacenamiento. De manera completamente análoga, consiste en dividir la energía suministrada desde el almacenamiento a lo largo de todo su tiempo de vida entre la energía necesaria para construirlo. Una aproximación sencilla para la determinación del ESOI es la Eq. (24) [Barnhart & Benson, 2013].

$$ESOI = \frac{\lambda \eta D}{\varepsilon_{gate}} \quad (24)$$

Dónde:

λ es el número de ciclos a lo largo del tiempo de vida.

η es la eficiencia del sistema de almacenamiento.

D es la profundidad de descarga (de 0 a 1).

ε_{gate} [Wh/Wh] es el coste de energía del almacenamiento por unidad de capacidad instalada.

En caso de trabajar con un EROI dinámico, la ecuación es en esencia la misma que la del EROI estático, con la diferencia de que se considerará la ganancia de energía y las pérdidas para cada año en lugar de a lo largo de tiempo de vida de la tecnología. Se tienen en cuenta en el cociente el gasto y la producción de las nuevas inversiones en capacidad de esa tecnología, por lo que así definido solo tiene sentido en contextos de transición [Capellán-Pérez et al., 2019]. En un concepto similar, también podría ser de interés realizar el cálculo pero de manera para una sola instalación, pero de manera acumulativa a lo largo de su vida y fin de vida.

D.1.1.2. Ejemplos y evaluación

El estudio realizado en [Weißbach et al., 2013] recoge el EROI para varias tecnologías, mostrados en la Figura D.1. En este sentido, el EROI más alto sería el de la nuclear seguido por la hidráulica de tamaño medio, ambas tecnologías de largo tiempo de vida y alta disponibilidad, permitiéndoles una gran producción. Las siguientes serían las tecnologías fósiles, limitadas por el consumo de adquisición del combustible. Entre las renovables intermitentes la más beneficiada es la eólica, en gran medida gracias a su mayor Factor de Capacidad. El EROI más bajo correspondería con la energía solar.

Cabe destacar, sin embargo, que el estudio no ha considerado los gastos de tratamiento de residuos, especialmente importantes para el caso de la nuclear; que se ha supuesto un uso anual de las fósiles del 80% del tiempo, mientras que en realidad pueden ser inferiores al 60% [Statista; US EIA]; finalmente, para el EROI de la solar se ha tomado como referencia Alemania, que tiene un bajo Factor de Capacidad anual. Esto significa que el EROI de la nuclear y las fósiles podría encontrarse sobreestimado y el de la solar subestimado en comparación con las demás. En este sentido, otros estudios dan un valor de EROI semejante a la eólica y las fósiles (aproximadamente 20) [Fernando, 2013; Kessides & Wade, 2018]. Otro aspecto relevante a considerar es el aumento del EROI de las fósiles, debido entre otros motivos a las crecientes dificultades para su adquisición y extracción. Aunque los resultados dependen del estudio y la región, varios estudios coinciden en que el EROI global habría descendido en algunos países, con altibajos, precisamente 10 unidades entre 1990 y 2010, hasta alcanzar el valor de 20 mencionado [Hall et al., 2014; Gagnon et al., 2009]. Respecto a la nuclear, mientras que el valor de 75 es cercano al propuesto por la World Nuclear Association, en el momento que se tienen en cuenta todos los gastos asociados al desmantelamiento y residuos a largo plazo, se encuentran autores que reducen su valor por debajo de 20, mientras que otros lo consideran incluso menor que 1 [Inman, 2013; Lenzen, 2008]. Para algunos autores, el EROI de la hidráulica puede alcanzar valores de más de 250 y se considera que el EROI actual de la solar es cercano a 6 [Inman, 2013].

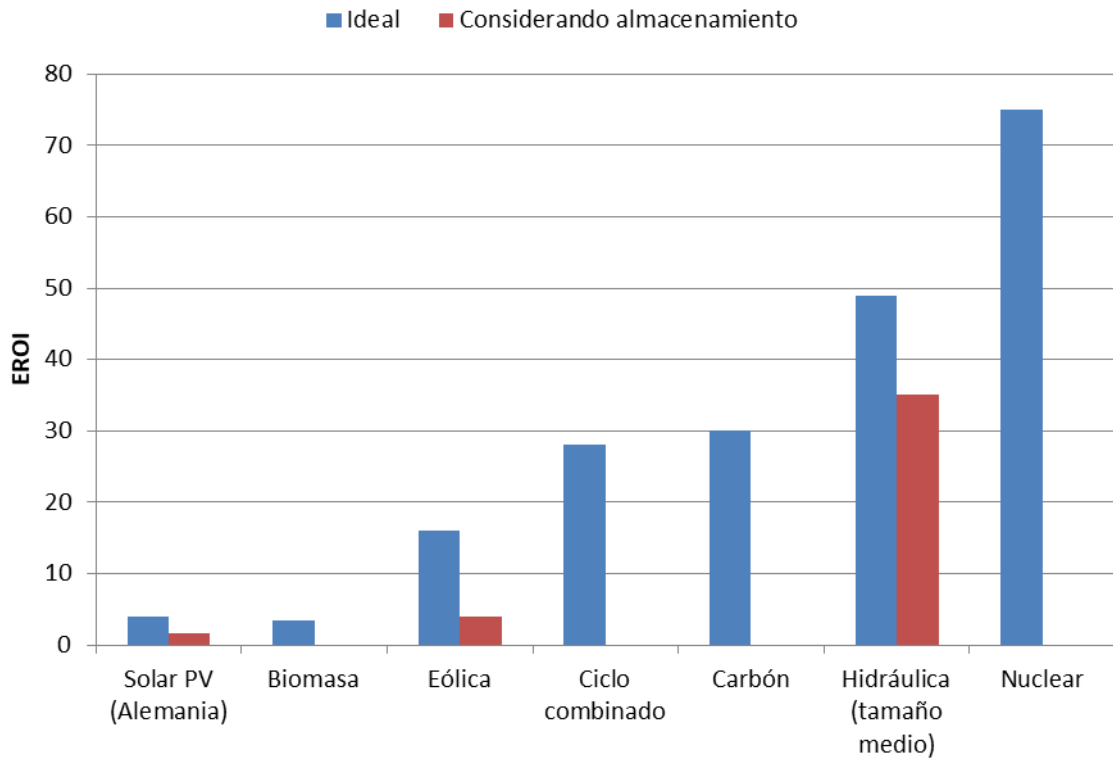


Figura D.1 - EROI de los distintos modos de producción.

Cada grupo de columnas representa la energía retornada por cada tecnología frente a la invertida en su puesta a punto (EROI) para los distintos modos de producción. La columna azul representa el caso de considerar que toda la energía puede ser aprovechada y la roja el caso en que se consideran los sistemas de almacenamiento necesarios, reduciendo el EROI de las tecnologías renovables variables.

Figura de elaboración propia utilizando datos de [Weißbach et al., 2013].

La Figura D.2 muestra los resultados más relevantes para la tesis encontrados en el estudio de ESOI realizado en [Pellow et al., 2015], donde es clara la mayor sostenibilidad del bombeo inverso y los sistemas CAES, seguidas de lejos por los sistemas de almacenamiento de hidrógeno y con las baterías en último lugar (siendo la más beneficiada la de ion litio). Tal resultado se puede asociar principalmente a la diferencia en la cantidad de ciclos, siendo el bombeo y el CAES sistemas con una expectativa de vida operacional varias veces más larga que las demás tecnologías. El estudio también muestra que el mejor ESOI para el hidrógeno se da en el caso de utilizarlo para almacenamiento estacional.

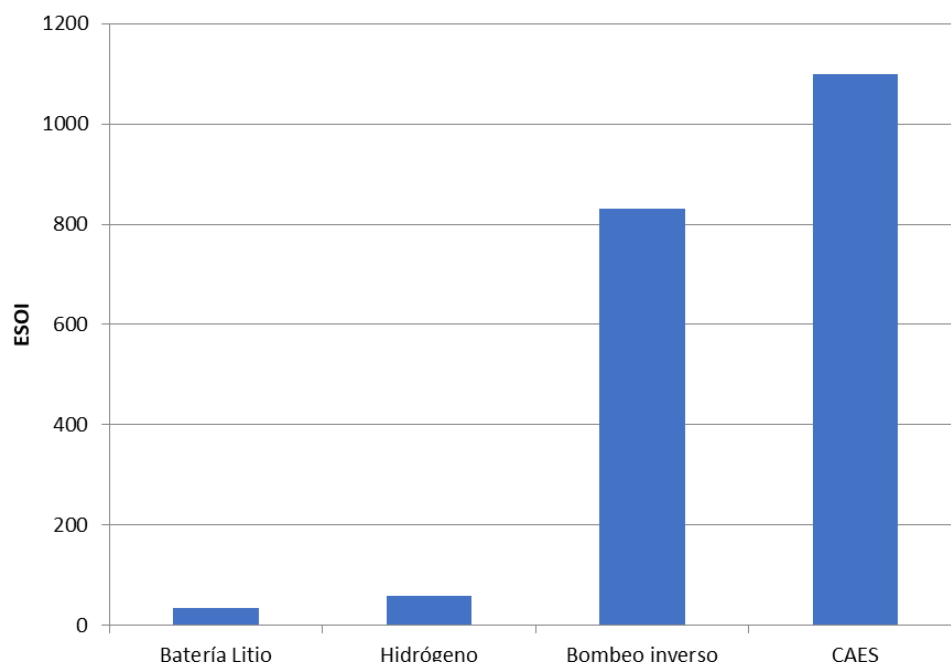


Figura D.2 - ESOI de las distintas tecnologías de almacenamiento energético.
Cada columna representa la energía suministrada durante el tiempo de vida de la tecnología frente a la consumida en su puesta a punto (ESOI) para los distintos sistemas de almacenamiento.
Figura de elaboración propia con datos de [Pellow et al., 2015].

D.1.2. Tiempo de Retorno Energético (EPBT).

El tiempo de retorno energético (Energy Payback Time, EPBT) es el tiempo que una tecnología tarda en recuperar la energía necesaria para su puesta a punto [Weißbach et al., 2013]. Establece, pues, una relación entre la exigencia energética de desarrollar nuevas instalaciones y la tasa de producción de energía en retorno. En consecuencia, juega un papel fundamental en cualquier proceso de transición, dado que será el principal limitante en la disponibilidad energética del sistema según se instala nueva capacidad. Una tecnología con largo EPBT deberá adaptar a tales tiempos su velocidad de desarrollo o bien apoyarse en otras tecnologías de requerir un crecimiento más rápido [Sers & Victor, 2018; Kessides & Wade, 2018]. La tecnología no será sostenible en caso de que su EPBT supere su vida operacional, dado que ello significará que, en realidad, en ningún momento consigue recuperar la energía utilizada al inicio de vida.

D.1.2.1. Cálculo del EPBT

Comúnmente el EPBT se obtiene dividiendo la energía utilizada para su conformación entre la producción anual (retirando las pérdidas anuales). Puede calcularse como en la Eq. (25) [Weißbach et al., 2013].

$$EPBT_t = \frac{\varepsilon_{gate,t} + \varepsilon_{grave,t}}{AnnualProd_t(1 - EnerPerEner_t) - AnnualFixUse_t} \quad (25)$$

Es frecuente observar la relación del EPBT con el EROI mediante la relación $EPBT = LT/EROI$. Dadas las definiciones de las Eqs. (24) y (25), tal aproximación será cierta en caso

de que la energía gastada anualmente (esto es, la asociada a la producción y al mantenimiento) sea pequeña en comparación con la producción de energía anual y la energía consumida para la puesta a punto del sistema [Bhandari et al., 2015]. Esta situación es cierta para la mayoría de las energías renovables. En el caso de las fósiles, si bien es cierto que la energía que producen suele ser notablemente mayor que la que gastan en el proceso (incluyendo la extracción de combustible), despreciarlo no es correcto en general, como tampoco lo es frente a los costes iniciales [Fernando, 2013].

Otra definición del EPBT se calcula utilizando toda la energía consumida a lo largo del tiempo de vida como numerador, como se puede ver en la Eq. (26) [Lenzen, 2008]. De este modo, se trata del tiempo que el sistema tardaría en recuperar la energía que consumirá a lo largo de toda su vida. Este cálculo reúne aspectos ventajosos tanto de EROI como del EPBT al considerar tanto términos globales como la velocidad de recuperación energética, motivo por el que se le puede llamar “EPBT cuna-tumba”. En este caso, la relación $EPBT_{C-T} = LT/EROI$ sí se cumple en general.

$$EPBT_{C-T} = \frac{\varepsilon_{gate,t} + \varepsilon_{grave,t} + (AnnualProd_t * EnerPerEner_t - AnnualFixUse_t) * LT_t}{AnnualProd_t} \quad (26)$$

D.1.2.2. Ejemplos y evaluación

La Figura D.3 muestra ejemplos de interés para la tesis del EPBT calculados como en la Eq. (25) [Weißbach et al., 2013]. Puede observarse, en este caso, que el EPBT de las tecnologías fósiles y nuclear es notablemente más bajo que el de las tecnologías renovables (particularmente la eólica y la solar). Esto es especialmente resaltable cuando se comparan con el EROI de la Figura D.1 (que fue obtenido con los mismos datos) apreciándose que las diferencias se han acrecentado (especialmente entre la eólica y la fósil). Así pues, incluso cuando las pérdidas de energía por la obtención del combustible son notables, si la producción de energía es alta en comparación con la energía invertida inicial, el EPBT será bajo. Por el contrario, al considerar toda la energía neta como en el EROI el gato en la adquisición de combustible siempre será limitante. En este sentido, EROI y EPBT son complementarios e independientes, permitiendo comprobar que las tecnologías fósiles tienen EPBT relativamente bajos, pero un EROI que puede compararse e incluso ser inferior al de la mayoría de tecnologías renovables. El bajo EPBT de las tecnologías fósiles explica la importancia que siguen teniendo en la etapa de desarrollo de las demás tecnologías, que necesitan una mayor cantidad de tiempo para poder proporcionar la energía necesaria para su propio incremento [Sers & Victor, 2018; Kessides & Wade, 2018].

Con todo, estos cálculos de EPBT se encuentran limitados por los mismos puntos señalados en el caso del EROI, incrementando en particular el EPBT de la solar y reduciendo el de las fósiles y nuclear. Esto es especialmente notable en el caso de la nuclear, donde algunas referencias indican tiempos de retorno de 2 a 6 años [Lenzen, 2008].

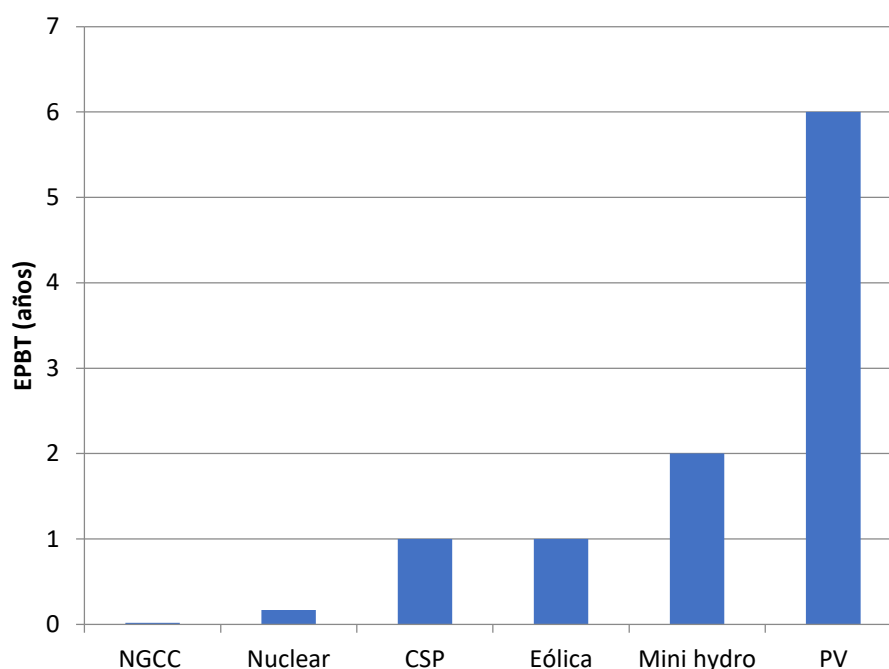


Figura D.3 - Tiempo de retorno energético de los distintos modos de producción.

Cada columna representa tiempo de retorno energético para los distintos modos de producción: NGCC (ciclo combinado de gas natural), nuclear, CSP (potencia solar concentrada), eólica, mini hydro (mini hidráulica) y PV (solar fotovoltaica).

Figura de elaboración propia con datos de [Weißbach et al., 2013].

D.2. SOSTENIBILIDAD ECONÓMICA

La sostenibilidad económica se refiere al desarrollo económico, por lo que mide la viabilidad de la inversión realizada en base a su coste inicial y los gastos y ganancias posteriores. Dado que la economía balancea las capacidades de oferta y necesidades de demanda de los distintos sectores del sistema, su sostenibilidad significa que el uso de los recursos necesarios para el funcionamiento del sistema son asumibles en comparación con los bienes y servicios que provee. Esto significa que debe existir, como mínimo, una preservación del capital [Omolo et al., 2021]. Con todo, debido a que el crecimiento económico ha sido hasta ahora el principal guía en la evolución del sistema, es la dimensión de la sostenibilidad más estudiada y desarrollada.

Evaluar la sostenibilidad económica tiene facilidades respecto a otros tipos de sostenibilidad, ya que en general la economía es la que dirige, actualmente, la mayoría del sistema productivo. Debido a ello, existe un conjunto de reglas bien cuantificadas que informan de cada ganancia y gasto (los costes de inversión, por ejemplo, suelen recoger el coste de la mayoría de procesos previos). Sin embargo, la gran madurez y complejidad de los mercados, así como su variabilidad, hacen al mismo tiempo el estudio de la sostenibilidad económica una tarea complicada en la que las políticas y leyes específicas tienen gran impacto.

A inicios de vida, el coste de la adquisición de los bienes necesarios para la preparación de la tecnología puede depender fuertemente del lugar bajo evaluación, debido tanto a la geografía como a la madurez de la red de sistemas productores y el conocimiento para realizar el proceso. A nivel de producción, el problema puede ser incluso más complicado, dependiendo concretamente de la estructura del mercado. En este sentido, distintos mercados aportan distintas condiciones, cuantías y servicios por los que pagar. Los principales ejemplos

de servicios remunerados son: pago por capacidad, pago por producción y pago por provisión de reserva secundaria [Carvalho et al., 2021].

D.2.1. Tiempo de retorno económico

El tiempo de retorno económico (en inglés usualmente referido como “payback time”), es el tiempo que la tecnología tarda en recuperar la inversión inicial. Como ocurría con el EPBT, cuando se valora un proceso de transición y desarrollo el tiempo de retorno toma un papel fundamental, dado que será el principal limitante en la disponibilidad monetaria ante los cambios realizados en el sistema, permitiendo la continuidad de su desarrollo.

D.2.1.1. Cálculo

El método más común para obtener el tiempo de retorno económico de una inversión es la evaluación de su Valor Actual Neto (NPV), definiendo el tiempo de retorno económico como el momento en el que el NPV se hace cero. En el cálculo deben tenerse en cuenta todas las pérdidas y ganancias asociadas con el mercado específico, incluidas tanto las debidas a la producción como a la reserva [Carvalho et al., 2021]. Se distingue entre “simple payback time” o “discounted pay back time” si en su medición se han usado costes netos o descontados respectivamente [Stevanović & Pucar, 2012].

Si se ignora la tasa de descuento y considera un valor medio de producción anual, es posible obtener una expresión mucho más simple, Eq. (27), utilizada en otras referencias [Jackson & Cárdenas-Lailhacar, 2010].

$$SPB = \frac{(InvCost [\$])}{AnnualProd_t \left[\frac{Wh}{year} \right] * AvoidedCost \left[\frac{\$}{Wh} \right]} \quad (27)$$

Donde:

$InvCost [\$]$. Es el coste de inversión asociado a la instalación.

$AnnualProd_t \left[\frac{Wh}{year} \right]$. Es la producción de energía anual.

$AvoidedCost \left[\frac{\$}{Wh} \right]$. Es el coste evitado por unidad de energía producida mediante la implementación de la tecnología o, alternativamente, la ganancia económica.

D.2.1.2. Ejemplos y evaluación

A continuación, los ejemplos de tiempo de retorno económico de las tecnologías utilizadas durante la tesis son mostrados en la Figura D.4. [Vidaurre & Saettone, 2022; Kessler, 2017; Manwell et al., 2006; Jackson III & Cárdenas-lailhacar, 2010; Budiana III & Dalimi, 2010; Mas, 2022]. Es posible apreciar que los más elevados corresponden a la fotovoltaica y a la nuclear, aunque en el primer caso se debe a la antigüedad del estudio, que considera un coste de inversión mayor al actual. Una situación similar ocurre con la eólica, aunque de manera menos marcada. No obstante, en el actual mercado tal decrecimiento podría verse limitada en el momento en que aumente su penetración debido a la reducción del precio de la electricidad y la reducción de potencia de origen económico por la propia producción eólica o solar [AURORA, 2023]. En el caso de la nuclear, las fósiles y la biomasa, el tiempo de recuperación económica es fuertemente dependiente del coste del combustible. Así pues, el tiempo de retorno económico de la nuclear varía fuertemente dependiendo del método de obtención y enriquecimiento del uranio, mientras que el de la biomasa dependerá de los recursos naturales (o si es importada) y para el gas del precio al que puede ser obtenido.

Es interesante visualizar la falta de correlación entre los tiempos de recuperación energéticos y económicos. Así pues, mientras que se observó que el uranio es efectivo produciendo una gran cantidad de energía, puede resultar menos eficiente obteniendo una gran ganancia.

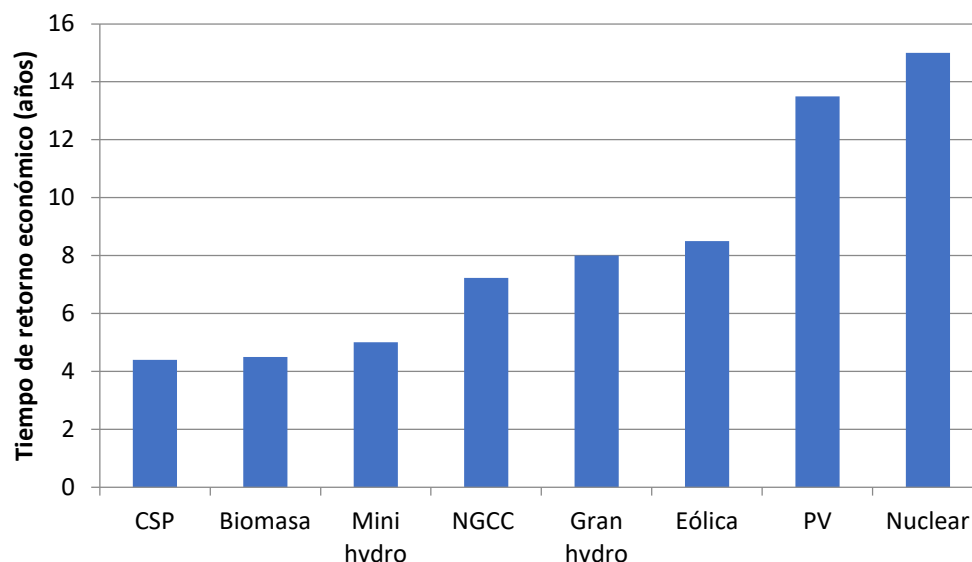


Figura D.4 - Tiempo de retorno económico para distintos modos de producción.

Cada columna representa tiempo de retorno económico para los distintos modos de producción, de menor a mayor: CSP (potencia solar concentrada), biomasa, mini hydro (mini hidráulica), NGCC (ciclo combinado de gas natural), gran hydro (gran hidráulica), eólica, PV (solar fotovoltaica) y nuclear.

Figura de elaboración propia con datos de [Vidaurre & Saettone, 2022; Kessler, 2017; Manwell et al., 2006; Jackson III & Cárdenas-lailhacar, 2010; Budiana III & Dalimi, 2010; Mas, 2022].

D.2.2. Tasa Interna de Retorno (TIR o IRR)

La tasa interna de retorno (o IRR por sus siglas en inglés) se define como la tasa de descuento que debe aplicarse a una inversión para que su Valor Actual Neto (NPV) sea cero al final de su tiempo de vida. En otras palabras: es la máxima tasa de descuento para el que la inversión es rentable. A mayor sea la tasa de descuento, mayor será la ponderación de los años iniciales frente a los finales, aumentando el peso, por tanto, de la instalación. Así pues, un IRR elevado significa que la inversión tiene elevada rentabilidad, ya que incluso con una elevada ponderación del gasto inicial es posible recuperar el gasto [Jb & Clark, 2002; Mellichamp, 2017].

El IRR es bien valorado gracias a su capacidad de valorar de una manera íntegra todo el tiempo de vida de la tecnología (frente a los cálculos de tiempo de retorno económico consistentes en marcarlo como el momento en el que el NPV se vuelve cero, ignorando lo que ocurre más adelante en su tiempo de vida). Además, comparte con el tiempo de retorno económico la importancia que tienen los primeros años de funcionamiento, de modo que una tecnología con una recuperación inicial muy rápida tenderá a tener un mayor IRR.

Sin embargo, la principal debilidad del IRR es su dificultad de interpretación y el hecho de definirse en base al tiempo de vida de una tecnología. Ambas características lo convierten, además, en un indicador inadecuado cuando se comparan tecnologías con distinto tiempo de vida [Mellichamp, 2017]. Por tales motivos su uso no es viable para procesos de transición donde se valoran tecnologías de naturaleza tan distinta.

D.3. SOSTENIBILIDAD MEDIOAMBIENTAL

La sostenibilidad medioambiental en el contexto del desarrollo sostenible se refiere a la capacidad de gestionar y utilizar los recursos naturales de manera que se mantenga la integridad de los ecosistemas y se garantice la disponibilidad de estos recursos para las generaciones futuras. Este concepto se fundamenta en principios como la eficiencia en el uso de recursos, la reducción de residuos y emisiones contaminantes, y la promoción de tecnologías limpias y energías renovables. La sostenibilidad medioambiental busca integrar las acciones necesarias mediante estrategias que minimicen el impacto negativo sobre el medio ambiente y fomenten la resiliencia ecológica. Esto implica el monitoreo constante de los indicadores de salud ecológica y la adopción de enfoques integrados de manejo de recursos en el paradigma energía-agua-tierra.

La degeneración de recursos y el entorno se refiere a la degradación progresiva de los recursos naturales y los ecosistemas debido a la explotación intensiva y prácticas insostenibles. Este fenómeno puede incluir la pérdida de biodiversidad, la erosión del suelo, la desertificación, la contaminación del agua y el aire, y el agotamiento de recursos no renovables. La sobreexplotación de acuíferos, la deforestación para actividades agrícolas y la emisión de gases de efecto invernadero son ejemplos de actividades que contribuyen a esta degradación. La degeneración ambiental no solo compromete la capacidad de los ecosistemas para proporcionar servicios esenciales, sino que también pone en riesgo la estabilidad climática y la salud humana. Abordar esta problemática requiere de enfoques integrales multidisciplinarios y colaborativos que incluyan la restauración ecológica, la adopción de prácticas sostenibles y la regulación de emisiones contaminantes.

Y justamente, la dificultad de encontrar indicadores de medida para la sostenibilidad medioambiental radica en la complejidad y multidimensionalidad del concepto. La sostenibilidad medioambiental abarca una amplia gama de factores, desde la calidad del aire y el agua hasta la biodiversidad y el uso eficiente de recursos. Cada uno de estos aspectos requiere métricas específicas y métodos de evaluación que puedan captar su estado y evolución en el tiempo. Además, la interconexión entre los diferentes componentes del medio ambiente y las variaciones regionales hacen que los indicadores sean difíciles de estandarizar. La falta de datos precisos y la necesidad de integrar información de múltiples disciplinas añaden más capas de complejidad. Esta dificultad se ve incrementada por las limitaciones tecnológicas y los costos asociados con la recolección y el análisis de datos ambientales, lo que hace que el monitoreo continuo y exhaustivo de la sostenibilidad medioambiental sea un desafío significativo.

A continuación se recogen y clasifican los esfuerzos realizados para tratar de lidiar con las múltiples variables de distinta naturaleza que forman parte de la sostenibilidad medioambiental más importantes:

- **Certificados de sostenibilidad.** Buscan establecer una serie de requisitos estandarizados para clasificar si existe un mínimo de sostenibilidad o su nivel. Destacan el ISO 14001 para el establecimiento de un “Sistema de Gestión Ambiental” para organizaciones y empresas productivas, basado en normas de alto nivel; la certificación LEED, para edificios, estableciendo puntuaciones en base a una serie de mejoras respecto a un “baseline scenario”; y las FSC, para el origen responsable de recursos forestales.
- **Hojas de ruta (“Roadmaps”).** Estudian, recomiendan e indican pasos para conseguir mejores niveles de sostenibilidad, estableciendo una guía. Destacan los esfuerzos del World Bank, aplicados tanto a empresas como al sistema económico y de finanzas (basado, por ejemplo, en incorporar los costes medioambientales a los productos o dar

incentivos por cumplir retos de sostenibilidad). Identifican diversas variables conectadas con la sostenibilidad.

- **Reportes estandarizados.** Tratan de reunir puntos y variables, cualitativos y cuantitativos, que deben existir para realizar un informe completo de los aspectos que pueden afectar o se relacionan con la sostenibilidad de un sistema, ya sea de manera positiva o negativa. Ejemplo de ello son la Global Reporting Initiative, que sirvió también de inspiración para los Sustainability Reporting Standards de la unión europea. Estos últimos clasifican los indicadores dentro del marco de los ODS.
- **Análisis de Ciclo (Life Cycle Assessment, LCA).** Es una herramienta y método para evaluar y estudiar todos los impactos asociados a un producto, proceso o servicio a lo largo de todo su ciclo de vida (desde la extracción de materias primas hasta la disposición final, pasando por la producción, distribución, uso y eliminación). Consta de cuatro fases: la definición del objetivo y alcance, la elaboración del Inventario de Ciclo de Vida (recolección de datos de entrada y salida), la evaluación de impacto (potenciales consecuencias sobre el cambio climático, acidificación, cancerígenos...) y la interpretación de resultados (identificando puntos críticos o medidas). Representa una de las herramientas básicas para evaluar la sostenibilidad y, de hecho, está solicitado como paso en muchos certificados, roadmaps o variables de los reportes [Hauschild et al., 2018].
- **Indicadores agregados.** Tratan de dar un valor a la sostenibilidad mediambiental. Debido a sus múltiples dimensiones, suelen recurrir para ello a métodos de normalización o ponderación. Tales esfuerzos pueden realizarse en base a varios criterios, entre los que es posible encontrar ponderaciones cualitativas en base... o métodos matemáticos para tratar de identificar la relevancia de las variables, como el Principal Component Analysis. Entre los indicadores agregados se encuentran el Environmental Sustainability Index (ESI) y Environmental Performance Index (EPI), ambos aplicados a grandes países o regiones. El primero intenta evaluar la sostenibilidad del sistema en base a un conjunto de variables de estado actual y presiones, mientras que el segundo mide la distancia frente a ciertas metas medioambientales. También existen varios intentos no estandarizados a partir de mediciones agregadas de las distintas dimensiones de LCA.
- **Indicadores con significado físico.** Intentan dar una auténtica medida a la sostenibilidad, en base a relaciones y principios físicos reales y bien establecidos. Son más fáciles de entender, controlar y menos susceptibles de desbalanceo frente a los indicadores agregados, aunque a cambio tienden a ser menos generales, siendo difícil cubrir todas las dimensiones de la sostenibilidad. Ejemplos son el Potencial de Mitigación del Impacto en Términos de Cambio Climático (IMPcc por sus siglas en inglés) y la Huella Medioambiental.

La sostenibilidad medioambiental es de gran relevancia dentro del sistema energético. Esto se debe, entre otras cosas, a sus notables emisiones de efecto invernadero, que forman parte de la mayoría de indicadores anteriores. Tanto es así que muchos de ellos incluyen también la eficiencia energética, ya que en general un sistema energético menos eficiente deberá tener una dimensión mayor tanto en términos productivos como en producción, multiplicando las emisiones, residuos y espacio ocupado entre otros. A su vez, un sistema energético nunca será sostenible si no lo es medioambientalmente, dado que el daño ambiental puede provocar nuevas necesidades energéticas en el tratamiento y adquisición de

agua, mantenimiento de los bosques, esfuerzos en la producción de alimentos y cambios en el recurso renovable disponible para la producción.

D.3.1. Huella medioambiental

La huella medioambiental se define como la cantidad de terreno necesario para poder satisfacer de manera sostenible las necesidades de consumo de una región y absorber sus residuos. A más alto el valor de la huella medioambiental, mayor el espacio que el sistema necesita para satisfacer sus necesidades y por tanto impondrá un mayor peso sobre el medio ambiente [Wackernagel, 1994; Borucke et al., 2012].

Como estándar, la productividad y capacidad de absorción del terreno se considera en promedio de la tierra mundial, permitiendo así realizar comparaciones absolutas de la huella dejada por cada región. Así pues, en caso de analizar un país, si este tiene una huella ambiental mayor a su propio territorio, será un indicativo de potencial insostenibilidad, teniendo una densidad de consumo superior a la que le correspondería tomando la media del planeta. En caso de haber utilizado la productividad de la propia región en lugar de la global, tener una huella por encima de su terreno puede significar que debe mantenerse a costa de la sobreexplotación de su propio espacio o a costa de causar efectos o realizar importaciones desde otras regiones [Borucke et al., 2012; Global Footprint Network, 2020].

La huella medioambiental se centra en aspectos ecológicos, tomando como dimensiones la producción agrícola, ganadera, pesca, madera, superficie edificada y las emisiones de CO₂ que se deben absorber. Por ese motivo es principalmente utilizada para regiones, ya sea mundiales, países o menores. Con todo, puede utilizarse para examinar plantaciones y productos [Borucke et al., 2012].

La huella medioambiental representa un auténtico indicador de sostenibilidad, especialmente comparándolo con la capacidad productora total de la región (calculada de un modo similar). Sin embargo, no tiene en cuenta cómo puede cambiar la productividad si esta no es realmente sostenible como se supone, como tampoco considera la sucesiva degradación del terreno. Esto último significa que, en realidad, la huella medioambiental es una cualidad dinámica del sistema cuando este se encuentra en evolución. Ese dinamismo es, sin embargo, difícil de gestionar, dado que requeriría tener conocimientos muy específicos a cerca de la degradación a largo plazo y varias relaciones causa-efecto que podrían ocurrir en consecuencia.

D.3.1.1. Cálculo de huella ambiental

El cálculo de la huella ambiental se basa en dividir la demanda o producción de cada recurso (en toneladas) frente a la tasa a la que la tierra puede suministrarlo de manera sostenible, es decir, su capacidad de regeneración o absorción (en unidades de tonelada por hectárea). El cálculo consta de factores para poner todos los términos en promedio de productividad de la tierra global [Borucke et al., 2012]. La fórmula de cálculo puede verse en la Eq. (28).

$$FP = \sum_f \frac{P_f}{Y_{N,f}} Y F_{N,f} EQ F_f \quad (28)$$

Donde:

f es el flujo de producto. Puede ser producto agrícola, ganadería, pesca, madera, emisiones de CO₂ o superficie ocupada por construcciones.

P_f [t] es la cantidad de cada producto primario f consumido por el sistema (o residuos, particularmente emisiones, emitidos).

$Y_{N,f}$ [t/ha] es la capacidad productiva actual de “ f ” de la tierra usada por la región de estudio.

$YF_{N,f}$ [t/ha] es la productividad media de “ f ” de las demás regiones productoras del planeta frente a las de la región de estudio.

EQF_f es el factor de equivalencia que compara la productividad de “ f ” de todos los tipos de tierra frente a la tierra comúnmente utilizada para su producción.

El primer factor de cada término se refiere a la cantidad de tierra utilizada considerando las capacidades productoras de la región de estudio concreta y del tipo de tierra que utiliza para tal producción. Sin embargo, tal resultado es sensible precisamente al tipo de tierra, cada una de las cuales tendrá distinto nivel de productividad por recurso, siendo además mayor en unos países que en otros. Por ese motivo, para permitir una comparativa a nivel global, el factor $YF_{N,f}$ compara la productividad promedio mundial del tipo de tierra frente a la de la región de estudio. A continuación, el factor EQF_f sirve para comparar la productividad de toda la tierra en su conjunto frente a la de la usualmente explotada para obtener el recurso. Utilizando estos factores, se consigue una auténtica perspectiva global, obteniendo el promedio productivo del conjunto de todo el terreno disponible, permitiendo evaluar dónde se realiza una mayor explotación del recurso desde un punto de vista mundial.

Pese a su expresión y concepto sencillos, su cálculo sigue sin ser fácil. El principal reto se encuentra en la determinación de los factores de producción, que requiere conocimientos biológicos y, frecuentemente, varias asunciones. Un ejemplo sería la producción de recurso pesquero, que se mide basándose en la cantidad de masa necesaria en una zona para mantener el funcionamiento de la cadena trófica considerando las necesidades pesqueras humanas. La capacidad de absorción de emisiones requiere conocer tanto las debidas al océano y la capacidad de fijación de los bosques [Borucke et al., 2012]. Finalmente, en caso de que los flujos de recurso necesarios para el sistema sean desconocidos a priori, deberá procederse a su estimación.

D.3.1.2. Ejemplos y evaluación

El estudio desarrollado por [Borucke et al., 2012] muestra la huella generada por cada una de las distintas categorías frente a la biocapacidad a lo largo de los años a nivel mundial entre 1960 y 2008. Es posible comprobar, en este sentido, que el sistema productor se encuentra, en general, por encima de lo que sería sostenible (habiendo superado tal barrera entorno al año 1970 y requiriendo en 2008 1.5 planetas Tierra para su mantenimiento). Gran parte de los motivos se encuentran en las emisiones de dióxido de carbono, que superarían las que pueden ser absorbidas por la tierra. El siguiente mayor reto se encontraría en la industria agraria, seguido de la ganadería junto con el uso de los bosques para recurso forestal.

Finalmente, es posible comprobar la huella ecológica asociada a las tecnologías de producción energética. En tal caso se debe considerar el espacio ocupado por estas, las emisiones de ciclo de vida y la tierra necesitada para generarlo en caso de la biomasa y biocombustibles. La Figura D.5 proporciona una imagen al respecto [Yihdego & Salem, 2017], siendo posible comprobar que, pese al terreno ocupado por las tecnologías renovables (usualmente mayor), la absorción de las emisiones de las tecnologías fósiles y las grandes cosechas necesarias para producir el biofuel ejercen presiones más de cincuenta veces mayores. El impacto de la adquisición de biomasa de los bosques es notable, aunque significativamente menor que el de las fósiles y los biocombustibles.

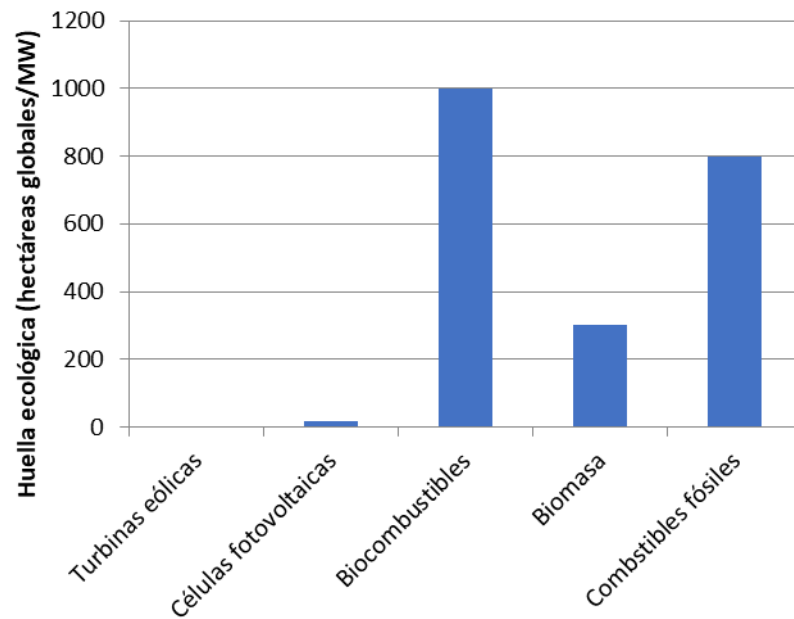


Figura D.5 - Comparación de las huellas medioambientales (máximas) de los distintos modos de producción energética.

Cada columna representa la huella medioambiental de cada una de las tecnologías productoras.

Figura de elaboración propia construida con datos de [Yihdego & Salem, 2017].

D.3.2. Potencial de mitigación de impacto del cambio climático (Impact Mitigation Potential in terms of Climate Change, IMPcc)

El IMPcc se define como la cantidad de emisiones evitadas por la implantación de una tecnología en el sistema en términos de ciclo de vida (usualmente cuna-tumba) y, por tanto, su capacidad de mitigar el impacto en el cambio climático [Frischknecht et al., 2020]. Este índice evalúa la capacidad de la tecnología para mitigar el impacto sobre el cambio climático al comparar las emisiones generadas con y sin la tecnología en cuestión.

Es un indicador especialmente interesante para el sistema energético, dado que, como se ha visto en estudios climáticos y en el apartado anterior con la huella ecológica, las emisiones de efecto invernadero son uno de los principales retos a nivel de sostenibilidad del medio ambiente. Emisiones que provienen en más de un 30% del sistema energético. Tiene, además, especial interés en procesos de transición, dado que precisamente contiene información acerca de cómo una tecnología se integrará en el sistema y sus efectos, considerando los cambios efectuados a todos los niveles. Además, al contrario de lo que ocurría con la huella ecológica, el IMPcc tiene mayores facilidades de aplicabilidad en un sistema en transición, dado que las emisiones de una tecnología se relacionaran, pero no dependerán tanto de la degradación medioambiental, convirtiéndolo en un buen indicador a priori.

Así pues, el IMPcc de una tecnología de producción energética depende, por un lado, de la matriz donde es implementada, dado que ello limitará su capacidad de integración en el mixing energético y las de emisiones que puede evitar. Por otro lado, y como ocurría con los indicadores previamente evaluados, dependerá fuertemente de su proceso de fabricación y transporte, que determinan las emisiones de inicio de vida. Es posible comprobar que en el caso de las tecnologías renovables la práctica totalidad de sus emisiones asociadas provienen de su inicio de vida, mientras que en el caso de las fósiles lo hacen de la adquisición y quema de combustible durante su funcionamiento [UNECE, 2021]. Idealmente, deberán ser considerados todos los procesos emisivos asociados a la tecnología, considerando efectos

como el estado de precalentamiento de las térmicas. De este modo, el IMPcc proporciona un buen estimador de la capacidad de una tecnología para mitigar el impacto ambiental asociado al cambio climático.

El IMPcc es un indicador útil como guía para dirigir el sistema hacia la sostenibilidad ambiental en términos de cambio climático, indicando por tanto una tendencia hacia la sostenibilidad. Sin embargo, cabe destacar que al contrario de lo que ocurría con los indicadores energéticos y económicos anteriores, el IMPcc no es un indicador que asegure por sí mismo la sostenibilidad. Asegurar la sostenibilidad en términos de emisiones requeriría una medida más amplia que, por ejemplo, asegure que tales emisiones podrán ser en efecto absorbidas. Para ello podría tenerse en cuenta, por ejemplo, la capacidad de absorción de CO₂ por parte de la flora existente en la región de estudio y el impacto de la tecnología en su preservación. Sin embargo, tales datos son de difícil adquisición y toman mayor relevancia cuando se evalúa el sistema completo en lugar de tecnología a tecnología.

D.3.2.1. Cálculo del IMPcc

La mayoría de referencias proponen un cálculo sencillo de IMPcc basado en las emisiones medias de la red previa a la instalación siguiendo la lógica de la Eq. (29) [Frischknecht et al.; 2020, Zhang et al., 2023; Mousa & Taylor, 2020]. De este modo, se extraen las emisiones de la red debidas a la producción que será sustituida por la nueva tecnología, pero se añaden las emisiones generadas por la propia tecnología en su producción y las debidas a todo su proceso de instalación. Como ocurría con los indicadores de sostenibilidad energética, cuando no se evalúa una instalación específica es común expresar los términos siguientes por unidad de capacidad.

$$IMPcc_t = AnnualProd_t * (GridEmiss - Emiss_t) * LT_t - (Emiss_{gate,t} + Emiss_{grave,t}) \quad (29)$$

Dónde:

GridEmiss [ton CO₂eq/Wh] son las emisiones medias de la red por unidad de energía producida.

Emiss_t [ton CO₂eq/Wh] son las emisiones por unidad de energía producida de la tecnología t.

Emiss_{gate,t} [ton CO₂eq] son las emisiones debidas a la construcción y preparación de la tecnología t.

Emiss_{grave,t} [ton CO₂eq] son las emisiones debidas al desmantelamiento y cualquier tratamiento fin de vida de la tecnología t.

O bien, si se define las emisiones del ciclo de vida (ELC) como en la Eq. (30), entonces se puede obtener la Eq. (31).

$$ELC_t = ProdEmission_t + \frac{CapacityEmission * 1GW}{AnnualProdGW_t * LifeTime_t} \quad (30)$$

$$IMPcc_t = (GridEmission - ECT_t) * AnnualProdGW_t \quad (31)$$

Sin embargo, estas expresiones ignoran factores relevantes como las emisiones evitadas o inducidas al proporcionar capacidad de reserva primaria o secundaria (que también puede afectar la producción de otras tecnologías) y no consideran las diferencias en las emisiones a lo largo de diferentes horas o estaciones, donde las tecnologías operativas y sus emisiones asociadas pueden variar.

Dado el diverso tamaño y la función de los proyectos a los que se puede asignar el IMPcc, a menudo es útil expresar el IMPcc en relación con una magnitud de referencia. Por ejemplo, varios estudios optan por presentar IMPcc per cápita [Almaraz et al., 2023; Ivanova et al., 2020], ya que es más representativo del impacto real de la tecnología en relación con el tamaño del sistema. En consecuencia, el IMPcc también debe ir acompañado de la capacidad que se está evaluando, expresada por unidad de coste económico o por unidad de energía producida.

Además, desde el punto de vista temporal, puede ser útil diferenciar entre IMPcc para el ciclo de vida de una tecnología e IMPcc para la tecnología a lo largo de todo el período de estudio. El primero proporciona una visión clara de la duración del efecto de mitigación de las emisiones para cada tecnología, ya que la vida útil varía dependiendo de la tecnología, mientras que el segundo ofrece una visión más completa del proceso de transición. Para una escala temporal más precisa, podría ser útil evaluar el IMPcc por unidad de energía producida, vinculando las tecnologías con las necesidades energéticas.

Para abordar estas consideraciones, una fórmula IMPcc ampliada podría encontrarse en la Eq. (32).

$$IMPcc_{adjusted,t} = \frac{IMPcc_t}{Capacity_{installed,t}} \quad (32)$$

Donde:

$Capacity_{installed,t}$ representa la capacidad instalada de la tecnología, lo que permite la comparación a diferentes escalas.

Para la medición per capita, se recurriría a la Eq. (33).

$$IMPcc_{per\ capita} = \frac{IMPcc_{adjusted,t}}{Population} \quad (33)$$

Donde:

$Population$ [número de humanos] representa el tamaño de la población afectado por la tecnología.

Para incluir variaciones temporales, la Eq. (34).

$$IMPcc_{temporal} = EmissionsTotalEnergyProduced_{IMPcc} = \frac{Emissions_{total,t}}{Energy_{produced,t}} \quad (34)$$

Donde:

$Emissions_{total,t}$ Incluye todas las emisiones a lo largo del año o período de estudio.

$Energy_{produced,t}$ es la producción total de energía durante el mismo período.

Este enfoque ajustado proporciona una comprensión más matizada del impacto de la tecnología, teniendo en cuenta su ciclo de vida completo, las variaciones temporales y factores contextuales como la capacidad y la población.

D.3.2.2. Cálculo de IMPcc mediante simulación

Aunque la expresión anterior es válida cuando se trabaja con pequeñas instalaciones o un producto, en el momento que se trabaja con grandes instalaciones y a nivel de un sistema complejo y en evolución como la Matriz Energética, nuevos efectos deben ser considerados.

Esto se debe, al igual que ocurría cuando se proponía el EROI dinámico, a que la evolución del sistema energético hacia la incorporación de nuevas capacidades de una tecnología puede llevar a cambios radicales en el resto del sistema. En consecuencia, pueden aparecer cambios en las emisiones medias, tanto por la propia evolución del sistema como inducidas por la integración de la tecnología bajo estudio, y, por consiguiente, en la mitigación del impacto medioambiental.

Para considerar todos los efectos anteriores, incluyendo las capacidades de integración de la tecnología en el mix, los efectos sobre la evolución de la matriz energética y los cambios en emisiones, un método apropiado para el cálculo del IMPcc es realizar una simulación en un modelo de transición energética. Este método ha sido desarrollado en trabajos previos [Álex], donde se ha obtenido el IMPcc comparando las emisiones globales obtenidas tras la simulación de dos escenarios:

- **Escenario estándar** (Std), permitiendo la evolución del sistema en base a su optimización económica.
- **Escenario “t_C”**, en el que se realiza una segunda simulación forzando la instalación, para cada año modelado, de una capacidad C de la tecnología “t” por encima de la que existía en el escenario estándar en ese año.

La Eq. (35) permite determinar el valor del IMPcc, restándole a las emisiones globales del escenario original las emisiones actuales y normalizando los datos al tiempo de vida de tecnología por analogía con la expresión estándar de IMPcc. Para obtenerlo por unidad de capacidad instalada, puede dividirse entre la capacidad C.

$$IMPcc_{t,C} = \frac{(Emiss_{Std} - Emiss_{t,C})}{T} LifeTime_t \quad (35)$$

Donde:

- t y C es la tecnología bajo instalación
- $Emiss_S$ [Mton Co2eq] representa las emisiones para todo el período modelado del escenario S, considerando las emisiones del ciclo de vida (generalmente de la cuna a la tumba).
- T [años] es la duración del período modelado.
- $LifeTime_t$ [años] es la vida útil operativa de la tecnología t.

Dado que el valor del IMPcc puede cambiar dependiendo de la capacidad a instalar, el estudio se completa realizando un barrido para distintos valores de C en distintas simulaciones. De este modo, se adquiere conocimiento de los efectos a distintos niveles de penetración de la tecnología.

D.3.2.3. Ejemplos y evaluación

La Figura D.6 muestra los resultados de IMPcc por unidad de capacidad instalada para distintos valores de tecnología eólica y solar computado mediante el método de la simulación para la matriz energética de un entorno europeo, estudiada en [Parada, 2024]. El primer resultado es que la producción eólica parecería ser, en general, una mejor vía para mitigar el cambio climático que la solar, debido tanto a su Factor de Capacidad como menores emisiones asociadas [Schlömer et al., 2014; IRENA, 2023; UNECE, 2021]. Es claro observar que en el caso de la solar el IMPcc aumenta con la capacidad instalada, posiblemente por conseguir eliminar progresivamente el uso de las tecnologías más emisivas como el ciclo combinado (su valor es, de hecho, negativo para 0.5 GW, probablemente por competir con renovables menos emisivas). Mientras tanto, la instalación de capacidad eólica mantiene un

efecto más constante, que sin embargo comienza a exhibir una clara reducción una vez se instalan en los 3 GW, probablemente porque las emisiones del sistema (altamente renovable) se encontraban ya notablemente reducidas. El estudio también probó el IMPcc para tecnologías fósiles como el ciclo combinado (que se esperaría negativo). No obstante, este no llegó a participar en el mixing energético del sistema, que ya tenía el ciclo combinado necesario y no encontró óptimo una mayor utilización, dando lugar a un IMPcc de prácticamente cero (dado que las emisiones asociadas únicamente a su construcción son muy pequeñas).

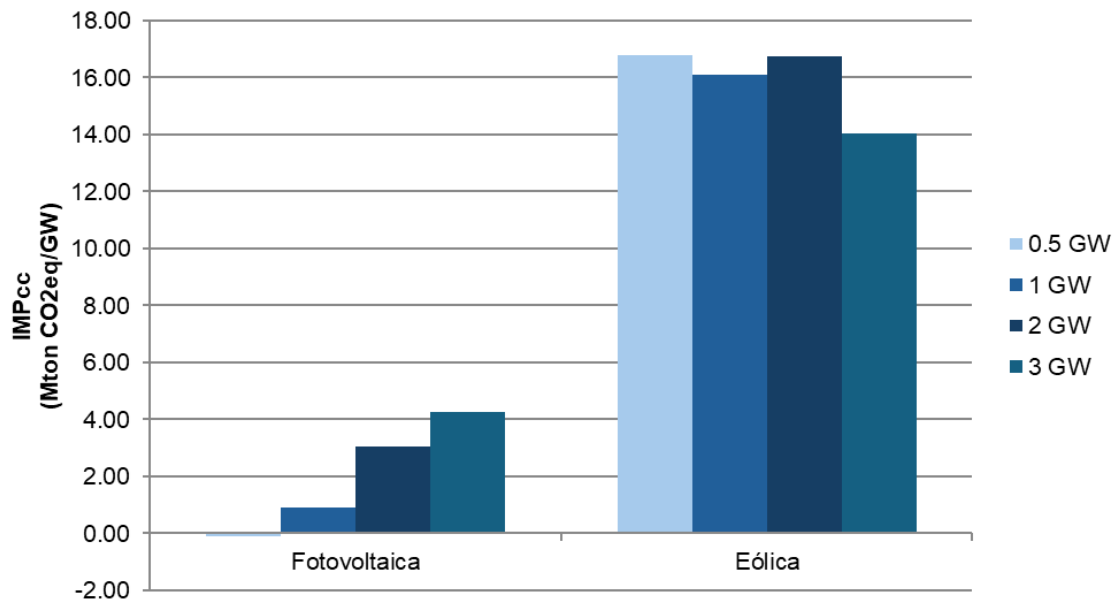


Figura D.6 - IMPcc por unidad de capacidad instalada para distintas cantidades de capacidad solar (PV) y eólica.

Cada columna muestra el potencial de mitigación del impacto en términos de cambio climático (IMPcc) de la tecnología solar (izquierda) o eólica (derecha) para la instalación de distintas cantidades de capacidad respecto al escenario estándar. Se muestra el caso para la instalación de 0.5, 1, 2 y 3 GW adicionales, cada uno en distinto color.

Figura de elaboración propia a partir de datos de [Parada, 2024].

Otra opción para estudiar el IMPcc, como se decía con anterioridad, es respecto a los costes asociados en lugar de frente a la capacidad, lo que tiene interés debido a las notables diferencias en el comportamiento de la capacidad eólica y solar. Así pues, en la Figura D.7 se muestran el cociente de reducción de emisiones obtenidos para los mismos casos anteriores, considerando no solo los costes de instalación de la tecnología, sino todos los incurridos en el sistema a raíz de su introducción. Se observa que la integración de mayores cantidades de capacidad solar (en el rango de estudio) no solo tiene un efecto creciente en la reducción de emisiones, como se vio en la figura anterior, sino que la efectividad del gasto económico en la tecnología solar para tal reducción también aumenta. En lo que respecta a la eólica, sin embargo, ocurre lo contrario. La bajada en la reducción de emisiones por unidad de capacidad desde el caso de aumentar 2 y 3 GW de capacidad eólica provoca que, al haber también un mayor gasto de instalación, la eficiencia del gasto económico reduciendo emisiones sea notablemente más baja. Por el contrario, se comprobó que el caso de instalar 0.5 GW (no mostrado en la figura) tiene un aumento de costes prácticamente nulo, lo que demuestra que, en ese rango, la eólica es una muy buena alternativa para reducir el impacto medioambiental sin un gran impacto económico. También es de interés observar la comparativa entre la

instalación de potencia eólica y solar. Así pues, puede observarse que el caso de subir 3 GW la capacidad fotovoltaica, pese a reducir menos las emisiones por GW instalado que la eólica en todos los casos (ver Figura D.6), las reduce más por coste invertido frente al caso de 3 GW de potencia eólica (ver Figura D.7). Esto significa que la instalación de tecnología solar podría ser, económicamente, más eficiente que la eólica a partir de ciertos rangos de instalación. Este resultado se debe a que, aunque la producción solar tiende a tener menor Factor de Capacidad que la eólica (reduciendo su potencial de mitigación de emisiones), su coste por potencia pico instalado también es sensiblemente menor. Es importante, por tanto, percatarse de que medir el IMPcc por unidad potencia instalada puede no ser siempre la mejor opción para una comparativa entre tecnologías, pudiendo valorarse, como se mencionó previamente, por unidad económica o energética.

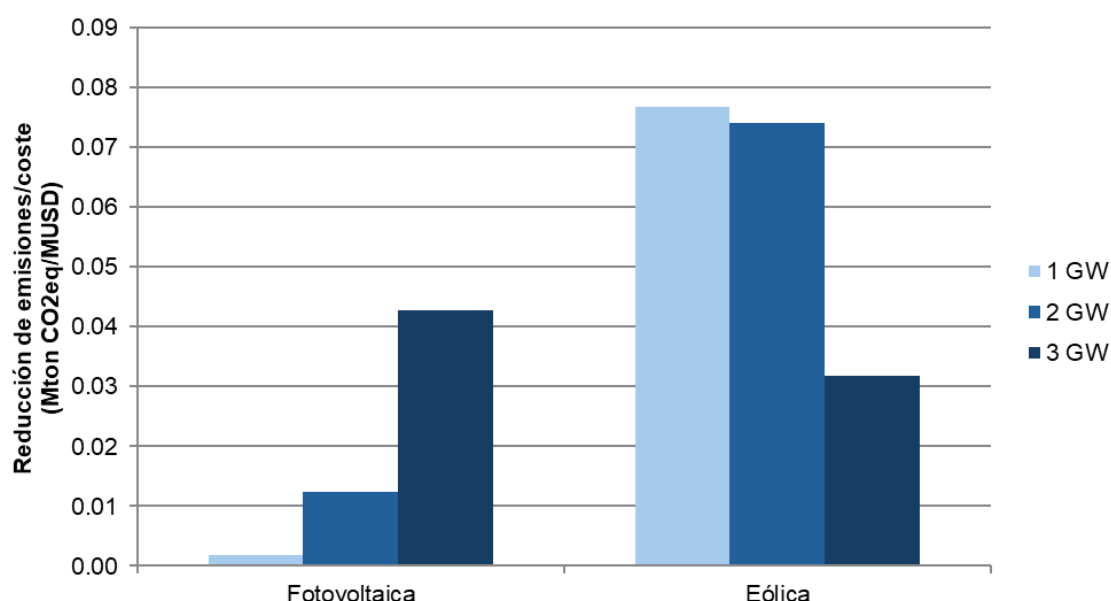


Figura D.7 - Cociente de la reducción de emisiones y el aumento de coste para distintas cantidades de capacidad instalada de solar (PV) y eólica.

Cada columna muestra el cociente entre la reducción de emisiones y el aumento del coste total de la matriz al instalar distintas cantidades de tecnología solar (izquierda) o eólica (derecha) respecto al escenario estándar.

Se muestra el caso para la instalación de 1, 2 y 3 GW adicionales, cada uno en distinto color.

Figura de elaboración propia a partir de datos de [Parada, 2024].

Finalmente, cabe indicar que los resultados anteriores son representativos del conjunto el período modelado en su conjunto. Esto significa que, de por sí, no son representativos de los resultados finales del proceso de transición. En este sentido, en el estudio se observa que forzar al sistema a una mayor instalación de solar acaba trayendo mayores emisiones en las últimas etapas del período modelado. Esto se debe a que para compensar las horas de baja producción solar acaba siendo necesario el uso de una tecnología de bajo coste e instalación, como es el ciclo combinado, que en otros escenarios se hubiera visto inhibido por la instalación de renovables con menor variabilidad. Estos resultados demuestran los fuertes efectos que puede tener la implantación de una tecnología sobre la evolución del resto del sistema, afectando al IMPcc a más largo plazo que el tiempo de vida de la tecnología.

D.4. SOSTENIBILIDAD SOCIAL

La sostenibilidad social consiste en la capacidad de la sociedad de soportar las condiciones impuestas por el sistema a largo plazo. Esto significa que debe existir un equilibrio entre las presiones que sufre la población para satisfacer sus necesidades y las que puede soportar. Por este motivo, la sostenibilidad social es fuertemente dependiente de la población a analizar y requiere un estudio de sus condiciones, capacidades y necesidades concretas.

Los impactos que afectan a la población son numerosos: económicos, como la creación o destrucción de puestos de trabajo y los costes a pagar; de salud, como la contaminación del aire y el agua; del entorno, como la creación o destrucción de espacios útiles para la sociedad; e incluso políticos o culturales, que dependerán de las condiciones propias del lugar [Brutland, 1987; Traverso et al., 2021].

La sostenibilidad social suele relacionarse con el nivel de pobreza de la población [Brutland, 1987]. En el caso del Índice de Desarrollo Humano (que también mide otras dimensiones de la sostenibilidad), variables como la esperanza de vida, el número de años de educación, el número de nacimientos, la mortalidad maternal y diversas mediciones en la igualdad de género (paridad en el gobierno, diferencias en la educación y empleabilidad) también son considerados.

En sistemas como el sector energético, muchos estudios optan por utilizar el número de empleos creados como indicador para alcanzar la sostenibilidad social [Yadegari et al., 2023]. Sin embargo, si bien la creación de empleos es un impacto positivo, no es por sí solo un indicador de sostenibilidad. De hecho, al contrario de lo que ocurría con el IMPcc en el caso medioambiental, tampoco es un indicador que asegure una evolución a tendencias más sostenibles, dado que ello exigiría un examen más global. Para que lo fuera, sería necesario, en primer lugar, realizar una medición de tanto los empleos creados como destruidos, ya que la contaminación o el deterioro del entorno pueden alterar el potencial productivo y las posibilidades laborales de la región. En segundo lugar, debería comprobarse si esos empleos son a largo o a corto plazo, si su remuneración es suficiente y si las condiciones laborales son adecuadas. Además, debería evaluarse también el impacto de la tecnología sobre los costes que la población debe pagar por la producción de la energía, siendo precisamente el coste de la energía uno de los impactos sociales más relevantes.

Por todos los aspectos anteriores y otros que serían necesarios considerar, como la aceptación de la tecnología por parte de la población (que puede llegar a afectar a su desarrollo [Pearce, 2012]), encontrar un auténtico indicador de sostenibilidad social sigue siendo un reto que requiere estudio a desarrollar.

D.5 SOSTENIBILIDAD GLOBAL

La sostenibilidad global es, a su vez, la auténtica sostenibilidad, dado que en realidad ningún sistema es realmente sostenible si no lo es en todas sus dimensiones. Así pues, es el declive en cualquiera de las partes antes mencionadas implica nuevas presiones en las demás hasta, potencialmente, su insostenibilidad. La insostenibilidad medioambiental llevará a cambios en las condiciones climáticas o ecosistemas, llevando a reformas del sistema de recursos como lo es el alimentario y el energético (cambio en la capacidad renovable). Tales cambios tienen implicaciones económicas, que sufrirá tensiones al tener que aumentar el gasto para adaptarse a la situación. A su vez, los puntos anteriores también tienen un impacto importante en la sociedad, dado que verán reformados sus hábitos, su estilo de vida y deber soportar parte de los pagos por la situación. La insostenibilidad social exigirá cambios en el resto del sistema, ya sea por motivos políticos o, en casos extremos, por cambios en la

demografía o pérdida de recurso humano, que pueden llevar a cambios importantes en las vías de desarrollo tomadas, con sus consecuencias económicas y energéticas. La insostenibilidad económica, ciñéndose al sistema energético, impone presiones sobre el resto del sistema económico, que verá desviados los recursos hacia él con mayores costes para la población en repercusión, tanto desde el sistema energético como por los sectores que han perdido financiación. La insostenibilidad energética, por su parte, al trabajar con el sistema energético es totalmente inviable, llevando al decrecimiento de la energía disponible para todos los demás sectores de la sociedad (con efectos en los costes y escalas de todo el sistema) o nuevos retos a futuro cuando tal insostenibilidad se debe al desmantelamiento y residuos. En muchos casos, una vía de desarrollo energético insostenible se vuelve simplemente limitada e imposible de cumplir, obligando a al uso de energías externas o un incremento no planificado de las fósiles para impulsarla [Brutland, 1987; United Nations, 2015, Brandt, 2017; Sers & Victor, 2018].

Debido a su multidimensionalidad, no es fácil y puede que tampoco posible crear un indicador de sostenibilidad global integrado siguiendo principios básicos. Por ese motivo, la mayoría de indicadores de sostenibilidad global se obtienen mediante agregación de otros indicadores (como ocurre con el ESI, EPI y Human Development Index entre otros).

En el caso particular del Sustainability Index, se construye mediante indicadores de sostenibilidad asociados a cada uno de los indicadores. De este modo, es posible trabajar con el conjunto de indicadores individuales y, particularmente, definir el indicador de sostenibilidad global como la convolución de los demás indicadores [Bechir et al., 2021]. Se define así la Eq. (36).

$$SusInd = SusEner \otimes SusEcon \otimes SusMed \otimes SusSoc \quad (36)$$

Donde SusInd representa, SusEner, SusEcon, SusMed y SusSoc representan los indicadores de sostenibilidad energética, económica, medioambiental y social respectivamente.

En este sentido, el Sustainability Index es una forma de medición flexible, dado que puede adaptarse a las cualidades del sistema a valorar, en este caso la matriz energética. Esta característica se opone a otros indicadores globales, que se componen mediante la agregación de un gran número de índices que pueden ser poco apropiados para una matriz energética, y cuya relación con sus variables puede ser sutil o difícil de determinar.

D.5.1. Cálculo del Sustainability Index.

Existen diversas formas en las que establecer la convolución de los indicadores en el Sustainability Index, lo que, aunque ayuda a su adaptabilidad, requiere buscar el método más apropiado. Entre las muchas técnicas posibles, se encuentran las utilizadas en el ESI y EPI, en el Índice de Desarrollo Humano (HDI) y la suma ponderada.

- **Normalización.** Es un paso necesario para que cada uno de los indicadores utilizados sea comparable con los demás. En el caso del EPI, la normalización se realiza comparando. Mientras tanto, en el HDI realiza una normalización basada en los valores máximos y mínimos que las variables de cada dimensión pueden tomar. Otras técnicas incluyen utilizar una distribución de valores experimentales como método de normalización, a partir de la media y desviación típica (normalización estadística).

- **Valoración conjunta.** En el caso de la HDI. La estrategia de la suma ponderada.

Un proceso alternativo a la normalización es la transformación en una misma dimensión, frecuentemente basado en impacto. Si bien esta conversión puede capturar solo parte de las repercusiones de cada indicador, provee un criterio para comparar su importancia.

Entre los distintos técnicas posibles, la suma lineal ponderada de los estimadores de cada parte de la sostenibilidad es probablemente la más sencilla, además de un método muy utilizado cuando se busca valorar simultáneamente medidas de distinta naturaleza, como ocurre en muchos indicadores agregados y numerosos estudios de LCA. Esto puede ser expresado siguiendo la ecuación (37).

$$SusInd = WF_{EPBT}EPBT + WF_{ITR}ITR + WF_{IMPcc}IMPcc \quad (37)$$

Donde:

W_{Fx} es el factor de ponderación (y conversión, para ajustar las unidades) asociado a cada indicador, ajustando la importancia de cada dimensión de la sostenibilidad dependiendo de la aplicación estudiada y, por ende, su criticidad en el entorno. Y X se refiere a cada uno de los indicadores utilizados.

APÉNDICE E. EFECTOS DE LA ECUACIÓN DE LIMITACIÓN DEL ALMACENAMIENTO.

Para probar los efectos que tiene la Eq. (12), incorporada para ligar la potencia de almacenamiento instalada y su capacidad, se probará el modelo en el caso INT_SCL e INT_ALT con la ecuación y sin ella.

La Tabla E.1 muestra los resultados obtenidos. Al no incluir la ecuación, puede verse para el caso INT_SCL que se han mantenido las capacidades instaladas de tecnología solar, eólica y almacenamiento, pero se han reducido la potencia de llenado y vaciamiento, llevando a una ligera reducción de coste (dado que los costes de mantenimiento en OSeMOSYS van asignados al término de potencia). Constituye, además, un bombeo inverso de 25 horas en lugar de las 16 horas presupuestas. El resultado es interesante, porque significa que la potencia adicional de bombeo no se estaba aprovechando, sino que era un exceso de potencia debido a la ligadura con el resto del sistema de almacenamiento (cuya capacidad de almacenaje sí era necesaria). Esto significa que, en base al modelo, hubiera sido preferible diseñar un sistema de almacenamiento de 25 horas en lugar de uno de 16 horas. No obstante, pese al interés de los resultados, la optimización no es adecuada y contradice las hipótesis de partida. Esto se debe a que los costes de instalación de almacenamiento (introducidos como CapitalCostStorage) y los de mantenimiento (introducidos como FixedCost en la tecnología productora asociada) incluían tanto costes de la turbina como del embalse. Si se cambia la proporción de cualquiera de los componentes, entonces los costes también serán distintos, lo cual rompe la hipótesis de trabajo. En otras palabras, el resultado sin ecuación ha reducido los costes de mantenimiento ligados al embalse de manera proporcional a la potencia de la bomba y turbina asociadas, cuando en realidad dependerán del embalse, que no se ha reducido. A su vez, los costes de instalación se han mantenido constantes pese a reducir la potencia o cantidad de bombas y turbinas, a las cuales le corresponde una parte del coste. Todo esto se podría solucionar de conocer individualmente la parte de costes de instalación y fijos debidos al embalse y la parte electromecánica, pero esto sin embargo tal información depende de cada caso particular y no es fácil de determinar (y en cualquier caso, no siempre es lo que se busca). Por ese motivo, la mayoría de referencias aporten datos para un diseño concreto de almacenamiento y que la ecuación sea necesaria para mantener la hipótesis.

En el caso INT_ALT ocurre una situación semejante a la anterior. Una vez más, reduce la potencia del almacenamiento, pero en esta ocasión aumenta la capacidad de almacenamiento (posiblemente por no verse obligado a instalar una potencia adicional innecesaria y evitar, una vez más, costes de mantenimiento). En este caso, el sistema de almacenamiento instalado tiene capacidad para 21 horas vaciándose a máxima velocidad.

El hecho de que el caso INT_ALT tenga preferencia por un sistema de almacenamiento con un factor E/P más bajo que el INT_SCL tiene sentido precisamente debido a que su recurso tiene más alternancia, mientras que el segundo debe enfrentar condiciones de bajo recurso durante más tiempo seguido.

Tabla E.1 - Resultados de la implementación del sistema con y sin la ecuación de almacenamiento de limitación de potencia.

	Power (GW)		Storage Capacity (TWh)	Storage Power (GW)	Global Cost (GUSD/year)
	Solar	Wind			
INT_SCL	414	336	2.38	149	61.5
INT_SCL-NoEq	414	336	2.38	94	60.7
INT_ALT	307	381	1.65	103	56.3
INT_ALT2-NoEq	303	375	1.73	83	55.8

APÉNDICE F. CÓDIGO DEL MODELO SECUENCIAL

A continuación se muestra el código del núcleo del modelo secuencial. La lógica del modelo se explica en la sección 5.1.4. Los principales inputs del modelo son:

- **nh, nd, ns y ny.** Número de divisiones de horas, tipos de días y estaciones consideradas y el número de años evaluados. En este trabajo: 2, 9, 2 y 3 respectivamente.
- **TIMESLICES.** Lista con los nombres de los TimeSlices considerados. Debe seguir las estaciones, tipos de días y horas en orden, completando en primer lugar los TimeSlices relacionados con cada estación y en segundo lugar los relacionados con cada tipo de día.
- **dt [h].** Lista con las horas sucesivas correspondientes a cada TimeSlice. Debe seguir el mismo orden que TIMESLICES.
- **StoCap [TWh].** Lista con la capacidad de almacenamiento en cada año.
- **StoPower [GW].** Lista con la máxima potencia de almacenamiento en cada año. Se supone que las tasas máximas de carga y descarga deben ser las mismas.
- **Eff [Proportion].** Eficiencia del sistema de almacenamiento. En este trabajo, 0.8.
- **DayTypeOrder.** Lista con la secuencia de tipos de días recopilados a partir de los datos, clasificados numéricamente con el mismo orden que se utilizó en TIMESLICES.
- **Demand [TWh].** Lista con la secuencia de demanda en cada periodo de tiempo, correspondiente a cada día en DayTypeOrder. El elemento para cada día es una lista adicional con el valor de cada división de horas en orden.
- **RewResource [TWh].** Lista con la secuencia de recursos de energía renovable en cada período de tiempo, correspondiente a cada día en DayTypeOrder. El elemento para cada día es una lista adicional con el valor de cada división de horas en orden.
- **CapacityFos [GW].** Lista con el combustible fósil potencia disponible para cada año. En este trabajo, es igual a cero.

La salida principal es una matriz, llamada "Energy", para la cual cada fila representa un TimeSlice (en el mismo orden que la lista TIMESLICE en los inputs) y las columnas son: el nombre del TimeSlice, la cantidad total de energía renovable producida para satisfacer la demanda de energía (no se considera la energía almacenada), la cantidad de energía almacenada (considerando la eficiencia), la energía producida por los generadores fósiles, la energía descargada por el dispositivo de almacenamiento, la energía no entregada (LoseLoad) y la cantidad de energía renovable sin ningún uso (Waste Energy).

Para obtener los porcentajes globales, la suma de todos los TimeSlices se divide por la demanda total de energía (o el recurso renovable total por el porcentaje de energía renovable desperdiciada).

#####Código-del-Modelo-Secuencial#####

```
import numpy as np
tot=ny*365*nh
```

```

StoLev=np.zeros(tot)#Level of the storage.
Char=np.zeros(tot)#Energy charged.
Disch=np.zeros(tot)#Energy discharged.
ProdRew=np.zeros(tot)#Renewable production (no stored)
ProdFoss=np.zeros(tot)#Fossil production.
LoseLoad=np.zeros(tot)#Lose of load. Energy not supplied.
Waste=np.zeros(tot)#Wasted renewable.
nj=0
StoLev=np.zeros(tot)
Energy=[[e,0,0,0,0,0,0] for e in range(TIMESLICES)]
Energy_cols=['I', 'Rew', 'Rew_Store', 'Fossil',
'Discharge', 'LoseLoad', 'Waste Energy']
for k in range(ny):
    totday=0#number of day of the year k
    for dd in range(365):
        dd_type=DayTypeOrderThreeYears[sec]
        ss=int(totday/(365/ns))#number of season.
        #Assuming the seasons have the same duration.
        for hh in range(nh):
            tl=nh*nd*ss+nh*dd_type+hh#number of timeslice.
            sec=totday+365*k#day number in the total sequence.
            Excess=RewResource[sec][hh]-Demand[sec][hh]
            ProdRew[nj]=Demand[sec][hh]
            StoLev[nj]=StoLev[nj-1]
            if Excess>0 and StoLev[nj-1]<StoCap[k]:
                ProdRew[nj]=Demand[sec][hh]
                Char[nj]=min([Excess*Eff,StoPower[k]*dt[tl]])
                StoLev[nj]=StoLev[nj-1]+Char[nj]
                Waste1=Excess-Char[nj]/Eff
                Waste[nj]=Waste1
                if StoLev[nj]>StoCap[k]:
                    Waste[nj]=(StoLev[nj]-StoCap[k])/Eff+Waste1
                    StoLev[nj]=StoCap[k]
                    Char[nj]=StoLev[nj]-StoLev[nj-1]
            elif Excess<0 and StoLev[nj-1]>=0:
                ProdRew[nj]=RewResource[sec][hh]
                Disch[nj]=min([abs(Excess),StoPower[k]*dt[tl]])
                StoLev[nj]=StoLev[nj-1]-Disch[nj]
                Foss1=abs(Excess)-Disch[nj]
                if Foss1<=CapacityFos[k]*dt[tl]:
                    ProdFoss[nj]=Foss1
                else:
                    ProdFoss[nj]=CapacityFos[k]*dt[tl]
                    LoseLoad[nj]=Foss1-CapacityFos[k]*dt[tl]

            if StoLev[nj]<0:
                Foss=abs(StoLev[nj])+Foss1
                StoLev[nj]=0

```

```

        Disch[nj]=StoLev[nj-1]
        if Foss<=CapacityFos[k]*dt[tl]:
            ProdFoss[nj]=Foss
        else:
            ProdFoss[nj]=CapacityFos[k]*dt[tl]
            LoseLoad[nj]=Foss-CapacityFos[k]*dt[tl]
    elif Excess>0:
        Waste[nj]=Excess

    Energy[tl][1]+=ProdRew[nj]
    Energy[tl][2]+=Char[nj]
    Energy[tl][3]+=ProdFoss[nj]
    Energy[tl][4]+=Disch[nj]
    Energy[tl][5]+=LoseLoad[nj]
    Energy[tl][6]+=Waste[nj]

    nj+=1
    totday+=1

#####

```

LISTA DE PUBLICACIONES

-Ferreira-Martínez, D., Bechir, M. H., & López-Agüera, A. (2024). Effect of the sustainability indicators within OSeMOSYS optimization transition scenarios. *Energy Strategy Reviews*, 54, 101448.

Contribución específica en la publicación

Contribución al desarrollo de modelo y metodología, implementación del software y su utilización, análisis e interpretación de los resultados, revisión del paper.

Quality Indexes 2024

Impact Factor: 8.0

Cite Score: 12.8

Quartile: Q1 Energy (miscellaneous)

-Bechir, Mahamat Habib & Martinez, D. & Agüera, A.. (2024). Sustainability Indicators Correlation Matrix. *International Journal for Research in Applied Science and Engineering Technology*. <https://doi.org/10.22214/ijraset.2024.63572>.

Contribución específica en la publicación

Evaluación de la metodología y colaboración con su desarrollo.

Quality Indexes 2024

Impact Factor: 7.894

Cite Score: N/A

Quartile: N/A

PERMISOS DE COPYRIGHT

Artículo 1. Ferreira-Martínez, D., Bechir, M. H., & López-Agüera, A. (2024). Effect of the sustainability indicators within OSeMOSYS optimization transition scenarios. *Energy Strategy Reviews*, 54, 101448. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101448>

De este artículo fueron adaptados los contenidos y las **Figuras 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, y 4.5**, así como las **Tablas 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4**. Este artículo fue publicado por Elsevier bajo licencia CC BY-NC 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/deed.en>) en Energy Strategy Reviews. No es requerido permiso. Para más información, consultar <https://s100.copyright.com/AppDispatchServlet?publisherName=ELS&contentID=S2211467X2400155X&orderBeanReset=true>.

Artículo 2. Ferreira-Martínez, D., & López-Agüera, Á. (2024). Effects of Including Resource Intermittency of Wind and Solar Technologies in OSeMOSYS Modelling Tool. <https://www.preprints.org/manuscript/202410.0346/v1>

Se han adaptado los contenidos y las **Figuras 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7, 5.8 y 5.9**, así como las **Tablas 5.1, 5.2, 5.3 y 5.4**. Este artículo fue publicado como preprint en Preprints.org bajo licencia CC BY- 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>) en Optimisation, Optimal Control and Nonlinear Dynamics in Electrical Power, Energy Storage and Renewable Energy Systems, 2nd Edition. No es requerido permiso. Para más información, consultar <https://www.preprints.org/manuscript/202410.0346/v1>

Figura 3.4. La imagen fue extraída de (https://en.wikipedia.org/wiki/Linear_programming#/media/File:Linear_Programming_Feasible_Region.svg). El autor declara que la figura es de dominio público y permite su utilización bajo cualquier propósito y utilización sin condiciones, salvo que estas sean requeridas por la ley del país. Para más información, consultar el enlace anterior.

Figura 3.5. La imagen fue extraída de (https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Simplex_description.png). El autor declara que la figura es de dominio público y permite su utilización bajo cualquier propósito y utilización sin condiciones, salvo que estas sean requeridas por la ley del país. Para más información, consultar el enlace anterior.

Figura B.1. La imagen fue extraída de (<https://www.ijraset.com/research-paper/environmental-sustainability-impact-as-optimization-function-of-osemosys-energetic#copyright>). La figura se encuentra bajo licencia CC BY 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>), por lo que su reuso está permitido siempre y cuando se encuentre propiamente referenciado. Para más información, consultar <https://www.ijraset.com/research-paper/environmental-sustainability-impact-as-optimization-function-of-osemosys-energetic#copyright>.

Declaro que el resto de figuras mostradas en esta tesis son de mi propia producción o reproducidas en las publicaciones citadas con anterioridad.

DIFUSIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Presentación de poster nacional. Ferreira-Martínez and Muñuzuri, A. P. Análisis y construcción de un modelo dinámico del sistema energético. XXIII Congreso de Física Estadística. 12-14 de Mayo, 2022, Zaragoza, España.

Comunicación oral internacional. Ferreira-Martínez, D., Barruso, C., & Lopez-Agüera, A. (2023). Assessing the effects of energy efficiency and different tariff policies on energy mix for decarbonization. 21th International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'23), 24-26 de Mayo, Madrid, España.

Artículo de congreso. Ferreira-Martínez, D., Tadeu Oliveira, F., Soares, F.J., Moreira, C.L., and Martins, R. (2024). An Optimized Electric Power and Reserves Economic Dispatch Algorithm for Isolated Systems Considering Water Inflow Management. In: 2024 IEEE 15th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems.

Artículo de congreso. Bechir, M.H., Ferreira-Martínez, D., and Lopez-Agüera, A. (2023). Energetic Sustainable Transition Process Optimization in Terms of LCA Using CLEWs Tools. In: Duque de Brito, P.S., et al. Proceedings of the 2nd International Conference on Water Energy Food and Sustainability (ICoWEFS 2022). ICoWEFS 2022. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-26849-6_16

Artículo de congreso. Ferreira-Martínez, D. et al. (2023). Designing a Sustainability Plan for La Salve Brewery. In: Duque de Brito, P.S., et al. Proceedings of the 2nd International Conference on Water Energy Food and Sustainability (ICoWEFS 2022). ICoWEFS 2022. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-26849-6_20

Preprint. Ferreira-Martínez, D., & López-Agüera, Á. (2024). Effects of Including Resource Intermittency of Wind and Solar Technologies in OSeMOSYS Modelling Tool. Preprints. <https://doi.org/10.20944/preprints202410.0346.v1>

FINANCIACIÓN

Esta tesis fue desarrollada con la colaboración de las ayudas a los estudiantes de doctoramiento “José Otero-Carmela Martínez” 2023/2024 y 2024/2025, para el pago de la matrícula, adquisición de material y desarrollo de estancias.

9 REFERENCIAS

- [ACER, 2018] ACER (2018). Study On The Stimulation of The Value of Lost Load Of Electricity Supply In Europe. URL:
https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/Electricity/Infrastructure_and_net_work%20development/Infrastructure/Documents/CEPA%20study%20on%20the%20Value%20of%20Lost%20Load%20in%20the%20electricity%20supply.pdf
- [Ackermann, 2012] Ackermann, T. (Ed.). (2012). Wind power in power systems. John Wiley & Sons.
- [Ahmadini et al., 2021] Ahmadini, A. A. H., Modibbo, U. M., Shaikh, A. A., & Ali, I. (2021). Multi-objective optimization modelling of sustainable green supply chain in inventory and production management. *Alexandria Engineering Journal*, 60(6), 5129-5146.
- [Almaraz et al., 2023] Almaraz, M., Houlton, B. Z., Clark, M., Holzer, I., Zhou, Y., Rasmussen, L., ... & Salter, A. (2023). Model-based scenarios for achieving net negative emissions in the food system. *PLoS Climate*, 2(9), e0000181.
- [Almulla et al., 2021] Almulla, Y. et al. Model Management Infrastructure (MoManI) Training Manual KTH Royal Institute Technology. Available at:
<http://www.osemosys.org/get-started.html> [Accesed: 02-Dec-2021]
- [Álvarez-Rodríguez & Estrela Monreal, 2000] Álvarez-Rodríguez, J., & Estrela Monreal, T. (2000). Regionalization and drought characterisation in Europe. Ministerio de Fomento. Madrid, Spain: Ministerio de Fomento.
- [Argüello et al., 2021] Argüello, F., Heras, D. B., Garea, A. S., & Quesada-Barriuso, P. (2021). Watershed monitoring in galicia from UAV multispectral imagery using advanced texture methods. *Remote Sensing*, 13(14), 2687.
- [Aszódi et al., 2021] Aszódi, A., Biró, B., Adorján, L., Dobos, Á. C., Illés, G., Tóth, N. K., ... & Zsiborás, Z. T. (2021). Comparative analysis of national energy strategies of 19 European countries in light of the green deal's objectives. *Energy Conversion and Management: X*, 12, 100136.
- [Augutis et al., 2015] Augutis, J., Martišauskas, L., & Krikštolaitis, R. (2015). Energy mix optimization from an energy security perspective. *Energy Conversion and Management*, 90, 300-314.
- [AURORA, 2023] AURORA (2023). Long Duration Energy Storage in Spain. URL:
https://auroraer.com/wp-content/uploads/2023/07/AURORA_2023-Jul23_IBE_LDES_Public-Report.pdf
- [Australian Government, 2023] Australian Government (2023). Australian Energy Update 2023. Australian Government Department of Climate Change, Energy, the Environment and

Water, September, Canberra. URL:

https://www.energy.gov.au/sites/default/files/Australian%20Energy%20Update%202023_0.pdf

[Barnhart & Benson, 2013] Barnhart, C. J., & Benson, S. M. (2013). On the importance of reducing the energetic and material demands of electrical energy storage. *Energy & Environmental Science*, 6(4), 1083-1092.

[Bazilian et al., 2011] Bazilian, M., Rogner, H., Howells, M., Hermann, S., Arent, D., Gielen, D., ... & Yumkella, K. K. (2011). Considering the energy, water and food nexus: Towards an integrated modelling approach. *Energy policy*, 39(12), 7896-7906.

[Bechir & López-Agüera, 2023] Bechir, Mahamat Habib & López-Agüera, A. (2023). Environmental Sustainability Impact as Optimization Function of OSeMOSYS Energetic Modelling System. *International Journal for Research in Applied Science and Engineering Technology*. 11. 364-376. 10.22214/ijraset.2023.55662.

[Bechir et al., 2021] Bechir, Mahamat Habib, Antonela Mannelli, A. López Agüera, "Life Cycle Analysis and Sociocultural Impact for a Sustainable Nexus Design", "proceedings of the 1st International Conference on Water Energy Food and Sustainability (ICoWEFS 2021)", Springer International Publishing, vol. 2, pp. 670-679, 2021.

[Bechir et al., 2022] Bechir, M. H., Martínez, D. F., & Agüera, A. L. (2022, May). Energetic Sustainable Transition Process Optimization in Terms of LCA Using CLEWs Tools. In *International Conference on Water Energy Food and Sustainability* (pp. 147-157). Cham: Springer International Publishing.

[Bechir, 2024a] Bechir, Mahamat Habib & Martinez, D. & Agüera, A.. (2024). Sustainability Indicators Correlation Matrix. *International Journal for Research in Applied Science and Engineering Technology*. 12. 616-627. 10.22214/ijraset.2024.63572.

[Bechir, 2024b] Bechir, Mahamat Habib (2024). Enhancing sustainability in energy modeling: integrating key indicators into OSeMOSYS for medium to large scale energy planning. Santiago de Compostela University.

[Bhandari et al., 2015] Bhandari, K. P., Collier, J. M., Ellingson, R. J., & Apul, D. S. (2015). Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, 133-141.

[Billinton, 1970] Billinton, R. (1970). *Power system reliability evaluation*. Springer New York, NY. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-1-4899-1860-4>

[Blakers et al., 2017] Blakers, A., Lu, B., & Stocks, M. (2017). 100% renewable electricity in Australia. *Energy*, 133, 471-482.

[Borucke et al., 2012] Borucke, Michael & Moore, David & Cranston, Gemma & Gracey, Kyle & Iha, Katsunori & Larson, Joy & Lazarus, Elias & Morales, Juan & Wackernagel, Mathis & Galli, Alessandro. (2012). Accounting for demand and supply of the Biosphere's

regenerative capacity: The National Footprint Accounts' underlying methodology and framework. *Ecological Indicators*. 24. 518–533. 10.1016/j.ecolind.2012.08.005.

[Brandt, 2017] Brandt, A. R. (2017). How does energy resource depletion affect prosperity? Mathematics of a minimum energy return on investment (EROI). *BioPhysical Economics and Resource Quality*, 2(1), 2

[Brutland, 1987] Brundtland, G.H. (1987) Our Common Future: Report of the World Commission on Environment and Development. Geneva, UN-Dokument A/42/427. <http://www.un-documents.net/ocf-ov.htm>

[Budiana III & Dalimi, 2010] Budiana, D., & Dalimi, R. (2021). The economics comparison of power plants fuelled by wellhead gas and liquefied natural gas in Aceh Province. In *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering* (Vol. 1041, No. 1, p. 012019). IOP Publishing.

[Campillo et al., 2018] Campillo, F., Rakotozafy, R., & Rossi, V. (2008). Computational probability modeling and Campillo et al., 2018ian inference. *Revue Africaine de Recherche en Informatique et Mathématiques Appliquées*, 9.

[Capellán-Pérez et al., 2019] Capellán-Pérez, I., De Castro, C., & González, L. J. M. (2019). Dynamic Energy Return on Energy Investment (EROI) and material requirements in scenarios of global transition to renewable energies. *Energy strategy reviews*, 26, 100399.

[Capros et al., 2013] Capros, P., Van Regemorter, D., Paroussos, L., Karkatsoulis, P., Fragkiadakis, C., Tsani, S., ... & Abrell, J. (2013). GEM-E3 model documentation. JRC Scientific and Policy Reports, 26034.

[Carreras et al., 2001] Carreras, B. A., Lynch, V. E., Sachtjen, M. L., Dobson, I., & Newman, D. E. (2001, January). Modeling blackout dynamics in power transmission networks with simple structure. In *Proceedings of the 34th Annual Hawaii International Conference on System Sciences* (Vol. 1, pp. 719-727). IEEE Computer Society.

[Carvalho et al., 2021] Carvalho, R., Hittinger, E., & Williams, E. (2021). Payback of natural gas turbines: A retrospective analysis with implications for decarbonizing grids. *Utilities Policy*, 73, 101307.

[CGDD, 2019] Commissariat général au développement durable (2019). Chiffres clés de l'énergie - Édition 2019. URL: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/media/3183/download?inline>.

[Chazarra et al., 2018] Chazarra, M., Pérez-Díaz, J. I., García-González, J., & Praus, R. (2018). Economic viability of pumped-storage power plants participating in the secondary regulation service. *Applied energy*, 216, 224-233.

[Connolly et al., 2010] Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B. V., & Leahy, M. (2010). A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied energy*, 87(4), 1059-1082.

- [Curry, 2017] Curry, C. (2017). Lithium-ion battery costs and market. Bloomberg New Energy Finance, 5(4-6), 43.
- [Holtinen et al, 2018] Holtinen, H., Cutululis, N., Orth, E., Eriksen, P. B., Kiviluoma, J., Neau, E., Dobschinski, J., ... & Smith, C. (2018). Expert group report on recommended practices. 16. Wind/PV integration studies. IEA.
- [Dantzing, 1990] Dantzig, G. B. (1990). Origins of the simplex method. In A history of scientific computing (pp. 141-151).
- [Dantzing & Thapa, 2013] Dantzig, G. B., & Thapa, M. N. (2013). Linear Programming 1: Introduction. Springer Publishing Company, Incorporated.
- [De Sousa et al., 2023] de Sousa, R. P., Moreira, C., Carvalho, L., & Matos, M. (2023, June). Including Dynamic Security Constraints in Isolated Power Systems Unit Commitment/Economic Dispatch: a Machine Learning-based Approach. In 2023 IEEE Belgrade PowerTech (pp. 1-6). IEEE.
- [Doherty & O'Malley, 2003] Doherty, R., & O'Malley, M. (2003, June). Quantifying reserve demands due to increasing wind power penetration. In 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings, (Vol. 2, pp. 5-pp). IEEE.
- [Duflo-López, 2024] Duflo-López, R (2024). iHOGA-User's manual, Version 3.4, Universidad de Zaragoza. URL: https://ihoga.unizar.es/Desc/iHOGA_User_manual.pdf
- [EEA, 2024a] European Environment Agency (EEA). Correlation of energy consumption and GDP per person. URL: <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/maps-and-charts/correlation-of-per-capita-energy> [Accessed: 10-Oct-2024]
- [EEA, 2024b] European Environment Agency (EEA). Shares by sector in EU-15 greenhouse gas emissions in 2005. URL: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/shares-by-sector-in-eu-15-greenhouse-gas-emissions-in-2005> [Accessed: 15-07-2024]
- [EIAa] EIA. About 25% of US power plants can start up within an hour. URL: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=45956> [Accessed: 27-Jul-2024]
- [EIAb] EIA. Electric Power Monthly – Table 6.07.B. Capacity Factors for Utility Scale Generators Primarily Using Non-Fossil Fuels . URL: https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_6_07_b [Accessed: 13-Jul-2024]
- [EIAc] EIA. Natural gas combined-cycle power plants increased utilization with improved technology. URL: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=60984> [Accessed: 13-Jul-2024]
- [EIA d] EIA. “Hourly electric grid monitor”. <https://www.eia.gov/electricity/gridmonitor/dashboard/custom/pending>. [Accessed: 27-Nov-2022]

[EIAe] EIA. “Capacity Factors for Utility Scale Generators Not Primarily Using Fossil Fuels”. [Accesed: 28-Nov-2022]

[Energía y sociedad, 2021] Energía y Sociedad. Manual de la energía: Energía y sociedad. URL: <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/energia-y-sociedad/> . [Accesed: 01-Jul-2021]

[Energía y sociedad, 2023] Energía y Sociedad. Manual de la energía: Electricidad. URL: <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/electricidad/> . [Accesed: 05-Dec-2024]

[Energy For Growth Hub, 2023] Energy For Growth Hub (2023). How does energy impact economic growth? An overview of the evidence. URL: <https://energyforgrowth.org/article/how-does-energy-impact-economic-growth-an-overview-of-the-evidence/> [Accesed: 10-Oct-2024]

[Erdinc et al., 2012] Erdinc, O., & Uzunoglu, M. (2012). Optimum design of hybrid renewable energy systems: Overview of different approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(3), 1412-1425.

[European Council, 2023] EUROPEAN COUNCIL, Fit for 55. <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>. [Accesed: 12-Jan-2023].

[Eurostat, 2024] Eurostat (2024). Natural gas price statics. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_price_statistics. [Accesed: 15-Dec-2024]

[Eyl-Mazzega & Mathieu, 2020] Eyl-Mazzega, M. A., & Mathieu, C. (2020). The European union and the energy transition. *The geopolitics of the global energy transition*, 27-46.

[Farrokhifar et al., 2020] Farrokhifar, M., Nie, Y., & Pozo, D. (2020). Energy systems planning: A survey on models for integrated power and natural gas networks coordination. *Applied Energy*, 262, 114567.

[Fay, 2012] Fay, M. (2012). *Inclusive green growth: The pathway to sustainable development*. World Bank Publications.

[Fernández-Blanco et al., 2017] Fernández-Blanco Carramolino, R., Careri, F., Kavvadias, K., Hidalgo-Gonzalez, I., Zucker, A., & Peteves, E. (2017). Systematic mapping of power system models. *Joint Res Cent (Eur Comm), Publ Off Eur*.

[Fernando, 2013] Fernando, D. (2010). *Embodied energy analysis of New Zealand power generation systems*. Master Thesis.

[Ferreira-Martínez et al., 2024a] Ferreira-Martínez, D., Bechir, M. H., & López-Agüera, A. (2024). Effect of the sustainability indicators within OSeMOSYS optimization transition scenarios. *Energy Strategy Reviews*, 54, 101448.

- [Ferreira-Martínez & López-Agüera, 2024] Ferreira-Martínez, D., & López-Agüera, Á. (2024). Effects of Including Resource Intermittency of Wind and Solar Technologies in OSeMOSYS Modelling Tool. Preprints. <https://doi.org/10.20944/preprints202410.0346.v1>
- [Ferreira-Martínez & Muñuzuri, 2022] Ferreira-Martínez and Muñuzuri, A. P. Análisis y construcción de un modelo dinámico del sistema energético. XXIII Congreso de Física Estadística. 12-14 de Mayo, 2022, Zaragoza, España.
- [Ferreira-Martínez et al., 2024b] Ferreira-Martínez, D., Oliveira, F. T., Soares, F. J., Moreira, C. L., & Martins, R. (2024, June). An Optimized Electric Power and Reserves Economic Dispatch Algorithm for Isolated Systems Considering Water Inflow Management. In 2024 IEEE 15th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG) (pp. 1-6). IEEE.
- [Ferreira-Martínez et al., 2022] Ferreira-Martínez, D., Zacarias, M., Gonzalez, K., Ruiz-Ibinarriaga, J., & Lopez-Aguera, A. (2022, May). Designing a Sustainability Plan for La Salve Brewery. In International Conference on Water Energy Food and Sustainability (pp. 185-194). Cham: Springer International Publishing.
- [Frischknecht et al., 2020] Frischknecht, R., Stolz, P., Heath, G., Raugei, M., Sinha, P., & de Wild-Scholten, M. (2020). Methodology guidelines on life cycle assessment of photovoltaic 2020. IEA PVPS Task, 12.
- [Frischknecht et al., 2020] Widodo, D. A., Iksan, N., Putri, R. D. M., & Mulwinda, A. (2022). Study of solar photovoltaic potential and carbon mitigation in university buildings. International Journal of Renewable Energy Research (IJRER), 12(4), 2052-2060.
- [Gagnon et al., 2009] Gagnon, N., Hall, C. A., & Brinker, L. (2009). A preliminary investigation of energy return on energy investment for global oil and gas production. Energies, 2(3), 490-503.
- [Garche, 2013] Garche, J., Dyer, C. K., Moseley, P. T., Ogumi, Z., Rand, D. A., & Scrosati, B. (Eds.). (2013). Encyclopedia of electrochemical power sources. Newnes.
- [Gardumi et al., 2018] Gardumi, F., Shivakumar, A., Morrison, R., Taliotis, C., Broad, O., Beltramo, A., ... & Alfstad, T. (2018). From the development of an open-source energy modelling tool to its application and the creation of communities of practice: The example of OSeMOSYS. Energy strategy reviews, 20, 209-228.
- [Gardumi et al., 2019] Gardumi, F., Welsch, M., Howells, M., & Colombo, E. (2019). Representation of balancing options for variable renewables in long-term energy system models: An application to OSeMOSYS. Energies, 12(12), 2366.
- [Giampietro & Soroman, 2013] Giampietro, M., & Sorman, A. H. (2012). Are energy statistics useful for making energy scenarios?. Energy, 37(1), 5-17.
- [Global Footprint Network, 2020] Global Footprint Network (2020). Ecological Footprint Accounting: Limitations and Criticism. URL: <https://www.footprintnetwork.org/content/uploads/2020/08/Footprint-Limitations-and-Criticism.pdf>

[Global Solar Atlas] Global Solar Atlas. <https://globalsolaratlas.info/map> [Accessed: 19-Jan-2024]

[GNU] GNU. GLPK (GNU Linear Programming Kit). URL: <https://www.gnu.org/software/glpk/> [Accessed: 16-Dec-2024]

[Groppi et al., 2023] Groppi, D., Kannan, S. K. P., Gardumi, F., & Garcia, D. A. (2023). Optimal planning of energy and water systems of a small island with a hourly OSeMOSYS model. *Energy Conversion and Management*, 276, 116541.

[Hall et al., 2009] Hall, C. A., Balogh, S., & Murphy, D. J. (2009). What is the minimum EROI that a sustainable society must have?. *Energies*, 2(1), 25-47.

[Hall et al., 2014] Hall, C. A., Lambert, J. G., & Balogh, S. B. (2014). EROI of different fuels and the implications for society. *Energy policy*, 64, 141-152.

[Hauschild et al., 2018] Hauschild, M. Z., Rosenbaum, R. K., & Olsen, S. I. (2018). *Life cycle assessment* (Vol. 2018). Springer International Publishing, Cham. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-56475-3>.

[Heaps, 2022] Heaps, C.G., 2022. LEAP: The Low Emissions Analysis Platform. [Software version: 2024.1.1.4] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA. <https://leap.sei.org>

[Hoff, 2011] Hoff, H. (2011). Understanding the Nexus. Hoff, H. (2011). Understanding the Nexus. Background Paper for the Bonn2011 Conference: The Water, Energy and Food Security Nexus. Stockholm Environment Institute, Stockholm. URL: <https://www.sei.org/mediamanager/documents/Publications/SEI-Paper-Hoff-UnderstandingTheNexus-2011.pdf>

[Holttinen et al., 2012] Holttinen, H., et al. (2012). Design and operation of power systems with large amounts of wind power: Final summary report, IEA WIND Task 25, Phase two 2009-2011. VTT Technical Research Centre of Finland. VTT Technology No. 75 <https://publications.vtt.fi/pdf/technology/2012/T75.pdf>

[Holttinen et al., 2016] Holttinen, H., et al. (2016). Design and operation of power systems with large amounts of wind power: Final summary report, IEA WIND Task 25, Phase three 2012-2014. VTT Technical Research Centre of Finland. VTT Technology No. 268 <https://publications.vtt.fi/pdf/technology/2016/T268.pdf>

[Howells et al., 2011] M. Howells et al. (2011), “OSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System. An introduction to its ethos, structure and development”, *Energy Policy*, vol. 39, no. 10, pp. 5850–5870.

[IAEA, 2006] IAEA (2006). Model for Analysis of Energy Demand (MAED-2). Vienna, Austria. URL: <https://www.iaea.org/publications/7430/model-for-analysis-of-energy-demand-maed-2>

[IBM, 2024] Gomstyn, A.; Jonker, A. (2024). What is the levelized cost of energy (LCOE)? IBM. URL: <https://www.ibm.com/think/topics/levelized-cost-of->

energy#:~:text=LCOE%20can%20be%20determined%20by,that%20affect%20future%20cash%20flows. [Accessed: 15-Dec-2024]

[IEA, 2020a] IEA (2020), Projected Costs of Generating Electricity 2020, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>, Licence: CC BY 4.0

[IEA, 2023] IEA. Electrification. URL: <https://www.iea.org/energy-system/electricity/electrification> [Accessed: 10-Oct-2024]

[IHA, 2021] IHA (2021). Pumped Storage hydropower capabilities and costs. URL: <https://www.hydropower.org/publications/pumped-storage-hydropower-capabilities-and-costs>

[INEGA, 2022] Instituto Enerxético de Galicia (INEGA). Axenda Enerxética de Galicia 2030. URL: https://www.inega.gal/sites/default/files/publicacions/Axenda_Enerxetica_de_Galicia_2030_280622.pdf

[INEGAa] INEGA. Consumo enerxético en Galicia. URL: https://www.inega.gal/sites/default/files/publicacions/Evolucion_consumo_final_enerxia.pdf [Accessed: 19-Dec-2023]

[INEGAb] Instituto Enerxético de Galicia (INEGA). Xeración de electricidade. URL: https://www.inega.gal/sites/default/files/publicacions/evolucion_xeracion_electricidade.pdf [Accessed: 19-Dec-2023]

[INEGAc] Instituto Enerxético de Galicia (INEGA). Listaxe de centrais. URL: <https://www.inega.gal/gl/publicacions/enerxia-en-galicia/listaxe-de-centrais> [Accessed: 04-Apr-2024]

[INEGAd] Instituto Enerxético de Galicia (INEGA). EMISIÓN GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI) EN GALICIA. URL: https://www.inega.gal/sites/default/files/2024-07/emisions_gei_Galicia_0.pdf

[Inman, 2013] Inman, M. (2013). Behind the numbers on Energy Return on Investment. Scientific American, 1.

[IRENA, 2012] IRENA (2012), Renewable Energy Cost Analysis - Hydropower, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

[IRENA, 2019a] IRENA (2019), Innovation landscape brief: Flexibility in conventional power plants, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

[IRENA, 2019b] IRENA (2019), Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation: paper), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

[IRENA, 2019c] IRENA (2019), Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation paper), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

[IRENA, 2023] IRENA (2023), Renewable power generation costs in 2022, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

[IRENA, 2024a] IRENA (2024), The Global Atlas for Renewable Energy – A Decade in the Making, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

[Islam, 2015] Islam, T., & Ryan, J. (2015). Hazard mitigation in emergency management. Butterworth-Heinemann.

[Ivanova et al., 2020] Ivanova, D., Barrett, J., Wiedenhofer, D., Macura, B., Callaghan, M., & Creutzig, F. (2020). Quantifying the potential for climate change mitigation of consumption options. *Environmental Research Letters*, 15(9), 093001.

[Jackson & Cárdenas-Lailhacar, 2010] Jackson, J & Cárdenas-Lailhacar, C. (2010). Economic Feasibility of Hydropower Systems: a decision support system program.

[Jackson III & Cárdenas-lailhacar, 2010] Jackson III, J. and Cárdenas-Lailhacar, C (2010). Economic Feasibility of Hydropower Systems: A Decision Support System Program. Eighth LACCEI Latin American and Caribbean Conference for Engineering and Technology (LACCEI'2010) "Innovation and Development for the Americas", June 1-4, 2010, Arequipa, Perú.

[Jb & Clark, 2002] Jb, L., & Clark, E. (2002). The Internal Rate of Return and Project Financing (No. 153). Society for Computational Economics.

[Kahsar, 2023] Kahsar, R. (2023). Governance and sustainability in distributed energy systems. In *Energy Democracies for Sustainable Futures* (pp. 17-22). Academic Press.

[Kessides & Wade, 2018] Kessides, I. N., & Wade, D. C. (2011). Deriving an improved dynamic EROI to provide better information for energy planners. *Sustainability*, 3(12), 2339-2357.

[Kessler, 2017] Kessler, W. (2017). Comparing energy payback and simple payback period for solar photovoltaic systems. In *E3S web of conferences* (Vol. 22, p. 00080). EDP Sciences.

[Konno & Srinivasan, 1974] Konno, H., & Srinivasan, T. N. (1974). The Häfele-Manne model of reactor strategies: Some sensitivity analysis. IIASA, Luxemburg, Austria.

[Kubulenso et al., 2019] Kubulenso, S. et al. (2019) The OSeMOSYS Teaching Kit—an example of open educational resources to support sustainable development. KTH Royal Institute of Technology, Stockholm.

[Lacal Arantegui et al., 2014] Lacal Arantegui R, Jaeger-Waldau A, Vellei M, Sigfusson B, Magagna D, Jakubcionis M, Perez Fortes M, Lazarou S, Giuntoli J, Weidner Ronnefeld E, De Marco G, Spisto A, Gutierrez Moles C, authors Carlsson J, editor. ETRI 2014 - Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050. EUR 26950. Luxembourg (Luxembourg): Publications Office of the European Union; 2014. JRC92496

[Landeira, 2018] C. Cabo Landeira (2018), PV systems design optimization as a function of the climatic conditions, Doctoral thesis, Santiago de Compostela University, Spain.

- [LAZARD, 2024] LAZARD (2024). LCOE. Levelized Cost of Energy +. URL: <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus/> [Accesed: 09-Jul-2024]
- [Lee et al., 2023] Lee, H., Calvin, K., Dasgupta, D., Krinner, G., Mukherji, A., Thorne, P., ... & Park, Y. (2023). IPCC, 2023: Climate Change 2023: Synthesis Report, Summary for Policymakers. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland.
- [Lenzen, 2008] Lenzen, M. (2008). Life cycle energy and greenhouse gas emissions of nuclear energy: A review. *Energy conversion and management*, 49(8), 2178-2199.
- [Liko, 2019] Liko, G. (2019). Impacts of energy sector on economy, social and political landscape, and sustainable development. no. October, pp. 0–13.
- [Loulou et al., 2016] Loulou, R., Lehtilä, A., Kanudia, A., Remme, U., & Goldstein, G. (2016). Documentation for the TIMES model: PART II. Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP): Paris, France.
- [Loulou et al., 2019] Loulou, R., Goldstein, G., Kanudia, A., Lettila, A., & Remme, U. (2019). Documentation for the TIMES Model PART I July 2016. URL: https://iea-etsap.org/docs/Documentation_for_the_TIMES_Model-Part-I_July-2016.pdf
- [Manwell et al., 2006] Manwell, J. F., MacLeod, J., Wright, S., DiTullio, L., & McGowan, J. G. (2006, June). Hull wind II: a case study of the development of a second large wind turbine installation in the town of Hull, MA. In *Proc. AWEA Windpower 2006 Conference* (pp. 1-20).
- [Martindale, 2023] Martindale, Leigh.(May, 2023). OSeMOSYS Parameters and their Policy Relevance. Zenodo.10.5281/zenodo.790698
- [Martínez-Barbeito et al., 2023] Martínez-Barbeito, M., Gomila, D., & Colet, P. (2023). Dynamical model for power grid frequency fluctuations: Application to islands with high penetration of wind generation. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 14(3), 1436-1445.
- [Martišauskas, 2013] Martišauskas, L (2013). Investigation of energy systems disturbances impact on energy security. Summay of Doctoral Dissertation. Kaunas University of Technology.
- [Mas, 2022] Mas, A (2022). What is the payback period for an industrial biomass boiler at current natural gas prices? URL: <https://www.linkedin.com/pulse/what-payback-period-industrial-biomass-boiler-current-alex-mas-sanz/> [Accesed: 13-Jul-2024]
- [Matthews et al., 2024] Matthews, H. S., Hendrickson, C. T., & Matthews, D. H. (2014). Life cycle assessment: quantitative approaches for decisions that matter. Open access textbook.
- [Meadows et al., 1974] Meadows, D. L., Behrens, W. W., Meadows, D. H., Naill, R. F., Randers, J., & Zahn, E. (1974). *Dynamics of growth in a finite world* (Vol. 360). Cambridge, MA: Wright-Allen Press.

- [Meadows, 1972] Meadows, Donella H. et al. (1972). The Limits to growth; a report for the Club of Rome's project on the predicament of mankind. New York :Universe Books,
- [Mellichamp, 2017] Mellichamp, D. A. (2017). Internal rate of return: Good and bad features, and a new way of interpreting the historic measure. *Computers & Chemical Engineering*, 106, 396-406.
- [MIBGAS, 2023] MIBGAS (2023). Resultados anuales. URL: https://www.mibgas.es/es/file-access?path=AGNO_2023
- [Miguez & López-Agüera, 2020] A. Miguez, A. López-Agüera (2020). Estudio de diferentes escenarios para la transición energética de Galicia mediante el uso de herramientas CLEWs. Trabajo fin de Master. Universidad de Santiago de Compostela.
- [Milligan et al., 2011] Milligan, M., et al. "Methods to model and calculate capacity contributions of variable generation for resource adequacy planning". National Renewable Energy Lab. (NREL) (2011).
- [Mongird, 2019] Mongird, K., Viswanathan, V. V., Balducci, P. J., Alam, M. J. E., Fotedar, V., Koritarov, V. S., & Hadjerioua, B. (2019). Energy storage technology and cost characterization report (No. PNNL-28866). Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), Richland, WA (United States).
- [Mongrid et al., 2019] K. Mongrid et al. (2019) Energy Storage Technology and Cost Characterization Report. Hydro Wires.
- [Mousa & Taylor, 2020] Mousa, O. B., & Taylor, R. A. (2020). Global solar technology optimization for factory rooftop emissions mitigation. *Environmental Research Letters*, 15(4), 044013.
- [NASA, 2020] NASA. 2020 Tied for Warmest Year on Record, NASA, 2020 Analysis Shows. URL: <https://www.NASA.gov/news-release/2020-tied-for-warmest-year-on-record-NASA-analysis-shows/>. [Accessed: 12-Jan-2024].
- [NERC, 2011] NERC (2011). Methods to Model and Calculate Capacity Contributions of Variable Generation for Resource Adequacy Planning. URL: <https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/IVGTF1-2.pdf>
- [New European Wind Atlas] New European Wind Atlas. URL: <https://map.neweuropeanwindatlas.eu/> [Accesed: 24-Oct-2024]
- [Novo et al., 2022] Novo, R., Marocco, P., Giorgi, G., Lanzini, A., Santarelli, M., & Mattiazzo, G. (2022). Planning the decarbonisation of energy systems: The importance of applying time series clustering to long-term models. *Energy Conversion and Management*: X, 15, 100274.
- [Omoloso et al., 2021] Omoloso, O., Mortimer, K., Wise, W. R., & Jraisat, L. (2021). Sustainability research in the leather industry: A critical review of progress and opportunities for future research. *Journal of Cleaner Production*, 285, 125441.

[Orecchini, 2006] Orecchini, F. (2006). The era of energy vectors. *International journal of hydrogen energy*, 31(14), 1951-1954.

[OSeMOSYSa] OSeMOSYS. ‘GET STARTED’. Atlantis datafile. Available at: <http://www.osemosys.org/get-started.html> [Accesed: 02-Dec-2021]

[OSeMOSYSb] OSeMOSYS. ‘GET STARTED’. MoManI v.1.10. Available at: <http://www.osemosys.org/get-started.html> [Accesed: 02-Dec-2021]

[Panagos et al., 2015] Panagos, P., Ballabio, C., Borrelli, P., Meusburger, K., Klik, A., Rousseva, S., ... & Alewell, C. (2015). Rainfall erosivity in Europe. *Science of the Total Environment*, 511, 801-814.

[Parada, 2024] Parada, A (2024). Potencial de Mitigación del Impacto Medioambiental con la Implementación de Distintas Tecnologías de Producción en la Unión Europea. Universidade de Santiago de Compostela, Santiago de Compostela, Spain.

[Pearce, 2012] Pearce, J. M. (2012). Limitations of nuclear power as a sustainable energy source. *Sustainability*, 4(6), 1173-1187.

[Pellow et al., 2015] Pellow, M. A., Emmott, C. J., Barnhart, C. J., & Benson, S. M. (2015). Hydrogen or batteries for grid storage? A net energy analysis. *Energy & Environmental Science*, 8(7), 1938-1952.

[Pfeifenberger et al., 2013] Pfeifenberger, J. P., Spees, K., Carden, K., & Wintermantel, N. (2013). Resource adequacy requirements: Reliability and economic implications. The Brattle Group.

[Popov et al., 2015] Popov, N., Ilijovski, I., & Popovski, V. (2015). Planning of Energy Demand and Supply in Macedonia Using the MAED and MESSAGE Model.

[Pulp Dreier & Howells, 2019] Dreier, D., & Howells, M. (2019). Osemosys-pulp: A stochastic modeling framework for long-term energy systems modeling. *Energies*, 12(7), 1382.

[Purkey et al., 2012] Purkey, D., C. Heaps, J. Sieber and M. Davis (2012). Integrating the WEAP and LEAP systems to support planning and analysis at the water-energy nexus. SEI Factsheet.

[Red Eléctrica Españolaa] Red Eléctrica Española. Demanda. <https://www.ree.es/es/datos/demanda> [Accessed: 19-Dec-2023]

[Red Eléctrica Españolab] Red Eléctrica Española. Balance eléctrico. <https://www.ree.es/es/datos/balance> [Accessed: 19-Dec-2023]

[Red Eléctrica Españolac] Red Eléctrica Española (REE). Galicia – Según datos presentados por Red Eléctrica hoy. URL: https://www.ree.es/sites/default/files/07_SALA_PRENSA/Documentos/2024/NP_Galicia.pdf [Accesed: 26-Sep-2024]

[Red Eléctrica Española] Red Eléctrica Española (REE). Banda de Regulación Secundaria. URL: <https://www.ree.es/es/datos/mercados/banda-regulacion-secundaria> [Accesed: 16-Jun-2024]

[Ringkjøb et al., 2018] Ringkjøb, H. K., Haugan, P. M., & Solbrekke, I. M. (2018). A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96, 440-459.

[San Martín, 2011] San Martín, J. I., Zamora, I., San Martín, J. J., Aperribay, V., & Eguia, P. (2011, April). Energy storage technologies for electric applications. In *International Conference on Renewable Energies and Power Quality* (Vol. 13, p. 15).

[Schlömer et al., 2014] Schlömer, S., Bruckner, T., Fulton, L., Hertwich, E., McKinnon, A., Perczyk, D., ... & Wiser, R. (2014). Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. In *Climate change 2014: Mitigation of climate change: Contribution of working group III to the fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (pp. 1329-1356). Cambridge University Press.

[Schlömer, 2014] Steffen Schlömer (ed.), *Technology-specific Cost and Performance Parameters, Annex III of Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (2014)

[Schrattenholzer et al., 1981] Schrattenholzer, L. (1981). The energy supply model MESSAGE. IIASA, Luxemburg, Asutria.

[Schrattenholzer, 1981] Schrattenholzer, L. (1981). The energy supply model MESSAGE. IIASA, Luxembourg, Austria.

[Sers & Victor, 2018] Sers, M. R., & Victor, P. A. (2018). The energy-emissions trap. *Ecological Economics*, 151, 10-21.

[SNEP, 2024] SNEP. Nuclear Energy Factsheets: Load following capabilities on nuclear power plants. URL: <https://snetp.eu/wp-content/uploads/2020/05/SNETP-Factsheet-7-Load-following-capabilities-of-nuclear-power-plants.pdf>

[Stevanović & Pucar, 2012] Stevanović, S., & Pucar, M. (2012). Investment appraisal of a small, grid-connected photovoltaic plant under the Serbian feed-in tariff framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(3), 1673-1682.

[Statista] Statista. Capacity factors for selected energy sources in the United States in 2023. URL: <https://www.statista.com/statistics/183680/us-average-capacity-factors-by-selected-energy-source-since-1998/>

[Strachan & Farrel, 2004] Strachan, N. D., & Farrell, A. E. (2004), "Emissions from distributed generation", CEIC Working Paper 02-04," pp. 1–14.

[Talavera et al., 2010] Talavera, D. L., Nofuentes, G., & Aguilera, J. (2010). The internal rate of return of photovoltaic grid-connected systems: A comprehensive sensitivity analysis. *Renewable energy*, 35(1), 101-111.

[Tarannum et al., 2019] Tarannum, Israt & Mohammedy, Farseeem. (2019). Life Cycle Assessment of Natural Gas and Heavy Fuel Oil Power Plants in Bangladesh. 2240-2244. 10.1109/TENCON.2019.8929492.

[The WITCH team, 2017] The WITCH team (2017). WITCH documentation. URL: https://doc.witchmodel.org/witch_documentation.pdf

[Tong et al., 2021] Tong, D., Farnham, D. J., Duan, L., Zhang, Q., Lewis, N. S., Caldeira, K., & Davis, S. J. (2021). Geophysical constraints on the reliability of solar and wind power worldwide. *Nature communications*, 12(1), 6146.

[Traverso et al., 2021] Traverso, M., Valdivia, S., Luthin, A., Roche, L., Arcese, G., Neugebauer, S., ... & Zamagni, A. (2021). Methodological sheets for subcategories in social life cycle assessment (S-LCA) 2021. United Nations Environment Programme (UNEP).

[UN Modelling Tools] UN Modelling Tools. Module: CLEWS Country Model: a reader. URL: <https://un-modelling.github.io/documents/module-2/2.%20CLEWS%20Country%20-%20Reader.pdf>

[UNECE, 2021] United Nations Economic Commission for Europe (UNECE). (2021). Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options. URL: <https://unece.org/sed/documents/2021/10/reports/life-cycle-assessment-electricity-generation-options>

[UNICEF] UNICEF. 5 diferencias entre los Objetivos de Desarrollo del Milenio y los Objetivos de Desarrollo Sostenible. URL: <https://www.unicef.es/noticia/5-diferencias-entre-los-objetivos-de-desarrollo-del-milenio-y-los-objetivos-de-desarrollo> [Accessed: 31-Jan-2025]

[United Nations a] United Nations. Global Climate, Land, Energy & Water Strategies. URL: <https://unite.un.org/sites/unite.un.org/files/app-globalclews-v-1-0/landingpage.html> [Accessed: 05-Dec-2024]

[United Nations b] United Nations. SUSTAINABLE DEVELOPMENT GOALS. 7 Affordable and clean energy. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/energy/> . [Accessed: 12-Jan-2023].

[United Nations c] United Nations. SUSTAINABLE DEVELOPMENT GOALS. 13 Climate Action. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/climate-change/> . [Accessed: 12-Jan-2023].

[United Nations, 2015] United Nations (2015). Transforming Our World: The 2030 Agenda for Sustainable Development. Resolution Adopted by the General Assembly on 25 September 2015, 42809, 1-13.

[Vidaurre & Saettone, 2022] Vidaurre, A. T., & Saettone, E. (2022). Energy and economic evaluation of a middle-sized CSP parabolic field in an agro-industrial company. In *Journal of Physics: Conference Series* (Vol. 2180, No. 1, p. 012003). IOP Publishing.

[Voorspools et al., 2006] Voorspools, K. R., & D'haeseleer, W. D. (2006). An analytical formula for the capacity credit of wind power. *Renewable Energy*, 31(1), 45-54.

[Wackernagel, 1994] Wackernagel, M. (1994). Ecological footprint and appropriated carrying capacity: a tool for planning toward sustainability (Doctoral dissertation, University of British Columbia).

[Weißbach et al., 2013] Weißbach, D., Ruprecht, G., Huke, A., Czerski, K., Gottlieb, S., & Hussein, A. (2013). Energy intensities, EROIs (energy returned on invested), and energy payback times of electricity generating power plants. *Energy*, 52, 210-221.

[Welsch et al, 2012] Welsch, M., Howells, M., Bazilian, M., DeCarolis, J. F., Hermann, S., & Rogner, H. H. (2012). Modelling elements of smart grids—enhancing the OSeMOSYS (open source energy modelling system) code. *Energy*, 46(1), 337-350.

[Welsch et al, 2015] Welsch, M., Howells, M., Hesamzadeh, M. R., Ó Gallachóir, B., Deane, P., Strachan, N., ... & Rogner, H. (2015). Supporting security and adequacy in future energy systems: The need to enhance long-term energy system models to better treat issues related to variability. *International Journal of Energy Research*, 39(3), 377-396.

[Welsch et al., 2012] Welsch, M., Howells, M., Bazilian, M., DeCarolis, J. F., Hermann, S., & Rogner, H. H. (2012). Modelling elements of smart grids—enhancing the OSeMOSYS (open source energy modelling system) code. *Energy*, 46(1), 337-350.

[Welsch et al., 2014] Welsch, M., Deane, P., Howells, M., Gallachóir, B. Ó., Rogan, F., Bazilian, M., & Rogner, H. H. (2014). Incorporating flexibility requirements into long-term energy system models—A case study on high levels of renewable electricity penetration in Ireland. *Applied Energy*, 135, 600-615.

[Wikipedia, 2006] Wikipedia. Simplex description. URL: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Simplex_description.png [Accesed: 14-Dic-2024]

[Wikipedia, 2024] Wikipedia. Linear Programming Feasible Region. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Linear_programming#/media/File:Linear_Programming_Feasible_Region.svg. [Accesed: 14-Dic-2024]

[Xunta de Galicia] Xunta de Galicia. Estratexia Galega de Cambio Climático e Enerxía 2050. URL: <https://cambioclimatico.xunta.gal/estratexia-cambio-climatico> [Accesed: 10-Aug-2024]

[Yadegari et al., 2023] Yadegari, M., Sahebi, H., Razm, S., & Ashayeri, J. (2023). A sustainable multi-objective optimization model for the design of hybrid power supply networks under uncertainty. *Renewable Energy*, 219, 119443.

[Yadegari et al., 2023] Yadegari, M., Sahebi, H., Razm, S., & Ashayeri, J. (2023). A sustainable multi-objective optimization model for the design of hybrid power supply networks under uncertainty. *Renewable Energy*, 219, 119443.

[Yang, 2014] Yang, X. S. (2014). Nature-inspired optimization algorithms. Elsevier.

[Yasuda et al., 2022] Yasuda, Y., Bird, L., Carlini, E. M., Eriksen, P. B., Estanqueiro, A., Flynn, D., ... & Vrana, T. K. (2022). CE (curtailment–Energy share) map: An objective and

quantitative measure to evaluate wind and solar curtailment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 160, 112212.

[Yihdego & Salem, 2017] Yihdego, Y., & Salem, H. S. (2017). The challenges of sustainability: perspective of ecology. *Journal of Sustainable Energy Engineering*, 5(4), 341-361.

[Zhang et al., 2023] Zhang, Z., Chen, M., Zhong, T., Zhu, R., Qian, Z., Zhang, F., ... & Yan, J. (2023). Carbon mitigation potential afforded by rooftop photovoltaic in China. *Nature Communications*, 14(1), 2347.



La tesis mejora los modelos de transición energética con OSeMOSYS, integrando sostenibilidad y variabilidad renovable. Incluye indicadores para equilibrar costos y descarbonización, y un modelo meteorológico para gestionar recursos intermitentes. Validada en Galicia (2022-2050), fomenta la neutralidad climática y apoya políticas energéticas sostenibles.