

# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

## TRABAJO FIN DE MÁSTER

### *SIMULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO SEGÚN LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE REAL*

<b>Estudiante</b>	<i>SAN MARTIN ARZA, NEREA</i>
<b>Director/Directora</b>	<i>FERNANDEZ HERRERO, ELVIRA ALBIZU FLOREZ, IGOR</i>
<b>Departamento</b>	<i>Ingeniería Eléctrica</i>
<b>Curso académico</b>	<i>2019/2020</i>

*Bilbao, 14, septiembre, 2020*

## **RESUMEN**

La capacidad de transporte del sistema eléctrico es extremadamente variable en el caso de los conductores aéreos debido a su dependencia de las condiciones climáticas. Hoy en día se suponen ciertas condiciones meteorológicas constantes, dependiendo del lugar y la época del año, para definir el límite térmico de las líneas de forma estática, es decir, el Static Line Rating (SLR). La mayor parte del tiempo el límite térmico real es mayor ya que el estático es calculado con unas condiciones desfavorables. Por lo cual, es interesante utilizar la capacidad dinámica en tiempo real, es decir, Dynamic Line Rating (DLR). DLR es una tecnología diseñada para modificar la capacidad de transporte de corriente de una línea aérea en función de la observación meteorológica y así aprovechar más la capacidad de las líneas en todo momento. Por ello, el objetivo de este proyecto es analizar los beneficios que se obtienen al emplear esta tecnología en la operación del sistema eléctrico.

Para empezar, se realiza un análisis del estado del arte. En dicho análisis se ha estudiado la capacidad de transporte de las líneas eléctricas, es decir, la ampacidad, centrándose en la influencia que tienen los parámetros climáticos y comparando la ampacidad estática con la ampacidad dinámica. Además, se ha analizado el funcionamiento de la operación del sistema eléctrico, teniendo en cuenta los distintos mercados y los mecanismos para conseguir siempre el equilibrio entre la producción y la demanda. Como se ha mencionado, el objetivo del proyecto es analizar los beneficios económicos del empleo del DLR, por lo que también se revisan distintos estudios con la misma finalidad. Por último, también se analizan distintos artículos donde se explican las ventajas que se obtienen al aplicar la ampacidad dinámica.

Para analizar los beneficios que se obtienen al emplear DLR en este proyecto se han realizado diferentes simulaciones, utilizando PowerFactory de DlgSILENT y el lenguaje de programación Python. Entre las simulaciones se han utilizado diferentes usos de DLR, tanto en previsiones como en tiempo real, o diferentes niveles de riesgo de exceder la capacidad real de las líneas. Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en las simulaciones, se han realizado modificaciones en tiempo real para calcular también sus costes. Dichas modificaciones son muy importantes, debido a que de esta forma se evita exceder la capacidad real de las líneas, o incluso se estudia la oportunidad de modificar la programación definida para inyectar más energía renovable, principalmente eólica, obteniendo beneficios tanto económicos, como medioambientales.

## **LABURPENA**

Sistema elektrikoaren garraio ahalmena oso aldakorra da aireko lineen kasuan, eguraldiaren menpe baitago. Gaur egun baldintza meteorologiko konstante batzuk definitzen dira, lekuaren eta urteko garaiaren arabera, lineen muga termikoa estatikoki definitzeko, hau da, Line Static Rating (SLR) bezala ezagutzen dena erabiltzen da. Baina, gehienetan, benetako muga termikoa handiagoa da, muga estatikoa baldintza meteorologiko desegokiekin kalkulatzeko baita. Hori dela eta, interesgarria da denbora errealean gaitasun dinamikoa erabiltzea, hau da, Dynamic Line Rating (DLR) bezala ezagutzen dena. DLR, momentu bakoitzeko faktore meteorologikoak kontuan hartuz, aireko lineen garraio ahalmena aldatzeko diseinatutako teknologia da eta, beraz, teknologia mota hau erabiliz, lineen ahalmena gehiago aprobetxatu daiteke uneoro.

Hasteko, egungo egoeraren azterketa egin da. Analisi honetan, linea elektrikoaren garraio-ahalmena, hau da, anpazitatea, aztertu da, batez ere parametro klimatikoaren eraginari erreparatuz eta anpazitate estatikoa eta anpazitate dinamikoa alderatuz. Gainera, sistema elektrikoaren operazioa aztertu da, merkatu desberdinak eta produkzioaren eta eskariaren arteko oreka beti lortzeko mekanismoak kontuan hartuta. Esan bezala, proiektuaren helburua DLRa erabiltzeak dakartzan onura ekonomikoak aztertzea da, eta horregatik, helburu bera daukaten ikerketa desberdinak ere berrikusten dira. Azkenik, anpazitate dinamikoa erabiltzeak dakartzan onurak azaltzen diren ikerketa desberdinak aztertu dira baita.

Proiektu honetan DLR erabiliz lortutako onurak aztertzeko, simulazio desberdinak egin dira, DIgSILENT-en PowerFactory eta Python programazio lengoia erabiliz. Simulazioen artean, DLRren erabilera desberdinak aztertu dira, bai iragarpenetan, bai denbora errealean, edo lineen ahalmen erreala gainditzeko arrisku maila desberdinak. Simulazioetan lortutako emaitzak kontuan hartuta, aldaketak egin dira denbora errealean, haien kostuak ere kalkulatzeko. Denbora errealean egiten diren aldaketak oso garrantzitsuak dira, lineen ahalmen erreala gainditzea saihesten delako. Gainera, definitutako programazioa aldatzeko aukera ere aztertu da, horrela energia berriztagarri gehiago injektatu ahal izateko, batez ere energia eolikoa, onura ekonomikoak eta ingurumen-onurak lortuz.

## **SUMMARY**

The transmission capacity of the electrical system is extremely variable in the case of overhead lines due to its dependence on weather conditions. Nowadays constant meteorological conditions are assumed to define the thermal limit of the lines statically, depending on the location and time of year, the limit is known as the Static Line Rating (SLR). But it is important to consider that most of the time the real thermal limit is higher since the static limit is calculated with unfavorable conditions. Therefore, it is interesting to use the dynamic capacity, known as the Dynamic Line Rating (DLR), in real time. DLR is a technology designed to modify the capacity of an airline based on meteorological observation and thus make better use of the capacity of the lines.

To begin with, an analysis of the state of the art is carried out. In this analysis, the transmission capacity of power lines has been studied, focusing on the influence of climatic parameters and comparing static ampacity with dynamic ampacity. In addition, the operation of the electrical system has been analyzed, taking into account the different markets and the mechanisms to achieve a balance between production and demand. As mentioned, the objective of the project is to analyze the economic benefits of using the DLR, so different studies with the same purpose are also reviewed. Finally, different studies, where the benefits obtained when applying dynamic ampacity are explained, are also considered.

To analyze the benefits obtained by using DLR in this project, different simulations have been carried out, using DIgSILENT's PowerFactory and Python programming language. Among the simulations, different uses of DLR have been analyzed, both in forecasts and in real time, or different levels of risk of exceeding the real capacity of the lines. Taking into account the results obtained in the simulations, modifications have been made in real time to also calculate their costs. These modifications are really important, because due to the modifications exceeding the real capacity of the lines can be avoided, or even the opportunity to modify the defined production to inject more renewable energy is studied, obtaining economic and environmental benefits.

## **PALABRAS CLAVES**

Ampacidad – Capacidad de línea dinámica (Dynamic Line Rating) – Capacidad de línea estática (Static Line Rating) – Líneas aéreas – Líneas de transporte – Mercado eléctrico – Operación del sistema eléctrico – PowerFactory – DIgSILENT – Python

## **ÍNDICE**

Lista de tablas .....	vi
Lista de gráficas.....	vi
Lista de figuras.....	vii
Lista de acrónimos .....	viii
1. Introducción.....	1
2. Objetivos y alcance .....	3
3. Análisis del estado del arte .....	5
3.1. El sistema eléctrico.....	5
3.2. Capacidad de transporte de la línea eléctrica – ampacidad.....	7
3.2.1. Impacto de los parámetros climáticos en la ampacidad .....	8
3.2.1.1. Velocidad del viento .....	9
3.2.1.2. Dirección del viento (y su ángulo con las líneas).....	10
3.2.1.3. Temperatura ambiente .....	10
3.2.1.4. Radiación solar .....	11
3.2.2. Ampacidad estática (SLR) .....	11
3.2.3. Ampacidad dinámica (DLR) .....	12
3.2.3.1. Ampacidad dinámica a tiempo real .....	13
3.2.3.2. Predicción de ampacidad dinámica .....	18
3.3. Operación del sistema eléctrico .....	20
3.3.1. Equilibrio constante entre generación y demanda.....	20
3.3.2. Mercado de electricidad .....	21
3.3.2.1. Mercado a plazo o mercados futuros.....	21
3.3.2.2. Mercado diario.....	22
3.3.2.3. Mercado intradiario.....	24
3.3.2.4. Mecanismos de ajuste de demanda y producción.....	24
3.4. Estudios y aplicaciones de las predicciones para la operación .....	27
3.5. Beneficios al aplicar DLR .....	31
3.5.1. Mayor integración de energía eólica.....	31
3.5.2. Reducción del coste para nuevas instalaciones del sistema eléctrico .....	32
3.5.3. Reducción del coste de despacho de producción de electricidad .....	33
3.5.4. Mayor fiabilidad de la red .....	34
4. Estudio de la aplicación de DLR en un sistema de 39 nudos.....	35
4.1. Antecedentes.....	35
4.1.1. Línea piloto de Elgoibar.....	36
4.1.2. Procesamiento y análisis de datos .....	38
4.1.3. Predicción de ampacidad.....	38
4.2. Sistema IEEE 39 barras.....	40
4.3. Descripción de procedimientos .....	40
4.4. Datos para simulaciones.....	41
4.4.1. DLR.....	42
4.4.2. Carga .....	42

4.4.3. Generadores.....	44
4.4.4. Potencial eólico.....	46
4.5. Programación (Python) .....	47
4.6. Simulación (DIgSILENT PowerFactory).....	51
4.7. Selección de la línea para aplicar DLR .....	57
4.8. Análisis de situaciones remarcables .....	59
4.8.1. Restricciones técnicas para la generación eólica .....	59
4.8.2. Operación en tiempo real .....	61
4.8.2.1. Mayor generación eólica.....	61
4.8.2.2. Mayores restricciones técnicas .....	64
4.9. Análisis de resultados completos .....	66
4.9.1. Resultados obtenidos mediante PowerFactory .....	66
4.9.2. Resultados obtenidos con modificaciones en la operación a tiempo real .....	68
4.9.2.1. Solo modificaciones necesarias (problema).....	69
4.9.2.2. Modificaciones necesarias y para más integración eólica (oportunidad) .....	73
4.10. Comparación de resultados.....	75
4.10.1. Comparación económica.....	75
4.10.2. Comparación de las restricciones eólicas.....	76
5. Conclusiones.....	78
6. Propuestas de mejora.....	80
7. Referencias.....	81
8. Anexos .....	83
Anexo I: Normativa aplicable.....	84
Anexo II: Código de Python.....	90
Anexo III: Ampacidad medida, predicha y estáticas con 10% y 2,5% de riesgo .....	94
Anexo IV: Datos para simulaciones .....	95
Anexo V: Resultados obtenidos mediante PowerFactory .....	96
Anexo VI: Resultados obtenidos con modificaciones necesarias en la operación a tiempo real .....	97
Anexo VII: Resultados obtenidos con todo tipo de modificaciones en la operación a tiempo real ..	98
Anexo VIII: Cálculo de las restricciones eólicas.....	99

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Impacto de la temperatura ambiente y la velocidad PE en SLR. [11].....	13
Tabla 2. La energía adicional producida y el número de horas reducidas evitadas debido al sistema dinámico. [15].....	17
Tabla 3. Costos y parámetros de operación para diferentes casos. [23] .....	27
Tabla 4. Características principales de los conductores de la línea piloto. [1] .....	36
Tabla 5. Ampacidad medida y ampacidad predicha y estáticas para 10% de riesgo. ....	39
Tabla 6. Ampacidad medida y ampacidad predicha y estáticas para 2,5% de riesgo. ....	39
Tabla 7. Ampacidades de referencia y adecuadas al sistema IEEE de 39 barras .....	42
Tabla 8. Demanda máxima de cada carga.....	42
Tabla 9. Tipo de central y precio.....	44
Tabla 10. Curvas de precios de referencia y de distintos generadores.....	45
Tabla 11. Potencial eólico del primer día.....	47
Tabla 12. Resultados durante una hora con el método de optimización de AC.....	54
Tabla 13. Resultados durante una hora con el método de optimización de DC. ....	54
Tabla 14. Coste de despacho del sistema para 24h. ....	58
Tabla 15. Producción eólica en el sistema durante 24h. ....	58
Tabla 16. Generación durante la hora con mayor potencial eólico. ....	59
Tabla 17. Costes de generación durante la hora con mayor potencial eólico. ....	60
Tabla 18. Ampacidades y cargas de la línea analizada con DLR.....	61
Tabla 19. Cálculo de reservas necesarias y coste de asignación (2,5% riesgo).....	62
Tabla 20. Cálculo de coste por activación de reserva (2,5% riesgo).....	63
Tabla 21. Cálculo de reservas necesarias y coste de asignación (10% riesgo).....	63
Tabla 22. Cálculo de coste por activación de reserva (10% riesgo).....	63
Tabla 23. Cálculo del coste de despacho real con datos predichos considerando modificaciones en tiempo real y coste de despacho con datos estáticos. ....	64
Tabla 24. Ampacidades medidas, predichas y estáticas (06/02/2012 03:00). ....	64
Tabla 25. Cálculo de reservas necesarias y coste de asignación (10% riesgo).....	64
Tabla 26. Cálculo de coste por activación de reserva (10% riesgo).....	65
Tabla 27. Cálculo del coste de despacho real con datos predichos considerando modificaciones en tiempo real y coste de despacho con datos estáticos. ....	65
Tabla 28. Producción y coste con datos medidos.....	66
Tabla 29. Producción y coste con datos predichos y estáticos con 2,5% de riesgo.....	66
Tabla 30. Producción y coste con datos predichos y estáticos con 10% de riesgo.....	67
Tabla 31. Coste de despacho y media de ampacidad medida, predicha y estática (2,5% y 10% de riesgo).....	67
Tabla 32. Resultados de cargas de las líneas.....	68
Tabla 33. Análisis de la necesidad de modificaciones en tiempo real.....	69
Tabla 34. Cálculos para el G03 (05:00 del tercer día).....	70
Tabla 35. Situación en la que no se necesitan modificaciones (00:00 del primer día).....	71
Tabla 36. Situación en la que no se realizan modificaciones (03:00 del primer día).....	71
Tabla 37. Coste de despacho para las distintas situaciones.....	72
Tabla 38. Cálculos para las 7:00 del cuarto día.....	73
Tabla 39. Coste de despacho para las distintas situaciones.....	75
Tabla 40. Coste de despacho [\$]. ....	76
Tabla 41. Producción eólica en los diferentes casos [MW]. ....	77
Tabla 42. Restricción eólica en los diferentes casos [%]. ....	77

## LISTA DE GRÁFICAS

Gráfico 1. Curva diaria de demanda total del sistema.....	43
---	----

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema del sistema eléctrico peninsular. [2].....	5
Figura 2. Mapa de líneas de alta y muy alta tensión en Europa. [4].....	6
Figura 3. Capacidad instalada eólica y solar a nivel mundial. [6, 7].....	7
Figura 4. Esquema de la flecha (f) y la distancia de seguridad (d) de una línea aérea. [8].....	7
Figura 5. Relación entre la velocidad del viento y la ampacidad, siguiendo los estándares CIGRE/IEEE, para un conductor AMS570 con temperatura máxima de 75°C. [8].....	10
Figura 6. Relación entre el ángulo del viento y la ampacidad, siguiendo los estándares CIGRE/IEEE, para un conductor AMS570 con temperatura máxima de 75°C. [8].....	10
Figura 7. Relación entre la temperatura ambiente y ampacidad, siguiendo los estándares CIGRE/IEEE, para un conductor AMS570 con temperatura máxima de 75°C. [8].....	11
Figura 8. Relación entre la radiación incidente y ampacidad, siguiendo los estándares CIGRE/IEEE, para un conductor AMS570 con temperatura máxima de 75°C. [8].....	11
Figura 9. Cálculo de la ampacidad a partir de parámetros meteorológicos. [1].....	14
Figura 10. Cálculo de la ampacidad a partir de la temperatura del conductor. [1].....	15
Figura 11. Cálculo de la ampacidad a partir de la flecha o la tensión mecánica. [1].....	15
Figura 12. Captura de la aplicación para operación. [15].....	16
Figura 13. Secuencia de mercados. [20].....	21
Figura 14. Esquema del funcionamiento del mercado diario de OMIE. [20].....	22
Figura 15. Curva de oferta de electricidad del mercado. [20].....	23
Figura 16. La curva de demanda de electricidad del mercado. [20].....	23
Figura 17. Ejemplo de determinación del precio en el mercado diario. [20].....	24
Figura 18. Sistema IEEE de 24 nudos modificado. [23].....	28
Figura 19. Coste de operación bajo diferentes cuantiles del valor de capacidad de línea real. [23].....	29
Figura 20. Red de alta tensión de Elia. [26].....	30
Figura 21. Evolución de los pronósticos DLR para el próximo día en comparación con la medición en tiempo real y la SLR estacional. [26].....	31
Figura 22. Beneficios para un parque eólico, dependiendo del número de turbinas eólicas instaladas, y la estrategia para aumentar la capacidad de las líneas de salida: sin modificación en la línea (SLR1), línea de refuerzo (SLR2) y uso de DLR, considerando solo la influencia de la temperatura ambiente (DLR1), el viento (DLR2) o los dos parámetros (DLR3).....	33
Figura 23. Instalación piloto: 1) célula de carga, 2) sensor de corriente y temperatura superficial del conductor, 3) anemómetros, 4) sensores de temperatura ambiente y de radiación solar. [1].....	37
Figura 24. Rosa de vientos de la instalación piloto. [1].....	37
Figura 25. Predicción de la velocidad del viento del modelo HIRLAM 0.05°. [1].....	38
Figura 26. Predicciones probabilísticas a 4 horas vista con intervalos empíricos para diferentes segmentos de la predicción puntual de regresión lineal. [1].....	39
Figura 27. Sistema IEEE de 39 barras. [36].....	40
Figura 28. Curva de demanda REE (03/02/2020). [37].....	44
Figura 29. Precio marginal y energía negociada en el Mercado Ibérico (03/02/2020). [38].....	45
Figura 30. Diagrama unifilar del sistema de 39 barras de Nueva Inglaterra.....	52
Figura 31. Resultados de la simulación con el método de optimización de AC y datos medidos.....	55
Figura 32. Resultados de la simulación con el método de optimización de DC y datos medidos.....	55
Figura 33. Opciones para ejecutar OPF.....	56
Figura 34. Selección de la carpeta de Scripts.....	56
Figura 35. Selección del script de Python.....	57
Figura 36. Definición del nombre del Script de Python.....	57
Figura 37. Selección de la ubicación del Script de Python.....	57

## LISTA DE ACRÓNIMOS

ACRÓNIMO	SIGNIFICADO
<b>ACSR</b>	Aluminium Conductor Steel-Reinforced (Conductores de aluminio con acero reforzado)
<b>AEMET</b>	Agencia Estatal de METeorología
<b>AT</b>	Alta Tensión
<b>BT</b>	Baja Tensión
<b>CIGRE</b>	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas
<b>DLR</b>	Dynamic Line Rating (Capacidad de línea dinámica)
<b>DLR-AA</b>	Dynamic Line Rating Ambient-Adjusted (Capacidad de línea dinámica ajustada al ambiente)
<b>DLR-RTM</b>	Dynamic Line Rating Real-Time Monitoring (Capacidad de línea dinámica con monitorización en tiempo real)
<b>DPL</b>	Digsilent Programming Language (Lenguaje de programación DIgSILENT)
<b>EENS</b>	Energía Esperada No Suministrada
<b>ENTSO-E</b>	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad)
<b>HIRLAM</b>	High Resolution Limited Area Model (Modelo de área limitada de alta resolución)
<b>IEEE</b>	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos)
<b>MACT</b>	Maximum-Allowable Conductor Temperature (Temperatura máxima de diseño del conductor)
<b>MAT</b>	Muy Alta Tensión
<b>MT</b>	Media Tensión
<b>NWP</b>	Numerical Weather Prediction (Modelos numéricos de predicción)
<b>OMIE</b>	Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español
<b>OMIP</b>	Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Portugués
<b>OPF</b>	Optimal Power Flow (Flujo de potencia óptimo)
<b>OTC</b>	Over The Counter
<b>PE</b>	Perpendicular Efectivo
<b>REE</b>	Red Eléctrica de España
<b>SLR</b>	Static Line Rating (Capacidad de línea estática)
<b>SMT</b>	Temperature Monitoring System (Sistema de monitorización de temperatura)
<b>UE</b>	Unión Europea

## **1. INTRODUCCIÓN**

De un tiempo a esta parte, la demanda de energía eléctrica ha ido en aumento, y se puede afirmar que esta seguirá creciendo en los próximos años. Para cubrir todo el consumo se ha llevado a cabo una mayor integración de energías renovables, especialmente energía eólica y fotovoltaica. De esta forma se pretende reducir el impacto medioambiental que produce el sistema eléctrico, que a pesar de no ser el sector más contaminante es imprescindible el uso de las energías renovables para reducir la utilización de otro tipo de centrales, como pueden ser las térmicas, que sí son muy contaminantes. Pero el uso de este tipo de energías renovables no está exento de problemas, tales como falta de constancia, debido a que estas energías dependen de las fuentes como el viento o el sol. Aunque el potencial de estas se pueda predecir, no siempre se cumple lo previsto, lo que provoca que la programación de producción sea más complicada.

Además, el aumento de capacidad instalada puede generar problemas debido a que la estructura de la red está limitada por diferentes restricciones. Algunas de las restricciones pueden ser: la limitación de los valores de tensión en los distintos nudos de la red, el equilibrio entre la producción y la demanda, el cumplimiento de las normas de seguridad que tienen en cuenta las posibles faltas de la red, la limitación de la corriente por debajo de los valores umbral para evitar un calentamiento excesivo o caídas o colapsos de tensión.

Este proyecto se centra concretamente en la última restricción mencionada, debido a que el crecimiento de la demanda conlleva a una mayor producción, lo que también requiere un aumento de capacidad en las líneas de transporte para no exceder la corriente máxima admisible. Esto se debe a que cuanto más alta es la corriente a través de las líneas, aumenta la temperatura de los conductores, causando un deterioro mayor. Además, cuando aumenta la temperatura en líneas aéreas, aumenta su flecha, disminuyendo la distancia entre los conductores y el suelo u otros objetos.

La corriente máxima admisible de un conductor, para evitar los riesgos mencionados, es conocida como ampacidad. En el caso de las líneas aéreas, hay que tener en cuenta que además de la corriente, el factor meteorológico también influye en su temperatura. Por ello, hasta ahora se han supuesto ciertas condiciones meteorológicas estandarizadas, dependiendo del lugar y la época del año, para definir el límite térmico de las líneas. Este límite es conocido como el límite estático (del inglés, Static Line Rating, SLR) y se trata de la corriente máxima que puede soportar una línea con unas condiciones meteorológicas constantes.

Como se ha explicado, en muchas ocasiones es necesaria una mayor capacidad que la que ofrecen las líneas de hoy en día con un límite estático. En consecuencia, para aumentar la capacidad de transporte, entre otras opciones, se construyen nuevas líneas, se aumenta la altura de las estructuras de soporte, se retensan los conductores o se sustituyen los antiguos por unos más avanzados que soportan mayores temperaturas. Pero estas modificaciones o nuevas instalaciones no son siempre factibles, debido a que requieren grandes inversiones económicas y, además, provocan impactos medioambientales y visuales, como en el caso de instalación de nuevas líneas.

Por lo tanto, se buscan otras soluciones más económicas y con impactos menos perjudiciales. Hay que tener en cuenta que las condiciones meteorológicas consideradas a la hora de calcular el límite estático son constantes, lo cual no se cumple en la práctica y muchas veces el límite térmico real es mayor ya que el estático es calculado con unas condiciones desfavorables. Por lo cual, una de las soluciones más relevantes es el empleo de la ampacidad dinámica (del inglés, Dynamic Line Rating, DLR), es decir, la ampacidad variable que se obtiene teniendo en cuenta las condiciones meteorológicas en cada momento. La ampacidad dinámica se puede aplicar durante la operación del sistema eléctrico en tiempo real o, también, se pueden realizar pronósticos para aplicarlos durante la programación de la producción que se lleva a cabo el día anterior al despacho de energía. De manera que es interesante observar los beneficios que supondría el empleo de la ampacidad dinámica en la operación del sistema eléctrico.

## **2. OBJETIVOS Y ALCANCE**

Como se ha explicado en la introducción, existe la posibilidad de aumentar la capacidad de las líneas utilizando la ampacidad dinámica evitando así la inversión que se requiere para la instalación de nuevas líneas, el aumento de la altura de las estructuras de soporte o la instalación de conductores más avanzados con mayor capacidad. La capacidad dinámica se puede utilizar tanto para la operación a tiempo real como para la programación de la producción el día anterior al despacho mediante pronósticos. Por lo que el objetivo de este proyecto es analizar los beneficios económicos que se obtienen al emplear la ampacidad dinámica en la operación del sistema eléctrico.

Para empezar, en el capítulo 3 se realiza un análisis del estado del arte, donde se explica brevemente el sistema eléctrico. También se explica la capacidad de transporte de las líneas eléctricas, es decir, la ampacidad, centrándose en la influencia que tienen los parámetros climáticos y comparando la ampacidad estática con la ampacidad dinámica. Además, se analiza el funcionamiento de la operación del sistema eléctrico, teniendo en cuenta los distintos mercados y los mecanismos para conseguir siempre el equilibrio entre la producción y la demanda. Como se ha mencionado, el objetivo del proyecto es analizar los beneficios económicos del empleo del DLR, por lo que también se revisan distintos estudios con la misma finalidad. Por último, también se presenta un resumen sobre los beneficios que se obtienen al aplicar la ampacidad dinámica explicados en las distintas fuentes bibliográficas.

En el capítulo 4 se analiza la tesis doctoral de Rafael Alberdi Muiño sobre la predicción de ampacidad en líneas eléctricas aéreas a partir de medidas directas y predicciones meteorológicas [1] ya que serán los datos obtenidos en la tesis los que se utilizarán como base para llevar a cabo las simulaciones durante el proyecto. Por lo tanto, en el apartado se analiza la línea en la que se ha realizado el estudio en [1] es decir, la línea piloto de Elgoibar, además de una breve explicación sobre el procesamiento y análisis de datos y la predicción de ampacidad realizada en la tesis.

Después de analizar los datos obtenidos mediante la tesis, en el mismo capítulo (capítulo 4), también se explica cómo se han llevado a cabo las simulaciones necesarias para analizar los beneficios económicos al emplear el DLR. Es decir, en este apartado se explica qué tipo de sistema se ha utilizado para el análisis, los distintos datos que se han empleado y los programas que se han utilizado para realizar las simulaciones: tanto la aplicación de software PowerFactory de DlgSILENT utilizada para las simulaciones, como el lenguaje de programación Python para automatizar las simulaciones.

Mediante las simulaciones realizadas, también en el capítulo 4, se analizan algunas situaciones concretas en las que se requieren modificaciones en tiempo real, para no exceder la capacidad real de las líneas o para aumentar la producción renovable disminuyendo las limitaciones definidas por las restricciones técnicas de las líneas. Después, se realiza un análisis de los resultados obtenidos mediante el programa de simulación y los resultados calculados una vez se han llevado a cabo las modificaciones necesarias. Por último, se comparan los resultados obtenidos en los distintos casos simulados.

Finalmente, en el capítulo 5 se explican las conclusiones que se han obtenido como resultado del estudio realizado en el proyecto y en el capítulo 6 se presentan las propuestas de mejora para el proyecto, dado que es un tema bastante complejo y se han llevado a cabo bastantes simplificaciones a la hora de realizar las simulaciones o los distintos cálculos que se han realizado. Además, en el capítulo 7 se pueden observar las referencias bibliográficas, y a continuación, se adjuntan algunos anexos importantes a la hora de entender de forma adecuada el proyecto (capítulo 8).

### 3. ANÁLISIS DEL ESTADO DEL ARTE

Antes de empezar con las simulaciones, se ha llevado a cabo una revisión bibliográfica para definir algunos conceptos y analizar la situación de la capacidad de transporte hoy en día, mediante algunos estudios recientes.

#### 3.1. EL SISTEMA ELÉCTRICO

Un sistema eléctrico es el conjunto de elementos que operan en un determinado territorio para satisfacer la demanda de energía eléctrica, es decir, es el sistema que suministra electricidad desde los productores a los consumidores. Por ejemplo, en la Figura 1 se puede observar un esquema de la Red Eléctrica de España (REE) que define un sistema eléctrico peninsular. La red consiste en instalaciones de generación que producen energía eléctrica, subestaciones eléctricas para aumentar o disminuir la tensión, líneas de transporte que transportan energía desde fuentes lejanas hasta los centros de demanda y líneas de distribución que conectan a clientes individuales. Esto se debe a que las centrales eléctricas conectadas a las redes a menudo se encuentran cerca de los recursos energéticos, tanto cerca de fuente de combustible fósil como cerca de una fuente de recursos de energía renovable, por lo que suelen colocarse lejos de áreas muy pobladas. Por ello, se utilizan las redes de transporte y distribución con diferentes tensiones para poder llevar a cabo el suministro de energía.

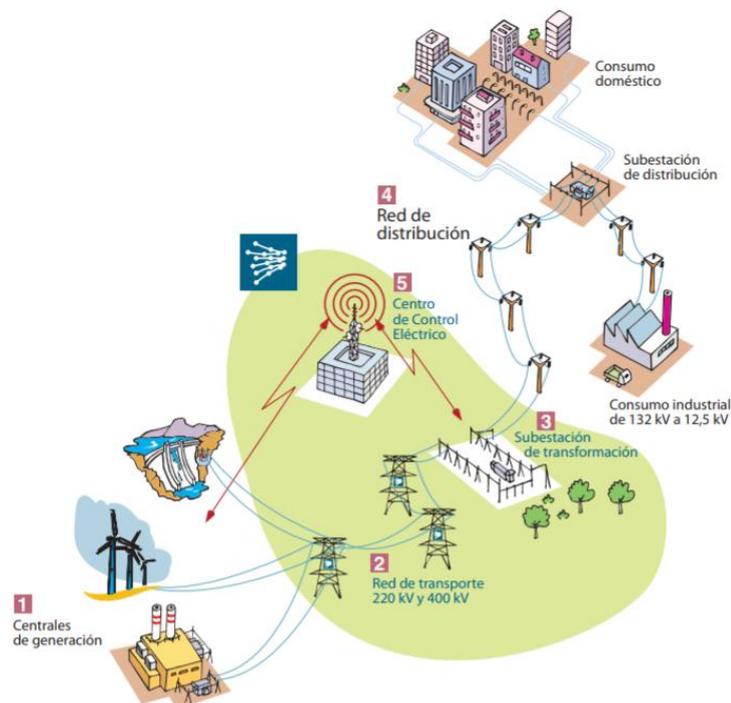


Figura 1. Esquema del sistema eléctrico peninsular. [2]

No existe una estructura única en el mundo para la red del sistema eléctrico, pero, en general, la red está estructurada en cuatro niveles de tensión. Por un lado, la red de transporte de alta tensión (AT) y muy alta tensión (MAT) (200 kV – 400 kV – mayor), que mueve la energía desde las ubicaciones donde se lleva a cabo la generación hasta las áreas de distribución. Por otro lado, la red de distribución de AT (45 kV – 66 kV – 132 kV), para mover la energía desde las líneas de transporte a las zonas de distribución. Estas redes son principalmente aéreas, a pesar de que también pueden ser subterráneas en grandes áreas urbanas. También existen la red de distribución de media tensión (MT) (1 – 36 kV), para llevar energía de la distribución de AT a clientes de MT y subestaciones, y la red de distribución de baja tensión (BT) de 400V. Estas redes suelen ser aéreas en zonas rurales y/o subterráneas en zonas urbanas.

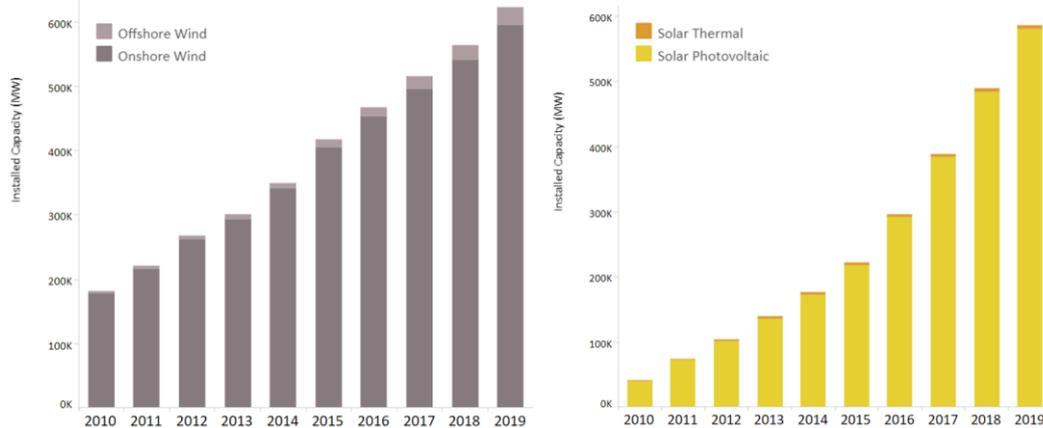
Para considerar el tamaño de la red eléctrica, la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) estimó que había 312.693 km de líneas de transporte para la red europea en 2014, que permitieron transportar 3.174 TWh durante el año [3] . Además, también es mencionable que los mercados de electricidad de los diferentes países están interconectados entre sí, como se puede observar en la Figura 2. También señalar que el mapa es una ilustración completa de la red del sistema de transporte, por lo que los elementos de la red no están ubicados en su ubicación geográfica real.



**Figura 2. Mapa de líneas de alta y muy alta tensión en Europa. [4]**

La estructura de la red está limitada por diferentes restricciones, como pueden ser la limitación de los valores de tensión en los distintos nudos de la red, el equilibrio entre la producción y la demanda, el cumplimiento de las normas de seguridad que tienen en cuenta las posibles faltas de la red, la limitación de la corriente por debajo de los valores umbral para evitar un calentamiento excesivo o caídas o colapsos de tensión.

Es importante considerar la creciente introducción de energías renovables, en particular de la energía eólica y solar. La capacidad instalada de ambas ha ido aumentando en los últimos años como se puede observar en los gráficos de la Figura 3. Además, estas cantidades continuarán creciendo, en un contexto de transición energética en el que la Unión Europea (UE) se fija el objetivo de abastecer el 32% de su consumo final de energía de fuentes renovables en 2030 [5] . Sin embargo, la instalación de estas energías puede generar muchos problemas en relación a las restricciones mencionadas.

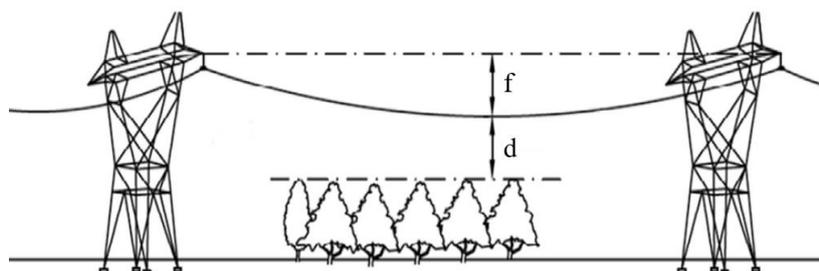


**Figura 3. Capacidad instalada eólica y solar a nivel mundial. [6] , [7]**

Para tratar los problemas causados por las restricciones de la red, las medidas implementadas tradicionalmente son los refuerzos y extensiones de las redes eléctricas, como pueden ser el reemplazo o la construcción de líneas eléctricas. Sin embargo, tales medidas pueden ser extremadamente costosas y difíciles de implementar políticamente. Por ello, los operadores de la red eléctrica están buscando soluciones alternativas como puede ser maximizar la capacidad de las líneas. Por ello, en las siguientes secciones se analizan las líneas aéreas, teniendo en cuenta los distintos parámetros que tienen impacto sobre ellas para ver cómo se puede maximizar la capacidad.

### **3.2. CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE LA LÍNEA ELÉCTRICA – AMPACIDAD**

Como se ha explicado, el transporte suele llevarse a cabo mediante líneas aéreas. El límite para la capacidad de transporte de corriente de la línea de transporte es una combinación de la influencia del calentamiento y enfriamiento de la línea. La temperatura de la línea es una característica muy limitante debido a que además de poder crear degradaciones en el material de los conductores, la temperatura del conductor en la línea puede modificar la flecha, dependiendo de la tensión mecánica y la longitud del tramo. Esto se debe a que un aumento de la temperatura hace que el conductor se alargue, lo que a su vez aumenta la flacidez. De esta forma, se aumenta flecha de la línea y se reduce la distancia entre el conductor y otros objetos o el suelo. En la Figura 4 se puede observar un esquema de la flecha de una línea aérea y la distancia de seguridad.



**Figura 4. Esquema de la flecha (f) y la distancia de seguridad (d) de una línea aérea. [8]**

Existen diferentes parámetros que influyen en el calentamiento y enfriamiento de las líneas eléctricas. Por ejemplo, las propiedades del material conductor, el diámetro del conductor, el estado de la superficie del conductor (emisividad, absorptividad...), la corriente eléctrica en el conductor y las condiciones atmosféricas (velocidad y dirección del viento, temperatura ambiente, radiación solar...).

Por un lado, las propiedades y el diámetro de los conductores se supone que son constantes a lo largo de la vida del conductor, en cambio, el estado de la superficie de los conductores varía con el tiempo. Por otro lado, la corriente y las condiciones atmosféricas son variables, por lo que, para calcular la temperatura del conductor es necesario conocer estas variables y cómo cambian, por ello, en el siguiente apartado se analiza los impactos que provocan los parámetros climáticos. De esta forma, analizando las condiciones atmosféricas y conociendo la temperatura máxima admisible para el conductor, se puede obtener la corriente máxima para cada caso.

Existen diferentes métodos para calcular la temperatura del conductor, por ejemplo, el método del Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE) y del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) han publicado modelos matemáticos o métodos de cálculo para la temperatura del conductor [9] , [10] . A pesar de algunas diferencias en su formulación detallada, el enfoque seguido es similar. Estos modelos se han actualizado regularmente desde que se propusieron por primera vez y los técnicos los utilizan con frecuencia como estándares de cálculo para evaluar el comportamiento térmico de las líneas aéreas. En el modelo de IEEE [10] , se define que en caso de que la corriente y las condiciones atmosféricas se mantengan constantes, es decir, en un régimen estacionario, se supone el conductor en equilibrio térmico y se define la siguiente ecuación para definir su estado térmico (1):

*ganancia de calor = pérdida de calor*

$$P_J + P_M + P_S + P_i = P_C + P_R + P_W \quad (1)$$

Donde,  $P_J$  es el calentamiento del conductor por efecto Joule,  $P_M$  es el calentamiento magnético,  $P_S$  es el calentamiento debido a la radiación solar,  $P_i$  es el calentamiento por efecto corona,  $P_C$  es el enfriamiento por convección,  $P_R$  es el enfriamiento por radiación y  $P_W$  es el enfriamiento por evaporación.

Las consecuencias de exceder la temperatura máxima del conductor se analizan en [11] y se explica que dependen de la razón por la que se define el límite de temperatura:

- Si la temperatura del conductor se limita para poder mantener las distancias de seguridad hasta otros objetos o el suelo a lo largo de la línea, permitir que la temperatura de la línea exceda la temperatura máxima más de 10°C, aunque sea por un período muy breve, por ejemplo, minutos, puede causar lesiones a la gente cercana o descargas eléctricas a líneas de distribución o edificios directamente debajo de las líneas aéreas.
- Si la temperatura del conductor se limita para evitar la degradación de los conductores, permitir que la temperatura del conductor local en cualquier tramo supere la temperatura máxima más de 20°C puede acelerar los efectos de degradación a largo plazo que, con el tiempo, causan faltas prematuras en la línea.

### **3.2.1. Impacto de los parámetros climáticos en la capacidad**

Como se analiza en [8] , la influencia de los parámetros ambientales en la capacidad del conductor es variable debido a que los intercambios de calor no son lineales y son factores que tienen un gran impacto en la temperatura de la línea. Los parámetros más importantes a analizar son, como se ha mencionado anteriormente, la velocidad y el ángulo del viento, la temperatura del aire y la radiación incidente.

Existen otros factores ambientales que tienen efecto sobre las líneas, como las precipitaciones que tienen un impacto significativo en el enfriamiento del conductor. Sin

embargo, hay que considerar que el modelado de estos factores requiere diferentes parámetros, como el estado físico del agua, la humedad relativa, la tasa de precipitación, la velocidad del viento o la presión del aire, por lo que a menudo se descuida en los estándares de diseño de línea. También tiene una gran influencia la formación de hielo en la línea, que a pesar de no aumentar la temperatura de las líneas tiene un gran impacto en la capacidad de la línea, debido a que influye mucho en la flecha de las líneas por la carga del hielo, pero en este caso no será analizado.

Todas las variables evolucionan rápida y dinámicamente, por lo que la influencia de todas estas variables debe ser controlada y pronosticada. Por ello, también hay que considerar la sensibilidad del equipo de medición, porque puede afectar a las medidas calculadas. Por ejemplo, la temperatura del aire puede medirse con precisión, pero la velocidad del viento o el ángulo de incidencia a lo largo de toda la línea no puede medirse porque pueden cambiar considerablemente a lo largo de la línea aérea. Por lo que hay que tener en cuenta ese fenómeno al hacer cálculos para estimar la capacidad real para toda la línea.

Los impactos relativos de las variables climáticas se analizan en los siguientes párrafos, teniendo en cuenta lo analizado en [8] . Se analizan los impactos de las variables climáticas involucradas y para los modelos estándar IEEE y CIGRE.

### **3.2.1.1. Velocidad del viento**

En el caso de la velocidad del viento hay que tener en cuenta diferentes factores. Por un lado, la velocidad del viento puede evolucionar significativamente en cuestión de minutos y, por lo tanto, desafía la representación en régimen estacionario de los diferentes modelos estándar. Por otro lado, la velocidad del viento también varía a lo largo de la línea, debido a que los vórtices de viento tienen un tamaño promedio típico de varias decenas de metros. Por lo tanto, una línea con una longitud típica, como puede ser una línea de varios cientos de metros está sujeta a una velocidad variable del viento a lo largo de toda la línea. También hay que considerar que la velocidad del viento varía mucho verticalmente y debido a los efectos locales, como la detección de árboles o edificios. Por lo que, teniendo en cuenta que la elevación del conductor puede cambiar más de 15 m en un solo tramo, las diferencias de elevación desde el suelo pueden tener enormes efectos sobre las características del viento.

A pesar de ser un factor difícil de calcular, es muy importante debido a que la velocidad del viento tiene un impacto predominante en la capacidad de la línea eléctrica, ya que es la principal variable responsable del enfriamiento del conductor. Su influencia se ilustra en la Figura 5 basada en los estándares CIGRE e IEEE, para un conjunto dado de condiciones estándar tanto para el ángulo del viento en relación con el conductor, como para la temperatura y la radiación incidente.

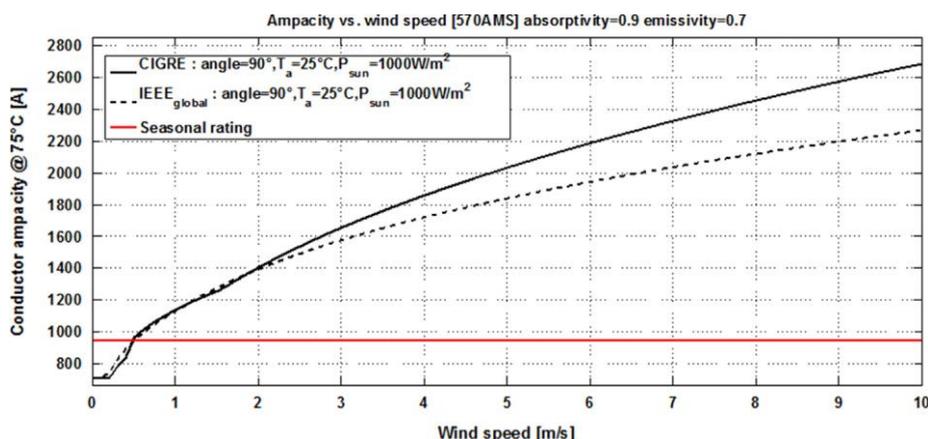


Figura 5. Relación entre la velocidad del viento y la ampacidad, siguiendo los estándares CIGRE/IEEE, para un conductor AMS570 con temperatura máxima de 75°C. [8]

### 3.2.1.2. Dirección del viento (y su ángulo con las líneas)

El ángulo del viento se define como el ángulo entre el vector del viento y el eje del conductor del tramo de interés. Además de la velocidad del viento, el ángulo del viento puede tener un impacto notable en la ampacidad. La Figura 6 muestra la relación entre el ángulo del viento y la ampacidad, según los estándares CIGRE y IEEE, para un conjunto dado de condiciones estándar tanto para la velocidad en relación con el conductor, como para la temperatura y la radiación incidente.

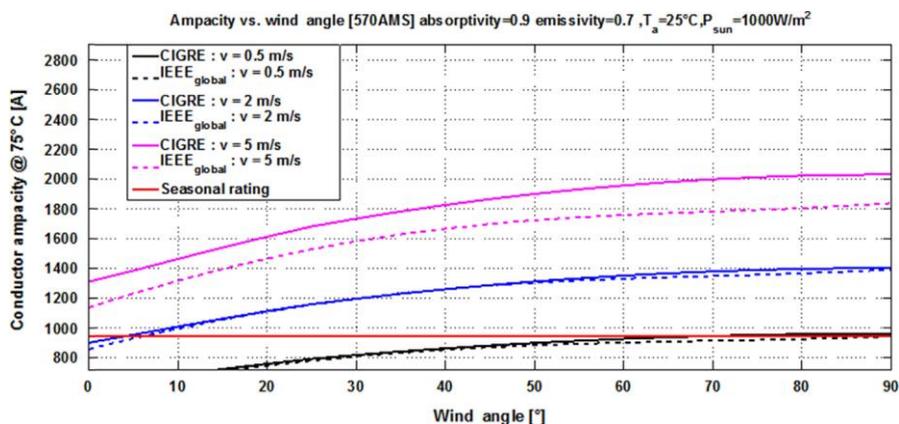


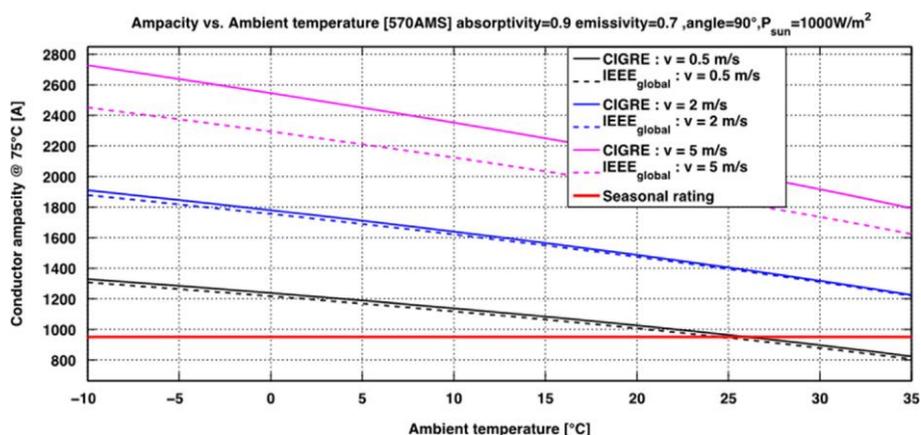
Figura 6. Relación entre el ángulo del viento y la ampacidad, siguiendo los estándares CIGRE/IEEE, para un conductor AMS570 con temperatura máxima de 75°C. [8]

De todas formas, en la práctica la variación en la temperatura del conductor y la ampacidad de la línea causadas por la dirección del viento es menor de lo que se supone según los cálculos teóricos, debido a la turbulencia del viento. Por ello, el impacto que puede tener el ángulo es mayor para vientos de poca velocidad. Por esta razón, se ha introducido el concepto de velocidad del viento "efectiva", es decir, la velocidad del viento perpendicular equivalente que produce el mismo efecto de enfriamiento que el viento real.

### 3.2.1.3. Temperatura ambiente

La temperatura ambiente del aire tiene un impacto significativo en la ampacidad, debido a que influye tanto en el intercambio de calor por convección como por radiación. Este factor tiene un efecto casi lineal sobre el comportamiento de la ampacidad como se muestra en la Figura 7. Para el modelado o pronóstico de la temperatura se utilizan estaciones meteorológicas y enfoques de predicción meteorológica de última generación. Las grandes

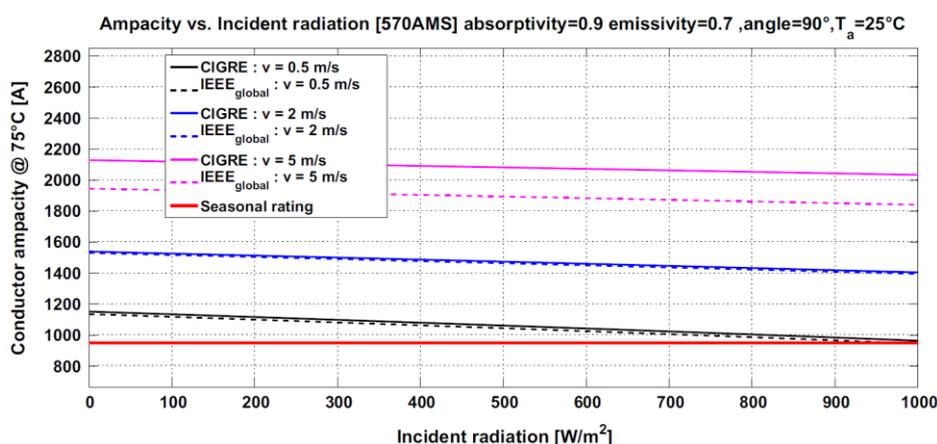
ventajas son que el efecto de la temperatura es casi lineal y que la temperatura varía poco con el tiempo y las escalas espaciales, excepto en casos muy específicos como puede ser en áreas montañosas de un valle a otro.



**Figura 7. Relación entre la temperatura ambiente y ampacidad, siguiendo los estándares CIGRE/IEEE, para un conductor AMS570 con temperatura máxima de 75°C. [8]**

### 3.2.1.4. Radiación solar

El caso de la radiación solar el efecto en general es insignificante ya que otros parámetros, especialmente la velocidad del viento, tienen un impacto mucho mayor en el enfriamiento del conductor. Sin embargo, en condiciones de baja velocidad del viento, puede aumentar notablemente la temperatura del conductor, por lo que la radiación solar puede ser un factor limitante considerable, ya que puede elevar la temperatura del conductor muy por encima de la temperatura del aire. En la Figura 8 se puede observar la influencia que tiene la radiación solar en la ampacidad y se ve que puede considerarse lineal. En este caso, al igual que en la medición de la velocidad del viento, una medición de un solo punto de radiación incidente no es suficiente para calcular el efecto global de la irradiancia solar y el albedo sobre toda la línea.



**Figura 8. Relación entre la radiación incidente y ampacidad, siguiendo los estándares CIGRE/IEEE, para un conductor AMS570 con temperatura máxima de 75°C. [8]**

### 3.2.2. Ampacidad estática (SLR)

Tradicionalmente, el límite de la ampacidad se establece como estático y se puede fijar constante para todo el año o para un período determinado. Este límite se conoce como la capacidad de línea estática, conocida como SLR. SLR se calcula con un modelo térmico de

equilibrio térmico de conductor desnudo, utilizando condiciones climáticas conservadoras, por ejemplo: una velocidad del viento perpendicular baja (aproximadamente 0,61 m/s), una temperatura del aire estacional casi máxima (por ejemplo, 35 °C o más en verano) y con radiación solar máxima (por ejemplo, 1.000 W/m<sup>2</sup>) como se describe en la guía técnica 299 de CIGRE [12] . Es importante considerar que las condiciones climáticas asumidas dependen de la región y la tolerancia al riesgo de las empresas de servicios de energía.

Además, según el clima regional, los valores de la ampacidad estática pueden recalcularse para cada temporada, en lugar de permanecer constantes durante todo el año, típicamente los valores se dividen entre verano e invierno. Las SLR estacionales se emplean ampliamente ya que se aplican a todas las líneas de la zona o región y no se requiere ninguna modificación física de las líneas. De esta forma, se consigue aumentar el límite en invierno, debido a que las temperaturas suelen ser menores. Por ejemplo, los SLR de invierno basados en una temperatura del aire máxima de alrededor de 10 °C son normalmente 15-25% más altos que los SLR de verano basados en una temperatura del aire estacional máxima de aproximadamente 35 °C.

### **3.2.3. Ampacidad dinámica (DLR)**

Como se ha explicado anteriormente, se espera que la capacidad renovable instalada aumente a nivel mundial y en este proyecto es muy importante considerar especialmente la energía eólica. La energía eólica es barata y limpia, pero su generación suele estar limitada por la capacidad de transporte que tienen las líneas conectadas a este tipo de generadores. Si la energía eólica se reduce debido a las congestiones en la red por falta de capacidad de las líneas de transporte, la cantidad de energía que podría producirse mediante generadores eólicos se debe producir en otras plantas de generación, generalmente térmicas, que además de ser más caras, tienen un mayor impacto en el medio ambiente. Por lo tanto, es muy importante reforzar la red eléctrica y aumentar la capacidad de las líneas de transmisión. Por ejemplo, en el plan de desarrollo de 10 años de ENTSO-E, el desarrollo de energía renovable es el principal impulsor del desarrollo de la red. En este plan se explica que los proyectos de importancia paneuropea ayudarán a evitar de 30 a 100 TWh de vertidos de energía renovable a nivel mundial, reduciendo los vertidos a menos del 1% del suministro total. De esta forma también se espera que la liquidez en los mercados de energía mejore, limitando así la variabilidad de los precios [13] .

La capacidad de transporte de la línea se puede aumentar de diferentes maneras. Es importante saber cuánto se necesita aumentar la capacidad y con qué frecuencia se necesitaría una mayor capacidad, es decir, si el aumento de capacidad se necesitará la mayor parte del tiempo o solo algunas veces. Por ejemplo, el pico de capacidad necesaria ocurriría solo a veces. Según las necesidades, existen diferentes alternativas de soluciones óptimas disponibles para ser consideradas.

El gran aumento de la capacidad de transporte puede requerir el reemplazo de todas las estructuras de la línea de transporte y el conductor, pero como ya se ha explicado es una alternativa muy costosa. Por ello, se llevan a cabo otras soluciones como pueden ser el cambio del conductor por un conductor que permita una mayor ampacidad (un conductor estándar con una mayor sección o un conductor especial con una temperatura máxima aceptable mayor), volver a tensar los conductores o aumentar la altura de las torres. Estos métodos para aumentar la SLR son específicos de la línea, generalmente producen un aumento de SLR relativamente grande y permanente (30-100%) [11] . Además, no requieren cambios en los procedimientos tradicionales de planificación y operación, simplemente se cambia el valor de SLR. Sin embargo, los inconvenientes del aumento de la capacidad de la línea por métodos físicos se discuten en la guía técnica de CIGRE 763 [14] . Se explica que se necesita una interrupción prolongada de la línea, una importante

inversión de capital (30-50% del coste de una nueva línea) y retrasos en el tiempo para obtener los permisos que se requieren.

Debido a los inconvenientes mencionados, además de los cambios estructurales, de materiales o de conductores, hay opciones de maximizar la capacidad de la línea de transporte basadas en la operación. En lugar de utilizar SLR, ya sean absolutas o estacionales, se pueden utilizar capacidades de línea dinámicas, conocidas como DLR. Considerar la capacidad de línea dinámica a la hora de hacer la planificación para la operación de la red eléctrica es la forma de aprovechar de manera más eficiente la capacidad de línea.

La capacidad de línea dinámica se modifica de acuerdo a las características climáticas que afectan a la ampacidad y considerando otros posibles criterios que influyen, por ejemplo, el criterio de contingencia N-1. Por un lado, existe la DLR a tiempo real, en este caso los datos meteorológicos deben ser medidos a lo largo de la línea en tiempo real para poder calcular la capacidad para evitar exceder la temperatura máxima admisible de la línea durante períodos de alta carga de corriente (por ejemplo, emergencias del sistema). Es decir, DLR a tiempo real es el valor real de la ampacidad de la línea de transporte, por lo que no puede calcularse, sino medirse en tiempo real o con posterioridad. Por lo que, con este método no hay riesgo de exceder la temperatura máxima en la línea.

Por otro lado, también se puede llevar a cabo un pronóstico de DLR, existen diferentes métodos para llevar a cabo el pronóstico, como se analizarán más adelante. Para que los operadores puedan llevar a cabo la operación del sistema de transporte de manera confiable, es necesario pronosticarlas para las próximas de 1 a 48 horas, debido a que los operadores de red aplican al sistema los valores de DLR pronosticado antes del evento. Cabe mencionar que el uso de DLR pronosticado también implica la necesidad de un sistema de medición en tiempo real para determinar los límites reales en cada momento y así verificar los valores de pronóstico DLR.

### **3.2.3.1. Ampacidad dinámica a tiempo real**

En [11] se analiza que la ampacidad de línea dinámica se puede dividir en varias categorías, por un lado, DLR ajustado al ambiente (DLR-AA, del inglés, Ambient-Adjusted), y, por otro lado, DLR con monitorización en tiempo real (DLR-RTM, del inglés, Real-Time Monitoring). En el primer caso, solo se consideran las variaciones en tiempo real de la temperatura del aire. En cambio, en el segundo caso, además de considerar la temperatura ambiente, también se tienen en cuenta otros parámetros climáticos como puede ser la velocidad de viento efectiva, es decir, la velocidad equivalente perpendicular al conductor (PE=Perpendicular Efectivo). Los métodos DLR-AA son ampliamente utilizados, debido a que se pueden implementar rápidamente, pero solo producen aumentos moderados en la ampacidad, por ello se analizan los métodos DLR-RTM. En la Tabla 1 se puede observar el impacto de los dos métodos sobre una línea.

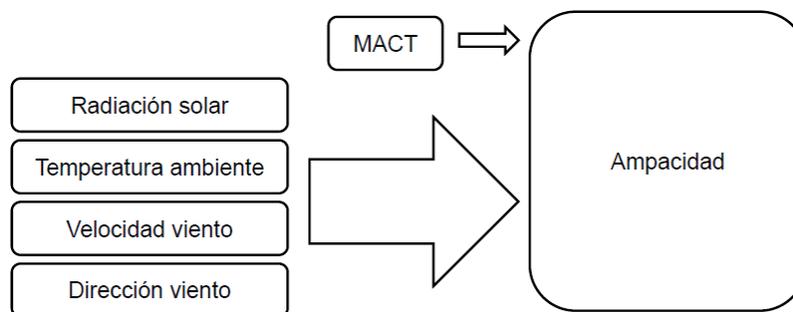
**Tabla 1. Impacto de la temperatura ambiente y la velocidad PE en SLR. [11]**

Temperatura ambiente (°C)	Viento PE (m/s)	% de SLR
35	0,61	<b>100%</b>
30	0,61	<b>104%</b>
30	1,22	<b>121%</b>

Como se puede observar en la Tabla 1, la diferencia teniendo en cuenta la temperatura ambiente en tiempo real o teniendo en cuenta la temperatura definida para calcular SLR es parecido. Se observa que con una reducción de 5 °C en la temperatura del aire produce un aumento del 4% frente al SLR. Esto se debe a que la temperatura ambiente afecta en el enfriamiento de los conductores, pero el viento tiene una influencia mucho mayor, como se ha explicado en el apartado 3.2.1. Por ello, se puede ver que al tener en cuenta el viento en tiempo real, la capacidad de la línea puede aumentar mucho más que solo teniendo en cuenta la temperatura ambiente. Se observa que la misma reducción de 5 °C en la temperatura del aire combinada con un aumento en la velocidad del viento PE (de 0,61 m/s a 1,2 m/s) produce un aumento del 21% frente al SLR.

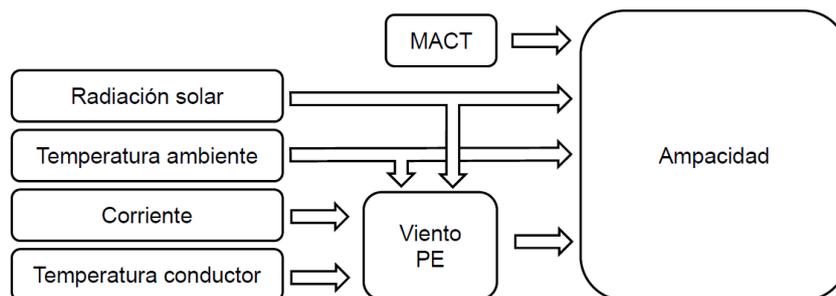
DLR-RTM de línea no se puede medir directamente, pero los parámetros climáticos a lo largo de la línea y la temperatura del conductor o la variación de tensión y la flecha a lo largo de la línea sí se pueden medir en tiempo real e informar al centro de operaciones donde se puede calcular y mostrar la ampacidad de la línea. Existen diferentes planteamientos y diferentes sistemas de monitorización para llevar a cabo las mediciones mencionadas para calcular la ampacidad en tiempo real. Los planteamientos principales se analizan en [1] , [11] y son los siguientes:

- El monitor más simple es una estación meteorológica que mide los parámetros meteorológicos (Figura 9), es decir, la radiación solar, la temperatura ambiente y la velocidad y dirección del viento. Para ello, las estaciones modernas incorporan un anemómetro ultrasónico para poder hacer mediciones más exactas, hasta con velocidades de viento bajas, y no requiere mantenimiento tan frecuentemente como los medidores más antiguos, por ejemplo, como los de tipo de hélice. Para estimar la ampacidad también se debe tener en cuenta la temperatura máxima de diseño del conductor (Maximum-Allowable Conductor Temperature, MACT).



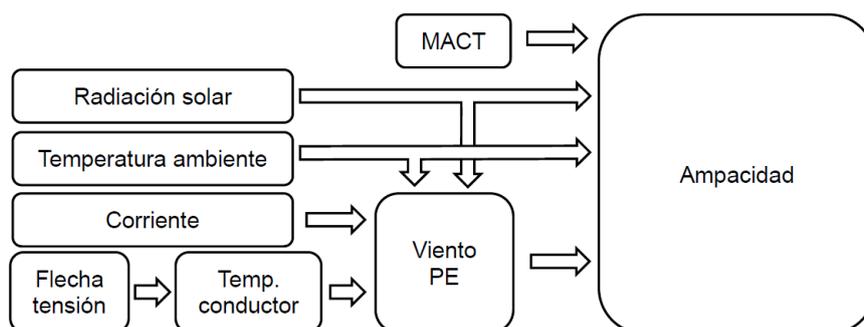
**Figura 9. Cálculo de la ampacidad a partir de parámetros meteorológicos. [1]**

- Los monitores de temperatura en tiempo real (Figura 10) se montan en el conductor de fase y miden la corriente, la temperatura del conductor, la temperatura ambiente y la radiación solar. A partir de los valores medidos, se calcula la velocidad de viento efectiva. Para ello se utilizan ecuaciones de equilibrio térmico, como IEEE 738 [10] . De esta forma se evita la incertidumbre que conlleva la medición de la velocidad del viento.



**Figura 10. Cálculo de la ampacidad a partir de la temperatura del conductor. [1]**

- Los monitores de flecha o de tensión mecánica en tiempo real (Figura 11) se montan en el conductor o en una estructura de soporte en diferentes ubicaciones a lo largo de la línea, miden la corriente eléctrica del conductor y la flecha de la línea. Además, también se requiere medir la radiación solar y la temperatura ambiente. Al conocer la geometría y propiedades del conductor, la flecha se puede relacionar con la temperatura media del conductor a lo largo de la sección. Por lo que, teniendo en cuenta las variables medidas y la temperatura del conductor, se calcula la velocidad de viento efectiva, como con los monitores de temperatura en tiempo real. Cabe mencionar que de esta forma se puede asegurar que la distancia mínima entre el conductor y el suelo sea insuficiente.



**Figura 11. Cálculo de la ampacidad a partir de la flecha o la tensión mecánica. [1]**

Es importante tener en cuenta porqué se define el valor de la temperatura máxima admisible en cada caso a la hora de hacer la elección del tipo de monitor. Por ejemplo, en las líneas donde la temperatura máxima se selecciona debido a problemas con la distancia de seguridad hasta otros objetos o el suelo, el uso de monitores de flecha o tensión mecánica pueden minimizar el riesgo de exceder la flecha máxima durante los períodos de alta corriente de línea o durante contingencias o momentos posteriores. En cambio, en las líneas donde se define la temperatura máxima para evitar la degradación de los conductores, el uso de monitores de temperatura o estaciones meteorológicas en tramos protegidos puede minimizar el riesgo de degradación durante eventos de corriente altos o picos de carga diarios y estacionales.

### **Aplicación de la ampacidad dinámica a tiempo real**

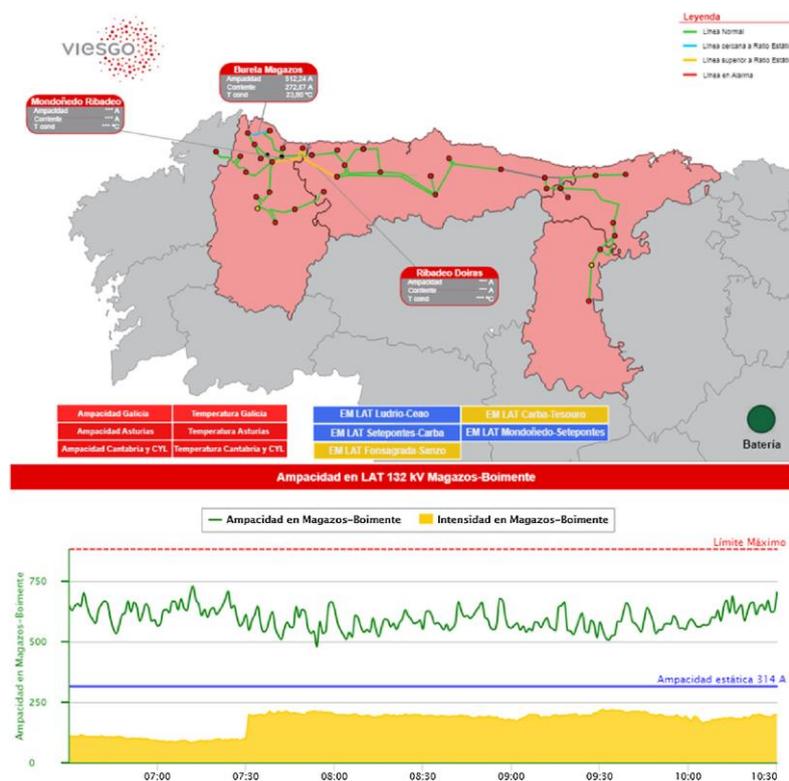
En la última década han sido varios los casos de compañías eléctricas que han empezado a operar las redes de forma dinámica. Por ejemplo, Viesgo, en colaboración con la Universidad de Cantabria, ha desarrollado un sistema de monitorización en tiempo real para operar sus líneas de distribución de 132 kV, este caso se presenta en [15]. En este artículo se presenta el caso real de la aplicación de DLR en tiempo real por parte del Operador del Sistema de Distribución durante varios años para poder reducir la reducción de energía eólica. El artículo explica que la línea ha sido seleccionada debido a que tiene grandes

restricciones, es decir, tiene un gran número de horas de reducción eólica debido a las restricciones de la capacidad de la línea, y una alta proporción del total energía eólica generada. Por lo que, al emplear DLR en tiempo real, se pueden reducir las restricciones, aumentando la generación eólica.

El centro de control monitorización del sistema a través de una aplicación, que, en este caso, el software muestra el nivel de ampacidad y la temperatura del conductor (medido y estimado) en tiempo real. Esto permite al Operador del Sistema de Distribución conocer el estado del sistema en tiempo real y garantizar su funcionamiento seguro y eficiente. La Figura 12 muestra la interfaz gráfica de la aplicación, donde se puede observar que el gráfico superior muestra el mapa con toda la red administrada en tiempo real. Los puntos rojos representan las subestaciones y el estado de las líneas está representado por colores:

- Verde: estado normal de carga de la línea
- Azul: la carga de la línea está cerca de su límite estático
- Amarillo: la carga de la línea excede el límite estático
- Rojo: la carga de la línea está cerca de la ampacidad de la línea

También se muestra la información en tiempo real de la corriente que fluye a través de la línea, el valor de ampacidad calculado y la temperatura calculada del conductor. Por otro lado, el gráfico inferior muestra los estados de las variables de monitorización durante las 4h anteriores. El límite estático de la línea se representa en azul, la ampacidad dinámica en verde, la corriente en amarillo y el límite de seguridad máxima en rojo.



**Figura 12. Captura de la aplicación para operación. [15]**

La Tabla 2 muestra los resultados de la energía adicional administrada y el número de horas reducidas evitadas debido al uso del sistema dinámico, considerando escenarios de 100% y 80% del valor SLR. En el funcionamiento de las redes malladas, el límite del 80% se considera un coeficiente de seguridad para que la redistribución de energía pueda aumentar la corriente de las líneas de forma inesperada en caso de contingencias.

**Tabla 2. La energía adicional producida y el número de horas reducidas evitadas debido al sistema dinámico. [15]**

Año	Energía adicional (GWh)		Horas (h)	
	100%	80%	100%	80%
2015	5,6	17,1	516	1115
2016	8,8	22,7	572	1335
2017	6,0	15,3	430	948
2018	7,7	15,7	435	702

Por lo que se observa que, durante el período comprendido entre enero de 2015 y septiembre de 2018, los logros más significativos conseguidos gracias a la operación dinámica fueron evitar 4100 h de reducción de energía eólica y el transporte adicional de 70,9 GWh de energía renovable, lo que conlleva a una reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> de 7800 toneladas con respecto al escenario caracterizado por restricciones a los generadores de energía eólica.

Además, también analiza otro caso de la aplicación de DLR en tiempo real, llevado a cabo por el Operador de Red de Transporte italiano (Terna), analizado en [16]. El artículo explica que, en Italia, en los últimos años, los operadores del sistema eléctrico han estado invirtiendo en sistemas de DLR para optimizar las líneas de transporte y distribución existentes. En [16] se analizan los resultados de dos aplicaciones exitosas en el sistema eléctrico italiano de alta tensión para la integración de energías renovables: un caso de integración eólica y un caso integración hidroeléctrica.

Los beneficios en términos económicos se pueden analizar fácilmente en el caso de la integración eólica. Para ello, es necesario considerar que, en caso de restricciones en la producción, los parques eólicos reciben una compensación por la diferencia entre la energía que se podría producir (teniendo en cuenta una estimación basada en los datos del viento) y la energía que realmente se inyecta. Es decir, la energía eólica no producida se valora al precio del mercado de la energía (precios promedio: 50-70 €/MWh). Además, la reducción eólica debe ser equilibrada por otras plantas de generación convencionales, causando un coste adicional para el sistema igual al precio al alza ofrecido por las unidades de producción en el mercado de servicios auxiliares (precios promedio: 70-150 €/MWh).

En el caso de la generación eólica analizada, se demostró que ha sido posible utilizar el sistema por encima de los límites estáticos durante 250 h, en solo un año, gracias a la operación mediante DLR en tiempo real. Este resultado permite un importante ahorro económico para el sistema, se observa que en el mejor de los casos los ahorros entre 2013 y 2017 en términos de coste por la reducción eólica ascienden a alrededor de 1 M€/año para cada línea. Además, también se logra una reducción de las restricciones para la integración de energías renovables, consiguiendo también importantes beneficios medioambientales.

De esta forma, se concluye en el artículo que gracias al enfoque de monitorización seleccionado por Terna se garantiza una buena precisión y confiabilidad. Además, se calcula que los períodos de payback varían entre algunos meses y un máximo de 2 años.

**3.2.3.2. Predicción de ampacidad dinámica**

Para DLR-AA, el pronóstico de las clasificaciones de línea es relativamente sencillo. Esto se debe a que en este caso la única variable que se tiene en cuenta es la temperatura ambiente. En cambio, el pronóstico de DLR-RTM incluye el viento y otros factores climáticos, por lo que el pronóstico es más complejo y evoluciona. A continuación, se analizan los enfoques de pronóstico existentes, por un lado, para pronósticos a muy corto plazo (1-6h) y, por otro lado, para pronósticos llevados a cabo para el próximo día (24-48h).

En cuanto a pronósticos a muy corto plazo (1-6h), es mencionable que los primeros modelos de este tipo utilizaban los valores DLR más bajos de las horas anteriores, datos estacionales y patrones diarios, para estimar el pronóstico DLR para las próximas horas con un margen de seguridad. Actualmente, los métodos de análisis estadísticos proporcionan pronósticos más precisos [11]. Una de las principales utilidades que tienen los pronósticos DLR a muy corto plazo es que facilitan el manejo de contingencias a los operadores de sistema. Sin embargo, las predicciones con 1-6h de anticipación no son útiles para la operación del sistema, debido a que los mercados de energía generalmente necesitan pronósticos de capacidad de transporte con uno o dos días de anticipación.

Los pronósticos con más de 6 horas de anticipación, es decir, los pronósticos llevados a cabo para el próximo día (24-48h), requieren considerar las predicciones de los factores meteorológicos que afectan a la temperatura de los conductores basadas en modelos numéricos de predicción (NWP). En [1] se puede analizar un resumen de la literatura existente relacionada con la predicción más a largo plazo. En la tesis se explica que en algunas investigaciones analizadas se describen algoritmos para la predicción individual de cada una de los factores influyentes en la temperatura del conductor (radiación solar, temperatura ambiente y velocidad y dirección del viento). Sin embargo, es preciso mencionar que hay veces en los que los efectos de algunos factores meteorológicos se cancelan mutuamente. Por ejemplo, el viento es el factor con mayor influencia en la temperatura de los conductores, por lo que, cuando las velocidades del viento son altas, el resto de factores se pueden despreciar.

El sector de las energías renovables es uno de los sectores de referencia en investigación sobre la predicción de factores meteorológicos, en especial, el sector de la energía eólica. En el sector eólico se puede predecir directamente la potencia o se puede predecir la velocidad del viento que llega a los generadores, para después relacionarla con la potencia. Por ello, los métodos para predecir la velocidad del viento pueden ser útiles para la predicción de la ampacidad de líneas aéreas. En [1] también menciona cuál es la base de los diferentes métodos de predicción que se llevan a cabo en el sector eólico según [17], [18]:

- Estadísticas de medidas locales
- Predicciones meteorológicas
- Planteamiento físico, combinando las predicciones meteorológicas con un modelo cartográfico del terreno
- Planteamiento estadístico, usando las predicciones meteorológicas y las medidas locales como datos de entrada
- Combinación del planteamiento físico y el estadístico, con predicciones meteorológicas, un modelo cartográfico del terreno y medidas locales

No se debe olvidar que a pesar de que los métodos de predicción de la velocidad del viento son válidos para el cálculo de la ampacidad, en el caso de la ampacidad también es importante predecir la dirección del viento, factor que no influye en la producción eólica porque los generadores se orientan en dicha dirección. Por lo que la tesis [1] se lleva a

cabo un análisis bibliográfico más completo sobre los métodos específicos para la predicción de la ampacidad de líneas aéreas. A continuación, se analiza brevemente la clasificación de distintos métodos que se ha definido en la tesis.

### ***Predicción de ampacidad a partir de medidas***

Se explica que se utilizan las series temporales de medidas de las variables meteorológicas que tienen un impacto en el valor de la ampacidad y se realizan predicciones para cada una de estas variables individualmente, los modelos que se utilizan normalmente son basados en autorregresión o en redes neuronales y las predicciones se utilizan como entradas de un modelo térmico para conseguir una predicción de ampacidad o de temperatura del conductor. Este tipo de predicciones tienen un alcance de hasta 1 hora.

### ***Predicción de ampacidad a partir de predicciones meteorológicas***

Según se ha analizado mediante la revisión bibliográfica realizada en la tesis, gran parte de las investigaciones están basados en predicciones meteorológicas. Además, también se comenta que a pesar de que algunos casos utilicen directamente predicciones meteorológicas mesoescales, en general se ha concluido que es necesario algún tipo de ajuste físico o estadístico, para que las predicciones de ampacidad o temperatura se acerquen en lo posible a las observaciones, para que la seguridad de no superar la temperatura máxima admisible sea mayor. Este tipo de predicciones se basan en predicciones meteorológicas tienen un horizonte temporal de 24 o 48 horas, dependiendo del modelo de predicción meteorológica utilizado.

### ***Evaluación de predicciones puntuales y de predicciones probabilísticas***

Es interesante analizar una comparación en cuanto a la capacidad de hacer predicciones acertadas, pero como se ha observado en la revisión bibliográfica de la tesis, hay una gran diversidad de métodos y es difícil compararlos porque cada autor cuantifica la capacidad de manera diferente o no lo hace. Como se ha comentado, algunos estudios se basan solo en medidas y otros en predicciones meteorológicas, por lo que los alcances son diferentes. Además, algunos realizan predicciones puntuales y otros probabilísticas, por lo que la forma de evaluarlos es distinta.

Por ello, es interesante el análisis sobre la metodología para la evaluación de las predicciones de ampacidad que se hace en la tesis. Explica que las predicciones puntuales buscan reducir el error, esto es, acercarse lo máximo posible a las observaciones, sin importar si los errores de predicción son positivos o negativos. Por ello, este tipo de predicciones pueden ser adecuadas en otros sectores, como puede ser el sector eólico. En cambio, en líneas eléctricas aéreas, como ya se ha explicado anteriormente, no se debe superar la temperatura máxima admisible de los conductores, por lo que no es un método adecuado.

Por lo tanto, en la tesis se propone una predicción probabilística. Mediante este tipo de predicciones, es interesante mencionar que se puede seleccionar el nivel de riesgo, para poder maximizar el aprovechamiento de la capacidad de la línea. Es decir, se pueden realizar predicciones de distintos cuantiles, definiendo para cada predicción la frecuencia en la que el valor predicho supera el medido en tiempo real. A la hora de seleccionar el nivel de riesgo hay que tener en cuenta que cuanto más confiable sea la predicción, es decir, exista un riesgo menor, el aprovechamiento de la línea también será menor. Por ello, es importante evaluar el riesgo y el aprovechamiento para cada uno de los cuantiles que se calculan. Esto es un factor importante, que se tratará más adelante en el apartado 4.1.3.

Es importante mencionar que los sistemas de transporte se planifican y operan con un mínimo de criterios de contingencia N-1 que permiten un suministro de carga fiable incluso cuando una o más líneas o generadores principales están fuera de servicio. Por lo tanto, cuando la capacidad real de la línea es menor que el pronóstico de DLR y se produce una emergencia en el sistema, los operadores tienen margen para aplicar procedimientos requeridos.

### ***Aplicación de la predicción***

La utilidad del pronóstico de DLR se entiende mejor dentro del contexto de las operaciones del sistema. Por un lado, como se ha mencionado anteriormente, la principal ventaja al tener en cuenta pronósticos a muy corto plazo es que facilitan el manejo del sistema en momentos de emergencia a los operadores de red y, por otro lado, los pronósticos llevados a cabo a largo plazo se pueden aplicar en la operación del sistema. Esto es utilizado para la integración de las energías renovables, para reducir las restricciones que la red impone por limitaciones técnicas a los generadores renovables, y en las conexiones internacionales, para facilitar el flujo entre países. La implementación del pronóstico de DLR se analizará más adelante en el apartado 3.4, pero antes se analizará el funcionamiento de la operación del sistema eléctrico para entender mejor el contexto.

## **3.3. OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

La operación del sistema cuenta con las actividades necesarias para garantizar la seguridad y continuidad del suministro eléctrico, considerando también la coordinación adecuada entre los sistemas de producción y la red de transporte, para conseguir transportar la energía hasta las redes de distribución manteniendo las condiciones técnicas (tensión y frecuencia) necesarias para garantizar, además de la seguridad y la continuidad, también la calidad del suministro. Además, los procesos de operación hacen posible mantener un equilibrio entre generación y demanda.

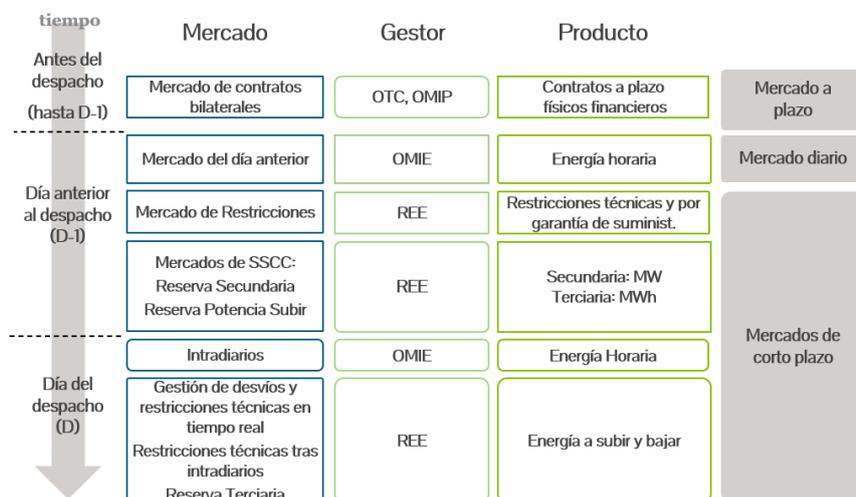
### ***3.3.1. Equilibrio constante entre generación y demanda***

La energía eléctrica no puede almacenarse en grandes cantidades, por lo que, para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, la generación y la demanda deben estar igualados en todo momento. Es muy importante que exista un equilibrio entre generación y demanda en tiempo real para que no se produzcan desequilibrios y así evitar desvíos de frecuencia producidos por los desequilibrios. Esto se debe a que, por ejemplo, si en algún momento la demanda es mayor que la generación, aumenta el par electromagnético en los generadores, por lo que los generadores empiezan a frenar y la frecuencia eléctrica empieza a disminuir. Por ello, REE [2] , [19] tiene una importante función, al ser el operador del sistema, ya que debe garantizar el equilibrio constante en el sistema eléctrico español, y garantizar la seguridad y continuidad del suministro eléctrico.

REE realiza previsiones de la demanda de energía eléctrica, teniendo en cuenta desde las previsiones climatológicas hasta los días de fiestas patronales de cada región o huelgas, y gestiona en tiempo real las instalaciones de generación y transporte eléctrico, para conseguir que la producción programada en las centrales eléctricas coincida en todo momento con la demanda de los consumidores. En el caso en el que la demanda y la generación no coincida, el centro de control envía las órdenes necesarias a las centrales para ajustar la generación, tanto para aumentarla o para disminuirla. Por lo que, en el sistema eléctrico peninsular, REE también gestiona los mercados de servicios de ajuste, que se analizarán más adelante (apartado 3.3.2.4). Cabe mencionar que, en los sistemas de Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla, REE lleva a cabo un despacho económico de las unidades de generación para garantizar el equilibrio necesario [19] .

### 3.3.2. Mercado de electricidad

Al igual que en otros países, en España el mercado se organiza en una secuencia en la que generación y demanda intercambian energía para distintos plazos, esta secuencia se puede observar en la Figura 13.



**Figura 13. Secuencia de mercados. [20]**

En la segunda columna de la Figura 13 se puede ver el gestor de cada plazo de mercado. Se observa que el mercado antes del despacho (hasta D-1) es gestionado por el mercado conocido como "over the counter" (OTC) y el Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Portugués (OMIP), como se analizará en el siguiente apartado. En cambio, el mercado el día anterior al despacho (D-1) y el día del despacho (D) está gestionado por el Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español (OMIE) y REE. Por ello, para analizar en más profundidad los diferentes plazos del mercado, se analizarán las páginas web de REE [19] , OMIE [21] y además, la página web de Energía y Sociedad donde se puede encontrar un Manual de la Energía Eléctrica que explica el mercado eléctrico [20] .

#### 3.3.2.1. Mercado a plazo o mercados futuros

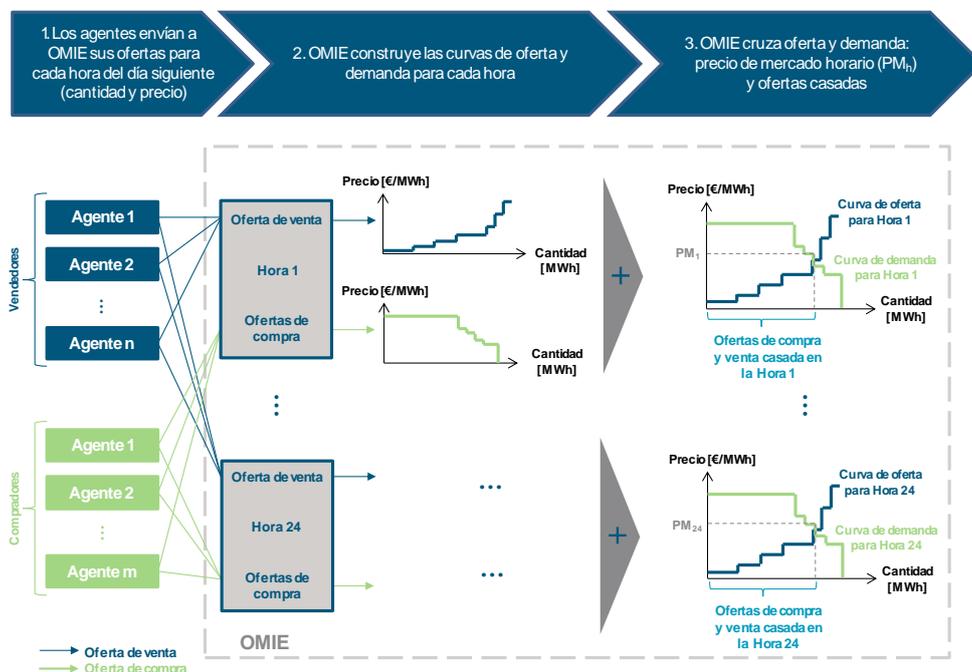
Los mercados a plazo de electricidad son los distintos mercados que existen a futuro, es decir son los mercados en los que se intercambian contratos de compra-venta de electricidad con años, meses, semanas o días de antelación. Es decir, son plazos superiores a 24 horas, como se puede observar en la Figura 13, dichos mercados se dan hasta el día D-1. la entrega física de la energía, se intercambian contratos de compra-venta de electricidad con plazos de entrega superiores a 24 horas (semanas, meses, trimestres, años, etc.).

Este tipo de mercados permite a los agentes compradores y vendedores gestionar los riesgos. Por ejemplo, un comercializador debe conseguir energía suficiente como para abastecer a todos sus clientes. En el caso de que el comercializador tuviera que conseguir dicha energía en el mercado diario, el precio en el mercado diario podría ser mayor que el que se considera al ofertar a sus clientes porque el precio es desconocido en el momento de hacer la oferta. En cambio, el comercializador puede contratar la energía por adelantado y a un precio cerrado, y así no ofrecer a sus clientes a un precio menor, para eliminar el riesgo de tener pérdidas debidas a errores al hacer la estimación del precio del mercado. De todas formas, cabe mencionar que el contratar a plazo no significa que los precios sean más bajos que conseguir la energía en el mercado diario. Es decir, cabe la posibilidad de

que el precio en el mercado diario sea mayor, pero también menor. Los mercados a plazo simplemente sirven para fijar un precio adecuado, de cara al futuro, tanto para el vendedor como para el comprador.

**3.3.2.2. Mercado diario**

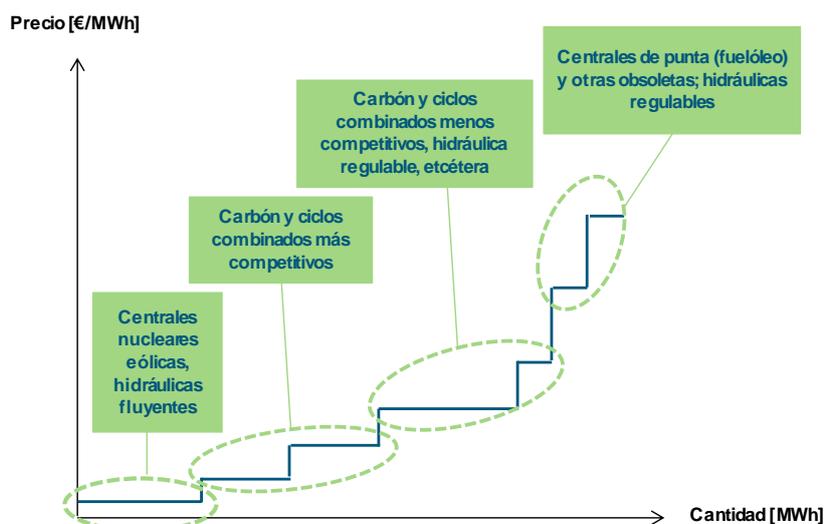
El mercado diario se lleva a cabo el día anterior (D-1) al día de la entrega de la energía (D). Está gestionado por OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español), y su principal función es gestionar el mercado y garantizar la transparencia y objetividad a la hora de la contratación. Se puede observar esquemáticamente el funcionamiento del mercado en la Figura 14. Por una parte, los vendedores presentan ofertas de venta y, por otra parte, los compradores presentan de compra a OMIE para cada hora del día siguiente. Después, OMIE construye las curvas de oferta y demanda de cada hora del día siguiente teniendo en cuenta las ofertas que ha recibido. Por último, teniendo en cuenta las curvas se obtiene el precio del mercado para cada hora del día siguiente (para definir el precio se observa dónde se cruzan las dos curvas).



**Figura 14. Esquema del funcionamiento del mercado diario de OMIE. [20]**

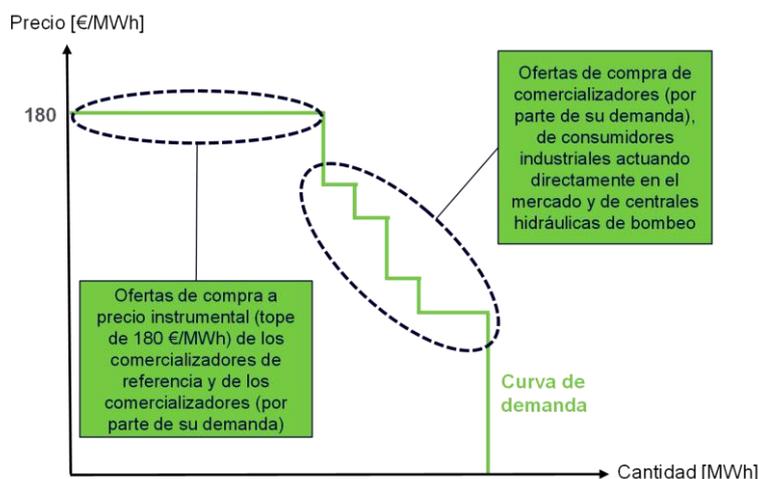
Es interesante explicar cómo se forman la curva de oferta y la curva de demanda, para entender mejor cómo se hace la casación del precio.

Por una parte, para formar la curva de oferta OMIE ordena las que han presentado los vendedores para cada hora por precio ascendente (Figura 15). En la curva se pueden ver distintos tramos que corresponden a distintos tipos de centrales de generación. Por ejemplo, se puede ver que las centrales renovables, hidráulicas fluyentes o nucleares, forman parte de la parte baja de la curva. Estas son centrales que no pueden parar su generación, como las nucleares, o centrales que utilizan recursos que no pueden almacenar, como el viento o el agua fluyente. Por lo que, aunque se arriesgan a que el precio de casación sea muy bajo, les interesa entrar dentro del mercado. En cambio, otro tipo de centrales, como pueden ser las centrales hidráulicas regulables, forman la parte alta de la curva, debido a que no se arriesgan a entrar en un mercado con un precio de casación bajo porque tienen la opción de reservar el agua para producir en un futuro en el que el precio del mercado sea mayor.



**Figura 15. Curva de oferta de electricidad del mercado. [20]**

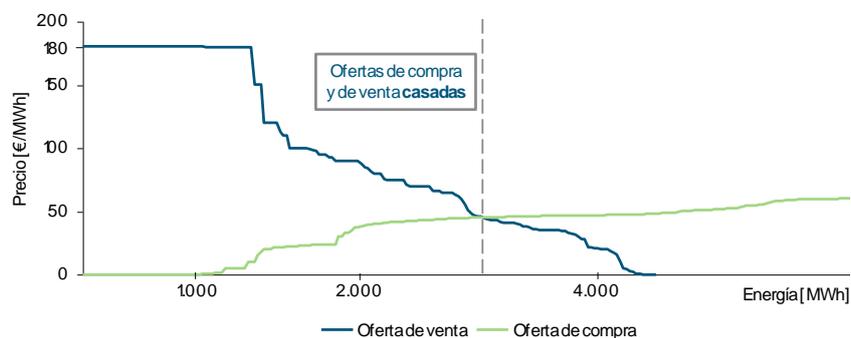
Por otra parte, OMIE también clasifica a los compradores para crear una curva de demanda. En este caso la curva de demanda también tiene tramos que agrupan determinados consumidores, como refleja la Figura 16. Por ejemplo, los comercializadores normalmente ofertan al máximo precio permitido (180 €/MWh) para poder asegurar que podrán abastecer a los consumidores, por lo que forman la parte alta de la curva. En cambio, algunos consumidores que tienen la posibilidad de adaptar el consumo teniendo en cuenta el precio de mercado (por ejemplo, algunos consumidores industriales o generadores hidráulicos de bombeo). Por ello, estos consumidores hacen la oferta al precio máximo al que están dispuestos a comprar, y en el caso de que el precio casado sea mayor, posponen su consumo a un futuro con un precio menor.



**Figura 16. La curva de demanda de electricidad del mercado. [20]**

Como se ha explicado, OMIE determina el precio del mercado teniendo en cuenta el cruce de ambas curvas, para cada hora del día, como se puede observar en la Figura 17. Esto es, todas las ofertas de venta que entren dentro de las casadas reciben el precio del mercado definido en la intersección de las curvas y todas las ofertas de compra pagan ese mismo precio. Por lo que, las centrales de generación que han hecho las ofertas de venta a un precio muy bajo (centrales renovables o nucleares) no reciben el precio que han ofertado, si no que el precio de "casación". Igualmente, a pesar de que los

comercializadores oferten al máximo permitido, no pagan dicho precio, si no que pagan el precio que resulte de la casación en el mercado.



**Figura 17. Ejemplo de determinación del precio en el mercado diario. [20]**

### **3.3.2.3. Mercado intradiario**

La función de los mercados intradiarios es que los agentes del mercado puedan ajustar teniendo en cuenta las necesidades que esperan en tiempo real y, de esta forma, conseguir el equilibrio entre la producción y la demanda. Este mercado se lleva a cabo el mismo día (D) de entrega de energía, está gestionado también por OMIE y se hace mediante ofertas de venta y compra de energía, al igual que el mercado diario. El mercado está estructurado, por un lado, en seis sesiones de subastas a nivel de la península ibérica, y, por otro lado, como un mercado continuo a nivel europeo. OMIE envía los resultados que se obtienen en el mercado intradiario a los operadores del sistema, al igual que se hace con los resultados obtenidos en el mercado diario, para que los operadores puedan programar los procesos de balance.

### **3.3.2.4. Mecanismos de ajuste de demanda y producción**

REE organiza distintos mercados para igualar exactamente la generación y la demanda en cada momento, de esta forma se consigue mantener el equilibrio entre ambos, que, como se ha explicado en el apartado 3.3.1, es imprescindible en todo momento. Además, así se asegura la calidad y la seguridad necesarias para el suministro.

Estos mecanismos son imprescindibles, tanto para solucionar restricciones técnicas que pueden surgir en los sistemas eléctricos como para compensar desvíos que surgen en la generación o en la demanda. Estos desvíos pueden darse cuando un productor prevé producir más o menos que lo programado en el mercado diario.

Por ejemplo, en el caso de un generador eólico, el generador produce más si hay más viento del que se había previsto. Por lo que, como es una energía barata porque no se puede almacenar, como ya se ha explicado, entra a producir y se le paga la energía. Pero pueden ser dos casos diferentes: por un lado, en el caso que el sistema se necesite la energía porque la demanda es superior a la prevista, se le retribuye al precio del mercado; y, por el otro lado, en el caso que el sistema no necesite la energía, cuando el generador eólico entra a producir se crea exceso de energía por lo que REE tiene que mandar bajar a otras unidades. En este último caso no se le retribuye al precio de mercado, sino que, a un precio menor, porque en ese caso las unidades que tienen que bajar su potencia recompran la energía a un precio inferior al que habían vendido en el mercado, para poder obtener así algún beneficio, por lo que se le paga a ese precio al generador que ha producido el desvío.

Otro caso puede ser cuando el productor produce menos de lo programado, siguiendo con el ejemplo eólico, cuando hay menos viento del previsto. En ese caso tienen que producir unidades que no habían sido casadas en el mercado diario, por lo que producen a un precio superior, como se explicará en los siguientes subapartados, siendo ese el precio que tiene que pagar la eólica para compensar el no haber producido.

Según la normativa actual los servicios de ajuste son:

### ***Gestión de restricciones técnicas***

Después de que OMIE defina la casación, 24 horas antes del despacho, y considerando también los contratos realizados en los mercados a plazos, REE lleva a cabo un análisis de restricciones técnicas de la red de transporte para verificar la viabilidad del programa de generación y demanda definido.

Es importante verificar la viabilidad porque el programa definido en el mercado diario, a pesar de resultar viable económicamente, puede no resultar viable técnicamente. Por ejemplo, si toda la generación que se ha previsto está situada en una misma zona. En ese caso, pueden ocurrir problemas de tensión o problemas por congestión en las líneas, por lo que la función de este servicio de ajuste es resolver las restricciones técnicas detectadas. Para llevar a cabo las resoluciones, se limitan y modifican los programas de generación considerando criterios tanto técnicos como económicos. Realizando después, en una segunda fase, un reequilibrio de generación y demanda para compensar las modificaciones.

Además, también se pueden detectar restricciones en tiempo real. Para solucionar los problemas, se resuelven las restricciones técnicas en tiempo real, pero no existe una segunda fase donde se realiza un reequilibrio de generación y demanda. En este caso, el equilibrio para compensar las modificaciones se consigue mediante el resto de servicios de ajuste.

Este es uno de los puntos en los que la capacidad dinámica podría ser beneficiosa, debido a que, gracias a la DLR tanto en tiempo real como prevista, se pueden reducir las congestiones en las líneas.

### ***Gestión de los servicios complementarios***

Los servicios complementarios también son gestionados por REE y su función es asegurar que el suministro se lleve a cabo en condiciones de seguridad y fiabilidad en cada momento y que se pueda mantener el equilibrio entre generación y demanda. A pesar de que REE gestione los servicios, son los propios generadores los que los ofrecen. Existen diferentes mecanismos: por una parte, los mecanismos conocidos como regulación primaria, secundaria y terciaria, y, por otra parte, la gestión de desvíos, como se analiza a continuación.

#### ***- Regulación primaria:***

El margen de potencia en el que los generadores pueden modificar su potencia generada de forma automática al producirse un desvío de frecuencia, mediante un regulador de velocidad. La modificación puede ser en los dos sentidos, es decir, tanto aumentar como reducir la producción. La función de esta regulación es conseguir una corrección automática y muy rápida (máximo en 15 segundos) de los desequilibrios. La modificación debe poder mantenerse durante 15 minutos hasta que la actuación de la regulación secundaria recupere las consignas iniciales y restablezca la primaria que se ha utilizado [22] . Es un servicio obligatorio para los generadores y no cuenta con una remuneración adicional.

- **Regulación secundaria:**

El margen de variación de potencia en el que el regulador secundario del sistema peninsular español puede actuar automáticamente y en los dos sentidos. Este margen está establecido por la suma de las contribuciones individuales de todos los generadores sometidos a esta regulación. De esta forma, la regulación secundaria permite a REE disponer de una reserva de capacidad flexible para poder resolver de forma automática desequilibrios importantes, con una respuesta rápida (máximo en 30 segundos). La modificación debe poder mantenerse durante 15 minutos hasta poder ser reemplazada por la regulación terciaria.

REE hace una estimación todos los días de la potencia de reserva de regulación secundaria necesaria para poder asegurar el suministro con fiabilidad a pesar de la existencia de desequilibrios. Así, REE, después de que se lleven a cabo el mercado diario y el de restricciones técnicas, lleva a cabo el mercado en el que los generadores pueden presentar sus ofertas de capacidad de forma voluntaria. Es interesante mencionar que la capacidad de reserva secundaria a bajar se establece entre el 40 y el 100% de la capacidad de reserva a subir, esto es, las ofertas siempre tendrán más capacidad para subir que para bajar. Por ejemplo, si REE establece, para una hora determinada, que se necesita bajar el 40% de lo que se necesita subir, el generador que oferte 100 MWh a subir debe también ofertar 40 MWh a bajar.

REE, considerando la potencia de reserva necesaria, asigna como capacidad de reserva las ofertas con el mínimo coste y define como precio de este mercado el precio de la oferta con mayor coste que entra dentro de la reserva, siendo este el precio que recibe toda la capacidad asignada. Este servicio no remunera solo la capacidad, sino también la energía utilizada. La energía utilizada se valora al precio de sustitución de la energía terciaria.

- **Regulación terciaria:**

Es el margen máximo de potencia, tanto a subir como a bajar, de todos los generadores del sistema que puede ser movilizada en un tiempo menor que 15 minutos y puede mantenerse mínimo durante 2 horas. Esta reserva no es automática como la primaria y la secundaria, sino que se activa de forma manual, y su objetivo es reconstruir la reserva de regulación secundaria.

Este mercado se celebra a última hora del día anterior al despacho (D-1). Para llevar a cabo el mercado los generadores envían ofertas de la variación máxima de su potencia a subir y a bajar. REE, al igual que en el caso de las reservas de energía secundaria, selecciona las ofertas con menor coste hasta cubrir una demanda prevista por REE. El precio de la energía terciaria también es el precio de la oferta con mayor coste, pero, en este caso los generadores no reciben ningún ingreso por este servicio si no se utiliza.

- **Reserva de sustitución (gestión de desvíos):**

Además de la gestión de restricciones técnicas y la gestión de servicios complementarios, REE utiliza un tercer mecanismo para resolver desequilibrios entre la generación y demanda conocido como gestión de desvíos. Este mecanismo es utilizado para resolver desequilibrios que se identifican pocas horas antes del despacho, en el mismo día y después de llevar a cabo el mercado intradiario gestionado por OMIE.

Los generadores comunican a REE las previsiones de desvíos en la generación. Estos desvíos pueden darse cuando un productor prevé producir más, o menos, que lo programado en el mercado diario. Es importante considerar que REE solo convoca el mercado de gestión de desvíos en el caso que los desvíos calculados superen los 300 MW en media horaria, debido a que, generalmente, los desvíos pueden compensarse mediante

las regulaciones explicadas anteriormente. Para llevar a cabo este mercado se piden ofertas a los generadores en el sentido contrario al desvío previsto. Es decir, si se prevé que no hay suficiente generación para cubrir toda la demanda, se piden ofertas para una mayor producción a los generadores. En cambio, cuando la previsión es la contraria, si se prevé que la generación va a superar al consumo, se piden ofertas a los generadores para reducir su producción o a las centrales de bombeo para aumentar su consumo.

### **3.4. ESTUDIOS Y APLICACIONES DE LAS PREDICCIONES PARA LA OPERACIÓN**

La literatura sobre la utilización del pronóstico de DLR y DLR en tiempo real en la operación de la red eléctrica es limitada en comparación con la literatura que trata el pronóstico de la demanda o de la generación renovable. La literatura disponible se puede separar en dos grupos, por un lado, el pronóstico de DLR a corto plazo (0-6h), donde se utilizan observaciones históricas para conseguir el pronóstico de las variables climáticas y la ampacidad; y, por otro lado, el pronóstico más a largo plazo (6-48h), donde se utilizan normalmente predicciones numéricas del clima para hacer el pronóstico. Es preciso subrayar que los campos más habituales en los que se emplea el pronóstico de DLR son, por un lado, la integración de generación eólica [23] , y, por otro lado, la mejora del flujo de las conexiones internacionales [24] -[26] .

En [23] se lleva a cabo un interesante análisis, el artículo analiza los beneficios del empleo de DLR en el sistema con alta penetración de la generación eólica. En el artículo se considera la incertidumbre asociada con la generación eólica y el pronóstico de capacidad de línea para la optimización de la producción de energía y los niveles de reserva de reserva en la etapa de planificación, así como las acciones de corrección necesarias durante la operación. Para demostrar el impacto de DLR en la operación del sistema se analiza un sistema simple de dos nudos, donde hay cuatro generadores convencionales (G1-G4) ubicados en el nudo 1, dos generadores convencionales (G5-G6) y un parque eólico de 70 MW ubicados en el nudo 2. Para comprender los beneficios de DLR se comparan tres casos diferentes y los resultados obtenidos se pueden observar en la Tabla 3:

- SLR: la estrategia SLR se utiliza en las fases de planificación y operación, es decir, no se implementan estaciones de monitorización.
- DLR: hay estaciones de monitorización de DLR a tiempo real, pero el pronóstico de DLR no está disponible. Por lo tanto, SLR se aplica en la fase de programación, mientras que durante la operación se utilizan los datos monitorizados en tiempo real.
- DLR optimizado: hay estaciones de monitorización de DLR a tiempo real y el pronóstico de DLR también está disponible. Por lo tanto, DLR se aplica durante la programación y durante la operación se utilizan los datos monitorizados en tiempo real.

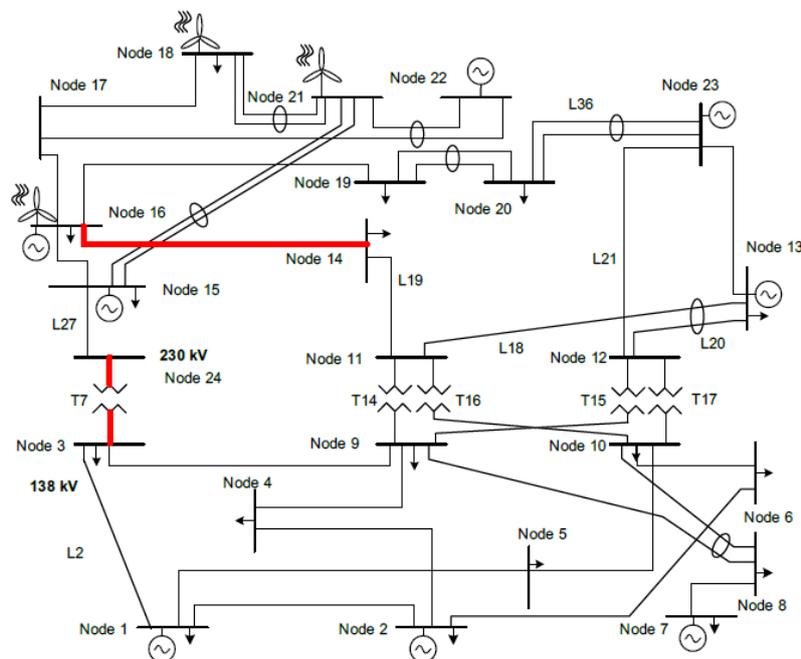
**Tabla 3. Costos y parámetros de operación para diferentes casos. [23]**

		SLR	DLR	DLR optimizado
Planificación	Coste de despacho [€/30mins]	2018	2018	1661
	Flujo de potencia de línea [MW]	26	26	36,4
	Potencia de reserva [MW]	26	26	32,4
	Reducción eólica [MW]	9	9	0,6

		SLR	DLR	DLR optimizado
<b>Operación en tiempo real</b>	Coste de corrección de despacho [€/30mins]	9	-158	41
	Coste de reducción de la demanda [€/30mins]	4	4	10
	Flujo de potencia de línea [MW]	25,7	32,4	36
	Reducción eólica [MW]	9	3	3
<b>Coste total [€/30mins]</b>		<b>2031</b>	<b>1865</b>	<b>1716</b>

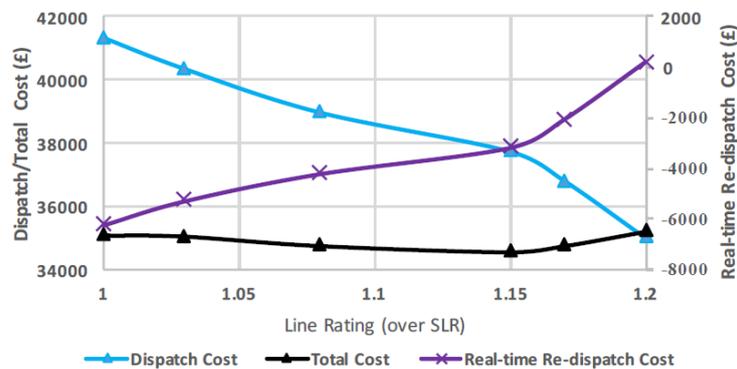
Según se ha analizado, el caso de DLR tiene la misma decisión de despacho que el caso de SLR, pero la capacidad adicional disponible calculada en la operación en tiempo real permite utilizar más energía eólica para reemplazar generadores de alto coste, por lo que la reducción eólica y el coste total se reducen respecto al caso de SLR. Para el caso completamente optimizado, es decir, el caso DLR optimizado, se espera prevé una mayor capacidad en la línea, por lo que la reducción eólica que se planea es menor que teniendo en cuenta la capacidad estática de la línea, por lo que, al esperar una mayor producción eólica, el coste de despacho previsto es menor. Sin embargo, es importante mencionar que para este sistema la potencia de reserva necesaria aumenta. Además, la capacidad puede no ser la prevista, por lo tanto, la reducción eólica durante la operación en tiempo real es mayor que la planeada y aumenta el coste de despacho.

En el mismo artículo, también se analiza un sistema IEEE de 24 nudos, el sistema es modificado como se puede observar en la Figura 18 para poder analizar el impacto que tiene tener en cuenta la capacidad dinámica en sistemas con alta penetración de energía eólica, como se ha explicado.



**Figura 18. Sistema IEEE de 24 nudos modificado. [23]**

En el caso de este sistema, se utiliza el segundo caso que se ha utilizado en el sistema simple, es decir, la planificación se lleva a cabo mediante SLR y las acciones en tiempo real se corrigen teniendo en cuenta DLR en tiempo real. En este caso, es interesante analizar los resultados que obtienen (Figura 19) debido a que se hacen cálculos para seleccionar el cuantil óptimo.



**Figura 19. Coste de operación bajo diferentes cuantiles del valor de capacidad de línea real. [23]**

Como se muestra en la Figura 19, cuando se utiliza una capacidad de línea más alta en la etapa de despacho, el costo de despacho del sistema se reduce debido a la mayor capacidad de transferencia, mientras que el coste de corrección durante la operación en tiempo real aumentaría. Por lo tanto, el equilibrio óptimo entre estos dos costes conlleva al beneficio máximo de al utilizar la capacidad de línea en tiempo real. En el caso dado, se observa en la Figura 19 que un valor de 115% de SLR es la selección óptima.

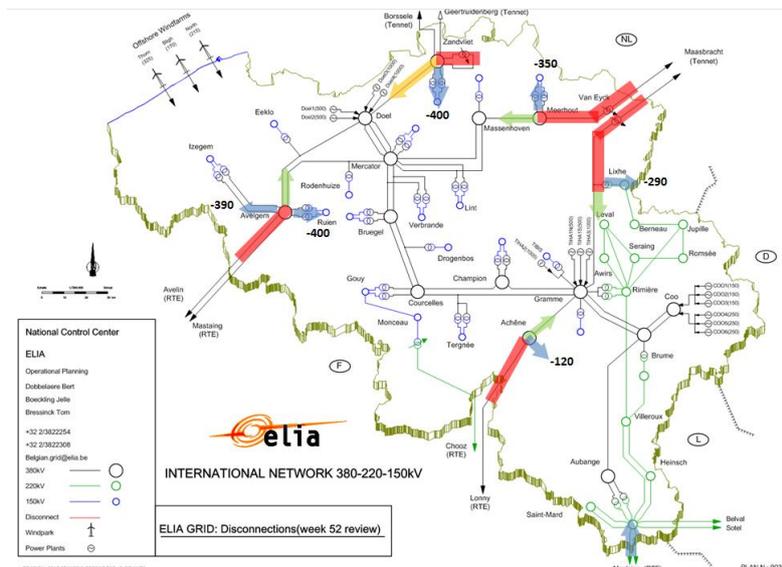
En cuanto a la aplicación de DLR en conexiones internacionales es interesante analizar [25] y [26] , donde se analiza la integración del pronóstico de la capacidad dinámica en las redes de transporte internacionales de Bélgica.

Por un lado, en [25] se explica la tecnología que se utiliza para el pronóstico y las mediciones, es decir, la tecnología Ampacimon. Esta tecnología utiliza pequeños módulos instalados en los tramos más críticos de una línea para medir continuamente la flecha de la línea y esto le permite a Ampacimon calcular los flujos máximos permanentes que la línea puede soportar. Debido a limitaciones técnicas, si el flujo de las líneas es menor a aproximadamente el 30% de la capacidad nominal, los módulos no se activan y la ampacidad se calcula basada solo en mediciones de temperatura.

Mediante esta tecnología se puede calcular la ampacidad en tiempo real o se puede hacer un pronóstico a corto o a largo plazo:

- La ampacidad en tiempo real proporciona la ampacidad máxima permanente de la línea. Utiliza medidas en tiempo real de la flecha de línea de cada uno de los módulos de Ampacimon instalados en una línea. Pero hay que tener en cuenta que es demasiado volátil para usarse en la operación de la red en tiempo real, debido a que las condiciones climáticas locales varían continuamente.
- El pronóstico a corto plazo (1h), es la ampacidad utilizada en tiempo real por Elia en los cálculos de seguridad de la red, debido a que proporciona la máxima ampacidad de la línea pudiendo usarla con suficiente certeza durante la próxima hora.
- El pronóstico a largo plazo ofrece una estimación de la ampacidad de una línea para las próximas 60 horas. Para ello, se utilizan pronósticos meteorológicos y el vínculo histórico entre las condiciones climáticas y la flecha de la línea. El valor la ampacidad pronosticada se actualiza cada 6 horas cuando hay nuevos pronósticos del tiempo disponibles.

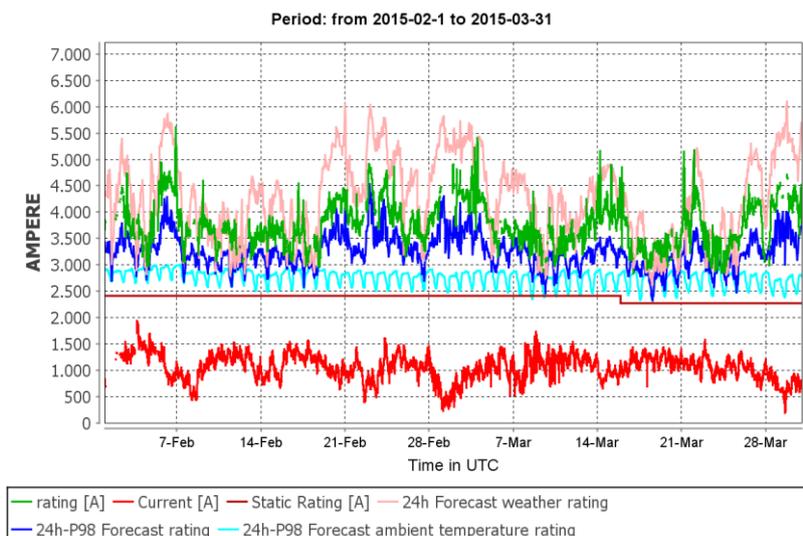
Por otro lado, en [26] se analiza la integración del pronóstico de DLR con 2 días de anticipación para administrar las importaciones de energía en Bélgica. Bélgica tiene 10 líneas con conexión internacional como se puede observar en la Figura 20, 6 conexiones con Francia y 4 conexiones con los Países Bajos. El Operador de Red de Transporte belga (Elia) decidió equipar las 8 conexiones más críticas con sensores Ampacimon y llevar a cabo la operación de estas líneas con un software para la monitorización del pronóstico y tiempo real.



**Figura 20. Red de alta tensión de Elia. [26]**

Teniendo en cuenta los datos históricos medidos por los sensores de Ampacimon se puede conseguir un pronóstico del tiempo localmente de cada tramo. En el estudio también se considera una degradación del pronóstico de modo que el pronóstico esté por debajo de las mediciones en tiempo real mínimo durante un tiempo previamente definido (por ejemplo, el 98% del tiempo).

La Figura 21 muestra el pronóstico de la capacidad para el próximo día, por un lado, utilizando únicamente datos de pronóstico del tiempo (24h Forecast weather rating), y, por otro lado, después de la aplicación del algoritmo de degradación (24h-P98 Forecast rating). También se muestra el pronóstico de DLR-AA (24h-P98 Forecast ambient temperature rating), es decir, el pronóstico de la capacidad considerando solo la temperatura ambiente como variable, como se ha explicado en 3.2.3.1. Además, en el gráfico se pueden comparar los valores de los pronósticos con los valores medidos en tiempo real y los valores SLR.



**Figura 21. Evolución de los pronósticos DLR para el próximo día en comparación con la medición en tiempo real y la SLR estacional. [26]**

Para cuantificar el beneficio económico del empleo de DLR con pronóstico de 2 días anticipados, en el artículo se observa que, por ejemplo, el 19/2/2015, el mercado estaba limitado debido a la capacidad de importación belga. En cambio, al utilizar el pronóstico de 2 días, esta limitación sería menos restrictiva. Por lo que, solo durante el período de 4 horas, una importación adicional para Bélgica de 33 MW, calculando una ganancia de 247.250 €.

### 3.5. BENEFICIOS AL APLICAR DLR

Emplear el DLR puede permitir aumentos significativos de la corriente admisible en una línea de alimentación. De esta forma, se obtienen muchos beneficios potenciales que se pueden resumir en los siguientes tres puntos:

- Mayor integración de energías renovables, en particular la generación eólica.
- Reducción del coste para nuevas instalaciones del sistema eléctrico, para aumentar la capacidad de las líneas.
- Reducción del coste de despacho de producción de electricidad.
- Mayor fiabilidad de la red eléctrica.

Estos beneficios se explican de forma detallada en los siguientes apartados. Para realizar un análisis sobre los beneficios se he utilizado como punto de partida la tesis [27] en la que se analiza la previsión e impacto del DLR en la gestión del sistema eléctrico, debido a que en la tesis se realiza una interesante revisión bibliográfica respecto a esta cuestión.

#### 3.5.1. Mayor integración de energía eólica

Existe una importante relación entre la generación de energía eólica y la capacidad dinámica de las líneas. Esto se debe a la relación que tiene el viento con la capacidad de la línea, como se ha explicado en el apartado 3.2.1, el viento no es el único factor climático que tiene impacto sobre la capacidad de la línea, pero sí es el factor que más impacto tiene en el enfriamiento de las líneas. De forma que, cuanto mayor es el viento, mayor será el enfriamiento que este provoca en la línea y, así, se aumentará la capacidad. Por ello, existe una cierta complementariedad entre la producción de la energía eólica y la DLR.

Normalmente, utilizando SLR en las líneas, se deben aplicar restricciones técnicas en las instalaciones eólicas debido a las congestiones que ocurren en las líneas de salida porque estas líneas no tienen capacidad suficiente para transportar toda la posible producción. Por ello, no se aprovecha todo el potencial eólico y, para completar la falta de producción, se ponen en funcionamiento otro tipo de generadores más caros y más perjudiciales para el medio ambiente. En cambio, esto es un factor que puede cambiar con el uso de DLR debido a que una instalación eólica tendrá mayor producción cuanto mayor sea el potencial eólico, es decir, cuanto más viento haya, siendo este el momento en el que la capacidad de las líneas será mayor porque existe mayor enfriamiento.

En [28] se analiza la frecuencia de situaciones donde las líneas pueden llegar a congestionarse en un sistema eléctrico, teniendo en cuenta si se emplea la capacidad dinámica o no. En el estudio se concluye que con el uso de DLR la frecuencia de las situaciones en las que ocurren congestiones en el sistema disminuye mucho, se ha observado que la frecuencia de estas situaciones disminuye del 28% al 2,9% con el uso de DLR. Además de analizar las congestiones, en [29] también se analiza el posible aumento de instalación eólica en las líneas. Gracias al aumento de capacidad en las líneas en los momentos en los que el potencial eólico sea mayor, además de conseguir disminuir las restricciones técnicas para las instalaciones existentes, utilizando DLR también se podría instalar entre un 20% y un 50% más de energía eólica en las redes eléctricas.

Este aumento en la integración de energía eólica es importante en el sistema eléctrico porque consigue reducir el precio de despacho total del sistema. Esto se debe a que, como se ha explicado en el apartado 3.3.2, las instalaciones de generación renovable (y también las nucleares) realizan las ofertas más baratas de todo el mercado, porque son centrales que no pueden parar su generación, como es el caso de las centrales nucleares, o centrales que utilizan recursos que no pueden almacenar, como el viento, la radiación solar o el agua fluyente. Por ello, cuanto mayor sea la integración de este tipo de energía, menor será el precio del despacho porque será menor la influencia de centrales más caras en el mercado. Además, al aumentar la generación eólica, se reduce el uso de centrales perjudiciales para el medio ambiente, lo cual es un factor muy importante teniendo en cuenta el cambio climático y todos los problemas medioambientales que existen hoy en día.

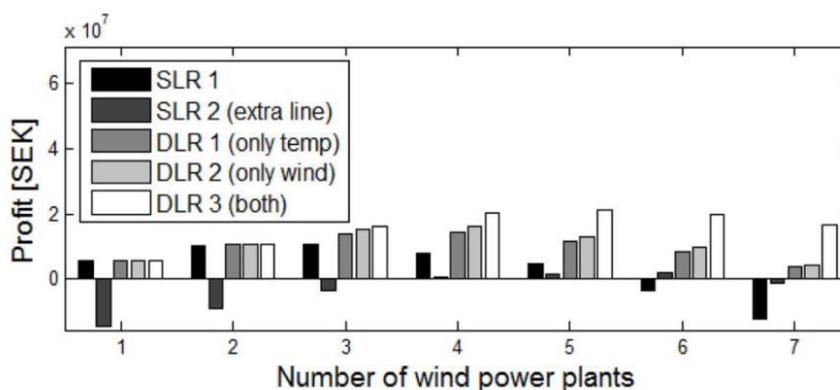
### **3.5.2. Reducción del coste para nuevas instalaciones del sistema eléctrico**

Como se ha explicado anteriormente, es importante considerar que se espera que la capacidad renovable instalada aumente a nivel mundial, especialmente la energía eólica. Pero el aumento de capacidad, también conlleva a una necesidad de aumento en la capacidad de transporte en las líneas del sistema eléctrico.

La capacidad de transporte de la línea se puede aumentar de diferentes maneras, con mejoras en las estructuras existentes en el sistema, la implementación de distintos tipos de conductores con mayor capacidad o incluso la necesidad de instalación de nuevas líneas. Este tipo de cambios y mejoras para poder aumentar la capacidad de transporte requieren grandes inversiones. Por ello, es importante considerar que, en vez de llevar a cabo distintas construcciones, se puede mejorar la eficiencia de la infraestructura existente utilizando DLR en las líneas. De esta forma, se consigue una reducción en el coste de nuevas inversiones debido a que la inversión requerida para instalar los equipos necesarios para poder implementar el DLR es mucho menor que para llevar a cabo los cambios mecánicos mencionados anteriormente. Además, estos equipos se pueden cambiar de ubicación cuando se considere que no son útiles donde están colocados. Es mencionable que también se consigue eliminar el impacto ambiental que supondría la instalación de nuevas líneas eléctricas.

Por ejemplo, en [30] se analiza como la implementación de la ampacidad dinámica puede permitir a los operadores del sistema modificar las estrategias de inversión asociadas con la instalación de plantas de energía eólica. En el estudio se compara el precio del refuerzo necesario para la línea al llevar a cabo la conexión de una instalación eólica con el precio del DLR. La comparación se lleva a cabo calculando las ganancias teóricas totales durante un período de 20 años y los resultados que se obtienen en el estudio se pueden observar en la Figura 22.

La comparación se realiza teniendo en cuenta los beneficios que se obtendrían con la línea utilizando SLR en la línea existente (es decir, sin ninguna modificación), con la instalación de otra línea para aumentar la capacidad de transporte (también con el uso de SLR) y utilizando DLR. En este caso el uso del DLR se separa en tres diferentes aplicaciones: por un lado, se analiza el beneficio del DLR solo considerando la influencia que la temperatura ambiente tiene sobre la ampacidad, por otro lado, solo considerando la influencia del viento, y por último, DLR teniendo en cuenta ambos factores (temperatura y viento) y su influencia en la ampacidad de las líneas. Los beneficios se calculan teniendo en cuenta la inversión que requiere construir una nueva línea; la congestión creada en la línea y las restricciones técnicas necesarias para solucionar el problema, esto es, la reducción de la posible generación eólica; los beneficios relacionados con el uso de la energía eólica, ya que esta energía es más barata.



**Figura 22. Beneficios para un parque eólico, dependiendo del número de turbinas eólicas instaladas, y la estrategia para aumentar la capacidad de las líneas de salida: sin modificación en la línea (SLR1), línea de refuerzo (SLR2) y uso de DLR, considerando solo la influencia de la temperatura ambiente (DLR1), el viento (DLR2) o los dos parámetros (DLR3).**

### 3.5.3. Reducción del coste de despacho de producción de electricidad

Por un lado, gracias al empleo de DLR se consiguen eliminar, o al menos reducir, las restricciones de la red de forma que también se reducen los costes de congestión. Como se ha explicado, cuando las líneas se congestionan se deben realizar cambios en la producción programada, de modo que muchas veces en vez de poder utilizar generadores más económicos, se tienen que poner en funcionamiento generadores más caros. Por lo que, al reducir las congestiones, se reducen las desventajas económicas creadas por estos cambios.

En la situación analizada en [31] se concluye que el coste de la electricidad podría reducirse hasta un 7%, debido a que, en el caso que se estudia en el artículo, la producción de una central de energía hidroeléctrica está menos limitada por problemas de congestión. Es decir, gracias a la reducción de congestiones, se puede aumentar la producción renovable obteniendo un precio de despacho menor.

Además del aumento de producción renovable, con la reducción de costes que se consigue de esa forma, también se pueden reducir costes gracias a aumentar el intercambio de energía entre diferentes áreas con precios distintos. Por ejemplo, existen bastantes artículos (por ejemplo, el artículo [26] ) que analizan la implementación del DLR en el caso de interconexiones entre distintos países, pudiendo gracias al DLR aumentar la capacidad de transporte en las líneas de interconexión y facilitar el flujo de energía entre países. En [32] se analiza el caso de una línea de interconexión entre Finlandia y Suecia y se observa que, gracias al uso del DLR, se consigue reducir el número de horas en las que existe una congestión en la línea. En el estudio se prevé una reducción en el costo de la electricidad de alrededor del 9,6%.

#### **3.5.4. Mayor fiabilidad de la red**

Además de los beneficios medioambientales y económicos, se ha analizado que el empleo del DLR puede conseguir mejorar la fiabilidad de los sistemas eléctricos. De esta forma se puede proporcionar una mayor flexibilidad ante una falta. En [33] se compara una situación con gestión de demanda activa y el otra con la misma gestión de demanda activa y DLR. De esta forma, se muestra que el índice de energía esperada no suministrada (EENS), en el caso de la utilización del DLR, se reduce de 475 MWh/día a 183 MWh/día, es decir, se reduce más de un 60%.

Es importante considerar los criterios de contingencia N-1 cuando el transporte en una línea se está limitando para no exceder la capacidad de esta. Esto se debe a que cuando no se consideran estos criterios, el flujo de energía en la línea no se acerca a la máxima capacidad de la línea en una situación de transporte normal, pero en caso de una situación de contingencia N-1, la carga de la línea aumentaría por lo que la capacidad máxima de la línea sí sería excedida. Por ello, el flujo de energía se limita a un nivel inferior por razones de seguridad N-1, teniendo en cuenta que la capacidad de la línea no será excedida en caso de una situación de contingencia N-1.

Con DLR y la monitorización en tiempo real se podría conocer la capacidad real de línea en cada momento, comprobando que normalmente es más alta que la capacidad estática, el operador puede evitar tener la necesidad de tomar medidas correctivas en el caso de situaciones de contingencia N-1, sin tener que limitar la capacidad a un nivel inferior, y solo tomar las decisiones cuando exista una necesidad real. Por ejemplo, en [34] se demuestra una reducción significativa en la cantidad de situaciones en las que el criterio N-1 no se cumple en un sistema.

## **4. ESTUDIO DE LA APLICACIÓN DE DLR EN UN SISTEMA DE 39 NUDOS**

La capacidad de transporte es un factor importante para analizar en el sistema eléctrico, porque como se ha explicado anteriormente, la creciente introducción de energías renovables, puede generar problemas en relación a las restricciones técnicas del sistema. Una de las restricciones mencionadas es la congestión de las líneas, por lo que es necesario aumentar la capacidad de las mismas. Así, se evita la reducción la producción de energía renovable, como la eólica, y se evita el uso de otras plantas de generación, generalmente térmicas, que tienen mayor precio y mayor impacto en el medio ambiente.

Como se ha comentado, la capacidad de transporte de la línea se puede aumentar de diferentes maneras. Existen soluciones técnicas, como el reemplazo de las estructuras de las líneas y los conductores, pero son soluciones que necesitan un presupuesto alto. Por ello, se plantea cambiar el límite estático de la capacidad de la línea, es decir, la capacidad estática, por un límite dinámico.

De esta forma, utilizando DLR prevista se pueden reducir las restricciones técnicas del sistema, por lo que se puede aumentar la integración renovable, siendo un beneficio muy importante para el medio ambiente, y pudiendo también ser rentable económicamente. Esto se debe a que las energías renovables, como la eólica, entran al mercado diario con un precio muy bajo, o nulo. Este posible beneficio económico es uno de los factores que se analizará mediante las simulaciones.

Sin embargo, a pesar de que el coste de despacho del sistema se pueda reducir, existen factores perjudiciales en tiempo real, debido a que las reservas necesarias y los costes de redespacho, para tratar los errores que pueden ocurrir, son mayores cuanto mayor sea la capacidad límite que se define. Por lo que, también es un factor que se analizará en el proyecto.

Por lo tanto, a continuación se presentan los datos obtenidos de la tesis doctoral de Rafael Alberdi Muiño sobre la predicción de capacidad en líneas eléctricas aéreas a partir de medidas directas y predicciones meteorológicas [1], ya que son los datos que se utilizarán como referencia para definir los datos de las simulaciones para llevar a cabo el estudio, y también se explica el sistema que se ha utilizado para realizar las simulaciones y el procedimiento que se ha seguido para el análisis del empleo de la capacidad dinámica en la operación de los sistemas eléctricos.

Además, cabe señalar que, al utilizar capacidades de línea mayores, existen otros componentes de la red (por ejemplo, interruptores o transformadores) que pueden convertirse en factores limitantes del transporte. Pero en este proyecto no se tratarán estos aspectos.

### **4.1. ANTECEDENTES**

Como se ha explicado, para empezar, se presentan los datos obtenidos en [1], ya que se utilizarán como referencia para llevar a cabo diferentes simulaciones para analizar el impacto que tiene la capacidad de transporte real en la operación del sistema eléctrico.

#### **4.1.1. Línea piloto de Elgoibar**

La instalación piloto utilizada en la tesis [1] está ubicada en la línea de Elgoibar, situado en el valle del Bajo Deba (43,21º Norte, 2,41º Oeste), y el autor utiliza los datos acumulados durante los casi tres años que estuvo en funcionamiento. La línea es una línea de distribución de 30 kV a través de un terreno montañoso. Los conductores son de aluminio con acero reforzado (más conocido como ACSR, del inglés Aluminium Conductor Steel-Reinforced) tipo 147-AL1/34-ST1A y tienen las características indicadas en la Tabla 4. La temperatura máxima admisible para los conductores de la línea, asumida por la compañía eléctrica Iberdrola, es de 75 °C.

**Tabla 4. Características principales de los conductores de la línea piloto. [1]**

Característica		Unidad
Sección aluminio	147,3	mm <sup>2</sup>
Sección acero	34,3	mm <sup>2</sup>
Nº alambres aluminio	30	-
Nº alambres acero	7	-
Diámetro total	17,5	mm
Masa	676	kg/km
Coefficiente dilatación lineal	17,8	°C·10 <sup>-6</sup>
Resistencia DC a 20°C	0,1962	Ω/km

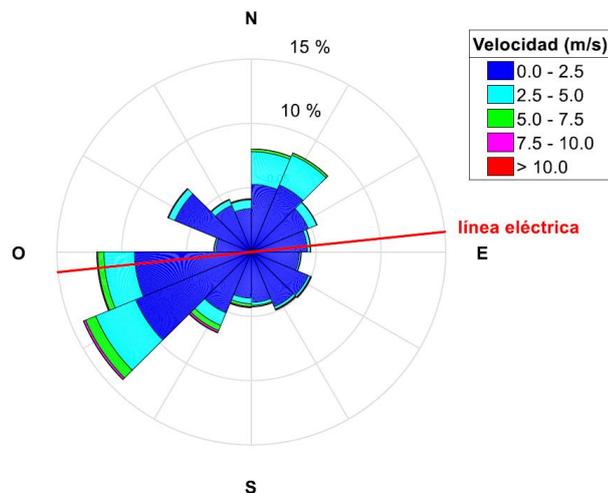
Los instrumentos de medición instalados pueden verse en la Figura 23 y son los siguientes, y las medidas se registraron mediante un datalogger cada minuto.

- Sensor con sistema de monitorización de temperatura, conocido como SMT, por sus siglas en inglés (Temperature Monitoring System) con sonda PT1000, para la medición de la corriente y de la temperatura superficial del conductor.
- Célula de carga de 2000 kg, para la medición de la tensión mecánica.
- Anemómetros, para la medición de la velocidad y dirección horizontal del viento.
- Sensor de temperatura ambiente.
- Sensor de radiación solar, para la medición de la radiación incidente en direcciones por encima del plano horizontal de la sonda.
- Pluviómetro.



**Figura 23. Instalación piloto: 1) célula de carga, 2) sensor de corriente y temperatura superficial del conductor, 3) anemómetros, 4) sensores de temperatura ambiente y de radiación solar. [1]**

La temperatura ambiente registrada durante el tiempo que la instalación estuvo en funcionamiento osciló entre 40,2 °C y -4,4 °C. Además, se registraron vientos con las velocidades y direcciones que forman la rosa de los vientos de la Figura 24.

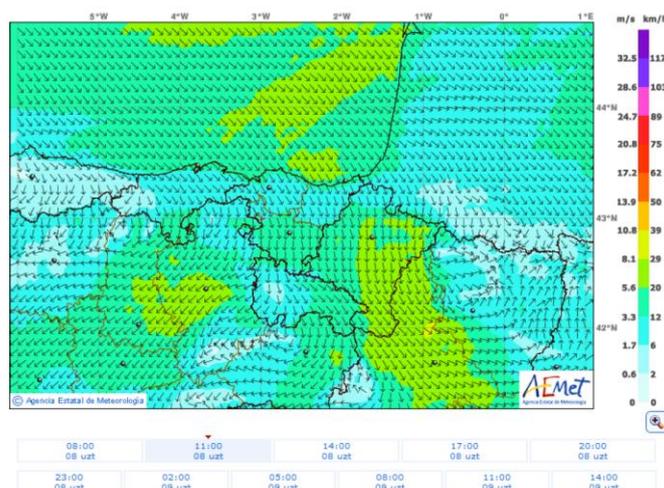


**Figura 24. Rosa de vientos de la instalación piloto. [1]**

Además, para llevar a cabo las predicciones, en la tesis también se utilizaron las predicciones meteorológicas de la ubicación donde se encuentra la línea piloto. Los valores de las predicciones, fueron interpolados por la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) para obtener predicciones en el punto donde está localizada la instalación, teniendo en cuenta los puntos más cercanos del modelo de área limitada de alta resolución (HIRLAM) 0.05° (Figura 25). Las predicciones que se realizan en el modelo son las siguientes:

- Velocidad y dirección de viento a 10 m de altura.
- Temperatura del aire a 2 m de altura.
- Radiación solar en superficie.

El modelo cuenta con un plazo de predicción de hasta 36 horas, se ejecuta cada 6 horas diariamente y cada vez que se ejecuta, hace predicciones con alcances de 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27, 30, 33 y 36 horas.



**Figura 25. Predicción de la velocidad del viento del modelo HIRLAM 0.05°. [1]**

#### **4.1.2. Procesamiento y análisis de datos**

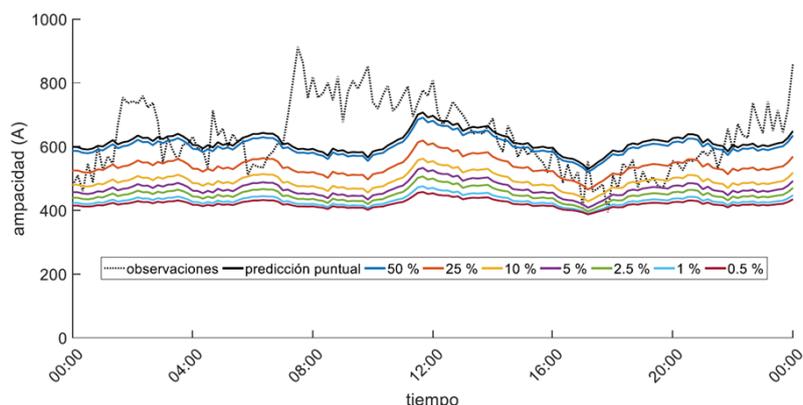
El procedimiento realizado para llevar a cabo el procesamiento y análisis de los datos en la tesis se puede analizar, de forma más resumida, en el artículo [35] y se puede resumir en las siguientes etapas:

- Paso 1: Cálculo de la velocidad de viento perpendicular efectivo.
- Paso 2: Interpolación lineal de las predicciones meteorológicas.
- Paso 3: Cálculo de las medias de las medidas y de las predicciones meteorológicas cada 10 minutos. Por un lado, los valores medidos de temperatura ambiente, velocidad efectiva del viento y radiación solar se calcularon como la media de los 10 minutos anteriores, y, por otro lado, las previsiones meteorológicas del modelo HIRLAM-AEMET se interpolaron para que la resolución original de 3 horas se convirtiera también en una resolución de 10 minutos.
- Paso 4: Cálculo de las series de la ampacidad "observada" y la ampacidad "predicha" con el mismo modelo térmico en estado estacionario.
- Paso 5: División de los datos en entrenamiento y evaluación.

#### **4.1.3. Predicción de ampacidad**

Como se ha explicado en el apartado 3.2.3.2 en la tesis se propone una predicción probabilística. Siguiendo con el artículo [35] se explica que los datos se utilizaron como entrada para realizar el pronóstico de la ampacidad de los conductores en el sitio de medición, con un horizonte de tiempo que oscila entre 30 minutos y 24 horas. Para ello, se seleccionaron modelos de regresión lineal porque permiten evaluar la influencia en los resultados finales que pueden tener las diferentes entradas, por ejemplo, la ampacidad calculada a partir de mediciones pasadas o mediante previsiones meteorológicas. Esto se debe a que la regresión lineal multivariante es una técnica que tiene como objetivo proporcionar un modelo probabilístico de una variable de salida, basado en los valores de varias variables de entrada. En este caso, las predicciones que se utilizarán para el estudio se han realizado mediante el método de regresión lineal adaptando las predicciones con un horizonte de tiempo de 24 horas a los valores medidos.

Como se ha comentado, esta metodología utiliza el cálculo de unos intervalos de predicción que permiten predecir la ampacidad con un nivel de probabilidad determinado. Así, es posible escoger el nivel de riesgo de superar la temperatura máxima admisible de los conductores para poder operar la red eléctrica de una forma más segura. Es decir, dependiendo del cuantil seleccionado, el riesgo de superar la temperatura máxima admisible es distinto, pero también hay que considerar que cuanto menor riesgo menor aprovechamiento. Por eso, es importante seleccionar el cuantil teniendo en cuenta tanto el riesgo como el aprovechamiento porque hay que buscar un equilibrio entre los dos factores. En la Figura 26 se pueden observar las predicciones con distintos cuantiles calculadas en la tesis, junto a las predicciones puntuales y las observaciones.



**Figura 26. Predicciones probabilísticas a 4 horas vista con intervalos empíricos para diferentes segmentos de la predicción puntual de regresión lineal. [1]**

Para la tesis autor utiliza los datos acumulados durante los casi tres años que estuvo en funcionamiento. Sin embargo, para este estudio solo se tendrán en consideración los resultados que se obtuvieron para una semana, exactamente para la semana del 1 al 7 de febrero de 2012. Se tienen en cuenta las ampacidades medidas, las ampacidades predichas y las ampacidades estáticas. Como se ha explicado, es importante buscar el equilibrio entre riesgo y aprovechamiento, por lo que el estudio se llevará a cabo con dos porcentajes distintos en cuanto a la posibilidad de superar la temperatura máxima, 2,5% y 10%, para analizar las diferencias entre el riesgo y el aprovechamiento durante la operación. Por ejemplo, en la Tabla 5 (10% de riesgo) y Tabla 6 (2,5% de riesgo) se observan los datos para las 00:00 del día 1, el resto de datos se pueden observar en los Anexo III: Ampacidad medida, predicha y estáticas con 10% y 2,5% de riesgo.

**Tabla 5. Ampacidad medida y ampacidad predicha y estáticas para 10% de riesgo.**

Ampacidad medida [A]	Ampacidad predicha (10% riesgo) [A]	Ampacidad estática (10% riesgo) [A]
661,5653017	593,6984718	476,5

**Tabla 6. Ampacidad medida y ampacidad predicha y estáticas para 2,5% de riesgo.**

Ampacidad medida [A]	Ampacidad predicha (2,5% riesgo) [A]	Ampacidad estática (2,5% riesgo) [A]
661,5653017	497,2646961	430,4

## 4.2. SISTEMA IEEE 39 BARRAS

Este sistema IEEE de 39 barras es también conocido como el sistema de 10 generadores de Nueva Inglaterra. El sistema se puede observar en la Figura 27. El generador 1 representa la agregación de una gran cantidad de generadores, debido a que se considera la interconexión tanto con el resto de Estados Unidos como con Canadá. Cabe mencionar que, el límite de esta interconexión se ha reducido para llevar a cabo las simulaciones, de 8500 MW a 1000 MW, para que la diferencia entre la interconexión y el resto de generadores no sea tan notable y trabajen todos los generadores de una forma parecida.

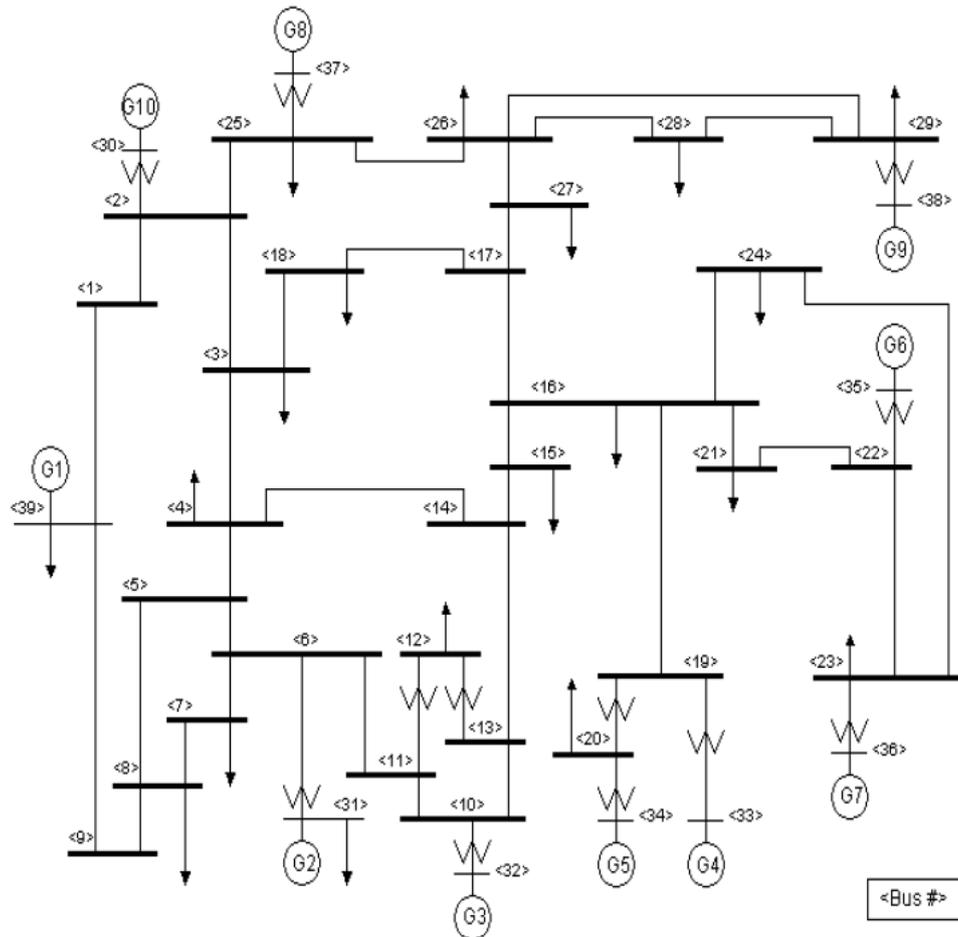


Figura 27. Sistema IEEE de 39 barras. [36]

Se ha elegido este sistema debido a que está entre los ejemplos que el programa que se utiliza para las simulaciones, PowerFactory, ofrece. También se pueden encontrar otros sistemas IEEE como el de 9 barras o 14 barras, pero en este caso se querían analizar los impactos que crea la ampacidad dinámica en un sistema un poco más complicado, para intentar acercarse a la realidad y sacar conclusiones más realistas.

## 4.3. DESCRIPCIÓN DE PROCEDIMIENTOS

El objetivo del estudio es analizar cómo afecta la ampacidad dinámica durante la operación. Por lo tanto, en vez de realizar una sola simulación, se han realizado simulaciones para cada hora para un periodo de 7 días consecutivos (es decir, 168 horas) y se han llevado a cabo algunas modificaciones en el sistema previamente definido en PowerFactory: por un lado, se ha modificado la corriente máxima que soportan las líneas y, por otro lado, se han

modificado también las cargas, precios de generadores o incluso se ha definido un máximo de producción eólica diferente según la hora y el día; como se explicará en el siguiente apartado.

Hay que tener en cuenta que las modificaciones de los datos para una hora se pueden hacer directamente en el programa que se utilizará para hacer las simulaciones, pero en este caso se quieren realizar 168 simulaciones consecutivas, por lo que las modificaciones se deben hacer de forma automática. Para ello, los datos se definen en un Excel y, a continuación, se utiliza un lenguaje de programación interpretado, llamado Python. Mediante este lenguaje se pueden definir las modificaciones en PowerFactory directamente desde Excel y se pueden ejecutar las simulaciones de forma automática, como se explicará de forma más detallada en el apartado 4.5. Además, después de ejecutar las simulaciones, también se pueden exportar los resultados mediante Python a un Excel, para poder después trabajar con los resultados obtenidos de forma más simple.

Las simulaciones se llevarán a cabo, como ya se ha comentado, con PowerFactory, debido a que es una aplicación software líder en análisis de sistemas de energía para su uso en el análisis de generación, transporte, distribución y sistemas industriales. Mediante el programa se realizarán simulaciones para intentar obtener el precio de despacho más económico, como se explicará de forma detallada en el apartado 4.6.

De esta forma, se realizarán distintas simulaciones, primero, para analizar el efecto que tiene la aplicación de ampacidad dinámica en cada una de las líneas del sistema y, así, se seleccionará la línea en la que más efecto se perciba. Después, se llevará a cabo la simulación de toda la semana manteniendo estáticas las ampacidades de todas las líneas menos la seleccionada, empleando en esta la ampacidad dinámica. Se realizarán las simulaciones para las ampacidades medidas, predichas y estáticas y se compararán los resultados obtenidos en cuanto al despacho de cada uno de los generadores.

Hay que recordar que la ampacidad que se define normalmente para la operación de los sistemas eléctricos es la ampacidad estática y no se realizan mediciones en tiempo real para llevar a cabo correcciones en la operación. En cambio, en el caso de la ampacidad dinámica, se llevan a cabo mediciones por lo que, se pueden realizar correcciones en la operación en tiempo real en el caso de que la ampacidad predicha sea mayor que la ampacidad en tiempo real. Así, se evita superar la temperatura máxima admisible de los conductores, evitando problemas como el deterioro de los conductores, el aumento de la flecha de las líneas, etc. Incluso cabe la posibilidad de decidir inyectar más energía renovable, como eólica, al analizar que en tiempo real la ampacidad es mayor que la predicha por lo que las restricciones técnicas se reducen. Por ello, se realizarán algunos cambios en los resultados obtenidos mediante las simulaciones en PowerFactory, para poder hacer este tipo de modificaciones en tiempo real.

Finalmente, se hará una comparación entre los resultados que se han obtenido mediante las simulaciones con la DLR predicha, con las modificaciones en tiempo real, y los resultados de las simulaciones con SLR, para observar los beneficios económicos que puede tener el empleo de DLR en las líneas.

#### **4.4. DATOS PARA SIMULACIONES**

Como se ha comentado, es un sistema previamente definido en PowerFactory, aun así, se realizarán algunos cambios. A continuación, se explica cuáles son las modificaciones que se llevarán a cabo. Los valores definidos para cada factor y cada hora durante la semana se pueden analizar de forma detallada en el Anexo IV: Datos para simulaciones.

#### 4.4.1. DLR

En el apartado 4.1.3 se ha explicado cuales son los valores de ampacidad que se han utilizado, pero en este caso no se utilizan los datos directamente sino como referencia. Es decir, se han modificado los datos para adecuarse al sistema que se está analizando, teniendo en cuenta que la corriente máxima definida en el sistema es de 1 kA en todas las líneas y considerando la ampacidad estática con 10% de riesgo (476,5 A) como referencia, por lo que para calcular el resto de valores se ha hecho una simple regla de tres. Para entender cómo se ha hecho la adecuación se pueden analizar en la Tabla 7 los valores de referencia y los datos calculados para utilizar en el sistema.

**Tabla 7. Ampacidades de referencia y adecuadas al sistema IEEE de 39 barras**

	Ampacidad medida	Ampacidad predicha (2,5% riesgo)	Ampacidad estática (2,5% riesgo)	Ampacidad predicha (10% riesgo)	Ampacidad estática (10% riesgo)
Referencia [kA]	0,6616	0,4973	0,4304	0,5937	0,4765
Adecuado al sistema [kA]	1,3884	1,0436	0,9033	1,246	1

Es interesante mencionar que hay estudios en los que se limitan las ampacidades calculadas cerca del valor estático, por ejemplo, en [25] se explica que aplican un límite máximo del 105% del valor de ampacidad estacional para las horas pico y un límite máximo del 110% del valor estacional para las horas de menor demanda, mientras se mantienen los valores estacionales como límite mínimo. Es cierto que, aplicando los límites, hay más seguridad de que no se va a superar la temperatura máxima del conductor en ningún momento. Sin embargo, los beneficios de la aplicación de DLR también serán reducidos, por lo tanto, en este estudio no se aplicarán este tipo de límites.

#### 4.4.2. Carga

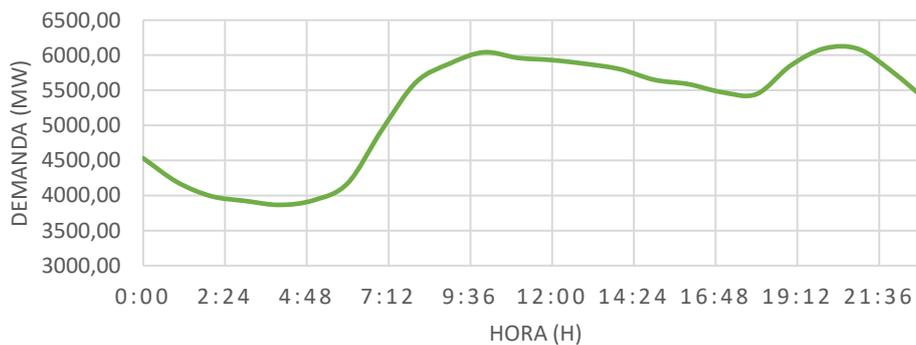
En cuanto a la demanda, las cargas también se han modificado para intentar realizar unas simulaciones un poco más realistas. Partiendo de las cargas que estaban en el sistema previamente definidas (Tabla 8) se han modificado para crear una curva de demanda que pueda representar un día completo, debido a que hay ciertas horas (por ejemplo, por la noche) donde la demanda eléctrica es mucho menor. Esto es, se han considerado los valores definidos en el sistema como valores máximos y se han reducido dependiendo de la hora para que entre todas las cargas la demanda para un día sea la que se define en el Gráfico 1. En la Tabla 8 se puede analizar el consumo de cada carga para la hora con mayor demanda, las 20:00, y también, como ejemplo, las cargas durante las 04:00 y las 12:00. De todas formas, como ya se ha mencionado, el consumo definido para cada carga en cada momento se puede analizar de forma detallada en el Anexo IV: Datos para simulaciones.

**Tabla 8. Demanda máxima de cada carga.**

Carga	Demanda máxima (20:00) (MW)	Ejemplo: Demanda a las 04:00 (MW)	Ejemplo: Demanda a las 12:00 (MW)
Carga 03	322,0000	204,1640	313,1885
Carga 04	500,0000	317,0248	486,3175
Carga 07	233,8000	148,2408	227,4021
Carga 07	522,0000	330,9739	507,7155
Carga 12	7,6000	4,8188	7,3920
Carga 15	320,0000	202,8959	311,2432

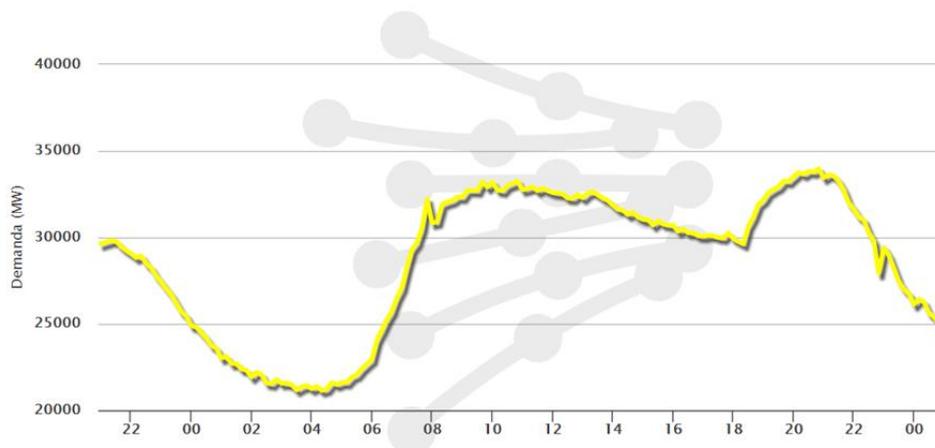
Carga	Demanda máxima (20:00) (MW)	Ejemplo: Demanda a las 04:00 (MW)	Ejemplo: Demanda a las 12:00 (MW)
Carga 16	329,0000	208,6023	319,9969
Carga 18	158,0000	100,1798	153,6763
Carga 20	628,0000	398,1831	610,8148
Carga 21	274,0000	173,7296	266,5020
Carga 23	247,6000	156,9907	240,8244
Carga 24	308,6000	195,6677	300,1552
Carga 25	224,0000	142,0271	217,8702
Carga 26	139,0000	88,1329	135,1963
Carga 27	281,0000	178,1679	273,3104
Carga 28	206,0000	130,6142	200,3628
Carga 29	283,6000	179,8164	275,8393
Carga 31	9,2000	5,8333	8,9482
Carga 39	1104,0000	699,9907	1073,7891

**CURVA DE DEMANDA**



**Gráfico 1. Curva diaria de demanda total del sistema.**

Es importante mencionar que para construir la curva se ha utilizado como referencia la curva de un día de la REE (Figura 28). En la web de REE se puede analizar la demanda real, la demanda programada, la producción de cada tipo de energía en cada momento, etc. para cualquier día del año. En este caso, se ha seleccionado un día de febrero, ya que las capacidades que se han utilizado también son de febrero, aunque no del mismo año. Se podrían hacer las curvas de demanda con cada uno de los días para los que se tienen los datos de capacidad, pero al ser una simple adecuación a otro sistema no es necesario entrar en tanto detalle, por lo que se utilizará la misma curva (Gráfico 1) para todos los días en los que se haga la simulación.



**Figura 28. Curva de demanda REE (03/02/2020). [37]**

### 4.4.3. Generadores

En cuanto a los generadores, se han llevado a cabo algunos cambios, por un lado, se ha cambiado el tipo de central, y, por otro lado, se han definido precios para todos los generadores.

En cuanto al tipo de centrales, es importante mencionar que el cambio se ha realizado principalmente por la mayoría de centrales estaban definidas como nuclear o térmicas de carbón. Si bien es cierto que no es un factor que influya a la simulación, en las simulaciones se quiere analizar el impacto de la capacidad variable en la integración de la energía eólica y los beneficios económicos al evitar restricciones técnicas, y para ello, también es interesante tener generadores de distintos precios (eólicas, hidráulicas, térmicas...). Por lo que, se han definido los tipos de centrales para que concuerden con los precios definidos que se explican a continuación.

En cuanto a los costes de despacho definidos, en la Tabla 9 se pueden analizar, el tipo de central relacionada con el precio máximo que se define para el generador.

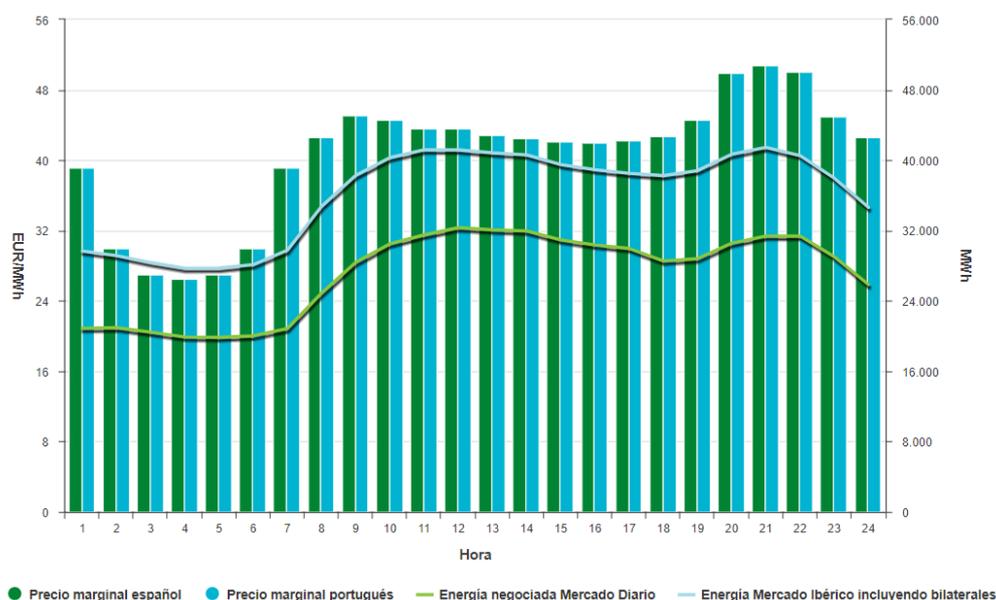
**Tabla 9. Tipo de central y precio.**

Generador	Tipo de central	Precio [\$/MWh]	
G 01	Otros: interconexión	Medio	37,5
G 02	Gas	Medio alto	62,5
G 03	Gas	Medio alto	62,5
G 04	Carbón	Alto	87,5
G 05	Carbón	Alto	87,5
G 06	Hidráulica: bombeo	Medio	37,5
G 07	Carbón	Alto	87,5
G 08	Eólica	Bajo	0
G 09	Hidráulica: bombeo	Medio	37,5
G 10	Eólica	Bajo	0

Estos valores máximos se han definido teniendo en cuenta los precios que se definen en el artículo [23] . En el artículo los precios de despacho de los generadores se definen entre 70 £/MWh (aproximadamente 87,5 \$/MWh), el generador más caro, y 0 £/MWh, los generadores eólicos. Por lo que, para las simulaciones los precios máximos se han definido entre estos dos valores, dependiendo el tipo de central.

Además, también se quieren llevar a cabo las simulaciones con distintos precios para los generadores, por lo que se ha definido una curva de precios para cada tipo de central. Para definir los distintos precios, se han tomado como referencia los precios marginales del mercado diario durante un día, definidos por OMIE, que se pueden analizar en la Figura 29. No se han utilizado los datos obtenidos de la curva para definir directamente el precio de las centrales, simplemente se ha utilizado la curva del precio marginal como referencia para marcar los distintos precios de una misma central.

Es decir, teniendo en cuenta el precio máximo definido para cada tipo de central (Tabla 9), se ha creado una curva utilizando como referencia la curva del precio marginal (Figura 29). A pesar de que la curva para cada tipo de generador se puede analizar en el Anexo IV: Datos para simulaciones, en la Tabla 10 también se presentan los valores, junto con los valores de la curva del precio marginal. Es mencionable que los precios de los generadores se han definido en dólares ya que es la unidad que se utiliza en PowerFactory.



**Figura 29. Precio marginal y energía negociada en el Mercado Ibérico (03/02/2020). [38]**

**Tabla 10. Curvas de precios de referencia y de distintos generadores.**

Hora	Precio marginal (€/MWh)	G01, G06, G09 (\$/MWh)	G02, G03 (\$/MWh)	G04, G05, G07 (\$/MWh)
0:00	39,2000	28,9541	48,2568	67,5596
1:00	30,0000	22,1588	36,9313	51,7038
2:00	27,0000	19,9429	33,2381	46,5334
3:00	26,4900	19,5662	32,6103	45,6544
4:00	27,0000	19,9429	33,2381	46,5334
5:00	30,0000	22,1588	36,9313	51,7038
6:00	39,2000	28,9541	48,2568	67,5596

Hora	Precio marginal (€/MWh)	G01, G06, G09 (\$/MWh)	G02, G03 (\$/MWh)	G04, G05, G07 (\$/MWh)
7:00	42,6100	31,4728	52,4547	73,4366
8:00	45,1300	33,3342	55,5569	77,7797
9:00	44,6100	32,9501	54,9168	76,8835
10:00	43,6200	32,2188	53,6981	75,1773
11:00	43,6100	32,2114	53,6857	75,1600
12:00	42,8300	31,6353	52,7255	73,8157
13:00	42,4700	31,3694	52,2824	73,1953
14:00	42,1400	31,1257	51,8761	72,6266
15:00	42,0300	31,0444	51,7407	72,4370
16:00	42,2700	31,2217	52,0361	72,8506
17:00	42,7100	31,5467	52,5778	73,6089
18:00	44,5700	32,9205	54,8675	76,8146
19:00	49,9800	36,9165	61,5275	86,1385
20:00	50,7700	37,5000	62,5000	87,5000
21:00	50,0000	36,9313	61,5521	86,1729
22:00	44,9900	33,2307	55,3846	77,5384
23:00	42,6100	31,4728	52,4547	73,4366

Es importante tener en cuenta que la curva del precio marginal varía principalmente dependiendo de la cantidad de energía renovable haya entrado en el mercado, debido a que son las centrales que hacen las ofertas más baratas, y la demanda, no tanto por los distintos precios que ofrecen los generadores. Aun así, también se considera que los generadores tienen en cuenta la curva de demanda a la hora de realizar las ofertas para cada hora, es decir, no realizan la misma oferta durante una hora pico que durante un valle, ya que en una hora pico, aunque la oferta sea cara es muy probable que entren en el mercado, pero durante una hora valle no, por lo que la oferta generalmente es más barata. Cabe mencionar que también hay generadores que no quieren rebajar el precio de la oferta y prefieren no entrar a producir durante las horas valle.

#### **4.4.4. Potencial eólico**

En cuanto a la producción eólica, hay que considerar que no se disponen datos de predicción ni de medición de viento, por lo que tampoco se dispone de datos de la posible energía eólica en la ubicación donde se calcularon las ampacidades. Pero, como se ha explicado en la memoria, en el apartado 3.2.1, a pesar de que el viento no es el único factor climático que afecta a la ampacidad, sí es uno de los más importantes. El viento, tanto la velocidad como dirección, son los factores que más afectan al enfriamiento de las líneas. Por lo que, cuanto más viento más ampacidad. En este caso los datos de partida son los datos de la ampacidad, de manera que se ha hecho una suposición para la producción eólica posible, tomando por proporcionales el viento y la ampacidad medida, es decir, cuanto más ampacidad, más viento. Para ello, se ha definido con la máxima producción de cada generador la hora con mayor ampacidad registrada, y se ha ido reduciendo esa potencia máxima de forma proporcional a la reducción de la ampacidad.

La mayor ampacidad se mide a las 23:00 del día 1 de febrero, como se puede observar en el Anexo IV: Datos para simulaciones, y el valor es de 1,9538 kA. El potencial eólico máximo, es decir, el potencial definido en dicha hora, es de 595 MW para el generador G08 y 850 MW para el generador G10. Los valores definidos para las 168 horas se definen también en el Anexo IV: Datos para simulaciones y en la Tabla 11 se pueden ver, como ejemplo, los valores definidos para el primer día de las simulaciones.

**Tabla 11. Potencial eólico del primer día.**

Hora	Ampacidad medida [kA]	G 08 [MW]	G 10 [MW]
1:00	1,3884	422,8207	604,0296
2:00	1,4781	450,1436	643,0623
3:00	1,5061	458,6563	655,2233
4:00	1,3297	404,9505	578,5007
5:00	1,5332	466,9173	667,0247
6:00	1,6434	500,4698	714,9568
7:00	1,3236	403,0885	575,8407
8:00	1,3555	412,7956	589,7080
9:00	1,6445	500,8178	715,4540
10:00	1,8799	572,5064	817,8662
11:00	1,7429	530,7982	758,2831
12:00	1,4704	447,8018	639,7168
13:00	1,4346	436,8923	624,1318
14:00	1,3520	411,7447	588,2066
15:00	1,3406	408,2593	583,2276
16:00	1,3035	396,9806	567,1151
17:00	1,3270	404,1417	577,3453
18:00	1,4025	427,1178	610,1682
19:00	1,2948	394,3148	563,3068
20:00	1,6249	494,8634	706,9477
21:00	1,6865	513,5993	733,7133
22:00	1,6397	499,3696	713,3851
23:00	<b>1,9538</b>	<b>595,0000</b>	<b>850,0000</b>
0:00	1,9131	582,6268	832,3240

El programa utilizado para las simulaciones ofrece distintos tipos de generadores, por ejemplo, el sistema IEEE de 39 barras utiliza generadores síncronos, pero también existe la posibilidad de instalar generadores eólicos ("Wind Generator"). El problema de estos generadores eólicos es que no se puede definir la potencia máxima, sino que directamente se define la potencia de despacho. En este análisis se busca ver cómo definiendo una potencia máxima, aun definiendo el coste de despacho nulo, no se lleva a cabo toda la producción porque por ciertas restricciones técnicas de la línea no es posible. En cambio, con un generador eólico cuando por ciertas restricciones técnicas no se pueda producir toda la potencia definida simplemente no funciona la simulación, por lo tanto, este tipo de generador no es adecuado en este caso.

#### **4.5. PROGRAMACIÓN (PYTHON)**

Como se ha explicado, se utilizará el lenguaje Python para definir los datos y realizar las simulaciones de forma automática. Es cierto que PowerFactory también ofrece la posibilidad de utilizar el lenguaje Digsilent Programming Language (DPL), un lenguaje de propósito general en PowerFactory, pero teniendo en cuenta que Python es uno de los lenguajes más populares entre los desarrolladores se ha decidido utilizar este código.

El código diseñado se puede observar en el Anexo II: Código de Python, donde además se pueden analizar algunas notas para entender mejor dicho código, pero a continuación se detalla su contenido. El código se puede separar en tres partes, por un lado, la lectura del Excel donde se definen los valores de los parámetros, explicados en el apartado 4.4; por otro lado, la definición de estos valores en los distintos parámetros en PowerFactory y la ejecución de las simulaciones; y por último, el traslado de los resultados a Excel.

Para relacionar Python con Excel, tanto para leer los datos previamente definidos en Excel, como para crear un Excel con los resultados obtenidos en PowerFactory mediante Python, se pueden utilizar distintos paquetes. En este caso se utilizan los paquetes "xlrd" y "win32com", aunque existen muchas otras posibilidades que se pueden analizar en [39]. Además, también se utiliza el paquete "powerfactory" para relacionar PowerFactory con Python. Los distintos paquetes se deben importar y, para ello, se define lo siguiente en el código:

```
import powerfactory
import xlrd
from win32com import client
```

Cada paquete funciona de una forma distinta, ya que se utilizan para funciones diferentes, por lo que a continuación se explica cómo se ha utilizado cada uno de los paquetes. En cuanto al paquete "powerfactory", como se ha explicado, primero se importa el paquete y después se utiliza el módulo "GetApplication". Este comando crea un objeto y lo devuelve, es necesario iniciarlo al iniciar el script de Python desde PowerFactory externo. Se debe mantener el objeto de aplicación creado mientras use PowerFactory de Python y no se debe llamar a esta función dos veces.

```
import powerfactory
app=powerfactory.GetApplication()
```

Para seguir con el código se definen listas de distintos elementos. La definición se lleva a cabo mediante el módulo "GetCalcRelevantObjects" y el nombre que se le da al objeto en PowerFactory, en el caso del tipo de línea se define como '\*.TypLne', la línea como '\*.ElmLne', los generadores síncronos como '\*.ElmSym' y las cargas como '\*.ElmLod'. Es decir, para definir la lista de las líneas se escribe:

```
LineTypes=app.GetCalcRelevantObjects('*.TypLne') # Lista de tipos de líneas
```

Además, se puede definir un único objeto en vez de una lista, para ello se define también el nombre concreto entre los paréntesis, es decir:

```
LineType=app.GetCalcRelevantObjects('*Line Type 02 - 03.TypLne')
```

En cuanto al paquete "xlrd", primero se importa el paquete y, como el paquete se utiliza para leer los datos definidos en el Excel que se ha explicado, se define el libro de Excel mediante el módulo "open\_workbook" y la ubicación del archivo:

```
import xlrd
wb = xlrd.open_workbook("C:\\Users\\nerea\\Documents\\Datos.xlsx") # Ubicación del documento Datos.xlsx
```

Después, se definen las distintas páginas del libro, por ejemplo, la hoja donde se definen los datos de la capacidad de la línea es la primera, por lo que, teniendo en cuenta que el módulo empieza a contar desde 0:

```
ws_line = wb.sheet_by_index(0) # Entre paréntesis número de La página del Libro  
# ws_line = nombre de La hoja de Excel (para Leer datos)
```

Por otro lado, para pasar los resultados obtenidos en las simulaciones se utiliza el paquete "win32com" y se ha utilizado como se explica en la página oficial de DIGSILENT en el apartado de soluciones [40] , definiendo un Excel con dos hojas, una para los datos obtenidos sobre las líneas, llamado "Informe de líneas", y otra para los datos obtenidos sobre los generadores, llamado "Informe de generación":

```
from win32com import client  
excel=client.Dispatch("Excel.Application")  
excel.visible=True  
wb2=excel.Workbooks.Add()  
wb2.Worksheets[0].Name="Informe de líneas"  
ws1=wb2.Worksheets[0]  
ws2=wb2.Worksheets.Add()  
ws2.Name="Informe de generación"  
# ws1 y ws2 nombres de Las hojas de Excel (para pasar resultados)
```

Además, también se da un nombre algunas celdas del documento para poder entender los resultados que se definen en el Excel, por ejemplo, en el caso de las líneas el nombre de la columna en la que se definirá la hora de la simulación, el nombre de la columna en la que se define el nombre de la línea, los nombres de las columnas donde se define la carga de cada una de las líneas en distintas simulaciones, etc.:

```
ws1.Cells(1, 1).Value = "Hora"  
ws1.Cells(1, 2).Value = "Nombre de línea"  
ws1.Cells(1, 3).Value = "Carga [%] (datos medidos)"
```

Es decir, el formato que se utiliza para dar un valor a una casilla de Excel es el siguiente:

```
nombre de La hoja de excel.Cells(fila, columna).Value = ____
```

También, se definen de la misma forma los títulos de la página de los resultados de generación, para la hora, el nombre del generador, la potencia y el coste en las distintas simulaciones.

Después de lo explicado, se lleva a cabo un bucle para realizar las simulaciones con los datos de ampacidad medidos, predichos (2,5% y 10% de riesgo) y estáticos (2,5% y 10% de riesgo) durante 7 días consecutivos para cada hora (168 horas). Para comenzar el bucle se definen algunos valores iniciales:

```
time = 1  
row = 1  
row_gen = 1  
row_gen_resultados = 2  
row_line_resultados = 2
```

También se define la ampacidad de todas las líneas, para verificar que al cambiar la ampacidad en la línea seleccionada el resto de líneas tienen la ampacidad estática de referencia. Para ello, se necesita conocer el nombre del parámetro al que se le quiere dar el valor, en este caso la corriente nominal del tipo de línea definida como "sline" y el nombre de la lista de objetos que se quieren modificar, en este caso la lista de los tipos de línea se ha definido como "LineTypes", por lo que para dar valor a todos los tipos de línea se escribe lo siguiente en el código:

```
for t in LineTypes:
    t.sline = 1
```

Para realizar el bucle, se utiliza el comando "while" y se suma cada una de las veces una hora, el bucle no para hasta superar las horas que se requieren, es decir, en este caso hasta superar las 168 horas. Dentro del bucle se definen los valores en PowerFactory, tanto con los datos medidos como los predichos y los estáticos. Pero en esta explicación solo se analizará uno de los casos, debido a que en el resto la única diferencia es que al seleccionar el dato de ampacidad en el Excel se elige otra columna. Por lo que, a continuación, se analiza el bucle definido en el código:

```
while time<=168: # Bucle durante 168 h (7 días)
```

```
    # Definición de La hora en Los resultados en Excel (paquete win32com)
    ws1.Cells(row_line_resultados, 1).Value = time
    ws2.Cells(row_gen_resultados, 1).Value = time
```

```
    # Datos medidos
```

```
    # Definición de Los valores desde Excel a PowerFactory (paquetes xlrd y
    powerfactory)
    for t in LineType:
        t.sline = ws_line.cell_value(row, 2) # Valores de ampacidad
    for r, l in enumerate(Load):
        l.plini = ws_load.cell_value(row, 2 + r) # Valores de cargas
    for r, gen in enumerate(SynGen):
        gen.cpower = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 3)),
(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 4))]
        gen.ccost = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 5)),
(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 6))]
        # Valores de La curva de costes para generadores
    for g in G08:
        g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 2) # Limitación de potencia eólica
(G08)
    for g in G10:
        g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 3) # Limitación de potencia eólica
(G10)
```

```
    # Ejecución de La simulación
    opf = app.GetFromStudyCase('ComOpf')
    opf.Execute()
```

```
    # Traspaso de Los resultados de PowerFactory a Excel (paquetes win32com y
    powerfactory)
    for r,l in enumerate(Line):
        ws1.Cells(row_line_resultados + r, 2).Value = l.loc_name
        ws1.Cells(row_line_resultados + r, 3).Value = l.GetAttribute("c:loading")
        # Mostrar carga de Las líneas en excel
    for r,s in enumerate(SynGen):
        ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 2).Value = s.loc_name
        ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 3).Value = s.GetAttribute("m:P:bus1")
        ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 4).Value = s.GetAttribute("c:cst_disp")
        # Mostrar despacho y precio de Los generadores en excel
```

```
    # Datos predichos - 2,5% seguridad
    # Datos estáticos - 2,5% seguridad
```

```
# Datos predichos - 10% seguridad
# Datos estáticos - 10% seguridad

# Actualización de valores para seguir el bucle
time += 1
row += 1
for l in enumerate(Line):
    row_line_resultados += 1
for s in enumerate(SynGen):
    row_gen += 1
    row_gen_resultados += 1
```

Dentro del bucle se observa que el código para cada una de las simulaciones se separa en tres partes: la definición de los datos en PowerFactory, marcado en rojo; la ejecución del comando "Optimal Power Flow (OPF)", es decir, la ejecución de la simulación, marcado en verde (esta parte se explicará en el apartado 4.6); y, el traspaso de los resultados obtenidos en la simulación a Excel, marcado en azul.

Para realizar la definición de los datos, se utiliza el paquete llamado "xlrd" y el mismo formato que se ha explicado al definir la capacidad estática para toda la lista de tipos de línea, pero en este caso, en vez de definir directamente un valor en Python se selecciona una celda del Excel de los datos. Es decir, el formato para la definición del valor es el siguiente:

```
for x in Lista de elementos/objeto:
    x.nombre del parámetro = nombre de la hoja de excel.cell_value(fila,columna)
```

Por el otro lado, los resultados que se obtienen en la simulación, se pasan a Excel utilizando el paquete "win32com", para poder realizar un análisis y comparar todos los resultados de forma simple. Para ello, se necesita conocer el nombre del parámetro que se quiere analizar, por ejemplo, la carga de la línea ("**c:loading**"), la potencia producida por cada generador ("**m:P:bus1**") y el coste de generación ("**c:cst\_disp**"), y se utiliza el comando "GetAttribute". También se define el nombre de cada línea y cada generador, utilizando "loc\_name", para poder saber de cual son los resultados. El formato que se utiliza en el código es el siguiente:

```
for r,x in enumerate(Lista de elementos):
    nombre de la hoja de excel.Cells(fila+r,2).Value = x.loc_name
    nombre de la hoja de excel.Cells(fila+r,3).Value = x.GetAttribute("nombre del parámetro")
```

Por último, después de hacer lo mismo para las diferentes simulaciones con datos predichos y estáticos, se actualizan los valores para continuar con el bucle. Para ello, se deben actualizar los valores que se utilizan tanto para seleccionar las celdas del Excel de los datos, como para los valores para diseñar el Excel de resultados. Es reseñable que para facilitar la actualización se utiliza de nuevo el comando "for" de Python, para que se cuenten de forma automática el número de líneas y generadores. Al calcular el número de elementos de forma automática, es más sencillo ajustar el código a sistemas más grandes o más pequeños, a pesar de que esté diseñado específicamente para este sistema.

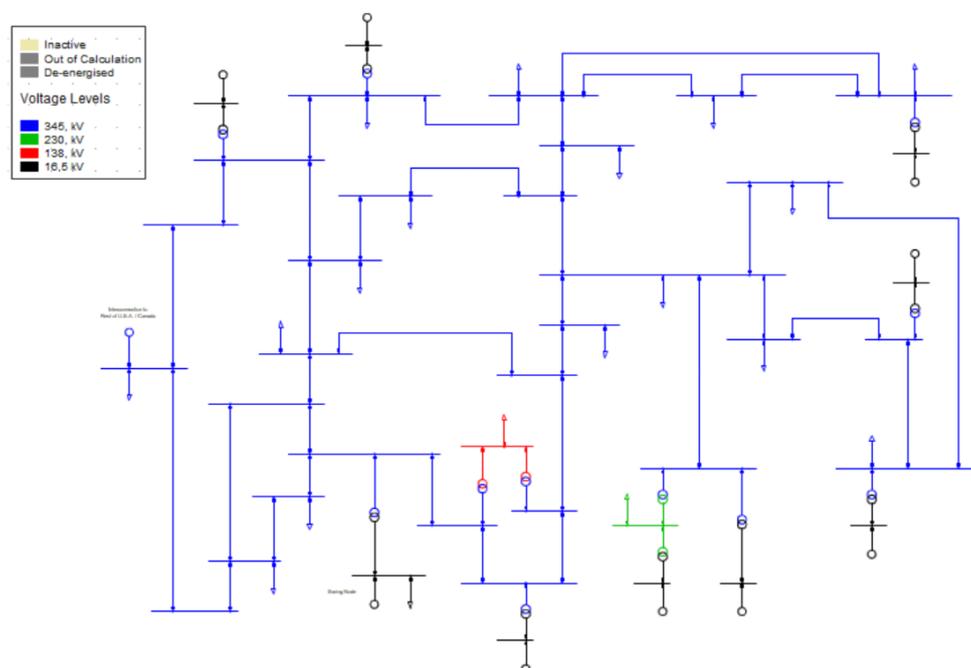
## **4.6. SIMULACIÓN (DIGSILENT POWERFACTORY)**

Para llevar a cabo las simulaciones se ha utilizado la aplicación de software PowerFactory de DIGSILENT, como ya se ha explicado anteriormente. En cuanto al programa utilizado es importante detallar tres aspectos, por un lado, el tipo de sistema seleccionado; por otro

lado, el tipo de flujo de carga que se ha llevado a cabo para analizar el funcionamiento del sistema; y, por último, cómo se utilizan los códigos de Python en el programa.

En cuanto al sistema que se utiliza para las simulaciones es el sistema IEEE 39 barras [41]. El sistema de 39 barras de Nueva Inglaterra consta de 10 generadores, 19 cargas, 34 líneas y 12 transformadores. La Figura 30 muestra el diagrama unifilar. Es un modelo simplificado del sistema de transporte en el área de Nueva Inglaterra en el noreste de los Estados Unidos. El nivel de tensión de la red del sistema de transporte de Nueva Inglaterra es de 345 kV (tensión nominal) y para las barras con un nivel de tensión diferente, el modelo de PowerFactory asume las siguientes tensiones nominales:

- Barra 12: 138 kV
- Barra 20: 230 kV
- Barra 30 - Barra 38: 16,5 kV



**Figura 30. Diagrama unifilar del sistema de 39 barras de Nueva Inglaterra.**

Por otro lado, después de definir todos los datos mediante el código de Python, se ejecuta el flujo de cargas para analizar lo que ocurre en el sistema, pero no se lleva a cabo un flujo de cargas estándar (Load Flow) si no que se lleva a cabo el Optimal Power Flow (OPF). Es importante mencionar la utilidad de este tipo de simulaciones porque el PowerFactory OPF sirve para agregar inteligencia a las funciones de flujo de carga existentes. Esto se debe a que el flujo de carga estándar hace los cálculos en función de los "puntos de ajuste" especificados (generación de energía activa/reactiva, tensión del generador, posiciones de toma del transformador, etc.). En cambio, el OPF también lleva a cabo una optimización, es decir, calcula los mejores valores posibles en función del objetivo y una serie de restricciones definidas por el usuario. El funcionamiento se explica de forma detallada en el manual [42], pero a continuación se mencionarán algunos factores importantes que se han tenido en cuenta durante este proyecto.

Es importante analizar los diferentes tipos de optimizaciones que ofrece PowerFactory al realizar una simulación de OPF: por una parte, ofrece la opción de realizar la optimización de corriente alterna (AC) o corriente continua (DC), y por otra parte, la opción de realizar la optimización de DC restringida por contingencias.

Al seleccionar el método de AC, el OPF realiza una optimización no lineal y el cálculo requiere la resolución de un conjunto de ecuaciones no lineales y se resuelve de forma iterativa. Esta optimización es precisa pero compleja y calcula la magnitud y el ángulo de las tensiones, la potencia activa y la reactiva. El OPF, configurado para la optimización de AC, tiene una selección de cinco funciones para que el usuario pueda definir el objetivo de los cálculos. Las funciones son las siguientes:

- Minimización de pérdidas (total): el objetivo de la optimización es encontrar un despacho de energía que minimice las pérdidas totales de energía activa.
- Minimización de pérdidas (selección): el objetivo es minimizar la suma de las pérdidas de potencia activa de todos los elementos del conjunto definido.
- Minimización de costos: el objetivo de la optimización es abastecer el sistema con costos operativos óptimos. Es decir, el objetivo es minimizar el costo del despacho de energía utilizando los generadores o redes externas con menor costo. Para ello, es necesario introducir una función de costo para el despacho de energía de cada generador y una tarifa para cada red externa.
- Minimización de la pérdida de carga: el objetivo es minimizar el costo total de la reducción de carga, de modo que se puedan cumplir todas las restricciones.
- Maximización de la reserva de energía reactiva: el objetivo de esta función es maximizar la reserva total de potencia reactiva de todas las unidades de generación participantes.

Por el otro lado, el cálculo de la optimización DC requiere la resolución de un conjunto de ecuaciones lineales y solo se puede obtener una solución aproximada. No se realizan iteraciones, por lo que es una optimización rápida y sin problemas de convergencia. La optimización define la magnitud de tensión de todos los nudos se fija a 1 p.u., solo se calculan los flujos de potencia activa y los ángulos de las tensiones y se desprecian las pérdidas. La optimización de DC, al igual que la optimización de AC, tiene funciones disponibles para seleccionar el objetivo del OPF. En este caso las funciones son las siguientes:

- Verificación de viabilidad: el objetivo es realizar una verificación de viabilidad de la red considerando los controles y restricciones especificados (es decir, realizar un flujo de carga restringido).
- Minimización de costes: el objetivo es minimizar los costos de generación, al igual que en la función de minimización de costes en el caso de la optimización de AC.
- Min. cambio de despacho de generador: el objetivo es minimiza el cambio en el despacho del generador desde el valor inicial de los generadores.

Por último, cabe mencionar que la optimización de DC restringida por contingencias realiza un OPF usando la optimización de DC y considerando restricciones definidas por el usuario y también algunas restricciones impuestas por las contingencias seleccionadas. Este método también considera las acciones posteriores a la falta definidas por el usuario. Es decir, la optimización se puede realizar utilizando casos de contingencia que incluyan cualquier acción posterior a una falta especificada. Por ello, y teniendo en cuenta que en este proyecto no se requiere analizar situaciones con contingencias, este método se descarta y para realizar las simulaciones se debe seleccionar entre llevar a cabo una optimización en AC o en DC, y también se debe seleccionar el objetivo de la optimización.

En cuanto al objetivo de la optimización, hay que tener en cuenta que la finalidad principal del proyecto es analizar los beneficios económicos que se pueden obtener utilizando DLR en las líneas de un sistema. Es decir, como ya se ha explicado anteriormente, se espera que empleando DLR en ciertas líneas (por ejemplo, en la salida de instalaciones de energía eólica), se pueda aprovechar más la generación de los generadores más baratos y, de esta

forma, disminuir el coste del despacho del sistema total. Por lo tanto, para comprobar la teoría mediante las simulaciones se necesita seleccionar el objetivo de la minimización de costos en la optimización. De esta forma, al llevar a cabo el cálculo del flujo de potencia, la optimización intentará aprovechar al máximo las centrales de generación más baratas.

Para seleccionar la optimización de AC o DC se debe analizar la diferencia entre los dos métodos. Por un lado, las dos optimizaciones ofrecen el objetivo de minimizar el coste de despacho, por lo que no hay problema en utilizar cualquiera de los dos métodos. Por otro lado, como ya se ha explicado, la resolución para el método de AC se obtiene mediante iteraciones y el resultado es preciso; en cambio, utilizando el método de DC se llevan a cabo bastantes simplificaciones, como despreciar las pérdidas, definir la tensión de todas las barras en 1 p.u. y no calcular el flujo de potencia reactiva. De esta forma, el cálculo que se realiza mediante este método es solo una aproximación. Por lo tanto, la mejor opción para llevar a cabo las simulaciones es el método de optimización de AC.

Cabe mencionar que también hay que considerar que el método de optimización de AC, al ser más preciso, también es mucho más complejo. Por ello, al ejecutar el OPF existen distintos apartados, como la inicialización, las opciones avanzadas o el control de iteración, que se deben controlar para que la optimización pueda llegar a converger. El problema está en que para este proyecto no se lleva a cabo una única simulación, si no 168, por lo que no se han conseguido definir los valores de todos los apartados de forma adecuada para poder llevar a cabo todas las simulaciones seguidas. Es decir, con el método de AC siempre llega un momento en el que el cálculo no converge. Por lo tanto, se ha decidido llevar a cabo las simulaciones con el método de optimización de DC, que, al ser más simple, no tiene problemas de convergencia.

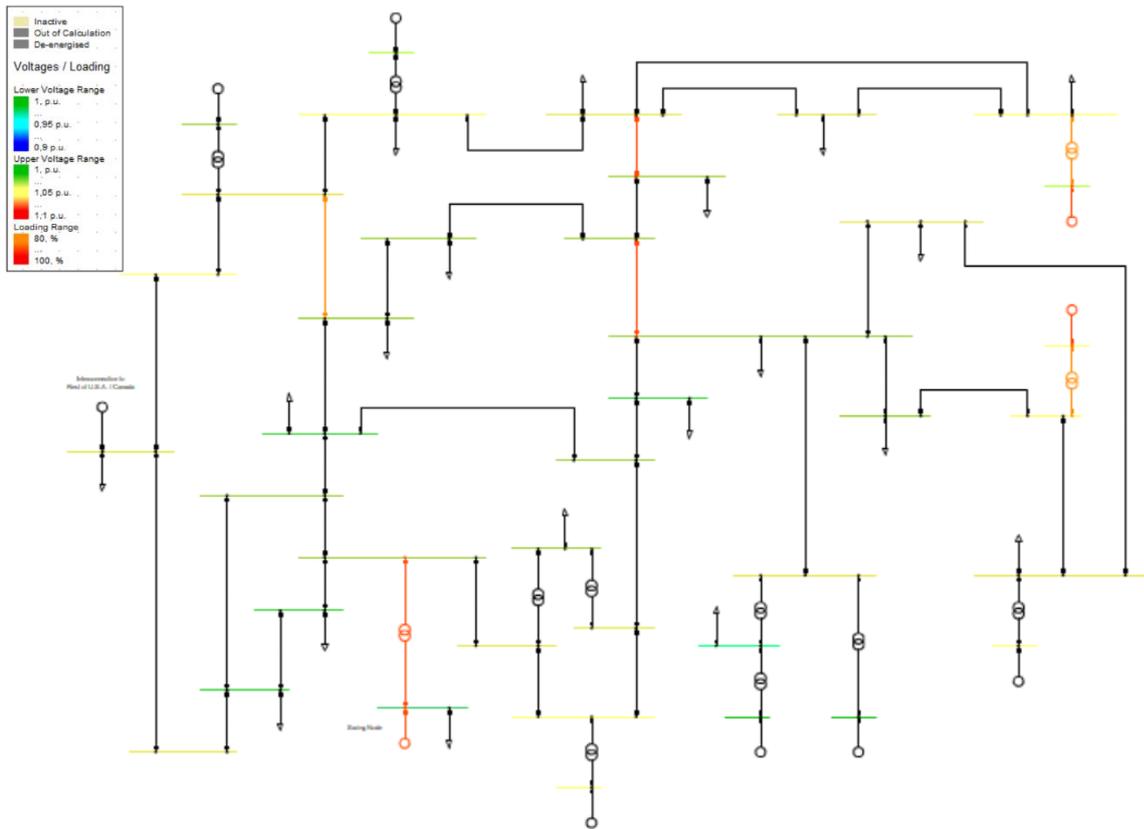
Es importante tener en cuenta que antes de realizar toda la simulación de la semana programada, se ha realizado una comprobación de que el método de DC funciona de forma adecuada a pesar de ser una aproximación. Para ello, se ha realizado la simulación para la misma hora (00:00 del primer día) con un método y con el otro. En las Tabla 12 y Tabla 13 se puede obtener un resumen de los resultados obtenidos para dicha simulación, es decir, el coste total que se obtiene con cada uno de las distintas simulaciones (datos medidos, predichos y estáticos). Además, en la Figura 31 y la Figura 32 también se puede observar el sistema, después de las simulaciones con cada uno de los métodos, con los diferentes niveles de tensión o carga de los elementos.

**Tabla 12. Resultados durante una hora con el método de optimización de AC.**

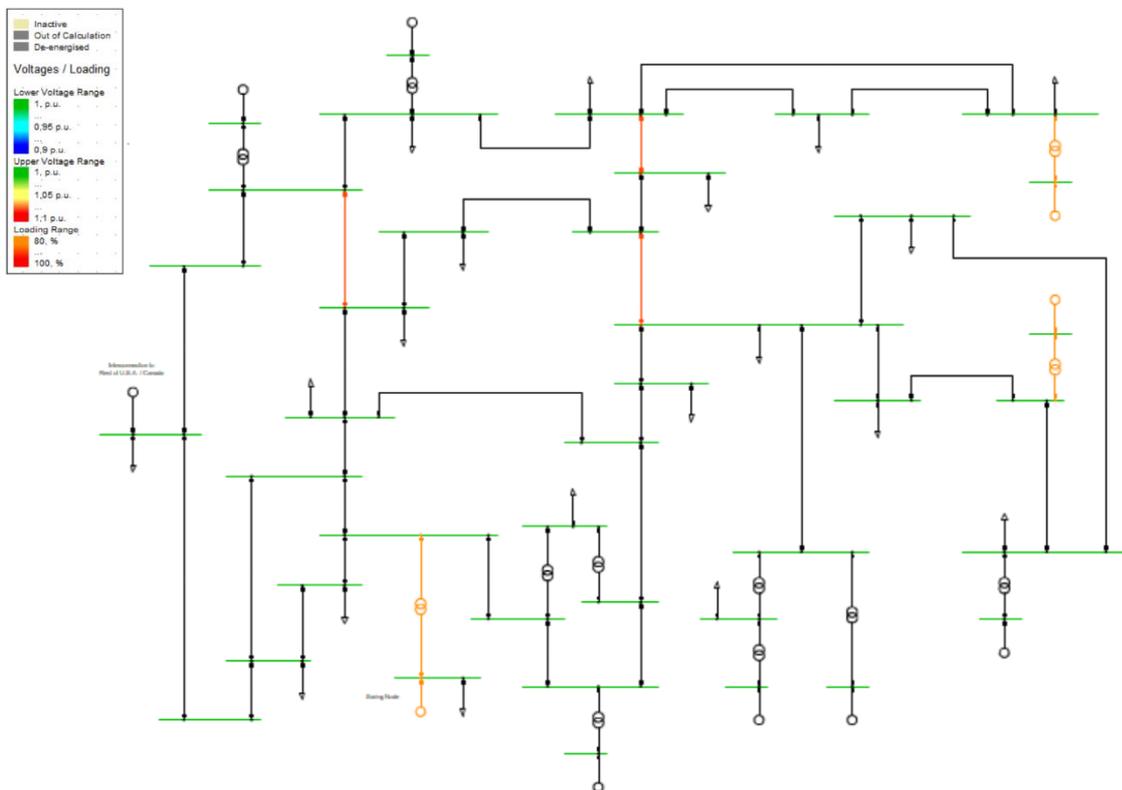
	Datos medidos	2,5% riesgo		10% riesgo	
		Datos predichos	Datos estáticos	Datos predichos	Datos estáticos
Coste total [\$]	122377,537	125140,190	131869,200	122377,537	126742,582

**Tabla 13. Resultados durante una hora con el método de optimización de DC.**

	Datos medidos	2,5% riesgo		10% riesgo	
		Datos predichos	Datos estáticos	Datos predichos	Datos estáticos
Coste total [\$]	120242,187	125171,007	132458,103	120242,187	127113,241



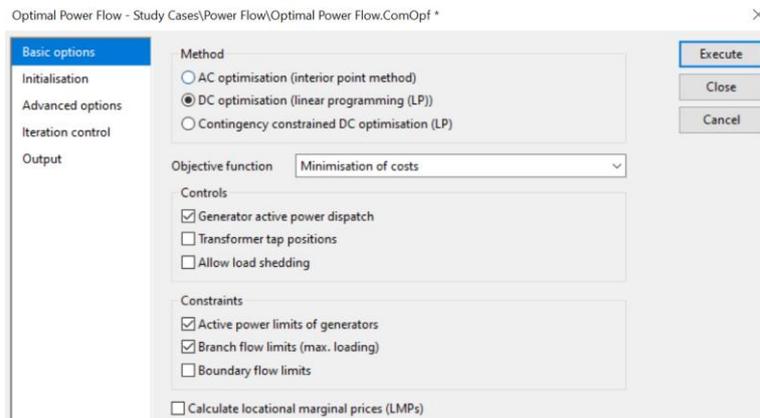
**Figura 31. Resultados de la simulación con el método de optimización de AC y datos medidos.**



**Figura 32. Resultados de la simulación con el método de optimización de DC y datos medidos.**

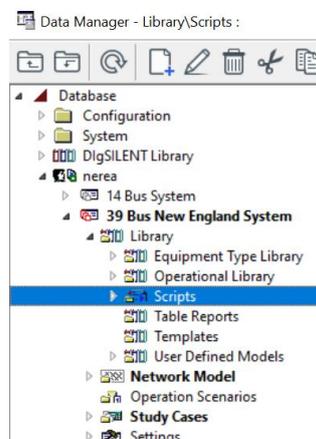
Tanto en las Tabla 12 y Tabla 13 como en las Figura 31 y Figura 32 se puede ver que a pesar de no conseguir los mismos resultados, con ambos métodos se obtienen unos resultados parecidos. Es decir, a pesar de que los resultados no son iguales el comportamiento del sistema es igual dependiendo de los datos que se utilizan para realizar la simulación. Se puede observar que en ambos casos el despacho del sistema es más barato con los datos medidos, por lo que son los mismos generadores (los generadores más baratos) los que se pueden aprovechar más cuando se aumenta la capacidad de la línea. Además, también se puede ver que son las mismas líneas y los mismos generadores los que están más cargados durante la simulación, aunque el nivel de carga no sea el mismo en ambos casos. Esto es, es cierto que, aunque el método de DC sea menos preciso, para analizar si los cambios de la capacidad en un sistema pueden generar beneficios económicos también es válido, aunque los beneficios que se puedan calcular no sean exactos. Por ello, para continuar con el proyecto se opta por el método de optimización de DC.

Por lo que, finalmente, para ejecutar el OPF se selecciona el método de optimización de DC como se puede observar en la Figura 33.



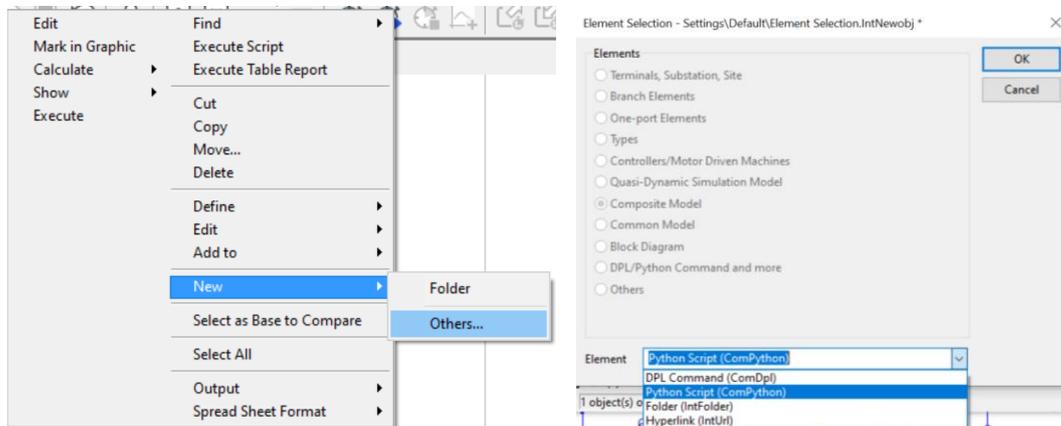
**Figura 33. Opciones para ejecutar OPF.**

Por último, en cuanto a las simulaciones, es interesante explicar cómo se pueden utilizar los códigos de Python desde PowerFactory. Para ello, se debe seleccionar la carpeta de "Scripts" dentro de la librería del proyecto como se observa en la Figura 34 ("Data Manager" → Proyecto → "Library" → "Scripts").



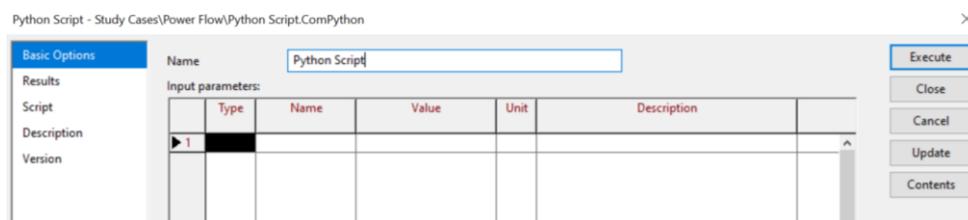
**Figura 34. Selección de la carpeta de Scripts.**

Dentro de la carpeta se debe crear un Script de Python, para ello se hace clic con el botón derecho y se selecciona "New" → "Others", como aparece en la parte izquierda de la Figura 35. Después, se elige la opción de "Python Script (ComPython)" (como en la parte derecha de la Figura 35) y se clikea en OK.

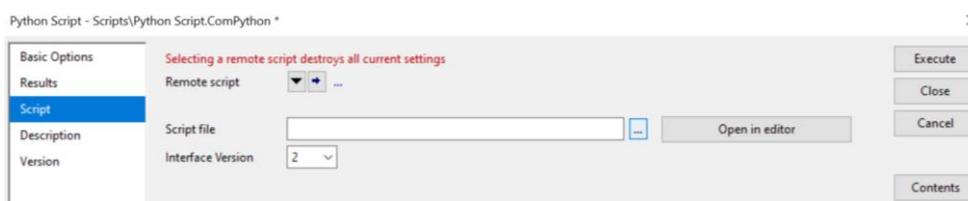


**Figura 35. Selección del script de Python.**

Dentro del Script de Python, se define un nombre (Figura 36) y en el apartado de "Script" se enlaza con el archivo donde se ha definido previamente el código, seleccionando su ubicación utilizando el botón de los tres puntos (Figura 37). Finalmente, para ejecutar el código simplemente hay que clicar en "Execute".



**Figura 36. Definición del nombre del Script de Python.**



**Figura 37. Selección de la ubicación del Script de Python.**

## 4.7. SELECCIÓN DE LA LÍNEA PARA APLICAR DLR

La capacidad dinámica solo se va a emplear en una de las líneas del sistema que se utiliza para la simulación. Por lo que es importante seleccionar la línea en la que más efecto va a tener el empleo de la capacidad dinámica, debido a que hay líneas en el sistema en las que no produce ningún cambio un aumento de capacidad debido a que nunca llegan a su límite de carga máxima. En cambio, existen otras líneas que gracias al aumento de la capacidad son capaces de transportar más energía y el sistema puede aprovechar los beneficios explicados en el apartado 3.5.

## **SIMULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO SEGÚN LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE REAL**

Para analizar la línea con más efecto se ha llevado a cabo la simulación teniendo en cuenta los datos definidos para el primer día, es decir, una simulación de 24h, ya que es suficiente para observar las diferencias. En las siguientes tablas (Tabla 14 y Tabla 15) se pueden analizar, de forma resumida, los resultados obtenidos para las simulaciones implementando el DLR en cada una de las líneas. En la Tabla 14 se observa el coste de despacho de energía del sistema y en la Tabla 15 la integración de energía eólica en el sistema.

**Tabla 14. Coste de despacho del sistema para 24h.**

Línea con DLR	Datos medidos [\$]	Datos predichos (2,5% riesgo) [\$]	Datos estáticos (2,5% riesgo) [\$]	Datos predichos (10% riesgo) [\$]	Datos estáticos (10% riesgo) [\$]
01 - 02	4369812,706	4369812,706	4369812,706	4369812,706	4369812,706
01 - 39	4369812,706	4369812,706	4369812,706	4369812,706	4369812,706
02 - 03	4166098,878	4243056,771	4484854,336	4180715,553	4369812,706
02 - 25	4369812,706	4369812,706	4369812,706	4369812,706	4369812,706
03 - 04	4369812,706	4369812,706	4369812,706	4369812,706	4369812,706
03 - 18	4369812,706	4369812,706	4369812,706	4369812,706	4369812,706
04 - 05	4369812,706	4369812,706	4369812,706	4369812,706	4369812,706
04 - 14	4369812,706	4369812,706	4369812,706	4369812,706	4369812,706
...	4369812,706	4369812,706	4369812,706	4369812,706	4369812,706

**Tabla 15. Producción eólica en el sistema durante 24h.**

Línea con DLR	Datos medidos [\$]	Datos predichos (2,5% riesgo) [\$]	Datos estáticos (2,5% riesgo) [\$]	Datos predichos (10% riesgo) [\$]	Datos estáticos (10% riesgo) [\$]
01 - 02	25158,107	25158,107	25158,107	25158,107	25158,107
01 - 39	25158,107	25158,107	25158,107	25158,107	25158,107
02 - 03	4292040,120	4368998,014	4610795,578	4306656,795	4495753,948
02 - 25	25158,107	25158,107	25158,107	25158,107	25158,107
03 - 04	25158,107	25158,107	25158,107	25158,107	25158,107
03 - 18	25158,107	25158,107	25158,107	25158,107	25158,107
04 - 05	25158,107	25158,107	25158,107	25158,107	25158,107
04 - 14	25158,107	25158,107	25158,107	25158,107	25158,107
...	25158,107	25158,107	25158,107	25158,107	25158,107

Además de las líneas que se pueden observar en las tablas (Tabla 14 y Tabla 15), se han analizado el efecto que tiene el empleo de DLR en el resto de líneas, pero en todas las simulaciones se ha obtenido el mismo resultado en cuanto al coste del despacho total y a la generación eólica excepto cuando el DLR se emplea en la Línea 02-03 (filas marcadas en rojo en ambas tablas). Es decir, en la única línea del sistema en la que el DLR tiene algún efecto es en la Línea 02-03, esto se debe a que es la línea que más se carga durante las simulaciones y está cerca de los generadores eólicos (siendo estos generadores los que al realizar una simulación de OPF con objetivo de minimizar los costes los que más deberán

producir debido a que son los más baratos). Por ello, cuando la ampacidad es mayor, la línea no necesita toda la capacidad para poder aprovechar la generación eólica completa, en cambio, cuando la ampacidad es menor, la línea se carga al 100% por lo que no se puede aprovechar toda la producción eólica. Además, cuando la línea no está completamente cargada, se puede aprovechar también la producción del generador 01 (el generador que se considera como interconexión) ya que también está cerca de la línea analizada y es uno de los más baratos después de los eólicos.

De esta forma, el precio despacho resulta menor cuanto más capacidad tenga esta línea y, por ello, es la línea que se utilizará para llevar a cabo la simulación para toda la semana. Para ello, se define concretamente esta línea en Python, como ya se ha explicado en el apartado 4.5, utilizando el comando `GetCalcRelevantObjects`, el tipo de elemento que se quiere definir (`TypLne`) y el nombre concreto del tipo de línea (`Line Type 02 - 03`):

```
LineType=app.GetCalcRelevantObjects('*Line Type 02 - 03.TypLne') # Tipo de línea en la que se aplicará DLR
```

#### **4.8. ANÁLISIS DE SITUACIONES REMARCABLES**

Antes de analizar los resultados que se obtienen mediante una simulación de una semana completa, en los siguientes apartados se realiza un breve análisis sobre algunos puntos importantes a tener en cuenta en el análisis completo. Por un lado, como se ha explicado anteriormente, la ampacidad dinámica puede ser de ayuda para reducir las restricciones técnicas del sistema. Por otro lado, también es importante tener en cuenta la ampacidad en tiempo real porque puede ser necesario hacer correcciones en la operación en tiempo real, por ejemplo, porque la ampacidad medida es menor, por lo que las restricciones técnicas son mayores.

##### **4.8.1. Restricciones técnicas para la generación eólica**

La comentada reducción de restricciones técnicas es muy importante en la integración de energía eólica. Normalmente, a los generadores eólicos no se les permite aprovechar todo el potencial eólico que tienen en ciertos momentos porque no es posible transportar toda la electricidad mediante las líneas de salida. Es decir, se crean congestiones en las líneas de salida, por lo que el operador de la red tiene que limitar la producción eólica.

En cambio, teniendo en cuenta la ampacidad dinámica se puede aprovechar mucho más el potencial eólico, porque cuanto más producción eólica pueda haber, significará que hay más viento, por lo que también habrá mayor ampacidad en las líneas de salida. Para ver este efecto de una forma muy sencilla, se ha llevado a cabo una simulación de la hora con mayor potencial eólico analizada (23:00 del 01/02/2012, como ya se ha explicado en el apartado 4.4.4). Para la simulación se ha situado el DLR en la línea 02-03 (cerca de la salida de las instalaciones eólicas) y los resultados obtenidos se pueden analizar en las Tabla 16 y Tabla 17.

**Tabla 16. Generación durante la hora con mayor potencial eólico.**

Nombre del generador	Producción [MW] (datos medidos)	2,5% riesgo		10% riesgo	
		Producción [MW] (datos predichos)	Producción [MW] (datos estáticos)	Producción [MW] (datos predichos)	Producción [MW] (datos estáticos)
G 01	1000	1000	1000	1000	1000
G 02	595	595	595	595	595
G 03	680	680	680	680	680
G 04	0	0	0	0	0

Nombre del generador	Producción [MW] (datos medidos)	2,5% riesgo		10% riesgo	
		Producción [MW] (datos predichos)	Producción [MW] (datos estáticos)	Producción [MW] (datos predichos)	Producción [MW] (datos estáticos)
G 05	508,4129	510	510	510	510
G 06	680	680	680	680	680
G 07	0	235,3814	456,0563	45,05173	365,0695
G 08	595	595	595	595	595
G 09	850	850	850	850	850
G 10	850	613,0315	392,3566	803,3612	483,3434

**Tabla 17. Costes de generación durante la hora con mayor potencial eólico.**

Nombre del generador	Coste [\$/h] (datos medidos)	2,5% riesgo		10% riesgo	
		Coste [\$/h] (datos predichos)	Coste [\$/h] (datos estáticos)	Coste [\$/h] (datos predichos)	Coste [\$/h] (datos estáticos)
G 01	33230,7465	33230,7465	33230,7465	33230,7465	33230,7465
G 02	32953,8236	32953,8236	32953,8236	32953,8236	32953,8236
G 03	37661,5127	37661,5127	37661,5127	37661,5127	37661,5127
G 04	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
G 05	39421,5275	39544,5883	39544,5883	39544,5883	39544,5883
G 06	22596,9076	22596,9076	22596,9076	22596,9076	22596,9076
G 07	0,0000	18251,1012	35361,8802	3493,2394	28306,9096
G 08	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
G 09	28246,1345	28246,1345	28246,1345	28246,1345	28246,1345
G 10	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
<b>Coste total [\$/h]</b>	<b>194110,6524</b>	<b>212484,8145</b>	<b>229595,5935</b>	<b>197726,9528</b>	<b>222540,6229</b>

En la Tabla 16 se puede observar la generación llevada a cabo de los 10 generadores, los resultados más llamativos son la diferencia de generación eólica existente. Es cierto que el primer generador eólico (G08) sí tiene la misma generación, la generación máxima, en las diferentes simulaciones con distinto valor de ampacidad. En cambio, las diferencias en el generador G10, también eólico, son muy grandes. Se puede ver que con los datos medidos la generación es máxima; por otro lado, con los datos predichos, tanto con 2,5% como 10% de seguridad, la generación se reduce mucho; y, para los datos estáticos, la reducción en la generación eólica es todavía mayor.

Esta reducción de generación también es muy notable en el coste total de generación para esa hora, en la Tabla 17 se puede ver que cuanto menor es la producción eólica más caro es el despacho. Esto es debido a que, como se ha comentado, otras centrales mucho más caras tienen que llevar a cabo la generación que se reduce en las instalaciones eólicas.

Como se ha explicado, estas reducciones eólicas se deben a la congestión en las líneas de salida, en la Tabla 18 se pueden analizar las ampacidades definidas para cada caso y la carga de la línea, que llevado a cabo la simulación se ha obtenido como resultado. Con los datos medidos, a pesar de que la carga en la línea es alta todavía tiene más capacidad de transporte, y es por ello que se puede aprovechar todo el potencial eólico definido para la simulación. En cambio, para el resto de medidas de ampacidad, se observa que la línea

está 100% cargada, por lo que se da una reducción eólica al llegar a este punto de carga en las líneas.

**Tabla 18. Ampacidades y cargas de la línea analizada con DLR.**

Line 02 - 03	Datos medidos	2,5% riesgo		10% riesgo	
		Datos predichos	Datos estáticos	Datos predichos	Datos estáticos
Ampacidad [kA]	1,9538	1,1379	0,9033	1,3403	1
Carga [%]	71,1383	100	100	100	100

#### **4.8.2. Operación en tiempo real**

En cuanto a la operación en tiempo real, se va a analizar el realizar modificaciones en la generación programada tanto para reducir las limitaciones programadas a la generación eólica como para resolver restricciones técnicas cuando la ampacidad medida es menor que la programada.

Para realizar las modificaciones en tiempo real hay que considerar lo que se ha explicado en el apartado 3.3.2.4 sobre los mecanismos de ajuste entre la demanda y la producción. Por un lado, es importante recordar que en el caso que la generación eólica aumente, el operador del sistema tiene que reducir la capacidad de otras centrales de generación. En el caso que la demanda del sistema sea mayor que la programada y se necesite la generación eólica no se reduciría la capacidad de otras centrales, pero para las simulaciones realizadas no se tendrán en cuenta estos casos porque se mantendrá la demanda igual que la programada. Por ello, se analizará el impacto de reducir la capacidad de centrales que ya están programadas, debido a que estas centrales hacen las ofertas a bajar su capacidad a precio menor que el precio establecido en el mercado, para poder obtener beneficios. Además, también se tienen que hacer modificaciones por ciertas restricciones técnicas, por lo que hay momentos en los que generadores no programados tiene que entrar a producir y lo hacen a un precio mayor. Teniendo en cuenta que en el mercado de restricciones en tiempo real REE no recibe ofertas, sino que se utilizan las ofertas recibidas para regulación terciaria, por lo que hay que considerar que los generadores no reciben ningún ingreso por este servicio si no se utiliza, como se ha explicado en 3.3.2.4.

Para realizar los cálculos del coste de las modificaciones requeridas en tiempo real es importante tener en cuenta que los precios de aumento o reducción de capacidad que ofertan las centrales generadoras son muy variables, por lo que es muy difícil realizar las simulaciones de forma realista en este aspecto. Por ello, se llevará a cabo la simplificación analizada en [43]. Esta simplificación consiste en establecer los costes para la asignación de reserva hacia arriba y hacia abajo como iguales a 6 €/MWh (6,82 \$/MWh) para cada generador y los costes de activación de reserva se establecen como iguales al precio de la oferta realizada el día previo al despacho por cada generador para la activación de reserva descendente, y equivalen al 150% del precio para la activación de reserva ascendente.

##### **4.8.2.1. Mayor generación eólica**

En el mercado de restricciones en tiempo real REE emplea las ofertas de la regulación terciaria tanto para resolver restricciones en tiempo real como para equilibrar el sistema (tanto para "deshacer" las acciones de restricciones como para compensar los errores de previsión en generación y demanda). A pesar de que hoy en día no se lleven a cabo modificaciones para inyectar más eólica después de que se haya limitado su producción

por las restricciones de la red, solo en el caso de que se necesite equilibrar el sistema para compensar los errores de previsión en generación y demanda, en este proyecto sí se llevarán a cabo estas modificaciones ya que el empleo de este tipo de modificaciones puede ser beneficioso tanto económicamente como medioambientalmente.

Durante la mayor parte del tiempo, cuando las predicciones de la capacidad se hacen de forma correcta, la capacidad medida es mayor que la prevista. Por ello, las limitaciones para la generación eólica son menores que con las programaciones llevadas a cabo con capacidades predichas. Es interesante analizar qué efecto puede tener para el sistema eléctrico y para el despacho económico el cambiar las programaciones en tiempo real para que generadores eólicos puedan aumentar su generación.

Para analizar un caso así, de manera simple, se ha estudiado la misma simulación analizada anteriormente, debido a que al hacer modificaciones en tiempo real se podría inyectar mucha más eólica, por lo que es un buen ejemplo. En las Tabla 19 y Tabla 21 se puede observar la diferencia entre la producción con los datos medidos y con los datos predichos (para cada una de las seguridades analizadas, 2,5% de riesgo en la Tabla 19 y 10% de riesgo en la Tabla 21). Así, se pueden calcular las reservas que serían necesarias para hacer la modificación en tiempo real.

Es necesario destacar que, en realidad, el operador del sistema hace la asignación de reserva mediante predicciones, como se ha explicado en el apartado 3.3.2.4, por lo que siempre se intentará que la capacidad de reserva sea mayor que la necesaria y el coste de asignación de reserva será mayor que el que se calcula para las siguientes simulaciones. En el caso de este estudio, como se ha explicado, se lleva a cabo una simplificación dando un coste de 6,82 \$/MWh a la reserva asignada, y no se lleva a cabo ninguna predicción para definirla, ya que todo el cálculo no deja de ser una simplificación.

Además, en las Tabla 20 y Tabla 22 se calculan los costes de activación de reserva, teniendo en cuenta la simplificación para la reserva descendente (100% del precio inicial del combustible) y para la reserva ascendente (150% del precio inicial del combustible).

**Tabla 19. Cálculo de reservas necesarias y coste de asignación (2,5% riesgo).**

Nombre del generador	Producción [MW] (datos medidos)	Producción [MW] (datos predichos: 2,5% riesgo)	Reservas [MW]
G 01	1000,0000	1000,0000	0,0000
G 02	595,0000	595,0000	0,0000
G 03	680,0000	680,0000	0,0000
G 04	0,0000	0,0000	0,0000
G 05	508,4129	510,0000	-1,5871
G 06	680,0000	680,0000	0,0000
G 07	0,0000	235,3814	-235,3814
G 08	595,0000	595,0000	0,0000
G 09	850,0000	850,0000	0,0000
G 10	850,0000	613,0315	236,9685
<b>Coste [\$]</b>	<b>194110,6524</b>	<b>212484,8145</b>	
<b>Reserva total (a subir y a bajar) [MW]:</b>			<b>473,9370</b>
<b>Coste asignación de reserva [\$]:</b>			<b>3232,2506</b>

**Tabla 20. Cálculo de coste por activación de reserva (2,5% riesgo).**

Nombre del generador	Reserva activada [MW]	Precio inicial [\$/MWh]	Coste por activación de reserva [€]
G 01	0,0000	33,2307	0,0000
G 02	0,0000	55,3846	0,0000
G 03	0,0000	55,3846	0,0000
G 04	0,0000	77,5384	0,0000
G 05	-1,5871	77,5384	-123,0609
G 06	0,0000	33,2307	0,0000
G 07	-235,3814	77,5384	-18251,1012
G 08	0,0000	0,0000	0,0000
G 09	0,0000	33,2307	0,0000
G 10	236,9685	0,0000	0,0000
<b>Coste total por activación de reserva [€]:</b>			<b>-18374,1620</b>

**Tabla 21. Cálculo de reservas necesarias y coste de asignación (10% riesgo).**

Nombre del generador	Producción [MW] (datos medidos)	Producción [MW] (datos predichos: 10% riesgo)	Reservas [MW]
G 01	1000,0000	1000,0000	0,0000
G 02	595,0000	595,0000	0,0000
G 03	680,0000	680,0000	0,0000
G 04	0,0000	0,0000	0,0000
G 05	508,4129	510,0000	-1,5871
G 06	680,0000	680,0000	0,0000
G 07	0,0000	45,0517	-45,0517
G 08	595,0000	595,0000	0,0000
G 09	850,0000	850,0000	0,0000
G 10	850,0000	803,3612	46,6388
<b>Coste [€]</b>	<b>194110,6524</b>	<b>197726,9528</b>	
<b>Reserva total (a subir y a bajar) [MW]:</b>			<b>93,2777</b>
<b>Coste asignación de reserva [€]:</b>			<b>636,1536</b>

**Tabla 22. Cálculo de coste por activación de reserva (10% riesgo).**

Nombre del generador	Reserva activada [MW]	Precio inicial [\$/MWh]	Coste por activación de reserva [€]
G 01	0,0000	33,2307	0,0000
G 02	0,0000	55,3846	0,0000
G 03	0,0000	55,3846	0,0000
G 04	0,0000	77,5384	0,0000
G 05	-1,5871	77,5384	-123,0609
G 06	0,0000	33,2307	0,0000
G 07	-45,0517	77,5384	-3493,2394
G 08	0,0000	0,0000	0,0000
G 09	0,0000	33,2307	0,0000
G 10	46,6388	0,0000	0,0000
<b>Coste total por activación de reserva [€]:</b>			<b>-3616,3003</b>

Teniendo en cuenta los cálculos llevados a cabo, en la Tabla 23 se calcula el coste real teniendo en cuenta el coste inicial calculado mediante simulaciones de PowerFactory con las capacidades predichas y los ahorros que se obtienen al llevar a cabo las modificaciones en tiempo real (es decir, los ahorros por activación de reserva y los costes por asignación

de reserva). Además, en la última columna se definen los costes de despacho realizando la simulación con los datos estáticos.

**Tabla 23. Cálculo del coste de despacho real con datos predichos considerando modificaciones en tiempo real y coste de despacho con datos estáticos.**

Riesgo	Coste (datos predichos) [\$]	Ahorros por modificaciones en tiempo real [\$]	Coste real (datos predichos) [\$]	Coste (datos estáticos) [\$]
2,5 %	212484,8145	15141,9114	<b>197342,9031</b>	<b>225109,9226</b>
10 %	197726,9528	2980,1467	<b>194746,8060</b>	<b>218220,3414</b>

En este caso, tanto para 2,5% de riesgo como para 10% de riesgo, el precio del despacho económico para las simulaciones con ampacidades predichas se reduce. Esto es debido a que en este caso las modificaciones en tiempo real se llevan a cabo para poder inyectar más energía barata, evitando la producción de generadores más caros, y, además, generalmente peores para el medioambiente. Por lo tanto, es una oportunidad a tener en cuenta ya que se consigue reducir costes y contaminación. Además, se puede observar que, tanto el despacho económico calculado simplemente realizando las simulaciones con datos predichos como el calculado al realizar las modificaciones para inyectar más energía eólica, es más barato que el obtenido mediante la simulación con datos estáticos. Por lo que, en este caso, se concluye que el utilizar la DLR predicha supone un beneficio económico.

#### **4.8.2.2. Mayores restricciones técnicas**

Además, utilizando valores de ampacidad predichas, o incluso valores de ampacidad estática, puede haber momentos en los que la ampacidad en tiempo real sea menor que la programada, debido a que las predicciones no son perfectas. Por ello, es necesario hacer modificaciones de operación en tiempo real, para evitar superar la temperatura máxima. Por ejemplo, el día 06/02/2012 a las 03:00 se observa que la ampacidad predicha con 10% de seguridad es mayor que la medida a esa hora, por ello, si no se hacen modificaciones en tiempo real (Tabla 24), se superaría la temperatura máxima admisible del conductor.

**Tabla 24. Ampacidades medidas, predichas y estáticas (06/02/2012 03:00).**

Ampacidad medida [kA]	Ampacidad predicha [kA] (2,5% riesgo)	Ampacidad estática [kA] (2,5% riesgo)	Ampacidad predicha [kA] (10% riesgo)	Ampacidad estática [kA] (10% riesgo)
<b>0,947867</b>	<b>0,811817</b>	<b>0,903253</b>	<b>1,014196</b>	<b>1</b>

En este caso, los cálculos se han llevado a cabo al igual que en el estudio anterior, es decir, en la Tabla 25 se puede observar la diferencia de producción de cada generador con la ampacidad predicha o la ampacidad en tiempo real y la capacidad de reserva necesaria para cada generador, y, por el otro lado, en la Tabla 26 se calculan los costes por activación de reserva.

**Tabla 25. Cálculo de reservas necesarias y coste de asignación (10% riesgo).**

Nombre del generador	Producción [MW] (datos medidos)	Producción [MW] (datos predichos: 10% riesgo)	Reservas [MW]
G 01	987,6869	1000,0000	12,3131
G 02	23,7307	595,0000	571,2693
G 03	680,0000	96,4176	-583,5824

Nombre del generador	Producción [MW] (datos medidos)	Producción [MW] (datos predichos: 10% riesgo)	Reservas [MW]
G 04	0,0000	0,0000	0,0000
G 05	0,0000	0,0000	0,0000
G 06	680,0000	680,0000	0,0000
G 07	0,0000	0,0000	0,0000
G 08	288,6647	288,6647	0,0000
G 09	850,0000	850,0000	0,0000
G 10	412,3782	412,3782	0,0000
<b>Coste [\$]</b>	<b>72210,3861</b>	<b>72049,7726</b>	
<b>Reserva total (a subir y a bajar) [MW]:</b>			<b>1142,5387</b>
<b>Coste asignación de reserva [\$]:</b>			<b>7792,1138</b>

**Tabla 26. Cálculo de coste por activación de reserva (10% riesgo).**

Nombre del generador	Reserva activada [MW]	Precio inicial [\$/MWh]	Coste por activación de reserva [\$]
G 01	12,3131	19,5662	361,3803
G 02	571,2693	32,6103	27943,8981
G 03	-583,5824	32,6103	-19030,7991
G 04	0,0000	45,6544	0,0000
G 05	0,0000	45,6544	0,0000
G 06	0,0000	19,5662	0,0000
G 07	0,0000	45,6544	0,0000
G 08	0,0000	0,0000	0,0000
G 09	0,0000	19,5662	0,0000
G 10	0,0000	0,0000	0,0000
<b>Coste total por activación de reserva [\$]:</b>			<b>9274,4793</b>

De esta forma, se puede observar en la Tabla 27 el coste real de despacho que se obtendría llevando a cabo la programación con los datos predichos y, después, haciendo una modificación para no superar la capacidad medida en tiempo real; es decir, teniendo en cuenta los costes por asignación y activación de reserva. Además, también se define el coste de despacho obtenido en las simulaciones utilizando datos estáticos, para poder hacer una comparación.

**Tabla 27. Cálculo del coste de despacho real con datos predichos considerando modificaciones en tiempo real y coste de despacho con datos estáticos.**

Seguridad	Coste (datos predichos) [\$]	Costes por modificaciones en tiempo real [\$]	Coste real (datos predichos) [\$]	Coste (datos estáticos) [\$]
10 %	72049,7726	17066,5932	<b>89116,3657</b>	<b>72049,7726</b>

Este caso no es como en el anterior, aquí el coste real es mayor que el coste calculado inicialmente en la simulación con PowerFactory, debido a que en este caso no se hacen las modificaciones para inyectar generadores más baratos, sino que son modificaciones necesarias para resolver las restricciones técnicas en tiempo real. Por lo tanto, en este caso las modificaciones en tiempo real no suponen ahorros, suponen costes. En este caso el coste de despacho, al tener en cuenta las modificaciones necesarias para resolver las restricciones técnicas del sistema en tiempo real, es mayor que el coste calculado con los datos estáticos y que no necesita modificaciones. Por lo que, en este caso, se concluye que el utilizar la DLR predicha no supone un beneficio económico.

De todas formas, pueden existir casos en los que, a pesar de que el coste real con los datos predichos sea mayor que el coste inicial calculado mediante PowerFactory, el coste de despacho con las modificaciones sea menor que el coste obtenido mediante la simulación con datos estáticos. Esto es debido a que el coste de las modificaciones necesarias depende de la capacidad de reserva que se utilice y el tipo de generador y su precio.

#### **4.9. ANÁLISIS DE RESULTADOS COMPLETOS**

A continuación, se analizarán los resultados para observar el impacto que tiene el uso del DLR en las líneas durante la operación del sistema eléctrico. Para ello, primero se deben observar los resultados obtenidos mediante Python durante cada una de las simulaciones de PowerFactory; y después, se deben realizar las correcciones necesarias en la operación en tiempo real para poder comparar las distintas situaciones entre ellas.

##### **4.9.1. Resultados obtenidos mediante PowerFactory**

El documento de Excel que se ha obtenido mediante la programación de Python se puede ver en el Anexo V: Resultados obtenidos mediante PowerFactory, pero a continuación se explican los resultados obtenidos y se realiza un resumen debido a que el documento de resultados es demasiado largo. En las siguientes tablas se pueden observar el comienzo de los resultados que se han obtenido en cuanto a los generadores, se puede analizar la potencia generada en cada uno de los generadores y el precio de despacho de cada uno para cada una de las horas de la simulación (168h), con los datos medidos (Tabla 28), con los datos predichos y estáticos con un 2,5% de riesgo (Tabla 29) y con los datos predichos y estáticos con un 10% de riesgo (Tabla 30). Además de los datos de algunos de los generadores como ejemplo, también se lleva a cabo una suma para poder observar la potencia generada (con todos los generadores) y el coste económico total de la producción en todo el sistema durante toda la semana.

**Tabla 28. Producción y coste con datos medidos.**

Nombre del generador	Datos medidos	
	Producción [MW]	Coste [USD/h]
G 01	1000,000	28954,107
G 02	595,000	28712,823
G 03	378,713	18275,475
G 04	0,000	0,000
G 05	0,000	0,000
G 06	680,000	19688,793
...		
<b>TOTAL</b>	<b>881588,695</b>	<b>30698903,832</b>

**Tabla 29. Producción y coste con datos predichos y estáticos con 2,5% de riesgo.**

Nombre del generador	Datos predichos - 2,5% riesgo		Datos estáticos - 2,5% riesgo	
	Producción [MW]	Coste [USD/h]	Producción [MW]	Coste [USD/h]
G 01	744,657	21560,876	919,760	26630,842
G 02	549,056	26495,693	595,000	28712,823
G 03	680,000	32814,654	680,000	32814,654
G 04	0,000	0,000	0,000	0,000

Nombre del generador	Datos predichos - 2,5% riesgo		Datos estáticos - 2,5% riesgo	
	Producción [MW]	Coste [USD/h]	Producción [MW]	Coste [USD/h]
G 05	0,000	0,000	0,000	0,000
G 06	680,000	19688,793	680,000	19688,793
...				
<b>TOTAL</b>	<b>881588,695</b>	<b>31252173,454</b>	<b>881588,695</b>	<b>32058994,417</b>

**Tabla 30. Producción y coste con datos predichos y estáticos con 10% de riesgo.**

Nombre del generador	Datos predichos - 10% riesgo		Datos estáticos - 10% riesgo	
	Producción [MW]	Coste [USD/h]	Producción [MW]	Coste [USD/h]
G 01	1000,000	28954,107	735,163	21285,981
G 02	595,000	28712,823	595,000	28712,823
G 03	378,713	18275,475	680,000	32814,654
G 04	0,000	0,000	0,000	0,000
G 05	0,000	0,000	0,000	0,000
G 06	680,000	19688,793	680,000	19688,793
...				
<b>TOTAL</b>	<b>881588,695</b>	<b>30814911,866</b>	<b>881588,695</b>	<b>31522451,604</b>

Por un lado, se puede ver en el resumen total la diferencia del coste dependiendo los datos utilizados, para analizarlo de forma más visual se han marcado las casillas con distintos colores desde el verde para el precio más barato, hasta el rojo para el más caro. Se observa que el despacho más barato se obtiene con la ampacidad medida, seguido de la ampacidad predicha con 10% de riesgo, y en cambio, el más caro con la ampacidad estática con 2,5% de riesgo.

Estos costes están directamente influenciados por el valor de la ampacidad dinámica en todo momento, porque como ya se ha explicado, cuanto mayor sea la ampacidad, se podrá aprovechar más tanto la energía eólica como otros generadores cercanos a la línea con un coste no muy alto. Esta relación entre el coste del despacho y la ampacidad, se puede comprobar en la Tabla 31, donde se ha llevado a cabo una media de todos los valores de ampacidad que se han utilizado para cada una de las simulaciones, donde se observa que las mayores ampacidades se dan en entre los datos medidos y las ampacidades más pequeñas entre los datos estáticos con 2,5% de riesgo.

**Tabla 31. Coste de despacho y media de ampacidad medida, predicha y estática (2,5% y 10% de riesgo).**

	Datos medidos	2,5% de riesgo		10% de riesgo	
		Datos predichos	Datos estáticos	Datos predichos	Datos estáticos
Coste de despacho [\$]	30698903,832	31252173,454	32058994,417	30814911,866	31522451,604
Ampacidad media [kA]	1,35	1,04	0,90	1,24	1,00

Por otro lado, en todos los casos se puede observar que la potencia total generada es la misma a pesar de que cada uno de los generadores no genere lo mismo en cada uno de los casos. Por ejemplo, se observa que, en el caso de los datos medidos y los datos predichos con 10% de riesgo, la producción de la "interconexión" (G01) es de 1000 MW,

es decir, el máximo. En cambio, en el resto de casos la producción es menor. Esto se debe a que es un generador que está situado cerca de la línea con DLR y tiene un precio menor que la mayoría (segundo más barato después de los eólicos), por lo que, cuando la capacidad de la línea es mayor, es posible aprovechar el 100% de la producción de este generador, pero cuando la capacidad es menor la línea se carga al 100% y se restringe la producción.

Por ello, es importante analizar también la carga de cada una de las líneas para entender bien la distribución de generación en el sistema, lo cual también se puede observar en el Anexo V: Resultados obtenidos mediante PowerFactory. En la Tabla 32 se observa la carga de algunas de las líneas durante la primera simulación como ejemplo, y como se ha mencionado, en el caso de las situaciones con mayor capacidad (datos medidos y datos predichos con 10% de riesgo) la línea en la que se aplica DLR no está 100% cargada y por ello se puede aprovechar la potencia máxima del G01, en cambio, en el resto de situaciones se aplican restricciones para no exceder la capacidad máxima de la línea.

**Tabla 32. Resultados de cargas de las líneas.**

Nombre de línea	Carga [%] (datos medidos)	2,5% riesgo		10% riesgo	
		Carga [%] (datos predichos)	Carga [%] (datos estáticos)	Carga [%] (datos predichos)	Carga [%] (datos estáticos)
Line 01 - 02	0,983879234	19,19629409	0,267770242	0,983879234	18,54421879
Line 01 - 39	0,983879234	19,19629409	0,267770242	0,983879234	18,54421879
Line 02 - 03	85,41685315	100	100	95,18102291	100
Line 02 - 25	18,49224333	22,47096134	25,9663289	18,49224333	23,56099099
Line 03 - 04	21,47166448	10,73190854	1,304180927	21,47166448	7,009551519
Line 03 - 18	57,08074943	53,58680853	51,59043278	57,08074943	52,95141037
...					

#### **4.9.2. Resultados obtenidos con modificaciones en la operación a tiempo real**

Después de analizar los resultados obtenidos, se deben realizar correcciones en tiempo real, debido a que la capacidad que se utiliza en la gestión de las restricciones técnicas el día anterior al despacho, ya sea la estática como la dinámica, no es igual que la capacidad real medida. Esto es, puede haber momentos en los que la capacidad real sea mayor que la programada, por lo que las limitaciones debidas a las restricciones del sistema, llevadas a cabo el día anterior al despacho, pueden deshacerse en tiempo real, por ejemplo, para aumentar la integración de la energía renovable. En cambio, puede haber momentos en los que la capacidad medida a tiempo real sea menor, por lo que para no exceder la capacidad de la línea se deben definir más restricciones técnicas.

En este apartado se van a analizar los resultados obtenidos con modificaciones en la operación a tiempo real. Para ello se van a utilizar dos casos diferentes, en el primer caso, se llevarán a cabo solo las modificaciones necesarias para no exceder la capacidad cuando la capacidad medida a tiempo real sea menor que la utiliza a la hora de realizar la programación de la producción en el sistema. Es decir, para solucionar el problema de la congestión en las líneas y reducir el deterioro de las mismas. Sin embargo, en el segundo caso, se realizarán todo tipo de modificaciones, tanto las necesarias para no exceder la capacidad como las requeridas para deshacer las limitaciones establecidas el día anterior al despacho y, así, conseguir una mayor integración de las energías renovables. Es decir,

para además de solucionar el anterior problema, también aprovechar la oportunidad de poder inyectar energía más barata y renovable, en este caso eólica.

**4.9.2.1. Solo modificaciones necesarias (problema)**

Como se ha explicado, en este primer caso solo se llevan a cabo las modificaciones necesarias, es decir, solo se realizan modificaciones cuando la ampacidad medida en tiempo real es menor que la que se ha utilizado durante la programación el día anterior al despacho. Siguiendo el ejemplo que se ha analizado de forma específica en el apartado 4.8.2.2, se realizan los cálculos para todas las horas con los diferentes datos mediante un documento de Excel que se puede ver en el Anexo VI: Resultados obtenidos con modificaciones necesarias en la operación a tiempo real. En dicho documento primero se analiza cuáles son los casos en los que se requieren las modificaciones, es decir, los casos en los que la ampacidad medida es menor y existe peligro de exceder la capacidad de la línea. Por ejemplo, en la Tabla 33 se pueden observar los casos en los que son necesarias las modificaciones durante las primeras horas simuladas con los datos predichos con 10% de riesgo, debido a que la ampacidad medida es menor que la ampacidad predicha.

**Tabla 33. Análisis de la necesidad de modificaciones en tiempo real.**

Día	Hora	Ampacidad medida [kA]	Ampacidad predicha (10% riesgo) [kA]	¿Necesidad de modificación?
		A	B	C
01-feb	00:00	1,3884	1,2460	No
	01:00	1,4781	1,2605	No
	02:00	1,5061	1,3342	No
	03:00	1,3297	1,3327	Sí
	04:00	1,5332	1,3891	No
	05:00	1,6434	1,3853	No
	06:00	1,3236	1,4289	Sí
	07:00	1,3555	1,4244	Sí
	08:00	1,6445	1,4308	No

Teniendo en cuenta que son 168 horas con cuatro datos distintos, es decir, con las ampacidades estáticas y predichas con 2,5% y 10% de riesgo, el análisis de la necesidad de las modificaciones en tiempo real se ha efectuado de forma automática utilizando la función SI de Excel que funciona de la siguiente forma: SI(prueba\_lógica; [valor\_si\_verdadero]; [valor\_si\_falso]). Por lo que, en este caso:

$$Columna C = SI(Columna A < Columna B; "Sí"; "No")$$

Una vez se han observado que existen casos en los que son necesarias las modificaciones, se procede a calcular el coste que supondrán. Para analizar cómo se han realizado los cálculos se puede ver en la Tabla 34 como ejemplo un caso en el que sí se realizan las modificaciones (la hora número 54 de las simulaciones, es decir, las 05:00 del tercer día).

**Tabla 34. Cálculos para el G03 (05:00 del tercer día).**

Datos medidos		Datos predichos 10% riesgo		Valores de ampacidad		
A	B	C	D	E	F	G
Producción [MW]	Coste [USD/h]	Producción [MW]	Coste [USD/h]	Medida [kA]	Predicha - 10% riesgo [kA]	¿Necesidad de modificación?
640,15	23641,41	89,68	3311,87	1,3748	1,4188	Sí
Correcciones de operación a tiempo real						
H		I		J		K
Reservas [MW]		Coste por asignación de reserva [USD]		Precio inicial [USD/MWh]		Coste por activación de reserva [USD]
550,47		3754,20		36,93		30494,32

Para calcular la reserva (columna H) primero se calcula si es necesaria la modificación y para ello se analiza si la ampacidad medida (columna E) es menor que la predicha (columna F) mediante una función SI de Excel. En el caso que la modificación sí se deba llevar a cabo, se observa la diferencia entre la producción con los datos medidos (columna A) y la producción con los datos predichos (columna C), es decir, se hace la resta entre las dos producciones, y si no, simplemente se da un valor de 0 MW:

$$H=SI(E<F; A-C; 0)$$

Si el resultado es positivo significa que es necesaria una reserva ascendente y si es negativo descendente. De todas formas, hay que tener en cuenta que la reserva se asigna el día anterior al despacho, por lo que también se calcula con predicciones y este cálculo es solo una simplificación, como ya se ha explicado en el apartado 4.8.2.

El coste de la asignación de la reserva (columna I) se calcula multiplicando el valor absoluto de la potencia de reserva por el precio simplificado definido en este proyecto para la asignación de reserva (6,82 \$/MWh):

$$I=ABS(H*6,82)$$

Por otro lado, también se debe calcular el coste de activación de reserva (columna K) y para ello hay que tener en cuenta si la reserva es a subir o a bajar, debido a que los costes de activación de reserva se establecen como iguales al precio de la oferta realizada el día previo al despacho para la activación de reserva descendente y al 150% del precio para la activación de reserva ascendente (explicado también en el apartado 4.8.2); por lo que también se necesita el la oferta de cada generador el día previo al despacho de cada generador (columna J), que se ha definido previamente en el apartado de los datos. Para realizar el cálculo se utiliza la función SI de Excel, por lo que:

$$K=SI(H>0; H*J*1,5; H*J)$$

Es decir, si el valor de la reserva es positivo ( $H>0$ ), se multiplica la potencia de reserva activada por el 150% del precio ( $H*J*1,5$ ); obteniendo un valor positivo, lo que supone un coste para el despacho del sistema en tiempo real. En cambio, si no se cumple  $H>0$ , simplemente se multiplica la potencia de reserva activada por el precio; obteniendo un valor negativo, lo que supone un ahorro para el despacho del sistema. Esto se debe a que

cuando la reserva es una reserva ascendente, es el operador del sistema el que tiene que pagar al generador, en cambio, si es una reserva descendente, es el generador el que al final como produce menos que lo programado, vuelve a "comprar" la energía que había programado vender.

Cabe señalar que se ha utilizado como ejemplo una situación en la que sí se realizan las modificaciones para poder entender mejor los cálculos realizados, pero también existen situaciones en las que no se requieren modificaciones (Tabla 35) o en las que a pesar de que la capacidad medida en tiempo real sea menor tampoco son necesarias (Tabla 36).

**Tabla 35. Situación en la que no se necesitan modificaciones (00:00 del primer día).**

Datos medidos		Datos predichos 10% riesgo		Valores de ampacidad		
Producción [MW]	Coste [USD/h]	Producción [MW]	Coste [USD/h]	Medida [kA]	Predicha - 10% riesgo [kA]	¿Necesidad de modificación?
1000,000	22158,755	917,556	20331,903	1,3884	1,0436	No
Correcciones de operación a tiempo real						
Reservas [MW]	Coste por asignación de reserva [USD]		Precio inicial [USD/MWh]	Coste por activación de reserva [USD]		
0,000	0,000		36,93	0,000		

**Tabla 36. Situación en la que no se realizan modificaciones (03:00 del primer día).**

Nombre del generador	Datos medidos		Datos predichos 10% riesgo		Correcciones de operación a tiempo real
	Producción [MW]	Coste [USD/h]	Producción [MW]	Coste [USD/h]	Reservas [MW]
G 01	1000,000	19566,181	1000,000	19566,181	0,000
G 02	409,009	13337,918	409,009	13337,918	0,000
G 03	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
G 04	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
G 05	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
G 06	680,000	13305,003	680,000	13305,003	0,000
G 07	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
G 08	404,950	0,000	404,950	0,000	0,000
G 09	850,000	16631,254	850,000	16631,254	0,000
G 10	578,501	0,000	578,501	0,000	0,000

En el caso de la Tabla 35 se observa que la producción del generador analizado es diferente, pero teniendo en cuenta que es un caso de las 00:00 del primer día, con los datos predichos con 10% de riesgo y como se puede observar, no se necesitan modificaciones, es decir, como no se cumple que la ampacidad medida sea menor que la predicha, a la reserva se le da directamente un valor de 0 MW. En cambio, el caso de la Tabla 36 es diferente, como se ve en la Tabla 33, a las 03:00 del primer día la ampacidad media es menor y existe un peligro de exceder la capacidad. La diferencia entre este ejemplo y el ejemplo analizado al comienzo (Tabla 34) consiste en que, en este caso, a pesar que el valor medido sea menor no se necesitan modificaciones porque la línea no está cargada al 100% en el caso simulado

con la ampacidad predicha, por lo que, aunque en tiempo real sea menor no se excede la capacidad aun llevando a cabo la producción programada para una ampacidad mayor.

Como estas diferenciaciones ya se realizan automáticamente con los cálculos explicados, se utiliza el mismo formato para todos los generadores durante cada una de las horas de la simulación y una vez calculado el coste de asignación de reserva y activación de reserva, se suma el total de los costes calculados al llevar a cabo las modificaciones en tiempo real al coste de despacho de operación calculado mediante PowerFactory (Tabla 31).

Para observar los beneficios al utilizar DLR en la línea se deben comparar tres distintas situaciones, como se hace en [23] :

- SLR: la estrategia SLR se utiliza en las fases de planificación y operación, es decir, no se implementan estaciones de monitorización y no se hacen correcciones en tiempo real.
- DLR: hay estaciones de monitorización de DLR a tiempo real, pero no se lleva a cabo el pronóstico de DLR. Por lo tanto, se utiliza SLR durante la programación, mientras que durante la operación se utilizan los datos monitorizados en tiempo real.
- DLR optimizado: hay estaciones de monitorización de DLR a tiempo real y también se realiza el pronóstico de DLR. Por lo tanto, DLR se aplica durante la programación y durante la operación se utilizan los datos monitorizados en tiempo real.

Es cierto, que como se puede comprobar en la Tabla 31, las situaciones en las que el coste de despacho era menor era utilizando o los datos medidos o los datos predichos, pero a la hora de analizarlo de una forma realista, son situaciones que hay que dejar de lado. Esto se debe a que los datos medidos solo se pueden utilizar en tiempo real, no se pueden utilizar para la programación porque se necesita un pronóstico (ya sea estático o dinámico); y, por otro lado, los datos dinámicos necesitan correcciones en tiempo real para no exceder la capacidad real de la línea, por lo que tampoco se puede utilizar el dato directamente, hace falta calcular los costes requeridos para llevar a cabo las modificaciones en tiempo real.

Además, también es importante realizar un análisis de la diferencia entre los distintos riesgos que se han comparado para decidir con cuál se pueden obtener más beneficios. Esto se debe a que cuando la ampacidad que se utiliza durante la programación sea menor, significa que existirá menos riesgo de exceder la capacidad real de la línea por lo que las correcciones necesarias en tiempo real serán menores, lo cual ahorra los costes de las modificaciones en tiempo real. En cambio, cuanto menor sea la ampacidad también hay que considerar que menos se puede aprovechar la capacidad real de la línea y se consigue menor integración de energías renovables. Tanto las diferencias entre las tres situaciones (SLR, DLR y DLR optimizado), como las diferencias entre los dos niveles de riesgo se pueden analizar en la Tabla 37.

**Tabla 37. Coste de despacho para las distintas situaciones.**

		Coste de despacho [€]
2,5% de riesgo	SLR	<b>32058994,417</b>
	SLR + DLR en tiempo real	<b>32058994,417</b>
	DLR predicho + DLR en tiempo real	<b>31252173,454</b>
10% de riesgo	SLR	<b>31522451,604</b>
	SLR + DLR en tiempo real	<b>31557760,863</b>
	DLR predicho + DLR en tiempo real	<b>30852494,023</b>

Por un lado, en cuanto a las distintas situaciones entre la utilización de ampacidad dinámica o ampacidad estática, se observa en la Tabla 37 que el coste de despacho más bajo se obtiene al utilizar el DLR optimizado, es decir, al utilizar un pronóstico de DLR para la programación y después realizando las correcciones necesarias en tiempo real teniendo en cuenta la medición de ampacidad. Esto se debe a que de esta forma se consigue aprovechar más la capacidad de la línea.

En cambio, al emplear DLR solo en tiempo real no se observa ninguna ventaja respecto a las simulaciones con SLR y sin modificaciones. En el caso de las ampacidades con poco riesgo (2,5%), al no requerir modificaciones en tiempo real, no hay ni coste ni beneficio en tiempo real; sin embargo, con los valores de ampacidad con más riesgo (10%), como existen más momentos en los que se deben hacer cambios en tiempo real, simplemente supone un coste adicional en tiempo real. De todas formas, también es importante considerar que mediante las modificaciones se evita exceder la capacidad de la línea, por lo que pueden ser importantes, aunque resulte un mayor coste a corto plazo, debido a que reduce el deterioro de los conductores.

Por otro lado, también se observa en la Tabla 37 la diferencia entre el empleo de los datos con un riesgo de 2,5% o de 10%. Por lo que, se puede concluir que, entre estos dos rangos, es más beneficioso el uso del 10% de riesgo, ya que observamos que el coste de despacho se consigue rebajar un poco respecto al mismo caso con los datos con un 2,5% de riesgo. Esto se debe a que, a pesar de que se exceda la capacidad real de la línea con una mayor frecuencia y las modificaciones requeridas en tiempo real para que realmente eso no ocurra sean mayores, se aprovecha más la capacidad real de la línea por lo que se consigue una mayor integración de las energías renovables o de los generadores más económicos.

**4.9.2.2. Modificaciones necesarias y para más integración eólica (oportunidad)**

En este segundo análisis se quiere observar el coste o beneficio económico creado al realizar modificaciones en tiempo real, no solo en los momentos en los que existe peligro de exceder la capacidad de la línea, sino que también en momentos en los que se pueden reducir las limitaciones a los productores renovables debido a que la capacidad en tiempo real es mayor que la prevista. Ambos casos se han analizado de forma específica en los apartados 4.8.2.1 y 4.8.2.2 y para hacer el cálculo para todos los generadores cada hora se ha diseñado el documento de Excel, como en el apartado 4.9.2.1, que se puede ver en el Anexo VII: Resultados obtenidos con todo tipo de modificaciones en la operación a tiempo real.

El cálculo es parecido al explicado anteriormente, pero además de analizar si existe necesidad de realizar cambios comparando el valor de las ampacidades, también se analiza la posibilidad de inyectar más energía eólica. Por lo tanto, a continuación, se analizará un ejemplo (Tabla 38), donde se realizan los cálculos durante las 7:00 del cuarto día.

**Tabla 38. Cálculos para las 7:00 del cuarto día.**

	Datos medidos		Datos predichos 10% riesgo		Valores de ampacidad	
	A	B	C	D	E	F
Nombre del generador	Producción [MW]	Coste [USD/h]	Producción [MW]	Coste [USD/h]	Medida [kA]	Predicha - 10% riesgo [kA]
G05	38,257	2809,4597	154,4505	11342,3167	1,471033	1,0497
G10	639,9863	0	523,7927	0		

	Modificaciones		Correcciones de operación a tiempo real			
	G	H	I	J	K	L
Nombre del generador	¿Necesidad por menor ampacidad?	¿Posibilidad de más gen. eólica?	Reservas [MW]	Coste por asignación de reserva [USD]	Precio inicial [USD/MWh]	Coste por activación de reserva [USD]
G05	No	VERDADERO	-116,1936	792,4401	73,4366	-8532,8571
G10			116,1936	792,4401	0	0

En este caso para empezar el cálculo se hace lo mismo que en el apartado 4.9.2.1, es decir, para el cálculo de la potencia de reserva, el precio de asignación de reserva y precio de activación de reserva se utilizan las fórmulas explicadas en el apartado 4.9.2.1:

$$H=SI(E<F; A-C; 0)$$

$$I=ABS(H*6,82)$$

$$K=SI(H>0; H*J*1,5; H*J)$$

La diferencia entre ambos apartados consiste en que también se incluye una columna para analizar si existe posibilidad de inyectar más energía eólica o no (columna H), por lo que los cálculos en este caso quedan así:

$$I=SI(E<F; A-C; 0)$$

$$J=ABS(I*6,82)$$

$$L=SI(I>0; I*K*1,5; I*K)$$

Para analizar la posibilidad de inyectar más eólica, se observa si la producción de los generadores eólicos (G08 y G10) en la simulación llevada a cabo con datos medidos es mayor que con datos estáticos o predichos. En el caso de que sea mayor, significa que gracias al aumento de ampacidad en tiempo real existe mayor capacidad de transporte y no hace falta restringir la generación eólica. Por lo que en la celda de Excel muestra el valor de "VERDADERO", como ocurre en este caso.

Para conseguir los valores de los costes se modifican la fórmula de la columna I para calcular directamente la diferencia de producción de cada generador eólico entre el caso con datos medidos y el caso con datos predichos/estáticos ( $I=A-C$ ), pero solo en las filas en las que la columna H tiene el valor de "VERDADERO". De esta forma, se obtiene el valor de la potencia de reserva eólica a subir y se compensa reduciendo el generador más caro que está en funcionamiento esa misma potencia.

Por ejemplo, en la Tabla 38 se observa que a pesar de que no se necesiten modificaciones porque la ampacidad medida no es menor que la prevista, se realizan las modificaciones explicadas para una mayor integración eólica, ya que en la columna H el valor es "VERDADERO". Se observa que la diferencia de la producción eólica (generador G10) es de 116,1936 MW, por lo que se reduce esa misma potencia del generador más caro (G05). Los costes tanto de asignación como de activación de reserva se calculan de la misma forma que en el resto de casos.

Por último, al igual que en el apartado 4.9.2.1, después de calcular todo coste de asignación de reserva y activación de reserva, se suma el total de los costes o beneficios obtenidos al coste de despacho de operación calculado mediante PowerFactory (Tabla 31).

Para observar los beneficios al utilizar DLR en la línea se compararán las tres distintas situaciones explicadas y utilizadas en el apartado 4.9.2.1, es decir, SLR, DLR y DLR optimizado. Además, también se analiza la diferencia entre los distintos riesgos (2,5% y 10%) que se han utilizado durante las simulaciones para decidir con cuál se pueden obtener más beneficios. Por lo que, tanto las diferencias entre las tres situaciones, como las diferencias entre los dos niveles de riesgo se pueden observar en la Tabla 39.

**Tabla 39. Coste de despacho para las distintas situaciones.**

		Coste de despacho [€]
2,5% de riesgo	SLR	32058994,417
	SLR + DLR en tiempo real	31263273,903
	DLR predicho + DLR en tiempo real	31013914,946
10% de riesgo	SLR	31522451,604
	SLR + DLR en tiempo real	31141782,490
	DLR predicho + DLR en tiempo real	30834915,288

En cuanto a las distintas situaciones SLR, DLR y DLR optimizado, se observa en la Tabla 39 que el coste de despacho más bajo se obtiene al utilizar un pronóstico de DLR para la programación y después realizando las modificaciones en tiempo real teniendo en cuenta la medición de ampacidad, porque se consigue aprovechar más la capacidad de la línea. También se concluye que al utilizar DLR solo en tiempo real, es decir, realizando la programación con los datos de ampacidad estática y cambios en tiempo real teniendo en cuenta la ampacidad dinámica medida, se consigue rebajar un poco el precio respecto al uso solo de la SLR en la programación sin ninguna modificación en tiempo real. En cuanto a los diferentes niveles de riesgo, en este caso también se observa en la Tabla 39, al igual que se ha explicado en el apartado 4.9.2.1, que es más beneficioso el uso del 10% de riesgo, ya se rebaja el coste de despacho respecto al mismo caso con los datos con un 2,5% de riesgo.

## **4.10. COMPARACIÓN DE RESULTADOS**

Se debe tener en cuenta que se han analizado distintos casos, con diferente porcentaje de riesgo, utilizando ampacidad estática o dinámica o con distintos tipos de modificaciones en tiempo real. Mediante este proyecto se quieren analizar los diferentes costes y la cantidad de restricciones eólicas en cada uno de los casos. Por lo tanto, a continuación, se realizan algunas comparaciones entre los distintos resultados, con el objetivo de observar el más beneficioso para la operación de las líneas de transporte.

### **4.10.1. Comparación económica**

Para realizar la comparación económica, teniendo en cuenta que se han analizado diferentes casos, en la Tabla 40 se presentan los resultados obtenidos, para poder observarlos de forma visual.

Tabla 40. Coste de despacho [€].

		Solo modificaciones necesarias	Todo tipo de modificaciones
2,5% de riesgo	SLR	32058994,42	32058994,42
	SLR + DLR en tiempo real	32058994,42	31263273,9
	DLR predicho + DLR en tiempo real	31252173,45	31013914,95
10% de riesgo	SLR	31522451,6	31522451,6
	SLR + DLR en tiempo real	31557760,86	31141782,49
	DLR predicho + DLR en tiempo real	30852494,02	30834915,29

Por un lado, en cuanto a las distintas situaciones entre la utilización de capacidad dinámica o capacidad estática, en la Tabla 40 se observa que el coste de despacho más bajo se obtiene al utilizar el DLR optimizado, es decir, al utilizar un pronóstico de DLR para la programación y después realizar las modificaciones en tiempo real teniendo en cuenta la medición de capacidad. En cambio, el coste de despacho más elevado se produce siempre con el uso de SLR, porque de esta forma se aprovecha mucho menos la capacidad de la línea.

Por otro lado, también se analiza en la Tabla 40 la diferencia entre el empleo de los datos con un riesgo de 2,5% o de 10%, es decir, datos con 2,5% o 10% de probabilidad de superar la capacidad real de las líneas. Entre estos dos rangos, se observa que es más beneficioso el uso del 10% de riesgo. Esto se debe a que, a pesar de que se exceda la capacidad real de la línea más a menudo y las modificaciones requeridas en tiempo real sean más frecuentes, se aprovecha más la capacidad de la línea por lo que se consigue una mayor integración de las energías renovables o de los generadores más económicos.

Por último, también se comparan los resultados obtenidos realizando solo las modificaciones necesarias en tiempo real, para no exceder la capacidad de las líneas y no aumentar su deterioro, con los obtenidos realizando modificaciones para no exceder la capacidad y para obtener una mayor penetración renovable en tiempo real.

En cuanto a las distintas modificaciones, en Tabla 40 se observa que realizar todo tipo de modificaciones en la mayor parte de los casos es económicamente beneficioso, debido a que, a pesar de que se deben pagar costes por asignación y activación de reserva en los generadores modificados, al realizar las modificaciones se aprovecha la oportunidad de inyectar más generación renovable en último momento, la cual es más barata. Además, de esta forma también se consiguen beneficios medioambientales, y, como también se realizan cambios para no exceder la capacidad real de las líneas, se reduce su deterioro.

#### 4.10.2. Comparación de las restricciones eólicas

Además de la comparación económica, también es interesante realizar una comparación entre las distintas restricciones eólicas que se llevan a cabo en cada uno de los casos. Para calcular el porcentaje de producción eólica reducida (Tabla 42), se ha tenido en cuenta el potencial eólico, es decir, la posible producción eólica, y la producción real en cada uno de los casos (Tabla 41).

**Tabla 41. Producción eólica en los diferentes casos [MW].**

Potencial eólico	Datos medidos	2,5% riesgo		10% riesgo	
		Datos predichos	Datos estáticos	Datos predichos	Datos estáticos
<b>168014,4554</b>	168014,4554	163417,2883	154062,9336	167718,6397	161008,4939

**Tabla 42. Restricción eólica en los diferentes casos [%].**

Datos medidos	2,5% riesgo		10% riesgo	
	Datos predichos	Datos estáticos	Datos predichos	Datos estáticos
0,0000	2,7362	8,3038	0,1761	4,1699

En la Tabla 42 se puede analizar que en el caso de realizar modificaciones para inyectar más eólica las restricciones en todos los casos serían del 0%, debido a que teniendo en cuenta los datos en tiempo real (datos medidos) no se realiza ninguna reducción eólica en las simulaciones. Sin embargo, hoy en día no se realizan modificaciones para poder aprovechar esta oportunidad, por lo que hay que comparar los casos sin las modificaciones.

Sin las modificaciones, por un lado, en cuanto al porcentaje de riesgo para exceder la capacidad de la línea, en la Tabla 42 se puede observar que con un riesgo menor las reducciones requeridas son mayores, debido a que cuanto menor es el riesgo menor es la capacidad definida para las líneas. Por otro lado, en cuanto a los datos predichos o datos estáticos, se observa visiblemente que, con los primeros, es decir, con la capacidad dinámica (DLR), las reducciones realizadas en las simulaciones son mucho menores. Como se puede observar en dicha tabla, para las simulaciones con 10% de riesgo y con datos predichos, utilizando DLR, a pesar de no realizar las modificaciones en tiempo real, las reducciones requeridas son prácticamente nulas.

También es importante mencionar que los cálculos también se han realizado para cada hora de simulaciones y los resultados obtenidos se pueden analizar en el Anexo VIII: Cálculo de las restricciones eólicas.

## **5. CONCLUSIONES**

Para empezar, es importante mencionar que los resultados obtenidos no son exactos. Las simulaciones llevadas a cabo mediante PowerFactory son una aproximación, debido a que como se ha explicado anteriormente, al realizar las simulaciones de OPF en AC en muchos momentos se generan errores, ya que el proceso iterativo del programa deja de ser convergente porque estas simulaciones son más complejas.

Para conseguir un resultado más exacto, en AC, se podrían realizar menos simulaciones, pero de esta forma no se podría observar el efecto en la operación durante un periodo de tiempo, dado que se analizaría solo un caso específico. Por ello, las simulaciones se han realizado en DC a pesar de que de esta forma solo se puede obtener una solución aproximada.

Además, las simulaciones se han llevado a cabo solo durante una semana y no todas las semanas del año son iguales meteorológicamente, por lo que no se podrían extrapolar los resultados de esta semana a todo el año. Pero, sí que proporcionan una idea de las ventajas que se pueden obtener.

También es importante explicar que los resultados obtenidos directamente de las simulaciones no se pueden utilizar tal cual, porque se necesitan modificaciones en tiempo real para no exceder la capacidad de la línea. Además, también se han realizado modificaciones para inyectar más energía eólica cuando la capacidad de la línea en tiempo real lo permite.

Se podría considerar la posibilidad de realizar modificaciones en tiempo real para aumentar la producción de todo tipo de generadores más baratos y no solo para aumentar la potencia de los generadores renovables. Pero se debe tener en cuenta que al modificar los generadores en tiempo real el precio de producción es más caro, ya que se debe pagar el coste de asignación de reserva y el de activación, que como simplificación se ha considerado el 150% del ofertado en el mercado diario [43], por lo que realmente no se consiguen resultados más económicos.

Por lo tanto, como en estos casos las modificaciones no son beneficiosas, se han realizado modificaciones solo para el aumento de producción eólica, ya que al considerar su oferta en el mercado diario en 0€/MWh, el coste de activación de reserva también es nulo. A pesar de que el coste de asignación de reserva no sea nulo y existan costes de asignación de los generadores eólicos y de los generadores en los que se han realizado modificaciones para reducir su producción, se ha concluido que sí es económicamente provechoso.

Es decir, se han analizado dos distintos casos: el primero donde solo se realizan las modificaciones necesarias para no exceder la capacidad de la línea y el segundo donde además de dichas modificaciones también se aprovecha la oportunidad de inyectar más eólica. Es mencionable que el segundo caso se ha analizado como una oportunidad a futuro, dado que hoy en día no se realizan ese tipo de modificaciones.

En el primer caso, se ha observado que se aumenta el coste del despacho, al sumar los costes por modificaciones en tiempo real. Esto es debido a que por las restricciones técnicas

de las líneas se tienen que incluir generadores más caros o aumentar su potencia, disminuyendo la potencia de los generadores más baratos. Sin embargo, a pesar de aumentar el coste, es importante tener en cuenta que de esta forma se consigue reducir el deterioro de las líneas, lo cual puede ser un beneficio económico a largo plazo.

Analizando el segundo caso se concluye que las modificaciones realizadas en tiempo real son una oportunidad tanto económica, porque se reduce el coste de despacho, como medioambiental, porque se consigue aumentar la producción renovable. Además, en este caso también se reduce el deterioro de las líneas.

También se han analizado simulaciones con distintos porcentajes de riesgo de exceder la capacidad real de la línea y se ha concluido que, entre los valores de 2,5% y 10%, los costes son menores con un riesgo del 10%. Esto es debido a que, a pesar de que se exceda la capacidad real de la línea con una mayor frecuencia y las modificaciones requeridas en tiempo real sean más frecuentes, se aprovecha más la capacidad de la línea por lo que se consigue una mayor integración de las energías renovables o de los generadores más económicos.

Por último, es imprescindible explicar los beneficios analizados al utilizar DLR en la operación de las líneas, puesto que este es el objetivo principal del trabajo. Se ha observado que el coste de despacho más bajo se obtiene al utilizar el DLR optimizado, es decir, al utilizar un pronóstico de DLR para la programación y después realizando las correcciones necesarias en tiempo real teniendo en cuenta la medición de capacidad. Esto se debe a que, de esta forma, se consigue aprovechar mucho más la capacidad de la línea.

Como inconveniente, se debe tener en cuenta que los costes por modificaciones en tiempo real son mayores con el uso del DLR que con el uso de SLR. Esto se debe a que, al intentar obtener un valor más parecido al valor de capacidad real, siempre hay más probabilidades de exceder dicho valor que con los valores estáticos calculados teniendo en cuenta factores meteorológicos desfavorables. A pesar de ello, se concluye que los costes de despacho reales utilizando DLR son menores.

Por lo tanto, con lo analizado, se demuestran los beneficios económicos del empleo del DLR en la operación de los sistemas eléctricos, pero además también es interesante mencionar los beneficios medioambientales, ya que es un factor que se ha analizado al observar las restricciones eólicas en cada uno de los casos. Se ha concluido que al utilizar el DLR predicho, según el porcentaje de riesgo, es posible reducir las limitaciones impuestas a la generación eólica. Por ejemplo, entre los casos analizados, al utilizar DLR predicho con un 10% de riesgo, se ha observado que casi se han eliminado las limitaciones y la producción eólica aprovecha casi todo su potencial.

De esta forma se puede aprovechar al máximo la producción renovable, lo que podría ser una gran ventaja para alcanzar el objetivo a 2030 del 42% de energías renovables en el consumo final de energía y contribuir al 23% de reducción de emisiones con respecto a niveles de 1990 [44] .

## **6. PROPUESTAS DE MEJORA**

Es interesante explicar las posibles mejoras que se podrían realizar en el proyecto, ya que los resultados obtenidos no son exactos porque se han realizado muchas simplificaciones.

Como se ha explicado anteriormente, las simulaciones de OPF se han realizado en DC, con lo cual se obtienen unos resultados aproximados, por lo que sería interesante analizar de forma más detallada el funcionamiento de la función OPF en PowerFactory e intentar conseguir unas simulaciones más exactas mediante OPF en AC.

Además, se han llevado a cabo simplificaciones a la hora de definir los datos para las simulaciones, debido a que, por ejemplo, se ha definido la misma curva de demanda para todos los días y realmente son factores que varían a diario. Por lo tanto, para que el funcionamiento del sistema eléctrico sea más realista, se deberían utilizar datos más exactos.

También se han realizado simplificaciones al realizar modificaciones en tiempo real, tanto a la hora de definir los precios de coste de asignación de reserva y activación de reserva, como a la hora de definir la potencia de reserva requerida. Por un lado, se han realizado las simplificaciones de los costes siguiendo [43] y definiendo el mismo funcionamiento para todos los generadores, por ejemplo, 150% de la oferta inicial para la reserva ascendente, pero en realidad la oferta de cada generador es diferente. Por otro lado, para definir la potencia requerida como reserva REE realiza predicciones, sin embargo, en el proyecto se ha definido directamente la potencia que se utiliza.

Se han utilizado los datos de una semana para ver si realmente existen beneficios al emplear DLR, pero como se ha explicado, los resultados no se pueden extrapolar a todo el año, porque cada semana es diferente. Con más tiempo se podría realizar el análisis simulando un periodo más largo. En este caso, se podrían realizar simulaciones hasta 3 años utilizando los datos obtenidos en la tesis [1] .

Es mencionable que hay que tener en cuenta que el coste de despacho real en el mercado eléctrico español es mayor, debido a que en el mercado diario se define un precio de casación teniendo en cuenta el precio del generador más caro que entra en el mercado, y todos los productores que entran en el mercado diario cobran el mismo precio de casación. En cambio, en las simulaciones realizadas no se ha tenido en cuenta este precio, dado que PowerFactory calcula el coste de despacho con el precio de oferta de cada uno de los generadores. Por lo tanto, para obtener el coste de despacho real se debería calcular mediante una hoja de cálculo el precio de casación para cada una de las horas.

Además, también es importante tener en cuenta que este precio no se modifica en ningún momento, aunque en el último momento se pudiese dejar fuera de producción el generador más caro del sistema, el resto de generadores seguirían cobrando lo mismo. Sumando a dicho coste el coste generado por las modificaciones realizadas en último momento.

## 7. REFERENCIAS

- [1] Rafael Alberdi Muiño. (2019). Metodología para la predicción de ampacidad en líneas eléctricas aéreas a partir de medidas directas y predicciones meteorológicas (tesis doctoral). Universidad del País Vasco – Euskal Herriko Unibertsitatea.
- [2] Red Eléctrica de España (REE). (2009). El suministro de la electricidad. Un equilibrio entre generación y consumo. Available: <https://www.ree.es/es/publicaciones/educacion/el-suministro-de-la-electricidad-un-equilibrio-entre-generaci%C3%B3n-y-consumo>. [Accessed: 06-Jul-2020].
- [3] ENTSO-E. ENTSO-E at a Glance. Available: <https://www.entsoe.eu/publications/general-publications/at-a-glance/>. [Accessed: 25-Jun-2020].
- [4] ENTSO-E. Grid Map. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/data/map/>. [Accessed: 25-Jun-2020].
- [5] European Commission. 2030 climate & energy framework. [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en). [Accessed: 25-Jun-2020].
- [6] International Renewable Energy Agency (IRENA). Wind energy. [Online]. Available: <https://www.irena.org/wind>. [Accessed: 25-Jun-2020].
- [7] International Renewable Energy Agency (IRENA). Solar energy. [Online]. Available: <https://www.irena.org/solar>. [Accessed: 25-Jun-2020].
- [8] Andrea Michiorri, Huu-Minh Nguyen, Stefano Alessandrini, John Bjørnar Bremnes, Silke Dierer, Enrico Ferrero, Bjørn-Egil Nygaard, Pierre Pinson, Nikolaos Thomaidis, Sanna Uski. (2015). Forecasting for Dynamic Line Rating. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 52, 1713–1730. doi: 10.1016/j.rser.2015.07.134
- [9] CIGRE. (2014). Guide for Thermal Rating Calculations of Overhead Lines. Technical Brochure 601, WG B2.42.
- [10] IEEE Power and Energy Society. (2013). IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors. IEEE Std 738-2012.
- [11] Dale A. Douglass, Jake Gentle, Huu-Minh Nguyen, William Chisholm, Charles Xu, Tip Goodwin, Hong Chen, Sarma Nuthalapati, Neil Hurst, Ian Grant, Jose Antonio Jardini, Robert Kluge, Paula Traynor, Cody Davis. (2019). A Review of Dynamic Thermal Line Rating Methods with Forecasting. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 34, No. 6.
- [12] CIGRE. (2006). Guide for Selection of Weather Parameters for Bare Overhead Conductor Ratings. Technical Brochure 299, WG B2.12.
- [13] ENTSO-E. (2014). Ten-Year Network Development Plan 2014. Available: <https://www.entsoe.eu/publications/tyndp/tyndp-2014/>. [Accessed: 26-Jun-2020].
- [14] CIGRE. (2004). Conductors for the Uprating of Overhead Lines. Technical Brochure 244, WG B2.12.
- [15] R. Mínguez, R. Martínez, M. Manana, A. Arroyo, R. Domingo, A. Laso. (2019). Dynamic Management in Overhead Lines: A Successful Case of Reducing Restrictions in Renewable Energy Sources Integration. *Electric Power Systems Research* 173, 135–142. doi: 10.1016/j.epsr.2019.03.023
- [16] Fabio Massaro, Mariano Giuseppe Ippolito, Enrico Maria Carlini, Fabio Bassi. (2019). Maximizing Energy Transfer and RES Integration Using Dynamic Thermal Rating: Italian TSO experience. *Electric Power Systems Research* 174, 105864. doi: 10.1016/j.epsr.2019.105864
- [17] G. Giebel, R. Brownsword, G. Kariniotakis, M. Denhard, C. Draxl. (2011). *The State of the Art in Short-Term Prediction of Wind Power A Literature Overview*, 2<sup>nd</sup> edition.
- [18] G. Kariniotakis. (2017). *Renewable energy forecasting*. Elsevier Ltd, Woodhead Publishing.
- [19] Red Eléctrica de España (REE). Operación del sistema eléctrico. [Online]. Available: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>. [Accessed: 07-Jul-2020].
- [20] Energía y Sociedad. Manual de la Energía, Electricidad, El mercado mayorista. [Online]. Available: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/el-mercado-mayorista/>. [Accessed: 07-Jul-2020].

- [21] OMIE. Mercado de electricidad. [Online]. Available: <https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad>. [Accessed: 07-Jul-2020].
- [22] Resolución de 13 de julio de 2006 [Ministerio de Industria, Turismo y Comercio]. Por la que se aprueba el procedimiento de operación 1.5 «Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia». BOE, núm. 173, 21 de julio de 2006, 27473-27474. BOE-A-2006-13170.
- [23] F. Teng, R. Dupin, A. Michiorri, G. Kariniotakis, Y. Chen, & G. Strbac. (2018). Understanding the Benefits of Dynamic Line Rating Under Multiple Sources of Uncertainty. doi: 10.1109/TPWRS.2017.2786470
- [24] R. Dupin, A. Michiorri, G. Kariniotakis. (2016). Dynamic Line Rating Day-Ahead Forecasts – Cost Benefit Based Selection of the Optimal Quantile. CIRED Workshop – Helsinki, 14-15 June.
- [25] Elia. (2017). Explanatory Note on the Elia Proposal for a 'Methodology for the use of Dynamic Line Rating in the capacity calculation'. Available: <https://www.elia.be/en/infrastructure-and-projects/our-infrastructure/dynamic-line-rating>. [Accessed: 26-Jun-2020].
- [26] F. Skivee, B. Godard, F. Vassort, J.-J. Lambin, R. Bourgeois. (2016). Integration of 2 Days-Ahead Capacity Forecast to Manage Belgian Energy Imports. CIGRE, SC C2 PS1.
- [27] Romain Dupin. (2018). Prévission du Dynamic Line Rating et impact sur la gestion du système électrique (thèse de doctorat). PSL Research University. Available: <https://pastel.archives-ouvertes.fr/tel-02149342>
- [28] A. K. Kazerooni, J. Mutale, M. Perry, S. Venkatesan, D. Morrice. (2011). Dynamic thermal rating application to facilitate wind energy integration. PowerTech, IEEE Trondheim, 2011, pp. 1-7.
- [29] H. T. Yip, C. An, M. Aten, and R. Ferris. (2008). Dynamic line rating protection for wind farm connections.
- [30] C. J. Wallnerström, Y. Huang, L. Söder. (2015). Impact From Dynamic Line Rating on Wind Power Integration. IEEE Trans. Smart Grid, vol. 6, no. 1, pp. 343-350.
- [31] M. Khaki, P. Musilek, J. Heckenbergerova, D. Koval. (2010). Electric power system cost/loss optimization using dynamic thermal rating and linear programming. Electric Power and Energy Conference (EPEC), IEEE, pp. 1-6.
- [32] S. Uski. (2015). Estimation method for dynamic line rating potential and economic benefits. Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 65, pp. 76-82.
- [33] K. Kopsidas, A. Kapetanaki. (2016). Optimal demand response scheduling with real time thermal ratings of overhead lines for improved network reliability. IEEE Trans. Smart Grid.
- [34] M. A. Bucher, M. Vrakopoulou, G. Andersson. (2013). Probabilistic N-1 security assessment incorporating dynamic line ratings. IEEE Power Energy Society General Meeting, pp. 1-5.
- [35] R. Alberdi, R. Fernandez, E. Fernandez, I. Albizu, M.T. Bedialauneta, A.J. Mazon, A. Etxegarai. (2018). Short-term Ampacity Forecasting based on Linear Regression in a Distribution Line. Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion MedPower 2018, Dubrovnik (Cavtat)-Croacia.
- [36] ResearchGate. IEEE 10 Generator 39 Bus System. Available: <https://www.researchgate.net/file.PostFileLoader.html?id=55019916f079ed153f8b4598&assetKey=AS%3A273740330405917%401442276188879>. [Accessed: 11-Jul-2020].
- [37] REE. Peninsula – Seguimiento de la demanda de energía eléctrica. [Online]. Available: <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demanda/total/2020-02-03>. [Accessed: 11-Jul-2020].
- [38] OMIE. Precio horario del mercado diario. [Online]. Available: <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price?scope=daily&date=2020-02-03>. [Accessed: 11-Jul-2020].
- [39] CCR (Clark Consulting & Research) – Working with Excel Files in Python. [Online]. Available: <http://www.python-excel.org/>. [Accessed: 06-Aug-2020].
- [40] DIgSILENT – Power System Solutions. How can I write values from PowerFactory to Excel via Python?. [Online]. Available: <https://www.digsilent.de/en/faq-reader-powerfactory/can-i-write-values-from-powerfactory-to-excel-via-python.html>. [Accessed: 06-Aug-2020].
- [41] DIgSILENT PowerFactory. 39 Bus New England System. DIgSILENT GmbH, Heinrich-Hertz-Str. 9, 72810 Gomaringen, Germany.
- [42] DIgSILENT GmbH. (2018). PowerFactory 2018 User Manual. Online Edition.
- [43] R. Dupin, A. Michiorri, G. Kariniotakis. (2019). Optimal Dynamic Line Rating Forecasts Selection Based on Ampacity Probabilistic Forecasting and Network Operators' Risk Aversion. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 34, No. 4. doi: 10.1109/TPWRS.2018.2889973
- [44] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020). Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC).

## **8. ANEXOS**

A continuación, se adjuntan algunos anexos importantes para entender algunos apartados del proyecto. Por un lado, se define la normativa aplicable al proyecto en el primer anexo (Anexo I: Normativa aplicable), tanto respecto a los procedimientos de operación como respecto al reglamento de líneas. También se adjunta el código de Python que se ha utilizado para automatizar el proceso de definición de datos y simulaciones en el segundo anexo (Anexo II: Código de Python).

Por otro lado, se adjuntan algunos documentos de Excel para poder entender mejor las simulaciones realizadas y poder ver los resultados obtenidos de forma más específica, debido a que hasta ahora se han analizado de forma resumida para analizar los beneficios que se pueden conseguir de forma general. Para ello se incluyen los datos de capacidades medidas, predichas y estáticas con 10% y 2,5% de riesgo [1] (Anexo III: Capacidad medida, predicha y estáticas con 10% y 2,5% de riesgo), los datos utilizados para simulaciones (Anexo IV: Datos para simulaciones), los resultados obtenidos mediante PowerFactory (Anexo V: Resultados obtenidos mediante PowerFactory) y los resultados obtenidos con modificaciones en la operación a tiempo real (Anexo VI: Resultados obtenidos con modificaciones necesarias en la operación a tiempo real y Anexo VII: Resultados obtenidos con todo tipo de modificaciones en la operación a tiempo real). Además, también se adjunta un anexo donde se realizan los cálculos de las restricciones eólicas (Anexo VIII: Cálculo de las restricciones eólicas).

Hay que considerar que los archivos de Excel son demasiado extensos como para adjuntarlos directamente en la memoria del proyecto, por lo que se ha decidido vincular los archivos. Teniendo en cuenta que desde el formato PDF no se puede acceder a estos documentos, hay dos opciones para acceder a ellos: se puede acceder directamente desde la carpeta adjunta de "Anexos" o desde el enlace de Drive definido en cada uno de anexos.

## **ANEXO I: NORMATIVA APLICABLE**

### **PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN**

Red Eléctrica de España recoge los procedimientos de operación necesarios para realizar una adecuada gestión técnica del sistema eléctrico, tanto para el sistema peninsular como para los sistemas no peninsulares. Dichos procedimientos se pueden encontrar en la página web de REE: Inicio / Actividades / Operación del sistema eléctrico / Procedimientos de operación, es decir, en [45] . En el apartado también se encuentran las resoluciones y correcciones legales, a pesar de que las versiones oficiales se encuentran publicadas en el Boletín Oficial del Estado y las versiones que se encuentran en la página de REE sean simplemente de carácter informativo.

A continuación, se puede observar el listado de procedimientos de operación y sus resoluciones o correcciones legales para el sistema eléctrico peninsular:

- ❖ P.O. 1.1 Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico  
Resolución de 05-04-2016, BOE 06/04/16
- ❖ P.O. 1.2 Niveles admisibles carga red  
Resolución de 30-7-1998, BOE 18/08/98
- ❖ P.O. 1.3 Tensiones admisibles nudos red  
Resolución de 30-7-1998, BOE 18/08/98
- ❖ P.O. 1.4 Condiciones entrega energía puntos frontera  
Resolución de 30-7-1998, BOE 18/08/98
- ❖ P.O. 1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia  
Resolución de 10-10-2019, BOE 21/10/19
- ❖ P.O. 1.6 Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema  
Resolución de 18-5-2009, BOE 28/05/09
- ❖ P.O. 2.1 Previsión de la demanda  
Resolución de 17-03-2004, BOE 16/04/04. Incluye corrección de errores BOE 06/07/05
- ❖ P.O. 2.2 Previsión de la cobertura y análisis de seguridad del sistema eléctrico  
Resolución de 24-05-2006, BOE 30/05/06
- ❖ P.O. 2.5 Planes de mantenimiento de las unidades de producción  
Resolución de 17-03-2004, BOE 16/04/04 Incluye corrección de errores BOE 06/07/04
- ❖ P.O. 3.1 Programación de la generación  
Resolución de 17-12-2019, BOE 30/12/19
- ❖ P.O. 3.2 Restricciones técnicas  
Resolución de 10-10-2019, BOE 21/10/19
- ❖ P.O. 3.3 Procedimiento de operación para la aplicación del proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance del producto RR en el sistema eléctrico peninsular español  
Resolución de 17-12-2019, BOE 30/12/19
- ❖ P.O. 3.4 Programación del mantenimiento de la red de transporte  
Resolución de 20-7-2004, BOE 03/08/04  
Resolución de 17-03-2004, en BOE 16/04/04. Incluye corrección de errores BOE 06/07/04
- ❖ P.O. 3.5 Programación del mantenimiento de la red de distribución que afecta a la operación del sistema eléctrico  
Resolución de 28-07-2006, BOE 14/08/06

- ❖ P.O. 3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción  
Resolución de 10-10-2019, BOE 21/10/19
- ❖ P.O. 3.7 Aplicación de limitaciones a las entregas de producción de energía en situaciones no resolubles con la aplicación de los servicios de ajuste del sistema  
Resolución de 18-12-2015, BOE 19/12/2015
- ❖ P.O. 3.8 Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento  
Resolución de 10-10-2019, BOE 21/10/19
- ❖ P.O. 3.10 Resolución de restricciones por garantía de suministro  
Resolución de 27 de octubre de 2010, BOE 28/10/10
- ❖ P.O. 4.0 Gestión de las conexiones internacionales  
Corrección de la resolución de 08-05-2014, BOE 10/05/2014
- ❖ P.O. 5.0 Procedimiento de determinación de pérdidas de transporte y cálculo de los coeficientes de pérdidas por nudo  
Resolución de 24-6-1999, BOE 03/07/99
- ❖ P.O. 6.1 Medidas de operación para garantizar la cobertura de la demanda en situaciones de alerta y emergencia  
Resolución de 31-10-2002, BOE 13/11/02
- ❖ P.O. 7.1 Servicio complementario de regulación primaria  
Resolución de 30-7-1998, BOE 18/08/98
- ❖ P.O. 7.2 Regulación secundaria  
Resolución de 17-12-2019, BOE 30/12/19
- ❖ P.O. 7.3 Regulación terciaria  
Resolución de 10-10-2019, BOE 21/10/19
- ❖ P.O. 7.4 Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte  
Resolución de 10-3-2000, BOE 18/03/00. Corrección de errores en BOE 17/6/2000
- ❖ P.O. 8.1 Definición de las redes operadas y observadas por el operador del sistema  
Resolución de 07-04-2006, BOE 21/04/2006
- ❖ P.O. 8.2 Operación del sistema de producción y transporte  
Resolución de 07-04-2006, BOE 21/04/2006
- ❖ P.O. 9.0 Información intercambiada por el operador del sistema  
Resolución de 11 de diciembre de 2019, BOE 20/12/19
- ❖ P.O. 10.1 Condiciones de instalación de los puntos de medida  
Resolución de 11 de diciembre de 2019, BOE 20/12/19
- ❖ P.O. 10.2 Verificación de los equipos de medida  
Resolución de 11 de diciembre de 2019, BOE 20/12/19
- ❖ P.O. 10.3 Requisitos de los equipos de inspección  
Resolución de 12-2-2004, BOE 10/03/04. Incluye corrección de errores BOE 08/06/04
- ❖ P.O. 10.4 Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones  
Resolución de 11 de diciembre de 2019, BOE 20/12/19
- ❖ P.O. 10.5 Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas  
Resolución de 11 de diciembre de 2019, BOE 20/12/19
- ❖ P.O. 10.6 Agregaciones de puntos de medida  
Resolución de 11 de diciembre de 2019, BOE 20/12/19
- ❖ P.O. 10.7 Alta, baja y modificación de fronteras de las que es encargado de la lectura el operador del sistema  
Resolución de 11 de diciembre de 2019, BOE 20/12/19
- ❖ P.O. 10.8 Códigos universales para puntos frontera de clientes y productores de régimen especial  
Resolución de 16-11-2009, BOE 30/11/09
- ❖ P.O. 10.11 Tratamiento e intercambio de información entre operador del sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes  
Resolución de 11 de diciembre de 2019, BOE 20/12/19
- ❖ P.O. 11.1 Criterios generales de protección en la red gestionada

- Resolución de 24-6-1999, BOE 03/07/99
- ❖ P.O. 11.2 Criterios de instalación y funcionamiento de los automatismos  
Resolución de 24-6-1999, BOE 03/07/99
- ❖ P.O. 11.3 Análisis y seguimiento del funcionamiento de las protecciones y automatismos del sistema  
Resolución de 24-6-1999, BOE 03/07/99
- ❖ P.O. 12.1 Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte  
Resolución de 11-02-2005, BOE 01/03/05
- ❖ P.O. 12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio  
Resolución de 11-02-2005, BOE 01/03/05
- ❖ P.O. 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas  
Resolución de 04-10-2006, BOE 24/10/06
- ❖ P.O. 13.1 Criterios de desarrollo de la red de transporte  
Resolución de 22-03-2005, BOE 09/04/05
- ❖ P.O. 13.3 Instalaciones de la red de transporte: criterios de diseño, requisitos mínimos y comprobación de su equipamiento y puesta en servicio  
Resolución de 11-02-2005, BOE 01/03/05
- ❖ P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema  
Resolución de 28-07-2008, BOE 31/07/08. Incluye corrección de errores BOE 28/07/08  
Resolución de 01-06-2016, BOE 13/06/2016, que modifica el P.O. 14.1
- ❖ P.O. 14.2 Admisión de sujetos en el mercado y datos necesarios durante su participación  
Resolución de 24-05-2006, BOE 30/05/06
- ❖ P.O. 14.3 Garantías de pago  
Resolución de 01-06-2016, BOE 13/06/2016
- ❖ P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema  
Resolución de 17-12-2019, BOE 30/12/19
- ❖ P.O. 14.5 Saldos de las liquidaciones del operador del sistema a los efectos del Real Decreto 2019/1997  
Resolución de 27 de octubre de 2010, BOE 28/10/10
- ❖ P.O. 14.6 Liquidación de intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado  
Resolución de 17-12-2019, BOE 30/12/19
- ❖ P.O. 14.7 Expedición de facturas, cobros y pagos  
Resolución de 28-07-2008, BOE 31/07/08. Incluye corrección de errores BOE 26/09/08
- ❖ P.O. 14.8 Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción y de las instalaciones de autoconsumo  
Resolución de 07-11-2019, BOE 11/12/2019
- ❖ P.O. 14.9 Liquidación y facturación del servicio de interrumpibilidad prestado por consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción  
Resolución de 27-02-2008, BOE 11/03/08
- ❖ P.O. 14.10 Liquidación de la corrección de registros de medidas posteriores a la liquidación definitiva  
Resolución de 24-01-2013, BOE 30/01/13
- ❖ P.O. 14.11 Liquidación y facturación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad  
Resolución de 01-08-2014, BOE 08/08/2014
- ❖ P.O. 14.12 Estimación del coste de los componentes del precio voluntario para el pequeño consumidor  
Resolución de 08-06-2015, BOE 16/06/2015
- ❖ P.O. 15. Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares

Resolución de 11 de diciembre de 2019, BOE 20/12/19

- ❖ P.O. 15.2 Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (Orden IET/2013/2013)

Resolución de 11 de diciembre de 2019, BOE 20/12/19

Entre todos los procedimientos mencionados, en el caso de este proyecto son reseñables, por ejemplo, los procedimientos P.O.1.2 sobre los niveles admisibles carga red y P.O.3.2 sobre las restricciones técnicas.

Respecto al procedimiento P.O.1.2. la Resolución de 30-7-1998, BOE 18/08/98 establece los niveles admisibles de carga en la red gestionada por el operador del sistema. El objeto de este procedimiento es establecer los criterios para determinar los niveles admisibles de carga en la líneas y transformadores de la red gestionada por el operador del sistema en régimen normal de funcionamiento del sistema. Definiendo de esta forma una capacidad o límite térmico estacional, es decir, la máxima capacidad de transporte de las líneas y transformadores en régimen permanente para un período temporal determinado.

Por otro lado, P.O.3.2 sobre restricciones técnicas del sistema eléctrico la Resolución de 10-10-2019, BOE 21/10/19, define la solución de restricciones técnicas. El objeto de este procedimiento es establecer el proceso para la solución de las restricciones técnicas correspondientes a los programas resultantes de los mercados de producción y las que puedan aparecer en tiempo real.

## **REGLAMENTO SOBRE CONDICIONES TÉCNICAS Y GARANTIAS DE SEGURIDAD EN LÍNEAS ELÉCTRICAS**

Respecto a las condiciones técnicas y seguridad de las líneas eléctricas existe el Real Decreto 223/2008 [46] , de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. Las ITCs establecen el cumplimiento obligatorio de normas UNE u otras normativas reconocidas internacionalmente, en este caso las instrucciones técnicas son las siguientes:

- ❖ Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 01: Terminología.
- ❖ Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 02: Normas y especificaciones técnicas de obligado cumplimiento.
- ❖ Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 03: Instaladores y empresas instaladoras de líneas de alta tensión.
- ❖ Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 04: Documentación y puesta en servicio de las líneas de alta tensión.
- ❖ Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 05: Verificaciones e inspecciones.
- ❖ Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06: Líneas subterráneas con cables aislados.
- ❖ Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 07: Líneas aéreas con conductores desnudos.
- ❖ Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 08: Líneas aéreas con cables unipolares aislados reunidos en haz o con conductores recubiertos.
- ❖ Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 09: Anteproyectos y proyectos.

Cabe mencionar que, a pesar de ser un Real Decreto del 2008, se han realizado modificaciones, la última el 20 de junio de 2020, por lo que está actualizado.

Teniendo en cuenta que este proyecto se centra en la utilización de líneas aéreas de transporte, son mencionables las ITC-LAT 07 e ITC-LAT 08, ya que son las instrucciones técnicas relacionadas con las líneas aéreas.

ITC-LAT 07 trata sobre líneas aéreas con conductores desnudos y hay ciertos apartados a considerar para este proyecto, como la temperatura de los conductores, la flecha máxima de las líneas, intensidad máxima admisible o las distancias mínimas de seguridad.

En cuanto a la temperatura de servicio del conductor, dentro del apartado que trata sobre materiales (segundo apartado), en el apartado 2.1.2.3 se define lo siguiente:

*La máxima temperatura de servicio de conductores de aluminio bajo diferentes condiciones operativas deberá ser indicada en las especificaciones del proyecto. Estas Especificaciones darán algunos o todos los requisitos, bajo las siguientes condiciones:*

- a) La temperatura máxima de servicio bajo carga normal en la línea, que no sobrepasará los 85 °C.*
- b) La temperatura máxima de corta duración para momentos especificados, bajo diferentes cargas en la línea, superiores al nivel normal, que no sobrepasará los 100 °C.*
- c) La temperatura máxima debida a un fallo especificado del sistema eléctrico, que no sobrepasará los 100 °C.*

*El uso de conductores de alta temperatura, tales como los compuestos por aleaciones especiales de Aluminio-Zirconio, definidos en la norma IEC 62004, permite trabajar con temperaturas de servicio superiores.*

*La información sobre el cálculo del incremento de temperatura, debido a las corrientes de cortocircuito, se indica en la norma UNE-EN 60865-1. Alternativamente, y con las precauciones adecuadas, el incremento real de temperatura debido a las corrientes de cortocircuito puede determinarse mediante un ensayo.*

Respecto a la flecha máxima de los conductores y cables de tierra, en el apartado 3.2.3, dentro del apartado sobre cálculos mecánicos (tercer apartado), se define lo siguiente:

*De acuerdo con la clasificación de las zonas de sobrecarga definidas, se determinará la flecha máxima de los conductores y cables de tierra en las hipótesis siguientes:*

*En zonas A, B y C:*

- a) Hipótesis de viento: Sometidos a la acción de su peso propio y a una sobrecarga de viento para una velocidad de viento de 120 km/h a la temperatura de +15°C.*
- b) Hipótesis de temperatura: Sometidos a la acción de su peso propio, a la temperatura máxima previsible, teniendo en cuenta las condiciones climatológicas y de servicio de la línea. Para las líneas de categoría especial, esta temperatura no será en ningún caso inferior a +85°C para los conductores de fase ni inferior a +50°C para los cables de tierra. Para el resto de líneas, tanto para los conductores de fase como para los cables de tierra, esta temperatura no será en ningún caso inferior a +50°C.*
- c) Hipótesis de hielo: Sometidos a la acción de su peso propio y a la sobrecarga de hielo correspondiente a la zona a la temperatura de 0°C.*

*En las líneas de categoría especial y de primera categoría, cuando por la naturaleza de los conductores y condiciones del tendido sea preciso prever un importante proceso de fluencia durante la vida de los conductores, será preciso tenerlo en cuenta en el cálculo de las flechas, justificando los datos que sirvan de base para el planteamiento de los cálculos correspondientes.*

Por lo que corresponde a la intensidad máxima admisible (apartado 4.2.2.1, dentro del apartado de cálculos eléctricos):

*Se realizará, mediante un sistema de cálculo contrastado y conforme a la normativa vigente, el estudio de la intensidad máxima admisible que puede circular por los conductores de la línea. Este estudio se documentará en el proyecto, indicándose, si procede, las condiciones climatológicas consideradas en los cálculos y en el diseño.*

*La sección de los conductores de fase deberá ser elegida de forma tal, que no se exceda la temperatura máxima para la que se ha calculado el material del conductor, bajo unas condiciones específicas definidas en las especificaciones del proyecto.*

Por último, el quinto apartado trata sobre las distancias mínimas de seguridad y también está relacionado con el proyecto, porque cuanto mayor es la flecha, menor es la distancia de seguridad. Por lo que el objetivo de las distancias mínimas de seguridad es evitar el daño de las descargas eléctricas al público en general, a las personas que trabajan en las cercanías de la línea eléctrica y a las personas que trabajan en su mantenimiento.

ITC-LAT 08 también trata sobre líneas aéreas, en este caso líneas con cables unipolares aislados reunidos en haz o con conductores recubiertos, y también se explican los factores explicados en ITC-LAT 07:

3. *Materiales: Cables y conductores, herrajes y accesorios y apoyos*
4. *Cálculos mecánicos*
5. *Cálculos eléctricos*
6. *Distancias mínimas de seguridad, cruzamientos y paralelismos*

## **REFERENCIAS**

- [45] REE. Procedimientos de operación. [Online]. Available: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/procedimientos-de-operacion>. [Accessed: 21-Aug-2020].
- [46] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Real Decreto 223/2008. «BOE» núm. 68, de 19 de marzo de 2008, referencia: BOE-A-2008-5269. Available: <https://boe.es/buscar/pdf/2008/BOE-A-2008-5269-consolidado.pdf>

## ANEXO II: CÓDIGO DE PYTHON

```

import powerfactory
app=powerfactory.GetApplication()

Line=app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmLne') # Lista de líneas
LineTypes=app.GetCalcRelevantObjects('*.TypLne') # Lista de tipos de líneas
LineType=app.GetCalcRelevantObjects('*Line Type 02 - 03.TypLne') # Tipo de línea
en la que se aplicará DLR
# Solo hay que cambiar el nombre (Line Type x - x) para hacer las simulaciones con
DLR en otra línea
SynGen=app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmSym') # Lista de generadores síncronos
G08=app.GetCalcRelevantObjects('*G 08.ElmSym') # Generador eólico
G10=app.GetCalcRelevantObjects('*G 10.ElmSym') # Generador eólico
Load=app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmLod') # Lista de cargas

import xlrd
wb = xlrd.open_workbook("C:\\Users\\nerea\\Documents\\Máster\\TFM\\Metodología\\39
barras\\Excel\\Datos.xlsx") # Ubicación del documento Datos.xlsx
ws_line = wb.sheet_by_index(0) # Entre paréntesis número de la página del libro
# ws_line = nombre de la hoja de Excel (para leer datos)
ws_load = wb.sheet_by_index(1)
ws_cost = wb.sheet_by_index(2)
ws_eolic = wb.sheet_by_index(3)
# Cuidado: Las filas y columnas de excel empiezan en el 0

from win32com import client
excel=client.Dispatch("Excel.Application")
excel.visible=True
wb2=excel.Workbooks.Add()
wb2.Worksheets[0].Name="Informe de líneas"
ws1=wb2.Worksheets[0]
ws2=wb2.Worksheets.Add()
ws2.Name="Informe de generación"
# ws1 y ws2 nombres de las hojas de Excel (para pasar resultados)
# Cuidado: Las filas y columnas de excel empiezan en el 1

# Títulos para los resultados en excel
ws1.Cells(1, 1).Value = "Hora"
ws1.Cells(1, 2).Value = "Nombre de línea"
ws1.Cells(1, 3).Value = "Carga [%] (datos medidos)"
ws1.Cells(1, 4).Value = "Carga [%] (datos predichos - 2,5% riesgo)"
ws1.Cells(1, 5).Value = "Carga [%] (datos estáticos - 2,5% riesgo)"
ws1.Cells(1, 6).Value = "Carga [%] (datos predichos - 10% riesgo)"
ws1.Cells(1, 7).Value = "Carga [%] (datos estáticos - 10% riesgo)"
ws2.Cells(1, 1).Value = "Hora"
ws2.Cells(1, 2).Value = "Nombre del generador"
ws2.Cells(1, 3).Value = "Producción [MW] (datos medidos)"
ws2.Cells(1, 4).Value = "Coste [USD/h] (datos medidos)"
ws2.Cells(1, 5).Value = "Producción [MW] (datos predichos - 2,5% riesgo)"

```

```
ws2.Cells(1, 6).Value = "Coste [USD/h] (datos predichos - 2,5% riesgo)"
ws2.Cells(1, 7).Value = "Producción [MW] (datos estáticos - 2,5% riesgo)"
ws2.Cells(1, 8).Value = "Coste [USD/h] (datos estáticos - 2,5% riesgo)"
ws2.Cells(1, 9).Value = "Producción [MW] (datos predichos - 10% riesgo)"
ws2.Cells(1, 10).Value = "Coste [USD/h] (datos predichos - 10% riesgo)"
ws2.Cells(1, 11).Value = "Producción [MW] (datos estáticos - 10% riesgo)"
ws2.Cells(1, 12).Value = "Coste [USD/h] (datos estáticos - 10% riesgo)"

# Valores iniciales para llevar a cabo el bucle
time = 1
row = 1
row_gen = 1

# Valores iniciales para obtener los resultados en excel durante el bucle
row_gen_resultados = 2
row_line_resultados = 2

# Verificación de que el resto de líneas tengan la capacidad estática de
referencia
for t in LineTypes:
    t.sline = 1

while time<=4: # Bucle durante 168 h (7 días)

    # Definición de la hora en los resultados en Excel (paquete win32com)
    ws1.Cells(row_line_resultados, 1).Value = time
    ws2.Cells(row_gen_resultados, 1).Value = time

    # Datos medidos
    # Definición de los valores desde Excel a PowerFactory (paquetes xlrd y
    powerfactory)
    for t in LineType:
        t.sline = ws_line.cell_value(row, 2) # Valores de capacidad
    for r, l in enumerate(Load):
        l.plini = ws_load.cell_value(row, 2 + r) # Valores de cargas
    for r, gen in enumerate(SynGen):
        gen.cpower = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r,
3)),(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 4))]
        gen.ccost = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r,
5)),(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 6))]
        # Valores de la curva de costes para generadores
    for g in G08:
        g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 2) # Limitación de potencia eólica
(G08)
    for g in G10:
        g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 3) # Limitación de potencia eólica
(G10)
    # Ejecución de la simulación
    opf = app.GetFromStudyCase('ComOpf')
    opf.Execute()
    # Traspaso de los resultados de PowerFactory a Excel (paquetes win32com y
    powerfactory)
    for r,l in enumerate(Line):
        ws1.Cells(row_line_resultados + r, 2).Value = l.loc_name
        ws1.Cells(row_line_resultados + r, 3).Value = l.GetAttribute("c:loading")
        # Mostrar carga de las líneas en excel
    for r,s in enumerate(SynGen):
```

```
ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 2).Value = s.loc_name
ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 3).Value = s.GetAttribute("m:P:bus1")
ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 4).Value = s.GetAttribute("c:cst_disp")
# Mostrar despacho y precio de Los generadores en excel

# Datos predichos - 2,5% seguridad
for t in LineType:
    t.sline = ws_line.cell_value(row, 3)
for r, l in enumerate(Load):
    l.plini = ws_load.cell_value(row, 2 + r)
for r, gen in enumerate(SynGen):
    gen.cpower = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 3)),
(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 4))]
    gen.ccost = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 5)),
(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 6))]
    for g in G08:
        g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 2)
    for g in G10:
        g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 3)
    opf = app.GetFromStudyCase('ComOpf')
    opf.Execute()
for r, l in enumerate(Line):
    ws1.Cells(row_line_resultados + r, 4).Value = l.GetAttribute("c:loading")
for r, s in enumerate(SynGen):
    ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 5).Value = s.GetAttribute("m:P:bus1")
    ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 6).Value = s.GetAttribute("c:cst_disp")

# Datos estáticos - 2,5% seguridad
for t in LineType:
    t.sline = ws_line.cell_value(row, 4)
for r, l in enumerate(Load):
    l.plini = ws_load.cell_value(row, 2 + r)
for r, gen in enumerate(SynGen):
    gen.cpower = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 3)),
(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 4))]
    gen.ccost = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 5)),
(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 6))]
    for g in G08:
        g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 2)
    for g in G10:
        g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 3)
    opf = app.GetFromStudyCase('ComOpf')
    opf.Execute()
for r, l in enumerate(Line):
    ws1.Cells(row_line_resultados + r, 5).Value = l.GetAttribute("c:loading")
for r, s in enumerate(SynGen):
    ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 7).Value = s.GetAttribute("m:P:bus1")
    ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 8).Value = s.GetAttribute("c:cst_disp")

# Datos predichos - 10% seguridad
for t in LineType:
    t.sline = ws_line.cell_value(row, 5)
for r, l in enumerate(Load):
    l.plini = ws_load.cell_value(row, 2 + r)
for r, gen in enumerate(SynGen):
    gen.cpower = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 3)),
(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 4))]
```

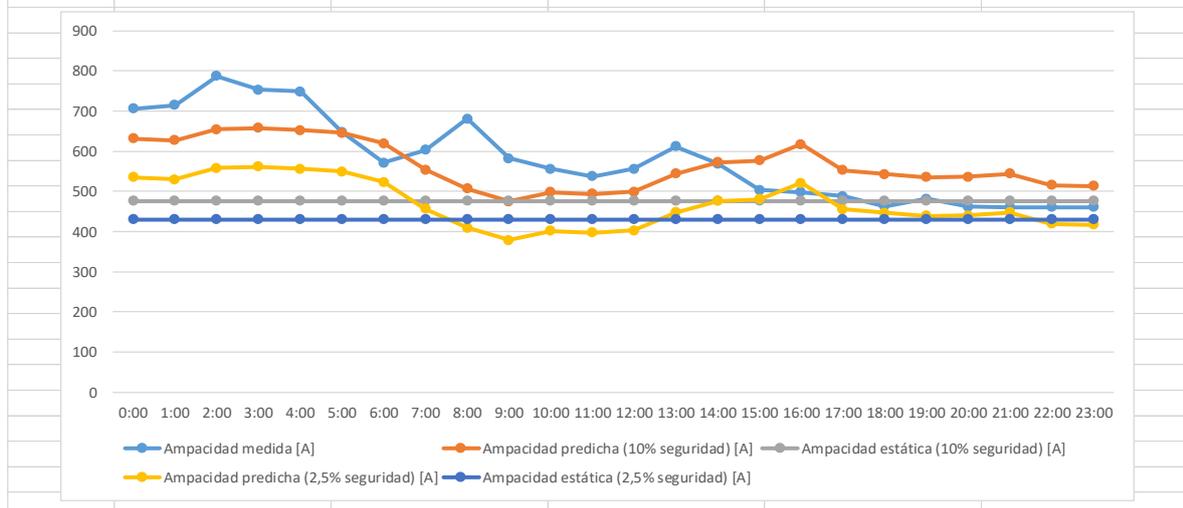
```
gen.ccost = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 5)),
(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 6))]
for g in G08:
    g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 2)
for g in G10:
    g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 3)
opf = app.GetFromStudyCase('ComOpf')
opf.Execute()
for r, l in enumerate(Line):
    ws1.Cells(row_line_resultados + r, 6).Value = l.GetAttribute("c:loading")
for r, s in enumerate(SynGen):
    ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 9).Value = s.GetAttribute("m:P:bus1")
    ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 10).Value = s.GetAttribute("c:cst_disp")

# Datos estáticos - 10% seguridad
for t in LineType:
    t.sline = ws_line.cell_value(row, 6)
for r, l in enumerate(Load):
    l.plini = ws_load.cell_value(row, 2 + r)
for r, gen in enumerate(SynGen):
    gen.cpower = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 3)),
(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 4))]
    gen.ccost = [(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 5)),
(ws_cost.cell_value(row_gen + r, 6))]
    for g in G08:
        g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 2)
    for g in G10:
        g.Pmax_uc = ws_eolic.cell_value(row, 3)
    opf = app.GetFromStudyCase('ComOpf')
    opf.Execute()
    for r, l in enumerate(Line):
        ws1.Cells(row_line_resultados + r, 7).Value = l.GetAttribute("c:loading")
    for r, s in enumerate(SynGen):
        ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 11).Value = s.GetAttribute("m:P:bus1")
        ws2.Cells(row_gen_resultados + r, 12).Value = s.GetAttribute("c:cst_disp")

# Actualización de valores para seguir el bucle
time += 1
row += 1
for l in enumerate(Line):
    row_line_resultados += 1
for s in enumerate(SynGen):
    row_gen += 1
    row_gen_resultados += 1
```

## ANEXO III: AMPACIDAD MEDIDA, PREDICHA Y ESTÁTICAS CON 10% Y 2,5% DE RIESGO

Hora	Ampacidad medida [A]	Ampacidad predicha (10% seguridad) [A]	Ampacidad estática (10% seguridad) [A]	Ampacidad predicha (2,5% seguridad) [A]	Ampacidad estática (2,5% seguridad) [A]
0:00	705,7249186	631,5576889	476,5	535,1239132	430,4
1:00	715,4522185	626,8231647	476,5	530,389389	430,4
2:00	787,0255171	654,8623172	476,5	558,4285415	430,4
3:00	753,231657	658,3091727	476,5	561,875397	430,4
4:00	748,4934847	652,8206914	476,5	556,3869157	430,4
5:00	647,9011338	645,5125256	476,5	549,0787499	430,4
6:00	571,304101	620,1434365	476,5	523,7096608	430,4
7:00	602,7955664	553,4514977	476,5	457,017722	430,4
8:00	680,711096	506,4644893	476,5	410,0307135	430,4
9:00	582,5329079	474,757987	476,5	378,3242113	430,4
10:00	556,7264435	498,0054967	476,5	401,571721	430,4
11:00	537,1984144	494,0389639	476,5	397,6051882	430,4
12:00	556,4024565	499,3706118	476,5	402,9368361	430,4
13:00	612,5309487	544,3066517	476,5	447,872876	430,4
14:00	568,9083396	572,5757501	476,5	476,1419744	430,4
15:00	503,3622526	577,173806	476,5	480,7400303	430,4
16:00	497,9835008	617,9879746	476,5	521,5541989	430,4
17:00	488,6604437	552,438445	476,5	456,0046693	430,4
18:00	462,7065035	543,5538124	476,5	447,1200367	430,4
19:00	481,550024	535,7336283	476,5	439,2998526	430,4
20:00	461,6582274	536,4571589	476,5	440,0233832	430,4
21:00	461,1413497	544,0782705	476,5	447,6444947	430,4
22:00	460,7568742	515,8097234	476,5	419,3759477	430,4
23:00	460,4734834	513,2818317	476,5	416,848056	430,4



Enlace al documento completo:

<https://drive.google.com/file/d/1sfxPf8PXI2N0wYKEKu1QDJyI4Tn02IOr/view?usp=sharing>

## ANEXO IV: DATOS PARA SIMULACIONES

Día	Hora	Ampacidad medida [kA]	Ampacidad predicha (2,5% riesgo) [kA]	Ampacidad estática (2,5% riesgo) [kA]	Ampacidad predicha (10% riesgo) [kA]	Ampacidad estática (10% riesgo) [kA]
01-feb	0:00	1,3884	1,0436	0,9033	1,2460	1,0000
01-feb	1:00	1,4781	1,0581	0,9033	1,2605	1,0000
01-feb	2:00	1,5061	1,1318	0,9033	1,3342	1,0000
01-feb	3:00	1,3297	1,1303	0,9033	1,3327	1,0000
01-feb	4:00	1,5332	1,1867	0,9033	1,3891	1,0000
01-feb	5:00	1,6434	1,1829	0,9033	1,3853	1,0000
01-feb	6:00	1,3236	1,2266	0,9033	1,4289	1,0000
01-feb	7:00	1,3555	1,2220	0,9033	1,4244	1,0000
01-feb	8:00	1,6445	1,2284	0,9033	1,4308	1,0000
01-feb	9:00	1,8799	1,2417	0,9033	1,4441	1,0000
01-feb	10:00	1,7429	1,2577	0,9033	1,4600	1,0000
01-feb	11:00	1,4704	1,2456	0,9033	1,4480	1,0000
01-feb	12:00	1,4346	1,2423	0,9033	1,4447	1,0000
01-feb	13:00	1,3520	1,2247	0,9033	1,4271	1,0000
01-feb	14:00	1,3406	1,1880	0,9033	1,3904	1,0000
01-feb	15:00	1,3035	1,1817	0,9033	1,3840	1,0000
01-feb	16:00	1,3270	1,2054	0,9033	1,4078	1,0000
01-feb	17:00	1,4025	1,1724	0,9033	1,3748	1,0000
01-feb	18:00	1,2948	1,1439	0,9033	1,3463	1,0000
01-feb	19:00	1,6249	1,1264	0,9033	1,3288	1,0000
01-feb	20:00	1,6865	1,1632	0,9033	1,3656	1,0000
01-feb	21:00	1,6397	1,1812	0,9033	1,3836	1,0000
01-feb	22:00	1,9538	1,1379	0,9033	1,3403	1,0000
01-feb	23:00	1,9131	1,1373	0,9033	1,3397	1,0000
02-feb	0:00	1,6468	1,1635	0,9033	1,3658	1,0000
02-feb	1:00	1,4647	1,1690	0,9033	1,3714	1,0000
02-feb	2:00	1,2239	1,1627	0,9033	1,3651	1,0000
02-feb	3:00	1,2596	1,1780	0,9033	1,3804	1,0000
02-feb	4:00	1,2380	1,2290	0,9033	1,4314	1,0000
02-feb	5:00	1,3748	1,2165	0,9033	1,4188	1,0000
02-feb	6:00	1,7194	1,2207	0,9033	1,4231	1,0000
02-feb	7:00	1,7161	1,1900	0,9033	1,3924	1,0000
02-feb	8:00	1,6775	1,2159	0,9033	1,4183	1,0000
02-feb	9:00	1,7487	1,2572	0,9033	1,4596	1,0000
02-feb	10:00	1,7588	1,2577	0,9033	1,4600	1,0000
02-feb	11:00	1,7142	1,2113	0,9033	1,4136	1,0000
02-feb	12:00	1,7321	1,1567	0,9033	1,3591	1,0000
02-feb	13:00	1,7820	1,1316	0,9033	1,3340	1,0000
02-feb	14:00	1,8479	1,1414	0,9033	1,3438	1,0000
02-feb	15:00	1,4665	1,1012	0,9033	1,3036	1,0000
02-feb	16:00	1,5274	1,0862	0,9033	1,2886	1,0000
02-feb	17:00	1,5767	1,0812	0,9033	1,2835	1,0000
02-feb	18:00	1,6681	1,0869	0,9033	1,2893	1,0000
02-feb	19:00	1,6788	1,0979	0,9033	1,3003	1,0000
02-feb	20:00	1,6725	1,1500	0,9033	1,3524	1,0000
02-feb	21:00	1,8216	1,1269	0,9033	1,3293	1,0000
02-feb	22:00	1,8250	1,1104	0,9033	1,3128	1,0000
02-feb	23:00	1,5233	1,0861	0,9033	1,2885	1,0000

Enlace al documento completo:

[https://drive.google.com/file/d/1wGKD7qbBV4xT\\_lxeoERiNjO\\_ZWjQdKiO/view?usp=sharing](https://drive.google.com/file/d/1wGKD7qbBV4xT_lxeoERiNjO_ZWjQdKiO/view?usp=sharing)

## ANEXO V: RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE POWERFACTORY

Día	Hora	Nombre del generador	Producción [MW] (datos medidos)	Coste [USD/h] (datos medidos)	Producción [MW] (datos predichos - 2,5% riesgo)	Coste [USD/h] (datos predichos - 2,5% riesgo)
01-feb	0:00	G 01	1000,000	28954,107	744,657	21560,876
01-feb	0:00	G 02	595,000	28712,823	549,056	26495,693
01-feb	0:00	G 03	378,713	18275,475	680,000	32814,654
01-feb	0:00	G 04	0,000	0,000	0,000	0,000
01-feb	0:00	G 05	0,000	0,000	0,000	0,000
01-feb	0:00	G 06	680,000	19688,793	680,000	19688,793
01-feb	0:00	G 07	0,000	0,000	0,000	0,000
01-feb	0:00	G 08	422,821	0,000	422,821	0,000
01-feb	0:00	G 09	850,000	24610,991	850,000	24610,991
01-feb	0:00	G 10	604,030	0,000	604,030	0,000
01-feb	1:00	G 01	1000,000	22158,755	538,858	11940,412
01-feb	1:00	G 02	566,550	20923,416	347,693	12840,733
01-feb	1:00	G 03	0,000	0,000	680,000	25113,256
01-feb	1:00	G 04	0,000	0,000	0,000	0,000
01-feb	1:00	G 05	0,000	0,000	0,000	0,000
01-feb	1:00	G 06	680,000	15067,954	680,000	15067,954
01-feb	1:00	G 07	0,000	0,000	0,000	0,000
01-feb	1:00	G 08	450,144	0,000	450,144	0,000
01-feb	1:00	G 09	850,000	18834,942	850,000	18834,942
01-feb	1:00	G 10	643,062	0,000	643,062	0,000
01-feb	2:00	G 01	1000,000	19942,880	574,961	11466,387
01-feb	2:00	G 02	346,087	11503,293	91,126	3028,851
01-feb	2:00	G 03	0,000	0,000	680,000	22601,930
01-feb	2:00	G 04	0,000	0,000	0,000	0,000
01-feb	2:00	G 05	0,000	0,000	0,000	0,000
01-feb	2:00	G 06	680,000	13561,158	680,000	13561,158
01-feb	2:00	G 07	0,000	0,000	0,000	0,000
01-feb	2:00	G 08	458,656	0,000	458,656	0,000
01-feb	2:00	G 09	850,000	16951,448	850,000	16951,448
01-feb	2:00	G 10	655,223	0,000	655,223	0,000
01-feb	3:00	G 01	1000,000	19566,181	794,408	15543,522
01-feb	3:00	G 02	409,009	13337,918	0,000	0,000
01-feb	3:00	G 03	0,000	0,000	614,602	20042,349
01-feb	3:00	G 04	0,000	0,000	0,000	0,000
01-feb	3:00	G 05	0,000	0,000	0,000	0,000
01-feb	3:00	G 06	680,000	13305,003	680,000	13305,003
01-feb	3:00	G 07	0,000	0,000	0,000	0,000
01-feb	3:00	G 08	404,950	0,000	404,950	0,000
01-feb	3:00	G 09	850,000	16631,254	850,000	16631,254
01-feb	3:00	G 10	578,501	0,000	578,501	0,000
01-feb	4:00	G 01	1000,000	19942,880	597,897	11923,792
01-feb	4:00	G 02	202,112	6717,812	0,000	0,000
01-feb	4:00	G 03	0,000	0,000	604,214	20082,958
01-feb	4:00	G 04	0,000	0,000	0,000	0,000
01-feb	4:00	G 05	0,000	0,000	0,000	0,000
01-feb	4:00	G 06	680,000	13561,158	680,000	13561,158
01-feb	4:00	G 07	0,000	0,000	0,000	0,000
01-feb	4:00	G 08	466,917	0,000	466,917	0,000
01-feb	4:00	G 09	850,000	16951,448	850,000	16951,448
01-feb	4:00	G 10	667,025	0,000	667,025	0,000

Enlace al documento completo:

<https://drive.google.com/file/d/1nZ7AKRIVrAnY6BaQadYvdCNIHKiUO5n/view?usp=sharing>

**ANEXO VI: RESULTADOS OBTENIDOS CON MODIFICACIONES NECESARIAS EN LA OPERACIÓN A TIEMPO REAL**

Datos medidos	Datos predichos - 2,5% riesgo		Datos estáticos - 2,5% riesgo	
Coste	Coste inicial	Coste con modificaciones en tiempo real	Coste inicial	Coste con modificaciones en tiempo real
30698903,832	31252173,454	31252173,4541	32058994,417	32058994,4169
Datos medidos	Datos predichos - 10% riesgo		Datos estáticos - 10% riesgo	
Coste	Coste inicial	Coste con modificaciones en tiempo real	Coste inicial	Coste con modificaciones en tiempo real
30698903,832	30814911,866	30852494,023	31522451,604	31557760,863
2,5% de reguridad	SLR		32058994,417	
	SLR + DLR en tiempo real		32058994,417	
	DLR predicho + DLR en tiempo real		31252173,454	
10% de reguridad	SLR		31522451,604	
	SLR + DLR en tiempo real		31557760,863	
	DLR predicho + DLR en tiempo real		30852494,023	

Enlace al documento completo:

<https://drive.google.com/file/d/1p2aa-VdUsXzaT8UxmvFKWLvo2S9x6djC/view?usp=sharing>

## **ANEXO VII: RESULTADOS OBTENIDOS CON TODO TIPO DE MODIFICACIONES EN LA OPERACIÓN A TIEMPO REAL**

Datos medidos	Datos predichos - 2,5% riesgo		Datos estáticos - 2,5% riesgo	
Coste	Coste inicial	Coste con modificaciones en tiempo real	Coste inicial	Coste con modificaciones en tiempo real
30698903,832	31252173,454	31013914,9464	32058994,417	31263273,9033
Datos medidos	Datos predichos - 10% riesgo		Datos estáticos - 10% riesgo	
Coste	Coste inicial	Coste con modificaciones en tiempo real	Coste inicial	Coste con modificaciones en tiempo real
30698903,832	30814911,866	30834915,288	31522451,604	31141782,490
2,5% de reguridad	SLR		32058994,417	
	SLR + DLR en tiempo real		31263273,903	
	DLR predicho + DLR en tiempo real		31013914,946	
10% de reguridad	SLR		31522451,604	
	SLR + DLR en tiempo real		31141782,490	
	DLR predicho + DLR en tiempo real		30834915,288	

Enlace al documento completo:

<https://drive.google.com/file/d/1tBMSykBKq4wpHaj02HkYV9uityyCUIdl/view?usp=sharing>

## ANEXO VIII: CÁLCULO DE LAS RESTRICCIONES EÓLICAS

Día	Hora	Nombre del generador	Potencial eólico [MW]	Producción [MW] (datos estáticos - 2,5% riesgo)	Restricción eólica [%] (datos estáticos - 2,5% riesgo)
01-feb	0:00	G 08	422,82	422,821	0,000
01-feb	0:00	G 10	604,03	382,982	36,596
01-feb	1:00	G 08	450,14	450,144	0,000
01-feb	1:00	G 10	643,06	598,932	6,863
01-feb	2:00	G 08	458,66	458,656	0,000
01-feb	2:00	G 10	655,22	655,223	0,000
01-feb	3:00	G 08	404,95	404,950	0,000
01-feb	3:00	G 10	578,50	578,501	0,000
01-feb	4:00	G 08	466,92	466,917	0,000
01-feb	4:00	G 10	667,02	667,025	0,000
01-feb	5:00	G 08	500,47	500,470	0,000
01-feb	5:00	G 10	714,96	714,957	0,000
01-feb	6:00	G 08	403,09	403,089	0,000
01-feb	6:00	G 10	575,84	575,841	0,000
01-feb	7:00	G 08	412,80	412,796	0,000
01-feb	7:00	G 10	589,71	417,110	29,268
01-feb	8:00	G 08	500,82	500,818	0,000
01-feb	8:00	G 10	715,45	451,339	36,916
01-feb	9:00	G 08	572,51	572,506	0,000
01-feb	9:00	G 10	817,87	432,624	47,103
01-feb	10:00	G 08	530,80	530,798	0,000
01-feb	10:00	G 10	758,28	495,735	34,624
01-feb	11:00	G 08	447,80	447,802	0,000
01-feb	11:00	G 10	639,72	555,742	13,127
01-feb	12:00	G 08	436,89	436,892	0,000
01-feb	12:00	G 10	624,13	560,345	10,220
01-feb	13:00	G 08	411,74	411,745	0,000
01-feb	13:00	G 10	588,21	573,540	2,493
01-feb	14:00	G 08	408,26	408,259	0,000
01-feb	14:00	G 10	583,23	564,127	3,275
01-feb	15:00	G 08	396,98	396,981	0,000
01-feb	15:00	G 10	567,12	549,226	3,154
01-feb	16:00	G 08	404,14	404,142	0,000
01-feb	16:00	G 10	577,35	532,835	7,709
01-feb	17:00	G 08	427,12	427,118	0,000
01-feb	17:00	G 10	610,17	493,429	19,132
01-feb	18:00	G 08	394,31	394,315	0,000
01-feb	18:00	G 10	563,31	518,149	8,017
01-feb	19:00	G 08	494,86	494,863	0,000
01-feb	19:00	G 10	706,95	496,350	29,790
01-feb	20:00	G 08	513,60	513,599	0,000
01-feb	20:00	G 10	733,71	520,063	29,119
01-feb	21:00	G 08	499,37	499,370	0,000
01-feb	21:00	G 10	713,39	530,924	25,577
01-feb	22:00	G 08	595,00	595,000	0,000
01-feb	22:00	G 10	850,00	392,357	53,840
01-feb	23:00	G 08	582,63	582,627	0,000
01-feb	23:00	G 10	832,32	336,393	59,584

Enlace al documento completo:

[https://drive.google.com/file/d/1aJuogkHIQelyBlzc\\_Qlrd8AGMMx9K4OZ/view?usp=sharing](https://drive.google.com/file/d/1aJuogkHIQelyBlzc_Qlrd8AGMMx9K4OZ/view?usp=sharing)