

Grado en Ingeniería Eléctrica
2018-2019

Trabajo Fin de Grado

“Contribución de las energías
renovables a la fiabilidad eléctrica
del sistema”

Samuel Sánchez Delgado

Tutor

Julio Usaola García



[Incluir en el caso del interés de su publicación en el archivo abierto]

Esta obra se encuentra sujeta a la licencia Creative Commons **Reconocimiento – No Comercial – Sin Obra Derivada**

RESUMEN

En el presente documento técnico se realiza un estudio de la contribución de las energías renovables a la fiabilidad del sistema eléctrico en España. Este se realiza a partir del crédito de capacidad, calculado con el método de Monte Carlo con un sistema de análisis no secuencial.

Se comienza con un cálculo de una red de generación muy simplificada, al cual más tarde se le añadirá de manera continuada generación renovable en diferentes proporciones. Esta red se verá comparada con una red proporcional a la española y veremos la evolución de crédito de capacidad para muchas variaciones de generación renovable.

AGRADECIMIENTOS

Agradecer principalmente a mis padres y mi hermano todo el tiempo invertido en mí, todas esas discusiones que siempre te empujan a mejorar como persona y como estudiante. También agradecer a todos mis compañeros, muchos de ellos amigos que siempre me han ayudado en este angosto camino. Por último, darle las gracias a mi tutor Julio Usaola García por permitirme realizar este trabajo con él y toda su ayuda prestada.

“Para todos aquellos que siempre creen, para los que se levantan después de cada caída, para los que les gusta la tortilla con cebolla, para los que llegan al final sin esperar nada a cambio”

ÍNDICE

ABREVIATURAS.....	11
1.INTRODUCCIÓN.....	12
1.1. Motivación del trabajo.....	12
1.2. Objetivos.....	13
1.3. Herramientas empleadas.....	13
2.METODOLOGÍA.....	15
2.1. Fiabilidad de sistemas eléctricos.....	15
2.2. Índices de confiabilidad.....	15
2.3. Crédito de capacidad.....	16
2.4. Método de Monte Carlo.....	17
3. MÉTODO DE RESOLUCIÓN.....	18
3.1. Escenarios de cálculo.....	18
3.2. Diferentes sistemas.....	18
3.3. Ajuste de la curva de demanda.....	19
3.4. Cálculo LOLE.....	20
3.5. Cálculo del CC.....	23
3.5.1 Análisis proporcional.....	23
3.5.2 Individual.....	23
3.5.3 Diferentes parámetros.....	23
3.6. Cálculo del sistema IEEE.....	26
3.7. Creación de las funciones de distribución.....	29
3.8. Calculo generación renovable en IEEE.....	30
3.9. Calculo centrales convencionales del sistema REE.....	33
3.10. Calculo generación renovable en REE.....	34
4.RESULTADOS.....	37
4.1. Resultados red proporcional.....	37
4.2. Resultados del análisis individual.....	38
4.3. Resultados en porcentaje.....	43
4.3.1 Grupo eólica.....	44
4.3.2 Grupo SFV.....	47
4.3.3. Grupo ST.....	49

4.3.4. Grupo equilibrado	52
5.CONCLUSIÓN	57
6.BIBLIOGRAFÍA	58
7.ANEXO	59

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Evolución de energía renovable y no renovable (%) de REE.....	12
Figura 2 Evolución de potencia instalada(MW) de REE	13
Figura 3 Ejemplo de generación no secuencial	17
Figura 4 Ejemplo de generación secuencial	17
Figura 5 Ajuste gráfico de la demanda.....	20
Figura 6 Gráfico de la lógica del cálculo del LOLE.....	22
Figura 7 Gráfico de la lógica del cálculo del CC	25
Figura 8 Función de distribución de números aleatorios generados	29
Figura 9 Aspecto de la generación convencional con la función de distribución	33
Figura 10 CC total en REE proporcional.....	37
Figura 11 CC total en IEEE proporcional	38
Figura 12 CC individual en REE para generación eólica.....	39
Figura 13 CC individual en IEEE para generación eólica.....	39
Figura 14 CC individual en REE para SFV.....	40
Figura 15 CC individual en IEEE para SFV	40
Figura 16 CC individual en REE para ST	41
Figura 17 CC individual en IEEE para ST	41
Figura 18 CC individual y proporcional en REE	42
Figura 19 CC individual y proporcional en REE	42
Figura 20 CC en porcentaje de Eólica(60%), SFV(20%) y ST(20%) para REE.....	44
Figura 21 CC en porcentaje de Eólica(70%), SFV(20%) y ST(10%) para REE.....	44
Figura 22 CC en porcentaje de Eólica(80%), SFV(10%) y ST(10%) para REE.....	45
Figura 23 CC en porcentaje de Eólica(60%), SFV(20%) y ST(20%) para IEEE	45
Figura 24 CC en porcentaje de Eólica(70%), SFV(20%) y ST(10%) para IEEE	46
Figura 25 CC en porcentaje de Eólica(80%), SFV(10%) y ST(10%) para IEEE	46
Figura 26 CC en porcentaje de Eólica(30%), SFV(60%) y ST(10%) para REE.....	47
Figura 27 CC en porcentaje de Eólica(10%), SFV(70%) y ST(20%) para REE.....	47
Figura 28 CC en porcentaje de Eólica(30%), SFV(60%) y ST(10%) para IEEE	48
Figura 29 CC en porcentaje de Eólica(10%), SFV(70%) y ST(20%) para IEEE	48
Figura 30 CC en porcentaje de Eólica(20%), SFV(20%) y ST(60%) para REE.....	49
Figura 31 CC en porcentaje de Eólica(10%), SFV(20%) y ST(70%) para REE.....	49
Figura 32 CC en porcentaje de Eólica(30%), SFV(10%) y ST(60%) para REE.....	50
Figura 33 CC en porcentaje de Eólica(20%), SFV(20%) y ST(60%) para IEEE	50
Figura 34 CC en porcentaje de Eólica(10%), SFV(20%) y ST(70%) para IEEE	51
Figura 35 CC en porcentaje de Eólica(30%), SFV(10%) y ST(60%) para IEEE	51
Figura 36 CC en porcentaje de Eólica(40%), SFV(40%) y ST(20%) para REE.....	52
Figura 37 CC en porcentaje de Eólica(50%), SFV(20%) y ST(30%) para REE.....	52
Figura 38 CC en porcentaje de Eólica(20%), SFV(50%) y ST(30%) para REE.....	53
Figura 39 CC en porcentaje de Eólica(30%), SFV(40%) y ST(30%) para REE.....	53
Figura 40 CC en porcentaje de Eólica(30%), SFV(20%) y ST(50%) para REE.....	54
Figura 41 CC en porcentaje de Eólica(40%), SFV(40%) y ST(20%) para IEEE	54
Figura 42 CC en porcentaje de Eólica(50%), SFV(20%) y ST(30%) para IEEE	55

Figura 43 CC en porcentaje de Eólica(20%), SFV(50%) y ST(30%) para IEEE	55
Figura 44 CC en porcentaje de Eólica(30%), SFV(40%) y ST(40%) para IEEE	56
Figura 45 CC en porcentaje de Eólica(30%), SFV(20%) y ST(50%) para IEEE	56
Figura 46 Código MATLAB de los datos de demanda de IEEE.....	59
Figura 47 Código MATLAB de la demanda de IEEE.....	60
Figura 48 Código MATLAB de la demanda en REE.....	60
Figura 49 Código MATLAB de la modificación de la participación de energía renovable para REE e IEEE	61
Figura 50 Código MATLAB del cálculo de CC	62
Figura 51 Código MATLAB de la curva de generación renovable	62
Figura 52 Código MATLAB bucle de asignación numero aleatorio a las centrales.....	63
Figura 53 Código MATLAB bucle de asignación numero aleatorio a las centrales.....	64
Figura 54 Código MATLAB bucle del sumatorio de la centrales.....	66
Figura 55 Código MATLAB bucle del sumatorio de la centrales.....	67
Figura 56 Código MATLAB del cálculo de CC y LOLE	68

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Carga del pico semanal en porcentaje del pico anual en IEEE	26
Tabla 2 Carga de pico diaria en porcentaje del pico semanal en IEEE	26
Tabla 3 Carga pico de cada hora en porcentaje del pico diario en IEEE	27
Tabla 4 Disponibilidad y capacidad de las centrales en IEEE	28
Tabla 5 Disponibilidad y capacidad de las centrales en REE.....	34

ABREVIATURAS

CC	Crédito de capacidad
FOR	Tasa de interrupción forzada
IEEE	Red eléctrica prestablecida de cálculo
LOEE	Expectativa de pérdida de energía (MWh/año)
LOLE	Expectativa de pérdida de carga (horas/año)
MTTF	Tiempo medio de fallo
MTTR	Tiempo medio de reparación
P_D	Probabilidad de que la central esté disponible
P_{ND}	Probabilidad de que la central no esté disponible
REE	Red eléctrica española
SFV	Centrales solar térmica fotovoltaica
ST	Centrales solar térmica

1.INTRODUCCIÓN

El objeto de estudio para este trabajo serán diferentes escenas de una red eléctrica proporcional a la española y la evolución del crédito de capacidad para diferentes proporciones de generación de energía renovable.

El método elegido para realizar este estudio será el método de Monte Carlo no secuencial, ya que el secuencial da lugar a los mismos resultados, pero con un sistema de cálculo mucho más complejo.

Este análisis de confiabilidad del sistema eléctrico español nos permite determinar la potencia de energía renovable que se debe instalar manteniendo la fiabilidad actual, es decir, para un cambio hipotético de la red cuanta potencia renovable se debe instalar en función del porcentaje que se quiera variar.

1.1. Motivación del trabajo

Uno de los principales problemas del siglo XXI es el cambio climático, este se ve acentuado por las constantes emisiones de gases de efecto invernadero. Si tenemos en cuenta que actualmente gran parte de la generación emite dichos gases o genera residuos radioactivos, la posible solución pasa por un cambio a un sistema de producción con energías limpias. Administraciones europeas e internacionales impulsan este cambio el cual se ha visto acentuado en los últimos años. [6][7]

	Renovables	No renovables
2009	26.40	73.60
2010	33.19	66.81
2011	31.02	68.98
2012	30.14	69.86
2013	40.18	59.82
2014	40.48	59.52
2015	35.18	64.82
2016	38.61	61.39
2017	32.26	67.74
2018	38.44	61.56

Figura 1 Evolución de energía renovable y no renovable (%) de REE

No se tiene en cuenta aspectos económicos, ya que este ámbito pertenece a los operadores del sistema y al punto de equilibrio marcado por los diferentes mercados eléctricos. Por lo tanto, el punto de partida son curvas de demanda y potencia de años anteriores de la REE[3]. Las principales fuentes de generación renovable que se tienen en cuenta por su relevancia serán: generación eólica, solar fotovoltaica y solar térmica, excluyendo generación hidráulica por aproximarse a su máximo de explotación, aunque tenga un gran impacto en la generación actual en España, ya que no se podrá evaluar su participación si tenemos en cuenta que el sistema de cálculo analiza probabilidades de años futuros. Todo esto lo podemos observar en la siguiente figura [2].

En 2018 la demanda cubierta de energía renovables respecto del total fue entorno a un 40%, un incremento respecto del año anterior favorecido por la producción hidráulica. En

España en 2018 la potencia eólica instalada es de 23,4%, SFV es de 4,5% y ST es de 2,3%, sin embargo, sus participaciones fueron de un 19%, 2,9% y 1,7% respectivamente [4].

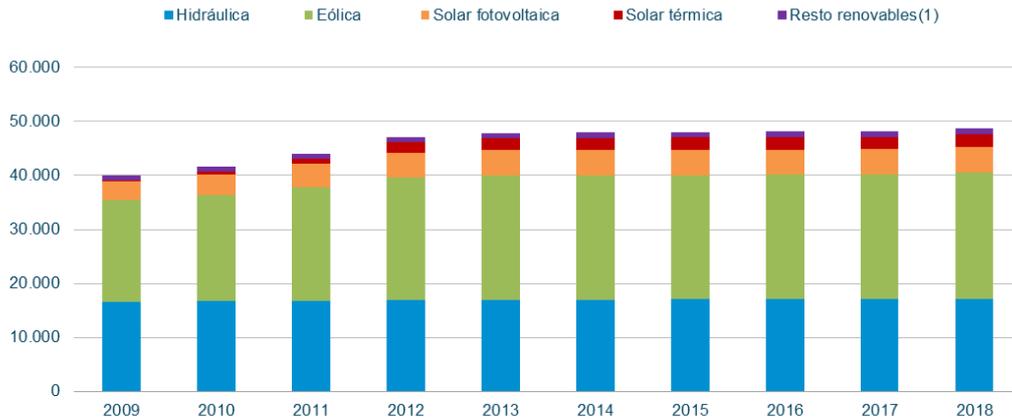


Figura 2 Evolución de potencia instalada(MW) de REE

1.2. Objetivos

Según la Comisión Europea el marco climático y energético de 2030 incluye objetivos para un periodo comprendido entre 2021 y 2030 [5]:

- Reducción al menos 40% emisiones de gases de efecto invernadero.
- Alcanzar un 32% de la demanda cubierta por energías renovables.
- Un 32,5% en la mejora de la eficiencia energética.

Impulsado por alcanzar objetivos de la Comisión Europea de aumentar la potencia renovable instalada en España en 2030 hasta 34.5 GW, 25.8 GW y 6.1 GW en energía eólica, SFV y ST respectivamente [2], es ver el incremento de potencia renovable con variaciones en la demanda de futuros escenarios posibles en el sistema eléctrico español y la fiabilidad del sistema a través del crédito de capacidad.

1.3. Herramientas empleadas

Utilizando el método de Monte Carlo no secuencial aplicado en primer lugar en IEEE; un sistema de prueba común para analizar diferentes métodos para calcular la fiabilidad de un sistema eléctrico [1]. Después de añadirle energía renovable y calcular la fiabilidad de este sistema eléctrico con y sin energía renovable, se da paso al escenario en la REE. Ambos resultados se pueden comparar ya que tienen puntos de partida similares. En el sistema planteado similar a una REE se repite el proceso con el sistema IEEE, es decir, se calcula una red simplemente alimentada por centrales convencionales y más tarde esta se compara con la misma red pero añadiéndole energía renovable.

Los métodos de fiabilidad empleados en este proceso serán principalmente el LOLE, LOEE y CC. Se empleará un script en MATLAB para llevar a cabo las distintas simulaciones. Parte del código principal aparece en el ANEXO.

En próximos capítulos se habla de las distintas definiciones de los índices de fiabilidad de cálculo y sus procesos lógicos empleados en la programación, tanto del LOLE como del CC principalmente. También se explicará en profundidad la metodología empleado en la base del método de Monte Carlo, además se hará una demostración de las fórmulas utilizadas para adaptar los datos a las simulaciones requeridas. Por último, se mostraran los datos obtenidos tando del sistema del IEEE como del sistema proporcional a la REE y sus diferentes escenarios propuestos.

2.METODOLOGÍA

El método de Monte Carlo es un método no determinista el cual debe su nombre al famoso casino de Montecarlo (Mónaco), ya que este se basa en la generación de números al azar. Aunque su aparición data del 1777 gracias al científico Buffon, la invención de este se atribuye a Stanislaw Ulam y a John von Neuman por su uso en la invención de la bomba atómica en la Segunda Guerra Mundial.[1]

La aplicación para este estudio se basa en un enfoque probabilístico partiendo de datos de generación y consumo de la REE del año 2018. El sistema se analiza visto desde un solo nodo, sin tener en cuenta las pérdidas en la red. La evaluación de confiabilidad del sistema se divide en dos aspectos: sistemas de generación de una sola área y áreas múltiples. Generalmente las compañías eléctricas trabajan de manera interconectada obteniendo así beneficios de operación y planificación. En este caso el análisis se basa en una sola área, es decir, visto desde un solo nodo; el análisis de múltiples áreas es muy importante, pero es mucho más complejo ya que hay que tener en cuenta modelos de capacidad, generación y consumo de cada área, como modelos de enlace de líneas y soporte entre las líneas. Aunque no se cubre todos los parámetros de una red real como puede ser la española, si es una buena aproximación.

2.1. Fiabilidad de sistemas eléctricos

El estudio de la fiabilidad del sistema eléctrico es el objetivo principal de este documento, esta queda definida como la capacidad que tiene un sistema eléctrico para realizar su misión [1]. Queda dividida en dos funciones: seguridad y adecuación.

-La adecuación de un sistema eléctrico queda definida como generación suficiente para cubrir la demanda o las propias restricciones del sistema. En este caso principalmente utilizando generación eólica, SFV y ST, sin embargo, para este estudio no se tienen en cuenta restricciones del sistema, ni para el sistema de IEEE ni el proporcional a REE. Las centrales están interconectadas sin pérdidas en la red.

-La seguridad se asocia a perturbaciones en la red y la capacidad que tiene esta para solventarlas. En este caso no se tienen en cuenta las perturbaciones en la red, ya que el punto de partida es un solo área de cálculo.

En métodos de estudios probabilísticos en la fiabilidad de un sistema, incluyendo el caso estudiado en este documento, se basa principalmente en índices de adecuación. Ya que proponer un modelo que tenga en cuenta perturbaciones transitorias es realmente complejo. Es más fácil proponer un modelo basado en una curva de demanda y una de generación basándose en rendimiento del sistema.

2.2. Índices de confiabilidad

Los métodos probabilísticos generalmente se basan en índices de confiabilidad, es decir, que todas las simulaciones sigan un valor de partida planteados en diferentes escenarios. En un análisis de una red eléctrica se puede recurrir índice de confiabilidad para la adecuación del sistema eléctrico: a la pérdida de expectativa de carga (LOLE), la pérdida de la expectativa de energía (LOEE), la pérdida de la frecuencia de carga (LOLF) o la

pérdida de la duración de la carga (LOLD). Este estudio se centra en el valor LOLE, el cual es el valor promedio de horas al año que la red de generación no puede cubrir la demanda. El LOLE está directamente relacionado con el crédito de capacidad, un valor mayor de LOLE al empezar las simulaciones implica un mayor crédito de capacidad y viceversa. Aunque el LOEE no se ha utilizado en la evaluación final del documento, sí que aparece representado en el código de la figura [6] debido a su uso en la fiabilidad de los resultados obtenidos y la congruencia a lo largo de las distintas simulaciones.

La generación renovable depende principalmente de los cambios climáticos, cada recurso tiene una incertidumbre propia, por lo que partimos de valores registrados del 2018 en España. Sin embargo, las centrales térmicas tienen su propia curva de fallo asignada en función de valores medios de fallo y funcionamiento como queda registrado en la tabla [5]. Al tener una gran cantidad de datos; como puede ser la demanda horaria o cualquiera de los tipos de generaciones renovables que aparecen, son muchas variables que depende de la aleatoriedad; como la generación de centrales convencionales y un análisis secuencial en el tiempo; el método de Monte Carlo es una buena opción. Hay que recordar que los resultados obtenidos proceden de una base de partida que cada año cambia como se puede observar en la figura [1].

Para alcanzar el resultado se establecen un punto de partida (1) y se realizan una gran cantidad de simulaciones con diversas iteraciones. Al tratarse de una gran cantidad de datos y simulaciones se puede utilizar un algoritmo de convergencia para dar fin a dichas simulaciones. En este caso no se ha tenido en cuenta este algoritmo de parada, ya que principalmente reduce el tiempo de estudio. Se basa en fijar un número de simulaciones determinado que a través de repetidas iteraciones garanticen la fiabilidad del resultado. Un gran número de simulaciones o un número muy pequeño tampoco garantizan la fiabilidad del resultado, pero un número determinado sí que reduce el error del resultado por este motivo se fija una cantidad determinada de aproximadamente 3000 años que cumpla ambas condiciones como aparece en la ref. [1]. Como se vio antes el LOLE es el índice de fiabilidad seleccionado (1) apoyado por el LOEE [2], después de repetidas simulaciones se tiene en cuenta el valor para cada año, con el cual se calcula la varianza (2); que también se utiliza como un índice de confiabilidad, al permitir detectar errores en la programación, errores de ajuste en el incremento de potencia o desajuste con el LOLE de partida como podemos observar en la figura [7]. Esta desviación se puede reducir tanto aumentando el número de muestras como disminuyendo la varianza de la muestra. [1]

2.3. Crédito de capacidad

Con un LOLE de partida determinado se puede dar paso a la obtención del CC para cada una de las simulaciones. El CC es el incremento de potencia de demanda a partir de un incremento de generación para mantener un LOLE inicial, el cual nos permite ver la evolución de la potencia en la red tanto instalada como demandada, a partir de la confiabilidad de los sistemas que aparecen en la figura [6]. Este análisis se realiza tanto para el sistema proporcional a REE como para un base de datos obtenidas a partir de IEEE de la ref[1]. Al tener las dos redes similitudes los resultados deben ser aproximados, aun así, más adelante se procederá con el correspondiente cálculo de manera independiente, pero con metodologías de cálculo iguales.

2.4. Método de Monte Carlo

El método elegido dentro del análisis de Monte Carlo es el método no secuencial por delante del método secuencial. En el caso del método no secuencial en la generación de una distribución de números aleatorios, la programación es más sencilla al asignar un número a cada hora de las centrales generando un bucle, en el cual cada hora es independiente del resto, dependiendo de P_D y P_{ND} , sin embargo, en el caso secuencial el funcionamiento de las centrales depende de un algoritmo complejo de programar ya que el funcionamiento es lineal y se tiene en cuenta MTTR y MTTF, aunque estas se utilicen para calcular P_D y P_{ND} , por lo tanto, al depender de una media y no de una probabilidad, al calcularlo con un bucle las computadoras no lo soportan, debe ser con el algoritmo. Ambas metodologías deben dar resultados similares. Dejando claro que la metodología secuencial es la más parecida al funcionamiento real. La figura [3] representa el funcionamiento de las centrales en el método no secuencial y la figura [4] en el método secuencial.

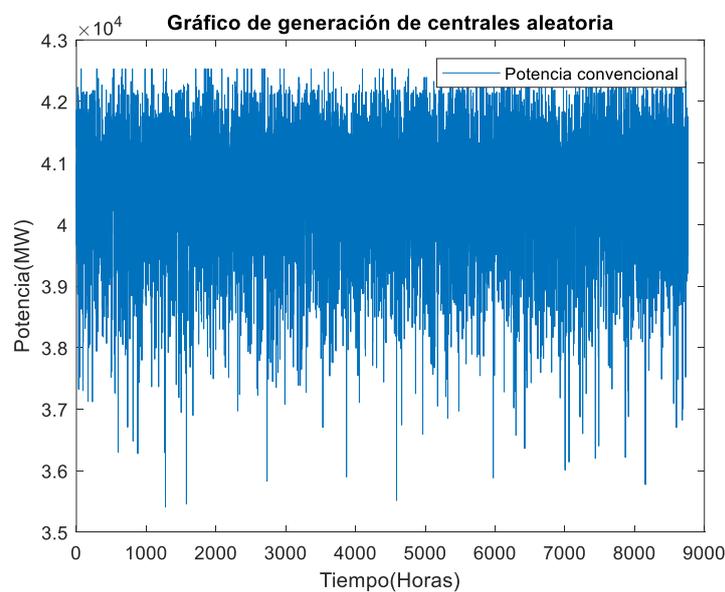


Figura 3 Ejemplo de generación no secuencial

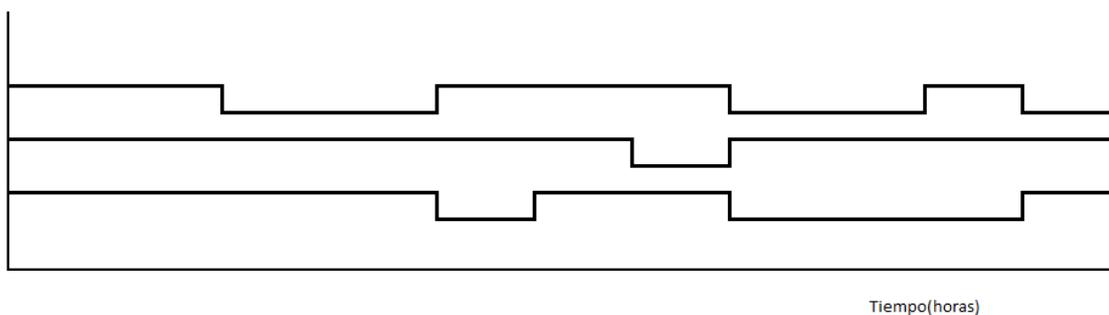


Figura 4 Ejemplo de generación secuencial

3. MÉTODO DE RESOLUCIÓN

Habiendo establecido una base de cálculo se da comienzo al estudio del crédito de capacidad.

3.1. Escenarios de cálculo

Los diferentes escenarios se reparten en tres grupos:

- El primero consta de la misma proporcionalidad de energía renovable que la REE, incrementado esta hasta cubrir un 80% de la energía demandada.

-En el segundo, se estudia un hipotético caso en el que solo funcionase una de las tres tecnologías renovables mencionadas simultáneamente, de la misma forma incrementado la generación hasta cubrir un 80% de la energía demandada.

-Por último, se estudia la generación de ambas energías renovables simultáneamente, pero cambiando su índice producción habitual, es decir, asignado diferentes porcentajes de generación, repartidas estas de tal forma que se cubra el 100% de generación renovable requerida sobre la demanda en porcentaje de la demanda total, la cual como en los grupos anteriores varía de un 30% hasta un 80%.

3.2. Diferentes sistemas

El objetivo prioritario es calcular el LOLE y a partir de este calcular el CC, el LOLE en el caso del sistema IEEE es de 9.3716 para una simulación aproximadamente de 2500 años, en el caso de REE es de fallo de 1 hora cada 3000 años. Aunque tienen diferentes LOLE de partidas se estudiara la tendencia del CC.[1]

La comparativa se hace con dos sistemas diferentes, en el caso de IEEE:

-El punto de partida el sistema 1, consiste en un grupo de centrales térmicas convencionales existentes que aparecen en la tabla [4]. Las cuales cubren una demanda estipulada que aparecen en las tablas [1][2][3]. Con una tasa de fallo anteriormente nombrada, el cual es el LOLE de partida.

-El sistema 2, también consiste en la variación del sistema 1 agregando energía renovable de la REE con las mismas condiciones que el sistema proporcional a la REE, pero se adapta a las dimensiones de la red de IEEE.

En el caso REE:

-El punto de partida el sistema 1, consiste en un grupo de centrales térmicas convencionales existentes en la red formas por: 31 centrales de carbón, 51 ciclos combinados, 1 central nuclear de tipo BWR y 6 centrales nucleares de tipo PWR, las cuales aparecen en la tabla [5]. Obteniendo el LOLE inicial.

-El sistema 2, que consiste en la variación del sistema 1 agregando energía renovable con la metodología de los tres grupos nombrados. De tal forma que la demanda que cubría el sistema 1 ahora la cubre el sistema 2, más el incremento de potencia de la demanda para mantener el LOLE del sistema 1.

3.3. Ajuste de la curva de demanda

Se obtiene la curva de demanda de España en 2018 con los datos de Esios [3], este estudio solo va a tener en cuenta la energía renovable: eólica, SFV y ST a la hora de proceder con la metodología de cálculo propuesta. Esta curva sufre modificaciones para alcanzar la variación del crédito de capacidad, no ocurre lo mismo con el cálculo del sistema IEEE, ya que los datos de partida para este ejemplo son tablas. En primer lugar, se obtiene las curvas de toda la generación con gran relevancia las cuales no se vayan a tener en cuenta para este estudio, es decir, todas las que no sean generación eólica, SFV y ST, en el mismo escenario que la curva de demanda global del 2018, después esta se le resta a la global para obtener una curva en la que toda la demanda quede cubierta por energía renovable (eólica, SFV y ST) y centrales térmicas convencionales, figura [5]. Sería hipotéticamente ya que intervienen otros factores en la red para cubrir la curva de demanda: ya sea los operadores del sistema, diferentes mercados eléctricos, averías en las centrales, manteniendo, limitaciones en la red, etc. Por lo tanto, más adelante se harán modificaciones a esta curva para aproximarla más a las centrales convencionales, ya que en esta curva de demanda final todos los grupos de la tabla [5] no están en funcionamiento ya se por designación de operadores del sistema, sino que nuestro estudio va a depender de una generación en función de números aleatorios.

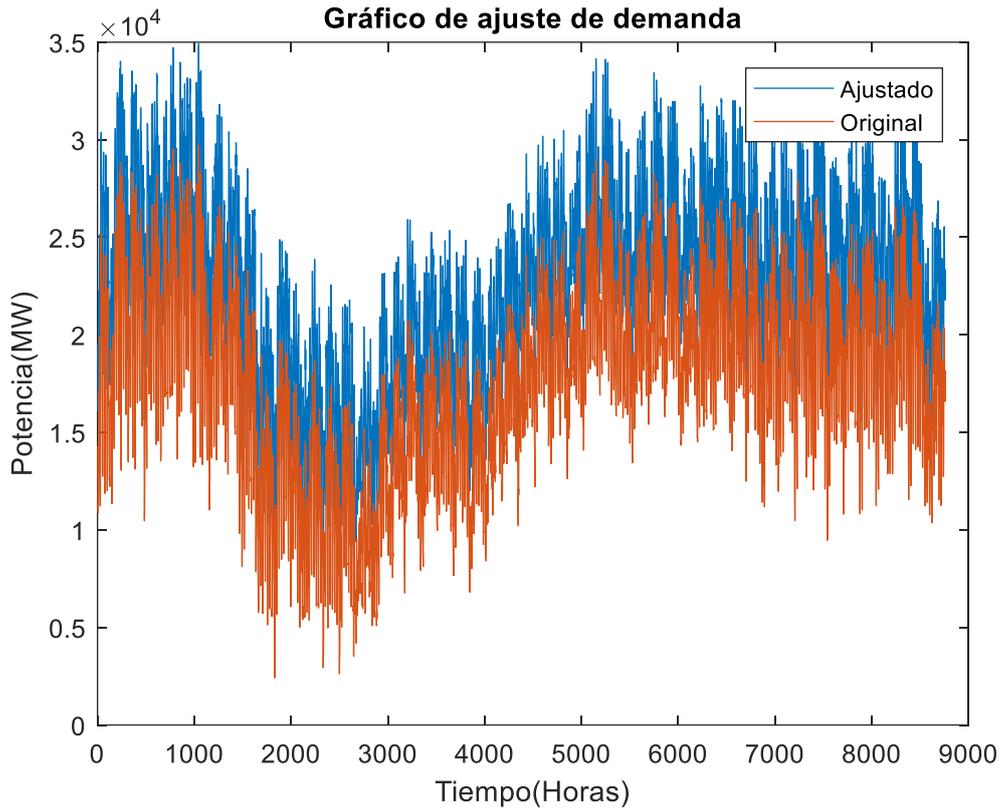


Figura 5 Ajuste gráfico de la demanda

3.4. Cálculo LOLE

A partir de esta curva se puede calcular el sistema 1. Es necesario establecer un LOLE inicial para tener una base de comparativa con el sistema 2. El LOLE fijado para el sistema IEEE y el sistema REE, pero la forma de calcularlo es el mismo. Como se ha mencionado antes hay que hacer un ajuste en la curva de generación para aproximarse a este valor de LOLE, esta se realiza incrementando la potencia de generación con un valor fijo (s) para todas las horas hasta aproximarse al valor de LOLE preestablecido en el sistema 1, esto se realiza a partir de diversas iteraciones de ajuste. Este sistema 1 al tener ningún tipo de generación renovable tiene un crédito de capacidad igual a 0.

Como se ve en la figura [6] el análisis realizado es para cada hora del año. El algoritmo comienza haciendo un sumatorio de la potencia convencional instalada, dependiendo esta de la tasa de fallo de la cual se hablará más adelante. Después, el algoritmo compara por hora para ese año si la capacidad de generación supera a la demanda, en caso de no ser así el contador de horas no cubiertas(HNC) suma 1. Al finalizar el año si el número total de años simulados no supera los tres mil el proceso anterior se repite hasta alcanzarlos. Por último, se hace un sumatorio de los fallos por hora y se divide por el número total de años simulados, dándonos así el valor de LOLE.

$$LOLE(p) = \frac{\sum_{p=1}^p HNC_p}{p} \quad (1)$$

Donde p es el valor total de años simulados y HNC es la pérdida de la duración de la carga en horas de cada año.

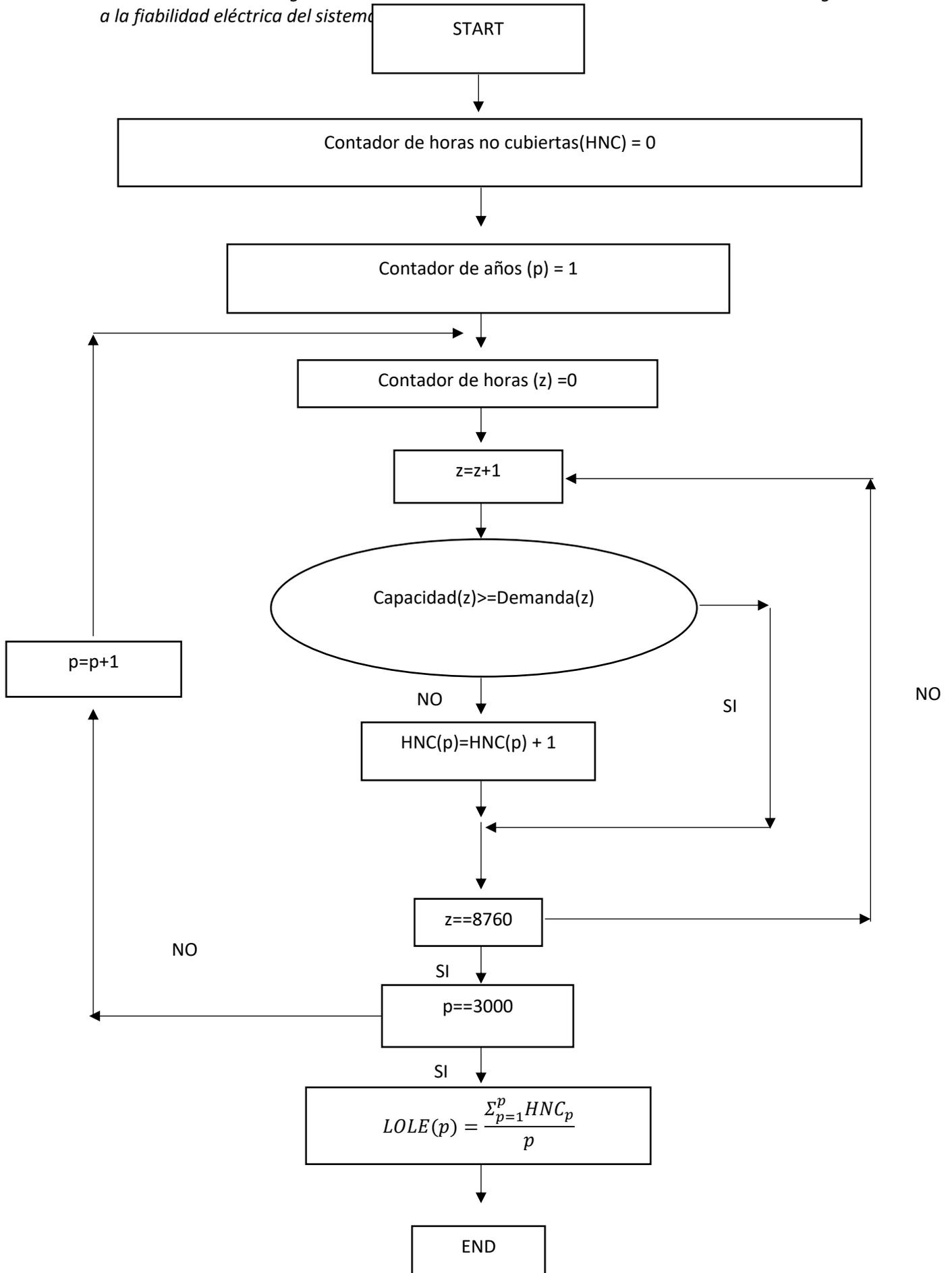


Figura 6 Gráfico de la lógica del cálculo del LOLE

3.5. Cálculo del CC

En el caso del cálculo del crédito de capacidad se analizan tres grupos diferentes de escenarios posibles, aunque los tres siguen las bases de la misma lógica que aparecen en la figura [7] sufren pequeñas modificaciones que deben ser nombradas. Cabe destacar que este cálculo se basa principalmente en hallar el valor de potencia extra que se puede cubrir para las diferentes simulaciones con sus respectivas modificaciones, ya que nos encontramos en el Sistema 2 y en este intervienen las energías renovables. Esto aparece representado en la fórmula (3).

En los tres grupos la potencia renovable instalada se calcula a partir del porcentaje de la demanda que se desee cubrir con cada tecnología. Más adelante se hace una explicación más detallada de este ajuste.

3.5.1 Análisis proporcional

Este sistema mantiene las mismas proporciones de generación renovable que la REE del 2018, es decir, el aumento o disminución de la generación renovable en este caso es global y no hace distinciones en función de la tecnología.

3.5.2 Individual

Este escenario de simulación solo tendrá en cuenta una tecnología renovable de manera simultánea. Por lo tanto, el peso de toda la generación renovable recae de manera individual sobre eólica, SFV y ST.

3.5.3 Diferentes parámetros

En el tercer caso se estudia las tres tecnologías renovables de manera conjunta, pero no ocurre como en el análisis proporcional. Aquí cada tecnología tiene su propio porcentaje asignado de la generación renovable total. Este es el estudio más amplio, ya que pueden existir infinitos escenarios posibles, aunque se ha intentado seleccionar los más representativos con valores fijos de porcentajes.

Se asigna un valor de porcentaje de la demanda del sistema ajustado anteriormente. El primer valor de s se asigna de manera intuitiva para este y todos los casos, con repetidas iteraciones este valor se ajusta hasta acercarnos al valor de LOLE del sistema 1. El proceso de variación de s no tiene un valor fijo de iteraciones, simplemente tiene la condición de pausa $LOLE_1 = LOLE_2$. Para cada valor de s ocurre sigue la lógica anterior, para calcular $LOLE_2$ se analizan tres mil años. Después de alcanzar la condición $LOLE_1 = LOLE_2$ se procede al cálculo de CC para el escenario correspondiente.

El parámetro para detectar que las simulaciones son correcta es la varianza del LOLE, ya que permite detectar una cantidad de fallos que se puede aproximar al LOLE que busca cada simulación.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{p=1}^p [X_p - E]^2}{p}} \quad (2)$$

Donde σ es la desviación del LOLE, E es el LOLE inicial calculado en el sistema 1, p son los años simulados y x la cantidad de horas no cubiertas para cada año.

Después de ajustar la varianza al LOLE del sistema 1, se entiende que la condición de parada LOLE1=LOLE2 se cumple y por lo tanto se obtiene:

$$CC = \frac{s}{PT} \quad (3)$$

Donde CC indica crédito de capacidad, s es el incremento de potencia que permite el sistema analizado manteniendo el LOLE de partida, y PT es la potencia renovable total instalada para dicha simulación.

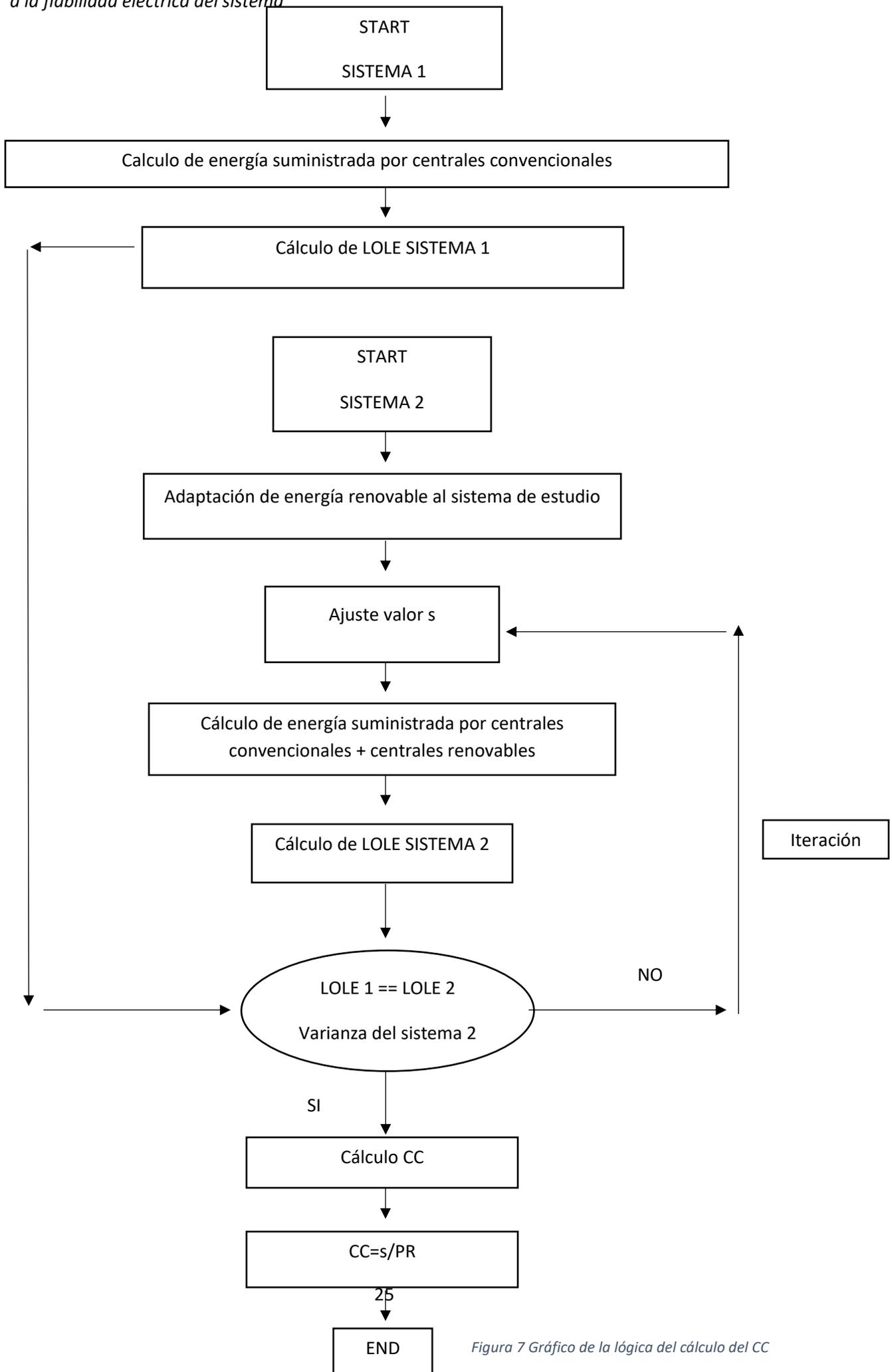


Figura 7 Gráfico de la lógica del cálculo del CC

3.6. Cálculo del sistema IEEE

El sistema IEEE es un sistema preestablecido para realizar estudios de fiabilidad del sistema eléctrico, por lo tanto, la generación y demanda son datos tabulados. Tiene 32 unidades generadoras que van desde 12 MW a 400 MW y la curva de carga a anual se reparte en 8736 horas. La carga máxima del sistema es de 2850 MW [1].

Se genera una matriz a partir de las siguientes tres tablas que determinan la curva de demanda.

Semana	Pico	Semana	Pico	Semana	Pico	Semana	Pico
1	86.2	14	75	27	75.5	40	72.4
2	90	15	72.1	28	81.6	41	74.3
3	87.8	16	80	29	80.1	42	74.4
4	83.4	17	75.4	30	88	43	80
5	88	18	83.7	31	72.2	44	88.1
6	84.1	19	87	32	77.6	45	88.5
7	83.2	20	88	33	80	46	90.9
8	80.6	21	85.6	34	72.9	47	94
9	74	22	81.1	35	72.6	48	89
10	73.7	23	90	36	70.5	49	94.2
11	71.5	24	88.7	37	78	50	97
12	72.7	25	89.6	38	69.5	51	100
13	70.4	26	86.1	39	72.4	52	95.2

Tabla 1 Carga del pico semanal en porcentaje del pico anual en IEEE

Carga de pico diaria en porcentaje del
pico semanal

Días	Carga Pico
Lunes	93
Martes	100
Miércoles	98
Jueves	96
Viernes	94
Sábado	77
Domingo	75

Tabla 2 Carga de pico diaria en porcentaje del pico semanal en IEEE

Se genera un algoritmo en MATLAB como aparece en la figura [46] con el cual se multiplica cada día de la semana en porcentaje por todas las semanas que aparecen en la tabla [1]. Al multiplicar los 7 días de la semana por 52 semanas se obtiene los 364 días

que definirán la curva de demanda. Más adelante se tendrá en cuenta la estación del año para obtener la potencia demandada para cada hora.

Carga pico de cada hora en porcentaje del pico diario

Horas	Invierno semanas 1-8 y 44-52		Verano semanas 18-30		Primavera/Otoño semanas 9-17 y 31-43	
	Entresemana	Fin de semana	Entresemana	Fin de semana	Entresemana	Fin de semana
12-1 am	67	78	64	74	63	75
1 a 2	63	72	60	70	62	73
2 a 3	60	68	58	66	60	69
3 a 4	59	66	56	65	58	66
4 a 5	59	64	56	64	59	65
5 a 6	60	65	58	62	65	65
6 a 7	74	66	64	62	72	68
7 a 8	86	70	76	66	85	74
8 a 9	95	80	87	81	95	83
9 a 10	96	88	95	86	99	89
10 a 11	96	90	99	91	100	92
11 a 12	95	91	100	93	99	94
12 - 1 pm	95	90	99	93	93	91
1 a 2	95	88	100	92	92	90
2 a 3	93	87	100	91	90	90
3 a 4	94	87	97	91	88	86
4 a 5	99	91	96	92	90	85
5 a 6	100	100	96	94	92	88
6 a 7	100	99	93	95	96	92
7 a 8	96	97	92	95	98	100
8 a 9	91	94	92	100	96	97
9 a 10	83	92	93	93	90	95
10 a 11	73	87	87	88	80	90
11 a 12	63	81	72	80	70	85

Tabla 3 Carga pico de cada hora en porcentaje del pico diario en IEEE

A partir de la matriz obtenida al multiplicar la tabla [1] con la tabla [2], se puede obtener la curva de demanda del año por cada hora multiplicando la matriz inicial con la tabla [3]. Obteniendo así un total de $364 \times 24 = 8736$ horas. Este cálculo realizado en un script de MATLAB queda reflejado en la figura [47].

Disponibilidad y capacidad de las centrales IEEE

Potencia(MW)	Número de centrales	FOR(p.u.)	MTTF(h)	MTTR(h)	Mantenimiento(semanas/año)
12	5	0.02	2940	60	2
20	4	0.1	450	50	2
50	6	0.01	1980	20	2
76	4	0.02	1960	40	3
100	3	0.04	1200	50	3
155	4	0.04	960	40	4
197	3	0.05	950	50	4
350	1	0.08	1150	100	5
400	2	0.12	1100	150	6

Tabla 4 Disponibilidad y capacidad de las centrales en IEEE

La rama no secuencial se basa en la asignación de un número aleatorio para la generación en cada hora para cada central, esto quiere decir que cada hora de cada central es totalmente independiente del resto. Esta probabilidad P_D o P_{ND} depende de las características de las centrales. Antes de asignar números aleatorios al funcionamiento de cada central, hay que calcular la probabilidad de disponibilidad o no disponibilidad de las mismas.

El valor FOR que aparece en la tabla [4] es equivalente a P_{ND} . La probabilidad de funcionamiento de calcula a partir de MTTF y MTTR, estos valores se calculan con análisis respecto al funcionamiento de cada central de años anteriores.

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \quad (4)$$

Donde MTTF es tiempo de fallo medio de la central y λ el fallo.

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \quad (5)$$

Donde MTTR es tiempo medio de reparación de la central y μ la reparación.

A partir de μ y λ calculamos la probabilidad de fallo y reparación.

$$P_D = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{\frac{1}{MTTF}}{\frac{1}{MTTF} + \frac{1}{MTTR}} = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} \quad (6)$$

Donde P_D es la probabilidad de que la central esté disponible.

$$P_{ND} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{\frac{1}{MTTR}}{\frac{1}{MTTF} + \frac{1}{MTTR}} = \frac{MTTF}{MTTR + MTTF} \quad (7)$$

Donde P_{ND} es la probabilidad de que la central no esté disponible.

Después de obtener ambas probabilidades se procede a la generación de números aleatorios para las centrales y obtener las funciones de distribución.

3.7. Creación de las funciones de distribución

Como se ha mencionado antes en el método no secuencial de Monte Carlo cada valor es independiente al resto. Con los ordenadores modernos generar secuencias de número aleatorios resulta bastante sencillo pero hay que mantener varias condiciones para que estas secuencias sean realmente aleatorias y no repetitivas [1];

-En primer lugar, los números deben distribuirse de forma aleatoria entre 0 y 1.

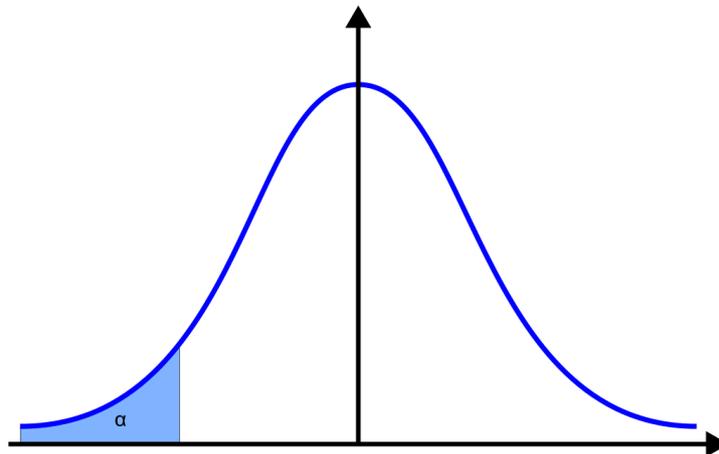


Figura 8 Función de distribución de números aleatorios generados

-En segundo lugar, debe haber una correlación mínima entre los números.

-Por último, una cantidad de número suficiente me grande para que dé tiempo a generar una distribución correcta.

En el código del script se ha utilizado un comando para respetar estas reglas iniciales, este comando se denomina *rng('shuffle')*. MATLAB tiene por defecto programada una secuencia de generación de números predispuesta, este comando evita esto, volviendo cada simulación distinta a la anterior desde el punto de vista de los números aleatorios.

Cada central de la tabla [4] se le asigna un número generado de manera aleatoria para cada hora, visto de tal forma $r1=rand(364,24)$. A partir de una lógica que aparece en la figura [53] esta determina si el valor del número aleatorio es mayor o menor que P_D para

la central correspondiente. En caso de ser menor en esa hora del año la central estará fuera de servicio.

Después de obtener la disponibilidad de cada central con su curva de distribución, se hace el sumatorio de la generación de cada año. Se comprueba todas las horas que la demanda supera la generación según la lógica de la figura [54]. A partir del LOLE del sistema IEEE se calcula la varianza para el sistema 1. Esto también se emplea en el sistema REE.

3.8. Calculo generación renovable en IEEE

A partir de datos de REE de 2018 [3] se realizan los ajustes y cálculos del estudio para el sistema IEEE. Al ser los datos de generación de España muy superiores a las dimensiones del sistema IEEE, se aproximan los datos recopilados a nuestro sistema. En el sistema IEEE hay 8736 horas de demanda, por lo que al obtener los datos de REE de energías renovables las cuales se obtienen para 8760 horas, que es el año natural, se eliminan para el caso IEEE y todas sus simulaciones las últimas 24 de las curvas de generación renovable obtenidas de REE. En primer lugar, se realiza el sumatorio de la de toda la generación renovable por hora para todas las tecnologías mencionadas con anterioridad como se muestra a continuación. A la hora de introducir la curva de generación renovable se escala al sistema proporcional y se vuelve aleatoria, es decir, cada hora no depende de la época del año ni de la hora del día, esto se puede ver en la figura [51]

$$E_{Eólica} = \sum_{i=1}^N E_{Eólica}(i) \quad (8)$$

Donde $E_{Eólica}$ corresponde al sumatorio de la energía eólica generada en la REE en 2018 en GWh y i corresponde a las horas.

$$E_{SFV} = \sum_{i=1}^N E_{SFV}(i) \quad (9)$$

Donde E_{SFV} corresponde al sumatorio de la energía solar fotovoltaica generada en la REE en 2018 en GWh y i corresponde a las horas.

$$E_{ST} = \sum_{i=1}^N E_{ST}(i) \quad (10)$$

Donde E_{ST} corresponde al sumatorio de la energía solar térmica generada en la REE en 2018 en GWh y i corresponde a las horas.

Después se procede al sumatorio total de toda la energía renovable, cabe destacar que este paso solo se realiza para el análisis proporcional y por porcentajes, ya que en el individual se analiza la generación de manera independiente en cada tecnología. Por lo tanto, el sumatorio global es equivalente al sumatorio individual en el escenario de análisis individuales de las tecnologías.

$$E_{TREE} = \sum_{i=1}^N E_{Eólica}(i) + \sum_{i=1}^N E_{SFV}(i) + \sum_{i=1}^N E_{ST}(i) \quad (11)$$

Donde E_{TREE} corresponde al sumatorio de la energía renovable generado en la REE en 2018 en GWh.

Esta fórmula (12) es una de las más relevantes en el cálculo, ya que el parámetro k es el que se modifica para determinar la penetración de energía renovable en el sistema, es decir, cuanto porcentaje de la demanda se cubre con energía renovable. Al tener en cuenta valores de penetración de hasta un 80%, hay que recordar que estas simulaciones plantean escenarios posibles muy lejanos temporalmente hablando.,

$$E_{SE}^{REN} = k * E_{IEEE}^{TOT} \quad (12)$$

Donde E_{SE}^{REN} es la energía total cubierta por energía renovable en el sistema de análisis en GWh, k es el porcentaje asignado para cada simulación, este se modifica con los valores 0.3 , 0.4, 0.5, 0.6, 0.7 y 0.8 , y E_{IEEE}^{TOT} es la energía total demandada para el sistema IEEE.

Con el sumatorio de la energía renovable generada en REE en 2018, la energía renovable correspondiente a nuestro sistema y la energía renovable de cada tecnología se calcula la energía proporcionada para cada tipo de renovable del sistema IEEE. En el caso del cálculo individual solo se tendrá en cuenta la fórmula correspondiente a la tecnología seleccionada.

$$E_{IEEE}^{Eólica} = E_{Eólica} \frac{E_{SE}^{REN}}{E_{TREE}} \quad (13)$$

Donde $E_{IEEE}^{Eólica}$ corresponde a la energía eólica generada en el sistema de análisis en GWh.

$$E_{IEEE}^{SFV} = E_{SFV} \frac{E_{SE}^{REN}}{E_{TREE}} \quad (14)$$

Donde E_{IEEE}^{SFV} corresponde a la energía eólica generada en el sistema de análisis en GWh.

$$E_{IEEE}^{ST} = E_{ST} \frac{E_{SE}^{REN}}{E_{TREE}} \quad (15)$$

Donde E_{IEEE}^{ST} corresponde a la energía eólica generada en el sistema de análisis en GWh.

Por último, se calcula la potencia correspondiente al sistema de cada tecnología renovable. Con los datos de potencia instalada en España, la generación renovable correspondiente y la generación proporcional en nuestro sistema IEEE, se calcula la potencia que se debe instalar, para cada tecnología renovable para cada escenario planteado.

$$P_{IEEE}^{Eólica} = P_{REE}^{Eólica} \frac{E_{IEEE}^{Eólica}}{E_{Eólica}} \quad (16)$$

Donde $P_{REE}^{Eólica}$ la potencia eólica instalada en la REE en GW y $P_{IEEE}^{Eólica}$ es la potencia eólica instalada en el sistema de análisis en GW.

$$P_{IEEE}^{SFV} = P_{REE}^{SFV} \frac{E_{IEEE}^{SFV}}{E_{SFV}} \quad (17)$$

Donde P_{REE}^{SFV} la potencia solar fotovoltaica instalada en la REE en GW y P_{IEEE}^{SFV} es la potencia solar fotovoltaica instalada en el sistema de análisis en GW.

$$P_{IEEE}^{ST} = P_{REE}^{ST} \frac{E_{IEEE}^{ST}}{E_{ST}} \quad (18)$$

Donde P_{REE}^{ST} la potencia solar térmica instalada en la REE en GW y P_{IEEE}^{ST} es la potencia solar térmica instalada en el sistema de análisis en GW.

En función del tipo de análisis y las energías renovables, obtendremos la potencia instalada de cada tipo de tecnología renovable. Se varía el valor de s según la figura [7] con el cual obtendremos los diferentes valores del CC, por último, se comprueba el valor de la varianza de LOLE según la fórmula (2).

3.9. Calculo centrales convencionales del sistema REE

En sistema de cálculo de las centrales convencionales para el sistema REE es similar que el de IEEE. En primer lugar, se le asigna a las centrales de la tabla [5] un número aleatorio generado con el programa MATLAB con las mismas condiciones que en el sistema IEEE. En el caso del sistema REE la curva de demanda se obtiene de la red eléctrica española [3]. Se realizan los ajustes a esta curva como se especificó en el apartado 3.3.

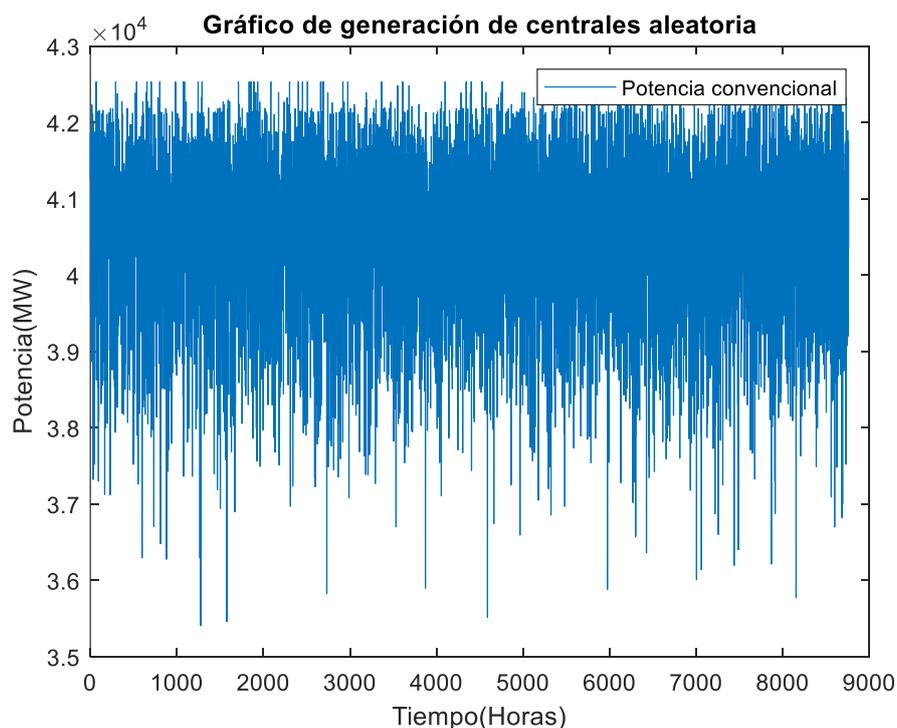


Figura 9 Aspecto de la generación convencional con la función de distribución

Del mismo modo como ocurre en el sistema IEEE las probabilidades de fallo de las centrales se calculan con las fórmulas (6) (7), a partir de las medias de fallo y reparación. Con los valores aleatorios para cada central y cada hora, se compara si dicho valor es inferior o superior al valor de P_D de la correspondiente central esto se puede ver en la figura [55]. En caso de ser inferior la central quedaría en funcionamiento, por lo tanto, intervendría en esa hora para el año correspondiente en la curva de generación.

Al seleccionar el valor de LOLE como 1 para 3000 años de simulación se ajusta la curva de demanda obteniendo así entada inicial del sistema 1 para sistema proporcional a REE.

Disponibilidad y capacidad de las centrales

Características de la capacidad					Características de la disponibilidad			
Nº Centrales	Potencia nominal (MW)	Potencia total(MW)	Potencia media(MW)	Potencia máxima(MW)	Potencia mínima(MW)	FOR(%)	MTTF(horas)	MTTR(horas)
Centrales carbón								
5	(400-599)	2783	557	570	536	5.35	604.26	34.16
18	(300-399)	6191	344	355	300	5.63	512.04	30.55
4	(200-299)	1006	251	296	206	8.99	472.91	46.71
3	(100-199)	436	145	154	138	5.57	188.26	11.10
1	(1-99)	52	52	52	52	9.40	182.73	18.96
Ciclos combinados								
51	(200-900)	24948	489	859	275	4.71	1881	92
Central nuclear(BWR)								
1	(1000+)	1064	1064	1064	1064	1.49	3469	52
Central nuclear(PWR)								
5	(1000+)	4066	1016	1045	1003	3.32	3852	132
2	(900-999)	1988	994	996	992	3.95	4429	182

Tabla 5 Disponibilidad y capacidad de las centrales en REE

3.10. Calculo generación renovable en REE

A partir de datos de REE de 2018 se realizan los ajustes y cálculos del estudio para un sistema próximo al español, pero algo más simplificado. Por este motivo hay a que aproximar los datos de cálculo a nuestro sistema de comparativa. En primer lugar, se realiza el sumatorio de la de toda la generación renovable por hora para todas las tecnologías mencionadas con anterioridad como se muestra en las fórmulas (8) (9) (10). Esta parte del cálculo es igual que para el sistema IEEE. Después se realiza el sumatorio total de las energías renovables (11). A la hora de introducir la curva de generación renovable se escala al sistema proporcional y se vuelve aleatoria, es decir, cada hora no depende de la época del año ni de la hora del día, esto se puede ver en la figura [9].

$$E_{SE}^{REN} = k * E_{REE}^{TOT} \quad (19)$$

Donde E_{SE}^{REN} es la energía total cubierta por energía renovable en el sistema de análisis en GWh, k es el porcentaje asignado para cada simulación, este se modifica con los valores 0.3 , 0.4, 0.5, 0.6, 0.7 y 0.8 , y E_{REE}^{TOT} es la energía total demandada para el sistema REE.

Como se mencionó con anterioridad el sistema de cálculo es uno proporcional al real a partir de estas fórmulas. Con el sumatorio de la energía renovable generada en REE en 2018, la energía renovable correspondiente a nuestro sistema y la energía renovable de cada tecnología se calcula la energía proporcionada para cada tipo de renovable del sistema. En el caso del cálculo individual solo se tendrá en cuenta la fórmula correspondiente a la tecnología seleccionada.

$$E_{SE}^{Eólica} = E_{Eólica} \frac{E_{SE}^{REN}}{E_{TREE}} \quad (20)$$

Donde $E_{SE}^{Eólica}$ corresponde a la energía eólica generada en el sistema de análisis en GWh.

$$E_{SE}^{SFV} = E_{SFV} \frac{E_{SE}^{REN}}{E_{TREE}} \quad (21)$$

Donde E_{SE}^{SFV} corresponde a la energía eólica generada en el sistema de análisis en GWh.

$$E_{SE}^{ST} = E_{ST} \frac{E_{SE}^{REN}}{E_{TREE}} \quad (22)$$

Donde E_{SE}^{ST} corresponde a la energía eólica generada en el sistema de análisis en GWh.

Por último, se calcula la potencia correspondiente al sistema de cada tecnología renovable. Con los datos de potencia instalada en España, la generación renovable correspondiente y la generación proporcional en nuestro sistema, se calcula la potencia que se debe instalar, para cada tecnología renovable para cada escenario planteado. A partir de los resultados de estas fórmulas obtendremos el CC.

$$P_{SE}^{Eólica} = P_{REE}^{Eólica} \frac{E_{SE}^{Eólica}}{E_{Eólica}} \quad (23)$$

Donde $P_{REE}^{Eólica}$ la potencia eólica instalada en la REE en GW y $P_{SE}^{Eólica}$ es la potencia eólica instalada en el sistema de análisis en GW.

$$P_{SE}^{SFV} = P_{REE}^{SFV} \frac{E_{SE}^{SFV}}{E_{SFV}} \quad (24)$$

Donde P_{REE}^{SFV} la potencia solar fotovoltaica instalada en la REE en GW y P_{SE}^{SFV} es la potencia solar fotovoltaica instalada en el sistema de análisis en GW.

$$P_{SE}^{ST} = P_{REE}^{ST} \frac{E_{SE}^{ST}}{E_{ST}} \quad (25)$$

Donde P_{REE}^{ST} la potencia solar térmica instalada en la REE en GW y P_{SE}^{ST} es la potencia solar térmica instalada en el sistema de análisis en GW.

Las variaciones de estas fórmulas, posibles modificaciones para interpretar distintos escenarios aparecen en el ANEXO. Con las diferentes potencias obtenidas para simulación, siguiendo la lógica de la figura [6]. El valor de la varianza designado por el LOLE en el sistema 1, designa el valor correcto del LOLE en el sistema 2, a partir de aquí siguiendo la lógica de la figura [7] se calcula el CC.

4.RESULTADOS

Los resultados obtenidos plantean la penetración de energía renovable de las formas de generación renovable con mayor impacto actual y futuro en el sistema eléctrico español. Las valoraciones de penetración son desde un 10% hasta un 80% de la demanda planteada. Lo que plantea escenarios posibles y tendencias en el futuro de la generación y la demanda. Al ser escenarios hipotéticos y no tener en cuenta variables de la red que favorecen o puedan favorecer algún tipo de generación, el análisis es planteado para detectar tendencias con variaciones de generación a gran escala.

Los resultados se valoran en tres grupos: un análisis proporcional a la red original, un análisis individual de las tres tecnologías (eólica, SFV y ST) y un análisis con porcentajes de generación en cada tecnología.

4.1. Resultados red proporcional

El resultado como punto de partida es el proporcional a la red, ya que plantea similitudes con la REE al tener penetración similar de las tecnologías renovables para porcentajes de penetración próximos a los actuales. Según datos registrados por REE para el 2018 en la península española de la potencia total instalada; el 23,4% corresponde a eólica, el 4,5% corresponde a SFV y el 2,3 % corresponde a ST. En términos de la cobertura de la demanda según REE para el mismo el año el 19 % fue cubierto por generación eólica, el 2,9% fue cubierto por generación SFV y el 1,7% fue cubierto por generación ST.[4]

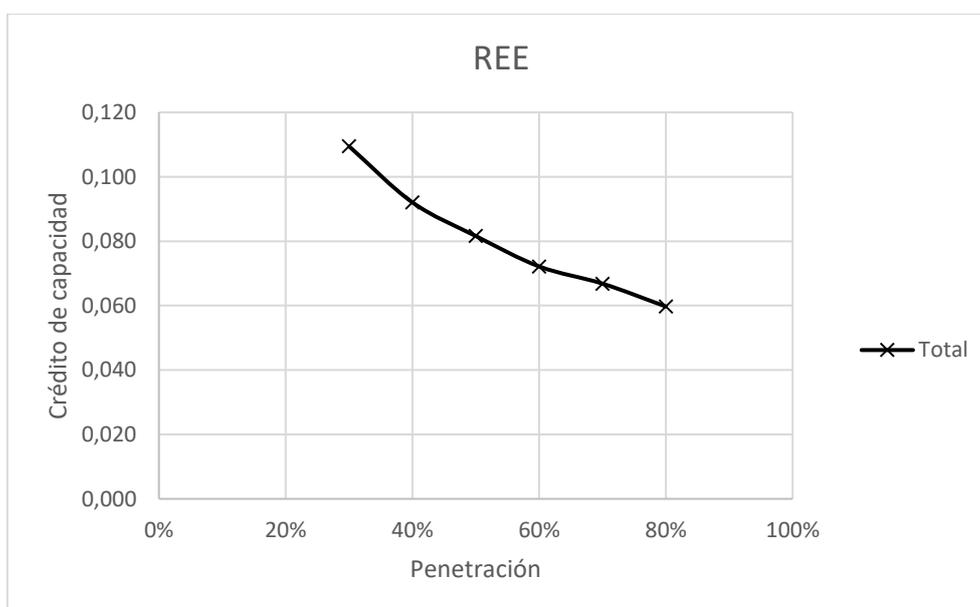


Figura 10 CC total en REE proporcional

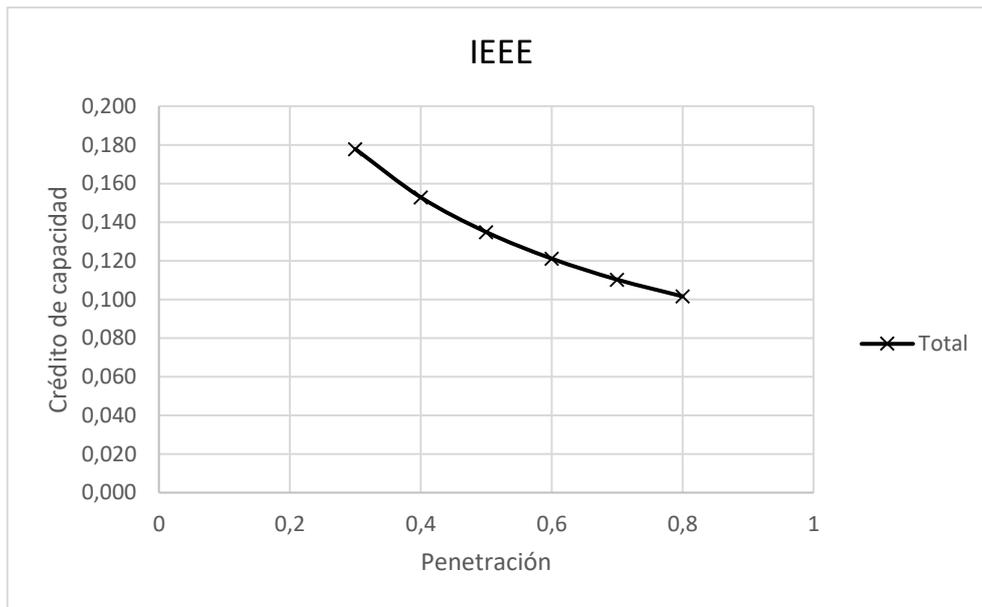


Figura 11 CC total en IEEE proporcional

Donde el crédito de capacidad está calculado en por unidad y la penetración en porcentaje respecto de la demanda en GWh.

Se observa una evolución decreciente del crédito de capacidad, reduciéndose este hasta un 50 % del valor inicial calculado para una penetración inicial del 30%. Los valores comprendidos con una penetración entorno 30% y 40% son los actuales o la tendencia más cercana del sistema. Esto quiere decir que un incremento de la demanda cubierto por generación renovable disminuye la eficiencia del sistema, una de las desventajas claras de la incertidumbre las energías renovables.

4.2. Resultados del análisis individual

Un análisis de cada tecnología de generación renovable permite ver la tendencia de la eficiencia de cada una, ya que la incertidumbre de generación y rendimiento para ambas no es el mismo. Y después una comparativa con el sistema proporcional para entender esto.

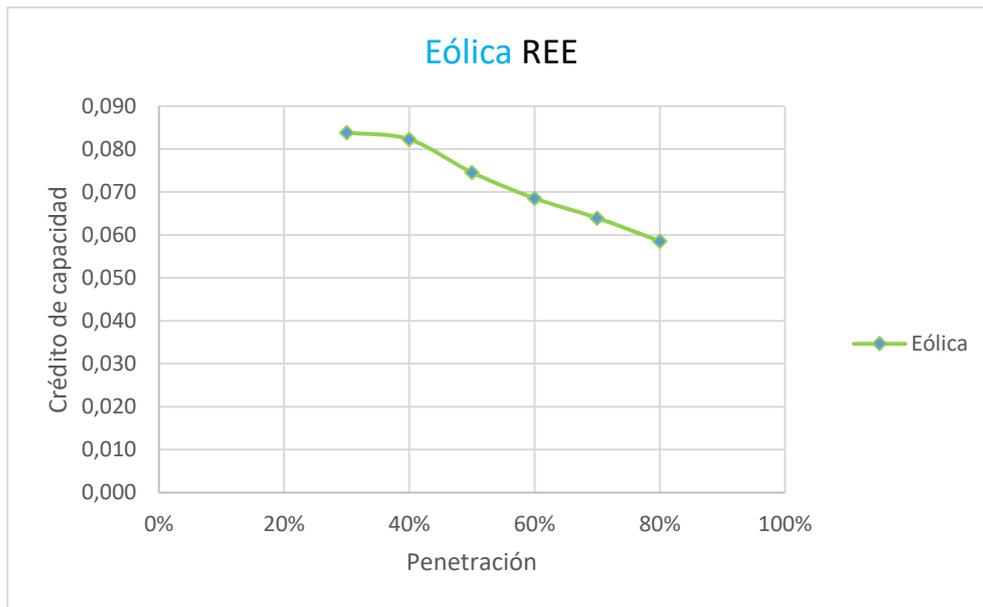


Figura 12 CC individual en REE para generación eólica

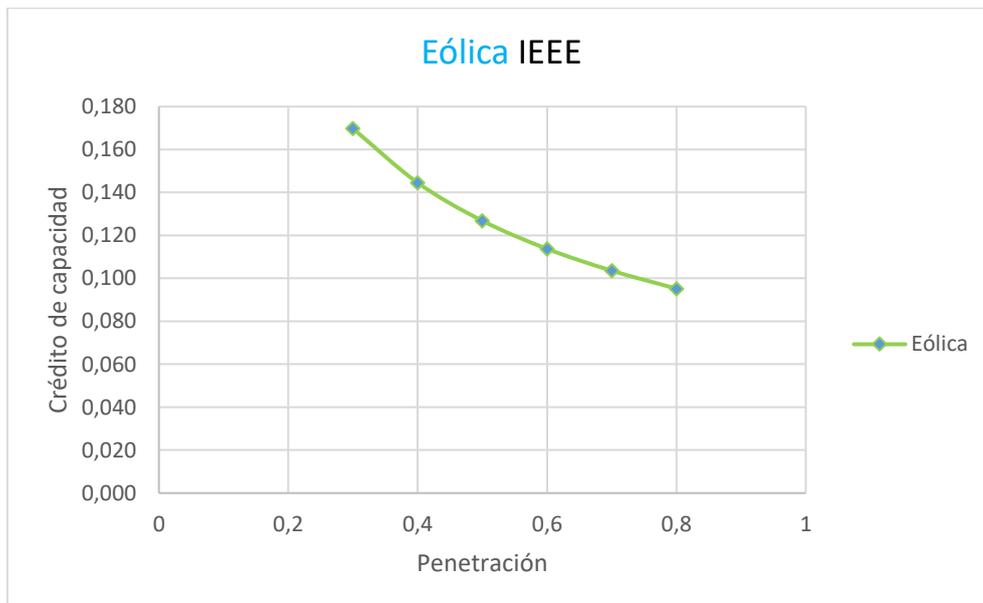


Figura 13 CC individual en IEEE para generación eólica

Se puede observar el decrecimiento del CC con el incremento de la penetración de esta tecnología. Para valores de penetración del 30% y 40% tiene buenos resultados del CC. Se observa una pequeña diferencia en los valores del CC entorno al 30% y 40% de penetración, esto se debe a las diferencias entre las curvas de demanda y los diferentes puntos de partida, sin embargo, las tendencias son las mismas.

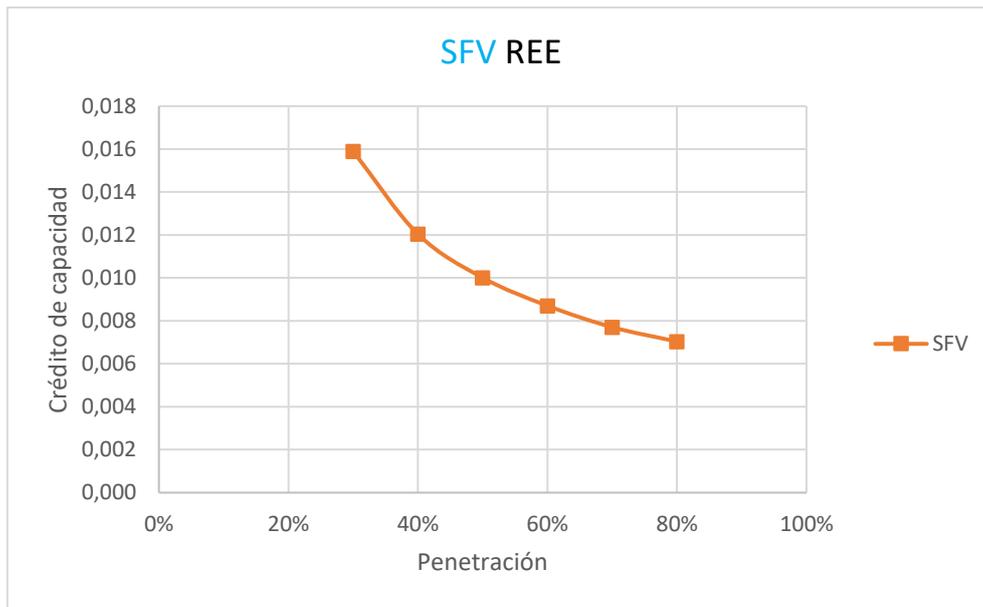


Figura 14 CC individual en REE para SFV

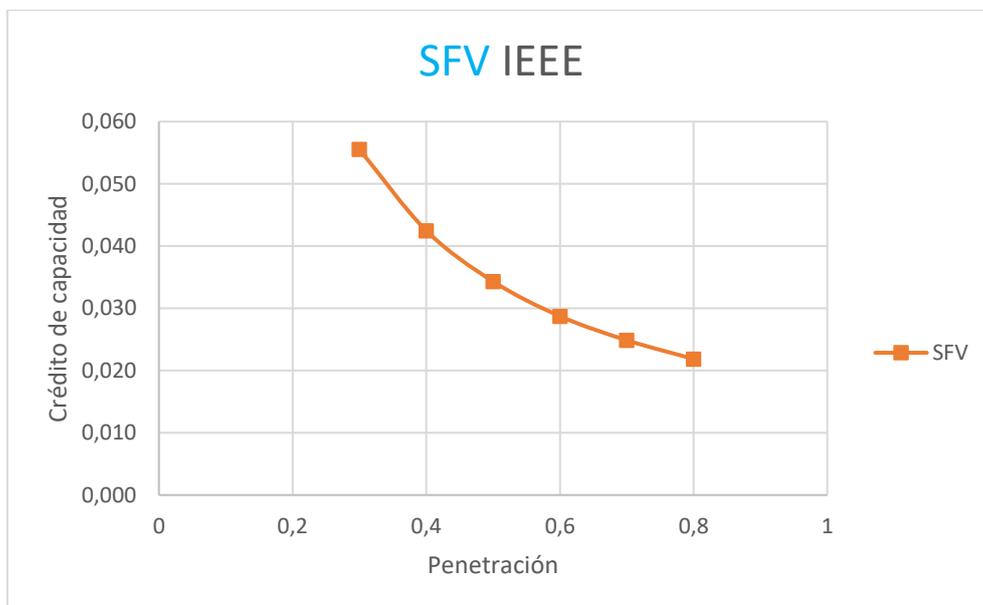


Figura 15 CC individual en IEEE para SFV

Se observa un decrecimiento del CC con la variación de la penetración en la red más acentuado que en el caso de generación eólica. Al tener valores del CC claramente menor que en el caso de la generación eólica esto nos indica la necesidad de tener una potencia instalada mucho mayor en el caso de SFV para mantener la misma fiabilidad del sistema. Las tendencias de los resultados son similares.

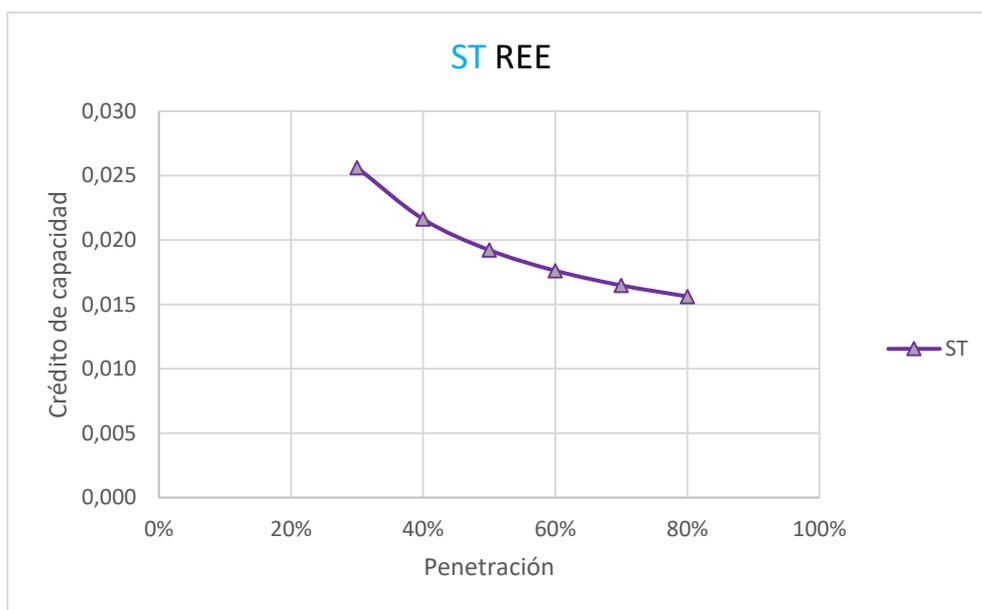


Figura 16 CC individual en REE para ST

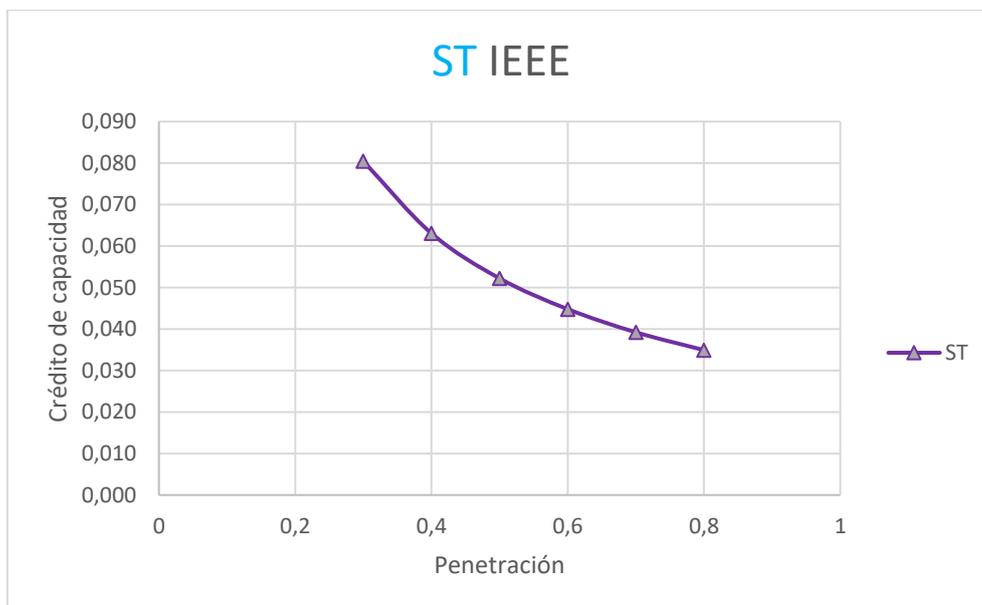


Figura 17 CC individual en IEEE para ST

En este gráfico se puede observar un cambio decreciente en el CC, con una acentuación negativa de la pendiente claramente menor que en el caso de la generación SFV y ligeramente inferior o muy próxima a la generación eólica. Con valores del CC por debajo de la generación eólica, sin embargo, muy por encima de la generación SFV. Las tendencias de los resultados son similares.

Con los datos mencionados con anterioridad de la potencia instalada en el 2017 en España de REE, se observa que, aunque la generación ST tiene un CC superior a la generación SFV hay menos potencia instalada en la red.

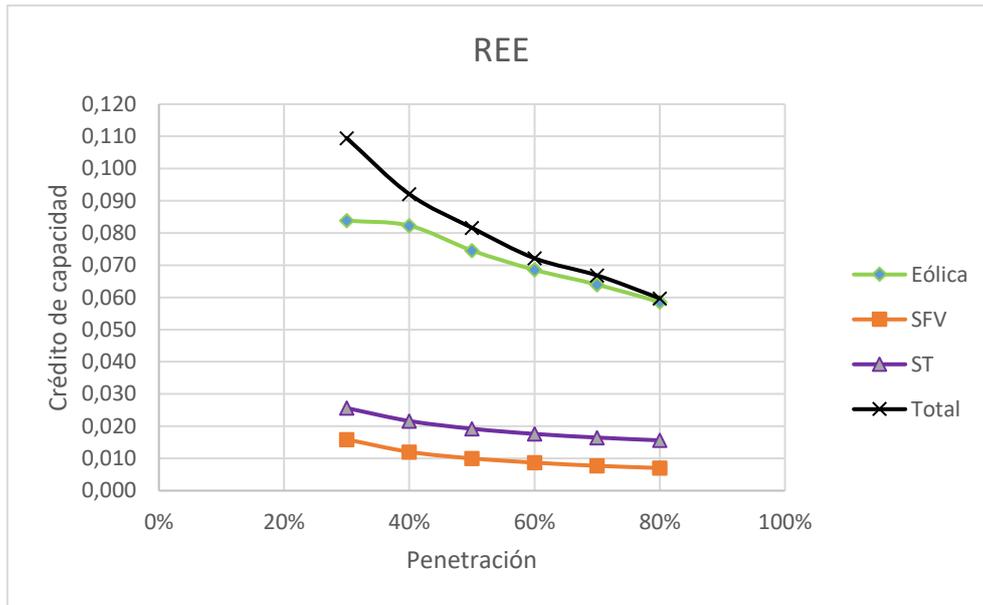


Figura 18 CC individual y proporcional en REE

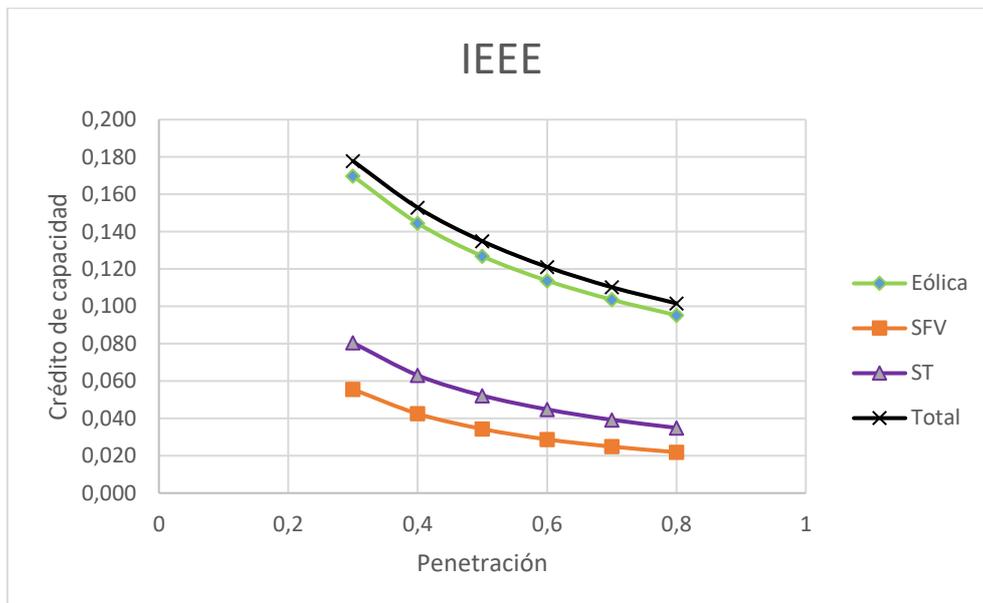


Figura 19 CC individual y proporcional en REE

En la combinación de resultados del análisis proporcional con el individual se observa; la gráfica proporcional tiene una tendencia con una penetración de generación renovable similar a la eólica, y la generación ST y SFV visto desde esta gráfica la diferencia del CC no es tan abultada. Hay que mencionar que la potencia instala eólica es mucho mayor que la otras dos, por este motivo la tendencia de la gráfica total sigue el curso de la eólica. Cabe destacar que la variación del CC de la generación ST y SFV para valores de gran penetración sufren poca variación en comparativa con el sistema total y la generación eólica. Comparando la gráfica REE respecto de IEEE, la diferencia más apreciable sería el CC de las curvas eólicas para una penetración del 30% y 40%, esto se mencionó con anterioridad. Por lo demás las tendencias son similares.

4.3. Resultados en porcentaje

En este último grupo se plantea muchas posibilidades de escenarios, ya que se estudia una cobertura de la demanda con diferentes porcentajes de generación para cada tecnología. Se han dividido en cuatro grupos: el primero con gran aportación de generación eólica, que en este caso sería la situación actual de España, una segunda posibilidad de escenarios con gran aportación de generación SFV, un tercero con gran aportación de generación ST y una cuarta posibilidad en la que la demanda sea cubierta con la misma aportación o muy similar de las tres tecnologías. El criterio para determinar la pertenencia algún grupo es superar el 60% de generación de la demanda por cualquiera de las tecnologías renovables.

Para este estudio hay que mencionar las siguientes fórmulas:

$$CC_{Total} = \frac{S_{Total}}{PT_{Total}} \quad (26)$$

Donde CC_{Total} es el CC de toda la potencia instalada, S_{Total} es el incremento de demanda y PT_{Total} es la potencia de generación renovable total instalada.

$$CC_{Eólica} = \frac{S_{Total}}{PT_{Eólica}} \quad (27)$$

Donde $CC_{Eólica}$ es el CC respecto de la potencia eólica instalada y $PT_{Eólica}$ es la potencia eólica instalada para cada escenario.

$$CC_{SFV} = \frac{S_{Total}}{PT_{SFV}} \quad (28)$$

Donde CC_{SFV} es el CC respecto de la potencia SFV instalada y PT_{SFV} es la potencia SFV instalada para cada escenario.

$$CC_{ST} = \frac{S_{Total}}{PT_{ST}} \quad (29)$$

Donde CC_{ST} es el CC respecto de la potencia ST instalada y PT_{ST} es la potencia ST instalada para cada escenario.

4.3.1 Grupo eólica

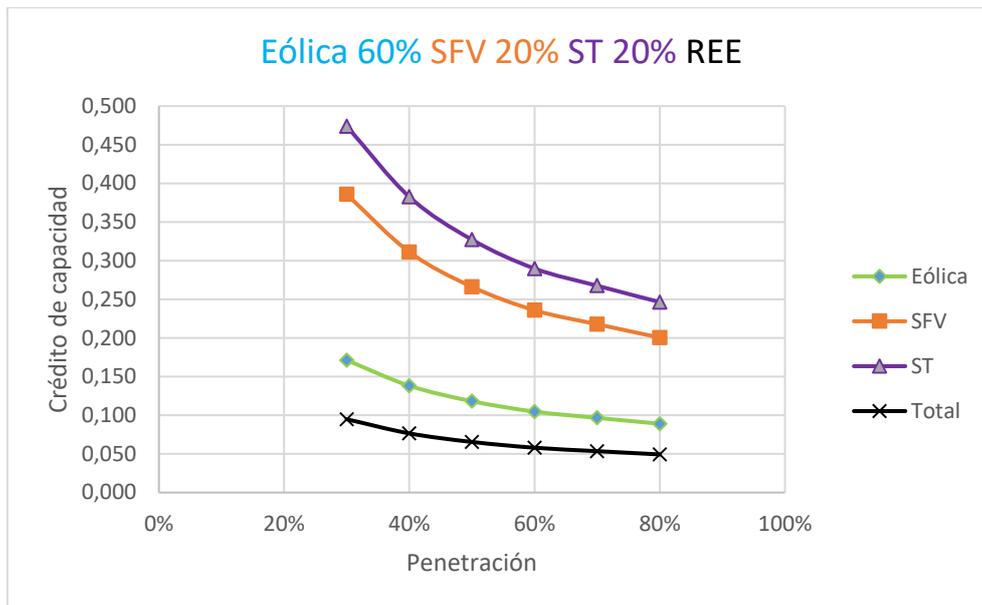


Figura 20 CC en porcentaje de Eólica(60%), SFV(20%) y ST(20%) para REE

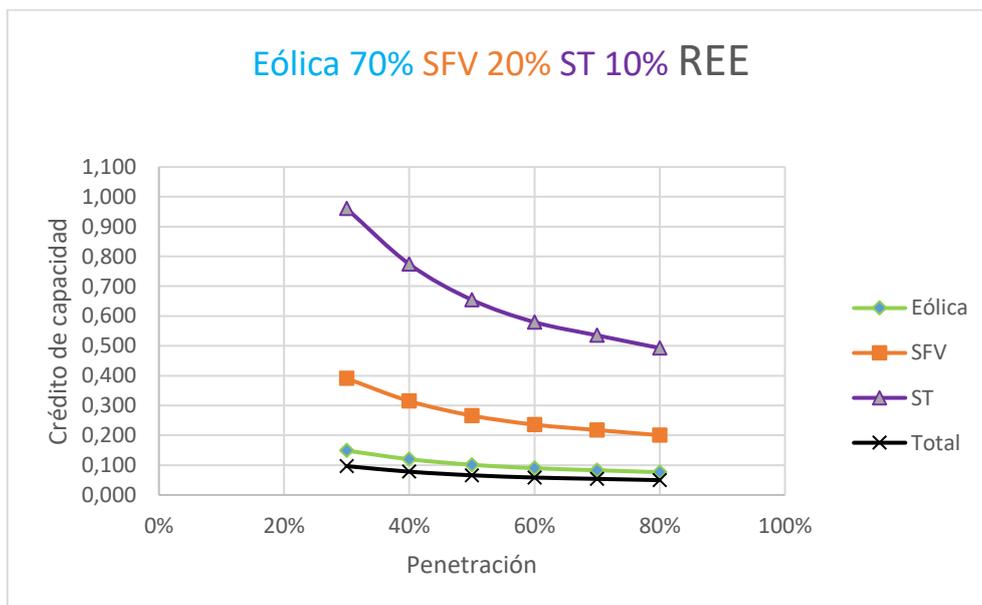


Figura 21 CC en porcentaje de Eólica(70%), SFV(20%) y ST(10%) para REE

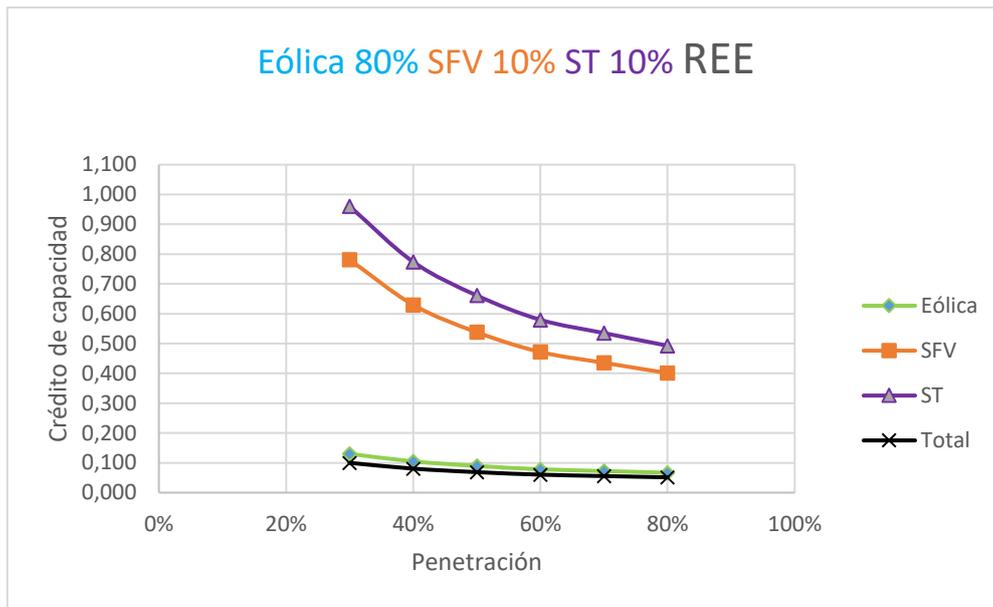


Figura 22 CC en porcentaje de Eólica(80%), SFV(10%) y ST(10%) para REE

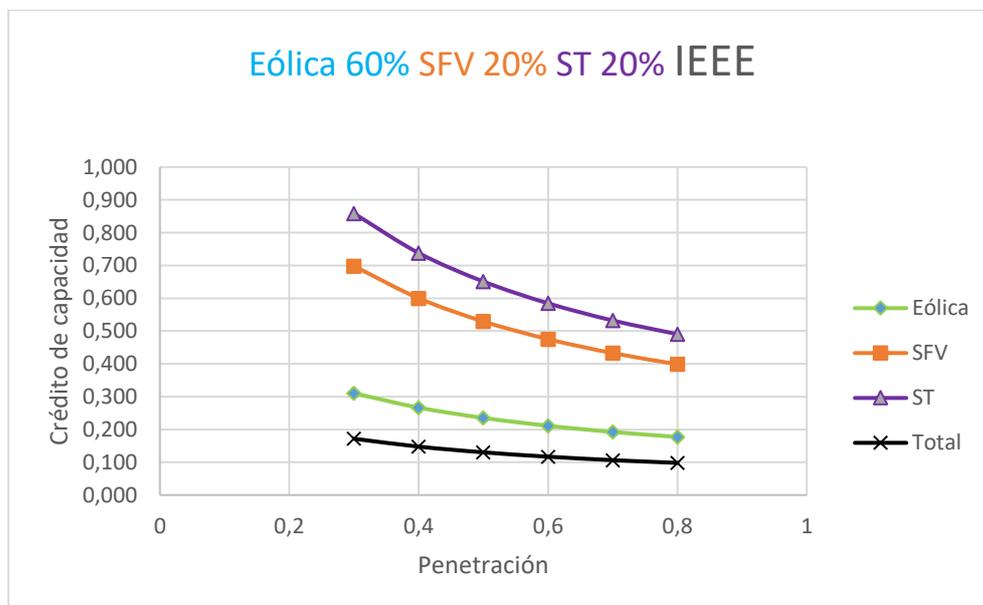


Figura 23 CC en porcentaje de Eólica(60%), SFV(20%) y ST(20%) para IEEE

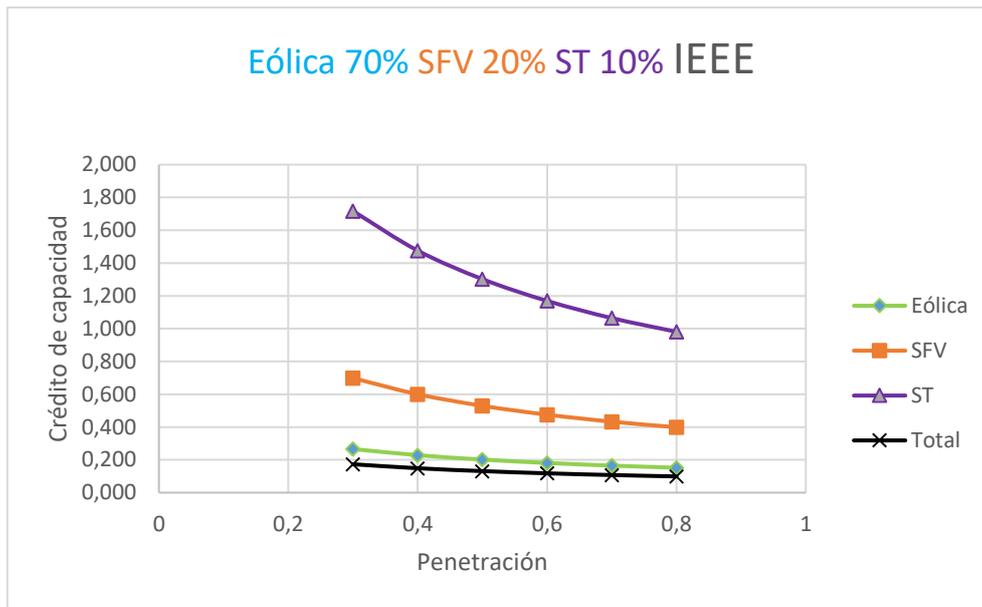


Figura 24 CC en porcentaje de Eólica(70%), SFV(20%) y ST(10%) para IEEE

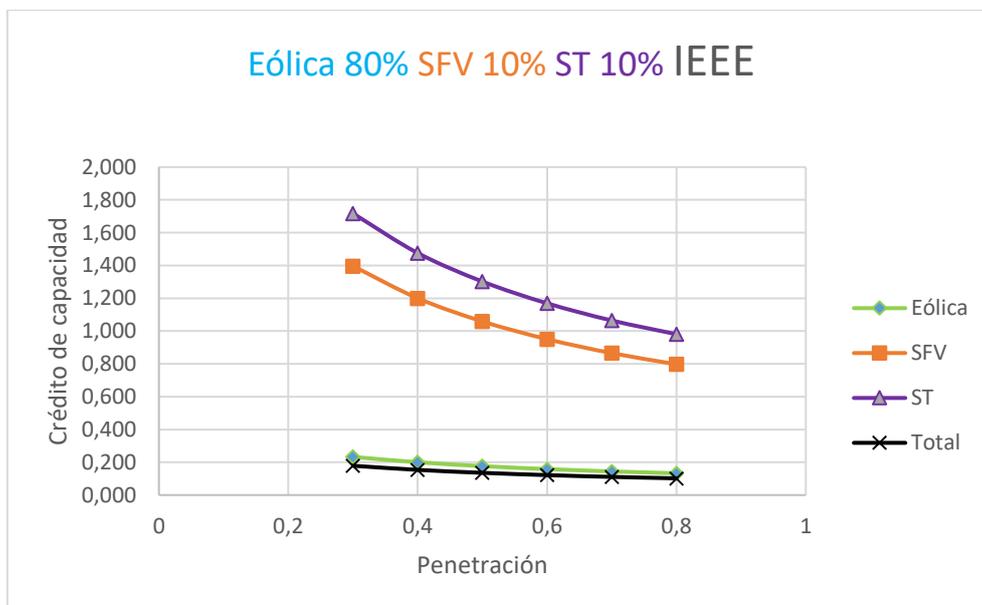


Figura 25 CC en porcentaje de Eólica(80%), SFV(10%) y ST(10%) para IEEE

4.3.2 Grupo SFV

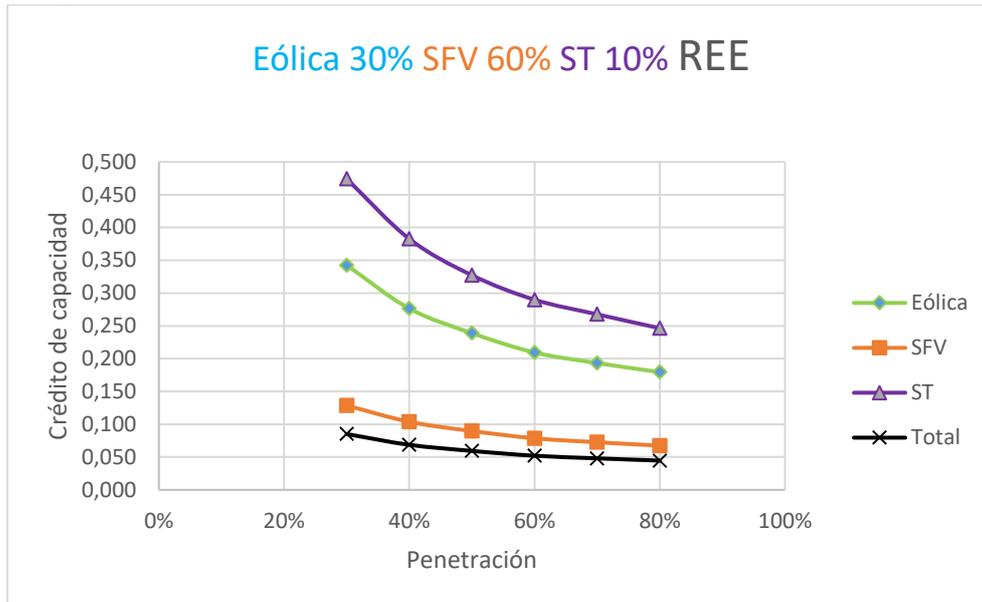


Figura 26 CC en porcentaje de Eólica(30%), SFV(60%) y ST(10%) para REE

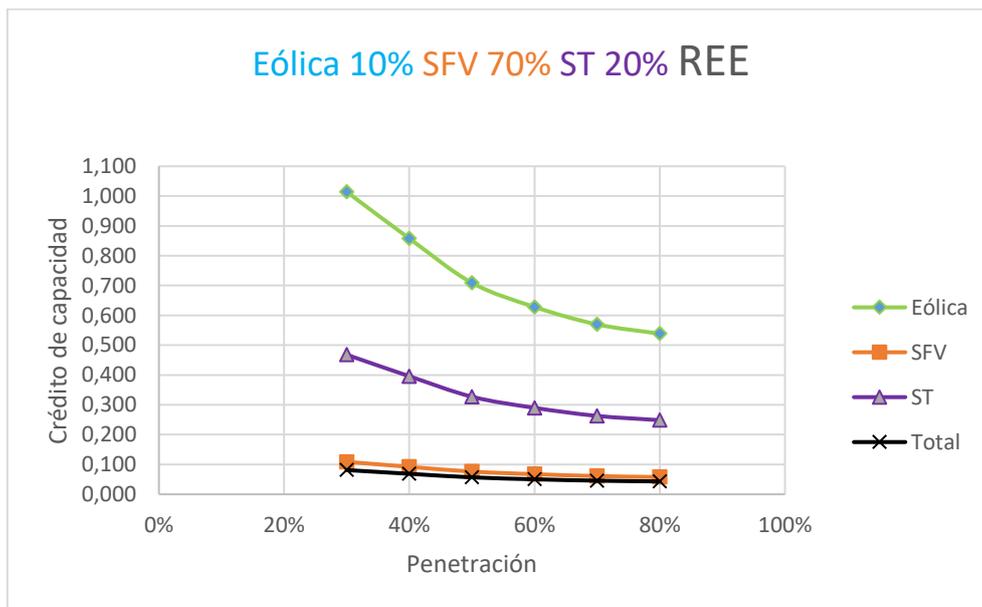


Figura 27 CC en porcentaje de Eólica(10%), SFV(70%) y ST(20%) para REE

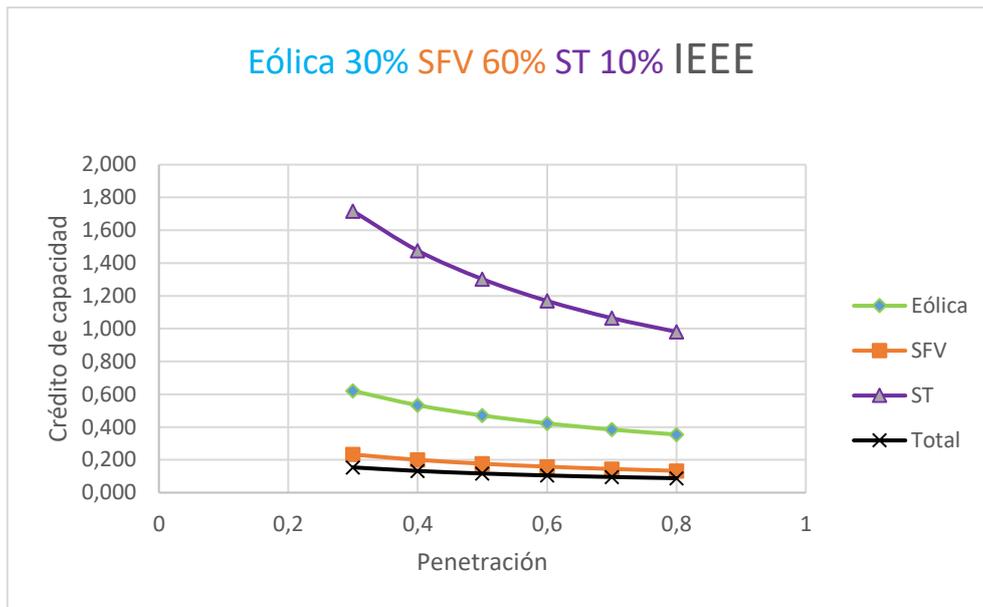


Figura 28 CC en porcentaje de Eólica(30%), SFV(60%) y ST(10%) para IEEE

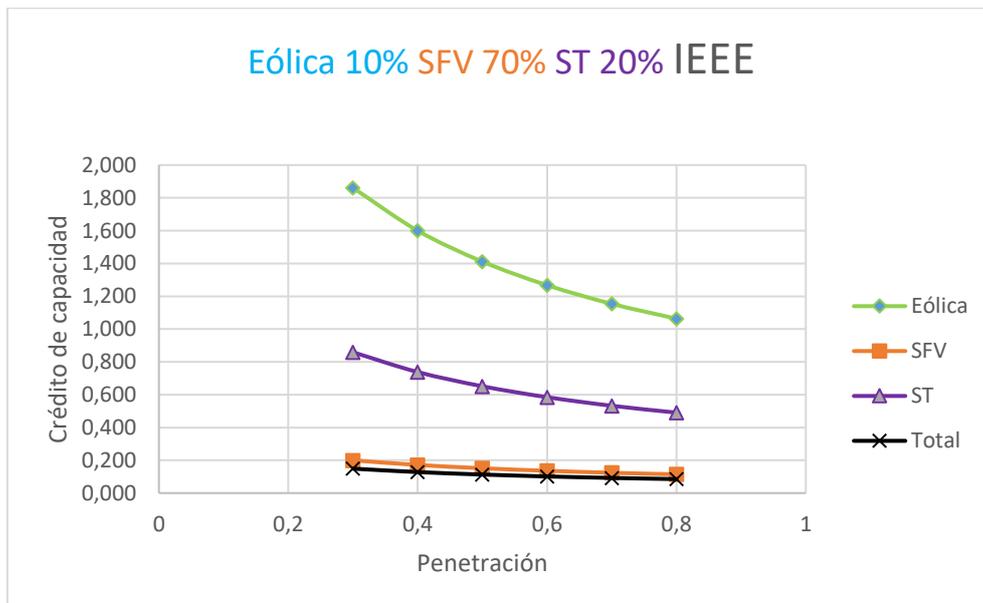


Figura 29 CC en porcentaje de Eólica(10%), SFV(70%) y ST(20%) para IEEE

4.3.3. Grupo ST

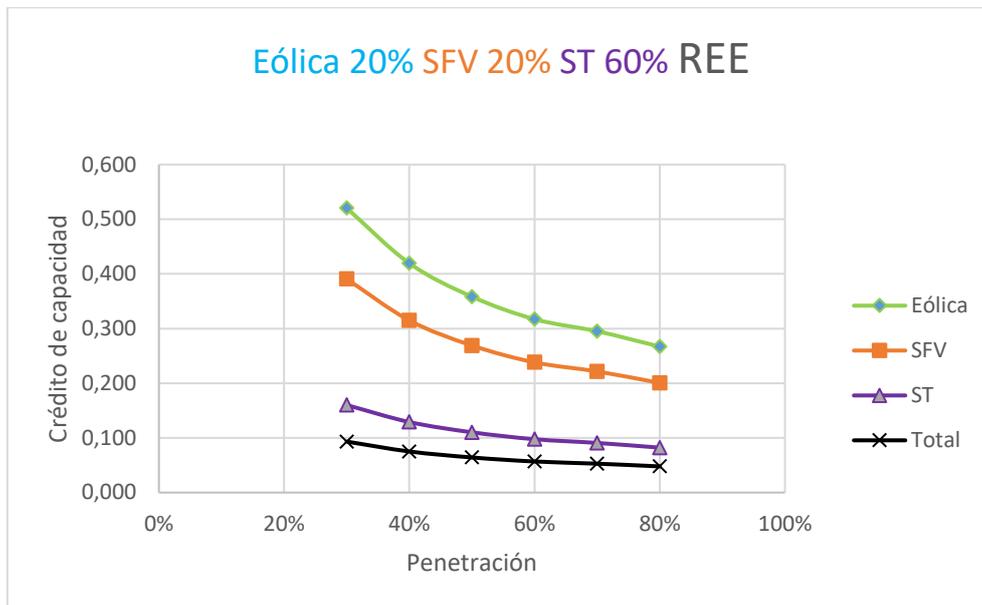


Figura 30 CC en porcentaje de Eólica(20%), SFV(20%) y ST(60%) para REE

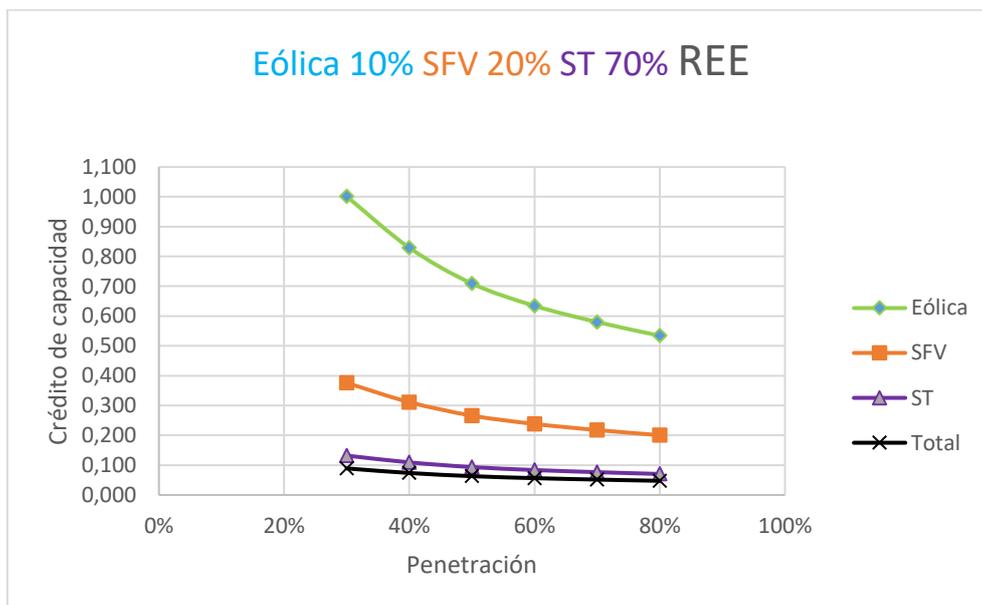


Figura 31 CC en porcentaje de Eólica(10%), SFV(20%) y ST(70%) para REE

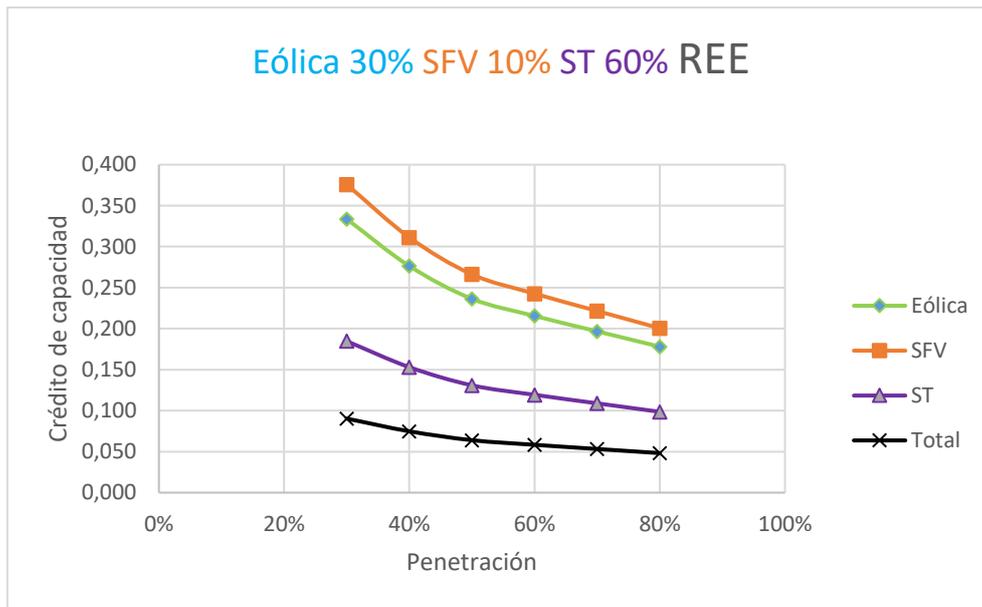


Figura 32 CC en porcentaje de Eólica(30%), SFV(10%) y ST(60%) para REE

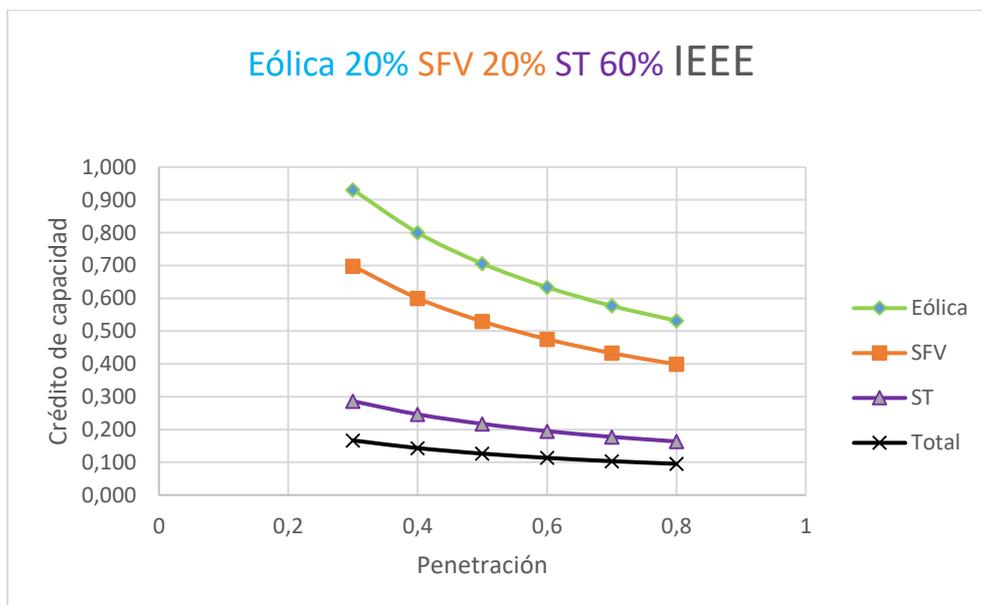


Figura 33 CC en porcentaje de Eólica(20%), SFV(20%) y ST(60%) para IEEE

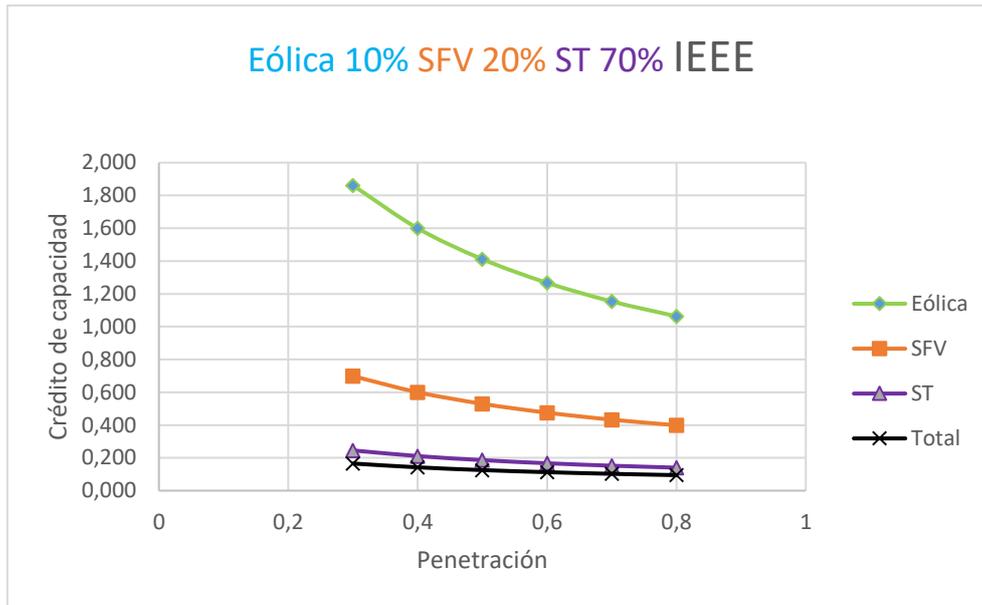


Figura 34 CC en porcentaje de Eólica(10%), SFV(20%) y ST(70%) para IEEE

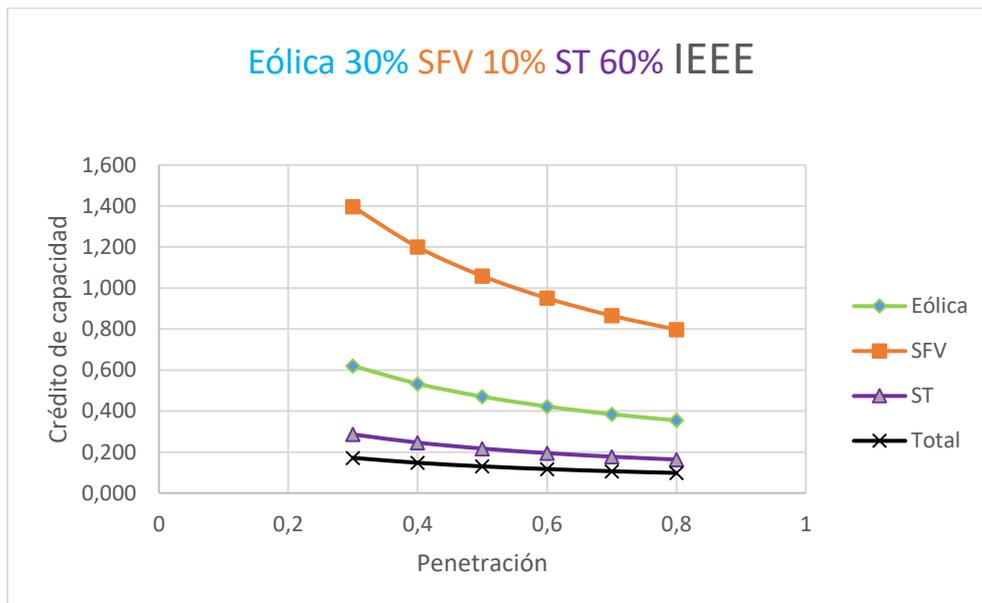


Figura 35 CC en porcentaje de Eólica(30%), SFV(10%) y ST(60%) para IEEE

Se observa que la tecnología con mayor potencia instalada en cada uno de los casos su CC se aproxima mucho al CC total, esto es algo que tiene lógica ya que si observamos la fórmula del CC depende directamente de la potencia total instalada, es decir, mayor potencia instalada mayor repercusión en el CC total. Esto es algo que también se podía ver en la comparativa de las gráficas de la generación individual eólica y proporcional. No hay mucho que comentar respecto de las tecnologías renovables en las gráficas con poca participación, simplemente que tienen un CC muy elevado debido a la poca participación. Sin embargo, se puede observar peores resultados para valores de penetración entorno al 30% y 40% del CC respecto del grupo SFV con los otros dos, pero

para una penetración del 80% el CC de todas las gráficas son muy próximos. Esto se aplica tanto para las gráficas de REE y IEEE las cuales no tienen grandes diferencias en las tendencias. La diferencia más apreciable de IEEE respecto de REE sería que para las gráficas donde predomina la generación SFV y ST, la diferencia del CC con respecto a la generación eólica es visualmente apreciable, esto se debe a las diferencias de las centrales convencionales con los valores P_D y curvas de demanda entre REE y IEEE.

4.3.4. Grupo equilibrado

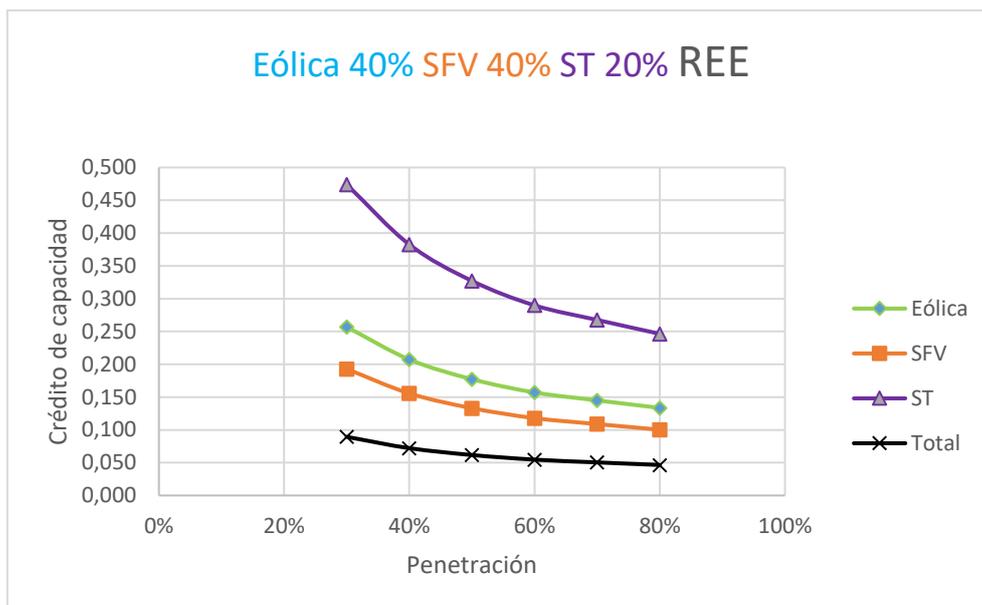


Figura 36 CC en porcentaje de Eólica(40%), SFV(40%) y ST(20%) para REE

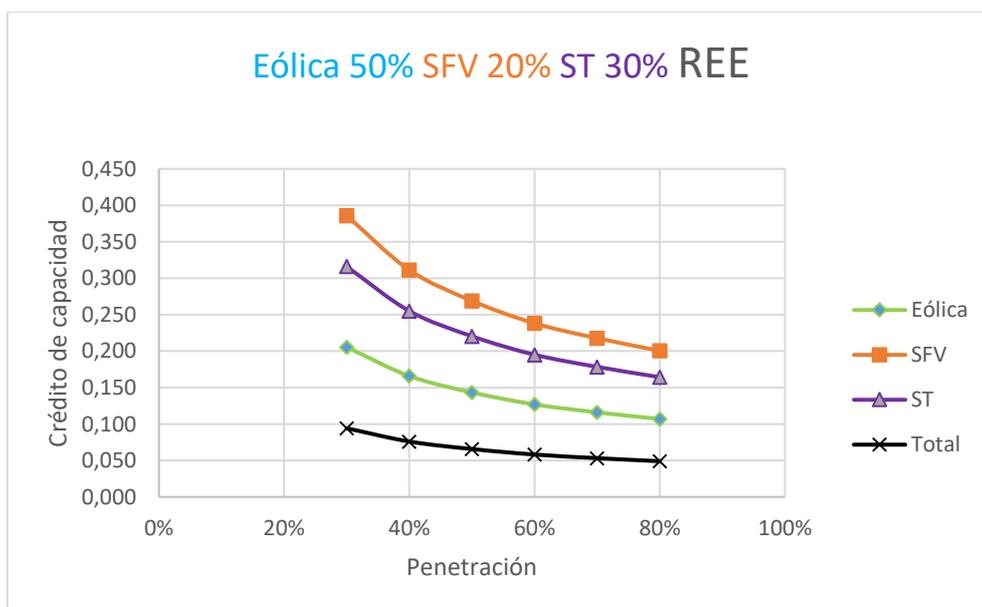


Figura 37 CC en porcentaje de Eólica(50%), SFV(20%) y ST(30%) para REE

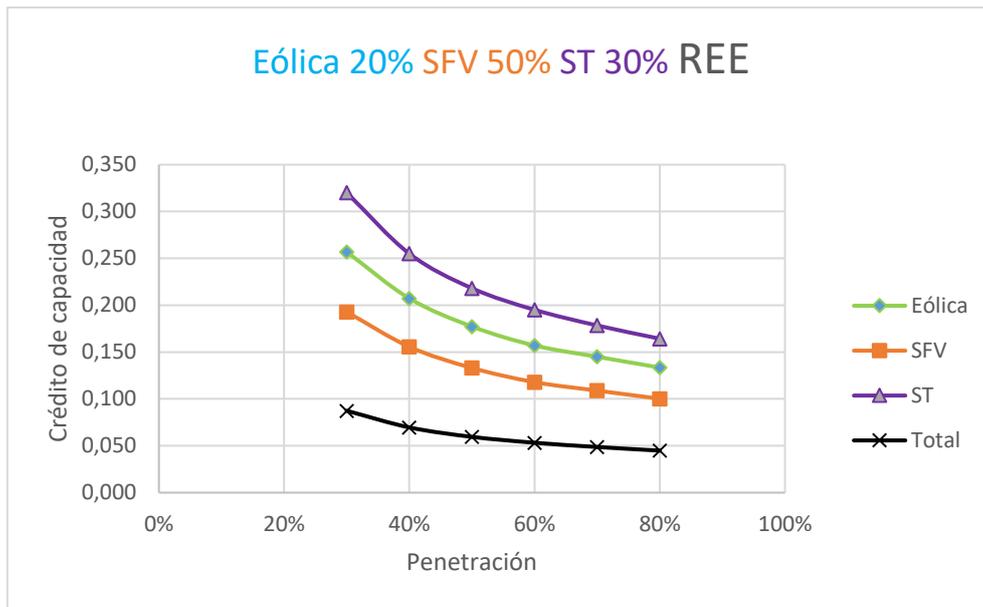


Figura 38 CC en porcentaje de Eólica(20%), SFV(50%) y ST(30%) para REE

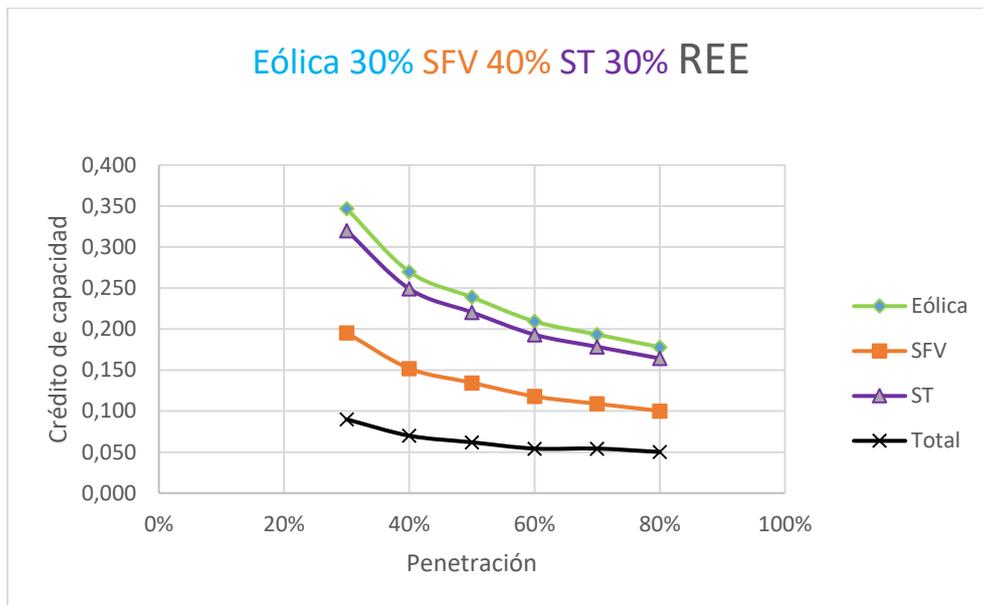


Figura 39 CC en porcentaje de Eólica(30%), SFV(40%) y ST(30%) para REE

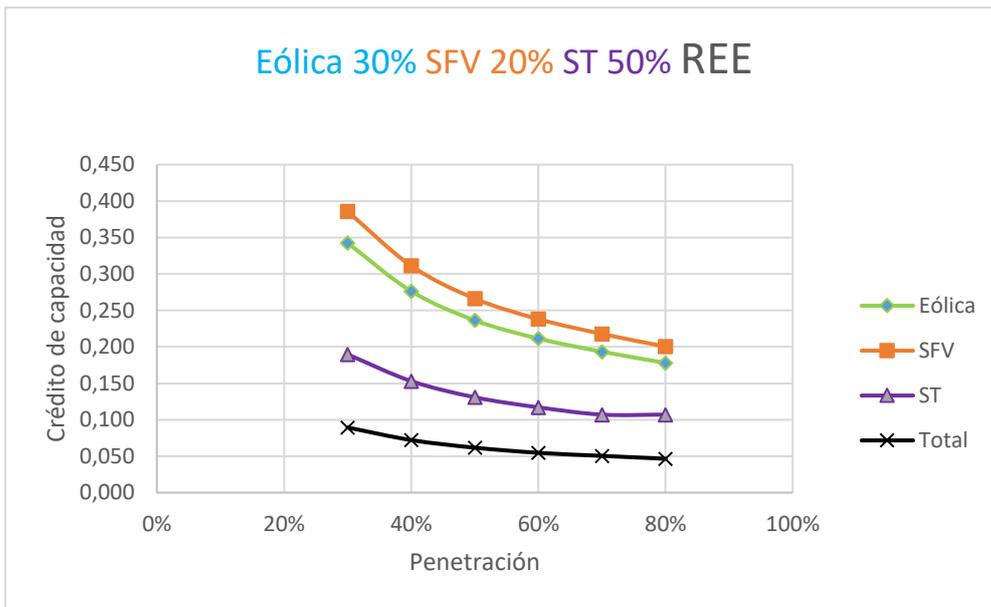


Figura 40 CC en porcentaje de Eólica(30%), SFV(20%) y ST(50%) para REE

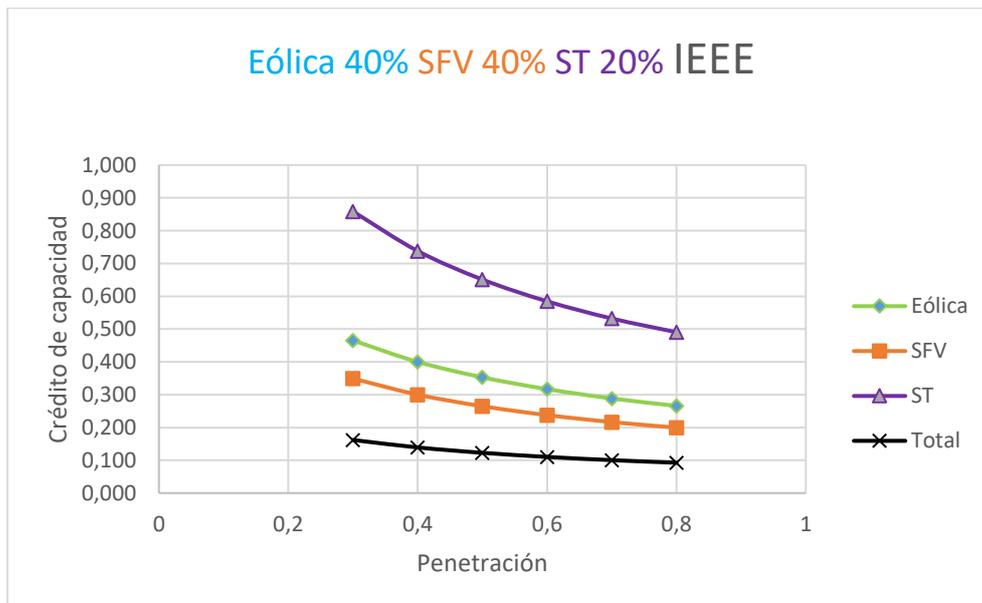


Figura 41 CC en porcentaje de Eólica(40%), SFV(40%) y ST(20%) para IEEE

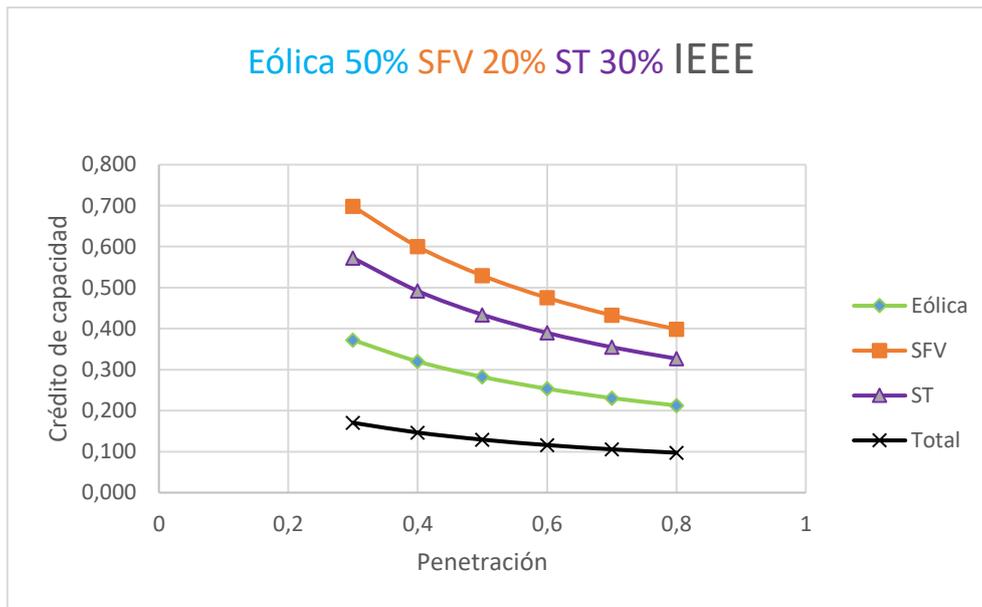


Figura 42 CC en porcentaje de Eólica(50%), SFV(20%) y ST(30%) para IEEE

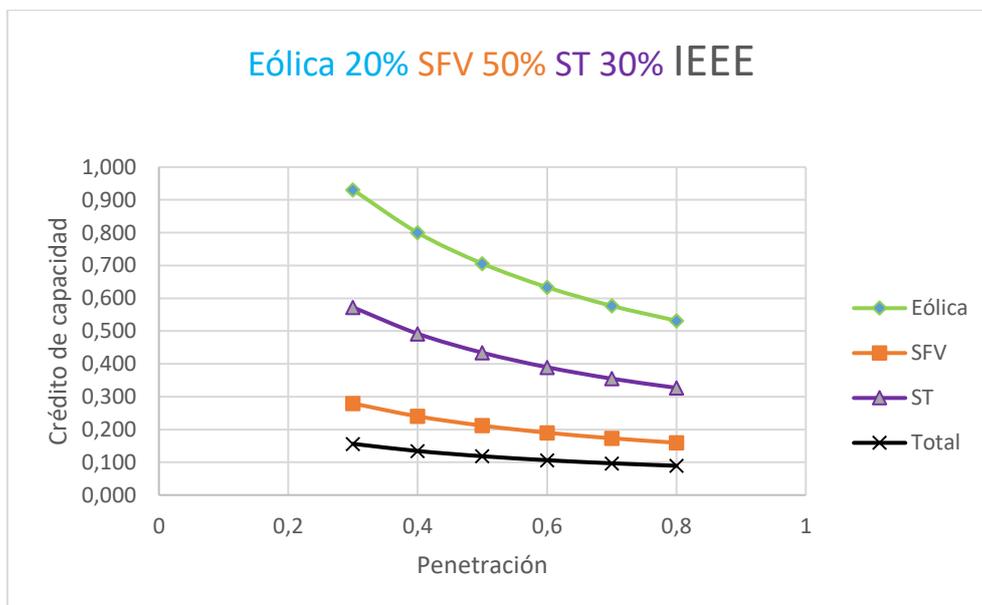


Figura 43 CC en porcentaje de Eólica(20%), SFV(50%) y ST(30%) para IEEE

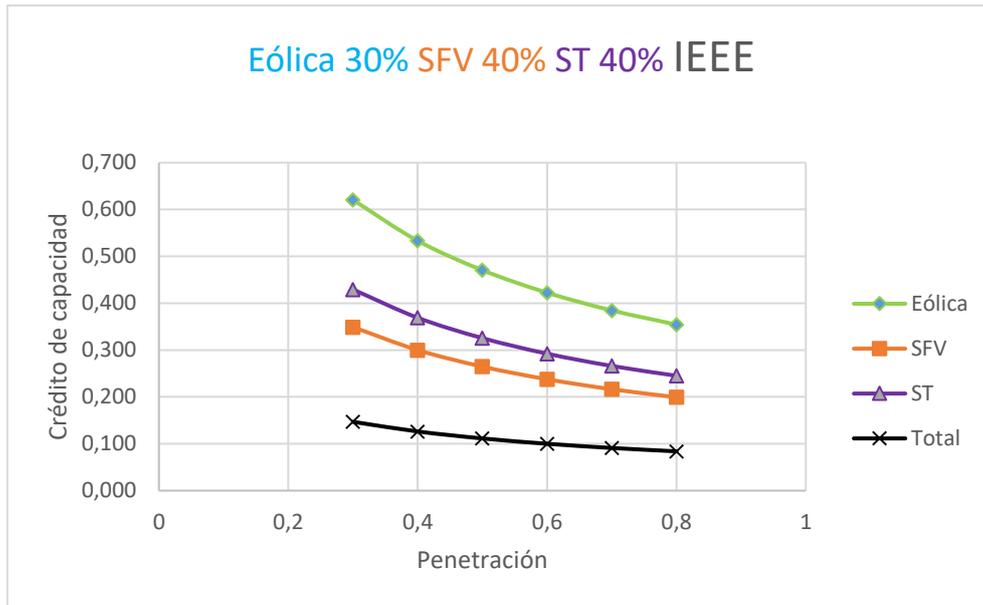


Figura 44 CC en porcentaje de Eólica(30%), SFV(40%) y ST(40%) para IEEE

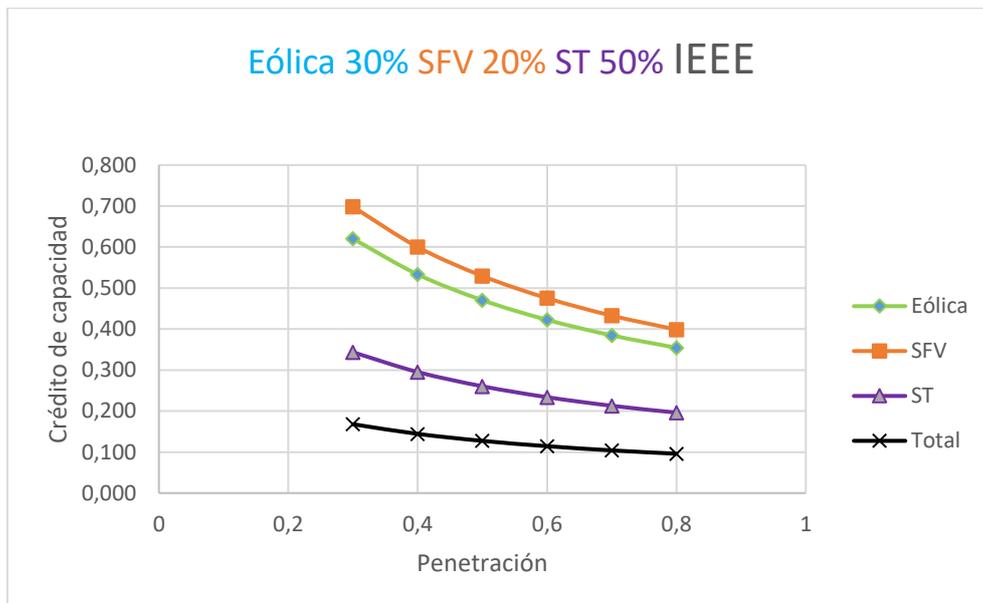


Figura 45 CC en porcentaje de Eólica(30%), SFV(20%) y ST(50%) para IEEE

Por último, en este grupo para valores de penetración del 80% ocurre como en los otros grupos, el CC total es muy próximo. Para valores de penetración entorno al 30% el CC también es muy próximo. En el grupo con porcentajes parecidos se puede volver apreciar la diferencia de eficiencia de las diferentes tecnologías como ocurría en la comparativa del caso individual, cuando los valores de porcentaje son los mismos se observa que tecnología tiene mejor rendimiento manteniendo la misma fiabilidad. Y por último, no se observan diferencias en las tendencias entre REE y IEEE.

5.CONCLUSIÓN

Este estudio se basa en analizar la fiabilidad del sistema eléctrico español con un método probabilístico a partir de simulaciones utilizando el método de Monte Carlo. Se han tenido en cuenta las variaciones de las tres tecnologías renovables (eólica, SFV y ST) con mayor impacto y posible cambio de un futuro próximo.

Al haber analizado dos sistemas diferentes (REE e IEEEE) y obtener tendencias similares con disposiciones de centrales diferentes, utilizando la misma metodología de cálculo para ambas redes se puede decir que; un incremento en la potencia instalada de energías renovables con una gran penetración en el sistema disminuye mucho el CC para mantener la misma fiabilidad del sistema actual cubierto solo por centrales convencionales, esto quiere decir que el sistema depende mucho más de la incertidumbre, aunque cumpla la condición de LOLE inicial se requiere instalar mucha más potencia para mantener la misma fiabilidad, teniendo en cuenta que el valor de LOLE para este estudio es mucho más restrictivo que el de la REE.

También se observa la relevancia de la generación eólica y el motivo de este, con mismos porcentajes de partida respecto de las otras dos tecnologías se ve a partir del CC mejores resultados de eficiencia. Este es un motivo relevante por el que las tecnologías SFV y ST tienen menos potencia instalada y peores resultados en el CC ya que se investiga menos al ser menos rentables, aunque esto es algo que las administraciones están intentando corregir impulsando el desarrollo sostenible.

Estos resultados son una aproximación o pueden aportar una idea que como se puede desarrollar la red, pero no son resolutivos, ya que no se tiene en cuenta a los operadores del sistema, limitaciones de la red, comportamientos de los mercados, leyes restrictivas impuestas por administraciones, etc.

Una recomendación para un siguiente estudio sería intentar crear un algoritmo para detectar la incertidumbre de los recursos de generación de las tecnologías renovables, lo cual permitirá dejar depender de las centrales convencionales.

6.BIBLIOGRAFÍA

- [1]. Billinton, Li, and Li, Wenyan. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods. New York [etc.: : Plenum, 1994. Print.
- [2]. Tapetado, and Usaola. "Capacity Credits of Wind and Solar Generation: The Spanish Case." *Renewable Energy* 143 (2019): 164-75. Web.
- [3]. Red Eléctrica España (REE), ESIOS, 2019. <https://www.esios.ree.es/es> (Acceso 20 Mayo 2019)
- [4].Red Eléctrica Española, Avance del informe del sistema eléctrico español 2018, https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2019/Avance_ISE_2018.pdf
- [5].Comisión Europea, 2030 climate and energy framework, https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en
- [6] .Zeng, Yaxiong, Diego Klabjan, and Jorge Arinez. "Distributed Solar Renewable Generation: Option Contracts with Renewable Energy Credit Uncertainty." *Energy Economics* 48 (2015): 295. Web.
- [7]. Ruiz-Romero, Colmenar-Santos, Gil-Ortego, and Molina-Bonilla. "Distributed Generation: The Definitive Boost for Renewable Energy In Spain." *Renewable Energy* 53 (2013): 354-64. Web.

7.ANEXO

En este anexo aparece el código con el cual se han llevado a cabo las simulaciones que comprende los resultados de este estudio. El programa empleado se trata de MATLAB R2017b. A continuación, aparecen fragmentos del script que le dan sentido a muchas de las explicaciones que aparecen a lo largo del documento. Aunque en la realización de dicho script se han empleado una cantidad ingente de datos, estos solo quedan referenciados a su fuente.

```
%%Calculo de potencia de carga;
Pmax=2850; %MW

%Potencia de pico semanal

P_pico_semana=[0.86*Pmax;0.9*Pmax;0.878*Pmax;0.834*Pmax;0.88*Pmax;0.841*Pmax;0.832*Pmax;0.806*Pmax;0.74*Pmax;0.737*Pmax;0.715*Pmax;0.727*Pmax;0.7

%Carga máxima diaria en porcentaje del pico semanal

P_pico_diario=[0.93,1,0.98,0.96,0.94,0.77,0.75];

%Potencia pico semanal por carga maxima diaria,
%ORDEN;Lunes,Martes,Miercoles,Jueves,Viernes,Sabado,Domingo

Matriz_52=P_pico_semana*P_pico_diario;

%Semana 1-8, 44-52 INVIERNO
Potencia_invierno_diario=[0.67,0.63,0.6,0.59,0.59,0.6,0.74,0.86,0.95,0.96,0.96,0.95,0.95,0.95,0.93,0.94,0.99,1,1,0.96,0.91,0.83,0.73,0.63];
Potencia_invierno_finsemana=[0.78,0.72,0.68,0.66,0.64,0.65,0.66,0.7,0.8,0.88,0.9,0.91,0.9,0.88,0.87,0.87,0.91,1,0.99,0.97,0.94,0.92,0.87,0.81];

%Semana 18-30 VERANO
Potencia_verano_diario=[0.64,0.6,0.58,0.56,0.56,0.58,0.64,0.76,0.87,0.95,0.99,1,0.99,1,1,0.97,0.96,0.96,0.93,0.92,0.92,0.93,0.87,0.72];
Potencia_verano_finsemana=[0.74,0.7,0.66,0.65,0.64,0.62,0.62,0.66,0.81,0.86,0.91,0.93,0.93,0.92,0.91,0.91,0.92,0.94,0.95,0.95,1,0.93,0.88,0.8];

%Semana 9-17 , 31-43 PRIMAVERA Y OTOÑO
Potencia_proto_diario=[0.63,0.62,0.6,0.58,0.59,0.65,0.72,0.85,0.95,0.99,1,0.99,0.93,0.92,0.9,0.88,0.9,0.92,0.96,0.98,0.96,0.9,0.8,0.7];
Potencia_proto_finsemana=[0.75,0.73,0.69,0.66,0.65,0.65,0.68,0.74,0.83,0.89,0.92,0.94,0.91,0.9,0.9,0.86,0.85,0.88,0.92,1,0.97,0.95,0.9,0.85];
```

Figura 46 Código MATLAB de los datos de demanda de IEEE

En esta figura se procede la introducción en MATLAB de las tablas [1] [2] [3].

```

%%Matriz 8736 H
j=1;
for x=1:52
    for y=1:7
        matriz364(j,1)=Matriz_52(x,y);
        j=j+1;
    end
end

for z=1:364
    for l=1:24
        if z==1||z==2||z==3||z==4||z==5||z==8||z==9||z==10||z==11||z==12||z==
            Total(z,1)= matriz364(z,1)*Potencia_invierno_diario(1,1);

        elseif z==6||z==7||z==13||z==14||z==20||z==21||z==27||z==28||z==34||z
            Total(z,1)= matriz364(z,1)*Potencia_invierno_finsemana(1,1);

        elseif z==120||z==121||z==122||z==123||z==124||z==127||z==128||z==129
            Total(z,1)= matriz364(z,1)*Potencia_verano_diario(1,1);

        elseif z==125||z==126||z==132||z==133||z==139||z==140||z==146||z==147
            Total(z,1)= matriz364(z,1)*Potencia_verano_finsemana(1,1);

        elseif z==57||z==58||z==59||z==60||z==61||z==64||z==65||z==66||z==67|
            Total(z,1)= matriz364(z,1)*Potencia_proto_diario(1,1);

        else
            Total(z,1)= matriz364(z,1)*Potencia_proto_finsemana(1,1);
        end
    end
end
end

```

Figura 47 Código MATLAB de la demanda de IEEE

En esta figura se procede al cálculo que aparece en el capítulo 3.6, en primer lugar, se calcula la potencia de demanda en porcentaje del sistema IEEE para los 364 días el año y en segundo lugar se calcula matriz de demanda a partir de los datos de la tabla [3].

```

%%Calculo del consumo a partir de los datos de REE de 2018
for z=1:8760
    Consumo_New(z,1)=Consumo_2018(z,1)+CBombeo(z,1)-MHidraulica(z,1)-MCogeneracion(z,1)-MNOUGH(z,1)-MUGH(z,1)-MTUR(z,1)+5
end

```

Figura 48 Código MATLAB de la demanda en REE

En la figura aparece el sumatorio con el cual se deja los valores de demanda de 2018 en España en manos de la generación convencional de centrales térmicas y ciclos combinados y las tres tecnologías renovables analizadas en este estudio (eólica, SFV y ST).

```
% % Calculo de potencia renovable en nuestro sistema a partir de datos de
% % España

% EnergiaSistema1=sum(Consumo_New1);
EnergiaSistema=sum(Consumo_New1);
% EnergiaSistema=sum(EnergiaSistema1);
EnergiaRenovable=0.3*EnergiaSistema;
EnergiaEolica=(sum(MEolica));
EnergiaSFV=(sum(MSolarFotovoltaica));
EnergiaST=(sum(MSolarTermica));
% EnergiaEolica=(sum(SumEolica));
% EnergiaSFV=(sum(SumSFVT));
% EnergiaST=(sum(SumTermica));

EnergiaRenovableESP=sum(SumEnergia);
% Energia_Eolica_Sistema=EnergiaEolica*EnergiaRenovable/EnergiaRenovableESP;
% Energia_SFT_Sistema=EnergiaSFV*EnergiaRenovable/EnergiaRenovableESP;
% Energia_ST_Sistema=EnergiaST*EnergiaRenovable/EnergiaRenovableESP;

Energia_Eolica_Sistema=0.4*EnergiaRenovableESP*EnergiaRenovable/EnergiaRenovableESP;
Energia_SFT_Sistema=0.4*EnergiaRenovableESP*EnergiaRenovable/EnergiaRenovableESP;
Energia_ST_Sistema=0.2*EnergiaRenovableESP*EnergiaRenovable/EnergiaRenovableESP;

PEolica_Sistema=PEolicaInstalada*Energia_Eolica_Sistema/EnergiaEolica;
PSFT_Sistema=PSolarFotovoltaicaInstalada*Energia_SFT_Sistema/EnergiaSFV;
PST_Sistema=PSolarTermicaInstalada*Energia_ST_Sistema/EnergiaST;
SumaRenovables=PEolica_Sistema+PSFT_Sistema+PST_Sistema;
% SumaRenovables=PST_Sistema;
```

Figura 49 Código MATLAB de la modificación de la participación de energía renovable para REE e IEEE

En la figura queda registrado la parte del código más importante, ya que en esta parte es donde se realizan las modificaciones principales de cálculo. Desde el incremento de penetración de las energías renovables en los tres grupos de estudio que aparecen en este documento hasta la asignación de las diferentes proporciones que cubrirá cada tecnología renovable en el cálculo que le corresponda. También queda incluido la obtención de la potencia de la generación eólica, SFV y ST a partir de la generación en España del sistema de estudio.

```
Credito_Eolica=s/PEolica_Sistema;  
Credito_SFVT=s/PSFT_Sistema;  
Credito_ST=s/PST_Sistema;  
  
CreditoCapacidad=s/SumaRenovables;
```

Figura 50 Código MATLAB del cálculo de CC

En esta parte del código queda registrado la obtención del CC tanto para el sumatorio total de energía renovable como de manera individual, donde *s* mencionado con anterioridad es el incremento de potencia para los diferentes análisis.

```
rng('shuffle');  
  
R1=randi([1 8760],8760,1);  
m=1;  
for m=1:8760  
    NewMatriz(m,1)=SumEnergia(R1(m),1);  
    % NewMatriz(m,1)=SumEnergia(m,1);  
end  
  
RenovablesGenerada=NewMatriz*EnergiaRenovable/EnergiaRenovableESP;  
  
% RenovablesGeneradas_Rescala=reshape(RenovablesGenerada,[365,24]);  
%  
% Total_Renovables=Total-RenovablesGeneradas_Rescala;  
Total_2018=Consumo_New-RenovablesGenerada;
```

Figura 51 Código MATLAB de la curva de generación renovable

En la figura queda registrado como se vuelve una matriz lineal calculada a partir de una base de datos de generación de España en 2018, en una matriz aleatoria con los datos de la matriz lineal de datos. Volviendo así la generación renovable aleatoria y no dependiente de la hora o época del año. El comando *shuffle* permite que cada simulación sea diferente a la anterior ya que el comando *rand* siempre genera valores aleatorios registradas por MATLAB en un orden secuencial. También se puede observar la resta de la generación aleatorizada con la curva de demanda dejando solo así las centrales convencionales para cubrir la última parte de la demanda.

```
%%Generación de número aleatorios para cada hora de cada central
```

```
P_LosBarrios=5.35;  
r1=rand(8760,1)*100;
```

```
P_LitoraldeAlmeria2=5.35;  
r2=rand(8760,1)*100;
```

```
P_LitoraldeAlmeria1=5.35;  
r3=rand(8760,1)*100;
```

```
P_Meirama=5.35;  
r4=rand(8760,1)*100;
```

```
P_Abono2=5.35;  
r5=rand(8760,1)*100;
```

```
P_LaRobla2=5.63;  
r6=rand(8760,1)*100;
```

```
P_Teruel1=5.63;  
r7=rand(8760,1)*100;
```

```
P_Teruel2=5.63;  
r8=rand(8760,1)*100;
```

```
P_Teruel3=5.63;  
r9=rand(8760,1)*100;
```

```
P_Puentes2=5.63;  
r10=rand(8760,1)*100;
```

```
P_Puentes1=5.63;  
r11=rand(8760,1)*100;
```

```
P_Puentes4=5.63;  
r12=rand(8760,1)*100;
```

```
P_Puentes3=5.63;  
r13=rand(8760,1)*100;
```

```
P_Lada4=5.63;  
r14=rand(8760,1)*100;
```

```
P_Narcea3=5.63;  
r15=rand(8760,1)*100;
```

```
P_Anllares=5.63;  
r16=rand(8760,1)*100;
```

Figura 52 Código MATLAB bucle de asignación numero aleatorio a las centrales

```
P_Palos2=4.71;  
r74=rand(8760,1)*100;  
  
P_CampodeGibraltar2=4.71;  
r75=rand(8760,1)*100;  
  
P_Palos1=4.71;  
r76=rand(8760,1)*100;  
  
P_Aceca3=4.71;  
r77=rand(8760,1)*100;  
  
P_Tarragona=4.71;  
r78=rand(8760,1)*100;  
  
P_Castejon2=4.71;  
r79=rand(8760,1)*100;  
  
P_Arcos2=4.71;  
r80=rand(8760,1)*100;  
  
P_Aceca4=4.71;  
r81=rand(8760,1)*100;  
  
P_EscatronPeaker=4.71;  
r82=rand(8760,1)*100;  
  
P_Cofrentes=1.49;  
r83=rand(8760,1)*100;  
  
P_Vandellos2=3.32;  
r84=rand(8760,1)*100;  
  
P_Almaraz1=3.32;  
r85=rand(8760,1)*100;  
  
P_Almaraz2=3.32;  
r86=rand(8760,1)*100;  
  
P_Trillo1=3.32;  
r87=rand(8760,1)*100;  
  
P_Asco1=3.32;  
r88=rand(8760,1)*100;  
  
P_Asco2=3.32;  
r89=rand(8760,1)*100;
```

Figura 53 Código MATLAB bucle de asignación numero aleatorio a las centrales

Las figuras son un bucle el cual no aparece completo por su repetitividad. Registra el valor aleatorio que le corresponde a cada hora de cada año de cada central convencional. Las simulaciones constan de aproximadamente 3000 años sin contar las iteraciones, para cada año esas matrices vuelven a generarse. Los valores de fallo pueden calcularse a partir de la tabla, aunque en el código aparece el valor FOR que es el que aparece en las tablas, este valor es igual al calculado en las fórmulas simplemente aparece en porcentaje.

```
%% Suma de matriz final de la potencia por hora de las centrales convencionales
MPOTENCIA=zeros(8760,1);
z=1;
l=1;
for z=1:8760

    if r1(z,1)>= P_LosBarrios
        MPOTENCIA(z,1)= MPOTENCIA(z,1)+570;
    end
    if r2(z,1)>= P_LitoraldeAlmeria2
        MPOTENCIA(z,1)= MPOTENCIA(z,1)+562;
    end
    if r3(z,1)>= P_LitoraldeAlmeria1
        MPOTENCIA(z,1)= MPOTENCIA(z,1)+558;
    end
    if r4(z,1)>= P_Meirama
        MPOTENCIA(z,1)= MPOTENCIA(z,1)+557;
    end
    if r5(z,1)>= P_Abono2
        MPOTENCIA(z,1)= MPOTENCIA(z,1)+536;
    end
    if r6(z,1)>= P_LaRobla2
        MPOTENCIA(z,1)= MPOTENCIA(z,1)+355;
    end
    if r7(z,1)>= P_Teruel1
        MPOTENCIA(z,1)= MPOTENCIA(z,1)+352;
    end
    if r8(z,1)>= P_Teruel2
        MPOTENCIA(z,1)= MPOTENCIA(z,1)+352;
    end
    if r9(z,1)>= P_Teruel3
        MPOTENCIA(z,1)= MPOTENCIA(z,1)+351;
    end
    if r10(z,1)>= P_Puentes2
        MPOTENCIA(z,1)= MPOTENCIA(z,1)+351;
    end
    if r11(z,1)>= P_Puentes1
        MPOTENCIA(z,1)= MPOTENCIA(z,1)+351;
    end
    if r12(z,1)>= P_Puentes4
        MPOTENCIA(z,1)= MPOTENCIA(z,1)+351;
    end
    if r13(z,1)>= P_Puentes3
        MPOTENCIA(z,1)= MPOTENCIA(z,1)+350;
    end
    if r14(z,1)>= P_Lada4
        MPOTENCIA(z,1)= MPOTENCIA(z,1)+348;
    end
    if r15(z,1)>= P_Narcea3
        MPOTENCIA(z,1)= MPOTENCIA(z,1)+347;
    end
end
```

Figura 54 Código MATLAB bucle del sumatorio de la centrales

```
if r82(z,1) >= P_EscatronPeaker
    MPOTENCIA(z,1) = MPOTENCIA(z,1) + 275;
end
if r83(z,1) >= P_Cofrentes
    MPOTENCIA(z,1) = MPOTENCIA(z,1) + 1064;
end
if r84(z,1) >= P_Vandellos2
    MPOTENCIA(z,1) = MPOTENCIA(z,1) + 1045;
end
if r85(z,1) >= P_Almaraz1
    MPOTENCIA(z,1) = MPOTENCIA(z,1) + 1011;
end
if r86(z,1) >= P_Almaraz2
    MPOTENCIA(z,1) = MPOTENCIA(z,1) + 1006;
end
if r87(z,1) >= P_Trillo1
    MPOTENCIA(z,1) = MPOTENCIA(z,1) + 1003;
end
if r88(z,1) >= P_Ascol
    MPOTENCIA(z,1) = MPOTENCIA(z,1) + 996;
end
if r89(z,1) >= P_Asco2
    MPOTENCIA(z,1) = MPOTENCIA(z,1) + 992;
end

end
```

Figura 55 Código MATLAB bucle del sumatorio de las centrales

El bucle de las figuras está incompleto por su repetitividad. A partir del bucle de las figuras este determina que centrales están en funcionamiento para cada hora, es decir, suma la potencia asignada de cada central a la matriz principal, cada año simulado son resultados diferentes. La potencia de cada central aparece en la tabla [5].

```
%% Comparacion con la matriz registrada y vemos si cumplimos la potencia demandada
z=1;
l=1;
MFINAL=zeros(8760,1);
for z=1:8760

    if (Total_2018(z,l)+s)<= MPOTENCIA(z,l)
        MFINAL(z,l)=1;
    end

end
PerdidasT=0;
Contador=0;
z=1;
l=1;
for z=1:8760

    if MFINAL(z,l)==0
        PerdidasT=PerdidasT + ((Total_2018(z,l)+s)- MPOTENCIA(z,l)) ;
        Contador=Contador + 1;

    end

end
MContador(p)=[Contador];
MPerdidas(p)=[PerdidasT];
EContador(p)=(MContador(p)-LOLE)^2;
EPerdidas(p)=(MPerdidas(p)-LOEE)^2;
Media=sum(MContador)/p;
MediaP=sum(MPerdidas)/p;

if p>1
    DContador=sqrt(sum(EContador)/p);
    DPerdidas=sqrt(sum(EPerdidas)/p);
    ValorFinal=DContador/Media;
end

p=p+1;

final=final+0.001;
end
```

Figura 56 Código MATLAB del cálculo de CC y LOLE

Por último, en esta figura aparece la lógica que detecta las horas que la generación no cubre la demanda. Con la matriz resultante de la figura [55] se hace esta comparativa, asignando un 1 para las horas del año en las que la demanda se cubra.

Después de inicializar los contadores en la siguiente lógica, con *Contador* y *PerdidasT* se calcula el valor de LOLE y LOEE respectivamente. Aunque el LOEE no se ha analizado directamente, ha sido un parámetro a tener en cuenta en el análisis de fiabilidad de los resultados de las simulaciones. Al final, se calcula la varianza y se registra los resultados de los contadores de cada año en *MContador* y *MPerdidas*, para cada simulación de año el contador *p* se incrementa en 1, esto se puede visualizar en la figura

[56]. Hasta completar las simulaciones de los 3000 años estos bucles se repiten de manera continuada, hay que destacar que partes del código han sido modificadas para optimizar la fase de cálculo o mejorar la fiabilidad del resultado.