



Evaluación económica de la oferta de servicios de energía de los vehículos eléctricos mediante agregadores de cargas.

Autor: Acha Hombría, Daniel

Director: Ramos Galán, Andrés

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

Resumen del proyecto:

El sector del transporte en la actualidad presenta dos importantes inconvenientes. Por una parte la dependencia de los hidrocarburos, y por otro las emisiones de CO₂. De cara a atajar estos problemas y poder cumplir los objetivos de eficiencia energética y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero propuestos a nivel europeo para 2020, una de las propuestas que tiene mejor acogida es la utilización de vehículos de transmisión eléctrica. El objetivo de este proyecto es estudiar los potenciales beneficios que presentaría controlar la carga de estos vehículos coordinadamente mediante un dispositivo de regulación (al que denominaremos agregador de carga), frente a dejar la carga de estos al “libre albedrío” para un volumen de vehículos eléctricos significativo.

El estudio consta de cuatro fases. En la primera fase se han definido los parámetros principales que caracterizan el escenario de estudio, en este caso el 2020. Durante esta etapa dichos parámetros han sido en la medida de lo posible obtenidos de fuentes que se pudieran considerar precisas y fiables, extrapolados de estas o, como último recurso, estimados. El primer parámetro relevante obtenido es la demanda energética del escenario (concretamente para este estudio se definieron tres demandas diferentes), y la reserva asociada al mismo. Cabe destacar que además de definir la reserva se realiza una comprobación de la capacidad de la misma de absorber incrementos de demanda pronunciados fruto de la recarga de los mismos en estaciones de servicio de carga rápida, también denominadas electrolineras. El siguiente parámetro a definir fue la generación de fuentes renovables intermitentes, dividida en dos grupos de generación, la eólica,



y el resto. Ambas generaciones se efectúan bajo la hipótesis simplificadora de que no existe error en la previsión de disponibilidad de las mismas (la cual produce que el vertido de las mismas sea casi nulo). Los siguientes parámetros caracterizan la generación térmica e hidráulica (incluyendo bombeo). Los últimos parámetros caracterizados son los correspondientes a las características y el comportamiento de los vehículos.

En la segunda fase del proyecto se realizó la ejecución de un modelo de explotación del sistema eléctrico desarrollado por el Instituto de Investigación Tecnológica para los escenarios del estudio. Los escenarios incluyen tres niveles de penetración de vehículos (además del escenario sin vehículos), y seis tipos de carga, a saber carga aleatoria (los vehículos se cargan en todo momento en que están conectados), nocturna (similar al anterior pero los vehículos se cargan en el rango horario 21-6 horas), carga regulada con y sin capacidad de que los vehículos oferten reserva, y carga regulada con generación de los vehículos (V2G), también con y sin oferta de reserva. La ejecución del modelo consiste en una optimización diaria de la operación del sistema, seguida por una simulación que incluye sucesos estocásticos. Se ejecutaron en total 57 escenarios en más de cien horas de ejecución.

La tercera parte del proyecto ha consistido en el análisis de los resultados de las ejecuciones para los diferentes escenarios evaluando los cambios en la generación, los costes y las emisiones.

Y la última etapa ha consistido en la obtención de conclusiones en base a los resultados de la fase anterior. Para estas se han excluido los resultados de carga nocturna y carga regulada con reserva (que no mostraban resultados que hicieran atractivos estos tipos de carga), y las conclusiones en los cambios en generación solo se han obtenido para las tecnologías que han sufrido una variación apreciable, a saber centrales de carbón, ciclo combinado y bombeo.



Economic evaluation of the energetic services offer for electric vehicles using charge aggregators.

Author: Acha Hombría, Daniel

Director: Ramos Galán, Andrés

Cooperating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

Project's summary:

Nowadays, the sector of transportation presents two important disadvantages. The first one is the strong dependence in fossil fuels, and the second one is the CO₂ emissions. In order to face these problems and accomplish the European objectives proposed for 2020 of energetic efficiency and reduction of greenhouse gasses emissions, one of the proposals with better reception is the using of electric vehicles. The main objective of this project is to analyze the potential benefits of managing the charge of these vehicles coordinately through an adjustment device (which we will call charge aggregator), instead of letting the vehicles charge randomly.

The study is made up of four phases. In the first one the main parameters that characterize the scenario have been defined, this time in 2020. During this phase, the parameters have been collected from reliable sources or extrapolated from them when possible, or estimated when these parameters were not available. The first relevant parameter for the scenario is the energetic demand, (specifically, for this study three levels of demand were defined), and the reserve of power related to this demand. It is also noticeable that, besides defining the reserve of power it has also been checked that this reserve is able to absorb the steep increases produced by the charge of the vehicles in gas stations with charge points. The next parameter which was defined was the generation in intermittent renewable sources, which was divided in two separated generation groups, the wind generation, and the rest of the renewable sources energy. Both generations were made under the simplifying hypothesis of having an accurate prediction of the



availability of them (which produces a high level of generation integration). The following parameters characterize the hydrothermal generation (including pump storage). The last parameters define the performance of the electric vehicles.

The second phase was the execution of a model of the electric system's operation developed by the Instituto de Investigación Tecnológica for the scenarios defined. The scenarios include three levels of electric vehicles (besides the scenario without vehicles), and six types of charge, random charge (batteries are charged anytime they are connected to grid), night charge (similar to the previous one but the charge is made between 21 and 6 hours), controlled charge with or without power reserve offered by the vehicles, and controlled charge with vehicle generation (V2G), also with or without power reserve offered by the vehicles. The execution of the model consists of a daily optimization followed by a simulation that includes stochastic events. 57 scenarios were executed in more than hundred hours of execution.

In the third phase results of the executions of the model were analyzed for the different scenarios, evaluating changes in generation, operation costs and emissions.

The last phase consisted on the obtaining of results based on the results of the previous phase. In this phase were excluded the results of night charge and controlled charge with power reserve offer (which did not present attractive results), and the conclusions in generation changes were obtained for those technologies that suffered a significant variation, being them coal power generation, combined cycle generation, and pump-storage hydro electrical generation.



Índice de la memoria

Parte I	Memoria.....	1
Capítulo 1	Introducción	2
1.1	Motivación del proyecto.....	2
1.2	Objetivos.....	2
1.3	Metodología.....	2
1.4	Recursos / herramientas empleadas.....	3
Capítulo 2	Definición del escenario 2020.....	4
2.1	Demanda.....	4
2.2	Reserva	5
2.3	Generación eólica	6
2.4	Otras tecnologías renovables.....	10
2.5	Centrales térmicas.....	14
2.6	Centrales hidráulicas	17
2.7	Vehículos eléctricos	21
Capítulo 3	Cambios en la operación del sistema por el uso de vehículos eléctricos 32	
3.1	Escenario de carga no regulada	32
3.1.1	Carga aleatoria	33
3.1.1.1	Cambios en la generación térmica.....	33
3.1.1.2	Cambios en la generación hidráulica.....	38
3.1.1.3	Cambios en la generación de origen renovable	40
3.1.1.4	Cambios en las emisiones de CO ₂	42
3.1.1.5	Carga de los vehículos.....	43



3.1.2 Carga nocturna	45
3.1.2.1 Cambios en la generación térmica.....	45
3.1.2.2 Cambios en la generación hidráulica.....	48
3.1.2.3 Cambios en la generación de origen renovable	50
3.1.2.4 Cambios en las emisiones de CO ₂	51
3.1.2.5 Carga de los vehículos.....	52
3.2 Escenario de carga regulada.....	54
3.2.1 Vehículos no ofertan reserva.....	55
3.2.1.1 Cambios en la generación térmica.....	55
3.2.1.2 Cambios en la generación hidráulica.....	60
3.2.1.3 Cambios en la generación de origen renovable	63
3.2.1.4 Cambios en las emisiones de CO ₂	64
3.2.1.5 Carga de los vehículos.....	65
3.2.2 Vehículos ofertan reserva.....	67
3.2.2.1 Cambios en la generación térmica.....	67
3.2.2.2 Cambios en la generación hidráulica.....	71
3.2.2.3 Cambios en la generación de origen renovable	72
3.2.2.4 Cambios en las emisiones de CO ₂	73
3.2.2.5 Carga de los vehículos.....	74
3.3 V2G.....	76
3.3.1 Vehículos no ofertan reserva.....	77
3.3.1.1 Cambios en la generación térmica.....	77
3.3.1.2 Cambios en la generación hidráulica.....	81
3.3.1.3 Cambios en la generación de origen renovable	83
3.3.1.4 Cambios en las emisiones de CO ₂	84
3.3.1.5 Carga de los vehículos.....	85
3.3.2 Vehículos ofertan reserva.....	88
3.3.2.1 Cambios en la generación térmica.....	88
3.3.2.2 Cambios en la generación hidráulica.....	92
3.3.2.3 Cambios en la generación de origen renovable	93
3.3.2.4 Cambios en las emisiones de CO ₂	94
3.3.2.5 Carga de los vehículos.....	95
Capítulo 4 Conclusiones.....	99
4.1 Penetración moderada. 200.000 vehículos.....	99
4.1.1 Carga aleatoria	99



4.1.2 Carga regulada	101
4.1.3 V2G.....	102
4.1.4 V2G-Res	104
4.2 Penetración media. 500.000 vehículos	105
4.2.1 Carga aleatoria	105
4.2.2 Carga regulada	106
4.2.3 V2G.....	108
4.2.4 V2G-Res	109
4.3 Penetración alta. 1.000.000 vehículos	111
4.3.1 Carga aleatoria	111
4.3.2 Carga regulada	112
4.3.3 V2G.....	114
4.3.4 V2G-Res	115
4.4 Conclusiones generales.....	116
Capítulo 5 Futuros desarrollos	119
Bibliografía	120



Índice de figuras

Figura 1. Evolución del consumo de energía final (PANER).....	2
Figura 2. Evolución de la demanda media diaria	4
Figura 3. Evolución de la demanda media mensual.....	5
Figura 4. Evolución de la generación eólica media diaria	8
Figura 5. Evolución de la generación eólica media mensual	9
Figura 6. Evolución de la generación renovable no eólica media diaria.....	11
Figura 7. Evolución de la generación renovable no eólica media mensual	12
Figura 8. Evolución de la generación renovable total media mensual.....	13
Figura 9. Evolución de la generación renovable total media diaria	13
Figura 10. Evolución de la generación hidráulica media mensual, series históricas y año 2010 (ESIOS-REE).....	19
Figura 11. Perfiles envolventes máximo y mínimo de generación hidráulica	20
Figura 12. Aportaciones hidráulicas semanales (Confederación hidrográfica del Duero).....	21
Figura 13. Perfiles de consumo simples de los VEs.....	23
Figura 14. Perfiles de consumo del primer tipo de uso diurno de los VEs	24
Figura 15. Perfiles de consumo del segundo tipo de uso diurno de los VEs.....	24
Figura 16. Perfiles de consumo del tercer tipo de uso diurno de los VEs.....	25
Figura 17. Conexión de las flotas del primer tipo de uso diurno	25
Figura 18. Conexión de las flotas del segundo tipo de uso diurno.....	26
Figura 19. Conexión de las flotas del tercer tipo de uso diurno	26



Figura 20. Perfiles de carga aleatoria para el primer tipo de uso diurno.....	28
Figura 21. Perfiles de carga aleatoria para el segundo tipo de uso diurno	29
Figura 22. Perfiles de carga aleatoria para el tercer tipo de uso diurno	29
Figura 23. Perfiles de carga nocturna para el primer tipo de uso diurno	30
Figura 24. Perfiles de carga nocturna para el segundo tipo de uso diurno.....	30
Figura 25. Perfiles de carga nocturna para el tercer tipo de uso diurno	31
Figura 26. Variación de generación en centrales de carbón en carga aleatoria.....	34
Figura 27. Variación de generación en centrales de gas en carga aleatoria	35
Figura 28. Variación de generación en centrales de ciclo combinado en carga aleatoria	36
Figura 29. Variación de generación en térmica no nuclear en carga aleatoria.....	37
Figura 30. Variación de generación hidráulica sin bombeo en carga aleatoria.....	38
Figura 31. Variación de generación hidráulica de bombeo en carga aleatoria.....	39
Figura 32. Vertido eólico en carga aleatoria	41
Figura 33. Emisiones de CO ₂ en carga aleatoria	42
Figura 34. Variación de las emisiones de CO ₂ en carga aleatoria.....	43
Figura 35. Impacto en la curva de demanda promedio de la carga de los VEs en carga aleatoria.....	44
Figura 36. Variación de generación en centrales de carbón en carga nocturna	46
Figura 37. Variación de generación en centrales de ciclo combinado en carga nocturna	47
Figura 38. Variación de generación en térmica no nuclear en carga nocturna	48
Figura 39. Variación de generación hidráulica de bombeo en carga nocturna	49
Figura 40. Emisiones de CO ₂ en carga nocturna.....	51
Figura 41. Variación de las emisiones de CO ₂ en carga nocturna	52
Figura 42. Impacto en la curva de demanda promedio de la carga de los VEs en carga nocturna	53
Figura 43. Variación de generación en centrales de carbón en carga regulada.....	55



Figura 44. Variación de generación en centrales de gas en carga regulada	57
Figura 45. Variación de generación en centrales de ciclo combinado en carga regulada	58
Figura 46. Variación de generación en térmica no nuclear en carga regulada.....	59
Figura 47. Variación de generación hidráulica sin bombeo en carga regulada.....	61
Figura 48. Variación de generación hidráulica de bombeo en carga regulada.....	61
Figura 49. Vertido eólico en carga regulada	63
Figura 50. Emisiones de CO ₂ en carga regulada	64
Figura 51. Variación de las emisiones de CO ₂ en carga regulada.....	64
Figura 52. Impacto en la curva de demanda promedio de la carga de los VEs en carga regulada.....	65
Figura 53. Variación de generación en centrales de carbón en carga regulada-res	67
Figura 54. Variación de generación en centrales de ciclo combinado en carga regulada-res	69
Figura 55. Variación de generación en térmica no nuclear en carga regulada-res	70
Figura 56. Variación de generación hidráulica de bombeo en carga regulada-res	71
Figura 57. Emisiones de CO ₂ en carga regulada-res	73
Figura 58. Variación de las emisiones de CO ₂ en carga regulada-res.....	73
Figura 59. Impacto en la curva de demanda media de la carga de los VEs en carga regulada-res	74
Figura 60. Variación de generación en centrales de carbón en carga V2G.....	77
Figura 61. Variación de generación en centrales de gas en carga V2G	78
Figura 62. Variación de generación en centrales de ciclo combinado en carga V2G	79
Figura 63. Variación de generación en térmica no nuclear en carga V2G.....	80
Figura 64. Variación de generación hidráulica sin bombeo en carga V2G.....	81
Figura 65. Variación de generación hidráulica de bombeo en carga V2G.....	82



Figura 66. Vertido eólico en carga V2G	83
Figura 67. Emisiones de CO ₂ en carga V2G	84
Figura 68. Variación de las emisiones de CO ₂ en carga V2G.....	84
Figura 69. Impacto en la curva de demanda promedio de la carga de los VEs en carga V2G.....	85
Figura 70. Impacto en la curva de demanda promedio de la generación de los VEs en carga V2G.....	86
Figura 71. Variación de generación en centrales de carbón en carga V2G-res.....	88
Figura 72. Variación de generación en centrales de ciclo combinado en carga V2G-res	90
Figura 73. Variación de generación en térmica no nuclear en carga V2G-res.....	91
Figura 74. Variación de generación hidráulica sin bombeo en carga V2G-res.....	92
Figura 75. Variación de generación hidráulica de bombeo en carga V2G-res.....	93
Figura 76. Emisiones de CO ₂ en carga V2G-res	94
Figura 77. Variación de las emisiones de CO ₂ en carga V2G-res.....	94
Figura 78. Impacto en la curva de demanda promedio de la carga de los VEs en carga V2G-res.....	95
Figura 79. Impacto en la curva de demanda promedio de la generación de los VEs en carga V2G-Res	96
Figura 80. Porcentajes de generación por tecnología para 200000 vehículos en carga aleatoria.....	100
Figura 81. Porcentajes de generación por tecnología para 200000 vehículos en carga regulada.....	101
Figura 82. Porcentajes de generación por tecnología para 200000 vehículos en carga V2G.....	102
Figura 83. Porcentajes de generación por tecnología para 200000 vehículos en carga V2G-Res	104



Figura 84. Porcentajes de generación por tecnología para 500000 vehículos en carga aleatoria.....	105
Figura 85. Porcentajes de generación por tecnología para 500000 vehículos en carga regulada.....	106
Figura 86. Porcentajes de generación por tecnología para 500000 vehículos en carga V2G.....	108
Figura 87. Porcentajes de generación por tecnología para 500000 vehículos en carga V2G-Res	109
Figura 88. Porcentajes de generación por tecnología para 1000000 de VEs en carga aleatoria.....	111
Figura 89. Porcentajes de generación por tecnología para 1000000 de VEs en carga regulada.....	112
Figura 90. Porcentajes de generación por tecnología para 1000000 de vehículos en carga V2G.....	114
Figura 91. Porcentajes de generación por tecnología para 1000000 de VEs en carga V2G-Res	115



Índice de tablas

Tabla 1. Previsiones del consumo de energía eléctrica de España hasta 2020 (PANER)	2
Tabla 2. Balance eléctrico español 2020 (PANER)	3
Tabla 3. Hipótesis para determinar el pico de demanda.....	4
Tabla 4. Características operativas de las centrales térmicas según tecnología-1. 16	
Tabla 5. Características operativas de las centrales térmicas según tecnología-2. 17	
Tabla 6. Características operativas de las centrales térmicas según tecnología-3. 17	
Tabla 7. Características operativas de las centrales térmicas según tecnología-4. 17	
Tabla 8. Distancias recorridas de los usos simples de VEs.....	23
Tabla 9. Características de los VEs	27
Tabla 10. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de carbón en carga aleatoria.....	34
Tabla 11. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de gas en carga aleatoria	35
Tabla 12. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de ciclo combinado en carga aleatoria	36
Tabla 13. Porcentaje de la generación total realizado en centrales térmicas no nucleares en carga aleatoria.....	37
Tabla 14. Porcentaje de la generación total realizado por tecnología hidráulica sin bombeo en carga aleatoria	38



Tabla 15. Porcentaje de la generación total realizado en centrales hidráulicas de bombeo en carga aleatoria	39
Tabla 16. Horas anuales de vertido eólico en carga aleatoria	41
Tabla 17. Costes equivalentes de carga de los VEs para cien km en carga aleatoria	44
Tabla 18. Emisiones de CO ₂ equivalentes en carga aleatoria	45
Tabla 19. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de carbón en carga nocturna	46
Tabla 20. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de ciclo combinado en carga nocturna	47
Tabla 21. Porcentaje de la generación total realizado en centrales térmicas no nucleares en carga nocturna	48
Tabla 22. Porcentaje de la generación total realizado en centrales hidráulicas de bombeo en carga nocturna	50
Tabla 23. Costes equivalentes de carga de los VEs para cien km en carga nocturna	53
Tabla 24. Emisiones de CO ₂ equivalentes en carga nocturna	54
Tabla 25. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de carbón en carga regulada	55
Tabla 26. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de gas en carga regulada	57
Tabla 27. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de ciclo combinado en carga regulada	59
Tabla 28. Porcentaje de la generación total realizado en centrales térmicas no nucleares en carga regulada	60
Tabla 29. Porcentaje de la generación total realizado por tecnología hidráulica sin bombeo en carga regulada	61
Tabla 30. Porcentaje de la generación total realizado en centrales hidráulicas de bombeo en carga regulada	62



Tabla 31. Horas anuales de vertido eólico en carga regulada	63
Tabla 32. Costes equivalentes de carga de los VEs para cien km en carga regulada	66
Tabla 33. Emisiones de CO ₂ equivalentes en carga regulada	66
Tabla 34. Porcentaje de la generación total en centrales de carbón en carga regulada-res	68
Tabla 35. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de ciclo combinado en carga regulada-res	69
Tabla 36. Porcentaje de la generación total realizado en centrales térmicas no nucleares en carga regulada-res.....	70
Tabla 37. Porcentaje de la generación total realizado en centrales hidráulicas de bombeo en carga regulada-res	72
Tabla 38. Costes equivalentes de carga de los VEs para cien km en carga regulada-res	75
Tabla 39. Emisiones de CO ₂ equivalentes en carga regulada-res	75
Tabla 40. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de carbón en carga V2G.....	78
Tabla 41. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de gas en carga V2G	79
Tabla 42. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de ciclo combinado en carga V2G	80
Tabla 43. Porcentaje de la generación total realizado en centrales térmicas no nucleares en carga V2G.....	80
Tabla 44. Porcentaje de la generación total realizado por tecnología hidráulica sin bombeo en carga V2G	81
Tabla 45. Porcentaje de la generación total realizado en centrales hidráulicas de bombeo en carga V2G	82
Tabla 46. Horas anuales de vertido eólico en carga V2G	83
Tabla 47. Costes equivalentes de carga de los VEs para cien km en carga V2G..	86



Tabla 48. Emisiones de CO ₂ equivalentes en carga V2G	87
Tabla 49. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de carbón en carga V2G-res.....	88
Tabla 50. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de ciclo combinado en carga V2G-res	90
Tabla 51. Porcentaje de la generación total realizado en centrales térmicas no nucleares en carga V2G-res.....	91
Tabla 52. Porcentaje de la generación total realizado en centrales hidráulicas de bombeo en carga V2G-res	93
Tabla 53. Costes equivalentes de carga de los VEs para cien km en carga V2G-res	96
Tabla 54. Emisiones de CO ₂ equivalentes en carga V2G-res	97
Tabla 55. Optimización de la oferta de reserva en V2G - V2G-res	97
Tabla 56. Variación en la generación, costes y emisiones para 200000 vehículos en carga aleatoria.....	100
Tabla 57. Variación en la generación para 200000 vehículos en carga regulada	101
Tabla 58. Variación en los costes y emisiones para 200000 vehículos en carga regulada	102
Tabla 59. Variación en la generación para 200000 vehículos en carga V2G	103
Tabla 60. Variación en los costes y emisiones para 200000 vehículos en V2G .	103
Tabla 61. Variación en la generación para 200000 vehículos en carga V2G-Res	104
Tabla 62. Variación en los costes y emisiones para 200000 vehículos en carga V2G-Res.....	105
Tabla 63. Variación en la generación, costes y emisiones para 500000 vehículos en carga aleatoria.....	106
Tabla 64. Variación en la generación para 500000 vehículos en carga regulada	107



Tabla 65. Variación en los costes y emisiones para 500000 vehículos en carga regulada	107
Tabla 66. Variación en la generación para 500000 vehículos en carga V2G	108
Tabla 67. Variación en los costes y emisiones para 500000 vehículos en V2G	109
Tabla 68. Variación en la generación para 500000 vehículos en carga V2G-Res	110
Tabla 69. Variación en los costes y emisiones para 500000 vehículos en carga V2G-Res	110
Tabla 70. Variación en la generación, costes y emisiones para 1000000 de vehículos en carga aleatoria	111
Tabla 71. Variación en la generación para 1000000 de vehículos en carga regulada	112
Tabla 72. Variación en los costes y emisiones para 1000000 de vehículos en carga regulada	113
Tabla 73. Variación en la generación para 1000000 de vehículos en carga V2G	114
Tabla 74. Variación en los costes y emisiones para 1000000 de vehículos en V2G	115
Tabla 75. Variación en la generación para 1000000 de vehículos en carga V2G-Res	116
Tabla 76. Variación en los costes y emisiones para 1000000 de vehículos en carga V2G-Res	116
Tabla 77. Beneficios de cada tipo de carga frente a carga aleatoria	117
Tabla 78. Coste de carga cada 100 km según tipo de carga y número de VEs	118
Tabla 79. Emisiones específicas según tipo de carga y número de VEs	118



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

Parte I MEMORIA



Capítulo 1 INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

En la actualidad la fuerte dependencia de los hidrocarburos y las emisiones debidas al uso de combustibles fósiles están planteando un problema para el sector del transporte. Para solventar dichos problemas, una de las opciones más viables que se han planteado ha sido un cambio en la fuente energética de los vehículos. Numerosas compañías del sector de la automoción han llevado ya al mercado (o lo harán en un futuro próximo) modelos de vehículos eléctricos puros (BEV), o híbridos enchufables (PHEV) que a lo largo de la próxima década podrían convertirse en un porcentaje significativo de los vehículos circulantes.

La integración de un considerable número de vehículos eléctricos supone a la vez una serie de retos y de oportunidades de cara a la explotación de la red eléctrica en el futuro.

El incremento de demanda asociado a la carga de los vehículos puede ser costoso para el sistema si no se gestiona adecuadamente la carga de los mismos. Sin embargo una correcta planificación de dicha carga podría contribuir a reducir el desnivel de demanda en las horas de valle respecto a las horas de máximo consumo. Es más, con la posibilidad de descarga de los vehículos con el excedente de energía (V2G, Vehicle To Grid), se podría reducir más dicho desnivel, disminuyendo a la vez la exigencia de generación en los puntos de mayor demanda (en los que es más costosa la generación).



1.2 OBJETIVOS

El objetivo final del proyecto es analizar el impacto sobre la operación del sistema eléctrico producido por la carga de vehículos eléctricos (VEs) en un escenario en el que previsiblemente pueda existir un volumen significativo de los mismos. Los resultados finales que se buscan son principalmente las variaciones del coste de operación y de las emisiones.

1.3 METODOLOGÍA

La primera parte del desarrollo del proyecto consiste en la búsqueda de información para determinar los parámetros que definen el escenario de estudio. En vista de la información disponible y de la evolución prevista para el volumen de VEs presentes en España, el escenario que se estudia es el correspondiente al año 2020. Los datos necesarios para una correcta ejecución son:

- Demanda/Reserva
- Generación esperada de fuentes renovables
- Potencia instalada y funcionamiento de energías convencionales
- Características y carga de los VEs

Una vez definidos los parámetros y ejecutado el modelo se analiza:

- Las variaciones en la generación de las diferentes tecnologías
- Variaciones en las emisiones de CO₂
- Incrementos en los costes de operación del sistema
- Equivalencias de emisiones y costes y comparación con un vehículo de combustión interna.



1.4 RECURSOS / HERRAMIENTAS EMPLEADAS

Los parámetros del escenario están definidos en base a información presente en numerosos documentos proporcionados por fuentes estatales como el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Red Eléctrica de España, la Comisión Nacional de Energía, y otros organismos y proyectos internacionales como puede ser el SUSPLAN o documentos de consultoras y universidades.

Dichos parámetros se introducen en un modelo de explotación cronológica del sistema eléctrico (denominado ROM), que simula la operación del sistema de cada día en un proceso de dos fases. En primer lugar en vista de las previsiones de demanda y generación disponible el modelo planifica la operación del sistema de la manera más óptima posible, para a continuación simular dicha operación con sucesos estocásticos (fallos de generadores por ejemplo). Finalmente se guardan los resultados de la simulación y se parte de la situación de la última hora simulada como punto de partida para repetir el proceso el día siguiente.

El modelo (ROM), ha sido desarrollado por el IIT y sus características se pueden encontrar en la siguiente página:

(<http://www.iit.upcomillas.es/aramos/ROM.htm>).



Capítulo 2 DEFINICIÓN DEL ESCENARIO 2020

Previamente al comienzo de la ejecución del modelo ROM, es necesario determinar los datos de entrada que definan el escenario de estudio. Principalmente se necesitan los elementos que configuran la demanda y la generación del año de estudio. Datos de este tipo ya se han obtenido en otros estudios, pero existe el inconveniente de que no son de carácter público en la mayoría de las ocasiones, por lo que están en mayor o menor medida estimados en base a previsiones del estado del consumo energético en 2020, y las consecuentes necesidades derivadas de este consumo. Es importante remarcar que las políticas del Gobierno de España y la Unión Europea al respecto de las potencias instaladas de generación (especialmente en fuentes de energía primaria renovables), resultan determinantes en la definición de estos datos. En los siguientes apartados se encuentra el origen de dichos datos.

2.1 DEMANDA

El primer dato que se necesita para poder ejecutar el modelo es un perfil de demanda horaria del año de estudio. El perfil de demanda horaria utilizado está determinado a partir del perfil de un año genérico adaptado a las características del año en cuestión.

Para definir la cantidad de energía total demandada se parte de los datos de referencia del PANER [1]. En el mismo se plantean dos escenarios de demanda, uno de referencia y otro con eficiencia energética adicional. En los escenarios estudiados está incluido un tercer escenario de demanda intermedia. Los escenarios planteados en el PANER muestran un recrecimiento de la demanda de energía primaria tras la caída del último trienio relacionada con la crisis económica.

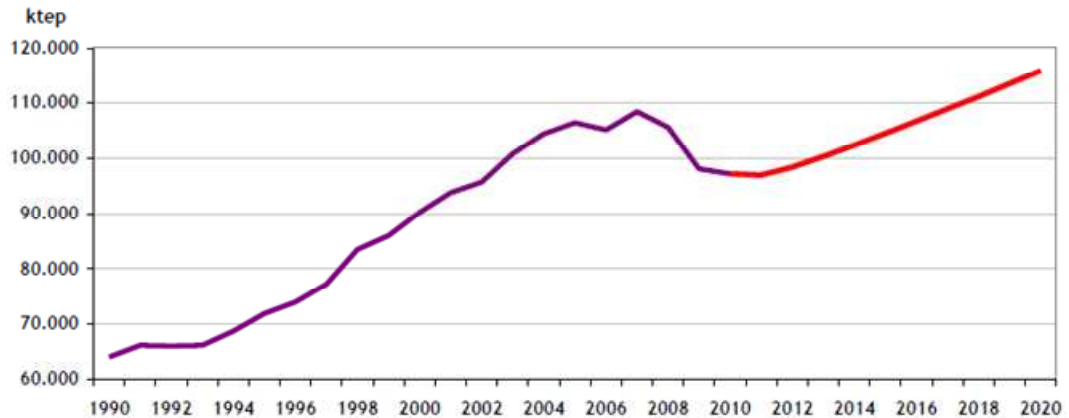


Figura 1. Evolución del consumo de energía final (PANER)

Debido al impacto de la crisis económica el consumo eléctrico total en el año 2010 se redujo hasta niveles del año 2005. Sin embargo como se muestra en la fig. 1 y en la tabla 1 con datos extraídos del PANER la previsión de demanda eléctrica a partir del 2010 muestra un patrón claramente creciente.

Año	Escenario de referencia (ktep)	Escenario con eficiencia energética adicional (ktep)
2005	25080	25080
-	-	-
2010	25056	25056
2011	25616	25513
2012	26428	26105
2013	27571	26951
2014	28589	27593
2015	29647	28264
2016	30926	29140
2017	32072	29863
2018	33271	30625
2019	34517	31421
2020	35816	32269

Tabla 1. Previsiones del consumo de energía eléctrica de España hasta 2020 (PANER)

Los datos de consumo en GWh utilizados están adaptados a los requerimientos del modelo con el que se trabaja. Las características del modelo precisan los datos de generación neta de las centrales españolas.



	Escenario de referencia	Escenario de eficiencia energética adicional
GWh	2020	2020
Producción bruta	424470	400420
Consumos en generación	8878	8878
Producción neta	415592	391542
Consumo en bombeo	11462	11462
Saldo de intercambios	-8000	-25199
Demanda (bc)	396130	354882
Consumo sectores transformadores	5800	5800
Pérdidas transp, distrib	31138	31138
DEMANDA FINAL DE ELECTRICIDAD	359192	317944

Tabla 2. Balance eléctrico español 2020 (PANER)

Para determinar el consumo neto en ambos escenarios se toma la producción neta restándole los consumos en bombeo de la tabla 2, ya que el saldo de intercambios no se refleja en el modelo de trabajo así como los bombeos sí. Finalmente a este resultado se le resta el porcentaje de consumo previsto de territorios extrapeninsulares. El porcentaje utilizado es del 5,88%, que es el que figura en [2], quedando como consumos totales anuales respectivamente para los escenarios de demanda referencia, intermedia y eficiente 380377, 369059 y 357742 GWh.

Para generar la curva prevista se parte de un perfil de un año anterior obtenido del E-SIOS. Para adaptar la curva a la energía consumida prevista se desplaza primero el punto de máxima demanda anual tomado como referencia, para después desplazar el punto de mínima demanda hasta que se alcanzan los consumos previstos, manteniendo así la forma de la curva y cumpliéndose los requisitos de energía.

Importante es remarcar que el punto de demanda máxima se toma como punto fijo para definir los escenarios por ser uno de los más críticos en cuanto a operación del sistema. Este punto fueron está definido a partir de tres hipótesis distintas:

- 1- La rampa de crecimiento de consumo de energía previsto en el PANER para la próxima década es semejante a la que hubo en el periodo 2000-2005. Teniendo los picos de demanda anuales de dichos años en [3] y [11] y aplicando dicha rampa de crecimiento durante diez años tomando como punto de inicio el pico del año anterior se obtiene el pico previsto para 2020.



- 2- Tomando como referencia para escalar el pico las energías consumidas en los respectivos años (obtenida para el 2009 en [2], y prevista para 2020 en el PANER).
- 3- Escalando de nuevo el pico de 2009 a partir de las energías conocidas y previstas de ambos años, pero aplicando un factor de escala diferente al porcentaje de dicho pico que fue producido mediante potencia térmica, y el que fue producido mediante energía de fuentes renovables.

Los resultados de las tres hipótesis pueden encontrarse en la tabla 3.

Hipotesis	Pico resultante (MW)	Variación respecto a promedio (%)
1	65384	-0,71%
2	66092	0,37%
3	66069	0,34%
Promedio	65848,61418	-

Tabla 3. Hipótesis para determinar el pico de demanda.

Como puede apreciarse, las tres hipótesis dan resultados bastantes semejantes, por lo que parece razonable tomar como pico de nuestros escenarios de demanda el promedio de las tres hipótesis.

Los promedios de demanda diaria y mensual obtenidos tras adaptar la curva a las características descritas están reflejados en las figuras 2 y 3.

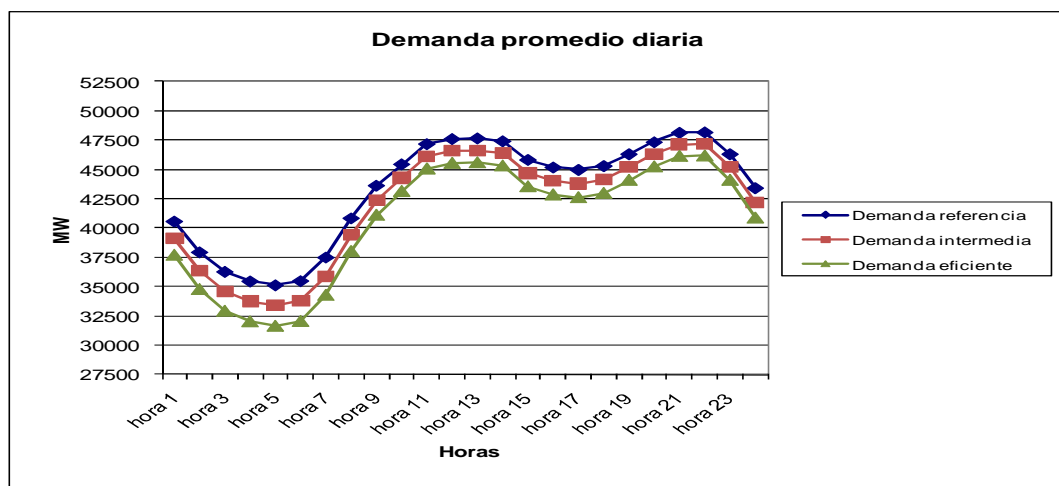


Figura 2. Evolución de la demanda media diaria

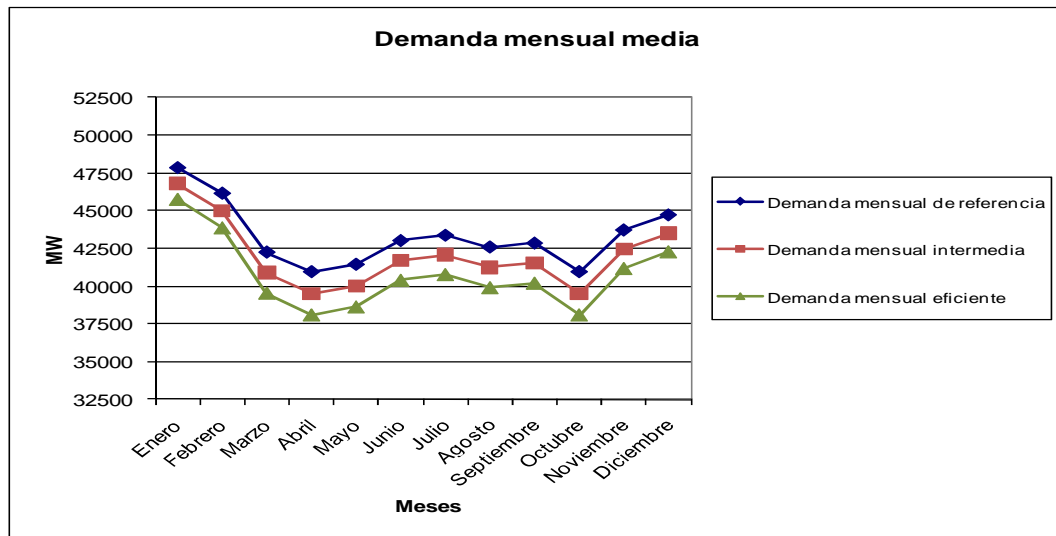


Figura 3. Evolución de la demanda media mensual

La forma de estas curvas se utiliza en la evaluación de resultados en apartados posteriores.

2.2 RESERVA

El modelo con el que se trabaja incluye un nivel de reserva secundaria que es necesario definir para una adecuada simulación de la operación del sistema. Se define esta reserva como la cantidad de potencia que se puede variar en muy corto periodo de tiempo con el fin de adaptarse a las variaciones bruscas de demanda y generación fruto de fallos en grupos de generación y variaciones de producción eólica. Debido al carácter de las variaciones de potencia se define de forma diferente la reserva a subir, y a bajar.

La reserva a subir de cada momento está formada por tres términos, uno dependiente de la demanda, un término independiente de la misma por las pérdidas de generación, y uno dependiente de la generación eólica. La reserva a bajar consta únicamente del término de demanda ya que resulta menos restrictivo habitualmente. Las ecuaciones que definen ambas reservas quedan finalmente:



Reserva a subir = $0,02 \times \text{Demanda} + 1000 + 0,1 \times \text{Generación eólica}$

Reserva a bajar = $0,02 \times \text{Demanda}$

Es importante estudiar si esta reserva es capaz de absorber las variaciones de demanda fruto de las estaciones de servicio de carga rápida (electrolineras) en un escenario de aumento de carga muy pronunciado, como podría ser el mediodía de un día de “operación salida” de vacaciones. Para definir el aumento de este escalón se considera la cantidad de estaciones de servicio que obtenemos en [4], con este definimos la cantidad de puntos de carga disponibles. Suponiendo que en cada estación de servicio se incluyen dos puntos de carga (perspectiva bastante optimista), el número total de puntos de carga disponible es de 18452. La potencia de referencia utilizada para definir la demanda de cada punto de carga es la que viene especificada en el catálogo de especificaciones del Nissan Leaf [24], que son 50 kW. El escalón de demanda fruto que todos los puntos de carga se pusiesen en funcionamiento a la vez sería de 922,6 MW, que es más de un 40% menor que la reserva a subir mínima de todo el año (1691 MW). De todo esto podemos deducir que la reserva secundaria tiene la capacidad necesaria para absorber las variaciones de demanda fruto de esta tecnología.

2.3 GENERACIÓN EÓLICA

En España la generación de origen eólico está fuertemente posicionada como la energía de origen renovable con más potencia instalada y energía generada como bien se puede apreciar en los informes de Red Eléctrica de los últimos años, en los cuales la eólica ha supuesto más del 40% de la energía generada de régimen especial.



No es el objetivo final de este proyecto estudiar en profundidad la integración de la generación eólica en el sistema eléctrico español, ni evaluar la seguridad del suministro y la casación de la misma. Pero es innegable que dada la situación de esta fuente en nuestro sistema, y que el PANER prevé que siga creciendo en la próxima década, es importante dedicarle un apartado al análisis de cuanta energía provee en nuestro estudio.

Desde el punto de vista de nuestro modelo, disponemos de una curva de potencia horaria de un año (de manera similar a la curva generada para la demanda) que indica la potencia eólica disponible que intentamos integrar en el sistema. Si bien es imposible predecir dicha potencia con exactitud (sobre todo a nueve años vista y la previsión de un año entero), la curva está determinada aproximadamente en base a datos de años anteriores, y adaptada a los datos previstos del PANER. El modelo actúa como si recibiera la previsión con 24 horas de antelación (lo cual es más plausible), y optimiza la actuación del sistema en concordancia. Las variaciones de potencia debidas a la naturaleza variable de esta fuente primaria son absorbidas por la reserva secundaria desde el punto de vista de nuestro modelo. Dicha hipótesis simplifica los resultados ya que el vertido eólico se reduce, y se sustenta en que la reserva a subir contiene una componente que depende de la generación eólica prevista.

De forma similar a la obtención de la curva de demanda, para generar la curva de potencia eólica se parte de una curva anual obtenida del E-SIOS. En este caso la curva no se adapta trasladando de forma distinta puntos relevantes de la curva, sino que se aplica el mismo factor de escala a todos los puntos de la curva. Para determinar este factor de escala se parte de la energía total producida según la curva del E-SIOS, y se escala para que alcance la energía total prevista en el PANER que son 78254 GWh.

La curva de generación eólica horaria media diaria se encuentra en la figura 4.

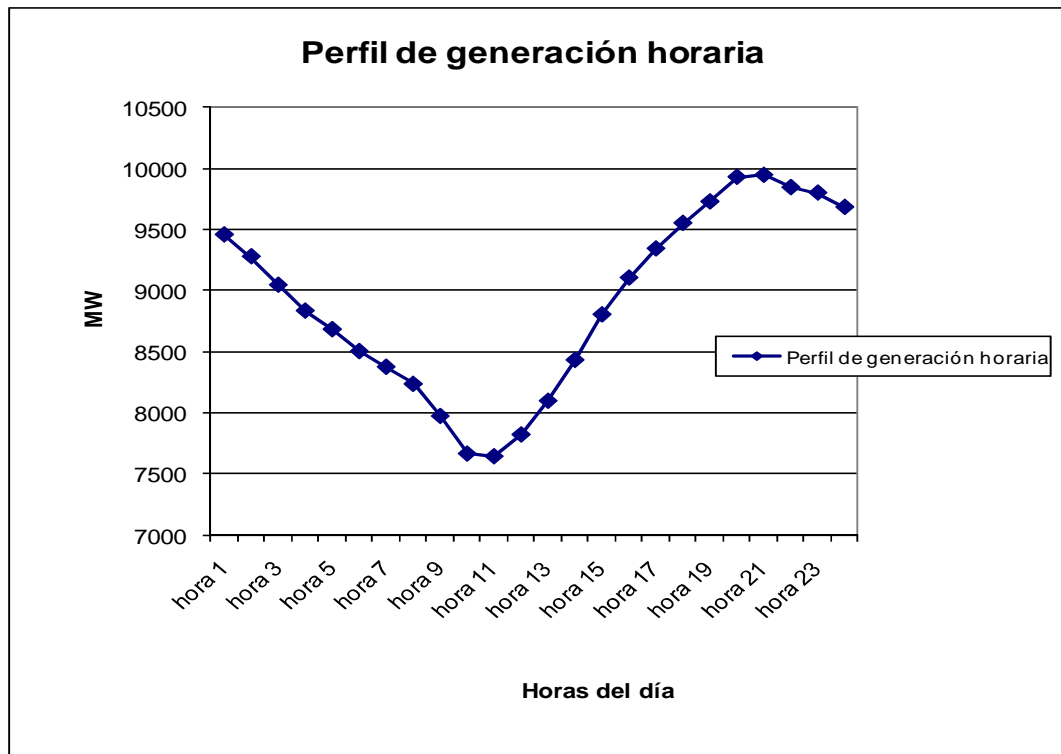


Figura 4. Evolución de la generación eólica media diaria

La dificultad de integrar dicha generación queda patente al observar la posición horaria del pico y el valle de generación medios. El valle se encuentra en torno a las 10-11 de la mañana, coincidiendo con el primer pico de la demanda media horaria. El pico de generación sin embargo se encuentra en la misma franja horaria que el segundo pico de demanda, en este aspecto la forma de la curva resulta beneficiosa de cara a integrar la energía eólica. Sin embargo a partir de ese punto la curva de demanda decrece con una pendiente mucho más pronunciada que la generación eólica haciendo que en el valle de demanda esta se encuentre casi en la media diaria de generación.

La curva de evolución mensual sin embargo muestra una forma más acorde para ambos conceptos (figura 5).

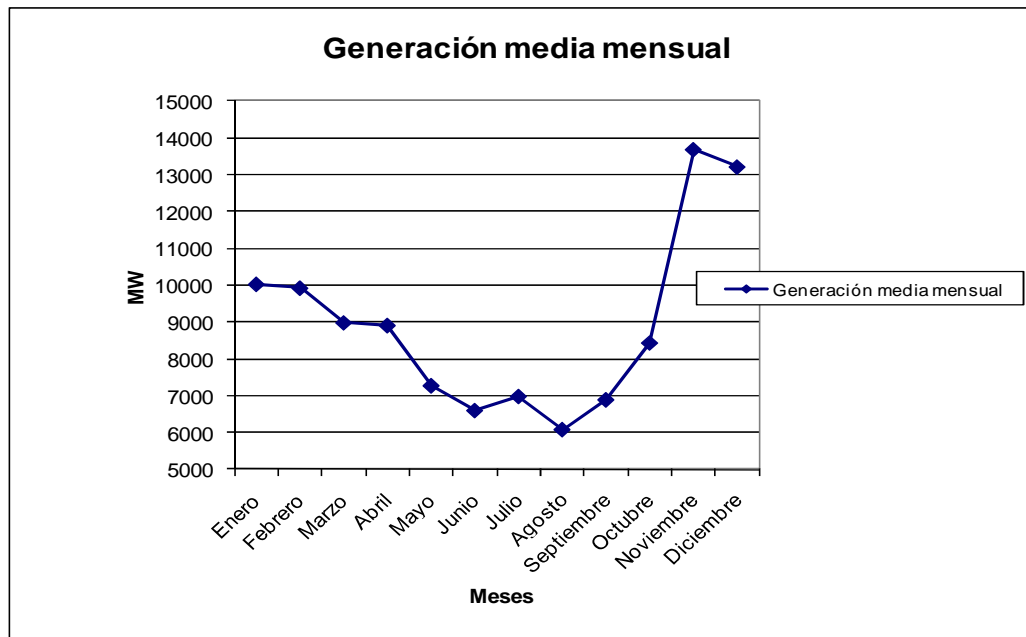


Figura 5. Evolución de la generación eólica media mensual

Lo primero que queda patente en la gráfica es que el año utilizado para definir los datos de la curva resultó particularmente ventoso en los meses de noviembre y diciembre. La pendiente entre octubre y noviembre es muy pronunciada, y las generaciones de los últimos dos meses están muy alejadas de los otros meses como para pensar que es la situación estándar. Igualmente se considera la curva válida ya que no es el objetivo del estudio analizar el impacto del vehículo eléctrico en un año con datos más regulares, sino en un escenario realista, y un año particularmente ventoso en los dos últimos meses lo es, además de concordar con un caso real.

La gráfica nos muestra además que cualitativamente la variación mensual de la producción eólica crece y decrece de forma similar a la de demanda en la separación de la estación fría con las intermedias. La producción es mayor en los meses de invierno, y tiene dos valles de producción en los meses centrales, aunque los valles se encuentren bastante más próximos en el caso de la producción eólica y la separación es más un pico en la demanda que un simple decrecimiento. Pero en los meses más críticos de invierno esta forma favorece la integración de la generación eólica.



2.4 OTRAS TECNOLOGÍAS RENOVABLES

El funcionamiento del resto de energías renovables dentro del modelo es el mismo que el de la energía eólica. El conjunto de generación de energías renovables aparte de la eólica funciona como un bloque generador al que introduciremos una curva de potencia generada disponible que el modelo pretende integrar en el mix de generación de la manera más óptima posible.

En este caso no se dispone de una curva definida ya que el E-SIOS no publica datos de generación horaria para estas tecnologías. Para generar la curva utilizada en primer lugar se definen unas variaciones promedias diarias y mensuales estimadas en base a la naturaleza de las tecnologías renovables. La forma de estas variaciones se encuentra fuertemente marcada por las horas (y las estaciones) de más radiación solar, ya que las previsiones de generación renovable del PANER muestran que la generación solar supone más del 50% de la energía de origen renovable generada (dejando aparte la eólica).

El valle de demanda resultante al generar la curva con estas características se asocia a la potencia instalada de las tecnologías que podríamos denominar de base, o tecnologías de producción continuada, que se corresponden esencialmente con la cogeneración, la mini hidráulica y la generación geotérmica (cuyos datos de potencia y generación se encuentran en el PANER). Una vez adaptada la base prevista se escala el pico de generación obtenido hasta conseguir que la energía suministrada alcance la prevista por el PANER.

Nótese que la previsión de energía total generada por fuentes renovables está compuesta a partir de los elementos del PANER:

- 10000 GWh de la producción total hidráulica, el resto se corresponden con la producción hidráulica de régimen permanente.
- 300 GWh de la producción de energía geotérmica.
- 29669 GWh de la producción de energía solar.
- 220 GWh de la producción de energía mareomotriz.
- 10017 GWh de energía procedente de biomasa.



Ascendiendo a un total de 50579 GWh de energía procedente de fuentes renovables excluyendo la eólica. Una vez obtenida la curva final se comprueba que el pico de generación resultante no excediera la potencia instalada (lo cual sería incongruente). El pico de producción obtenido es de 9781 MW frente a los 18.421 de potencia instalada de este tipo.

Para observar como esta curva de generación podría afectar a la dificultad de integración de la misma en el mix energético, se dispone en las figuras 6 y 7 de la evolución de la generación media mensual y horaria de forma análoga a las figuras de los apartados anteriores.

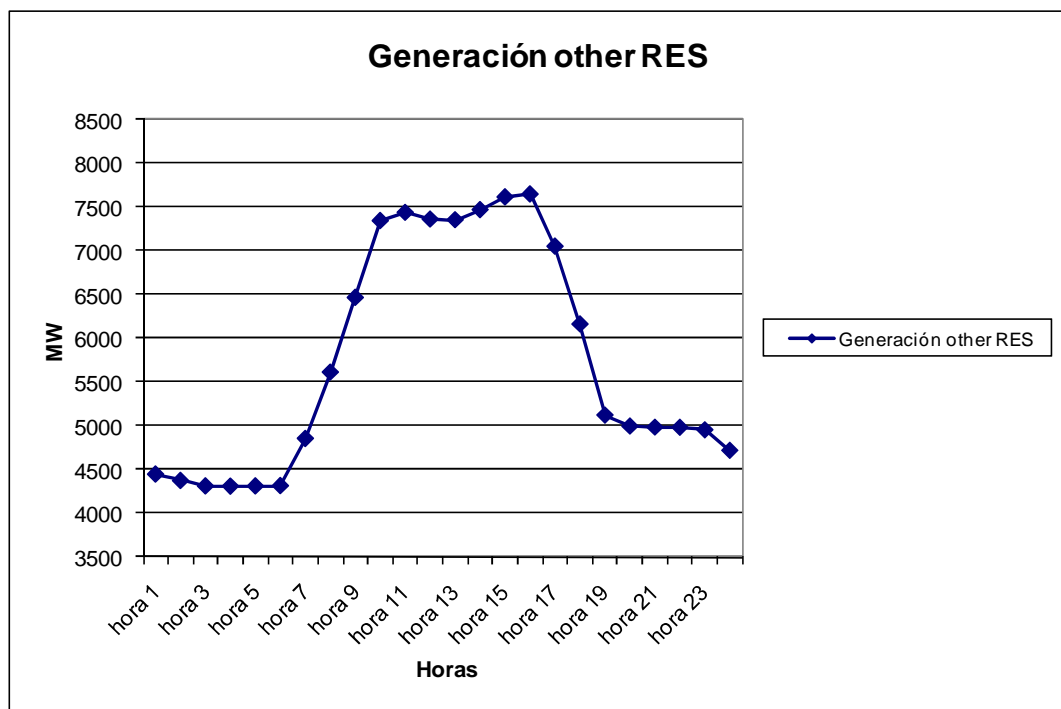


Figura 6. Evolución de la generación renovable no eólica media diaria

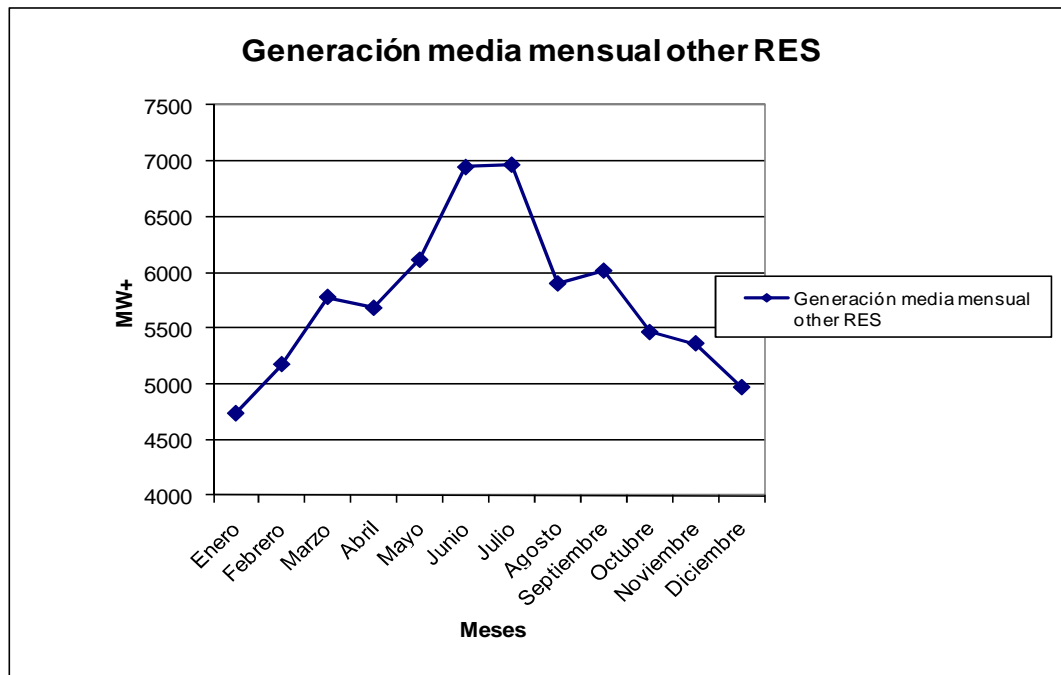


Figura 7. Evolución de la generación renovable no eólica media mensual

La forma de la curva parece adaptarse adecuadamente a la variación de producción propia de la energía solar tanto en la curva media horaria, como en la de producción media mensual. Estos picos de producción en las horas (y meses) de mayor incidencia solar parecen compensar hasta cierto punto las diferencias entre las curvas de demanda y producción eólica. De forma que la unión de ambas curvas parece favorecer la integración de ambas fuentes de generación en el mix energético.

En vista de dicha conclusión se ha sumado ambas curvas a fin de comprobar la veracidad de dicha conclusión. Los perfiles de producción diaria y mensual se pueden observar en las figuras 8 y 9.

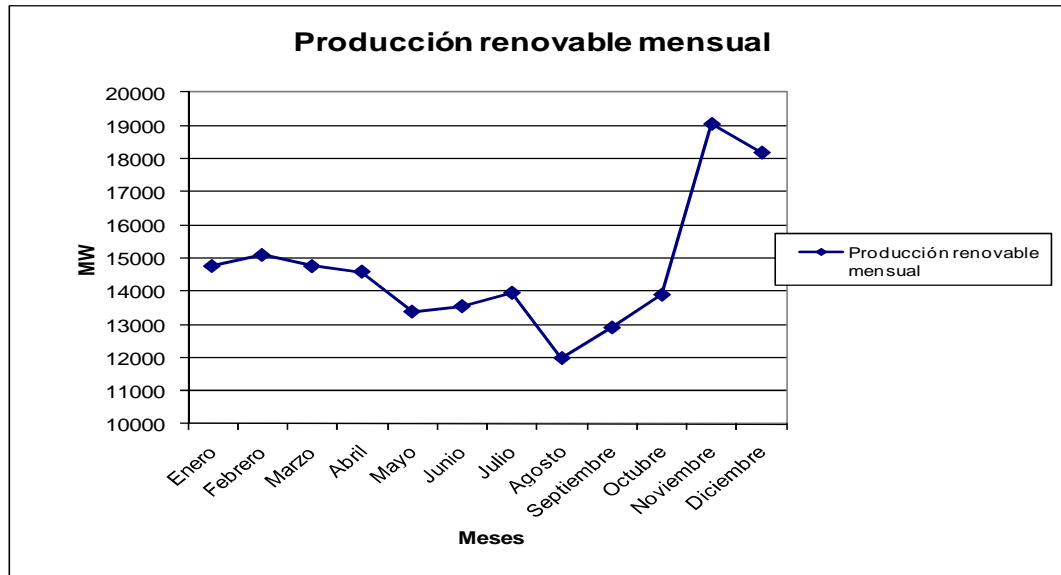


Figura 8. Evolución de la generación renovable total media mensual

En cuanto a la gráfica de producción mensual queda una curva bastante plana si exceptuamos el pico de producción de energía eólica de los dos últimos meses que ya se comenta en el apartado de generación eólica. Aun así cualitativamente continua teniendo máximo en invierno y un recrecimiento en los meses de verano que casi llega a ser una punta de producción de forma análoga a lo que ocurre con la demanda.

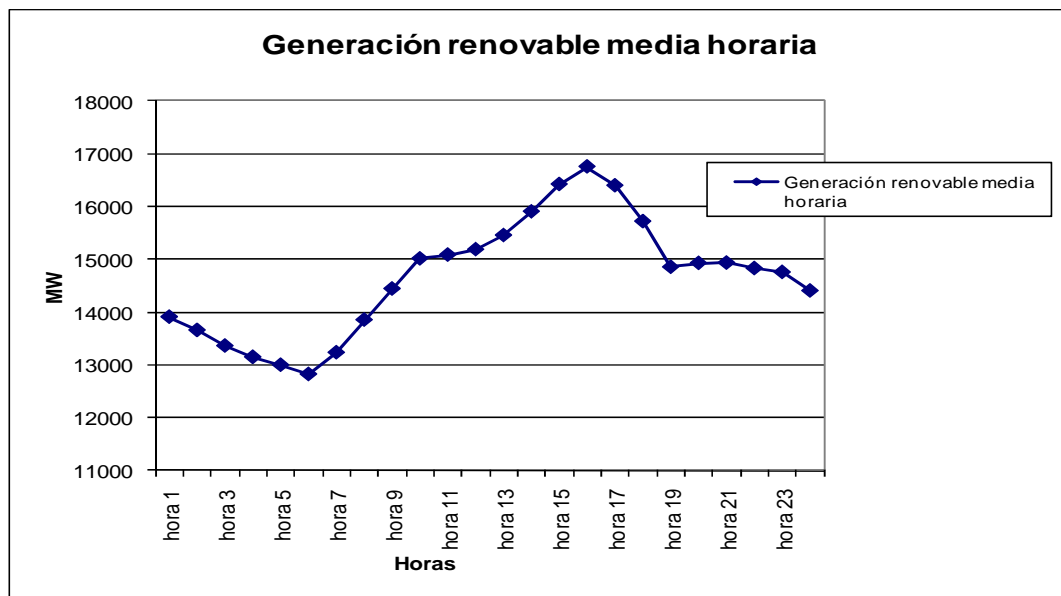


Figura 9. Evolución de la generación renovable total media diaria



Aunque la forma de las puntas de generación es diferente al de demanda por varias razones (el primer pico es casi inexistente, el segundo está mucho más apuntado, y están muy unidos el uno con el otro), la forma general de esta curva es bastante parecida a la de demanda cualitativamente, y el valle coincide en cuanto a rango horario. La conclusión de que la combinación de ambas fuentes favorece la integración de las mismas en el sistema parece razonable.

2.5 CENTRALES TÉRMICAS

Las referencias en el PANER a la energía de origen térmico están básicamente limitadas a propuestas y directrices de cara a cumplir los objetivos de reducción de las emisiones de CO₂ propuestos para dicho año, pero hay pocos datos cuantitativos que se puedan utilizar de cara a los datos de entrada del modelo.

Las centrales térmicas de nuestro sistema están caracterizadas individualmente de cara al modelo. Para los datos de potencia instalada de cada tecnología se parte del SUSPLAN [25] y de [5]. Del SUSPLAN se obtiene la potencia instalada prevista por tecnología, y en función de [5] se determinan las centrales que continuarán en funcionamiento para el año de estudio.

En cuanto a la energía nuclear, el SUSPLAN indica una potencia instalada de 7 GW, la suma de las potencias netas de la centrales de generación de este tipo en [5] suma una potencia de 600 MW por encima de los resultados del SUSPLAN, sin embargo una de las centrales incluidas es Zorita que se encuentra en desmantelamiento desde 2006 (con una potencia neta ligeramente superior a 140 MW) y otra de las cuales es Santa María de Garoña (con una potencia neta de 455 MW). Existe cierta incertidumbre sobre la continuidad de la actividad de esta última (más aun teniendo en cuenta sucesos recientes que han afectado la opinión de la ciudadanía sobre la energía nuclear), por tanto a juicio del autor se ha considerado adecuado no incluirla en el modelo, quedando la potencia instalada nuclear neta de 7 GW prevista.



Respecto de las previsiones de producción térmica a partir de carbón, según el SUSPLAN las estimaciones de potencia instalada se sitúan en torno a los 6000 MW. La potencia instalada en la actualidad ronda los 10800 MW según [5]. El criterio utilizado para suprimir centrales para el año de estudio es la antigüedad de las mismas. Al incluir en el modelo únicamente las centrales inauguradas a partir de 1981 (incluido) la potencia neta que queda de generación de esta tecnología es 6169 MW, sin embargo al tomar los años contiguos como referencia quedan respectivamente menos de 5000 MW y más de 7000 MW, por lo que se considera adecuado el incluir las centrales construidas desde 1981, que concuerda con la información hallada en [6], que estima la vida útil de este tipo de centrales en un periodo entre 35 y 40 años.

Finalmente en cuanto a las tecnologías de gas existen variedad de datos dependiendo de la fuente de la que se obtengan los datos. Para estas se partirá de los datos del SUSPLAN y [7]. Atendiendo al SUSPLAN la potencia instalada de ambas tecnologías conjunta suma en torno a 27 GW. Sin embargo considera a las turbinas de gas convencionales una tecnología prácticamente marginal, que no llega a los 1000 MW de potencia instalada. En este punto es donde los datos disciernen en ambos documentos. Las previsiones de [7] apuntan a una potencia instalada en 2014 de 1400 MW de esta tecnología, aunque bien puede ser que esto haya sido tenido en cuenta en la elaboración del SUSPLAN y sin embargo se haya considerado que la potencia instalada decrecerá a partir de este momento. Aunque esta tecnología adolece de la gran eficiencia de los ciclos combinados, su capacidad de respuesta ante variaciones bruscas de demanda la hace idónea para ofrecer reserva secundaria. Es por esto, que a juicio del autor, la potencia instalada de este tipo de tecnología será ligeramente superior a los 2 GW, y los restantes 25 GW serán asignados a centrales de ciclo combinado. En [5] consta una potencia instalada de ciclo combinado ligeramente inferior a los 21,3 GW y sin referencias a turbinas de gas convencionales, con lo que con instalar 3,6 GW de ciclo combinado y 2,1 GW de turbinas de gas alcanzamos la potencia instalada prevista.



Para esto se añaden tres grandes unidades de ciclo combinado de 800 MW, otras tres con 400 MW de potencia, y siete unidades de gas convencional de 300 MW, a cada una de las cuales se las nombra genéricamente como el tipo de tecnología que utilizan numeradas (verbigracia CCGT03-Combined Cycle Gas Turbine 3, o GT05-Gas Turbine 5).

Se precisa, además de la potencia instalada, una serie de parámetros para el funcionamiento adecuado del modelo, como pueden ser el mínimo técnico, el coste de los combustibles, la indisponibilidad por mantenimiento programado o las emisiones específicas de CO₂. Algunos de estos parámetros se pueden obtener de diversas fuentes, aunque por desgracia un amplio porcentaje de los mismos son datos que sólo podrían ser obtenidos de los operadores de las centrales en cuestión, y al ser compañías privadas dichos datos no son de carácter público y no están disponibles. Para simplificar la obtención de los mismos se consideran dichos parámetros comunes a todas las centrales de la misma tecnología. De la figura número 4 a la número 7 vienen especificados los parámetros utilizados en el modelo ejecutado según tipo de tecnología de la central, citando las fuentes (en caso de disponer de alguna), o en caso de no haber fuentes para el dato viniendo indicado que es un parámetro supuesto.

Tecnología		Centrales nucleares	Centrales de carbón
Mínimo técnico	Dato	100% de la potencia máxima	40% de la potencia máxima
	Fuente	Supuesto	Supuesto
Indisponibilidad por mantenimiento programado	Dato	6%	5%
	Fuente	Media registrada de las centrales entre 2004-08 [8], [9], [10], [11], [12]	Media registrada de las centrales entre 2004-08 [8], [9], [10], [11], [12]
Duración del mantenimiento	Dato	90 horas	45 horas
	Fuente	Supuesto	Supuesto
Indisponibilidad por fallo fortuito	Dato	6%	5%
	Fuente	Supuesto	Supuesto
Consumo específico	Dato	20 te/MWh	2500 te/MWh
	Fuente	Supuesto	Valor de central As Pontes [13]
Costes variables de operación y mantenimiento	Dato	0,101 €/MWh	1,01 €/MWh
	Fuente	Universidad de Victoria [15]	MITyC [16]
Costes de la centrales en vacío	Dato	-	60000 te/h
	Fuente	-	Supuesto

Tabla 4. Características operativas de las centrales térmicas según tecnología-1



Tecnología		Centrales de ciclo combinado	Centrales de arranque rápido
Mínimo técnico	Dato	25% de la potencia máxima	25% de la potencia máxima
	Fuente	Supuesto	Supuesto
Indisponibilidad por mantenimiento programado	Dato	1,30%	1,30%
	Fuente	Media registrada de las centrales entre 2004-08 [8], [9], [10], [11], [12]	Media registrada de las centrales entre 2004-08 [8], [9], [10], [11], [12]
Duración del mantenimiento	Dato	45 horas	45 horas
	Fuente	Supuesto	Supuesto
Indisponibilidad por fallo fortuito	Dato	6%	6%
	Fuente	Supuesto	Supuesto
Consumo específico	Dato	1500 te/MWh	2270 te/MWh
	Fuente	Valor de central Dock Sud [14]	Supuesto
Costes variables de operación y mantenimiento	Dato	7,2 €/MWh	6,48 €/MWh
	Fuente	Universidad de Victoria [15]	Universidad de Victoria [15]
Costes de la centrales en vacío	Dato	300000 te/h	150000 te/h
	Fuente	Supuesto	Supuesto

Tabla 5. Características operativas de las centrales térmicas según tecnología-2

Tecnología		Centrales nucleares	Centrales de carbón
Coste de arranque	Dato	-	2 Mte
	Fuente	-	Supuesto
Emisiones específicas	Dato	0 tCO ₂ /MWh	0,925 tCO ₂ /MWh
	Fuente	Universidad de Victoria [15]	Universidad de Victoria [15]
Coste del combustible	Dato	1 €/te	0,026 €/te
	Fuente	Supuesto	Supuesto
Coste de las emisiones	Dato	25 €/tCO ₂	25 €/tCO ₂
	Fuente	MITyC [17]	MITyC [17]

Tabla 6. Características operativas de las centrales térmicas según tecnología-3

Tecnología		Centrales de ciclo combinado	Centrales de arranque rápido
Coste de arranque	Dato	0,4 Mte	0,8 Mte
	Fuente	Supuesto	Supuesto
Emisiones específicas	Dato	0,35 tCO ₂ /MWh	0,35 tCO ₂ /MWh
	Fuente	Universidad de Victoria [15]	Universidad de Victoria [15]
Coste del combustible	Dato	0,046 €/te	0,046 €/te
	Fuente	Supuesto	Supuesto
Coste de las emisiones	Dato	25 €/tCO ₂	25 €/tCO ₂
	Fuente	MITyC [17]	MITyC [17]

Tabla 7. Características operativas de las centrales térmicas según tecnología-4

2.6 CENTRALES HIDRÁULICAS

El sistema de generación hidráulico de régimen ordinario consta de cuatro tipos de centrales de generación. En primer lugar, las centrales de tipo fluyente, que aprovechan un caudal de agua y no son regulables. En segundo, las centrales de tipo regulable que aprovechan un salto hidráulico y tienen la capacidad de controlar la potencia que turbinan. En último lugar, tenemos las centrales de



bombeo que tienen la capacidad de bombear y almacenar agua para turbinarla más adelante. En este último tipo de centrales hay que especificar que pueden ser de bombeo mixto, que recibe aportaciones externas aparte del agua que bombea, o de bombeo puro que únicamente turбина el agua que bombea. De cara al modelo se considera, por una parte, un gran conjunto generador que integra todos los tipos de generación exceptuando el bombeo, al que se le imponen unas condiciones de operación que hagan que aporte generación como las tecnologías que representa. Y, por otro lado, una serie de centrales de bombeo puro y mixto caracterizadas central a central.

Los datos de caracterización de los niveles de agua almacenada en ambos grupos de generación se encuentran en [6] y [7], y los datos de potencia de las diferentes centrales de generación y el total instalado de estos dos últimos de [5] y del PANER. La potencia total instalada estimada para el año de estudio es ligeramente superior a los 17600 MW, 5600 de los cuales están asignados a estaciones de bombeo.

Para caracterizar correctamente el funcionamiento del conjunto generador de tecnologías hidráulicas que no sean de bombeo, es necesario además definir una curva de generación mínima admisible y otra de máxima admisible que debe estar marcada por la potencia estimada fluyente y los límites máximos y mínimos estimados de generación regulable (de embalses) en función de su evolución estacional.

Además de estas dos es necesario generar una curva que defina las aportaciones a este conjunto generador. Para esta curva se considera que el conjunto de las aportaciones anuales suman unos 29000 GWh, que es ligeramente superior a la energía total hidráulica prevista de generación en el PANER para 2020 restándole los 10000 GWh que se asignan a mini hidráulica y que se integran en la curva denominada other-RES (que incluye la generación renovable no eólica).

Para generar las curvas de energía producible mínima y máxima se utilizan como datos de referencia la curva de producción hidráulica de 2010, y las curvas de máximos y mínimos históricos mensuales registrados hasta el año 2000, todas



ellas obtenidas de la página Web de Red Eléctrica de España [18]. En la figura 10 se puede apreciar las curvas de máximos, mínimos y promedios históricos mensuales, y la curva del promedio mensual del año 2010.

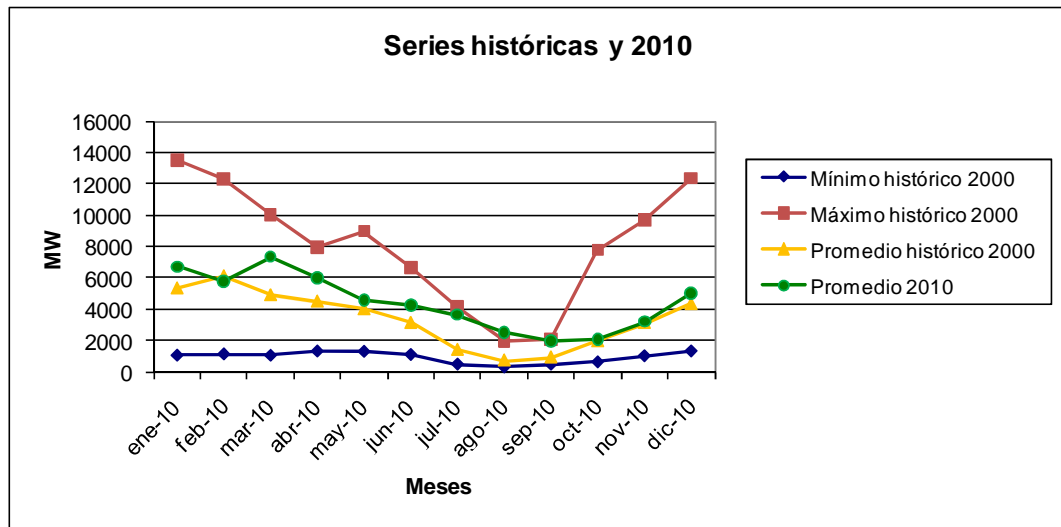


Figura 10. Evolución de la generación hidráulica media mensual, series históricas y año 2010 (ESIOS-REE)

Las curvas envolventes de producción hidráulica máxima y mínima están estimadas en base a estas gráficas que envuelven a la curva de 2010 y se consideran correctas para una previsión de 2020 teniendo en cuenta el mínimo de producción fluyente y el máximo de potencia instalada. Dichas curvas están reflejadas en la figura 11.

Es importante remarcar que el año 2010 tuvo un pico de generación hidráulica particularmente pronunciado en marzo debido a que el agua almacenada en los embalses estaba cerca del nivel de desbordamiento de los mismos. Pero dado que las curvas definidas son envolventes de la misma, se consideran dichas figuras como aceptables para el estudio en cuestión.

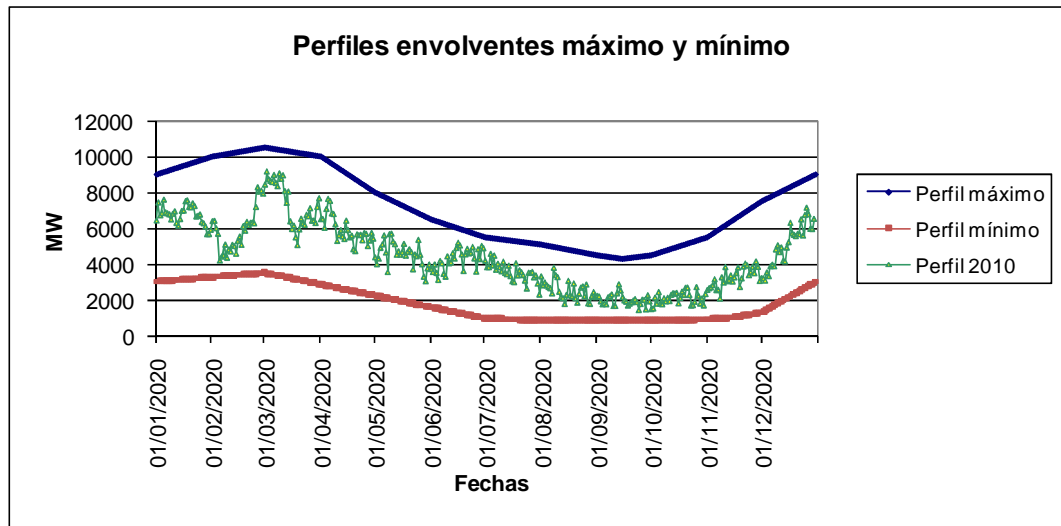


Figura 11. Perfiles envolventes máximo y mínimo de generación hidráulica

Dado el carácter del modelo que hace la planificación de la coordinación hidrotérmica semanalmente (asignando la generación y reserva disponibles teniendo en cuenta la previsión de demanda distinguiendo entre horas de valle y punta y los días laborables o de fin de semana), para los aportes se utiliza una curva que se asemeje cualitativamente a la del año 2010 para que se adapte a este tipo de planificación.

Las fuentes de las que se obtienen los datos para esta curva son informes de los últimos años de la Confederación Hidrográfica del Duero [19], [20], [21] que incluyen información sobre la explotación de los embalses del transcurso de los afluentes del Duero (incluyendo las curvas de caudal de salida de los mismos). Finalmente la curva utilizada se adapta para que las aportaciones totales sumen los 29000 GWh ya mencionados.

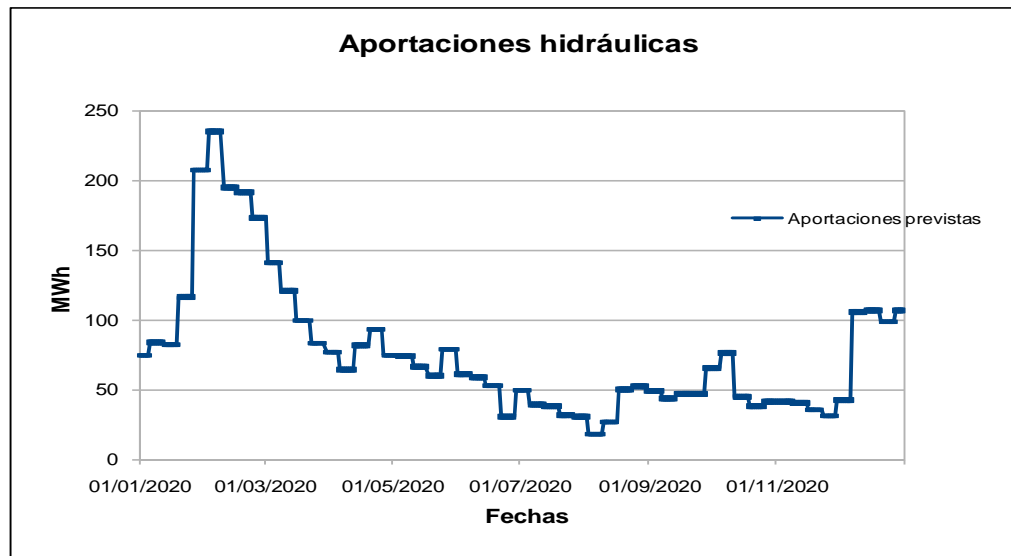


Figura 12. Aportaciones hidráulicas semanales (Confederación hidrográfica del Duero)

2.7 VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Para realizar una correcta simulación es necesario definir una serie de parámetros sobre los vehículos eléctricos y su interacción con el sistema eléctrico. Los datos más relevantes son el volumen de vehículos, cuándo consumen la energía de sus baterías, y cuándo están conectados a red.

Para poder definir correctamente el escenario el primer dato que se define es el nivel de penetración de los vehículos eléctricos en la red. Existen múltiples documentos que apuntan a diferentes niveles de penetración. Informes de Red Eléctrica prevén altos niveles de penetración, una de las previsiones por ejemplo apunta a que el número de vehículos eléctricos supondrá entre un 5 y un 7% del parque automovilístico español en 2020, lo que supondría un millón y medio de vehículos suponiendo un parque automovilístico de 30 millones de vehículos para 2020. Otra de las estimaciones es la del consumo de estos vehículos, que prevé un incremento del 2% de la demanda debido a las mismas, lo que supondría que el número de vehículos de este tipo supere ligeramente el millón de vehículos suponiendo un consumo medio de los mismos de 20 kWh cada día.



Teniendo en consideración todos estos datos se proponen tres escenarios de penetración de vehículos eléctricos, uno de moderada penetración de 200.000 vehículos, uno de un número medio de vehículos consistente en 500.000 vehículos, y finalmente un escenario de alta penetración del vehículo eléctrico, con un millón de vehículos eléctricos en el parque automovilístico español. Niveles de penetración mayores parecen demasiado optimistas dado la lenta recuperación económica tras la crisis y el escaso nivel de ventas de este tipo de vehículos que tenemos en la actualidad.

De cara al funcionamiento del modelo el conjunto total de vehículos eléctricos se dividen en 27 flotas diferentes con tipos de consumo caracterizados. En primer lugar se definen los tipos de uso en día laborable. Los tipos de consumo básico son tres diferentes usos diurnos con dos tipos de uso nocturno adicional que pueden combinarse con los tres diurnos. Dado que los consumos importantes son los diurnos (son lo que suponen los mayores desplazamientos), son los que marcan los tipos de vehículos que se utilizan en el estudio. El primer uso caracterizado representa el tipo de usuarios que utilizan el vehículo para desplazarse hasta el trabajo y para regresar del mismo. El desplazamiento de este tipo de usuario es moderado y los desplazamientos se llevan a cabo durante una serie de horas más acotadas. El segundo uso caracterizado es del tipo de usuario que realiza numerosos desplazamientos a lo largo del día (como podría ser un taxista). El desplazamiento de este tipo de uso es el más largo y el porcentaje de uso de los mismos está más distribuido a lo largo de todas las horas diurnas con una ligera reducción durante las horas intermedias. El último uso caracterizado se corresponde también a un usuario que realiza desplazamientos a lo largo del día por motivos profesionales, sin embargo los desplazamientos son de tipo urbano y la longitud de los desplazamientos es mucho más limitada.

En algunas flotas el uso diurno se complementa con un uso nocturno. Para el estudio se definieron dos tipos de uso nocturno diferentes. El primero es un uso que se podría definir como destinado al ocio que tiene su consumo distribuido en las últimas horas del día. Y el último cuyo consumo está distribuido en todas las



horas nocturnas, y podríamos definirla como de uso profesional nocturno. Ambos usos son de desplazamiento corto. Al hacer las posibles combinaciones de uso diurno y nocturno quedan nueve posibles usos, sin embargo hay un uso caracterizado que ha sido excluido por parecer incompatible que es el uso profesional del vehículo durante el día (el segundo) con el uso profesional nocturno. Las flotas de este tipo realizan solamente el uso profesional diurno.

La tabla 6 y la figura 13 muestran los kilómetros de cada uno de los cinco usos característicos, y la curva de utilización de los mismos.

Tipo de uso		Distancia recorrida diaria
Usos diurnos	Uso 1	35 km
	Uso 2	100 km
	Uso 3	13 km
Usos nocturnos	Uso 1	13 km
	Uso 2	13 km

Tabla 8. Distancias recorridas de los usos simples de VEs

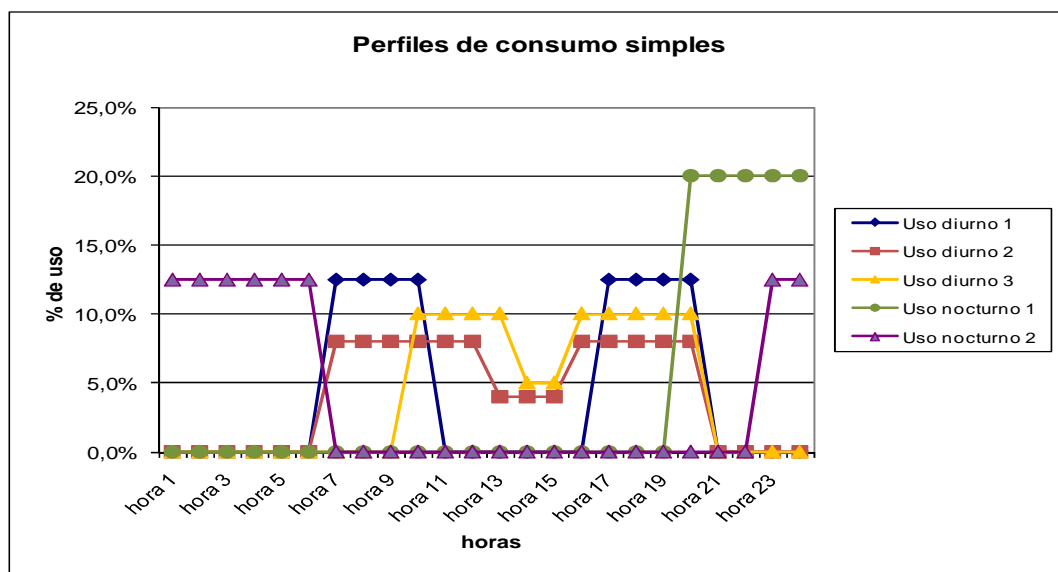


Figura 13. Perfiles de consumo simples de los VEs

En las figuras 14, 15 y 16 se representan los perfiles de utilización resultantes de combinar las gráficas diurnas y nocturnas para generar los tipos de uso que se utilizan en el estudio.

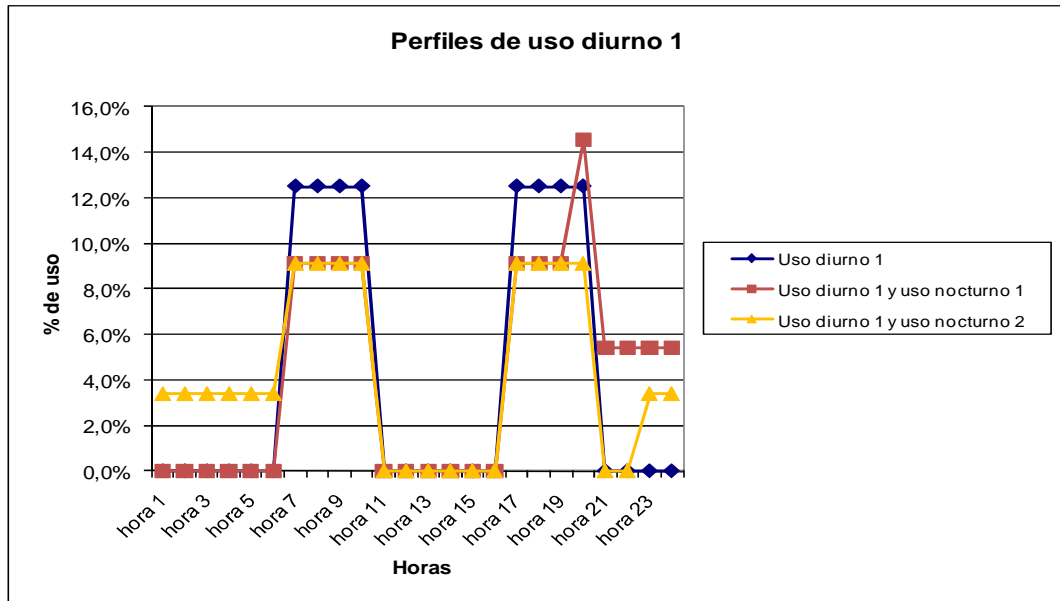


Figura 14. Perfiles de consumo del primer tipo de uso diurno de los VEs

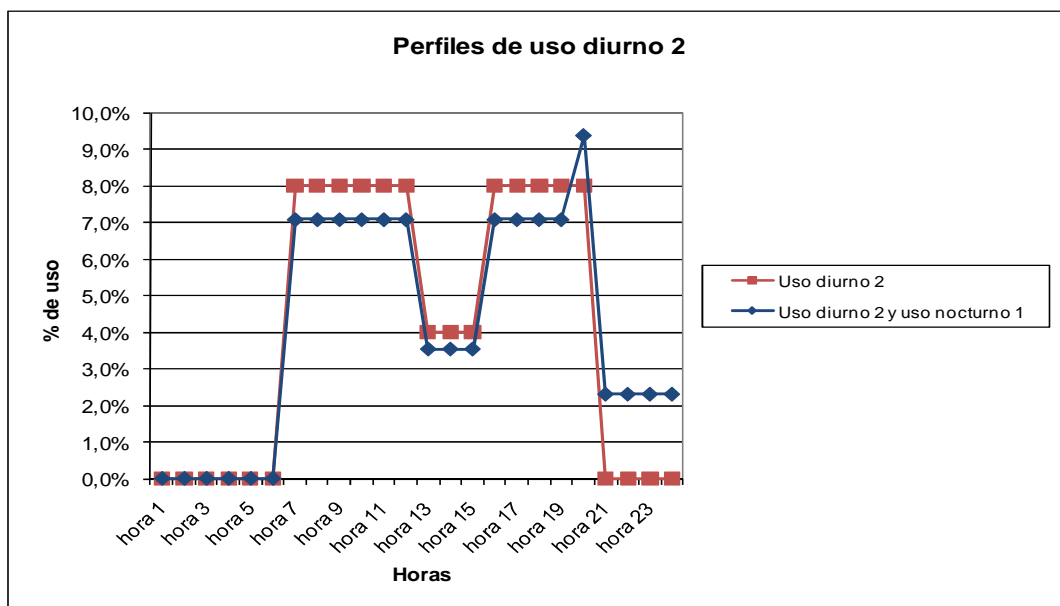


Figura 15. Perfiles de consumo del segundo tipo de uso diurno de los VEs

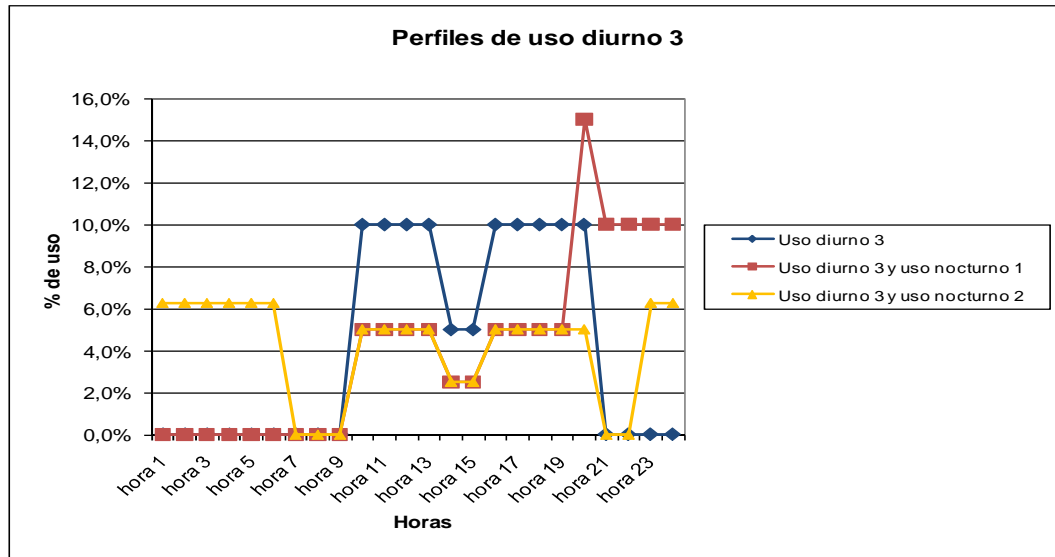


Figura 16. Perfiles de consumo del tercer tipo de uso diurno de los VEs

De forma análoga al porcentaje de consumo, entre los parámetros del estudio se precisa una curva de disponibilidad de vehículos conectados a red, que permite la carga de los mismos (y la generación en caso de ser posible). Las figuras 17, 18 y 19 muestran los perfiles de conexión de las flotas de vehículos a red en función del tipo de uso asignado.

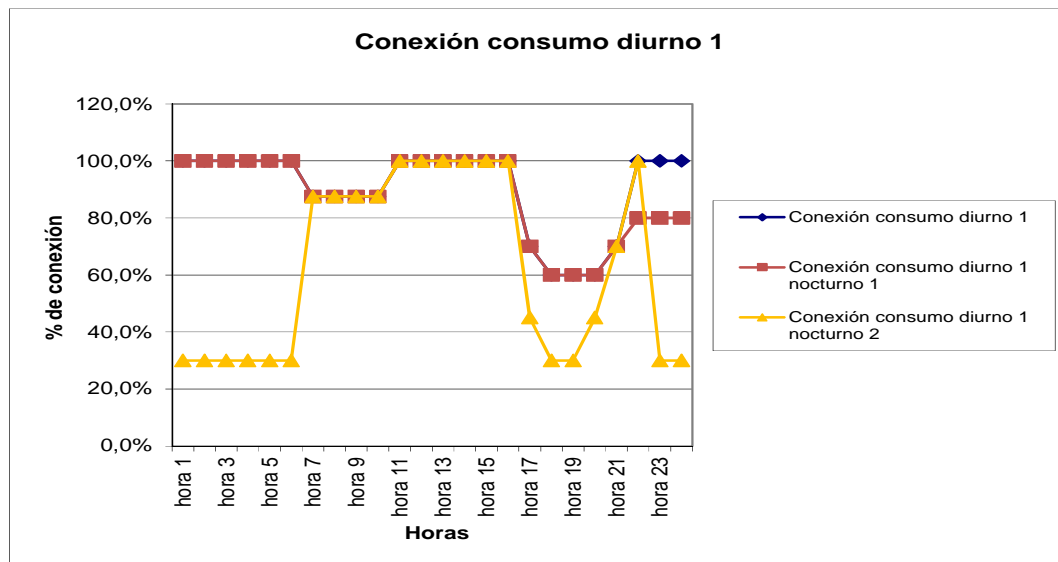


Figura 17. Conexión de las flotas del primer tipo de uso diurno

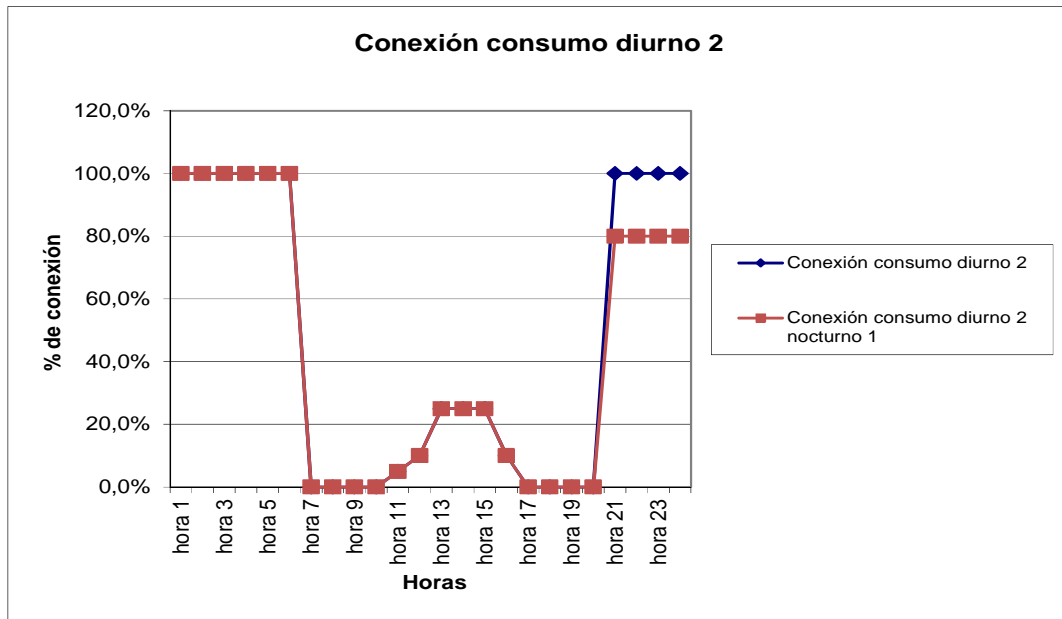


Figura 18. Conexión de las flotas del segundo tipo de uso diurno

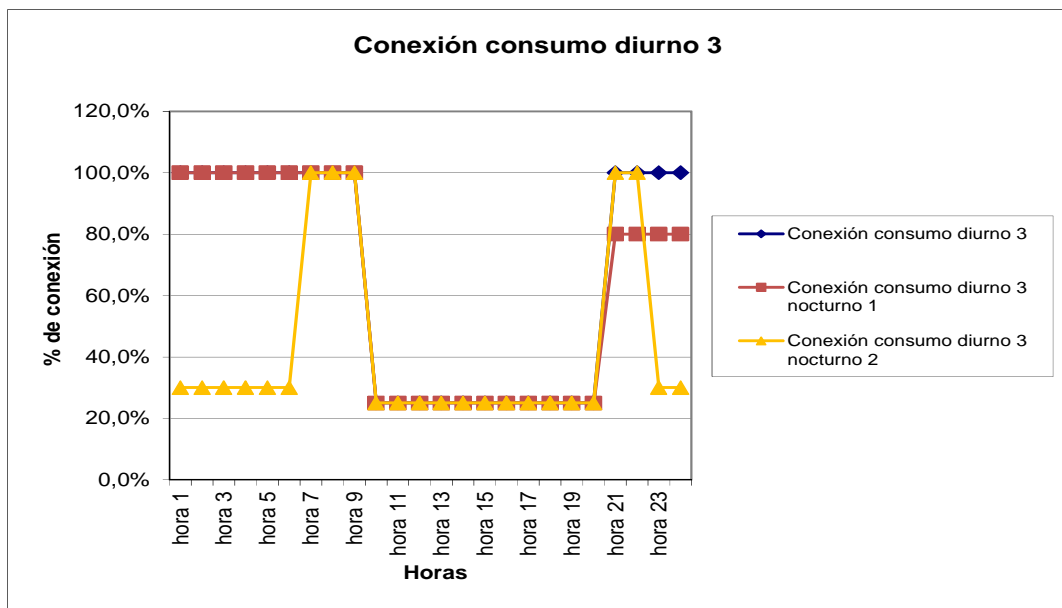


Figura 19. Conexión de las flotas del tercer tipo de uso diurno

En cuanto a las flotas de vehículos, un tercio de las mismas se asigna a cada uno de los tres tipos de consumo diurno, y un noveno a cada tipo de consumo individual exceptuando el caso del segundo tipo de consumo diurno y segundo tipo de consumo nocturno, que por haber sido descartado por incompatible, sus flotas se asignan al segundo tipo de consumo diurno sin consumo nocturno.



Pese a que las flotas están divididas equitativamente entre los tres tipos de consumo diurno, éstas son diferentes en volumen de vehículos. Los porcentajes asignados a cada uno de los tres grupos de flotas son del 66,67% para el primer grupo (que se considera mucho más voluminoso), y de 16,67% para cada una de los otros dos grupos de flotas.

Por el tipo de uso, las flotas del primer uso diurno disponen de un vehículo con menor consumo energético pero que no precisa una gran autonomía, mientras que los otros dos requieren un vehículo con mayor autonomía (especialmente la segunda, ya que es la que mayor recorrido realiza). Las características de los vehículos en cuestión se obtienen del proyecto Movele [22], y de [23].

Las características de los vehículos utilizadas están reflejadas en la tabla 9.

BEV	Consumo específico	Capacidad de la batería	Rampa de carga	Rampa de descarga
Coche 1	0,12 kWh/km	17 kWh	2,75 kW/h	4,13 kW/h
Coche 2	0,16 kWh/km	40 kWh	6,66 kW/h	9,99 kW/h
Coche 3	0,15 kWh/km	26 kWh	4,32 kW/h	6,48 kW/h

Tabla 9. Características de los VEs

Además de los datos reflejados en la tabla, las capacidades máxima y mínima de las baterías utilizadas fueron 95% y 5% de la misma, y las eficiencias respectivas de red a batería y de la batería a las ruedas del 95%.

Respecto del consumo en fin de semana se considera que las flotas se reducen en un 25% para el primer tipo de consumo, y en un 66% en los otros dos casos (ya que el uso que hacen del vehículo es profesional entre semana), y los perfiles de consumo pasan a ser únicamente los del tercer tipo de consumo diurno (y sus combinaciones con consumos nocturnos), por ser el que tiene menor recorrido (se presupone esta reducción en fin de semana). Los tres tipos de consumo individualizados se reparten equitativamente entre las 27 flotas.

En un principio se prevén tres formas de cargar las baterías de los vehículos, carga no regulada, carga inteligente y V2G (capacidad de que los vehículos vuelquen energía a la red). Sin embargo, para nuestro estudio los tipos diferentes de carga considerados son cuatro, ya que la carga no regulada puede realizarse de dos formas diferentes. En principio se puede considerar que los vehículos se cargan en



todo momento en el que estén conectados a red (disponemos para esto de las curvas de conexión horaria de las flotas según uso), pero también se considera plausible un tipo de carga en que los vehículos se van conectando a la red paulatinamente durante tres horas hasta alcanzar el máximo de conexión al final de la jornada laboral (de 21 a 23 horas). Este último tipo de carga podría darse como una iniciativa de las propias compañías distribuidoras (mediante una tarifa reducida nocturna por ejemplo), con el fin de aplanar el valle de demanda nocturno e integrar más energía de origen eólico (aunque no todo son ventajas, ya que los escalones de variación de demanda crecen por estar mucho más concentrados horariamente).

En las gráficas que van de la 20 a la 25 se muestran los perfiles de carga en función de los usos diurnos según los dos tipos de carga mencionadas.

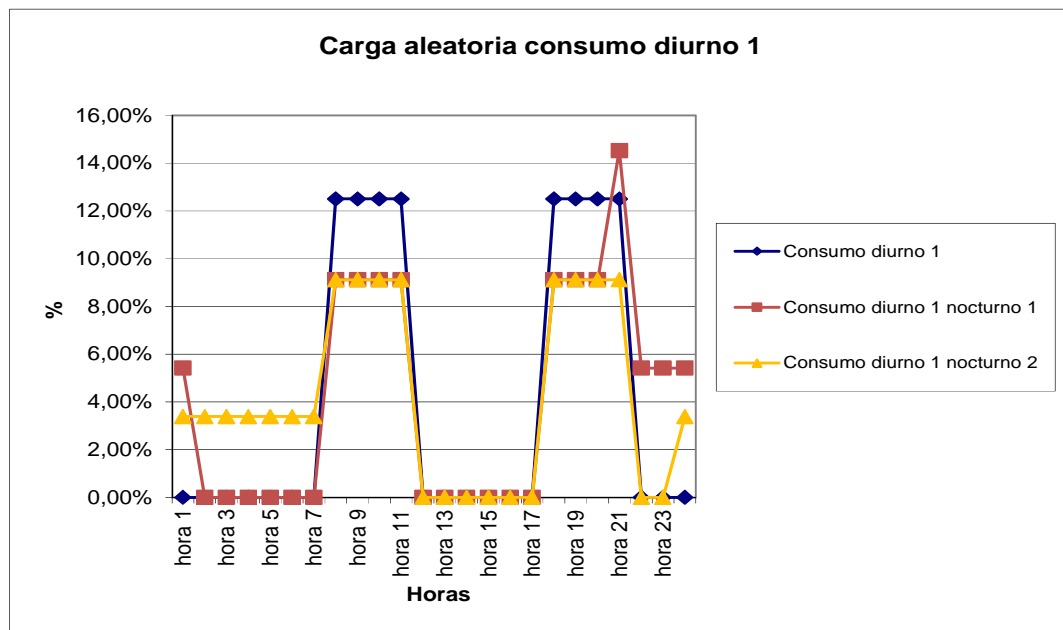


Figura 20. Perfiles de carga aleatoria para el primer tipo de uso diurno

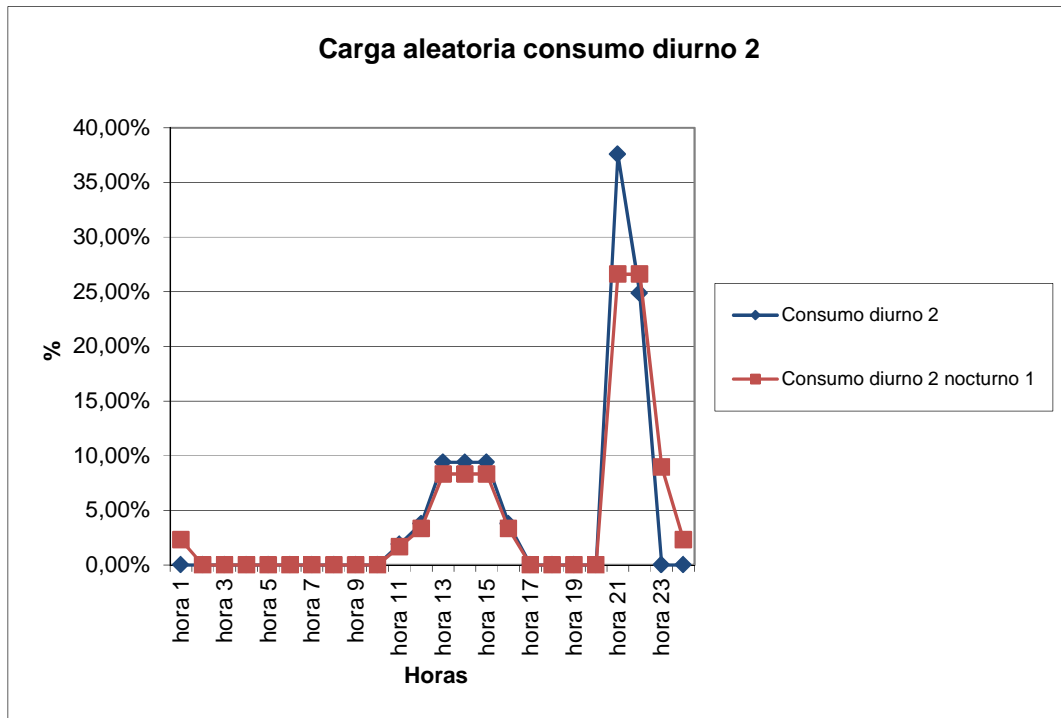


Figura 21. Perfiles de carga aleatoria para el segundo tipo de uso diurno

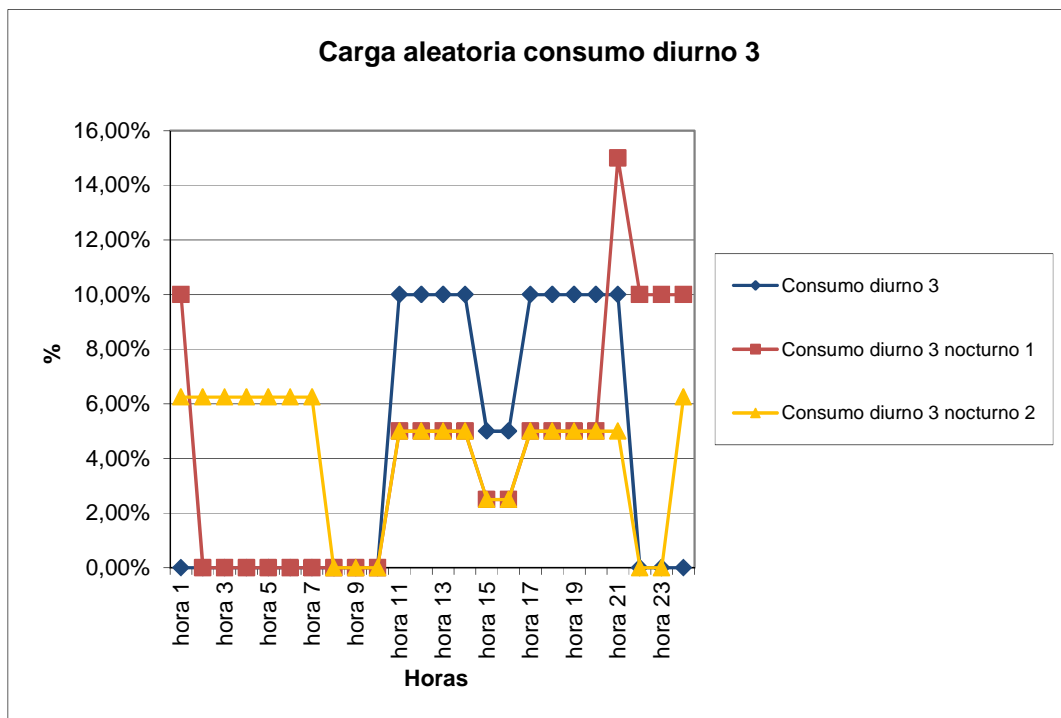


Figura 22. Perfiles de carga aleatoria para el tercer tipo de uso diurno

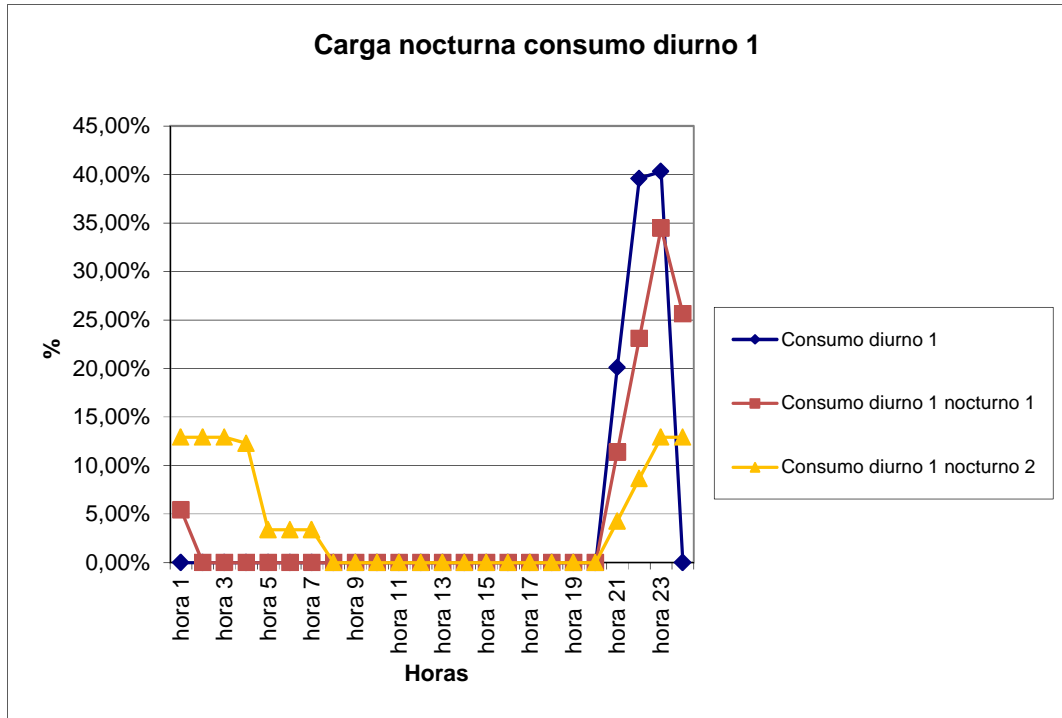


Figura 23. Perfiles de carga nocturna para el primer tipo de uso diurno

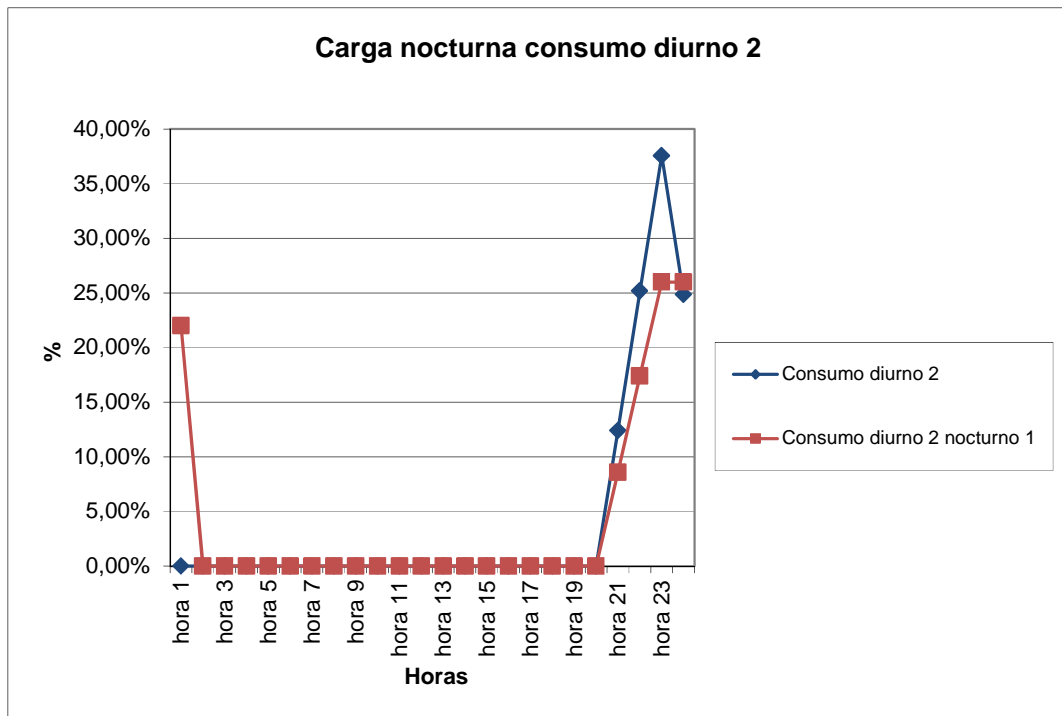


Figura 24. Perfiles de carga nocturna para el segundo tipo de uso diurno

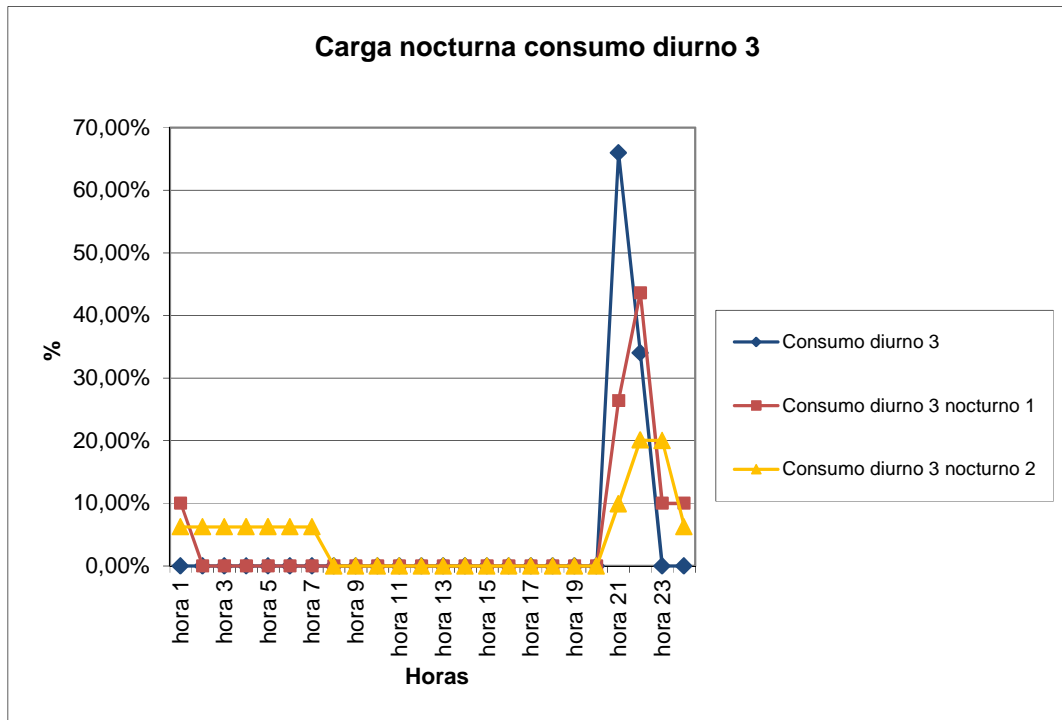


Figura 25. Perfiles de carga nocturna para el tercer tipo de uso diurno



Capítulo 3 CAMBIOS EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA POR EL USO DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Este apartado está estructurado en función de los tipos de carga utilizados en cada uno de los escenarios. Dentro de cada uno de los apartados se evalúan las tres curvas de demanda utilizadas y los tres niveles de penetración de vehículos eléctricos en comparación con el escenario base de demanda correspondiente con cero vehículos. En estos apartados se analizan los cambios relevantes en la operación del sistema fruto de la inclusión de las flotas de vehículos eléctricos.

3.1 ESCENARIO DE CARGA NO REGULADA

En este tipo de escenario la carga de los vehículos se realiza de dos formas fijas todos los días (una los días laborables, y otra los días de fin de semana). Por no poder realizar una gestión inteligente de la misma no se espera una integración tan eficaz de la generación de origen renovable como en los de carga inteligente, aunque es necesario evaluar si las ventajas de operación de otros tipos de carga respecto de esta clase de gestión puede justificar el uso de los agregadores de carga que serían necesarios en cualquier otro de los escenarios. De cara a la ejecución del modelo la curva de carga se ha superpuesto a la curva de demanda esperada y se ha fijado como parámetro un nivel de penetración de cero vehículos.



3.1.1 CARGA ALEATORIA

Este tipo de carga es el más exigente de cara a la red ya que la curva de carga de los vehículos se realiza de forma distribuida a lo largo del día. Este hecho tiene dos desventajas, la primera es que la carga no está concentrada en las horas nocturnas, de modo que no se suaviza la curva de demanda en las horas de valle y en la práctica no se favorece la integración eólica cuya generación es mayor en horas nocturnas, y la segunda es que los picos de demanda crecen por esta superposición.

3.1.1.1 Cambios en la generación térmica

De los cuatro tipos de generación térmica, la de origen nuclear se mantiene invariante en cuanto a cantidad neta producida dentro de cada uno de los escenarios de demanda prevista ante los diferentes niveles de penetración del vehículo eléctrico, por lo que podemos afirmar que el incremento de demanda que supone la carga de los mismos es suplido por otras tecnologías. La energía total producida de origen nuclear son 53676 GWh, suponiendo entre un 14 y un 15% de la demanda.

En la figura 26 se aprecia la diferencia porcentual de la generación total en las centrales de carbón en cada uno de los escenarios de demanda en función de los tres niveles de integración de vehículos eléctricos en la red comparadas con el escenario de referencia de cero vehículos y en la tabla 10 el porcentaje que supone la producción a partir de carbón dentro del mix de generación.

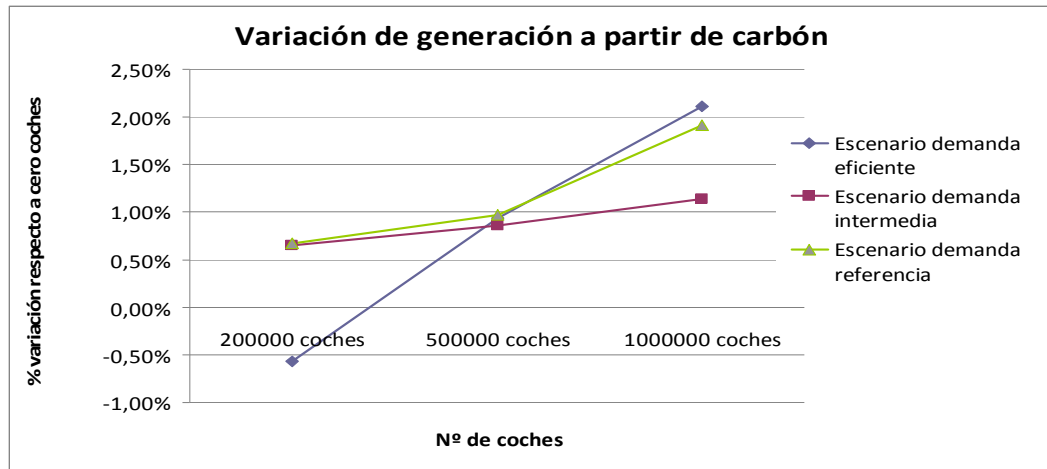


Figura 26. Variación de generación en centrales de carbón en carga aleatoria

% de producción de carbón	Sin VEs	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Demanda eficiente	6,0%	5,9%	6,0%	6,1%
Demanda intermedia	6,4%	6,4%	6,4%	6,4%
Demanda referencia	6,7%	6,7%	6,7%	6,8%

Tabla 10. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de carbón en carga aleatoria

A la vista de los resultados obtenidos, podemos apreciar que el aumento de la demanda fruto de integrar estas flotas de vehículos es al menos en parte abastecida por la generación en las centradas de carbón exceptuando en el caso concreto de una flota de 200.000 vehículos en el escenario de menor demanda. Este dato se refleja tanto en la variación de generación respecto al escenario referencia (ya que es el único que muestra decrecimiento) como en el porcentaje de la demanda que supone, siendo el único caso en que se reduce este porcentaje ante un aumento de demanda. Cualitativamente hablando la variación muestra un patrón creciente en los tres escenarios ante el aumento de la flota, por lo que ante estos niveles de penetración el aumento de demanda precisa al menos un aumento de este tipo de generación térmica. De cualquier manera la aportación al mix energético total se mueve en el rango del 6-7%. Para hacer este análisis más completo se precisa estudiar el impacto en las tecnologías de gas y ciclo combinado.

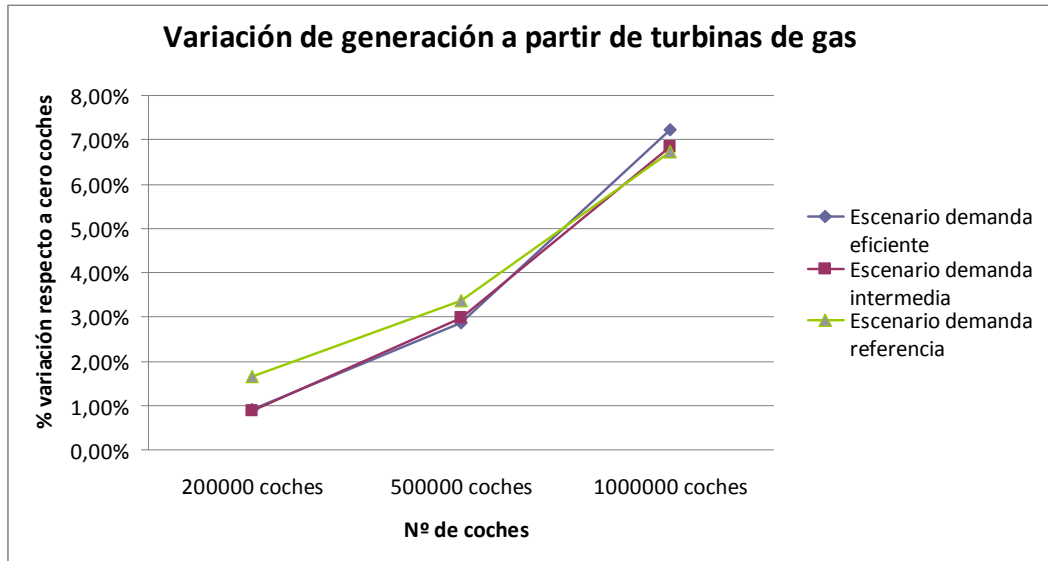


Figura 27. Variación de generación en centrales de gas en carga aleatoria

% de producción de turbinas de gas	Sin VEs	20000 VEs	50000 VEs	100000 VEs
Demanda eficiente	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Demanda intermedia	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Demanda referencia	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%

Tabla 11. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de gas en carga aleatoria

En este caso tanto las gráficas de variación porcentual en la fig. 27 como la tabla 11 con el porcentaje de la demanda muestran un patrón claramente creciente. No parece procedente analizar en profundidad este tipo de tecnología ya que su aportación al mix no es muy importante (entre el 0,15 y el 0,25%). En cualquier caso el crecimiento de la producción de este tipo puede ser atribuible al incremento de las puntas de demanda por realizarse la carga de una forma tan aleatoria, y el hecho de que las variaciones sean más fuertes en esta tecnología que en la anterior pierde relevancia también al tener en cuenta que la aportación a la generación total es minúscula en comparación.

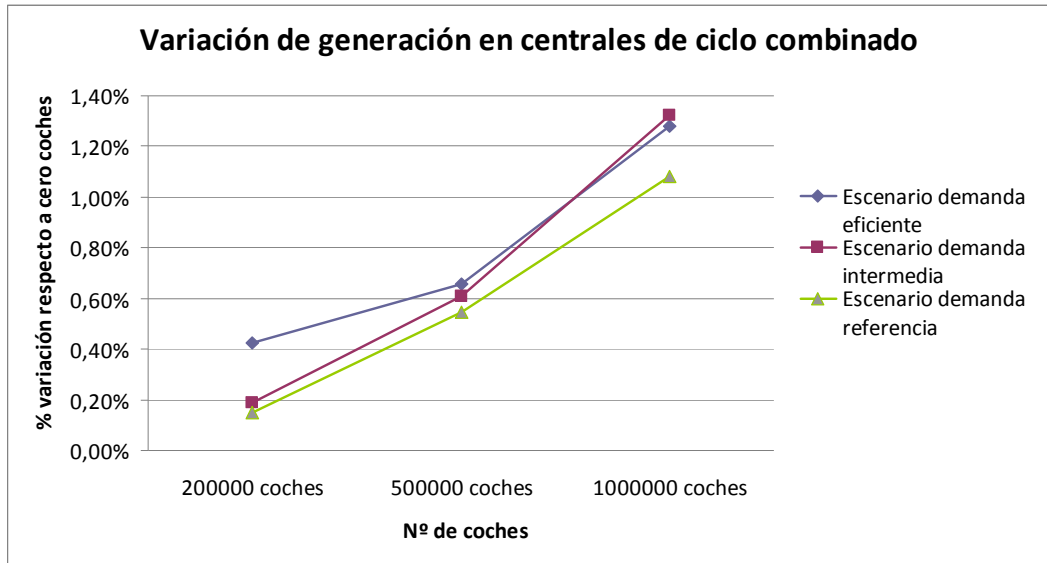


Figura 28. Variación de generación en centrales de ciclo combinado en carga aleatoria

% de producción de ciclo combinado	Sin VEs	20000 VEs	50000 VEs	100000 VEs
Demanda eficiente	35,0%	35,1%	35,1%	35,2%
Demanda intermedia	36,3%	36,3%	36,4%	36,6%
Demanda referencia	37,6%	37,6%	37,7%	37,8%

Tabla 12. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de ciclo combinado en carga aleatoria

De nuevo la evolución de las gráficas presentes en la fig. 28 muestra una tendencia creciente con el aumento de la flota y todas las variaciones son positivas. Dado que la generación es en torno a cinco veces mayor que la de carbón (como se aprecia en la tabla 12) y que la variación en el único caso en el que se registra una variación negativa en el carbón es solo ligeramente inferior en módulo pero siendo positiva en la generación en ciclo combinado, concluyendo que el conjunto de la variación térmica es positiva en todos los casos. Para finalizar este apartado y confirmar si esta última suposición es acertada o no se estudian las gráficas de variación y porcentaje del mix del conjunto de generación térmica que ha sufrido variaciones (es decir de las tres tecnologías ya analizadas).

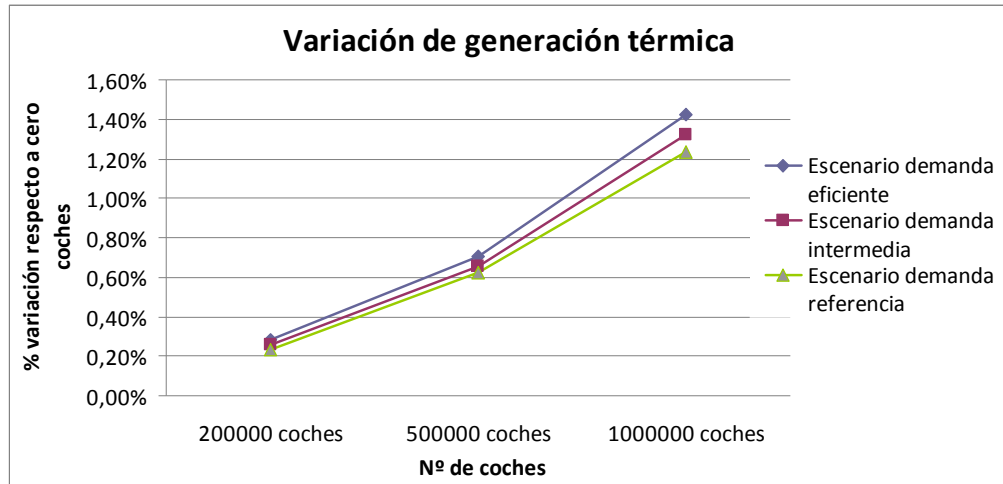


Figura 29. Variación de generación en térmica no nuclear en carga aleatoria

% de producción térmica	Sin coches	20000 VEs	50000 VEs	100000 VEs
Demanda eficiente	41,1%	41,2%	41,3%	41,4%
Demanda intermedia	42,9%	42,9%	43,0%	43,2%
Demanda referencia	44,6%	44,6%	44,7%	44,9%

Tabla 13. Porcentaje de la generación total realizado en centrales térmicas no nucleares en carga aleatoria

Los resultados se ajustan a lo esperado. Las curvas de crecimiento de la demanda coinciden en forma con el incremento de las flotas en los escenarios. Las curvas con mayor demanda base son las que menor variación porcentual sufren (dado que el crecimiento de la demanda es porcentualmente menor sobre el total, de lo cual podemos deducir que las nuevas condiciones de operación del sistema no fuerzan al mismo a suministrar la demanda base con más generación térmica de la que ya tenía). Queda claro pues que al menos existe un porcentaje significativo de la demanda extra por los vehículos eléctricos que es suministrada con potencia térmica y que el ciclo combinado es más competitivo que el carbón al menos en el escenario de demanda eficiente y 200.000 vehículos, ya que suple la energía que se reduce generada por carbón en este escenario hasta equilibrar el incremento de generación térmica respecto al comportamiento del conjunto térmico en el resto de escenarios.



3.1.1.2 Cambios en la generación hidráulica

En este apartado se analiza en primer lugar la variación en los escenarios correspondientes de la generación hidráulica del conjunto fluyente y regulable, y después se analizan los cambios producidos en la generación hidráulica de bombeo. En las siguientes figuras se representa la variación de generación con respecto al escenario de cero vehículos y el porcentaje de la demanda que representa el primer tipo de generación hidráulica.

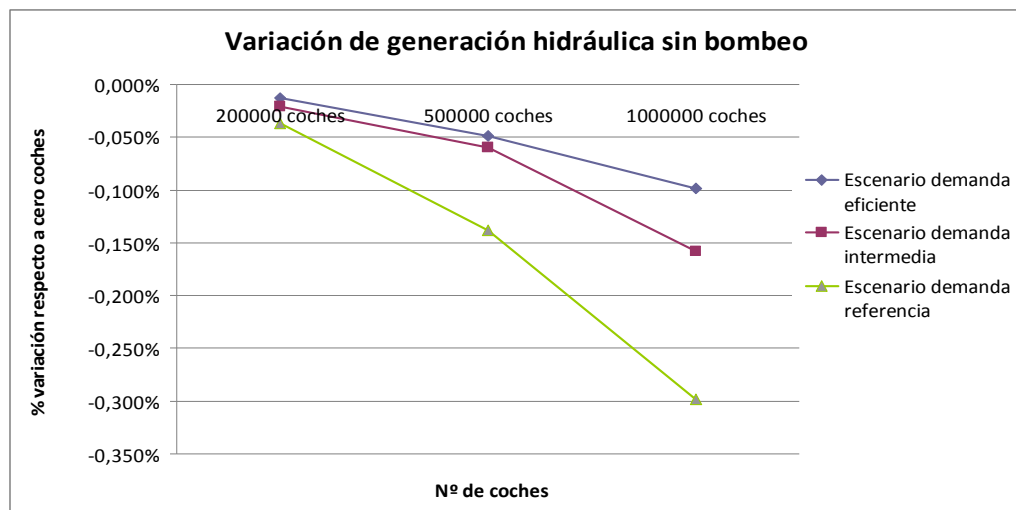


Figura 30. Variación de generación hidráulica sin bombeo en carga aleatoria

% de producción hidráulica sin bombeo	Sin VEs	20000 VEs	50000 VEs	100000 VEs
Demanda eficiente	7,9%	7,9%	7,9%	7,8%
Demanda intermedia	7,6%	7,6%	7,6%	7,6%
Demanda referencia	7,4%	7,4%	7,4%	7,3%

Tabla 14. Porcentaje de la generación total realizado por tecnología hidráulica sin bombeo en carga aleatoria

Cualitativamente se puede observar en la figura 30 que el porcentaje de generación hidráulica que se puede llevar a cabo en la red disminuye ante este tipo de aumento de demanda, y las variaciones porcentuales se incrementan ante escenarios de mayor demanda. Sin embargo las variaciones de este tipo de generación cuantitativamente hablando resultan prácticamente insignificantes (en el caso de mayor variación se trata de un 0,3%).



De forma similar evoluciona el porcentaje de la demanda que representa este tipo de generación como se puede observar en la tabla 14, decrece ante mayor penetración de vehículos eléctricos pero se mueve dentro de un rango estrecho de valores (un 0,06% es la mayor variación entre un escenario de penetración de un millón de vehículos y su escenario de referencia).

En teoría este tipo de generación no tiene un motivo concreto por el que debería cambiar ante la integración de flotas de VEs. Sin embargo la ejecución del modelo se realiza con una planificación hidráulica semanal que intenta cumplir día a día, pero que tiene una cierta tolerancia con lo que se acumula cierto error en el cumplimiento de la planificación. En las siguientes figuras está reflejado el impacto sobre la generación de tipo bombeo en los diferentes subescenarios.

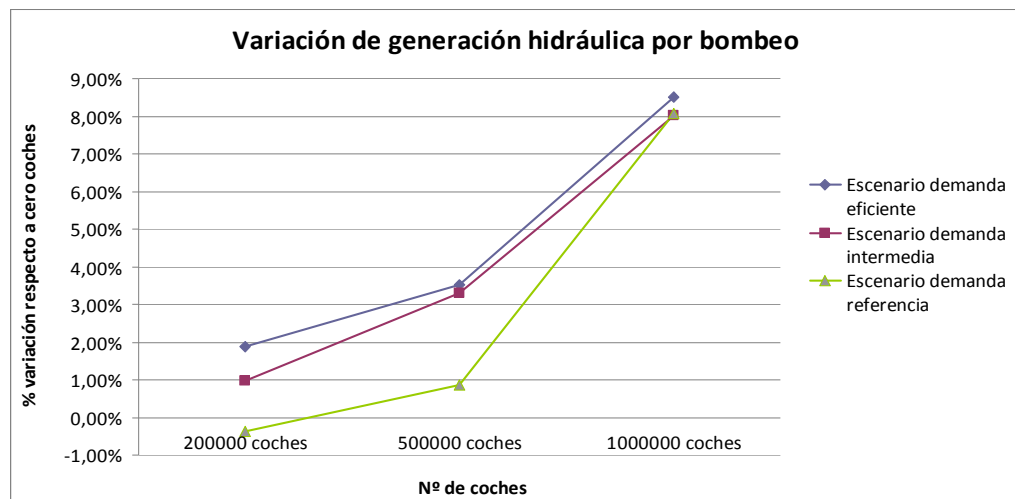


Figura 31. Variación de generación hidráulica de bombeo en carga aleatoria

% de producción hidráulica por bombeo	Sin VEs	20000 VEs	50000 VEs	100000 VEs
Demanda eficiente	0,6%	0,6%	0,6%	0,7%
Demanda intermedia	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%
Demanda referencia	0,5%	0,5%	0,5%	0,6%

Tabla 15. Porcentaje de la generación total realizado en centrales hidráulicas de bombeo en carga aleatoria



Como se puede apreciar en la figura 31, la variación en la producción por bombeo sigue una curva similar a la observada en la generación en turbinas de gas, y de hecho se puede apreciar en la tabla 15 que como en el caso de esta se trata de una generación cuya aportación al mix energético es poco relevante para el conjunto (en torno a un 0,6%). En el escenario de demanda referencia, en el primer nivel de penetración de vehículos, la variación resulta ser decreciente. Ha de ser tenido en cuenta que gran parte de la carga de los vehículos se lleva a cabo durante las horas valle de consumo, de manera que cierta potencia que podría utilizarse para bombeo debe ser utilizada para la carga de los vehículos eléctricos. Sin embargo en caso de niveles altos de penetración el plus de consumo de bombeo extra (aun cuando el consumo de horas valle se incrementa todavía más debido al crecimiento de la flota) se compensa por la aportación que se realiza en los picos de demanda que también han crecido debido al incremento del volumen de vehículos. De cualquier forma parece razonable concluir que la penetración de vehículos eléctricos implica un aumento de la generación de bombeo salvo para niveles reducidos de penetración.

3.1.1.3 Cambios en la generación de origen renovable

En este apartado se analiza el impacto sobre la integración de energías renovables de los diferentes niveles de penetración de vehículos eléctricos. En primer lugar se analizará el caso concreto de la energía eólica, y luego se analizará el conjunto formado por el resto de energías renovables.

En las siguientes figuras se muestra el vertido eólico y la probabilidad del mismo en los escenarios de carga aleatoria.

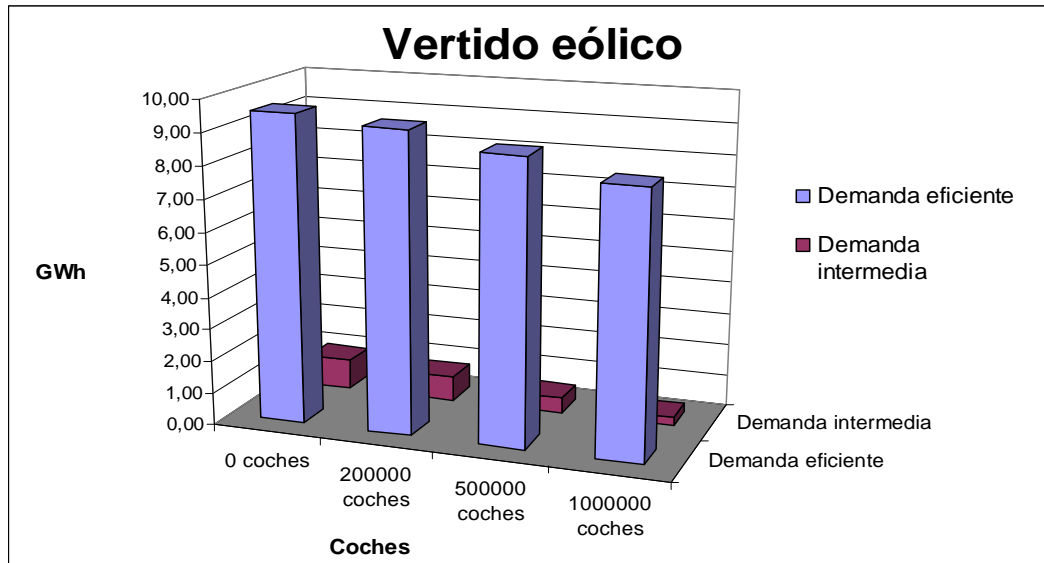


Figura 32. Vertido eólico en carga aleatoria

Horas	0 VEs	20000 VEs	50000 VEs	100000 VEs
Demanda eficiente	9	8	7	7
Demanda intermedia	2	2	2	2

Tabla 16. Horas anuales de vertido eólico en carga aleatoria

Como se puede observar en la figura 32 y la tabla 16 el vertido eólico se reduce a medida que subimos el valle de demanda, en el caso de la demanda de referencia no se han mostrado figuras ya que el vertido eólico es cero con lo que la integración de flotas de VEs no tiene impacto sobre el vertido. Los resultados muestran un vertido eólico extremadamente reducido comparado con la cantidad que se integra (apenas un 0,01%). Como se comenta en el apartado de definición de parámetros de la generación eólica, el modelo se ejecuta bajo la hipótesis simplificadora de que la previsión eólica a la hora de planificar la generación no contiene errores ya que la variación de la misma es absorbida por la reserva secundaria. El resultado de esta hipótesis es que se integra prácticamente toda la eólica ya que la punta de renovables horaria promedio está muy por debajo que el mínimo de demanda horaria promedio, respectivamente 17000 MW y 31000 MW, lo que da margen para integrar también los 7 GW de nuclear sin problemas en una situación estándar y que la operación continúe siendo óptima.



Los resultados de la ejecución muestran que la generación de origen renovable no eólico se muestra invariante en todos los escenarios, siendo el total generado de 50579 GWh y representando entre un 14,14 y un 13,23% de la demanda en los diferentes escenarios (siendo el máximo en el de menor demanda, y el mínimo en el de mayor demanda con mayor nivel de penetración de vehículos eléctricos). La generación renovable no eólica se integra bajo la misma hipótesis que la eólica de modo que en el modelo de trabajo dicha generación no sufre variaciones debidos a la integración de flotas de VEs. Por estas razones no se añaden figuras en este apartado al respecto de la generación renovable no eólica.

3.1.1.4 Cambios en las emisiones de CO₂

En las siguientes figuras quedan reflejadas las emisiones totales de CO₂ y la variación en cada uno de los escenarios de demanda en función de los niveles de penetración de VEs para los escenarios de carga aleatoria.

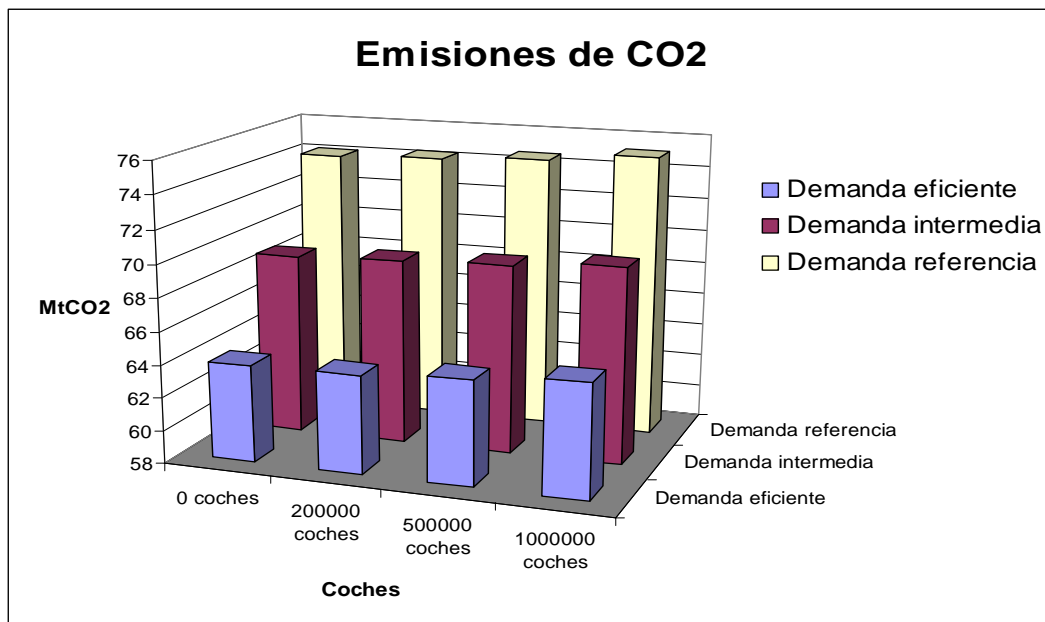


Figura 33. Emisiones de CO₂ en carga aleatoria

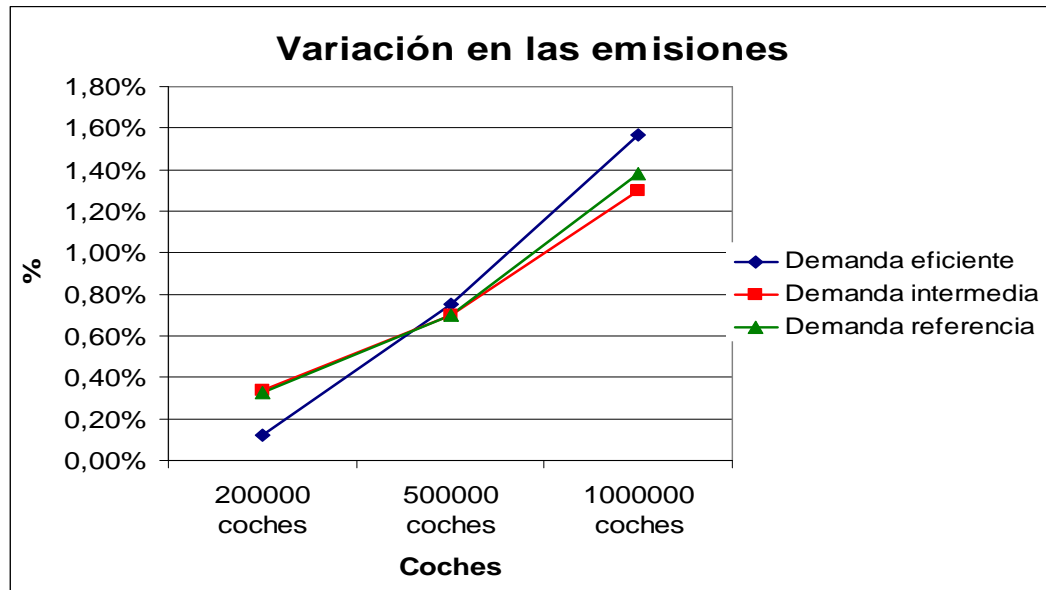


Figura 34. Variación de las emisiones de CO₂ en carga aleatoria

Como se puede apreciar, las figuras 33 y 34 muestran un patrón claramente creciente. Los resultados están dentro de lo esperado, ya que la energía generada de fuentes térmicas ha crecido para todos los escenarios de penetración. Aunque la generación en centrales de carbón sufre un ligero decrecimiento para el escenario de demanda eficiente con una flota de VEs moderada, también crece la generación en centrales de ciclo combinado, y aunque las emisiones específicas son mayores en la generación en centrales de carbón, el incremento de generación neto de las centrales de ciclo combinado es mucho mayor que la disminución de generación de carbón por lo que las emisiones netas siguen creciendo.

3.1.1.5 Carga de los vehículos

En este apartado se analiza la carga horaria de los vehículos, y sus costes equivalentes de carga y emisiones equivalentes. En la figura 35 se puede apreciar cómo afecta a la curva de demanda media horaria la carga de los mismos. La curva representada se corresponde con la de demanda intermedia por considerarse representativa del escenario.

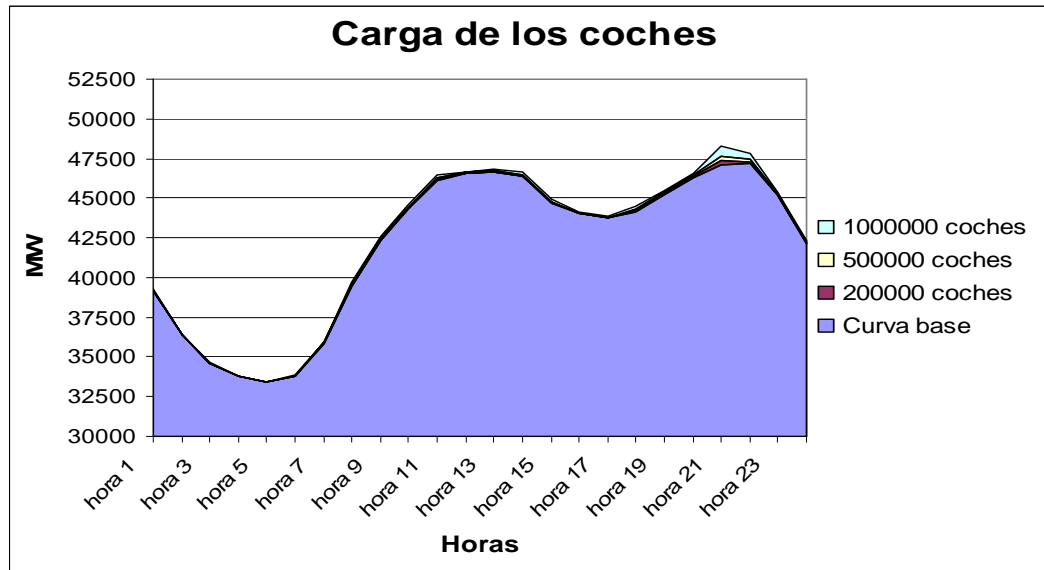


Figura 35. Impacto en la curva de demanda promedio de la carga de los VEs en carga aleatoria

En la curva se puede apreciar que este tipo de carga no aporta ventajas de cara a reducir la diferencia de potencia entre horas de valle y horas de punta, ya que en las horas de valle apenas se incrementa la demanda, sin embargo la segunda punta de demanda crece (más de un 2% con una flota de un millón de vehículos).

El análisis de los costes de carga de los VEs se realiza a partir del incremento de los mismos en la operación de la red. Bajo esta hipótesis los resultados del coste de carga de los vehículos cada cien km están reflejados en la tabla 17.

Coste por 100 km (€)	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Eficiente	1,1	1,1	1,1
Intermedia	1,1	1,1	1,1
Referencia	1,0	1,3	1,1

Tabla 17. Costes equivalentes de carga de los VEs para cien km en carga aleatoria

En todos los casos el coste de carga es mucho menor que el coste previsto de consumo de un vehículo con motor de combustión interna en cien km. Para un vehículo genérico (tomado como referencia un Volkswagen Polo GTI de 2011) y utilizando sus especificaciones técnicas de consumo y la evolución prevista del precio del petróleo en el PANER, el precio del consumo a los cien km resultante es de 10,4 €.



En cuanto a las emisiones de CO₂, se considera igualmente el incremento de las mismas para calcular las emisiones equivalentes. En la tabla 18 se encuentran reflejadas las emisiones equivalentes de los VEs.

Emisiones (gCO ₂ /km)	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Eficiente	26,7	66,4	69,0
Intermedia	80,2	66,7	61,7
Referencia	83,2	71,4	70,7

Tabla 18. Emisiones de CO₂ equivalentes en carga aleatoria

Según las especificaciones técnicas del vehículo que se ha considerado, las emisiones específicas son de 132 g de CO₂ por km, mayor que todas las emisiones equivalentes obtenidas.

3.1.2 CARGA NOCTURNA

En este tipo de carga, el incremento de demanda debido a la penetración de VEs está concentrado en las horas nocturnas debido a que los vehículos sólo comienzan a conectarse a la red a partir de las 21 h. Aunque en un principio este tipo de carga beneficia al sistema por desplazar la carga a las horas nocturnas, las horas de comienzo de carga coinciden con la segunda punta horaria de demanda, lo que puede perjudicar aún más a la generación. No parece razonable desplazar la rampa de conexión de vehículos a red teniendo en cuenta que supondría imponer a los usuarios que conectasen los vehículos en horas demasiado tardías.

3.1.2.1 Cambios en la generación térmica

Al igual que en el escenario anterior la generación de origen nuclear se mantiene invariante en cuanto a generación neta con lo que podemos concluir de nuevo que el incremento de demanda producido por la integración de vehículos eléctricos se suple mediante tecnologías de otro tipo.



En la figura 36 está representada la variación de generación total en las centrales de carbón en cada uno de los escenarios de demanda y en la tabla 19 el porcentaje que supone la producción a partir de carbón dentro de la demanda.

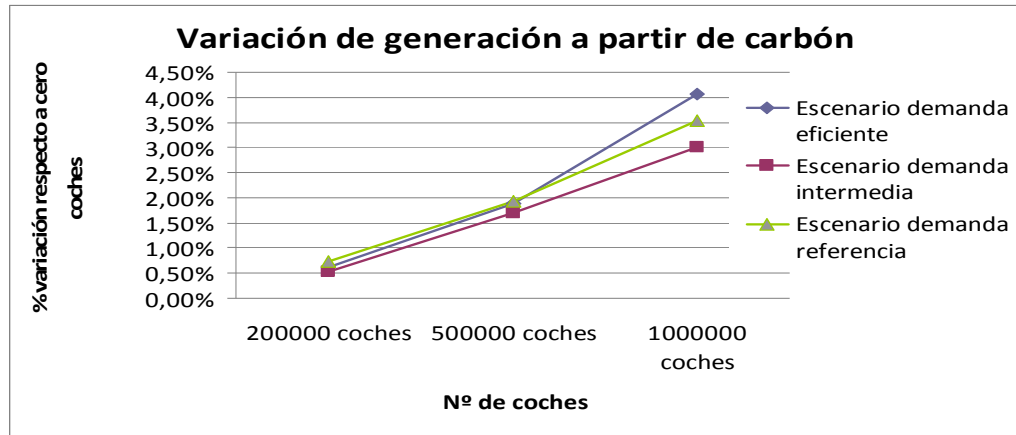


Figura 36. Variación de generación en centrales de carbón en carga nocturna

% de producción de carbón	Sin VEs	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
	Demanda eficiente	6,0%	6,0%	6,1%
Demanda intermedia	6,4%	6,4%	6,4%	6,5%
Demanda referencia	6,7%	6,7%	6,8%	6,9%

Tabla 19. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de carbón en carga nocturna

En este escenario la variación de la energía generada en centrales de carbón es siempre positiva. Además los incrementos porcentualmente son mayores que en el escenario anterior. Cuantitativamente hablando, la aportación al mix de generación reflejado en la tabla es bastante parecida al escenario anterior. El aporte extra que realiza este tipo de generación va en detrimento de otra tecnología que ve su aporte a la generación reducido.

La variación de la generación a partir de turbinas de gas en este escenario no muestra un patrón tan regular como en el escenario anterior. De hecho en tres situaciones concretas la variación sobre el escenario de referencia es negativa. En cierto modo este hecho compensa el aporte extra que realiza la generación en centrales de carbón. Sin embargo en ambos escenarios el aporte de esta tecnología al mix energético es muy baja (en torno al 0,2%), por lo que no merece un análisis muy exhaustivo, por lo que no se adjuntan figuras al respecto.

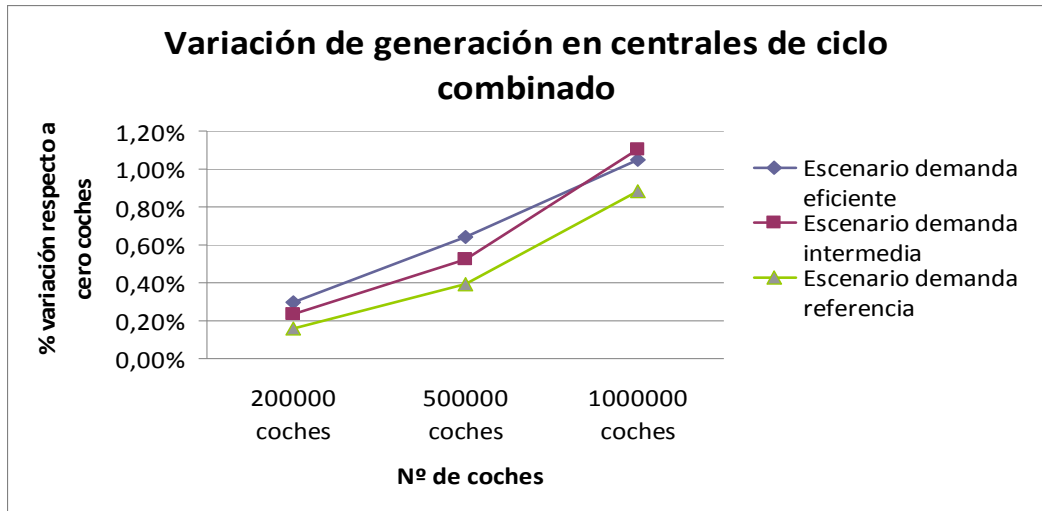


Figura 37. Variación de generación en centrales de ciclo combinado en carga nocturna

% de producción de ciclo combinado	Sin VEs	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
	Demanda eficiente	35,0%	35,1%	35,1%
Demanda intermedia	36,3%	36,4%	36,4%	36,5%
Demanda referencia	37,6%	37,6%	37,7%	37,8%

Tabla 20. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de ciclo combinado en carga nocturna

De nuevo el comportamiento de todas las gráficas en la figura 37 muestra una tendencia creciente con el aumento de la flota y todas las variaciones son positivas. Cualitativamente la evolución de las gráficas muestra el mismo patrón que en el escenario anterior, aunque en cuanto a resultados cuantitativos la variación es menor en este escenario. En promedio de los porcentajes incluidos en la tabla 20 representan un 0,2% menos del mix energético este tipo de carga. Dado que unas tecnologías han crecido y otras han decrecido en la figura 38 viene representada la evolución de la generación térmica que ha variado (a la que podríamos denominar hueco térmico), para ver cómo queda el conjunto de la misma ante las variaciones de cada una de las tecnologías de generación térmicas.

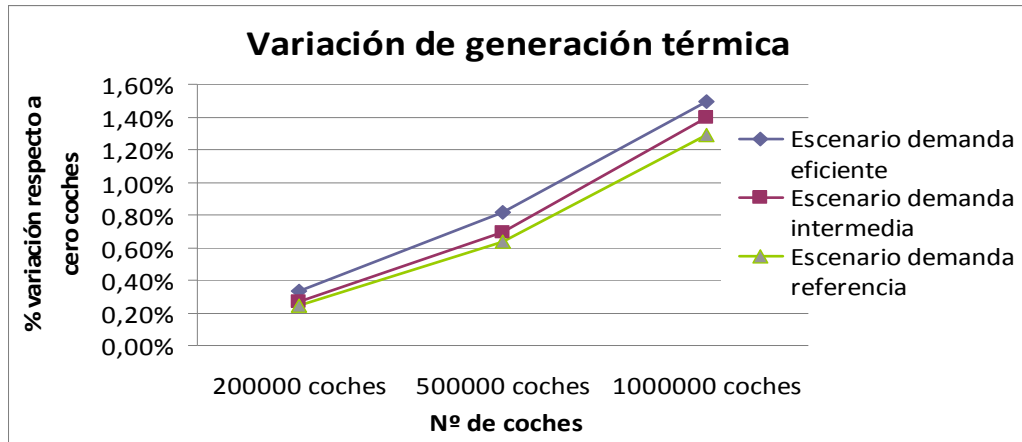


Figura 38. Variación de generación en térmica no nuclear en carga nocturna

% de producción térmica	Sin coches	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Demanda eficiente	41,1%	41,2%	41,3%	41,5%
Demanda intermedia	42,9%	42,9%	43,0%	43,2%
Demanda referencia	44,6%	44,6%	44,7%	44,9%

Tabla 21. Porcentaje de la generación total realizado en centrales térmicas no nucleares en carga nocturna

El conjunto de variaciones en las tecnologías al final parece compensarse en cuanto a forma. Las gráficas evolucionan de manera casi idéntica a las del apartado anterior e incluso los valores cuantitativos de la tabla 21 son muy similares, aunque lo cierto es que en este escenario la variación ha crecido ligeramente respecto al escenario anterior (especialmente en el caso de demanda eficiente). A la vista de dichos resultados podemos concluir que este tipo de carga afecta a la cantidad de energía térmica necesaria con respecto al tipo de carga anterior, precisando al final más generación térmica que en este escenario.

3.1.2.2 Cambios en la generación hidráulica

En este escenario de carga todos los casos muestran un decrecimiento en la generación hidráulica sin bombeo, sin embargo los resultados no son tan claros como en el caso anterior. El escenario que muestra unas variaciones más



irregulares es el de demanda eficiente. Cuando en el caso anterior la variaciones menor para este escenario de demanda, la variación de la misma en este caso es la mayor para los niveles de penetración de VEs de 200.000 y 500.000 vehículos.

Este decrecimiento extra que sufre la generación hidráulica queda compensado al menos en parte por el crecimiento del hueco térmico referido en el apartado anterior. Además en ambos casos el escenario cuya variación de energía generada es más pronunciada es el de demanda eficiente.

Cuantitativamente las variaciones se han reducido respecto al escenario anterior (el decrecimiento máximo es de un 0,2% frente al 0,3% de variación en el caso anterior). Sin embargo el margen en el que varía el porcentaje de aporte al mix de generación se mantiene en un 0,06% al igual que en el escenario anterior, en base a esta similitud en las variaciones no se considera necesario adjuntar figuras en este apartado. Cuantitativamente estos valores son muy reducidos por lo que podemos concluir que el impacto de las flotas de VEs en la generación hidráulica sin bombeo es poco significativo también en este escenario.

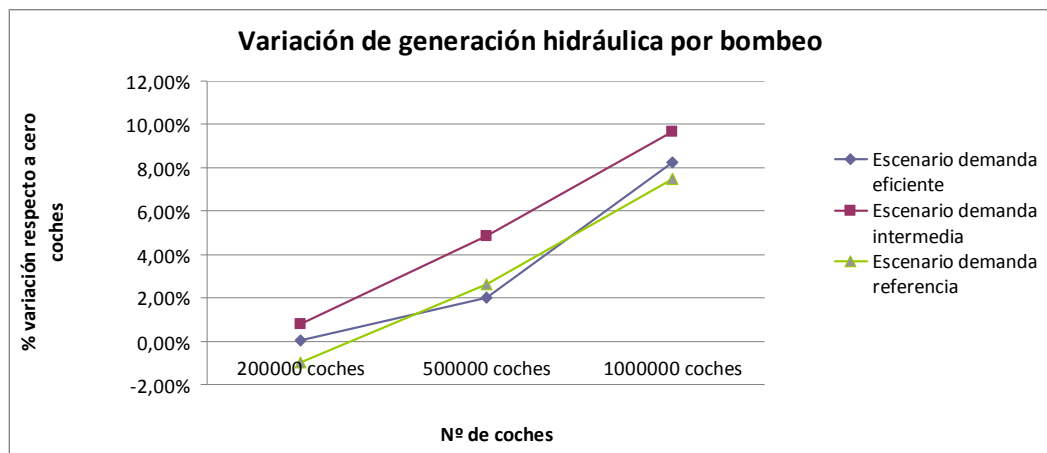


Figura 39. Variación de generación hidráulica de bombeo en carga nocturna



% de producción hidráulica por bombeo	Sin VEs	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Demanda eficiente	0,6%	0,6%	0,6%	0,7%
Demanda intermedia	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%
Demanda referencia	0,5%	0,5%	0,6%	0,6%

Tabla 22. Porcentaje de la generación total realizado en centrales hidráulicas de bombeo en carga nocturna

Como se puede apreciar en la figura 39, el decrecimiento extra de la energía hidráulica en el escenario eficiente para bajos niveles de penetración se compensa con más generación por bombeo. Para altos niveles de penetración de VEs el crecimiento de la generación por bombeo crece con respecto al escenario anterior. Al igual que en el apartado anterior esta variación en la generación nos puede estar indicando un crecimiento de las puntas de demanda con respecto al escenario de referencia, que para bajos niveles de penetración no es tan óptimo suplirlo con más bombeo por lo que la variación es mucho menor, pero en caso de una flota de VEs muy numerosa sí que resulta más óptimo para el modelo. Como se puede observar en la tabla 22 el porcentaje del mix energético sigue manteniéndose en niveles muy similares al escenario anterior (en torno al 0,6%) pese a los incrementos de generación.

3.1.2.3 Cambios en la generación de origen renovable

Las variaciones en este escenario ante los diferentes niveles de penetración en demanda eficiente tienen una forma más irregular. Esto, y el hecho de los bajos niveles de vertido y de probabilidad del mismo nos indican que la integración de VEs no tiene un impacto definido sobre el vertido. De cualquier manera, los 10 GWh de vertido máximo siguen siendo poco representativos frente a los 78 TWh integrados en total. En el caso de demanda referencia el vertido sigue siendo cero. En vista de estos resultados no se considera necesario añadir figuras en este apartado.



Al igual que en el escenario anterior la generación renovable de fuentes no eólicas es de nuevo integrada totalmente, siendo el total generado de 50579 GWh, y representando entre un 13 y un 14% de la demanda, por lo que tampoco se incluyen figuras de apoyo.

3.1.2.4 Cambios en las emisiones de CO₂

Las emisiones totales de CO₂ y la variación en cada uno de los escenarios de demanda en función de los niveles de penetración de VEs para los escenarios de carga nocturna están reflejadas en las figuras 40 y 41.

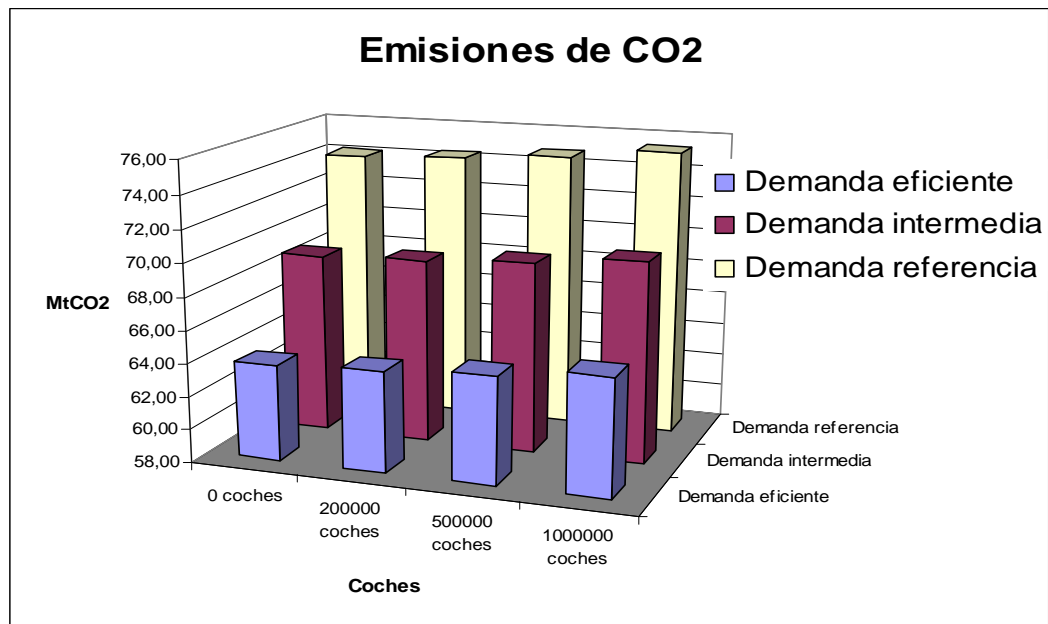


Figura 40. Emisiones de CO₂ en carga nocturna

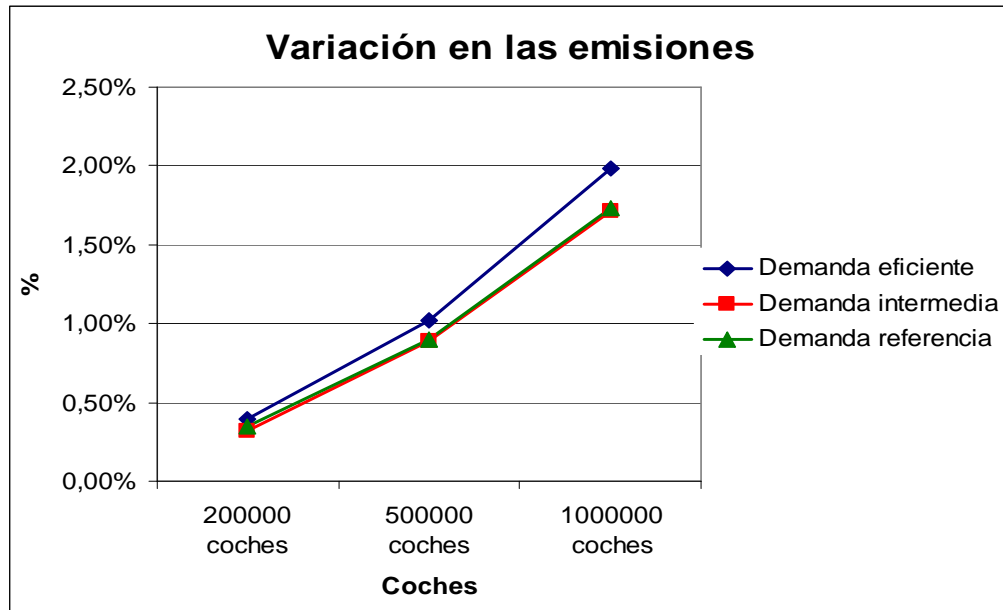


Figura 41. Variación de las emisiones de CO₂ en carga nocturna

La variación de emisiones es superior a la del escenario anterior en todos los casos. Este hecho es mucho más notable en el caso de demanda eficiente, que no sólo aumenta respecto al escenario de carga aleatoria, sino que sobrepasa la variación de los otros escenarios de demanda.

La generación térmica en su conjunto crece por lo que los resultados de aumento de las emisiones se encuentran dentro de lo esperado. Además este crecimiento es ocasionado principalmente por el aumento de la generación en centrales de carbón (cuyas emisiones específicas son mayores). Este crecimiento es más acentuado en el caso de demanda eficiente, lo cual explica que la variación de emisiones sea mayor en dicho escenario de demanda

3.1.2.5 Carga de los vehículos

En la figura 42 se puede apreciar cómo afecta a la curva de demanda media horaria la carga de los vehículos nocturna. De nuevo la curva representada se corresponde con la demanda intermedia para el análisis del impacto de las flotas de VEs.

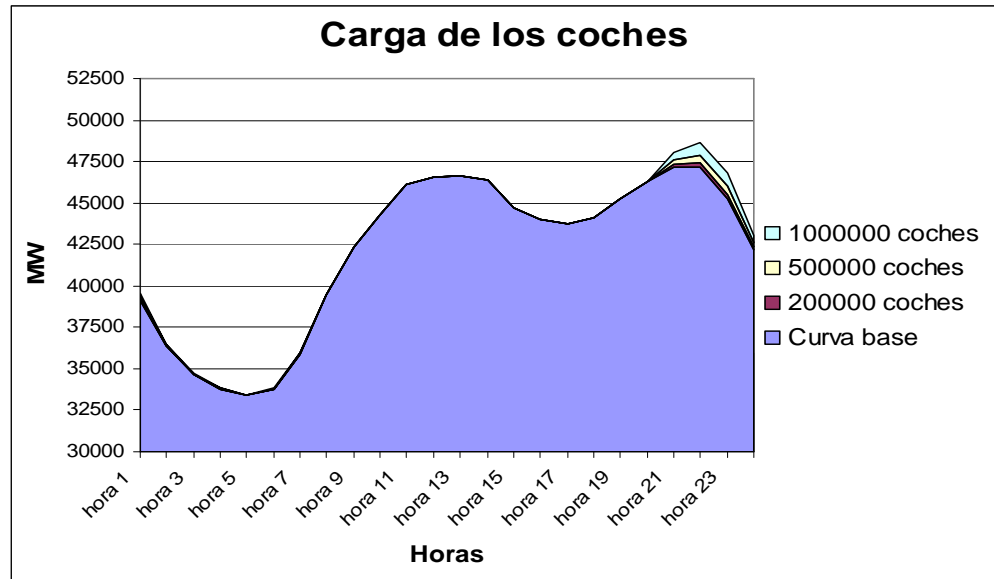


Figura 42. Impacto en la curva de demanda promedio de la carga de los VEs en carga nocturna

La curva demuestra que el supuesto de que este tipo de carga tiene un impacto mayor por estar muy concentrada en torno a las horas de la segunda punta de demanda es correcto. Si bien es cierto que en las horas valle de demanda existe un ligero crecimiento, éste es prácticamente insignificante si se compara con el crecimiento del segundo pico, que es un 3,1% más alto que el pico de demanda referencia en el caso de un millón de vehículos.

Coste por 100 km (€)	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Eficiente	1,3	1,3	1,1
Intermedia	1,1	1,1	1,1
Referencia	1,1	1,4	1,1

Tabla 23. Costes equivalentes de carga de los VEs para cien km en carga nocturna

Como se puede ver en la tabla 23 los costes aumentan en todos los casos excepto en el de demanda eficiente y un millón de vehículos, en el cual el coste mantiene prácticamente igual. No resulta extraño dado que en el primer apartado queda determinado que la generación térmica en su conjunto crece respecto al escenario anterior. De cualquier modo continúan siendo muy inferiores al coste equivalente de recorrer cien km con un vehículo con motor de combustión interna, como se ve en el anterior escenario de carga.



En cuanto a las emisiones de CO₂, se considera de nuevo el incremento de las mismas para calcular las emisiones equivalentes. En la tabla 24 se encuentran reflejadas las emisiones equivalentes a los cien km.

Emisiones (gCO ₂ /km)	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Eficiente	85,8	90,0	87,7
Intermedia	76,0	85,0	81,7
Referencia	87,5	92,1	88,8

Tabla 24. Emisiones de CO₂ equivalentes en carga nocturna

Las diferencias con respecto al escenario de carga aleatoria son congruentes con las conclusiones del análisis de la variación de emisiones. En términos generales podemos afirmar que las emisiones crecen ligeramente en los escenarios de demanda intermedia y de referencia, y en el caso del escenario de demanda eficiente la variación es más pronunciada. En cualquier caso los valores siguen manteniéndose en el mismo orden de magnitud, por lo que las emisiones continúan siendo inferiores (un 30,2% en el caso más desfavorable) a su equivalente en motor de combustión.

3.2 ESCENARIO DE CARGA REGULADA

En estos escenarios se estudian los potenciales beneficios de gestionar la carga de los vehículos eléctricos mediante un dispositivo de control centralizado (agregador de carga), con el objetivo de minimizar el impacto de dicha carga sobre el sistema. Es necesario tener en cuenta que se supone la disponibilidad de la infraestructura y los propios agregadores de carga. Un decremento de los costes y emisiones con respecto a otros escenarios poco significativo no justificaría la disponibilidad de dicha infraestructura.



3.2.1 VEHÍCULOS NO OFERTAN RESERVA

En un sistema de carga gestionado con agregadores, los vehículos conectados a red tienen la posibilidad de ofertar reserva secundaria variando la cantidad de potencia de carga. En este primer escenario no se contempla la oferta de reserva de los vehículos para poder comparar las variaciones entre ofertar esta reserva o no más adelante.

3.2.1.1 Cambios en la generación térmica

La energía generada de origen nuclear continúa invariante en estos escenarios. Se analizan a continuación las otras fuentes de generación térmica que sí que sufren cambios.

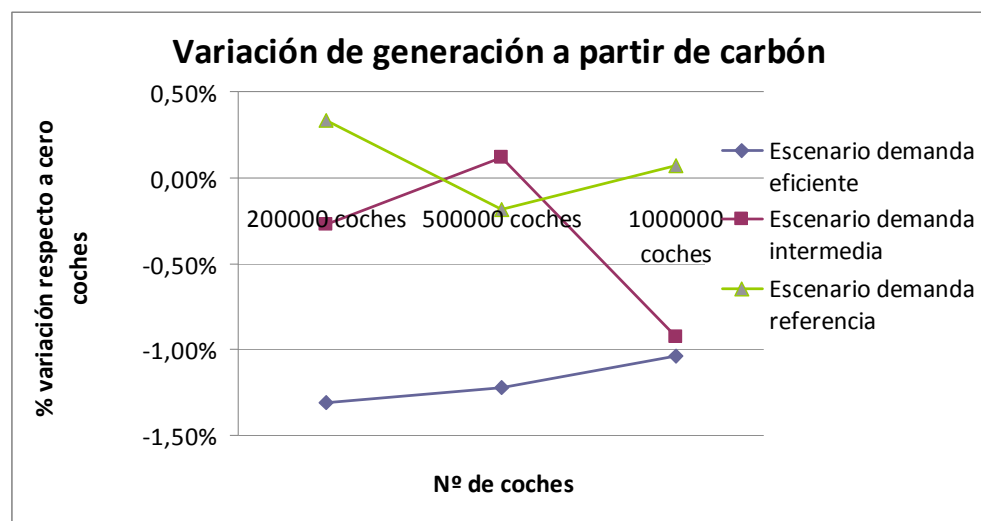


Figura 43. Variación de generación en centrales de carbón en carga regulada

% de producción de carbón	Sin coches	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Demanda eficiente	6,0%	5,9%	5,9%	5,9%
Demanda intermedia	6,3%	6,4%	6,4%	6,3%
Demanda referencia	6,7%	6,7%	6,7%	6,7%

Tabla 25. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de carbón en carga regulada



Como se puede apreciar en la figura 43 y la tabla 25, la generación oscila entre un leve incremento y un leve decremento para los escenarios de demanda intermedia y referencia. Sin embargo en el caso de la demanda referencia existe un decremento superior al 1%. La causa de estas variaciones se puede encontrar en los costes de las tecnologías térmicas y como afectan a la operación del sistema. Ambas tecnologías generan energía en función de cuál de ellas resulta más rentable de cara a la operación del sistema. Las centrales de carbón presentan un coste variable en el que se incluye el coste de las emisiones, que también se incluye a la hora de optimizar el coste global, un 30% superior al coste variable de las centrales de ciclo combinado. Sin embargo el coste fijo de tener una central de ciclo combinado en funcionamiento es cinco veces superior al de una central de carbón. Dados los costes de operación que utiliza el modelo se determina que una central de ciclo combinado resulta más rentable que una de carbón a partir de 381 MW.

Asimismo si se observan los datos de salida de operación de las centrales térmicas se pueden extraer conclusiones que ayudan a comprender el porqué de estas variaciones. En un día genérico del año se puede ver que la evolución de conexiones y generaciones de ambas tecnologías muestra tres tipos de comportamiento. Las centrales de carbón suelen estar conectadas por periodos superiores a 24 horas (no existe gran variación del número de centrales conectadas a red a lo largo del día), la potencia que aportan suele oscilar entre los 200 y los 390 MW y en determinadas ocasiones por periodos inferiores a diez horas entre 400 y 500 MW (cuando los costes de arranque de las centrales no justifican conectar una central de ciclo combinado aunque el coste de operación fuese inferior). Las centrales de ciclo combinado en caso de estar conectadas en muy raras ocasiones aportan menos de 381 MW, y se aprecian dos tipos de comportamiento. Por un lado las centrales de mayor potencia neta suelen estar conectadas por periodos de tiempo muy largo (mayores que en el caso del carbón), y aportan generalmente prácticamente el máximo técnico. Sin embargo en las horas de punta de demanda en muchas ocasiones centrales de ciclo



combinado de menor potencia máxima se conectan a red durante periodos cortos (entre tres y cinco horas) aportando potencias ligeramente superiores a los 381 MW.

Lo que se pretende explicar con estos datos es que el aumento de demanda en las horas nocturnas favorece en términos generales la operación en centrales de ciclo combinado frente a la generación en centrales de carbón. Cada caso merecería un estudio concreto pero en términos globales podemos esperar que los incrementos de demanda de carbón se vuelvan negativos o prácticamente no varíen frente a un amplio crecimiento de la generación en ciclo combinado para un tipo de gestión de la carga regulada. En el caso concreto de la demanda eficiente la elevación del valle de demanda es más significativa por lo que parece razonable que los decrementos de la generación de carbón sean más pronunciados.

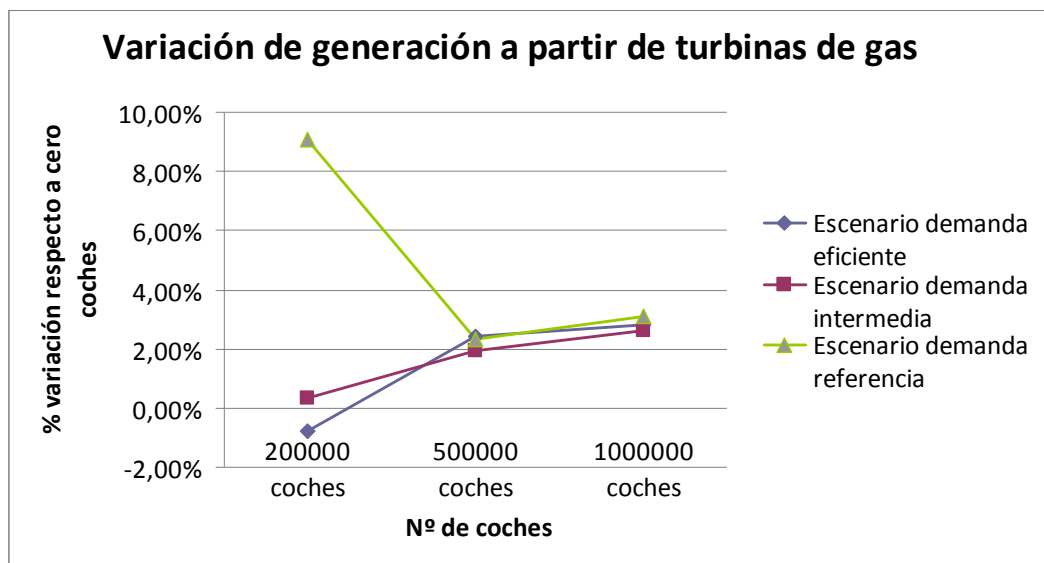


Figura 44. Variación de generación en centrales de gas en carga regulada

% de producción de turbinas de gas	Sin coches	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Demanda eficiente	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Demanda intermedia	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Demanda referencia	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%

Tabla 26. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de gas en carga regulada



En este caso la variación reflejada en la figura 44 no muestra un patrón creciente claramente definido al contrario que en los anteriores escenarios, y el crecimiento es menor que en los mismos para niveles de penetración altos de VEs. En dichos escenarios tiene cierto sentido que este tipo de generación tenga un crecimiento claramente definido ya que la generación de esta tecnología actúa mayoritariamente en puntas de demanda (de nuevo observando las tablas de datos de salida de los escenarios se puede apreciar que la generación de esta tecnología tiene lugar en los rangos horarios de 11-14 horas y 21-23 horas). En estos escenarios existe cierta carga extra en las horas punta, lo que puede producir un ligero incremento de la generación, pero en términos generales no es previsible un incremento como en los escenarios anteriores, lo cual se cumple en los resultados. No hay que olvidar que se trata de una tecnología muy marginal en cuanto a porcentaje del mix energético (como se puede apreciar en la tabla 26), con lo que cualquier incremento neto va a suponer una variación porcentualmente alta.

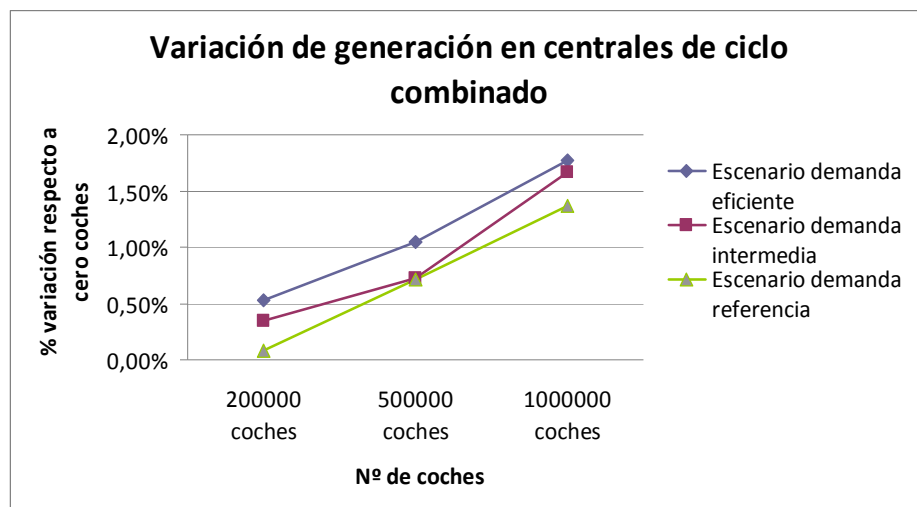


Figura 45. Variación de generación en centrales de ciclo combinado en carga regulada



% de producción de ciclo combinado	Sin coches	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Demanda eficiente	35,0%	35,1%	35,3%	35,6%
Demanda intermedia	36,3%	36,4%	36,6%	36,9%
Demanda referencia	37,6%	37,7%	37,9%	38,1%

Tabla 27. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de ciclo combinado en carga regulada

Como se podía esperar los incrementos porcentuales que se encuentran en la figura 45 son mayores que en los anteriores escenarios. La diferencia es pequeña (en torno a un 0,4-0,5% superiores a dicho escenario), sin embargo de cara a compensar el decremento en generación en centrales de carbón, cuya variación porcentual es en torno a un 3-4%, y teniendo en cuenta que la generación en ciclo combinado es casi cinco veces mayor (en promedio de lo reflejado en la tabla 27), dicho incremento parece razonable suponiendo que la generación térmica permanece invariante en su conjunto, lo cual no parece ilógico dado que el vertido eólico es muy reducido en los anteriores escenarios y la única variación de otras tecnologías podría ser en la hidráulica que tampoco sufre grandes variaciones en dichos escenarios.

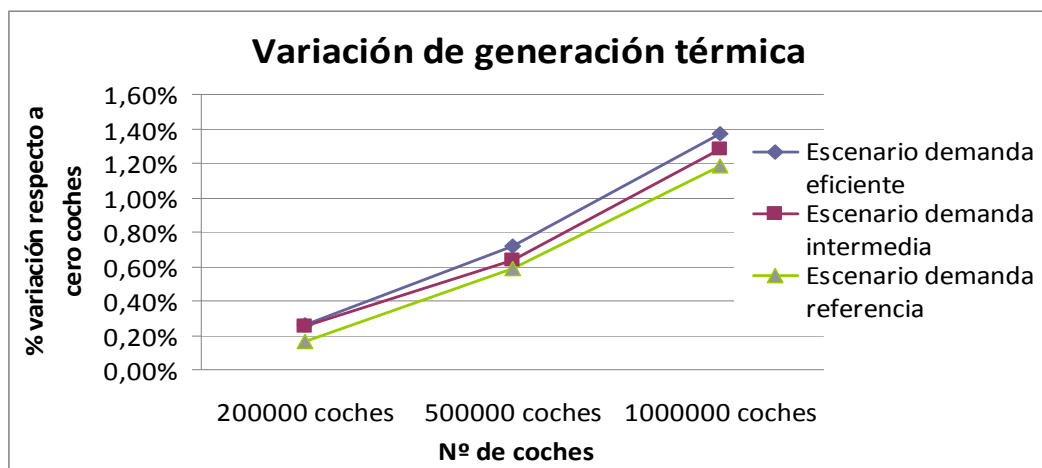


Figura 46. Variación de generación en térmica no nuclear en carga regulada



% de producción térmica	Sin coches	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Demanda eficiente	41,1%	41,2%	41,4%	41,7%
Demanda intermedia	42,8%	43,0%	43,1%	43,4%
Demanda referencia	44,6%	44,6%	44,8%	45,1%

Tabla 28. Porcentaje de la generación total realizado en centrales térmicas no nucleares en carga regulada

En la figura 46 y la tabla 28 se observa que el conjunto de la variación térmica apenas varía en este escenario con respecto a los anteriores. El desplazamiento de la carga de los vehículos a horas que permiten una gestión más óptima tiene como efecto que se desplaza cierta cantidad de generación de carbón a ciclo combinado, minimizando así el coste equivalente de la operación del sistema. Se puede suponer con cierta seguridad que las emisiones de CO₂ se reducirán por el cambio de tecnología. Sin embargo, aunque es posible que los costes puros de operación del sistema se reduzcan, es posible que esto no sea así, ya que la función objetivo del modelo es minimizar el coste equivalente de operación del sistema, que incluye el coste equivalente de las emisiones de CO₂, las cuales no se encuentran reflejadas en el dato de coste puro de operación del sistema que es el que se evalúa para dar los costes de carga de los vehículos.

3.2.1.2 Cambios en la generación hidráulica

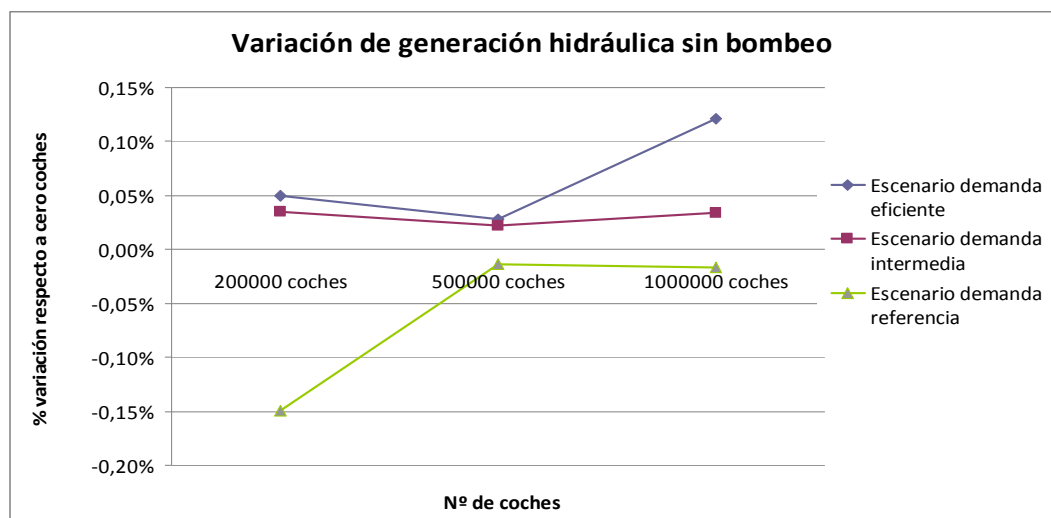




Figura 47. Variación de generación hidráulica sin bombeo en carga regulada

% de producción hidráulica sin bombeo	Sin VEs	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Demanda eficiente	7,9%	7,9%	7,9%	7,9%
Demanda intermedia	7,6%	7,6%	7,6%	7,6%
Demanda referencia	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%

Tabla 29. Porcentaje de la generación total realizado por tecnología hidráulica sin bombeo en carga regulada

Las variaciones reflejadas en la figura 47 y la tabla 29 muestran un perfil mucho más irregular que en los escenarios de carga previos. De cualquier modo las variaciones netas son porcentualmente muy pequeñas (un 0,15% en el peor caso). En vista de los resultados no se puede demostrar que la carga de los vehículos tenga un impacto definido sobre la generación hidráulica. Las variaciones de la generación son probablemente fruto de los escalones de demanda concretos de cada caso y no merece la pena analizarlo más en profundidad.

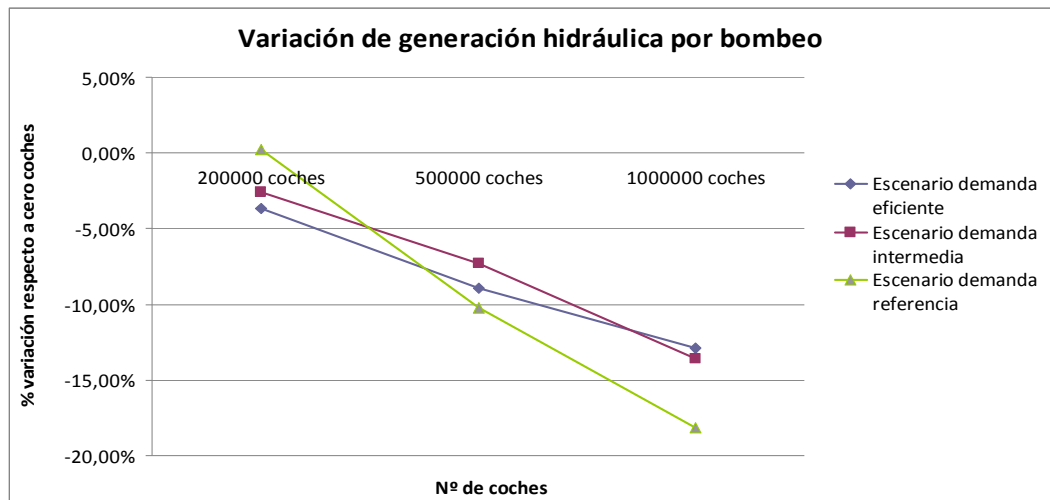


Figura 48. Variación de generación hidráulica de bombeo en carga regulada



% de producción hidráulica por bombeo	Sin VEs	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Demanda eficiente	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%
Demanda intermedia	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%
Demanda referencia	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%

Tabla 30. Porcentaje de la generación total realizado en centrales hidráulicas de bombeo en carga regulada

En este caso las gráficas de variación de la generación de la figura 48 sí que muestran un patrón claramente decreciente. La demanda en este escenario crece precisamente en las horas en las que se producen los consumos para bombeos, lo cual tiene dos efectos. En primer lugar este incremento de demanda reduce el potencial de beneficio de bombear en horas de valle ya que este beneficio surge del hecho de que el ahorro de los costes de arranque puede ser mayor que las pérdidas que se producen en el bombeo (la eficiencia del mismo es del 70%). Dichas centrales en nuestro escenario en muchos casos en dichas horas estarán cubriendo el incremento fruto de la carga de los VEs por lo que se pierde parte de esta capacidad. En segundo lugar nuevos incrementos para mantener la generación por bombeo precisarían arrancar centrales por lo que se pierde el potencial beneficio. Ambos efectos producen el decrecimiento de generación en esta tecnología y la reducción de su aporte a la generación que representan mostrado en la tabla 30.

3.2.1.3 Cambios en la generación de origen renovable

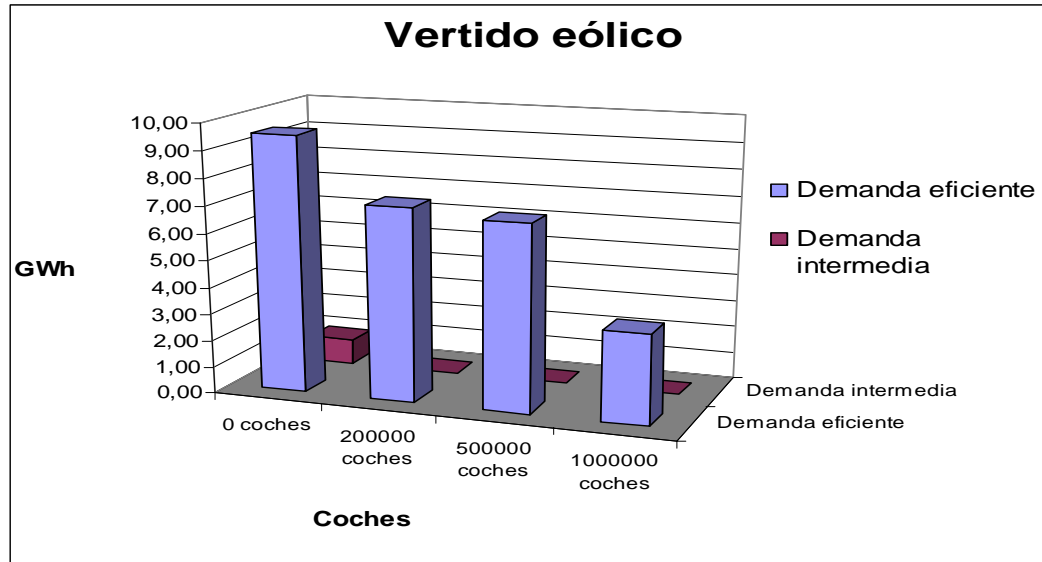


Figura 49. Vertido eólico en carga regulada

Horas	0 VEs	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Demanda eficiente	9	6	4	2
Demanda intermedia	2	0	0	0

Tabla 31. Horas anuales de vertido eólico en carga regulada

Como se puede apreciar en la figura 49, el vertido eólico máximo es inferior a 10 GWh de nuevo, que es prácticamente despreciable frente a los 78.240 GWh que se integran. Los resultados en dicha figura y la tabla 31 cualitativamente no difieren mucho de los obtenidos en los escenarios anteriores, continúan siendo muy bajos, por lo que no parece necesario analizar los mismos en profundidad ya que las conclusiones son las mismas ya comentadas en los tipos de carga anteriores.

En cuanto a la integración de energía de fuentes renovables no eólica, los resultados no difieren con los del apartado anterior. Dado que la carga neta no ha variado sigue representando entre un 13 y un 14% de la demanda.

3.2.1.4 Cambios en las emisiones de CO₂

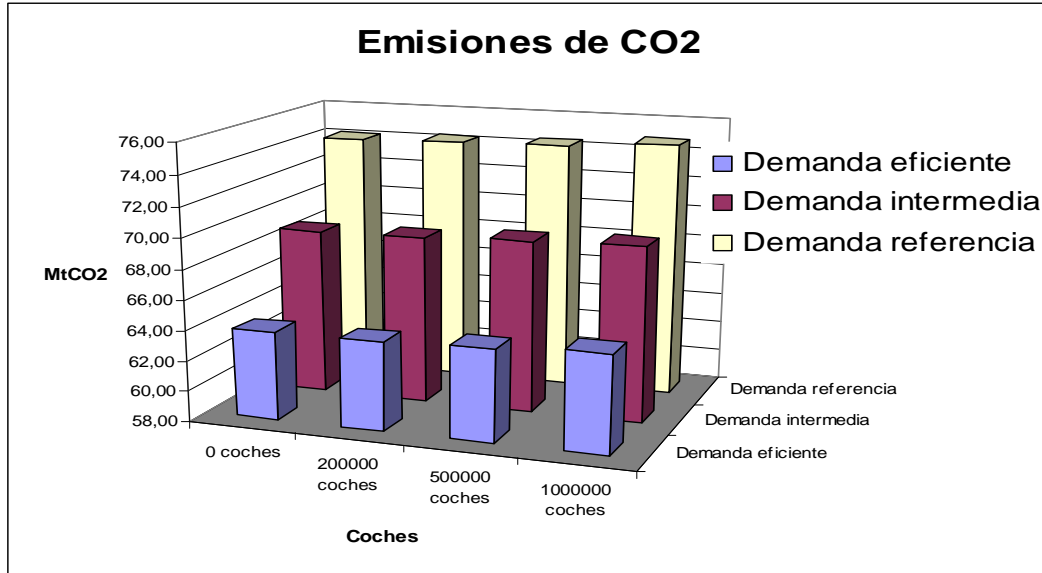


Figura 50. Emisiones de CO₂ en carga regulada

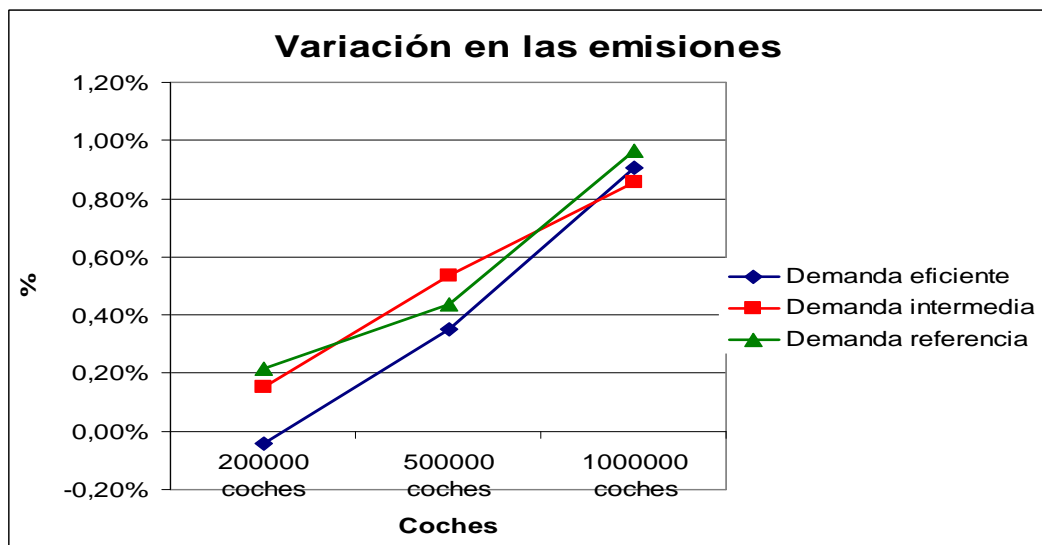


Figura 51. Variación de las emisiones de CO₂ en carga regulada

Los resultados obtenidos en las figuras 50 y 51 se encuentran dentro del rango de lo esperable. En el caso concreto de los 200000 vehículos en demanda eficiente las emisiones totales decrecen en comparación con el escenario de referencia. Aunque en un principio este resultado pueda parecer extraño, lo cierto es que si se



analizan el conjunto de las variaciones térmicas adquieren cierto sentido. El conjunto de generación térmica se incrementa en apenas un 0,25%, la generación térmica en carbón decrece en un 1,3% frente a la generación en ciclo combinado que aumenta en torno a un 0,5%. Esto supone que se reducen 277888 GWh de generación de carbón aproximadamente frente a 625335 GWh. Teniendo en cuenta que las emisiones son respectivamente 350 tCO₂/GWh en ciclo combinado y de 925 tCO₂/GWh la variación aproximada obtenida es de -45126 tCO₂.

A la vista de los resultados podemos concluir que para un nivel bajo de penetración de VEs no es descabellado que el nivel de emisiones se reduzca. En el resto de escenarios de penetración de vehículos la variación de emisiones es aproximadamente la mitad que en el caso anterior. En estos escenarios aunque la gestión de la carga de los VEs produce cierto desplazamiento de generación de carbón a ciclo combinado y favorece el uso de esta última tecnología frente al carbón, el crecimiento global de la generación térmica supone un crecimiento del global de las emisiones.

3.2.1.5 Carga de los vehículos

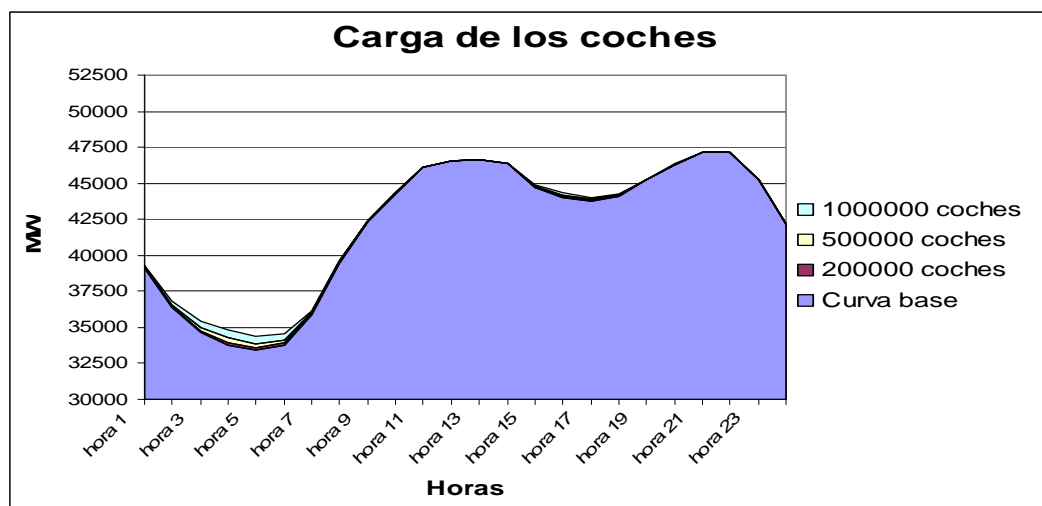


Figura 52. Impacto en la curva de demanda promedio de la carga de los VEs en carga regulada



La curva obtenida en la figura 52 se ajusta a la forma esperada. El valle mínimo promediado aumenta hasta un 3% en el escenario de un millón de vehículos en el sistema.

Coste por 100 km (€)	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Eficiente	0,9	1,1	0,9
Intermedia	1,0	1,0	1,0
Referencia	0,9	1,0	1,0

Tabla 32. Costes equivalentes de carga de los VEs para cien km en carga regulada

Los costes de carga reflejados en la tabla 32 se reducen en todos los niveles de penetración de VEs y de demanda. En promedio los costes decrecen prácticamente en un 13% con respecto al escenario de carga aleatoria. En este caso la optimización de la variable de costes equivalentes no sólo reduce la propia variable, sino que los costes netos de operación del sistema también se disminuyen.

Emisiones (gCO ₂ /km)	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Eficiente	- 9,7	30,9	40,0
Intermedia	36,1	51,1	40,7
Referencia	55,2	44,6	49,5

Tabla 33. Emisiones de CO₂ equivalentes en carga regulada

Las emisiones equivalentes de los vehículos son proporcionales a las emisiones propias del sistema. En el escenario más beneficioso ya que la variación de emisiones es negativa, las emisiones equivalentes también son negativas. Cabe destacar que las emisiones equivalentes del peor escenario son de 55,17 gCO₂/km, que son un 58,2% más bajas que en el vehículo de combustión de referencia. Son incluso un 34,3% menores a las del vehículo con motor de combustión con menores emisiones que se fabrica en la actualidad, el Smart Fortwo, cuyas emisiones equivalentes son de 84 g de CO₂ por km.

Es importante remarcar que los costes de operación variables de la tecnología de ciclo combinado sin contar con el coste equivalente de las emisiones de CO₂ son muy ligeramente inferiores a los de carbón (apenas un 0,56% menores) por lo que



en cuanto al coste neto sin contar los costes de las emisiones para que la generación resultase más rentable en ciclo combinado, sería necesario que las centrales produjesen más de 3000 MW de potencia para reducir los costes fijos de las mismas. De lo anterior podemos deducir que el ahorro en costes se produce por eliminar costes de arranque de centrales.

3.2.2 VEHÍCULOS OFERTAN RESERVA

En este escenario se comparan los beneficios (si los hubiera) y los cambios en la operación del sistema producidos por el hecho de que los vehículos oferten reserva frente al escenario en el que no lo hagan.

3.2.2.1 Cambios en la generación térmica

Al igual que en los anteriores escenarios de carga la generación nuclear permanece invariante en este, y con su aportación al mix energético ocurre lo mismo ya que la cantidad de demanda neta tampoco varía. A continuación se analizan los cambios en las tecnologías que sí varían.

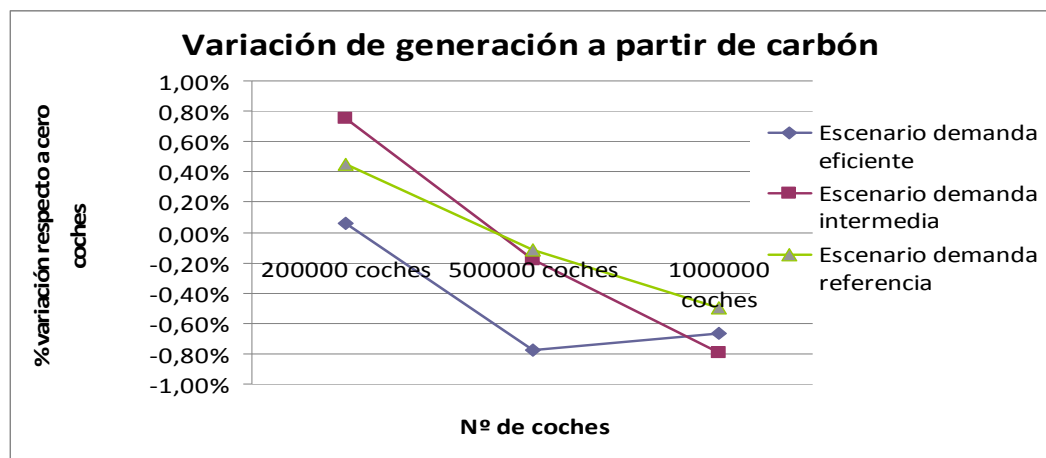


Figura 53. Variación de generación en centrales de carbón en carga regulada-res



% de producción de carbón	Sin VEs	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Demanda eficiente	6,0%	6,0%	5,9%	5,9%
Demanda intermedia	6,3%	6,4%	6,3%	6,3%
Demanda referencia	6,7%	6,7%	6,7%	6,7%

Tabla 34. Porcentaje de la generación total en centrales de carbón en carga regulada-res

Como se puede apreciar en las curvas de la figura 53, la cantidad de energía de este tipo de centrales también muestra un patrón decreciente. El motivo de esta variación frente a lo que ocurre en escenarios de carga no limitada se encuentra de nuevo en el aumento del valle de demanda, lo cual provoca que la generación en centrales de ciclo combinado resulte más rentable por tener un coste variable más bajo que compensa que el coste fijo de operación de las centrales de ciclo combinado sea más alto a partir de cierta cantidad de potencia suministrada.

Sin embargo, este decrecimiento es menor en este escenario que en el anterior. En un principio se esperaría que la aportación de los vehículos a la reserva secundaria aportara flexibilidad a la operación del sistema, y en última instancia se optimizaran los costes de operación. Dado que la generación en centrales de carbón resulta menos rentable en términos generales cuando se gestiona más adecuadamente la demanda (en concreto cuando se sube la base de la misma) se esperaría al menos que se mantuviera al mismo nivel, o incluso que decreciera mientras que la gráfica de variación y la tabla 34 muestran lo contrario.

A pesar de esto tampoco es un resultado incongruente ya que la reserva afecta principalmente a que las centrales estén conectadas a red o no, ya que si están conectadas aportan la flexibilidad de subir la potencia que están generando. Esta capacidad no discrimina generación en centrales de carbón o de ciclo combinado por lo que la aportación de reserva no tiene por qué suponer necesariamente que la generación decrezca aún más.

La generación en este escenario en turbinas de gas es ligeramente mayor que en el escenario anterior, así mismo las gráficas muestran patrones de crecimiento más regulares. Sin embargo, las diferencias no son lo suficientemente relevantes como



para considerar que el tipo de carga tiene un impacto definido en la generación en este caso. Y de cualquier modo continúa siendo una tecnología cuyo aporte a la generación total es casi marginal (un 0,24% en el mejor de los casos), por lo que no se considera necesario añadir las gráficas ni analizar con detenimiento la evolución de esta generación.

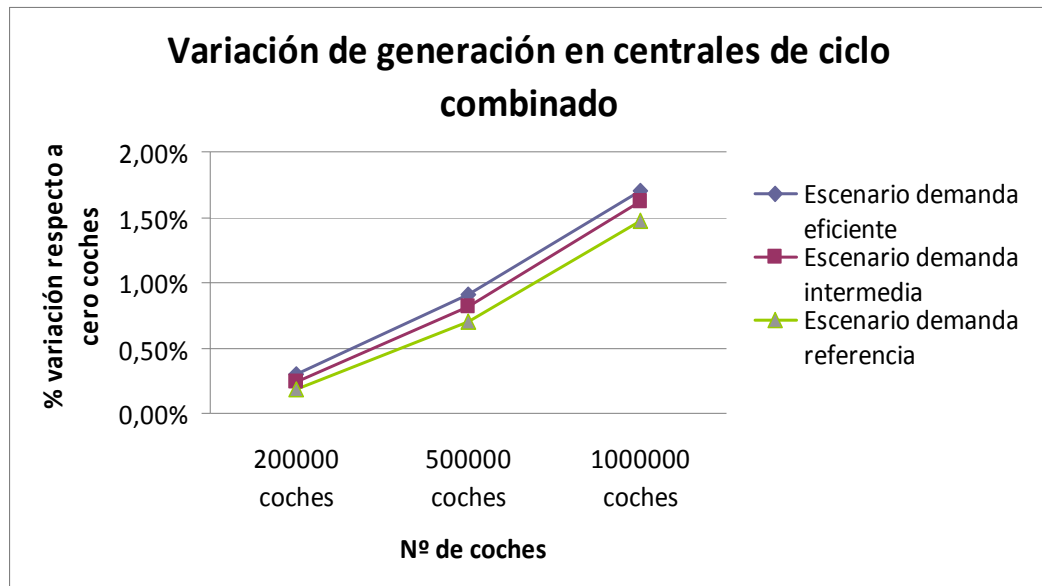


Figura 54. Variación de generación en centrales de ciclo combinado en carga regulada-res

% de producción de ciclo combinado	Sin VEs	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Demanda eficiente	35,0%	35,1%	35,3%	35,6%
Demanda intermedia	36,3%	36,4%	36,6%	36,9%
Demanda referencia	37,6%	37,7%	37,9%	38,2%

Tabla 35. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de ciclo combinado en carga regulada-res

Los resultados de la generación en ciclo combinado muestran poca variación respecto al anterior escenario en este caso. Bien es cierto que las curvas son más regulares y el escenario de demanda eficiente presenta una variación ligeramente inferior. Sin embargo, en conjunto los resultados cuantitativamente son muy similares.



Estos resultados en conjunto con los de generación en centrales de carbón parecen mostrar poca o ninguna variación. Para comprobar la veracidad de esta suposición se puede ver la variación del conjunto carbón-gas-ciclo combinado en la figura 55 y su aporte al mix energético en la tabla 36.

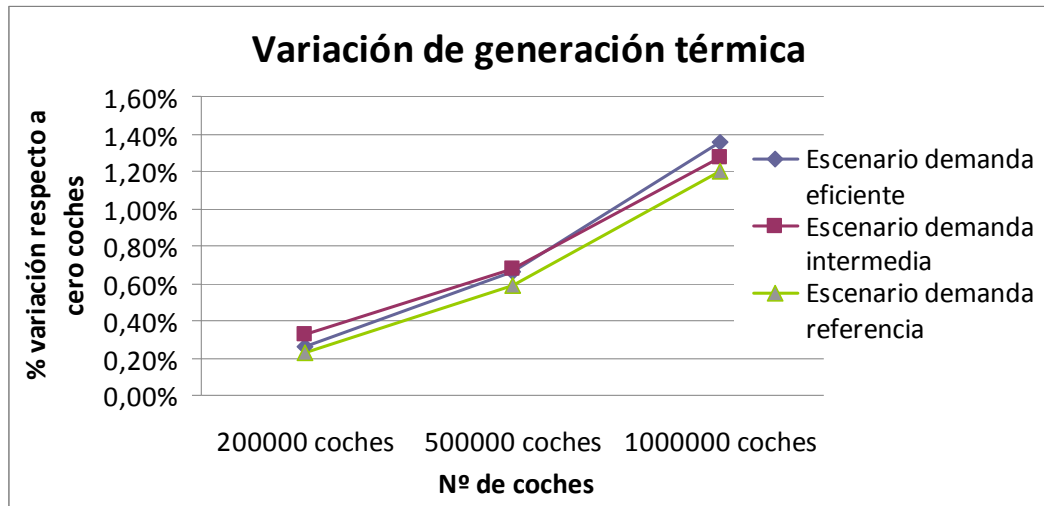


Figura 55. Variación de generación en térmica no nuclear en carga regulada-res

% de producción térmica	Sin VEs	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Demanda eficiente	41,1%	41,2%	41,4%	41,7%
Demanda intermedia	42,8%	43,0%	43,2%	43,4%
Demanda referencia	44,6%	44,7%	44,8%	45,1%

Tabla 36. Porcentaje de la generación total realizado en centrales térmicas no nucleares en carga regulada-res

Dadas las gráficas de resultados podemos concluir que la generación de origen térmico se mantiene prácticamente invariante respecto al escenario anterior (en promedio la variación es muy ligeramente superior en este escenario). Con estos datos no podemos todavía deducir si el coste de operación y las emisiones son menores o no que en el caso anterior, pero lo cierto es que en condiciones normales la flexibilidad debida a la aportación de reserva por los vehículos debería minimizar los mismos, y los resultados aportados hasta ahora no parecen indicarlo.



Antes de analizar posibles motivos de que estos resultados no muestren claramente un potencial beneficio en este tipo de carga frente a la anterior se analiza lo ocurrido con las otras tecnologías.

3.2.2.2 Cambios en la generación hidráulica

En este escenario de carga la variación de la generación hidráulica sin bombeo vuelve a no mostrar un patrón de crecimiento regular, como en el escenario anterior. Sin embargo las variaciones porcentuales vuelven a ser muy reducidas (inferiores a un 0,15%), por lo que no se considera necesario analizar más exhaustivamente la variación de la carga, ya que no parece que la integración de la carga de los vehículos tenga un impacto definido sobre la operación del sistema. Por esta misma razón no se incluyen figuras y tablas sobre la variación en la generación de esta tecnología.

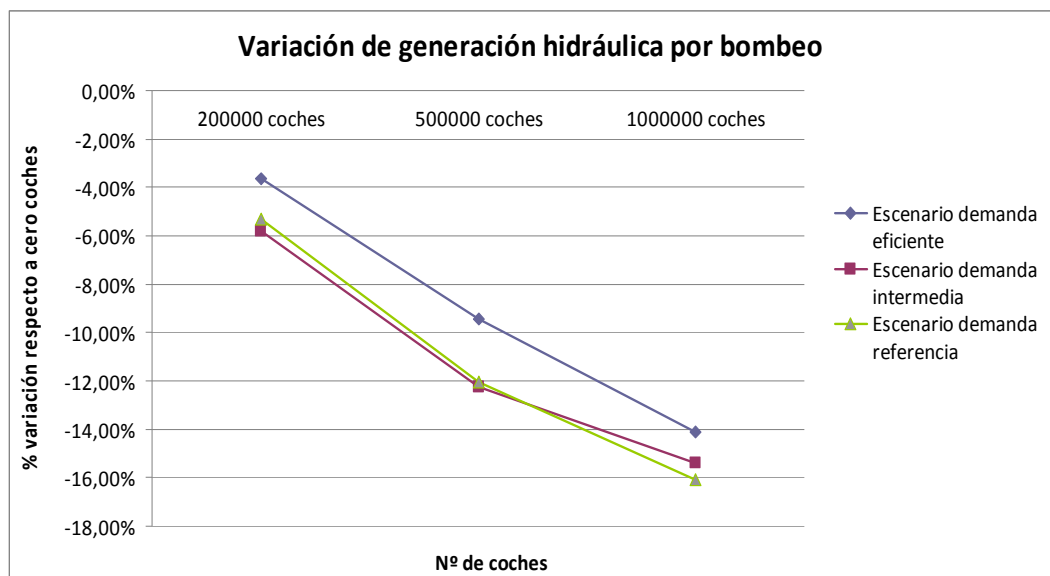


Figura 56. Variación de generación hidráulica de bombeo en carga regulada-res



% de producción hidráulica por bombeo	Sin VEs	20000 VEs	50000 VEs	100000 VEs
Demanda eficiente	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%
Demanda intermedia	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%
Demanda referencia	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%

Tabla 37. Porcentaje de la generación total realizado en centrales hidráulicas de bombeo en carga regulada-res

La figura 56 muestra de nuevo un patrón decreciente, las variaciones en función del escenario de demanda están más cercanas entre sí, y los porcentajes de variación son en promedio ligeramente menores (casi un 2% más bajos) que en el escenario anterior. Estos resultados parecen ir acordes con la variación de la generación térmica, que como ya se comenta en el apartado anterior es ligeramente superior en este escenario. Aunque si bien en este caso el decrecimiento es de un 2% frente a apenas un 0,012% de crecimiento en la generación térmica, se compensa teniendo en cuenta que la generación térmica supone más de un 40% de la generación frente a un 0,5% (promediado de la tabla 37) aproximadamente de la generación en bombeo.

3.2.2.3 Cambios en la generación de origen renovable

Los resultados del vertido eólico muestran el mismo carácter que en los anteriores escenarios. Dado que el máximo vertido continúa siendo menor que 10 GWh no se añaden gráficos ni tablas, simplemente se considera el vertido prácticamente despreciable. La generación eólica total consta de 78250 GWh, suponiendo entre un 20,6 y un 21,9% del mix energético.

La generación renovable de otros tipos vuelve a mantenerse invariante entre los diferentes escenarios. La aportación a la generación total de esta tecnología es de entre un 13 y un 14%, haciendo que el conjunto de todas las energías de origen renovable aporten al sistema entre un 34 y un 36% de la generación total.

3.2.2.4 Cambios en las emisiones de CO₂

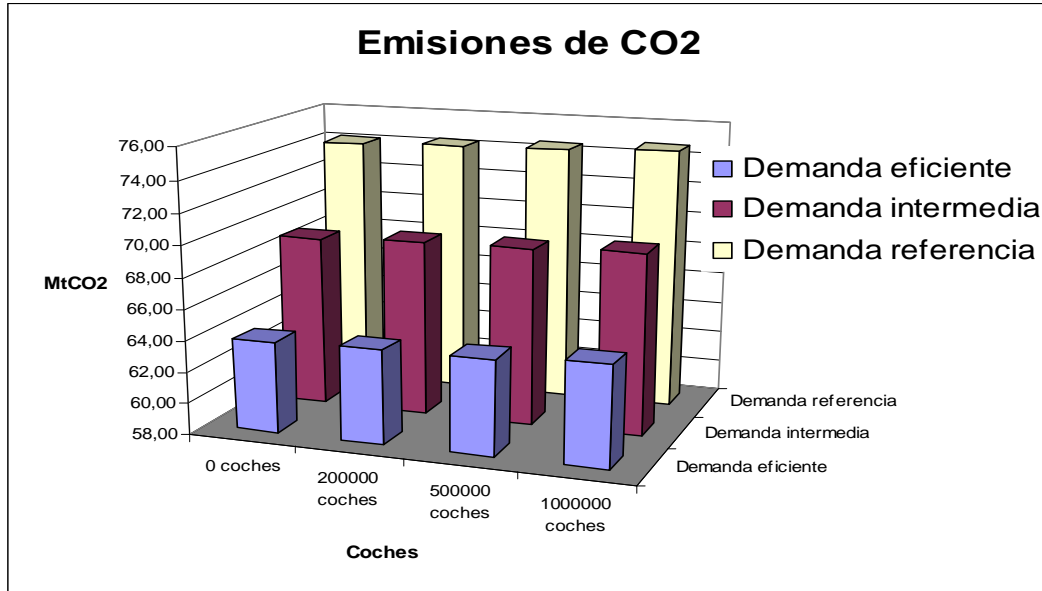


Figura 57. Emisiones de CO₂ en carga regulada-res

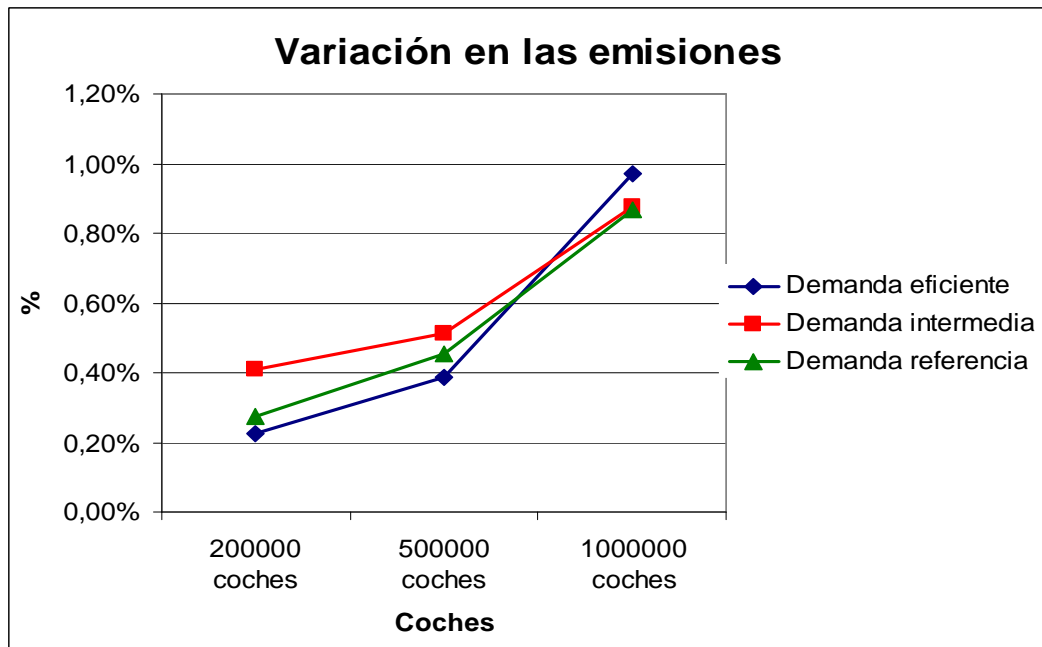


Figura 58. Variación de las emisiones de CO₂ en carga regulada-res



En este escenario en ningún caso las emisiones mostradas en las figuras 57 y 58 se reducen con respecto al escenario de referencia como ocurre en el tipo de carga anterior. En dos situaciones puntuales la variación es menor en este escenario que en el anterior (500000 vehículos en demanda intermedia y un millón de vehículos en demanda de referencia). En todos los demás casos las emisiones totales son mayores, en promedio pasan de un aumento de 0,49 a 0,55%. Los resultados parecen lógicos dado que los resultados de la generación térmica muestran un incremento en el promedio de la generación de carbón de los escenarios. En un principio dicho incremento debería contrarrestarse con un decremento de los costes de operación.

3.2.2.5 Carga de los vehículos

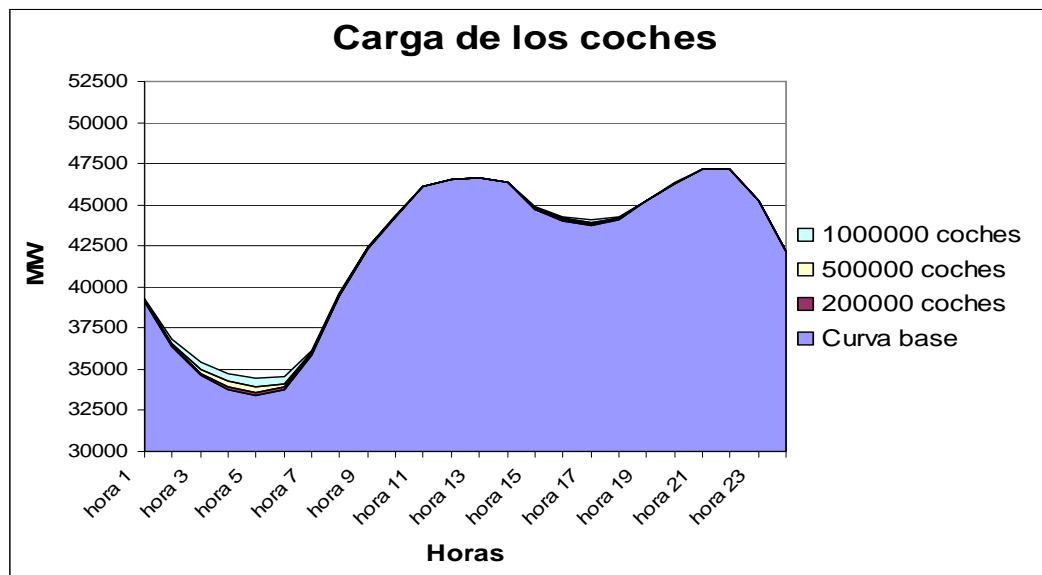


Figura 59. Impacto en la curva de demanda media de la carga de los VEs en carga regulada-res

La curva de carga de los VEs (figura 59) es ligeramente diferente en cuanto al reparto de las cargas (la elevación del valle de demanda promedio para un millón de vehículos es de un 3,24% frente al 2,99% del escenario anterior por ejemplo). Sin embargo, la comparación visual de ambas curvas no muestra diferencias cualitativas apreciables.



Coste por 100 km (€)	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Eficiente	1,0	0,9	1,0
Intermedia	2,0	1,1	1,0
Referencia	0,9	1,0	1,0

Tabla 38. Costes equivalentes de carga de los VEs para cien km en carga regulada-res

Los datos de la tabla 38 muestran resultados inesperados. Puesto que en la evolución de las emisiones se aprecia un crecimiento mayor en este escenario, sería previsible que los costes se redujeran ya que si no la conclusión es que la operación del sistema es menos óptima y esto no debería ser así. Solamente en el caso de 500000 vehículos con demanda eficiente los costes se han reducido con respecto al escenario anterior. El coste promedio de la carga se incrementa en este escenario en 15,6 c€.

Emisiones (gCO ₂ /km)	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Eficiente	49,0	34,1	42,8
Intermedia	97,4	48,7	41,7
Referencia	70,0	46,4	44,5

Tabla 39. Emisiones de CO₂ equivalentes en carga regulada-res

De los casos de este escenario analizados, el que más llama la atención es el de 200000 vehículos con demanda intermedia, ya que muestra un importante incremento tanto en las emisiones (extraídas de la tabla 39) como en los costes de carga. Para poder explicar el porqué de los resultados es necesario analizar datos de salida que no se han estudiado hasta ahora por no haber incongruencias en los estudios previos.

En primer lugar, se comparan los resultados de la variable que se minimiza en la función objetivo de la optimización, que son los costes equivalentes promedios de producción. La muestra utilizada es el escenario de demanda eficiente con 200000 vehículos, que muestra incrementos tanto en las emisiones de CO₂ como en los costes de operación del sistema.



La suma de los costes equivalentes obtenidos en cada uno de los días (ya que el modelo optimiza la operación de cada día de forma independiente) tiene como resultado para el escenario en el que no ofertan reserva los VEs 11950,320, mientras que en el escenario en el que sí que ofertan 11950,850. Se confirma pues que el modelo no mejora los resultados obtenidos en el escenario de carga ofertando reserva. En un principio se esperaba que la reserva ofertada por los vehículos conectados a red limitara las centrales que deben estar conectadas a la misma para mantener la reserva secundaria y se redujesen los costes de operación. Para comprobar si esto es lo que ocurre realmente se compara que cantidad total de reserva (a subir y a bajar) se está ofertando como resultado del modelo. La reserva en cuestión un 0,4% más alta en el caso de que los vehículos oferten reserva. Se deduce que el modelo no consigue integrar totalmente dicha oferta (más si se tiene en cuenta que ya en el escenario en el que no ofertan reserva existe ya un excedente del 5,2% de la misma).

En conjunto los resultados de emisiones de CO₂ y de costes de operación del sistema sufren una variación en promedio entre ambos escenarios de un 0,1 y un 0,04% respectivamente. Lo cierto es que los resultados obtenidos no se encuentran en el rango de lo esperable, sin embargo si aceptamos que el modelo no consigue integrar eficazmente dicha reserva, estos incrementos se pueden justificar si tenemos en cuenta que son tan reducidos que se encuentran en el rango de tolerancia de optimización de la variable objetivo (si la función objetivo tuviera una flexibilidad nula los tiempos de ejecución del modelo podrían ser inviables, por lo que la función tiene una tolerancia de optimización).

3.3 V2G

En estos escenarios los vehículos tienen capacidad de generar energía, y realizar una función similar a las estaciones de bombeo, recargando un extra de energía en horas de valle y volcándola a la red en horas de punta. En principio esta



tecnología tiende a sustituir dichas estaciones ya que la eficiencia de este sistema tiene una eficiencia compuesta por la eficiencia de transmitir energía de la red a la batería, y de la batería a la red. Dicha eficiencia compuesta es ligeramente superior al 90%, mientras que la eficiencia del proceso de bombeo es del 70%.

3.3.1 VEHÍCULOS NO OFERTAN RESERVA

Al igual que en el caso de la carga regulada en este caso se analiza en primer lugar el escenario en el que los vehículos no ofertan reserva secundaria, y a continuación el escenario en el que sí que ofertan para ver los potenciales beneficios.

3.3.1.1 Cambios en la generación térmica

La generación de origen nuclear vuelve a permanecer invariante, aunque el porcentaje que representa decrece ligeramente ya que la demanda aumenta por los consumos extra de energía de los vehículos para generación.

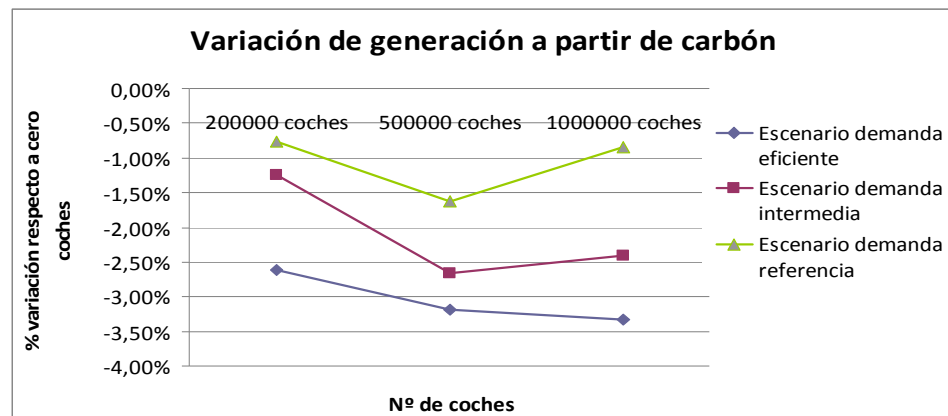


Figura 60. Variación de generación en centrales de carbón en carga V2G



% de producción de carbón	Sin VEs	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Demanda eficiente	6,0%	5,8%	5,8%	5,8%
Demanda intermedia	6,3%	6,3%	6,2%	6,2%
Demanda referencia	6,7%	6,6%	6,6%	6,6%

Tabla 40. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de carbón en carga V2G

La figura 60 y la tabla 40 muestran que la generación en centrales de carbón decrece con respecto al escenario de carga regulada sin generación. Para un nivel de penetración alto las gráficas muestran una tendencia creciente para las demandas intermedia y de referencia. El decrecimiento general de la demanda de carbón se debe a la elevación del valle de demanda como se explica en el escenario de carga regulada. El valle en este escenario en principio se eleva aún más que en los anteriores dado que el consumo de los vehículos crece para poder generar en las puntas de demanda. En cierto modo, parte de este consumo compensa la reducción de los consumos en bombeo, pero teniendo en cuenta que la eficiencia de esta generación es mayor que la del bombeo, podría ocurrir que la cantidad de energía extra que se utilizará para generación en puntas (que incluye bombeo y generación de VEs) creciera.

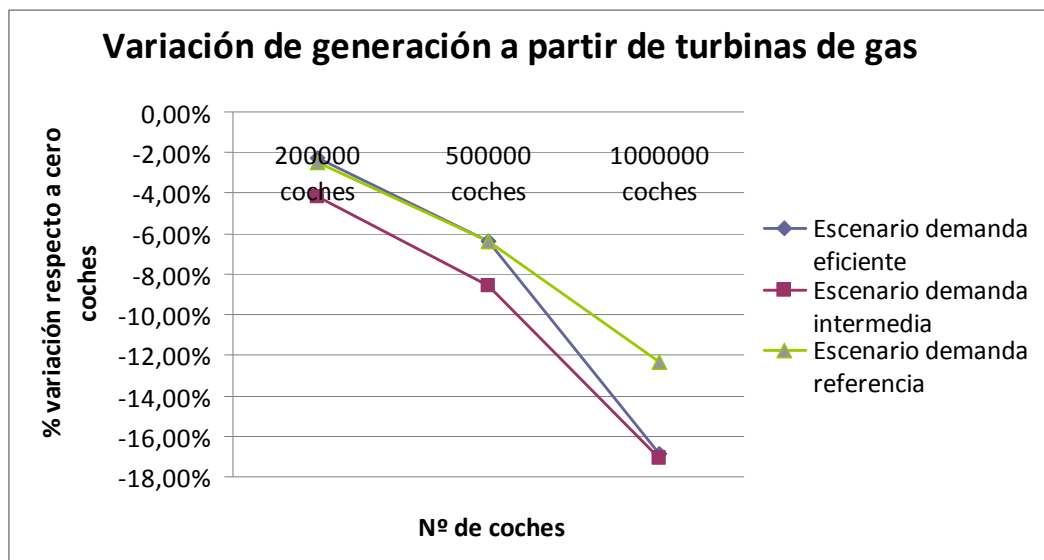


Figura 61. Variación de generación en centrales de gas en carga V2G



% de producción de turbinas de gas	Sin VEs	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Demanda eficiente	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%
Demanda intermedia	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Demanda referencia	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%

Tabla 41. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de gas en carga V2G

En la figura 61 se aprecia que la generación en turbinas de gas en este escenario muestra un patrón de decrecimiento mucho más regular que en otros escenarios, y el decrecimiento también es mucho más acentuado. Como se comenta en el apartado del escenario de carga anterior, las centrales de turbinas de gas se conectan a red sólo durante cortos periodos de tiempo en el rango horario de demandas de punta, aportando cierta cantidad de generación. En este escenario tenemos una aportación extra de generación en horas de punta por lo que la generación de estas turbinas (que tiene un coste variable mayor que las otras tecnologías térmicas, con un coste fijo menor que las centrales de ciclo combinado pero relativamente alto) resulta menos necesaria. De nuevo se trata de una tecnología con generación prácticamente marginal frente a otras (como se ve en los porcentajes de la tabla 41).

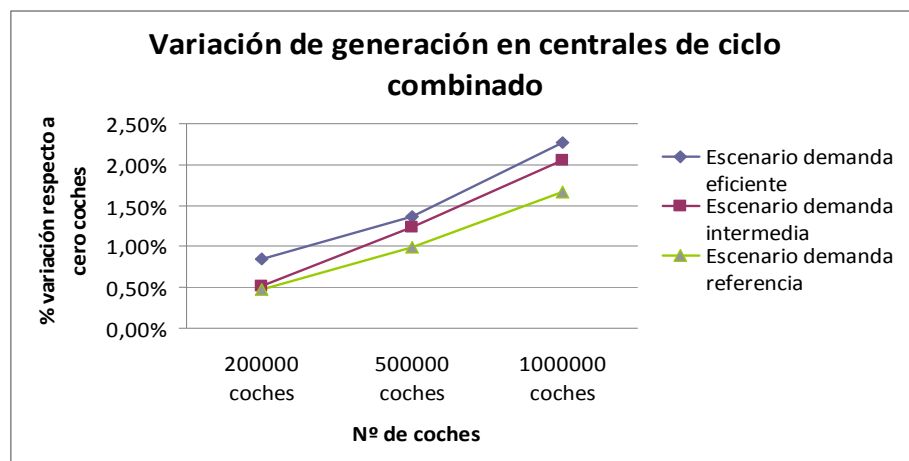


Figura 62. Variación de generación en centrales de ciclo combinado en carga V2G



% de producción de ciclo combinado	Sin VEs	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Demanda eficiente	35,0%	35,3%	35,4%	35,8%
Demanda intermedia	36,3%	36,5%	36,8%	37,1%
Demanda referencia	37,6%	37,8%	38,0%	38,3%

Tabla 42. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de ciclo combinado en carga V2G

Dado que la generación en los anteriores tipos de centrales se reduce, resulta previsible que la energía producida en centrales de ciclo combinado tenga que aumentar para compensar esta reducción (como se aprecia en la figura 62 y la tabla 42). En conjunto la variación media en este tipo de carga pasa de un crecimiento del 1,27% a uno del 0,92% del escenario de carga anterior.

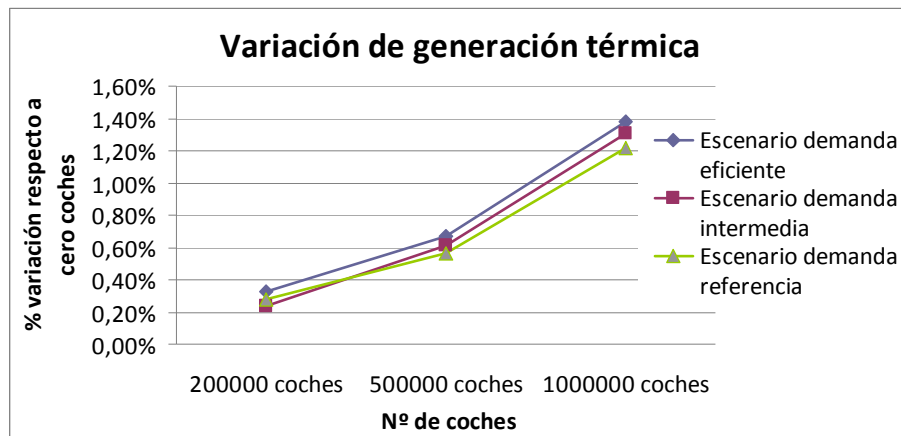


Figura 63. Variación de generación en térmica no nuclear en carga V2G

% de producción térmica	Sin VEs	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Demanda eficiente	41,1%	41,2%	41,4%	41,7%
Demanda intermedia	42,8%	43,0%	43,1%	43,4%
Demanda referencia	44,6%	44,7%	44,8%	45,1%

Tabla 43. Porcentaje de la generación total realizado en centrales térmicas no nucleares en carga V2G

En conjunto las gráficas de la figura 63 muestran un comportamiento casi idéntico al obtenido en el escenario de carga anterior, y los porcentajes de la tabla 43 son muy similares también a los obtenidos en dicho escenario. La variación del tipo de demanda intermedia muestra una evolución un poco más irregular para los niveles ligero y medio de penetración, sin embargo las diferencias son nimias, por lo que no parece necesario analizarlas más en profundidad.

3.3.1.2 Cambios en la generación hidráulica

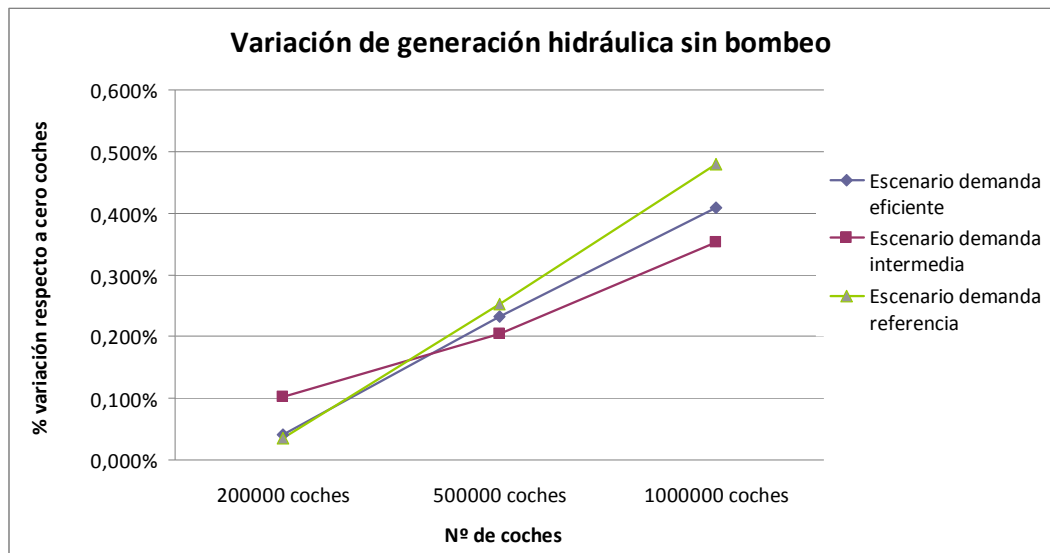


Figura 64. Variación de generación hidráulica sin bombeo en carga V2G

% de producción hidráulica sin bombeo	Sin VEs	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Demanda eficiente	7,89%	7,90%	7,91%	7,93%
Demanda intermedia	7,65%	7,65%	7,66%	7,67%
Demanda referencia	7,39%	7,39%	7,41%	7,42%

Tabla 44. Porcentaje de la generación total realizado por tecnología hidráulica sin bombeo en carga V2G

La generación hidráulica en este caso ha crecido para todos los escenarios y las gráficas muestran un patrón claramente creciente para todos los escenarios de demanda en función de los niveles de penetración de los VEs (como se puede



observar en la figura 64 y la tabla 44). Además en este caso el crecimiento es mayor que en todos los escenarios anteriores. Por tanto, en este caso sí que se puede deducir que la integración de flotas de VEs tiene un impacto definido sobre la cantidad de energía hidráulica producida.

En la figura 65 se representa lo que ocurre en el caso de la generación hidráulica de bombeo.

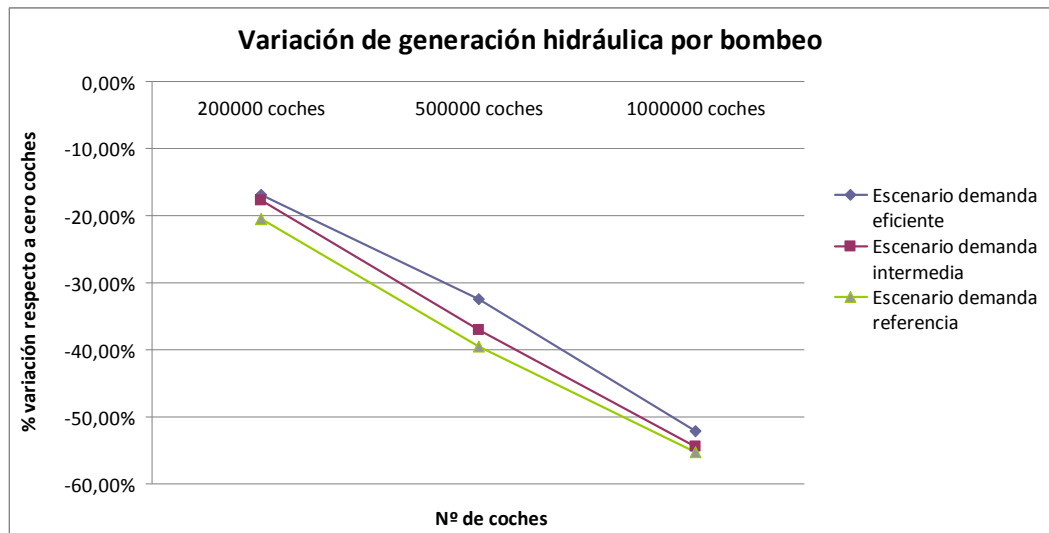


Figura 65. Variación de generación hidráulica de bombeo en carga V2G

% de producción hidráulica por bombeo	Sin VEs	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Demanda eficiente	0,60%	0,51%	0,41%	0,29%
Demanda intermedia	0,55%	0,46%	0,35%	0,25%
Demanda referencia	0,55%	0,43%	0,33%	0,24%

Tabla 45. Porcentaje de la generación total realizado en centrales hidráulicas de bombeo en carga V2G

La generación en bombeo desciende de forma mucho más pronunciada y regular en este escenario de carga. La forma de las gráficas es prácticamente recta, de modo que se puede deducir que la integración de flotas de VEs es proporcional a la reducción de generación en bombeo. La naturaleza de los vehículos en este escenario y su carácter acumulativo de energía produce que actúen como sustitutos de las centrales de bombeo con más eficiencia, debido a esto los

porcentajes que representan de la demanda se reducen a la mitad (reflejados en la tabla 45). Teniendo en cuenta que la generación térmica en conjunto tuvo una variación prácticamente nula entre escenarios (en promedio la generación en el escenario de carga inteligente creció un 7,2% frente a un 7,3% en el escenario de V2G), se puede concluir que el decremento extra en la generación en bombeo es generado por los vehículos.

3.3.1.3 Cambios en la generación de origen renovable

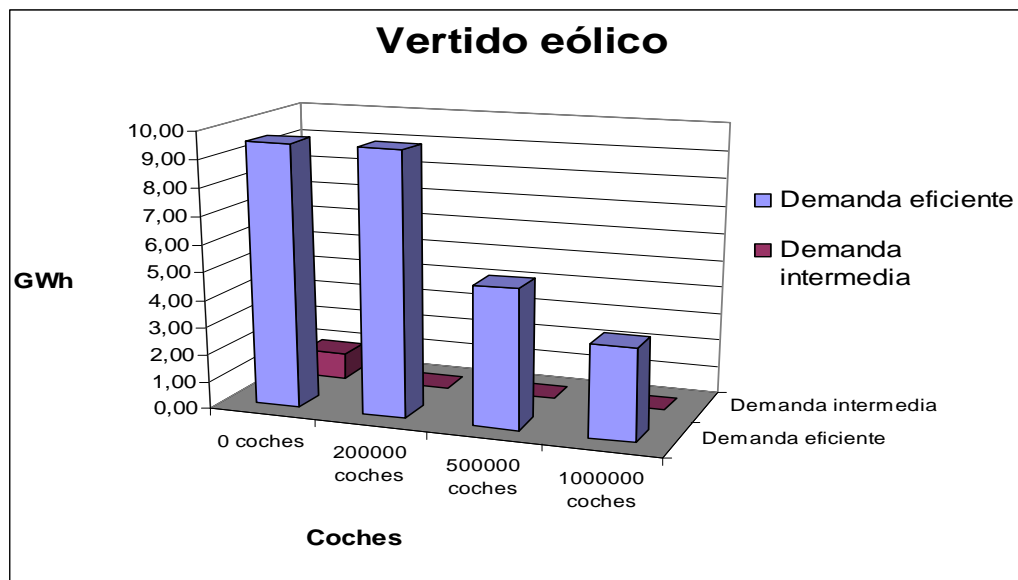


Figura 66. Vertido eólico en carga V2G

Horas	0 VEs	20000 VEs	50000 VEs	100000 VEs
Demanda eficiente	9	7	4	2
Demanda intermedia	2	0	0	0

Tabla 46. Horas anuales de vertido eólico en carga V2G

La única ligera diferencia entre este escenario de carga y el anterior en cuanto a vertido eólico, es que los resultados en el escenario de demanda intermedia el vertido eólico se reduce a cero al igual que en el escenario de demanda referencia (detalle reflejado en la figura 66 y la tabla 46). Cualitativamente los resultados continúan siendo muy bajos debido a los datos de entrada del modelo.

Los resultados para el resto de energías renovables no mostraron ninguna variación respecto al resto de escenarios.

3.3.1.4 Cambios en las emisiones de CO₂

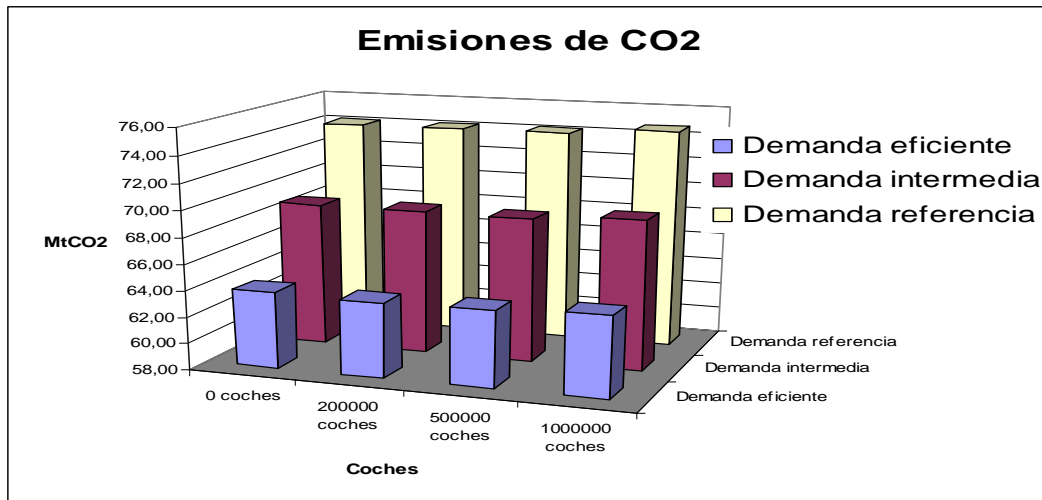


Figura 67. Emisiones de CO₂ en carga V2G

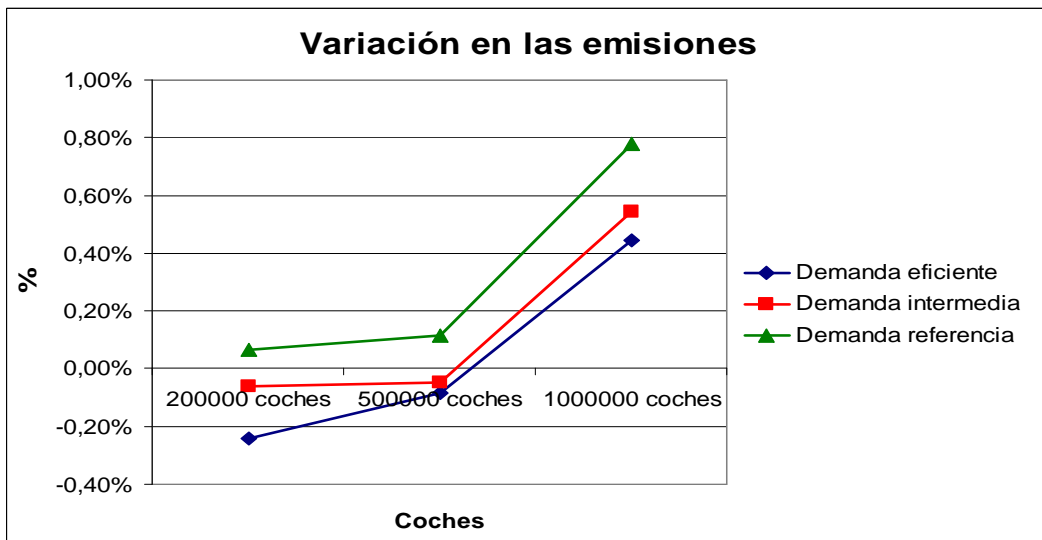


Figura 68. Variación de las emisiones de CO₂ en carga V2G

Como se muestran en las figuras 67 y 68 en este escenario los resultados de variación de emisiones de CO₂ se reducen aún más que en los anteriores escenarios. Dado que de nuevo se traspasa una importante cantidad de producción en centrales de carbón a centrales de ciclo combinado en todos los escenarios de demanda y de penetración de vehículos eléctricos no resulta sorprendente este decrecimiento.

Para este tipo de carga se producen cuatro escenarios en los cuales la cantidad de emisiones de CO₂ son inferiores a las del escenario de referencia sin VEs. Este tipo de resultados (reducción de emisiones para penetración leve de vehículos) no son extraños como se justifica en el escenario de carga regulada sin que los vehículos oferten reserva.

3.3.1.5 Carga de los vehículos

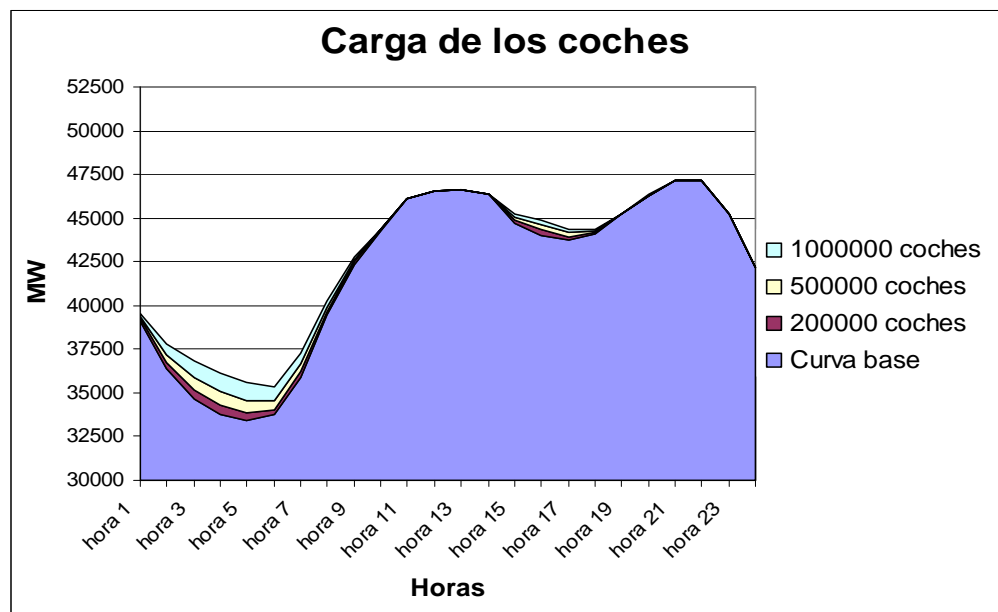


Figura 69. Impacto en la curva de demanda promedio de la carga de los VEs en carga V2G

La curva de carga de los vehículos (figura 69) muestra ciertas diferencias cualitativas con respecto a los escenarios anteriores. En primer lugar, la curva de carga en el valle de demanda muestra una mayor cantidad de carga. Esto no es

extraño ya que se debe cargar más energía en las baterías para el consumo en transporte propio de los vehículos y la generación que proporcionan en las horas de punta. En segundo lugar el pico de demanda resultante de sumar la carga se encuentra desplazado en los escenarios de 500000 y un millón de vehículos, en los cuales el valle de demanda resultante se encuentra una hora más tarde que en el escenario sin vehículos y de 200000 vehículos. El valle de demanda promedio se eleva un 5,9% en el escenario de un millón de vehículos.

En la figura 70 se presentan las variaciones en la curva de carga promedio fruto de la generación de los VEs en el caso de demanda intermedia.

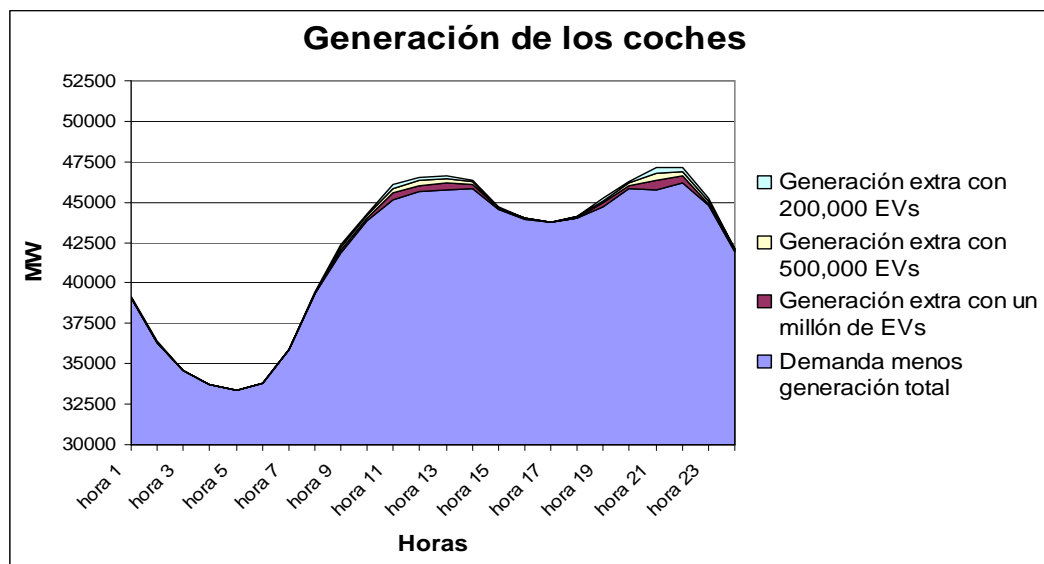


Figura 70. Impacto en la curva de demanda promedio de la generación de los VEs en carga V2G

En ambas puntas de demanda se distribuye cierta cantidad de generación para disminuir los costes de producción energética en los costes. La reducción de la punta promedia es del 2% en el caso de un millón de vehículos.

Coste por 100 km (€)	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Eficiente	1,0	0,7	0,7
Intermedia	0,6	0,7	0,7
Referencia	0,9	0,7	0,8

Tabla 47. Costes equivalentes de carga de los VEs para cien km en carga V2G



Según se aprecia en la tabla 47, para los casos de 200000 vehículos en los escenarios de demanda eficiente y referencia los costes en este caso son ligeramente mayores. Sin embargo en el resto de casos los costes son menores en este escenario de carga (en algunos casos con una notable diferencia entre ambos escenarios). En conjunto el coste promedio se reduce desde 96,2 c€ hasta 75,44c€ (una reducción del 21,6%).

Emisiones (gCO ₂ /km)	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Eficiente	- 52,9	- 7,3	19,5
Intermedia	- 14,3	- 4,4	25,9
Referencia	16,4	11,8	39,8

Tabla 48. Emisiones de CO₂ equivalentes en carga V2G

Como se puede observar en la tabla 48 las emisiones en este escenario de carga se reducen en todos los tipos de demanda y penetración de VEs, y en muchos de estos casos en un porcentaje muy significativo. Las emisiones equivalentes medias decrecen desde 37,6 gCO₂/km en el escenario de carga inteligente sin que los vehículos oferten reserva hasta 3,84 gCO₂/km en el escenario de carga actual. Unas emisiones tan reducidas se deben a que en cuatro de los nueve escenarios las emisiones son menores que en el caso referencia sin VEs. El escenario con más emisiones muestra unas emisiones específicas de 39,8 gCO₂/km que suponen una reducción del 69,8% con respecto a nuestro vehículo de referencia, y de un 52,6% con respecto al vehículo con emisiones más reducidas de la actualidad.

El coste equivalente de operación y emisiones en conjunto se reduce para todos los casos de modo que podemos deducir que en conjunto este modo de carga aporta importantes beneficios potenciales frente a los anteriores escenarios al elevar el valle de demanda y sustituir la generación de bombeo ya que la eficiencia de este sistema de carga acumulativa es mayor que el de bombeo.

3.3.2 VEHÍCULOS OFERTAN RESERVA

En el último escenario de estudio se comparan los resultados obtenidos en el escenario de V2G si los vehículos tienen capacidad de ofertar reserva con el anterior escenario a fin de analizar los potenciales beneficios de esta oferta de reserva. En este caso la cantidad de reserva que ofertan crece ya que se incrementa en la cantidad de potencia que puede generar. A la vista de los resultados obtenidos en el caso de la carga inteligente es posible que no se consiga integrar efectivamente esta reserva. Se comprueba en los siguientes apartados.

3.3.2.1 Cambios en la generación térmica

Como era de esperar la generación nuclear se mantiene invariante en todos los escenarios (como en todos los anteriores escenarios). A continuación se analizan el resto de tecnologías de generación térmica.

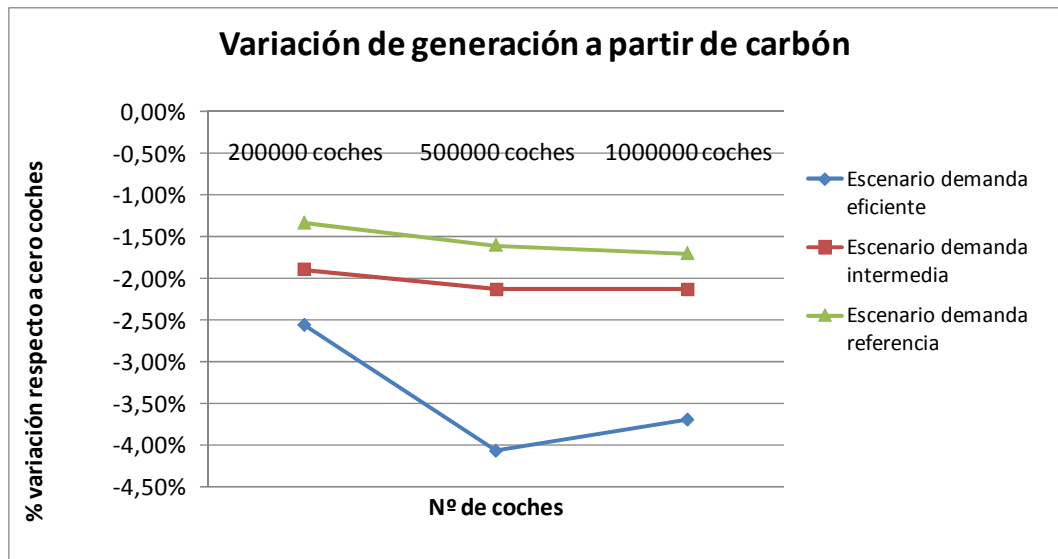


Figura 71. Variación de generación en centrales de carbón en carga V2G-res

% de producción de carbón	Sin VEs	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Demanda eficiente	6,0%	5,8%	5,7%	5,8%
Demanda intermedia	6,3%	6,2%	6,2%	6,2%
Demanda referencia	6,7%	6,6%	6,6%	6,6%

Tabla 49. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de carbón en carga V2G-res



Según se observa en la figura 71 y la tabla 49 la evolución de la variación en la generación de carbón es más regular en los escenarios de demanda referencia e intermedia, mientras que en el caso de demanda eficiente no muestra un patrón de decrecimiento regular (al contrario que en el escenario de carga anterior). En cuatro de los escenarios la disminución de energía generada en centrales de carbón es más pronunciada con el tipo de carga del apartado anterior (demanda eficiente con 200000 vehículos, intermedia con 500000 vehículos y un millón de vehículos, y demanda referencia con 500000 vehículos). Los resultados son demasiado irregulares como para sacar conclusiones genéricas, cada escenario es optimizado de forma diferente por el modelo. En conjunto, sin embargo, la demanda de producción en centrales de carbón sí que disminuye (una disminución media de un 2,34% frente a un 2,08% en el escenario anterior). En conjunto por tanto las emisiones de CO₂ deberían disminuir. En los últimos apartados se estudia cómo afecta esto a los costes.

La generación en turbinas de gas en este escenario muestra una evolución de las gráficas de variación con respecto al escenario de referencia ligeramente más irregular que en el escenario anterior, aunque cualitativamente hablando la forma de las gráficas es bastante similar a dicho escenario (por lo que no se considera necesario añadirlas a la memoria). En general las curvas muestran un decrecimiento menor para 200000 VEs y evolucionan hasta un decrecimiento mayor para un millón de VEs. En términos generales el decrecimiento de este tipo de generación es menor (7,17% de decrecimiento frente a un 8,51% en el escenario anterior). La aportación de esta tecnología a la generación total es de nuevo muy reducida (en torno a un 0,2%).

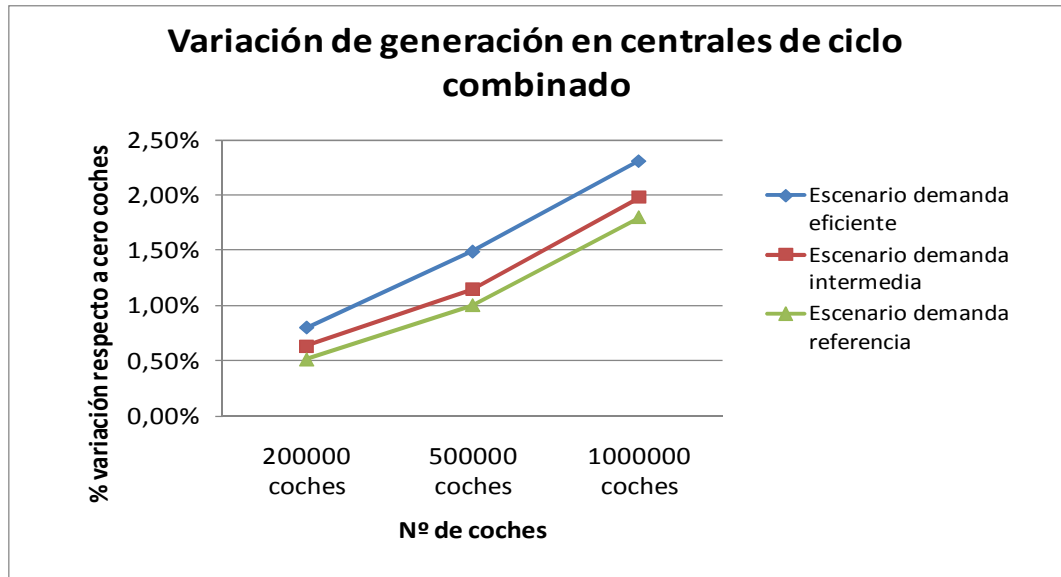


Figura 72. Variación de generación en centrales de ciclo combinado en carga V2G-res

% de producción de ciclo combinado	Sin VEs	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Demanda eficiente	35,0%	35,2%	35,5%	35,8%
Demanda intermedia	36,3%	36,5%	36,7%	37,0%
Demanda referencia	37,6%	37,8%	38,0%	38,3%

Tabla 50. Porcentaje de la generación total realizado en centrales de ciclo combinado en carga V2G-res

En este escenario de carga la evolución de la generación en ciclo combinado es muy similar a la que encontramos en el escenario anterior. En la figura 72 la única variación cualitativa apreciable es un ligero incremento en algunos puntos (200000 vehículos en demanda intermedia o un millón de vehículos en demanda referencia). Sin embargo la forma de las gráficas es cualitativamente muy similar. En promedio, los resultados de la tabla 50 la energía generada en ciclo combinado es mayor que en el escenario anterior (experimenta un crecimiento promedio de 1,3% frente al 1,27% del escenario anterior), lo cual compensa el decremento extra producido en las centrales de carbón.

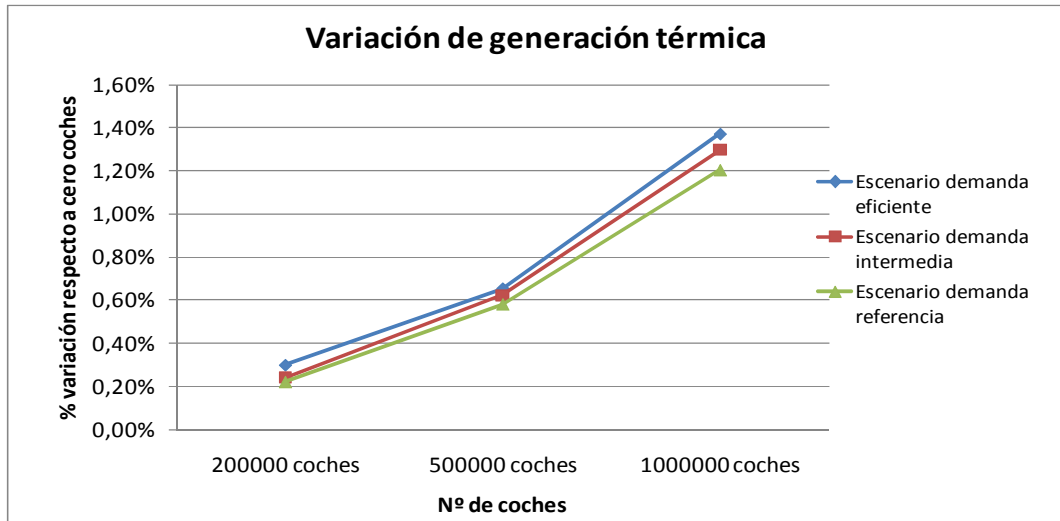


Figura 73. Variación de generación en térmica no nuclear en carga V2G-res

% de producción térmica	Sin VEs	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Demanda eficiente	41,1%	41,2%	41,4%	41,7%
Demanda intermedia	42,8%	43,0%	43,1%	43,4%
Demanda referencia	44,6%	44,7%	44,8%	45,1%

Tabla 51. Porcentaje de la generación total realizado en centrales térmicas no nucleares en carga V2G-res

En conjunto la variación de generación térmica que se encuentra representada en la figura 73 es de nuevo muy similar al escenario anterior con pocas diferencias cualitativas y cuantitativas. El promedio de mix energético que se halla en la tabla 51 decrece en un 0,03% con respecto al escenario anterior. Dado que este decremento es prácticamente despreciable la variación de las emisiones que se obtenga en apartados posteriores se debe fundamentalmente a los desplazamientos de carga entre tecnologías térmicas por no haber crecido prácticamente en conjunto.

3.3.2.2 Cambios en la generación hidráulica

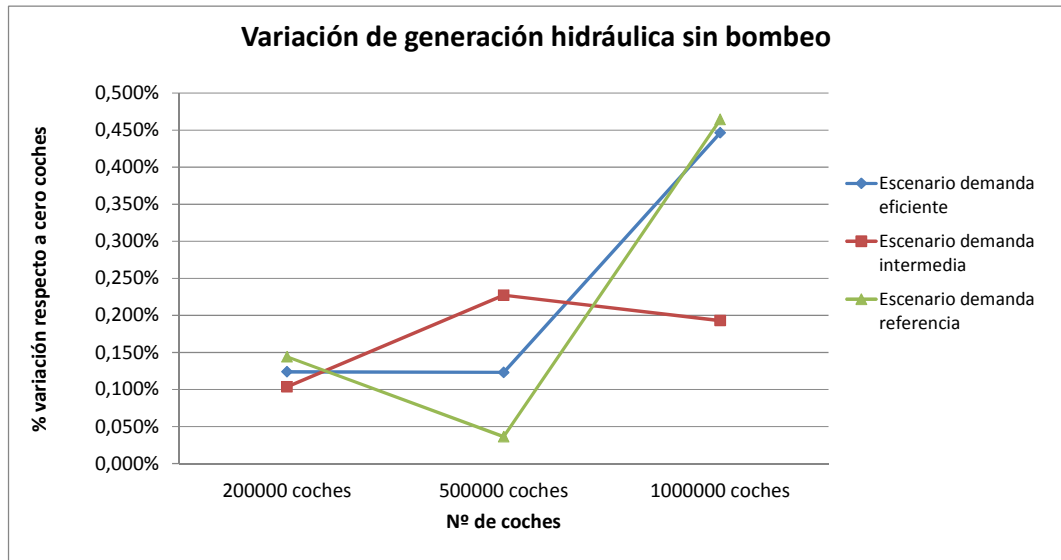


Figura 74. Variación de generación hidráulica sin bombeo en carga V2G-res

La generación hidráulica sin bombeo crece en todos los casos respecto al escenario de referencia sin VEs, sin embargo en la figura 74 se puede apreciar que en este escenario de carga las variaciones muestran unas fluctuaciones muy irregulares, y el conjunto de las variaciones en promedio disminuye (un crecimiento medio del 0,207% frente a un 0,234% en el escenario anterior). En este caso no se puede deducir que el impacto de los vehículos vaya más allá de hacer crecer ligeramente la producción de este tipo de tecnología. Las variaciones no son lo suficientemente significativas para tener un impacto importante sobre el conjunto de generación.

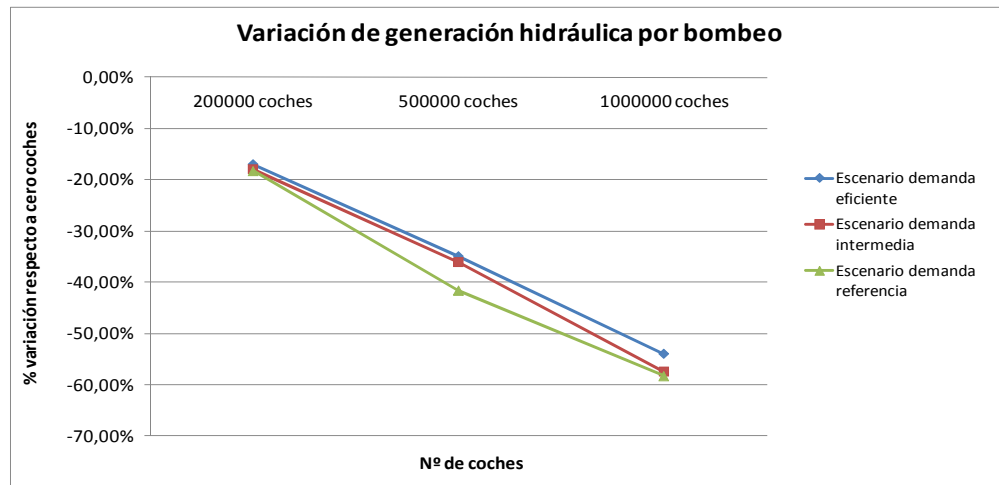


Figura 75. Variación de generación hidráulica de bombeo en carga V2G-res

% de producción hidráulica por bombeo	Sin VEs	20000 VEs	50000 VEs	100000 VEs
Demanda eficiente	0,6%	0,5%	0,4%	0,3%
Demanda intermedia	0,6%	0,5%	0,4%	0,2%
Demanda referencia	0,5%	0,4%	0,3%	0,2%

Tabla 52. Porcentaje de la generación total realizado en centrales hidráulicas de bombeo en carga V2G-res

No se presentan grandes variaciones entre los resultados para este tipo de generación de los tipos de carga V2G. La forma de las gráficas de la figura 75 es muy similar y el decrecimiento medio es ligeramente mayor en el escenario en que los vehículos ofertan reserva (un 37,3% frente a un 36,2% de disminución). Los porcentajes del mix reflejados en la tabla 52 no varían en más de un 0,02% respecto del anterior escenario de carga en ningún caso. Se puede concluir que el impacto de la oferta sobre este tipo de tecnología es reducido.

3.3.2.3 Cambios en la generación de origen renovable

El vertido eólico muestra de nuevo un comportamiento muy similar tanto cualitativa como cuantitativamente al escenario anterior, por lo que no se considera necesario añadir gráficas para definir la evolución de esta tecnología.

En el caso de las otras generaciones renovables la historia se vuelve a repetir, por lo que no se considera necesario hacer más comentarios al respecto.

3.3.2.4 Cambios en las emisiones de CO₂

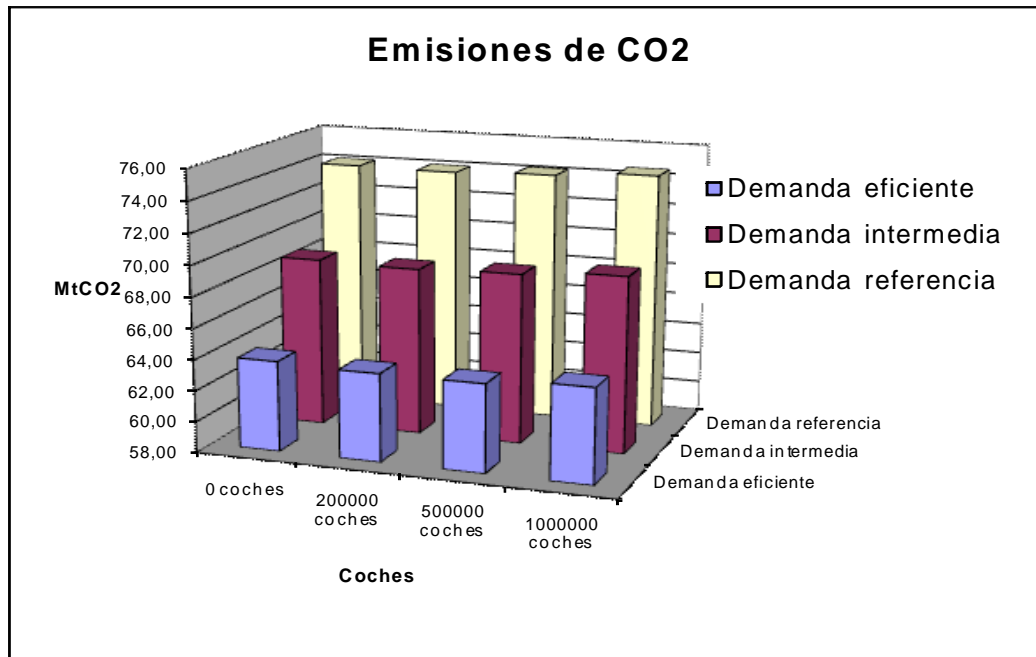


Figura 76. Emisiones de CO₂ en carga V2G-res

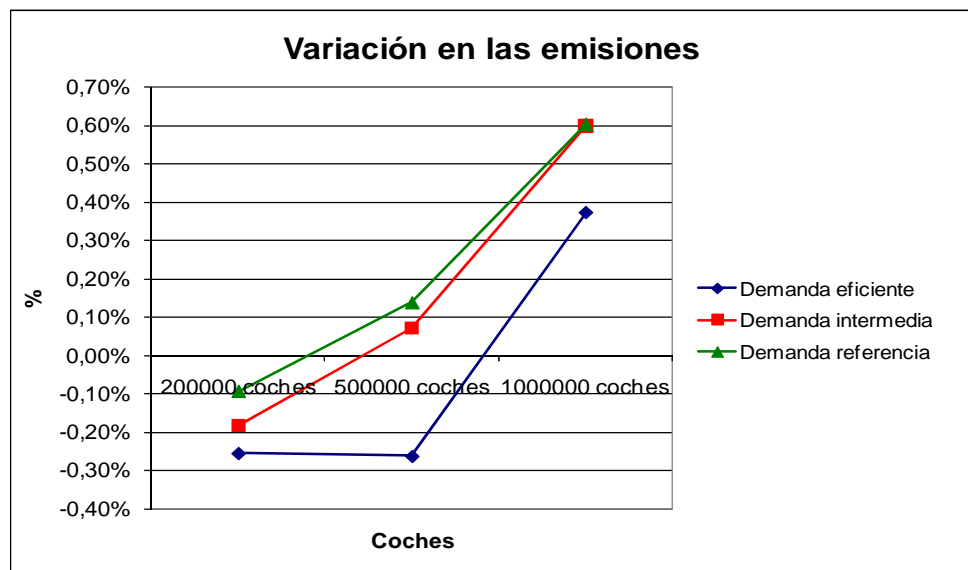


Figura 77. Variación de las emisiones de CO₂ en carga V2G-res

Los resultados de las figuras 76 y 77 son congruentes con las variaciones en la generación térmica. Curiosamente, vuelve a haber cuatro escenarios en los que las emisiones son menores que en el escenario de referencia sin VEs, sin embargo uno de los casos en que se produce este fenómeno ocurre en un escenario diferente en ambos tipos de carga. En el escenario en el que los vehículos no ofertan reserva la disminución de emisiones que ocurre para demanda intermedia y 500000 vehículos, pasa a suceder en el caso de demanda referencia con 200000 vehículos en el escenario en el que sí que ofertan. Estos resultados coinciden con las variaciones en generación de carbón ya que el primer escenario sufre un incremento en la generación de carbón para el tipo de carga actual, mientras que en el segundo ocurre lo contrario.

Los resultados muestran una ligera disminución en el promedio de las variaciones de emisiones en este tipo de carga (el crecimiento medio en este escenario es de un 0,11% frente a un 0,17% en el escenario anterior de carga), lo cual es congruente con el hecho de que la generación en centrales de carbón sufre también un decrecimiento entre ambos escenarios.

3.3.2.5 Carga de los vehículos

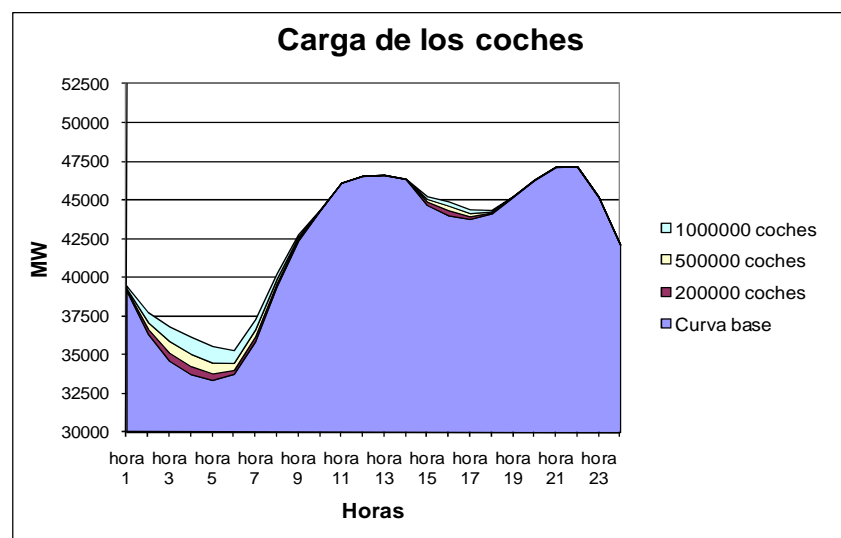


Figura 78. Impacto en la curva de demanda promedio de la carga de los VEs en carga V2G-res

Como se aprecia en la figura 78, la carga de los vehículos muestra una distribución cualitativamente muy similar a la que se presenta en el escenario anterior. Al igual que en este, el pico de demanda esta desplazado una hora con respecto al escenario sin VEs para los niveles de integración de 500000 y de un millón de vehículos, y la elevación del valle de demanda es prácticamente la misma (un 5,85% frente a un 5,87% sin que los vehículos oferten reserva).

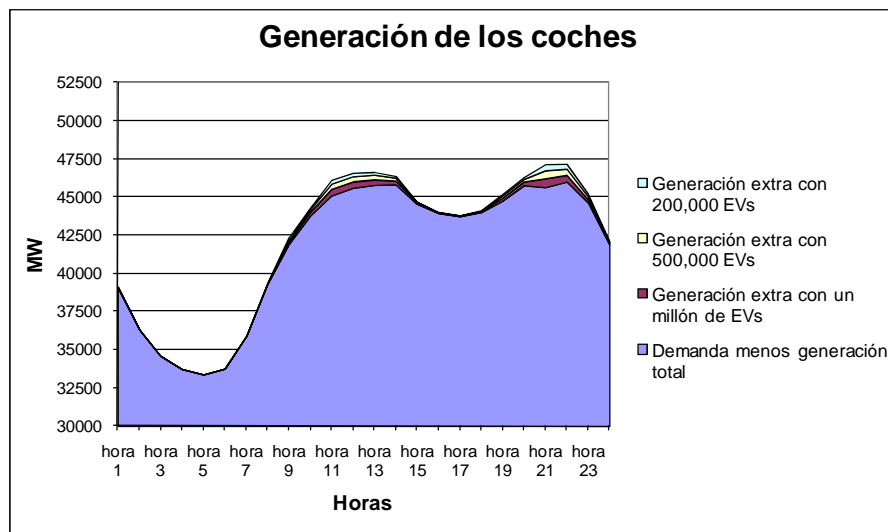


Figura 79. Impacto en la curva de demanda promedia de la generación de los VEs en carga V2G-Res

La generación de los VEs representada en la figura 79 aumenta en promedio un 3,88% respecto al anterior escenario. Dado que el número de centrales en operación en circunstancias normales debería disminuir por el aporte extra de reserva de los VEs, es posible integrar un extra de generación de los VEs respecto del escenario anterior siendo más rentable.

Coste por 100 km (€)	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Eficiente	0,8	0,7	0,7
Intermedia	1,0	0,6	0,8
Referencia	0,5	0,8	0,7

Tabla 53. Costes equivalentes de carga de los VEs para cien km en carga V2G-res



La tabla 53 muestra que los costes de carga de los vehículos disminuyen en algunos escenarios y crecen en otros. En promedio los resultados son de 73,7 c€ cada cien km frente a los 75,4 del apartado anterior. Como se demuestra en el apartado 3.2.1 esto no es incompatible con una operación óptima del sistema, ya que los costes de emisiones de CO₂ están incluidos en la variable de costes equivalentes.

Emisiones (gCO₂/km)	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Eficiente	- 56,2	- 23,1	16,4
Intermedia	- 43,7	6,7	28,5
Referencia	- 24,0	14,1	30,9

Tabla 54. Emisiones de CO₂ equivalentes en carga V2G-res

Al igual que en el caso de los costes, en la tabla 54 existen casos en los que las emisiones crecen, y otros en las que decrecen. En conjunto, las emisiones medias son de -5,6 gCO₂/km frente a los 3,84 gCO₂/km del apartado anterior. Para evaluar si la oferta de reserva tiene un impacto positivo sobre la operación del sistema en los diferentes casos, se presenta la tabla 55, en la que se aprecia si disminuyen o crecen tanto las emisiones como los costes de carga. En caso de que un aspecto crezca y otro decrezca se evalúa la variación de la suma de las variables de costes equivalentes para determinar si el impacto es positivo o negativo

	200000 VEs			500000 VEs			1000000 VEs		
	Costes	Emisiones	V. Control	Costes	Emisiones	V. Control	Costes	Emisiones	V. Control
Eficiente	Decrece	Decrece	-	Decrece	Decrece	-	Decrece	Decrece	-
Intermedia	Crece	Decrece	Crece	Decrece	Crece	Decrece	Crece	Crece	-
Referencia	Decrece	Decrece	-	Crece	Crece	-	Decrece	Decrece	-

Tabla 55. Optimización de la oferta de reserva en V2G - V2G-res

Los resultados muestran que en seis de los nueve escenarios la oferta de la reserva supone un impacto positivo sobre la operación de la red (en cinco de los cuales mejoran las emisiones y los costes) y en tres no se consigue integrar eficazmente esta reserva con el consecuente impacto negativo sobre la generación, tal como ocurre en el escenario de carga inteligente. Dado que los resultados no muestran la



misma naturaleza en todos los casos no se puede afirmar positivamente que este tipo de carga resulte totalmente rentable respecto del escenario anterior, de forma similar a lo que ocurre en el escenario de carga regulada.



Capítulo 4 CONCLUSIONES

Las conclusiones obtenidas están estructuradas en función de los tres niveles de penetración incluidos en el estudio. Dentro de cada uno de estos niveles se estudia la evolución del mix energético medio, las tecnologías relevantes, y las emisiones y costes totales del sistema en función del tipo de carga.

Los resultados de carga nocturna y carga regulada con oferta de reserva por parte de los vehículos no están incluidos en este escenario ya que los resultados de los mismos no hacen que sean un tipo de carga atractiva. Igualmente en el análisis de tecnologías de generación solo se analizan la generación en centrales de carbón, ciclo combinado y bombeo ya que el resto no sufre cambios significativos.

4.1 PENETRACIÓN MODERADA. 200.000 VEHÍCULOS

4.1.1 CARGA ALEATORIA

El escenario de carga aleatoria muestra el impacto más importante sobre los costes de generación y las emisiones de CO₂. La carga de los vehículos no se desplaza a horas más óptimas y supone un incremento en las puntas de demanda. El incremento de demanda fruto de la integración de estos VEs es muy moderado (ligeramente inferior a un 0,1%)

El porcentaje de generación por tecnologías para este escenario se encuentra representado en la figura 80.

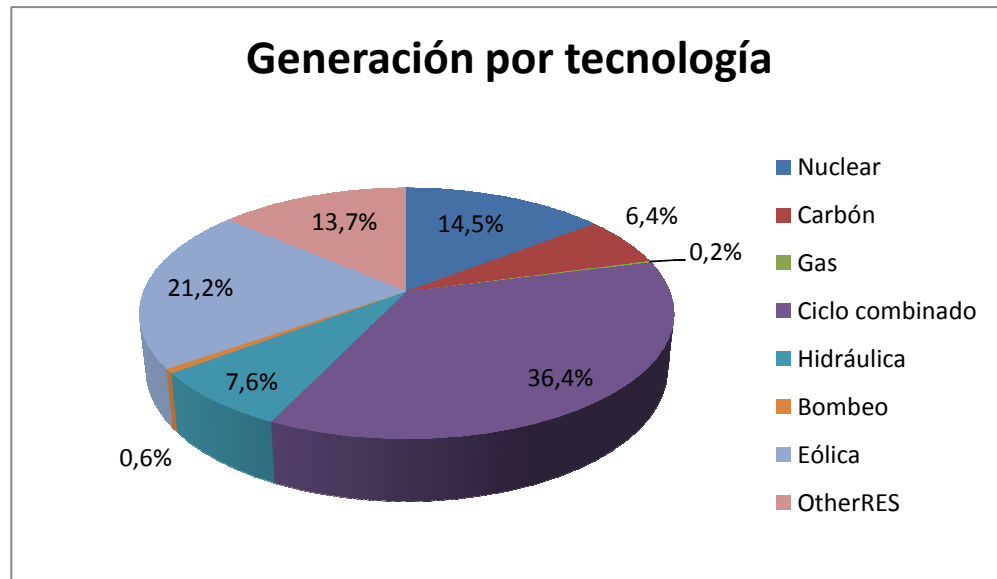


Figura 80. Porcentajes de generación por tecnología para 200000 vehículos en carga aleatoria

Los porcentajes resultantes no muestran diferencias significativas frente al escenario de referencias sin VEs, la carga parece distribuirse de forma proporcional entre las diferentes tecnologías sin favorecer a ninguna en especial.

Impacto en la generación de los VEs	
Incremento de generación en carbón (GWh)	67,8
Incremento de generación en ciclo combinado (GWh)	332,1
Incremento de generación en bombeo (GWh)	17,7
Incremento del coste de operación (millones de €)	30,8
Incremento de emisiones (millones de toneladas de CO₂)	0,184

Tabla 56. Variación en la generación, costes y emisiones para 200000 vehículos en carga aleatoria

El incremento de generación en carbón y en ciclo combinado es prácticamente proporcional a su aporte a la demanda total (siendo el aporte del ciclo combinado seis veces mayor al del carbón). El incremento de los costes y las emisiones presentes en la tabla 56 sirven de referencia para evaluar los beneficios de los siguientes escenarios.



4.1.2 CARGA REGULADA

En este escenario la carga de los vehículos se traslada a horas de generación más óptimas por los que es previsible cierta reducción en los costes o en las emisiones totales (o en ambas).

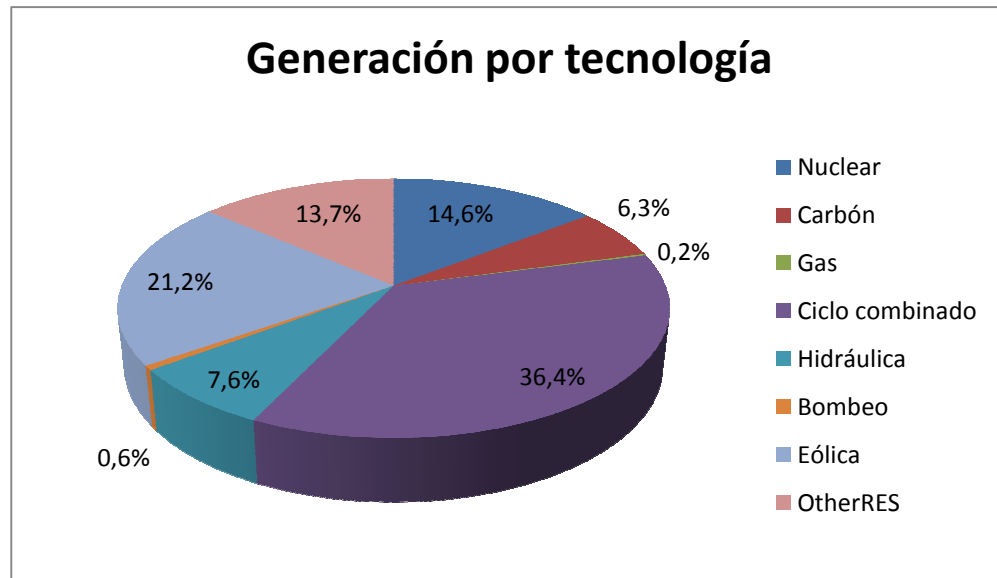


Figura 81. Porcentajes de generación por tecnología para 200000 vehículos en carga regulada

Las únicas tecnologías que muestran una variación porcentual apreciable en la figura 81 son la nuclear y la de centrales de carbón. Se conoce por el resto de apartados que la generación nuclear no varía en ningún escenario. Los resultados de la tabla 57 permiten explicar esta variación porcentual.

Impacto en la generación de los VEs	
Incremento de generación en carbón (GWh)	-86,5
Incremento de generación en ciclo combinado (GWh)	415,4
Incremento de generación en bombeo (GWh)	-42,4

Tabla 57. Variación en la generación para 200000 vehículos en carga regulada

La generación en bombeo se reduce en este escenario en casi 60 GWh frente al anterior. Al reducirse el consumo total es normal que el resto de las generaciones (incluyendo la nuclear) muestren cierto incremento porcentual.



La elevación del valle de demanda fruto de la carga de los vehículos tiene dos efectos significativos. En primer lugar se favorece la generación en centrales de ciclo combinado frente a las de carbón (como se justifica en el análisis de resultados en carga regulada). Y en segundo lugar crece la demanda en los puntos en que se realizaba los consumos de bombeo, por lo que estos decrecen.

Beneficios frente a carga aleatoria	
Reducción en los costes de operación (millones de €)	4,4
Incremento de emisiones (millones de toneladas de CO ₂)	0,105

Tabla 58. Variación en los costes y emisiones para 200000 vehículos en carga regulada

La reducción de los costes resulta poco significativa (poco más de 20 € en los costes totales de cada vehículo). La reducción de las emisiones de CO₂ es de más del 50% del total incrementado, suponiendo un incremento del ahorro equivalente ligeramente superior a los 3 millones de €.

4.1.3 V2G

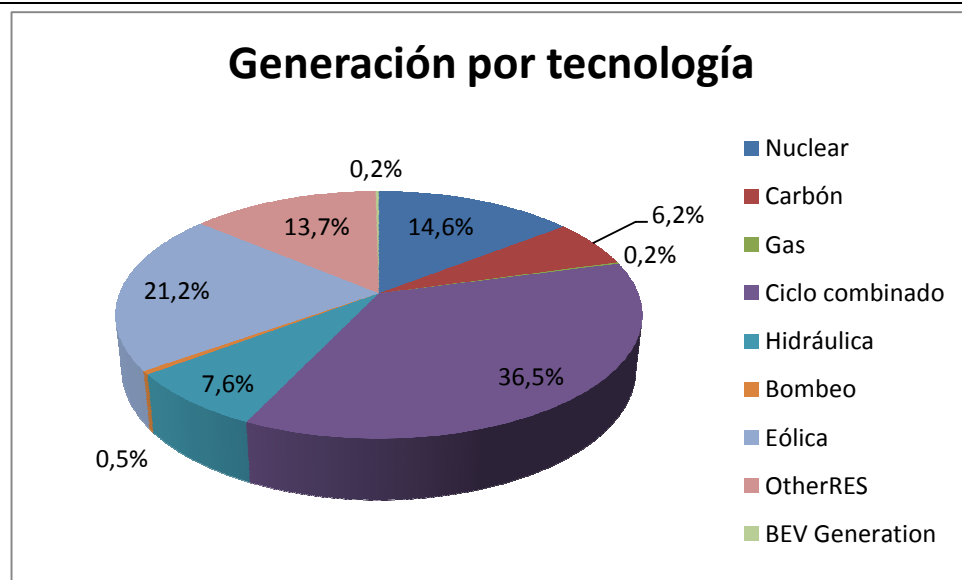


Figura 82. Porcentajes de generación por tecnología para 200000 vehículos en carga V2G



Los porcentajes de generación de la figura 82 muestran que porcentualmente decrecen la generación en bombeo y en carbón, mientras que la generación en ciclo combinado crece, y además se incluye la generación de los VEs, que asciende a más de 800 GWh de generación en promedio.

Impacto en la generación de los VEs	
Incremento de generación en carbón (GWh)	-347,6
Incremento de generación en ciclo combinado (GWh)	811,1
Incremento de generación en bombeo (GWh)	-385,2

Tabla 59. Variación en la generación para 200000 vehículos en carga V2G

La generación de los VEs excede en más de 400 GWh el decremento del bombeo mostrado en la tabla 59. Como se justifica en el apartado del análisis de resultados de este tipo de carga, la evolución del bombeo ante la integración de flotas de VEs nos indica que estas actúan como sustitutas de esta tecnología por su mayor eficiencia energética, y por esta misma razón la generación acumulativa en conjunto crece. Gracias a esto el valle se eleva aún más, desplazando más generación de centrales de carbón a ciclo combinado.

Beneficios frente a carga inteligente sin generación	
Reducción en los costes de operación (millones de €)	2,4
Incremento de emisiones (millones de toneladas de CO₂)	0,128

Tabla 60. Variación en los costes y emisiones para 200000 vehículos en V2G

La reducción en los costes totales frente al escenario de carga aleatoria que refleja la tabla 60 es de casi 6,8 millones de € (casi un 50% más que el escenario anterior). La reducción total es de más de 230000 toneladas de CO₂ frente al mismo escenario, quedando prácticamente 50000 toneladas de CO₂ respecto al escenario sin VEs. Los costes equivalentes se reducen en más de 13 millones de € frente a no disponer ningún dispositivo de gestión de carga.

4.1.4 V2G-RES

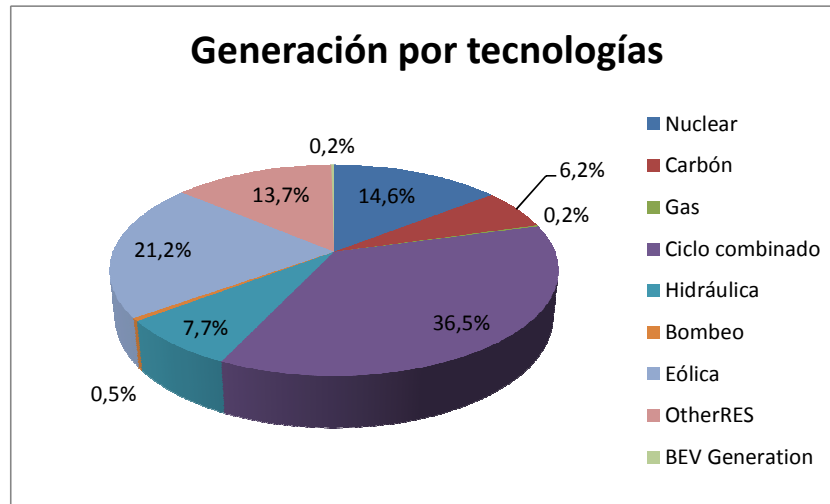


Figura 83. Porcentajes de generación por tecnología para 200000 vehículos en carga V2G-Res

Los porcentajes representados en la figura 83 son prácticamente idénticos a los del escenario de carga anterior. La única diferencia porcentual apreciable es la energía hidráulica que porcentualmente crece ligeramente.

Impacto en la generación de los VEs	
Incremento de generación en carbón (GWh)	-443,9
Incremento de generación en ciclo combinado (GWh)	859,4
Incremento de generación en bombeo (GWh)	-371,8

Tabla 61. Variación en la generación para 200000 vehículos en carga V2G-Res

Como se puede apreciar en la tabla 61 la generación de bombeo crece muy ligeramente respecto al escenario anterior, y en promedio la cantidad de generación producida por los vehículos en este escenario crece muy ligeramente. Sin embargo la cantidad de generación total en carbón y ciclo combinado sí que se reduce en unos 50 GWh. Esta variación debe ser absorbida por otras fuentes de generación (en este caso la hidráulica con y sin bombeo). En el apartado del análisis de resultados para este escenario concreto (3.3.2.2) se observa también que la generación de este tipo se incrementa respecto a V2G. Se puede concluir que para un nivel de penetración moderado la oferta de reserva en este escenario favorece ligeramente la integración de generación hidráulica.



De nuevo se produce cierto desplazamiento de generación en carbón a ciclo combinado. El incremento de la generación de los VEs indica que de nuevo el valle de demanda sube ligeramente, lo que favorece al ciclo combinado.

Beneficios frente a V2G sin ofertar reserva	
Reducción en los costes de operación (millones de €)	1,8
Incremento de emisiones (millones de toneladas de CO ₂)	0,071

Tabla 62. Variación en los costes y emisiones para 200000 vehículos en carga V2G-Res

La tabla 62 refleja un decrecimiento de los costes equivalentes de casi cuatro millones de €. Respecto del escenario de carga aleatoria el ahorro de costes de operación es de 8,6 millones de €, la reducción de emisiones es de 303000 toneladas de CO₂, y el ahorro en coste equivalente total es de más de 17,7 millones de €.

4.2 PENETRACIÓN MEDIA. 500.000 VEHÍCULOS

4.2.1 CARGA ALEATORIA

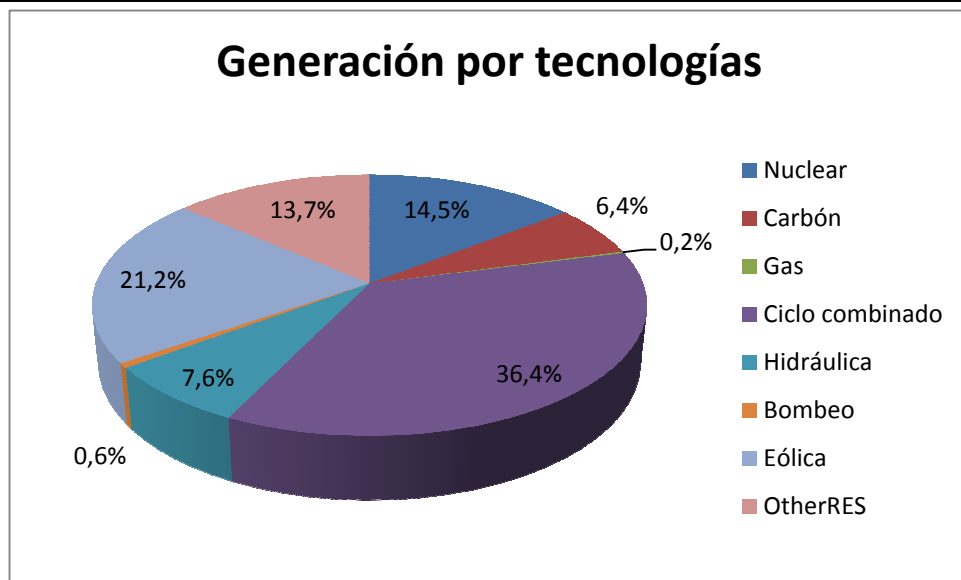


Figura 84. Porcentajes de generación por tecnología para 500000 vehículos en carga aleatoria



Los porcentajes representados en la figura 84 no muestran ninguna diferencia porcentual apreciable con respecto al escenario de 200.000 VEs. Los resultados de incrementos de generación por tecnología de la tabla 64 muestran un incremento de la misma casi proporcional al incremento de VEs.

Impacto en la generación de los VEs	
Incremento de generación en carbón (GWh)	216,7
Incremento de generación en ciclo combinado (GWh)	803,9
Incremento de generación en bombeo (GWh)	54,0
Incremento del coste de operación (millones de €)	82,9
Incremento de emisiones (millones de toneladas de CO ₂)	0,494

Tabla 63. Variación en la generación, costes y emisiones para 500000 vehículos en carga aleatoria

De forma semejante el incremento de los costes y las emisiones fruto de la carga de los VEs sufre un crecimiento acorde con el número de VEs de este escenario.

4.2.2 CARGA REGULADA

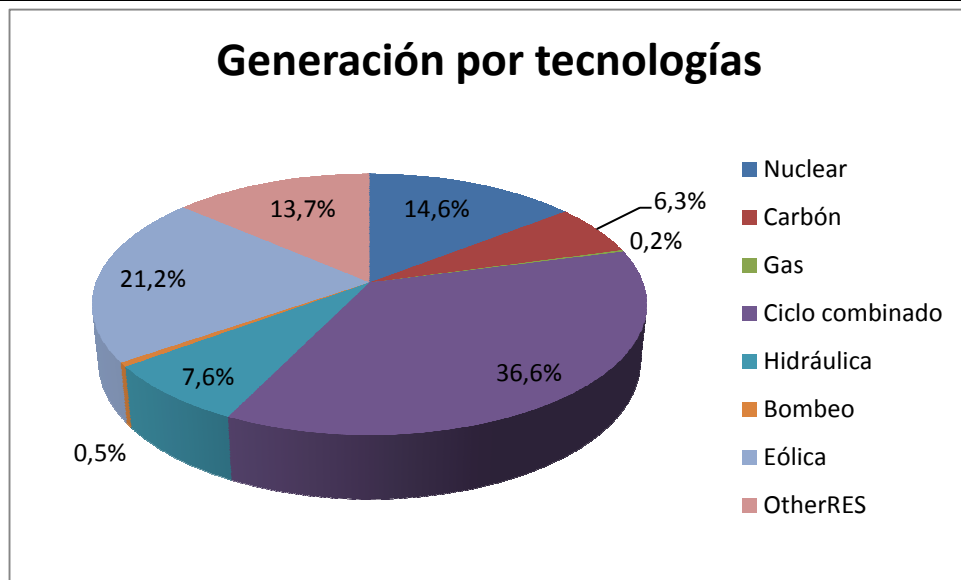


Figura 85. Porcentajes de generación por tecnología para 500000 vehículos en carga regulada



La figura 85 muestra que en este escenario de nuevo la generación nuclear y el ciclo combinado crecen porcentualmente frente al escenario previo, mientras que el bombeo y la generación en centrales de carbón decrecen.

Impacto en la generación de los VEs	
Incremento de generación en carbón (GWh)	-94,0
Incremento de generación en ciclo combinado (GWh)	1097,1
Incremento de generación en bombeo (GWh)	-184,9

Tabla 64. Variación en la generación para 500000 vehículos en carga regulada

Como ocurría en el caso de 200000 VEs el conjunto de la generación mostrada en la tabla 65 se reduce respecto al escenario anterior ya que la elevación del valle reduce el bombeo. Gracias a esto la generación nuclear (que no varía en cantidad de energía neta) aumenta porcentualmente. El desplazamiento de carga de carbón a ciclo combinado también es fruto de la elevación del valle de demanda. Las variaciones tienen una tendencia similar a las presentes al escenario de penetración leve de VEs.

Beneficios frente a carga aleatoria	
Reducción en los costes de operación (millones de €)	10,1
Incremento de emisiones (millones de toneladas de CO₂)	0,188

Tabla 65. Variación en los costes y emisiones para 500000 vehículos en carga regulada

La reducción de costes es igualmente proporcional en función del número de VEs. Sin embargo el decrecimiento de emisiones reflejado en la tabla 66 es menor respecto del proporcional. Los costes equivalentes se reducen en 15,71 millones de € con respecto al escenario de referencia.

4.2.3 V2G

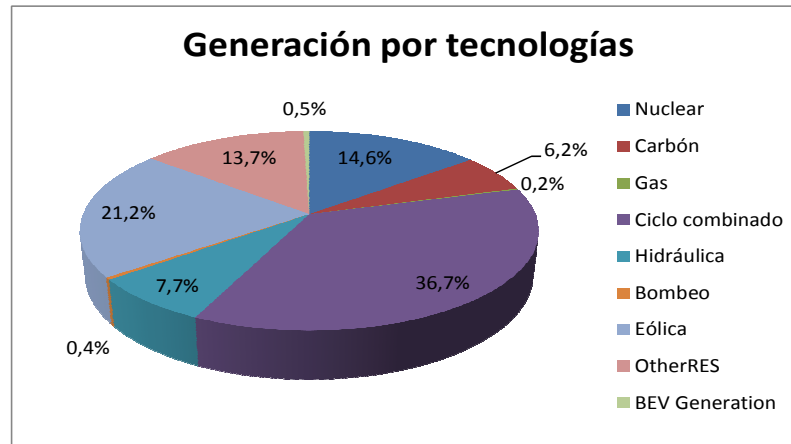


Figura 86. Porcentajes de generación por tecnología para 500000 vehículos en carga V2G

En la figura 86 se puede apreciar que la generación en ciclo combinado y en hidráulica son las que muestran un crecimiento porcentual apreciable. Dicho incremento se destina fundamentalmente a los consumos en la carga de los vehículos para generación. El incremento de la hidráulica es congruente con lo ocurrido en el apartado 4.1.4, en el que ante un crecimiento en la generación de los VEs se integra una mayor cantidad de energía hidráulica. La generación en centrales de bombeo se reduce de nuevo como se podía esperar dado que la generación de los VEs sustituye hasta cierto punto esta tecnología.

Impacto en la generación de los VEs	
Incremento de generación en carbón (GWh)	-574,2
Incremento de generación en ciclo combinado (GWh)	1595,5
Incremento de generación en bombeo (GWh)	-760,6

Tabla 66. Variación en la generación para 500000 vehículos en carga V2G

La tabla 67 refleja que la generación en bombeo se reduce en casi 600 GWh respecto al escenario previo, mientras que la generación de los VEs aporta un promedio de más de tres veces esta generación. De nuevo ocurre que la elevación del valle produce un fuerte crecimiento de la generación en ciclo combinado para compensar el decrecimiento de las centrales de carbón (que resultan menos rentables en esta situación) y aportar el consumo extra de los VEs destinado a generación.

Beneficios frente a carga inteligente sin generación	
Reducción en los costes de operación (millones de €)	22,5
Incremento de emisiones (millones de toneladas de CO₂)	0,305

Tabla 67. Variación en los costes y emisiones para 500000 vehículos en V2G

En este escenario la reducción de costes fruto del tipo de carga que se refleja en la tabla 68 es mucho mayor porcentualmente que en el caso de 200000 vehículos, siendo más del doble el beneficio potencial al utilizar este tipo de tecnología. El ahorro de costes netos total frente al escenario de carga aleatoria es de 32,57 millones de € (unos 65 € de ahorro por vehículo). La reducción total de emisiones frente a carga aleatoria es de 493543 toneladas de CO₂, lo que supone un ahorro en los costes equivalentes de 47,37 millones de €.

4.2.4 V2G-RES

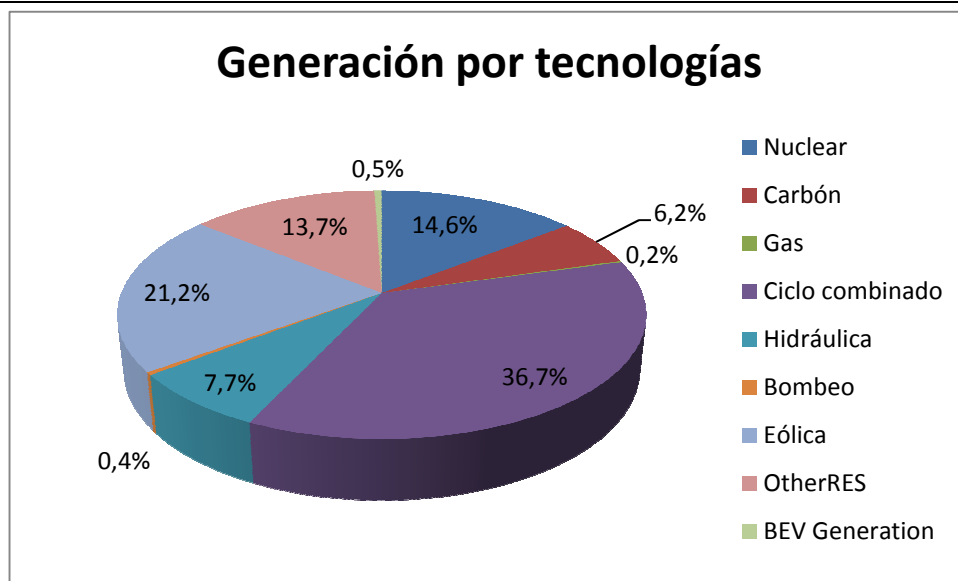


Figura 87. Porcentajes de generación por tecnología para 500000 vehículos en carga V2G-Res

Como ocurre en el escenario de 200000 vehículos el porcentaje de generación por energía resultante de este escenario (figura 87), no muestra ninguna diferencia significativa frente al apartado previo.



Impacto en la generación de los VEs	
Incremento de generación en carbón (GWh)	-591,4
Incremento de generación en ciclo combinado (GWh)	1611,2
Incremento de generación en bombeo (GWh)	-786,2

Tabla 68 Variación en la generación para 500000 vehículos en carga V2G-Res

Los resultados de la tabla 69 muestran una variación poco significativa frente al escenario anterior. Ninguno de los incrementos/decrementos entre ambos escenarios es superior a los 30 GWh.

Beneficios frente a V2G sin ofertar reserva	
Reducción en los costes de operación (millones de €)	-0,3
Incremento de emisiones (millones de toneladas de CO₂)	0,006

Tabla 69. Variación en los costes y emisiones para 500000 vehículos en carga V2G-Res

En base a los datos de las tablas anteriores, los resultados representados en la tabla 70 son casi previsibles Dado que no existen diferencias significativas entre las generaciones de ambas tecnologías, es normal que las variaciones finales sean poco significativas. Los costes equivalentes de este tipo de carga crecen en poco más de 100000 € frente al tipo de carga V2G sin reserva de los vehículos. Para este escenario de penetración de VEs resulta obvio que este tipo de carga no resulta rentable frente al anterior

4.3 PENETRACIÓN ALTA. 1.000.000 VEHÍCULOS

4.3.1 CARGA ALEATORIA

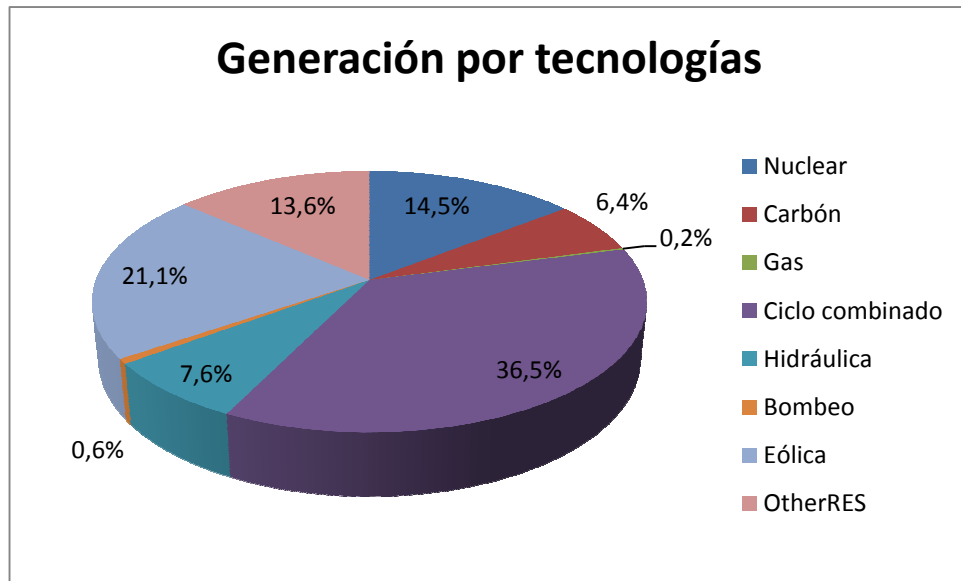


Figura 88. Porcentajes de generación por tecnología para 1000000 de VEs en carga aleatoria

El porcentaje de generación por tecnología resultante de este escenario (figura 88) muestra decrementos en el aporte porcentual de los dos grupos de generación renovable. Dado que ambas tecnologías no mostraban variaciones de generación neta en el análisis de resultados, este decremento porcentual se debe al aumento de la demanda total fruto de la integración de una flota significativa de VEs.

Impacto en la generación de los VEs	
Incremento de generación en carbón (GWh)	402,2
Incremento de generación en ciclo combinado (GWh)	1640,4
Incremento de generación en bombeo (GWh)	171,9
Incremento del coste de operación (millones de €)	160,5
Incremento de emisiones (millones de toneladas de CO ₂)	0,973

Tabla 70. Variación en la generación, costes y emisiones para 1000000 de vehículos en carga aleatoria

Salvo en el caso del bombeo, el resto de incrementos reflejados en la tabla 71, tanto en generación como en costes y emisiones se incrementan casi proporcionalmente con el número de VEs (al igual que ocurría en el caso de 500.000 vehículos).

4.3.2 CARGA REGULADA

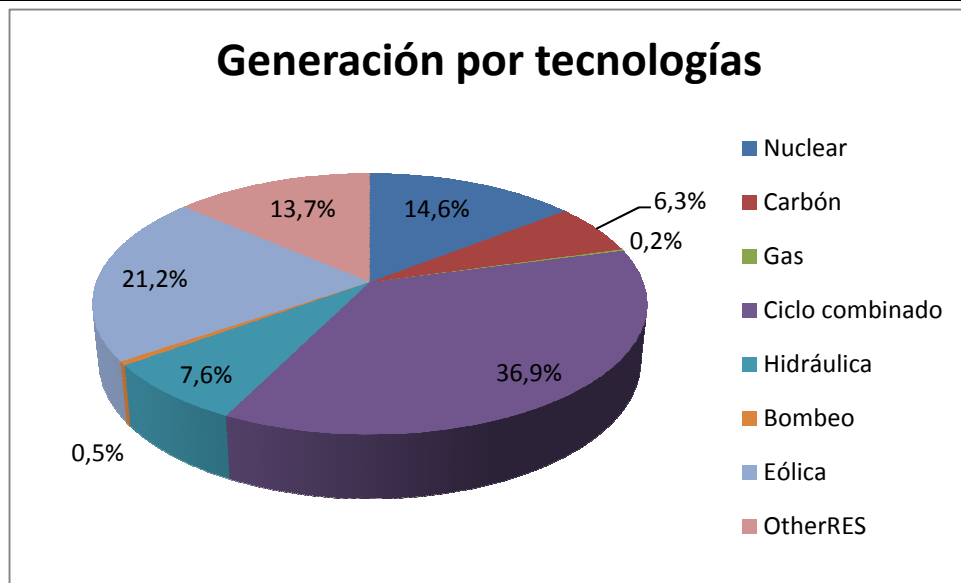


Figura 89. Porcentajes de generación por tecnología para 1000000 de VEs en carga regulada

Al igual que ocurría en los otros niveles de penetración, el mix energético resultante de gestionar de forma inteligente la carga de los vehículos tiene como efectos principales una disminución de la generación en carbón y bombeo, y un incremento del ciclo combinado. Sin embargo en este caso el incremento de la generación en ciclo combinado es porcentualmente más alto. La justificación de este hecho se apoya en los resultados de la tabla 72.

Impacto en la generación de los VEs	
Incremento de generación en carbón (GWh)	-140,9
Incremento de generación en ciclo combinado (GWh)	2137,7
Incremento de generación en bombeo (GWh)	-311,1

Tabla 71. Variación en la generación para 1000000 de vehículos en carga regulada



La disminución de generación en bombeo es mucho mayor en este nivel de penetración que en el anterior (480 GWh frente a 260 para 500000 VEs), y el incremento de la generación en ciclo combinado también es más pronunciada (400 GWh frente a 290 en el escenario anterior). Dado que la generación en conjunto sufre una importante disminución, y el ciclo combinado sufre un crecimiento mayor, es normal que el incremento porcentual sea más significativo en este nivel de penetración de vehículos.

Beneficios frente a carga aleatoria	
Reducción en los costes de operación (millones de €)	19,9
Incremento de emisiones (millones de toneladas de CO₂)	0,344

Tabla 72. Variación en los costes y emisiones para 1000000 de vehículos en carga regulada

Los beneficios de operación del sistema con este tipo de carga representados en la tabla 73 muestran un comportamiento similar al que existe para el nivel de penetración de 500000 VEs. El ahorro en costes netos de operación es de nuevo casi proporcional al incremento de las flotas de vehículos con respecto al escenario de integración de vehículos anterior. E igualmente el decremento de emisiones es menor al proporcional en función de los VEs, aunque en este caso es más cercano al mismo (normal dado que el desplazamiento de carga de carbón a ciclo combinado es más pronunciada).

4.3.3 V2G

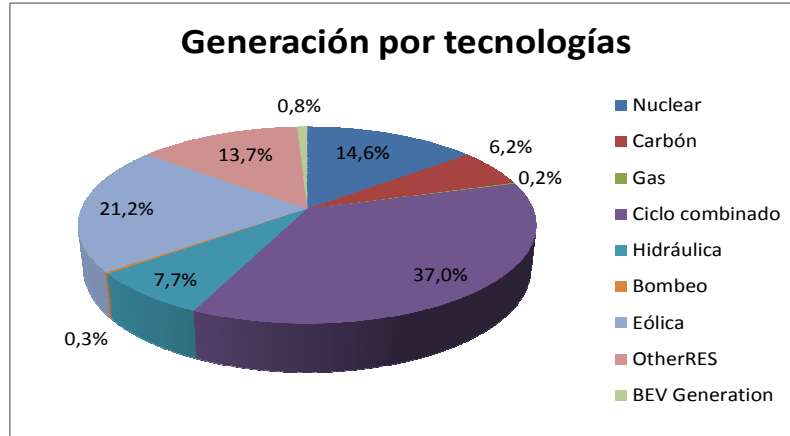


Figura 90. Porcentajes de generación por tecnología para 1000000 de vehículos en carga V2G

Cualitativamente los porcentajes representados en la figura 90 muestran el mismo tipo de variaciones que se pueden apreciar en el resto de niveles de penetración de vehículos.

Impacto en la generación de los VEs	
Incremento de generación en carbón (GWh)	-497,4
Incremento de generación en ciclo combinado (GWh)	2656,1
Incremento de generación en bombeo (GWh)	-1130,3

Tabla 73. Variación en la generación para 1000000 de vehículos en carga V2G

En la tabla 74 se puede apreciar que el decremento en la generación de bombeo es más pronunciada en este escenario, lo cual no resulta extraño dado que la generación de los VEs se incrementa en más de 1200 GWh frente al escenario con 500000 vehículos. El resto de los cambios son congruentes con lo que ocurre en el resto de escenarios integración de VEs.



Beneficios frente a carga inteligente sin generación	
Reducción en los costes de operación (millones de €)	33,3
Incremento de emisiones (millones de toneladas de CO ₂)	0,217

Tabla 74. Variación en los costes y emisiones para 1000000 de vehículos en V2G

Las reducciones de los costes y las emisiones no son tan altas proporcionalmente como ocurre en el escenario de 500000 VEs, sin embargo continúan siendo más altas que en el escenario de carga regulada (cosa que no ocurre en el escenario de 200000 vehículos).

4.3.4 V2G-RES

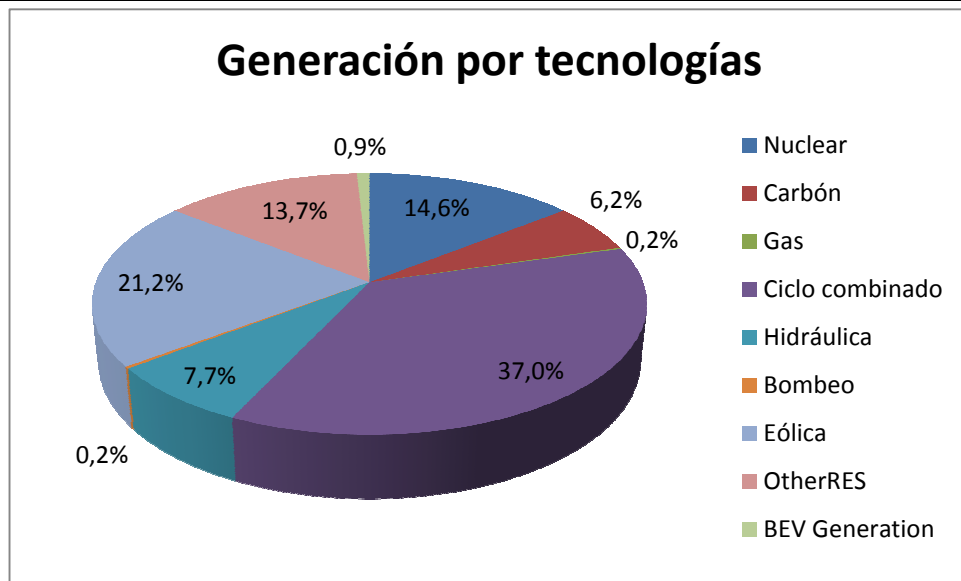


Figura 91. Porcentajes de generación por tecnología para 1000000 de VEs en carga V2G-Res

La figura 91 muestra que el porcentaje de generación por tecnología solo varía apreciablemente en el porcentaje de generación de VEs y bombeo (parte de la generación del segundo sustituye la del primero).



Impacto en la generación de los VEs	
Incremento de generación en carbón (GWh)	-573,4
Incremento de generación en ciclo combinado (GWh)	2703,8
Incremento de generación en bombeo (GWh)	-1185,1

Tabla 75 Variación en la generación para 1000000 de vehículos en carga V2G-Res

En este caso la tabla 76 muestra que las variaciones de generación entre ambos en este caso son mayores (en el rango de los 70 GWh), sin embargo dado que los incrementos totales frente al escenario sin VEs también son mayores esto no resulta extraño.

Beneficios frente a V2G sin ofertar reserva	
Reducción en los costes de operación (millones de €)	-1,2
Incremento de emisiones (millones de toneladas de CO₂)	0,045

Tabla 76. Variación en los costes y emisiones para 1000000 de vehículos en carga V2G-Res

Así como ocurre en el escenario de 500000 vehículos, dado que las variaciones de generación son relativamente bajas, no es extraño que los incrementos/decrementos de los costes y emisiones sean reducidos. También al igual que en el escenario previo los costes netos de operación se incrementan y las emisiones disminuyen, sin embargo en este escenario el coste equivalente sí que disminuye frente al anterior escenario de carga, en torno a 180000 €. Este ahorro es positivo, pero es tan reducido que seguramente no resulte rentable su aplicación frente a V2G sin ofertar reserva.

4.4 CONCLUSIONES GENERALES

En resumen de los anteriores apartados, podemos concluir que:

- En carga aleatoria los costes, las emisiones y la generación de las tres tecnologías relevantes (carbón, ciclo combinado y bombeo hidráulico) crecen proporcionalmente al número de vehículos integrados.



- En todas las formas de carga regulada la elevación del valle de demanda producen un desplazamiento de generación de centrales de carbón a ciclo combinado, y un decrecimiento del bombeo por producirse la carga de los vehículos en las horas en las que el bombeo resulta más óptimo. En el caso de que exista generación de los vehículos esta elevación es más pronunciada, y el decrecimiento del bombeo es mayor ya que los vehículos sustituyen a las estaciones de bombeo por ser más eficientes.
- En carga regulada el ahorro de costes netos de operación del sistema es proporcional al número de VEs, mientras que la relación reducción de emisiones/número de VEs decrece ante el aumento de VEs.
- Para el escenario de carga con generación de los vehículos existe una reducción de los costes de operación netos que es más pronunciada cuanto mayor es el nivel de penetración de VEs. Sin embargo el crecimiento relativo es mayor para el escenario de 500000 vehículos, tanto es así que en este escenario la reducción de emisiones es mayor que en los otros dos escenarios.
- El escenario de carga V2G con oferta de reserva por parte de los vehículos incrementa los costes equivalentes de operación en el escenario de penetración media, y en el escenario de un millón de VEs la reducción de los costes equivalentes es muy poco significativa.

Los beneficios potenciales de cada tipo de carga (tanto totales como por vehículo) frente a la aleatoria como conclusión final se encuentran en la tabla 77, y el coste promedio de carga cada 100 km y las emisiones de CO₂ en las tablas 78 y 79.

	200000 VEs		500000 VEs		1000000 VEs	
	Bº total (M€)	Bº por vehículo (€)	Bº total (M€)	Bº por vehículo (€)	Bº total (M€)	Bº por vehículo (€)
Carga regulada	7,57	37,83	15,71	31,43	30,22	30,22
Carga V2G	13,78	68,89	47,37	94,74	70,05	70,05
Carga V2G-Res	17,73	88,63	47,27	94,54	70,23	70,23

Tabla 77. Beneficios de cada tipo de carga frente a carga aleatoria



Coste por 100 km (€)	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Carga aleatoria	1,062157159	1,144564018	1,108308761
Carga regulada	0,909521016	1,005510547	0,970920156
Carga V2G	0,827407403	0,694938969	0,740916439
Carga V2G-Res	0,764394057	0,698731338	0,749054047

Tabla 78. Coste de carga cada 100 km según tipo de carga y número de VEs

Emisiones (g CO ₂ /km)	200000 VEs	500000 VEs	1000000 VEs
Carga aleatoria	63,37186369	68,16321844	67,14216022
Carga regulada	27,19375913	42,19283654	43,40307399
Carga V2G	-16,91365979	0,020128129	28,41213033
Carga V2G-Res	-41,31482699	-0,772943768	25,28610595

Tabla 79. Emisiones específicas según tipo de carga y número de VEs



Capítulo 5 FUTUROS DESARROLLOS

Existen cinco desarrollos principales que mejorarían sustancialmente la exactitud de las conclusiones obtenidas en el proyecto. En primer lugar, sería muy beneficioso contar con una curva de error eólico que mostrara un vertido eólico más realista que el obtenido (que partía de la hipótesis simplificadora de que no existía dicho error), al igual que contar con una curva de error semejante para generación renovable de otras fuentes sería más preciso de cara a obtener conclusiones.

En segundo lugar, la previsión de que los vehículos oferten como reserva toda la capacidad de variación de carga y generación que tienen resulta demasiado optimista y probablemente en la práctica cuente con algún tipo de limitaciones, como futuro desarrollo sería beneficioso implementar ciertos coeficientes en el modelo que limiten este aporte, y realizar las ejecuciones del modelo con varios coeficientes para ver su impacto en la operación del sistema. Igualmente se conoce que el comportamiento de las baterías varía en función de las condiciones climáticas. Implementar unos coeficientes que simulen esta variación del comportamiento mejoraría la precisión de las conclusiones.

De cara a futuros desarrollos también sería beneficioso revisar los costes de operación por tecnología y especialmente el coste del CO₂, ya que marcan la optimización del modelo y los resultados.



BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio; *Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020*
- [2] Red Eléctrica de España; *Informe del Sistema Eléctrico Español*. 2009
- [3] Red Eléctrica de España; *Informe del Sistema Eléctrico Español*. 2000
- [4] Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos; *Datos estadísticos del sector*. 2009
- [5] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio; *Centrales de generación eléctrica 2010*
- [6] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio; *Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016*
- [7] Comisión Nacional de Energía; *Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura 2010*
- [8] Red Eléctrica de España; *Informe del Sistema Eléctrico Español*. 2008
- [9] Red Eléctrica de España; *Informe del Sistema Eléctrico Español*. 2007
- [10] Red Eléctrica de España; *Informe del Sistema Eléctrico Español*. 2006
- [11] Red Eléctrica de España; *Informe del Sistema Eléctrico Español*. 2005
- [12] Red Eléctrica de España; *Informe del Sistema Eléctrico Español*. 2004
- [13] Endesa S.A.; *Endesa y el vehículo Eléctrico*; www.endesa.es/.../4D3443CC-2AFB-4BA2-8F0C-0E13DF07CF44.htm
- [14] Central Dock Sud S.A.; *Página Web de la empresa*; <http://www.cdssa.com.ar/home.asp>
- [15] G. Cornelis van Kooten, Department of Economics, University of Victoria, *Wind Power: The Economic Impact of Intermittency*.
- [16] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio; *Ponencia Sr. González: Aportación del parque nuclear español al sistema eléctrico español. Capacidad tecnológica en España. Estado de la tecnología nuclear. Necesidades de I+D*; [http://www.mityc.es/energia/es-ES/Servicios/MesaDialogo/Mesa/Cobertura%20de%20la%20demanda%20energ%C3%A9tica%20en%20Espa%C3%B1a%20y%20la%20energ%C3%ADa%20nuclear%20\(Sesi%C3%B3n%202\)/B.-%20Ponencias/PonenciaSrGonzalez.pdf](http://www.mityc.es/energia/es-ES/Servicios/MesaDialogo/Mesa/Cobertura%20de%20la%20demanda%20energ%C3%A9tica%20en%20Espa%C3%B1a%20y%20la%20energ%C3%ADa%20nuclear%20(Sesi%C3%B3n%202)/B.-%20Ponencias/PonenciaSrGonzalez.pdf)
- [17] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio; *Ponencia Sr. González: Aportación del parque nuclear español al sistema eléctrico español. Capacidad tecnológica en España*.



- Estado de la tecnología nuclear. Necesidades de I+D*; [http://www.mityc.es/energia/es-ES/Servicios/MesaDialogo/Mesa/Cobertura%20de%20la%20demanda%20energ%C3%A9tica%20en%20Espa%C3%B1a%20y%20la%20energ%C3%ADa%20nuclear%20\(Sesi%C3%B3n%202\)/B.-%20Ponencias/PonenciaStGonzalez.pdf](http://www.mityc.es/energia/es-ES/Servicios/MesaDialogo/Mesa/Cobertura%20de%20la%20demanda%20energ%C3%A9tica%20en%20Espa%C3%B1a%20y%20la%20energ%C3%ADa%20nuclear%20(Sesi%C3%B3n%202)/B.-%20Ponencias/PonenciaStGonzalez.pdf)
- [18] Red Eléctrica de España; *Energía producible hidroeléctrica. Series históricas*; http://www.ree.es/sistema_electrico/energia_producible_hidroelectrica.asp
- [19] Confederación Hidrográfica del Duero; *Anuario de datos foronómicos y de embalses de la cuenca del Duero 2004-2005*
- [20] Confederación Hidrográfica del Duero; *Anuario de datos foronómicos y de embalses de la cuenca del Duero 2006-2007*
- [21] Confederación Hidrográfica del Duero; *Anuario de datos foronómicos y de embalses de la cuenca del Duero 2008-2009*
- [22] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía; *Proyecto Piloto de MOVilidad ELÉctrica (MOVELE)*; <http://www.idae.es/index.php/mod.pags/mem.detalle/id.407>
- [23] Woodbank Communications Ltd; *Electropaedia. Traction Batteries for EV and HEV Applications*; <http://www.mpoweruk.com/traction.htm>
- [24] Nissan España; *Recargar el Nissan Leaf*; http://www.nissan.es/?cid=psleafSP_spleafomdgg&kw=nissan_leaf&#vehicles/electric-vehicles/electric-leaf/leaf/charging-and-autonomy/charging-battery
- [25] SUSPLAN (PLANning for SUStainability); *Development of regional and pan-european guidelines for more efficient integration of renewable energy into future infrastructure, South-Western Europe (Spain)*