



**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
ICA I**

**Grupos de arranque rápido para la
Reserva Secundaria – Money Talks**

Autor: Borja José Márquez Moreno

Directores: Enrique Lobato Miguélez - IIT

Lukas Sigrist - IIT

Inmaculada Saboya Bautista – IIT

Madrid, Junio 2016

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
**Grupo de Arranque Rápido para la Reserva Secundaria – Money
Talks**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2016 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Borja José Márquez Moreno Fecha: 07/ 06/ 2016

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Enrique Lobato Miguelez Fecha: 07/06/2016

P.O. 

Fdo.: Lukas Sigrist Fecha: 07/06/2016

P.O. 

Fdo.: Inmaculada Saboya Bautista Fecha: 07/06/2016

Vº Bº del Coordinador de Proyectos



Fdo.: Fernando de Cuadra García Fecha: 07/06/2016

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Borja José Márquez Moreno

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Grupos de Arranque Rápido para la Reserva Secundaria – Money Talks, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma

- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

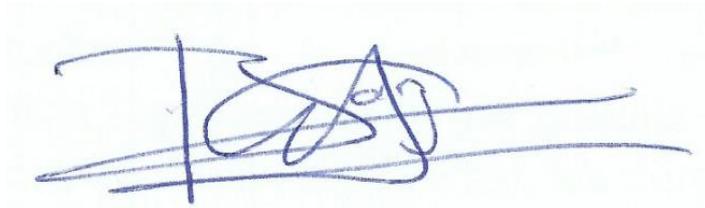
- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.

Universidad Pontificia Comillas
Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI

- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 06 de Junio de 2016

ACEPTA

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'Borja José Márquez Moreno', written over a light blue rectangular background.

Fdo Borja José Márquez Moreno

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

Resumen

La Banda Secundaria, según se estructura hoy en día presenta grandes ineficiencias:

- La operación de los grandes grupos generadores en rendimientos lejanos del óptimo de diseño es la mayor desventaja de la gestión de la reserva secundaria. Esta pérdida de eficiencia en los generadores tiene como consecuencia el encarecimiento del precio de la energía a nivel global
- Coste de oportunidad de la energía ofrecida en banda

Debido a la ineficiencia actual en la forma de proveer banda Secundaria en el Sistema Eléctrico, se propone como solución, la utilización de unidades de Arranque Rápido para suministrar este servicio.

Las unidades de Arranque Rápido son un tipo de centrales generadoras de energía que tienen una respuesta dinámica frente a perturbaciones muy breve. El tiempo estipulado para que estas unidades de arranque rápido alcancen el mínimo técnico es de 5 a 10 minutos.

Sin embargo, la desventaja de estas unidades son tanto los altos costes marginales de generación de energía como también los elevados costes de arranque y parada. Por tanto, actualmente estas unidades son utilizadas como unidades de generación de pico, siendo también común que los grupos de arranque rápido participen en la regulación terciaria. Las unidades hidráulicas y las turbinas de gas de ciclo abierto, dentro de las plantas térmicas, pueden ser consideradas como grupos de arranque rápido.

Proporcionar banda de Regulación Secundaria con unidades de Arranque Rápido consiste en mantener estas unidades apagadas cuando no sea necesario proporcionar banda secundaria, permitiendo que las unidades generadoras de mayor capacidad estén funcionando dentro su banda óptima de operación. La operación de la Regulación Secundaria con unidades de Arranque Rápido eliminaría las ineficiencias planteadas anteriormente.

Mientras que en la tesis doctoral de Inmaculada Saboya [3] se ha evaluado y diseñado algoritmos que garanticen la viabilidad técnica de la operación de las unidades de Arranque Rápido, en este proyecto se ha estudiado la viabilidad económica de las mismas.

Para ello, se ha elaborado un modelo de optimización en el que se ha asumido la operación correcta en lo que concierne a lo técnico de las unidades, y se ha maximizado el beneficio económico de la operación de la unidad de Arranque Rápido.

El objetivo del modelo es maximizar los beneficios económicos, bien por ofrecer banda a subir en la banda de regulación secundaria, o por casar energía en el Mercado Diario de energía, utilizando en el modelo una única unidad de Arranque Rápido de 50 MW de potencia

Algunas de las restricciones más importantes son:

- La potencia que se ha ofrecido en la Banda Secundaria, no se puede casar en el Mercado Diario a la vez, y viceversa
- Como toda unidad, la unidad de Arranque Rápido tiene un máximo y mínimo técnico
- La unidad de Arranque Rápido tiene unas rampas de subida y bajada máximas
- Uso de variables enteras y continuas para modelar el arranque, la parada y la operación de la unidad de Arranque Rápido

En cuanto a los resultados obtenidos, existe una gran dependencia en los beneficios del precio de la Banda Secundaria, ya que en casi todos los escenarios simulados el beneficio de la unidad de Arranque Rápido procede en un 90% aproximadamente de la Banda Secundaria. Sin embargo, el 10% restante del beneficio procedente del Mercado Diario, también tiene un papel importante pudiendo aumentar aproximadamente en un 8-10% el beneficio de la unidad, respecto a una participación única de la unidad de Arranque Rápido en el mercado de Banda Secundaria

Los resultados obtenidos tienen totalmente coherencia con el novedoso uso de las unidades de Arranque Rápido, ya que se ha planteado éstas para solucionar las ineficiencias de la Banda Secundaria y la participación de la unidad de Arranque Rápido en la Banda Secundaria es mayoritaria.

Se han estimado los ingresos medios anuales de la unidad en unos 7.8 M€. Restando costes de personal e impuestos sobre beneficios de operación, el beneficio medio neto anual quedaría en alrededor de 5 M€.

Los costes de construcción de la unidad de Arranque Rápido, se estiman por analogía con las centrales de ciclo combinado en aproximadamente 40 M€.

Finalmente, con una vida de operación de unos 25 años, el beneficio que se espera tener es de unos 85 M€, concluyendo que la operación de las unidades de Arranque Rápido resulta económicamente viable.

Abstract

As is operated today, the power system secondary reserve presents many inefficiencies:

- The main drawback is the operation of large generators out of their optimal power band. As a consequence, these big generators run on a worse efficiency causing energy prices to increase.
- There is also an opportunity cost of the energy offered in the secondary reserve which cannot be generated on the daily energy market.

Due to the inefficiency on the management of the power system secondary reserve, a new solution is proposed, consisting of using Rapid Start units to provide the secondary reserve band.

Rapid Start units are a type of power generator which have a quick dynamic response to disturbances. The expected time for these Rapid Start units to reach the minimum power output at which they are synchronized with the grid is between 5 and ten minutes

Nevertheless, the disadvantages of these units are both the high marginal costs of power generation and the high start-up and turn-down costs. Therefore, they are only used as energy peak generators and even also used as tertiary emergency reserve providers. Two example types of Rapid Start units are hydraulic generators and open loop gas turbines which are a kind of thermal plants.

The benefits of providing secondary reserve using Rapid Start units consist of maintaining these units off when the secondary reserve is not needed allowing big power generators to run on their best efficiency and not to have the secondary reserve band opportunity cost. So, solving the inefficiencies stated above.

While in the PhD thesis by Inmaculada Saboya [3] algorithms are designed to certify the technical feasibility of Rapid Start units, this project aims at analyzing and studying the profitability of Rapid Start units operation on both the daily energy market and the secondary reserve market

To fulfill this analysis, an optimization model has been designed. It has been assumed the correct functionality of Rapid Start units as far as technical issues are concerned, and economic profit of the Rapid Start unit has been maximized,

Being the objective function, in the optimization model, to maximize profits, either producing energy in the daily energy market or offering power in the secondary reserve, some of the restrictions that must be complied:

- Power offered in the secondary reserve market, even though it is not always used cannot be generated in the daily energy market at the same time.
- Rapid Start units have a maximum and minimum power output which cannot be ever exceeded
- Rapid Start units also have a power ramp-up and ramp-down that cannot be surpassed
- Continuous and integer variables to model de start-up and turn-down of Rapid Star units.

As far as results are concerned, there is a high reliance of the profits on the Secondary Band, as in almost every scenario simulated, 90% of the profit came from the secondary band market. However, the 10% of the profit arising from the daily energy market is also to be considered as it can increase the global profit of the unit in 8-10%, considering as a reference the profit earned exclusively, offering power in the secondary band market.

The results are totally coherent with the new use of Rapid Start units presented, as the main objective is to improve the secondary reserve band management and efficiency. Therefore, the rapid start unit mainly operates on the secondary reserve generating power in the daily market only and not fully mainly at late hours of the afternoon.

In terms of economic viability, average annual revenues have been estimated to be around 7.8 M€. After deducting labour costs and taxes, average annual profit would go down to 5 M€.

Considering Rapid Start units construction costs to be equivalent to those of CCGT (Combined Cycle Gas Turbine), these mentioned costs are expected to be roughly 40 M€.

Finally, considering a 25 years lifetime, the expected profit is about 50 M€ adjusted for inflation. It can be concluded that operating Rapid Start units in both daily energy market and secondary reserve market is economically feasible.

Contenido

1. Introducción	23
1.1. Control de la frecuencia-potencia en el sistema eléctrico español.....	23
1.1.1. Niveles en el control frecuencia-potencia en el Sistema Eléctrico Español	23
1.1.2. Problemática y estructuración actual de la Regulación Secundaria en el Sistema Eléctrico Español	26
1.2. Unidades de Arranque Rápido	29
1.2.1. ¿Qué son?	29
1.2.2. Regulación Secundaria con unidades de Arranque Rápido	29
1.2.3. Problemática técnica de las Unidades de Arranque Rápido	30
1.3. Mercado Eléctrico Español.....	31
2. Objetivos del proyecto	34
3. Definición y diseño del problema de optimización	35
3.1. Modelo de Optimización Lineal	35
3.2. Declaración de índices, parámetros, variables y escalares.....	36
3.2.1. Índices	36
3.2.2. Parámetros	36
3.2.3. Variables.....	37
3.2.4. Escalares.....	37
3.3. Función objetivo y restricciones	38
3.3.1. Función objetivo.....	38
3.3.2. Restricciones	42
3.4. Elección del algoritmo de optimización	45
4. Demostración funcionamiento de modelo.....	46
4.1. Costes de arranque y parada distintos de cero.....	46
4.2. Costes de arranque y parada igual a cero	51
4.3. Beneficio del Mercado Diario menor que el beneficio de Banda Secundaria.....	51
5. Análisis del precio de mercados	53
5.1. Análisis de los precios medios anuales.....	53
5.1.1. Caracterización Precio de Mercado Diario y Banda Secundaria ..	53
5.1.2. Diferencia entre precio de Mercado Diario y de Banda Secundaria	54

5.2.	Análisis Mensual	55
5.3.	Análisis diario	58
5.4.	Análisis horario.....	58
5.4.1.	Año 2008	59
5.4.2.	Año 2009	60
5.4.3.	Año 2010	61
5.4.4.	Año 2011	62
5.4.5.	Año 2012	63
5.4.6.	Año 2013	65
5.5.	Conclusiones.....	66
6.	Resultados.....	68
6.1.	Introducción.....	68
6.2.	Caracterización de datos de entrada	70
6.2.1.	Años 2008-2013	70
6.2.2.	Funciones de costes.....	71
6.3.	Justificación del análisis de resultados desde el punto de vista del Mercado Diario.....	74
6.4.	Análisis detallado año 2011	77
6.4.1.	Resultados económicos año 2011	79
6.4.2.	Precios entrada y salida del Mercado Diario	81
6.4.3.	Operación en el Mercado Diario	82
6.4.4.	Precio y potencia de operación de la unidad de Arranque Rápido.....	84
6.4.5.	Horas de operación en el Mercado Diario	89
6.4.6.	Relación de la potencia casada en el Mercado Diario con la diferencia de precio entre Mercado Diario y Banda Secundaria	93
6.5.	Análisis de la influencia de los diferentes costes de generación, de precios de Mercado Diario y Banda Secundaria en los beneficios económicos de la unidad de Arranque Rápido	96
6.5.1.	Análisis de los beneficios económicos en función del precio de Mercado Diario y de Banda Secundaria	97
6.5.2.	Mejora del beneficio de la unidad de Arranque Rápido por la participación en el Mercado Diario.....	114
6.5.3.	Precio de entrada al Mercado Diario	115
6.5.4.	Precio de salida del Mercado Diario	118
6.5.5.	Horas de operación	121

7. Viabilidad de proyecto.....	124
7.1. Beneficios de la unidad de Arranque Rápido	124
7.2. Financiación del proyecto.....	128
7.2.1. Costes de construcción	128
7.2.2. Financiación.....	129
7.3. Ejecución de la operación	131
7.4. Viabilidad de la operación	134
7.5. Rentabilidad de la operación	136
8. Conclusiones	137
9. Referencias.....	139

Índice de figuras

Figura 1: Controles sistema eléctrico español [2].....	25
Figura 2. Representación gráfica banda de regulación secundaria. [Elaboración propia]	26
Figura 3. Representación gráfica coste de oportunidad. [Elaboración propia] .	27
Figura 4: regulación secundaria con la presencia de grupos de arranque rápido [3]	30
Figura 5. Estructura de los mercados eléctricos españoles. [2]	33
Figura 6. Función cuadrática a linealizar	39
Figura 7 Área delimitada por los cortes realizados a la función cuadrática	40
Figura 8 Evolución del precio del Mercado Diario y de la Banda de Regulación Secundaria en las 48 primeras horas del año 2013	46
Figura 9 Beneficio neto obtenido por la unidad Rapid Start problema durante los dos primeros días del año 2013	47
Figura 10 Potencia ofrecida en el Mercado Diario durante los primeros dos días del año 2013 con costes de arranque y parada distintos de cero	48
Figura 11 Evolución del precio del Mercado Diario y Banda Secundaria	49
Figura 12 Beneficio potencial del Mercado Diario y Banda Secundaria	50
Figura 13 Potencia ofrecida en el Mercado Diario durante los primeros dos días del año 2013 con costes de arranque y parada igual a cero	51
Figura 14 Comparación Beneficio MW durante las horas 17-21 del día 1 del año 2013	52
Figura 15 Potencia generada en el Mercado Diario y ofrecida en Banda Secundaria durante las horas 17-21 del día 1 del año 2013	52
Figura 16 Evolución mensual del precio Mercado Diario y Banda Secundaria	55
Figura 17 Evolución mensual en la diferencia entre precio de Mercado Diario y Banda Secundaria.....	56
Figura 18 Evolución horaria de la diferencia de precio del Mercado Diario y Banda Secundaria. Año 2008.....	59
Figura 19 Evolución horaria de la diferencia de precio del Mercado Diario y Banda Secundaria. Año 2009.....	60
Figura 20 Evolución horaria de la diferencia de precio del Mercado Diario y Banda Secundaria. Año 2010.....	61
Figura 21 Evolución horaria de la diferencia de precio del Mercado Diario y Banda Secundaria. Año 2011.....	62
Figura 22 Evolución horaria de la diferencia de precio del Mercado Diario y Banda Secundaria. Año 2012.....	63
Figura 23 Evolución horaria de la diferencia de precio del Mercado Diario y Banda Secundaria. Año 2013.....	65
Figura 24 Costes de generación de las funciones 1, 2 y 3 elegidas.....	71
Figura 25 Costes medios de generación de las funciones 1, 2 y 3 elegidas	72

Figura 26 Beneficio total de una unidad de Arranque Rápido de 50MW en función del precio medio anual de la Banda Secundaria por la participación única en la Banda Secundaria.....	75
Figura 27 Beneficio por MW de una unidad de Arranque Rápido en función del precio medio anual de la Banda Secundaria por la participación única en la Banda Secundaria.....	75
Figura 28 Beneficio neto de la unidad de Arranque Rápido en función del precio del Mercado Diario	82
Figura 29 Función beneficio máximo.....	83
Figura 30 Puntos de operación de la unidad de Arranque Rápido en cuanto a potencia casada y a qué precio de Mercado Diario.....	84
Figura 31 Regresión lineal de los puntos de operación en el Mercado Diario..	85
Figura 32 Curva de beneficios con recta de regresión lineal.....	86
Figura 33 Número de horas de operación en función del precio del Mercado Diario	87
Figura 34 Porcentaje de horas de funcionamiento por precios	87
Figura 35 Horas de operación en función de las horas del día del año 2011...	89
Figura 36 Agregado del porcentaje de horas en funcionamiento de la unidad de Arranque Rápido en el Mercado Diario	91
Figura 37 Potencia media horaria casada en el Mercado Diario y Banda Secundaria en comparación con la diferencia de precios medios mensuales de Mercado diario y de Banda Secundaria en el año 2011	93
Figura 38 Diferencia de precios medios a lo largo del día de los meses Febrero, Marzo y Abril del año 2011	94
Figura 39 Potencia media horaria casada en el Mercado Diario y Banda Secundaria en comparación con la diferencia de precios de Mercado diario y de Banda Secundaria en la franja horario 19-24 h en el año 2011.	95
Figura 40 Beneficios MD en función de las distintas funciones junto con aproximación lineal.....	99
Figura 41 Caracterización año tipo MB	101
Figura 42 Beneficio total de la función 1	102
Figura 43 Beneficio total de la función 2	102
Figura 44 Beneficio total de la función 3	103
Figura 45 Beneficios obtenidos en el Mercado Diario variando el precio de la Banda Secundaria.....	105
Figura 46 Beneficio del Mercado Diario en función de la Banda Secundaria.	106
Figura 47 Relación entre la pendiente del Beneficio en el MD y los costes de generación.....	106
Figura 48 Comparativa de la ecuación calculada con las obtenidas de la optimización	107
Figura 49 Caracterización año tipo MB	108
Figura 50 Caracterización año tipo MB	108
Figura 51 Beneficio total de la función 1	109

Figura 52 Beneficio total de la función 2	109
Figura 53 Beneficio total de la función 3	110
Figura 54 Beneficio de Mercado Diario en función del precio de la Banda Secundaria	111
Figura 55 Relación Costes de generación pendiente/costes de generación..	112
Figura 56 Comparación de la recta estimada con las anteriormente obtenidas	113
Figura 57 Aumento del beneficio total respecto a la participación única en la Banda Secundaria en función de la penetración del Mercado Diario en el beneficio total	114
Figura 58 Regresión lineal de los puntos de entrada al Mercado Diario para las tres funciones de costes.....	116
Figura 59 Regresión lineal de los puntos de salida del Mercado Diario para las tres funciones de costes.....	119
Figura 60 Horas de funcionamiento	121
Figura 61 Beneficio horas nocturnas.....	123
Figura 62 Personal de operación de un ciclo combinado [6].....	125
Figura 63 Salarios trabajadores de la unidad de Arranque Rápido	126
Figura 64 Impuesto de beneficios de grandes empresas de ingeniería [8],[9],[10]	127
Figura 65 Coste de construcción de la unidad de Arranque Rápido	128
Figura 66 Bancos a los cuales se ha pedido asesoramiento sobre la financiación de una operación de estas características	129
Figura 67 Beneficio neto actualizado a lo largo de la vida útil de la unidad de Arranque rápido.....	132
Figura 68 Beneficio actualizado y acumulado a lo largo de la vida útil de la unidad	133
Figura 69 Valor Actual Neto de la unidad de Arranque Rápido	135

Índice de tablas

Tabla 1 Pérdidas por arranque y parada y generación	50
Tabla 2 Leyenda de colores	53
Tabla 3 Precio medio Mercado Diario y de Banda Secundaria. Años 2008-2013	53
Tabla 4 Porcentajes con referencia a precio máximo. Años 2008-2013	54
Tabla 5 Diferencia precio medio Mercado Diario y de Banda Secundaria. Años 2008-2013	54
Tabla 6 Franja horaria en la que la diferencia entre el Mercado Diario y Banda Secundaria es máxima. Año 2008.....	59
Tabla 7 Franja horaria en la que la diferencia entre el Mercado Diario y Banda Secundaria es máxima. Año 2009.....	60
Tabla 8 Franja horaria en la que la diferencia entre el Mercado Diario y Banda Secundaria es máxima. Año 2010.....	61
Tabla 9 Franja horaria en la que la diferencia entre el Mercado Diario y Banda Secundaria es máxima. Año 2011.....	62
Tabla 10 Franja horaria en la que la diferencia entre el Mercado Diario y Banda Secundaria es máxima. Año 2009.....	64
Tabla 11 Franja horaria en la que la diferencia entre el Mercado Diario y Banda Secundaria es máxima. Año 2013.....	66
Tabla 12 Franja horaria con la diferencia de precio entre Mercado diario y de Banda Secundaria es máxima. Años 2008 - 2013	66
Tabla 13 Parámetros de la unidad de Arranque Rápido	68
Tabla 14 Precio medio anual de la Banda Secundaria y del Mercado Diario de los años 2008-2013.....	70
Tabla 15 Leyenda de colores de la	70
Tabla 16 Caracterización de los años 2008-2013 según niveles de precios....	70
Tabla 17 Coste medio de un MWh de las funciones de costes 1, 2 y 3 elegidas	72
Tabla 18 Leyenda de Colores de la Tabla 19.....	74
Tabla 19 Beneficios de la presencia única en el Mercado de Banda Secundaria de la unidad de Arranque Rápido para los años 2008-2013	74
Tabla 20 Beneficio desglosado mensualmente del Mercado Diario y Banda Secundaria durante el año 2011	79
Tabla 21 Beneficio total Mercado Diario y Banda Secundaria	79
Tabla 22 Precio de entrada medio, máximo y mínimo al Mercado diario	81
Tabla 23 Precio de salida medio, máximo y mínimo al Mercado Diario	81
Tabla 24 Coste medio de un MWh de las funciones de generación.....	96
Tabla 25 Posibles combinaciones posibles de precios de Mercado Diario y Banda Secundaria.....	97
Tabla 26 Precios medios anuales de los años 2008-2011	97
Tabla 27 Clasificación de los años 2008-2013.....	97
Tabla 28 Caracterización de los años 2008-2013	98

Tabla 29 Beneficios obtenidos en el Mercado Diario para los años tipo BB	99
Tabla 30 Beneficios obtenidos en el Mercado de Banda Secundaria para los años tipo BB	99
Tabla 31 Beneficios totales obtenidos para los años tipo BB	100
Tabla 32 Aportación MD al beneficio total en años tipo BB	100
Tabla 33 Años con precio bajo de Mercado Diario	100
Tabla 34 Años con precio medio de Mercado Diario	101
Tabla 35 Clasificación de los años 2008-2013	101
Tabla 36 Beneficio total con precios medios de Mercado Diario	103
Tabla 37 Años con precio medio de Mercado Diario	108
Tabla 38 Clasificación de los años 2008-2013	108
Tabla 39 Beneficios totales con precios altos de Mercado Diario	110
Tabla 40 Precios de entrada al Mercado Diario en función del precio de la Banda Secundaria	115
Tabla 41 R^2 de las regresiones lineales calculadas para la dispersión de datos de los precios de entrada al Mercado Diario de los años 2008-2013	117
Tabla 42 Precios de salida del Mercado Diario en función del precio de la Banda Secundaria	118
Tabla 43 R^2 de las regresiones lineales calculadas para la dispersión de datos de los precios de salida del Mercado Diario de los años 2008-2013	120
Tabla 44 Porcentaje de operación de horas nocturnas sobre el total	122
Tabla 45 Beneficio unidad de Arranque Rápido en las horas nocturnas	122
Tabla 46 Precio medio anual de la Banda Secundaria y el Mercado Diario de los años 2008-2013	124
Tabla 47 Beneficios obtenidos por la unidad de Arranque Rápido por la operación en la Banda Secundaria durante los años 2008-2013	125
Tabla 48 Tipo de interés de créditos de menos de 1M€ para empresas en el Banco Santander	130
Tabla 49 Amortización del préstamo bancario	131

1. Introducción

En esta sección se hace una descripción del control de los sistemas eléctricos de potencia, así como un análisis de las ventajas y desventajas de la manera actual de proporcionar banda secundaria.

También, se describirá qué son las unidades de Arranque Rápido junto con las mejoras y posible problemática de proporcionar banda secundaria en el Sistema Eléctrico mediante este tipo de unidades.

1.1. Control de la frecuencia-potencia en el sistema eléctrico español

En los sistemas eléctricos de potencia, el control de la tensión de los mismos depende de los desajustes de la potencia reactiva inyectada y consumida, mientras que el control de la frecuencia de la red, depende de los desajustes de potencia activa generada y consumida. [1]

Debido a la necesidad de una mayor sostenibilidad y búsqueda de fuentes de energía más limpias, cada vez es más común la presencia de energías renovables en los sistemas eléctricos. Desde el punto de vista de los sistemas eléctricos de potencia, las energías renovables contribuyen a la menor robustez y posible desestabilización del sistema eléctrico debido al bajo momento de inercia que poseen. [1] Por tanto, debido al aumento de las energías renovables en los sistemas eléctricos, y por ende una menor robustez del sistema eléctrico, es necesario un aumento de la potencia flexible (banda secundaria) para facilitar la inclusión de las mismas en el sistema.

El control de la frecuencia de los sistemas eléctricos de potencia tiene como objetivo garantizar la seguridad y operación de los mismos. La frecuencia debe permanecer dentro de límites muy estrictos, ya que de no ser así, habría un mal funcionamiento de los equipos industriales y domésticos [1]

1.1.1. Niveles en el control frecuencia-potencia en el Sistema Eléctrico Español

La regulación de la frecuencia de los sistemas eléctricos está dividida en varios niveles, estando estructurada así en tres controles, cuya diferencia principal son los tiempos de actuación: existen dos controles automáticos, **regulación primaria y regulación secundaria** (AGC) y un último manual, **regulación terciaria**. Los distintos controles de frecuencia tienen distintos tiempos de actuación, actuando en orden numérico, primario, secundario y finalmente terciario.

A continuación se expone una explicación de los controles primario, secundario y terciario en el Sistema Eléctrico Español.

La **regulación primaria** se trata de un control proporcional cuya función es estabilizar los posibles desequilibrios generación-demanda. Sin embargo, al tratarse de un control proporcional, no es capaz de eliminar el error en régimen permanente, no siendo la frecuencia final tras una perturbación 50 Hz. El tiempo de actuación de este control es de 2-20 segundos. En España, este servicio es obligatorio para todos los generadores que participan en el mercado. Si el generador no está preparado para prestar este servicio, se contrata o también se puede compensar con otras unidades de la misma empresa. En cuanto a los ingresos que puede generar la regulación primaria, este servicio no está retribuido ya que es obligatorio. [1]

La **regulación secundaria**, también es un control automático, se trata de un control integral, por tanto más lento que el proporcional, produciendo la separación de ambos en el tiempo. La regulación secundaria actúa después que la regulación primaria haya reestablecido el equilibrio generación-demanda. La regulación secundaria, se encarga de resolver dos problemas que la regulación primaria no es capaz de resolver:

- Reestablecer la frecuencia del sistema a su valor nominal [1]
- Mantener la potencia de intercambio entre áreas en sus valores preestablecidos [1]

La regulación secundaria actúa en un tiempo de 20 segundos a 2 minutos. Hoy en día, a diferencia de la regulación primaria, la regulación secundaria es un servicio voluntario y retribuido por el mercado. Cada grupo oferta una banda disponible a subir o bajar.

La entidad responsable de determinar los requerimientos de cada hora de la banda de regulación secundaria es el operador del sistema, es decir REE (Red Eléctrica Española).

La banda total, B_{Total} , disponible de cada hora está dividida en banda a subir B_{up} y banda a bajar B_{Down} , estos dos parámetros cambian cada hora según haya sido la planificación del día anterior. También, se definen dos ratios:

$$R_{Up} = \frac{B_{up}}{B_{Total}}$$
$$R_{Down} = \frac{B_{Down}}{B_{Total}}$$

Estos dos ratios no son iguales, generalmente la banda a subir suele ser mayor que la banda a bajar. La razón de esta distribución asimétrica es fácilmente explicable. En el sistema eléctrico es más probable que se caiga una unidad generadora de grandes dimensiones, por lo que se necesita subir la generación para suplir esta falta, a que se caiga un consumo de las mismas dimensiones.

Valores típicos de la banda de regulación secundaria son 700 MW de banda a subir y 500 MW de banda a bajar.

Finalmente, la **regulación terciaria** se trata de un control que se activa de manera manual. Los objetivos de la regulación terciaria son el restablecimiento del valor de las reservas de la regulación secundaria una vez utilizadas y el cambio de consignas y programas de los distintos generadores del sistema eléctrico.

El tiempo de actuación de este control es de aproximadamente 10 minutos. De igual manera que la regulación secundaria, la regulación terciaria constituye un servicio voluntario y retribuido por el mercado [1]

En la Figura 1 se expone de manera gráfica la actuación de los distintos controles.

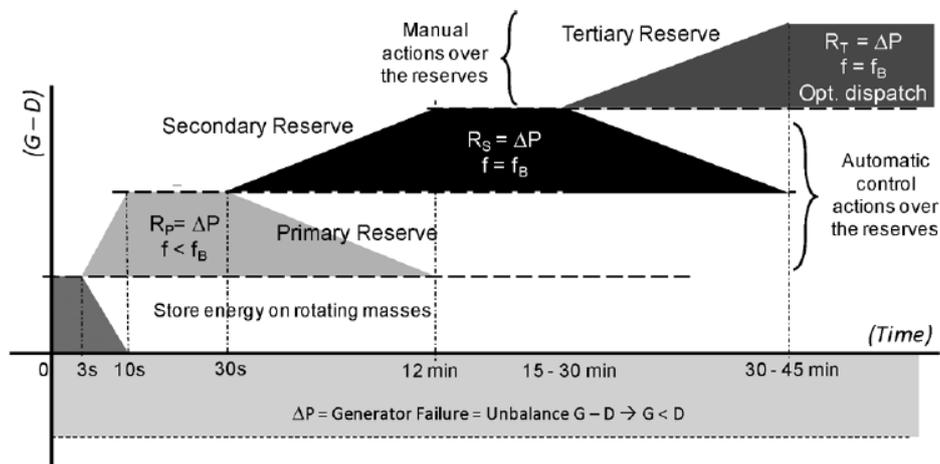


Figura 1: Controles sistema eléctrico español [2]

En la Figura 1 se expone el tiempo de actuación de los distintos controles de la regulación frecuencia potencia. En primer lugar, actúa la regulación primaria, comenzando a actuar a los 3 segundos de detectarse la variación de la frecuencia con respecto a la frecuencia de referencia que son 50 Hz. El tiempo de actuación plena de la regulación primaria es de 10 a 30 segundos. Debido a que la regulación primaria no consigue reestablecer la frecuencia a 50 Hz, y existe por tanto un error en régimen permanente es necesaria la actuación de la regulación secundaria. El tiempo de actuación plena de ésta es aproximadamente 12 minutos después de la aparición de la perturbación. Finalmente, si las reservas para la banda de regulación secundaria comienzan a ser escasas, se activa manualmente la regulación terciaria, y como se puede observar el tiempo de actuación plena de esta última varía en torno a los 30-45 min.

1.1.2. Problemática y estructuración actual de la Regulación Secundaria en el Sistema Eléctrico Español

En este apartado se plantean las diversas ineficiencias y desventajas de la manera actual en la que se proporciona la banda de Regulación Secundaria.

- La primera desventaja, como se ha comentado anteriormente, es la relativa al funcionamiento de los grupos generadores fuera de su banda óptima de operación. Para permitir que las unidades generadoras de mayor capacidad puedan ofertar y participar en la banda de regulación secundaria, estas deben operar en un punto inferior de su potencia nominal y por tanto fuera de su punto óptimo de producción, ya que necesitan poder subir su producción en el momento que el control de regulación secundaria requiera esta energía para la estabilidad y funcionamiento del sistema.

Operar un generador por debajo de su potencia nominal incrementa el coste de la energía generada y de las emisiones al medio ambiente. Este incremento en el coste se debe a que al no operar en su punto de máxima eficiencia se necesita más combustible (carbón, petróleo, gas natural) para poder generar la misma energía, y por tanto aumenta la materia prima necesaria. El aumento en las emisiones perjudiciales para el medio ambiente se deriva de la consecuencia anterior, debido a que se requiere más combustible para producir la misma energía. Consecuentemente, las emisiones serán mayores ya que la relación entre las emisiones emitidas y el combustible utilizado es directamente proporcional. [ref: Tesis doctoral, Inmaculada Saboya].

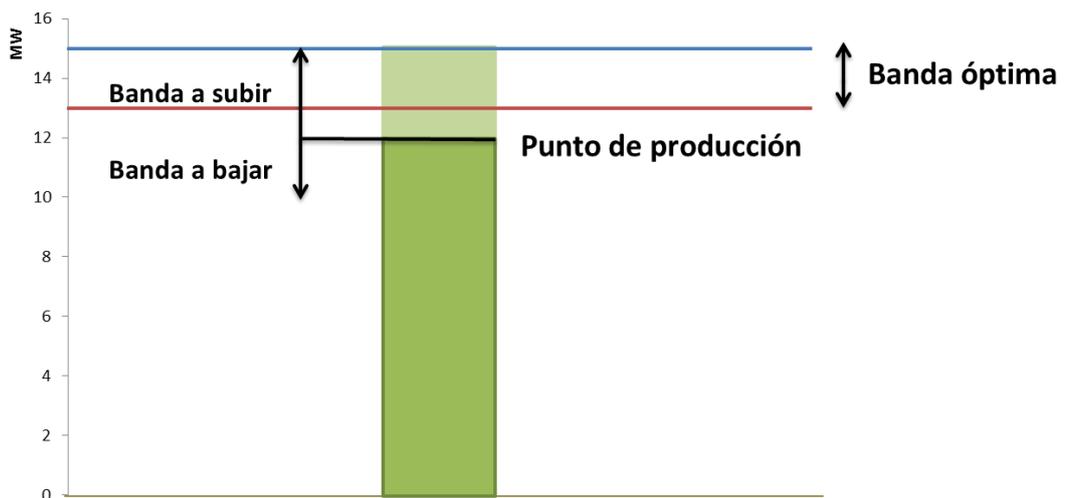


Figura 2. Representación gráfica banda de regulación secundaria. [Elaboración propia]

En la Figura 2 se expone gráficamente la situación expuesta previamente, en la cual las unidades generadoras no funcionan dentro

de su banda óptima de generación para así participar también en la Banda de Regulación Secundaria.

- La siguiente desventaja que presenta son los costes de redespacho. Cuando una unidad generadora está participando en el mercado de energía (a plena carga), es decir sin ofertar nada en la banda de regulación secundaria, y posteriormente quiere participar también en la reserva secundaria. Lo que sucede es que reduce la energía que produce en el Mercado Diario y se ve obligada a recomprar la energía que ha tenido que reducir y que ha pasado a disposición de la banda de regulación secundaria. La unidad generadora no tiene más remedio que acudir al mercado intradiario para recomprar esta energía. Entonces, el precio de esta energía es el precio marginal horario correspondiente del siguiente mercado intradiario. Este mercado es muy volátil como se ha explicado más adelante, y por tanto el precio de la energía es muy fluctuante teniendo repercusiones en los beneficios de la empresa que opera la unidad generadora en cuestión y en el precio de la energía. [3]
- Por último, también constituye una desventaja el coste de oportunidad de la energía que se está ofreciendo en la banda de regulación secundaria y no se puede ofertar en el mercado diario ya que puede ser requerida en cualquier momento por la misma. [3]

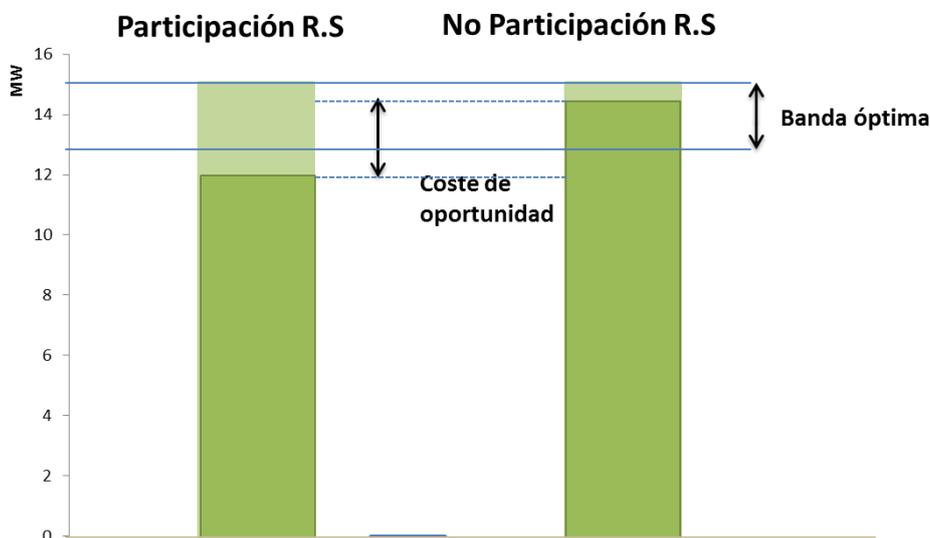


Figura 3. Representación gráfica coste de oportunidad. [Elaboración propia]

En la Figura 3, se explica gráficamente el coste de oportunidad que conlleva participar en la banda de regulación secundaria ya que esta energía no se puede ofertar en el Mercado Diario, teniendo además como consecuencia el funcionamiento de la unidad fuera de la banda óptima de generación, encareciendo aún más el precio de la energía generada debido al uso de un mayor volumen de combustible por ser el rendimiento menor.

Como se ha expuesto anteriormente, por todas estas desventajas esta solución para proporcionar Regulación Secundaria no es la óptima. Por tanto, debido a esta ineficiencia del sistema, se plantea una operación del servicio de regulación secundaria diferente al actual denominado operación en arranque rápido (AR).

1.2. Unidades de Arranque Rápido

1.2.1. ¿Qué son?

Son unidades pueden arrancar y llegar a su punto de mínimo técnico en un tiempo muy reducido. El tiempo estipulado para que estas unidades de arranque rápido alcancen el mínimo técnico es de 4 a 8 minutos.

Estas unidades de arranque rápido suelen tener elevados costes de arranque y parada como también altos costes marginales de generación de energía por lo que son utilizadas normalmente como unidades de generación de pico. Cuando la demanda de energía es muy grande, el precio de la misma aumenta, permitiendo así obtener beneficios en estas unidades de arranque rápido [3]. También, es común que los grupos de arranque rápido participen en la regulación terciaria. Sin embargo, no se ha encontrado en la literatura ningún sistema eléctrico en el cual existan grupos de arranque rápido trabajando en la reserva secundaria.

Estas unidades de arranque rápido deben permanecer un tiempo mínimo en funcionamiento desde que se da la señal de arranque hasta que es posible volver apagarlas. De igual manera, las unidades de arranque rápido también deben permanecer un tiempo mínimo apagadas hasta que es posible ponerla de nuevo en marcha.

Tanto, las unidades hidráulicas, como las turbinas de gas de ciclo abierto, dentro de las plantas térmicas, pueden ser consideradas como grupos de arranque rápido debido a su corto tiempo de arranque y a su rápida respuesta ante perturbaciones.

1.2.2. Regulación Secundaria con unidades de Arranque Rápido

Proporcionar banda de Regulación Secundaria con unidades de Arranque Rápido consiste en mantener estas unidades apagadas cuando no sea necesario proporcionar regulación secundaria, permitiendo que las unidades generadoras de mayor capacidad estén funcionando dentro su banda óptima de operación. Esta operación permite que la generación de energía sea más eficiente y económica. Cuando sea necesario que el control de regulación secundaria entre en servicio debido por un previo desequilibrio generación-demanda, estas unidades de arranque rápido entrarían en marcha y proveerían la energía necesaria para la restitución de la frecuencia del sistema eléctrico a 50 Hz.

En la Figura 4 se plantea el posible escenario que tendría lugar con la presencia de grupos de arranque rápido en la banda de regulación secundaria.

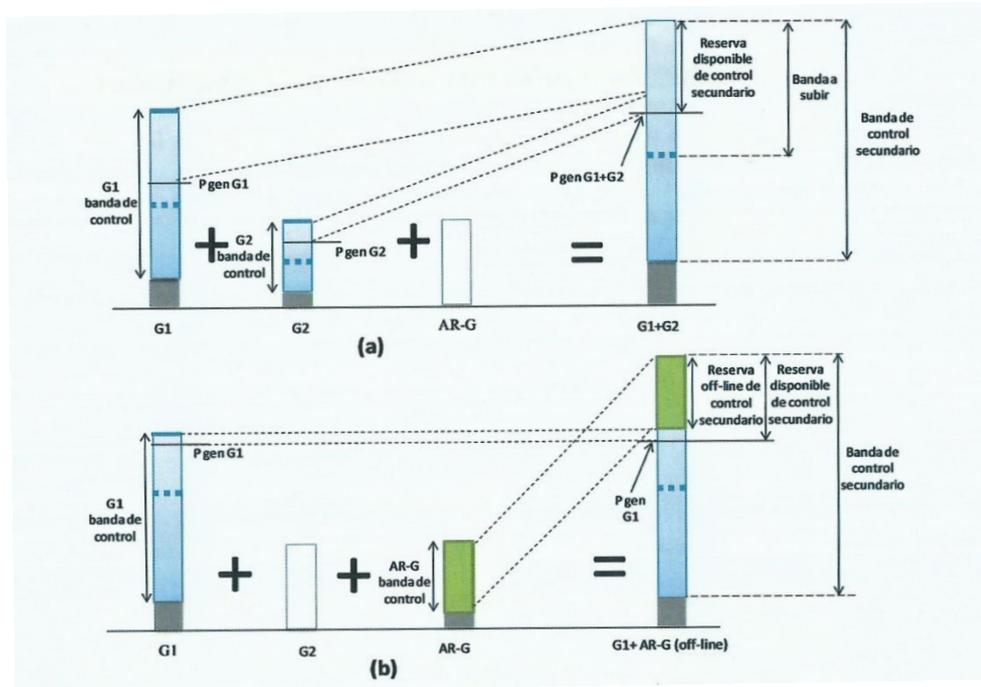


Figura 4: regulación secundaria con la presencia de grupos de arranque rápido [3]

En la Figura 4, se expone de manera simplificada las dos situaciones posibles planteadas anteriormente de suministrar Regulación Secundaria en el sistema eléctrico. En la parte superior de la figura se muestra la situación actual, en la que los generadores G1 y G2, operan fuera de su banda óptima participando en el Mercado Diario y a su vez ofrecen banda a subir y bajar participando también en el Mercado Diario de energía. Como se ha explicado anteriormente, este sistema de Regulación Secundaria es ineficiente. En la parte inferior de la Figura 4, se presenta el escenario propuesto para proporcionar Banda de Regulación Secundaria. El generador G1 funciona en su punto óptimo de generación, siendo la unidad de Arranque Rápido, la responsable de proporcionar la Banda de Regulación Secundaria en el momento que sea necesaria.

Finalmente, las características que poseen las unidades de arranque rápido pueden permitir que sea viable su participación en la regulación secundaria del mercado eléctrico, contribuyendo de esta manera a una mayor eficiencia del sistema eléctrico en su conjunto.

1.2.3. Problemática técnica de las Unidades de Arranque Rápido

Desde un punto de vista técnico, en la tesis doctoral Operación de unidades de arranque rápido para la regulación secundaria frecuencia-potencia de Inmaculada Saboya Bautista [3], se demuestra que las unidades de arranque rápido (AR) pueden ser arrancadas y paradas usando algoritmos de arranque

basados en la inteligencia artificial. En la mencionada tesis, pendiente de defender, se concluye la viabilidad desde el punto de vista técnico de estas unidades para participar en la banda de regulación secundaria.

En la mencionada tesis doctoral no se lleva a cabo ningún análisis económico de ningún tipo, por tanto es necesario un estudio para determinar si este servicio es económicamente viable para el operador de la unidad de arranque rápido. El análisis de la viabilidad económica es por tanto, el objetivo principal de este proyecto.

En la siguiente sección se exponen los distintos mercados que forman parte del Mercado Eléctrico Español y por tanto la unidad de Arranque Rápido podría participar, siendo el Mercado Diario y el Secundario los de interés para este proyecto debido a que es en los cuales las unidades de arranque rápido van a participar.

1.3. Mercado Eléctrico Español

Actualmente, en el mercado eléctrico español existen distintos mercados:

- **Mercado diario:** tiene como objetivo llevar a cabo todas las transacciones de energía para el día siguiente. Se gestionan las ofertas de los vendedores y las adquisiciones por parte de los comercializadores. Todas las unidades de producción disponibles que no estén involucradas en un contrato bilateral están obligadas a presentar ofertas en este mercado. [4] Este mercado se cierra el día antes del día de operación y es donde se gestiona la mayor parte de la energía consumida en España. Los precios resultantes en este mercado dependen de la hora de la oferta, siendo superior cuando hay mucha demanda de energía, e inferior cuando el consumo es menor, como en cualquier mercado económico.

La casación de ofertas y compras se lleva a cabo a través de un algoritmo de casación denominado “Euphemia”. Este algoritmo tiene como objetivo maximizar el “beneficio social neto” de las ofertas de compra y venta. Se entiende como beneficio de ofertas de compra y venta, la minimización de la diferencia de la casación entre el precio de la oferta y el precio de la compra establecido por los distintos agentes. [4]

El Mercado Diario retribuye por MWh generado a las unidades que participan en él, el precio por MWh de este mercado no es constante y varía según la hora del día. Además, el precio medio de este mercado es superior al precio medio del Mercado Secundario que se expone a continuación.

- **Mercado secundario:** la OMIE, Operador del Mercado Ibérico de Energía, gestiona el mercado diario e intradiario asumiendo que no va a haber ninguna restricción técnica, es decir que no va a haber ningún

fallo en el sistema eléctrico. Esto no suele ser así por lo que necesitamos el mercado de Banda Secundaria para poder resolver estas incidencias y poder proveer la banda de regulación secundaria con la suficiente energía.

Una vez que el mercado diario ha sido cerrado, se establecen las reservas para las 24 horas del día siguiente. Las unidades comprometidas en este mercado, tienen una remuneración por participar (€/MW), ya que esa energía ofertada para la banda de regulación secundaria no puede ser ofertada en el mercado diario, y además también son remunerados por energía generada en caso de ser necesitada (€/MWh). El precio de esta energía está dado por el precio marginal de la energía de la reserva terciaria que ha sido necesaria para reponer la energía de la banda secundaria.

La remuneración económica por la participación en la banda de regulación secundaria proviene de dos fuentes como se ha explicado anteriormente.

- La primera es la mera participación en la banda de regulación secundaria, por ofertar energía, la remuneración se debe a que esta energía podría ser ofertada en el mercado diario y por tanto hay un coste de oportunidad. El precio se fija escogiendo las ofertas más bajas que llegan. Es decir se remunera a los agentes que participan en el Mercado Secundario por MW ofertado en este mercado.
- La segunda fuente de ingresos proviene de la energía generada, si ha sido necesario, en esta banda de regulación secundaria, y por tanto en esta segunda fuente de ingresos se remunera por MWh generado. El precio del MWh se fija de acuerdo con el valor de la energía procedente de la banda de regulación terciaria que ha repuesto la banda de regulación secundaria. Esta segunda fuente de ingresos no va a ser incluida en el modelo de optimización que se va a elaborar para la ejecución del proyecto debido a la incertidumbre de la posible demanda.

Sin embargo, también existe la posibilidad de ser penalizado si alguna unidad generadora no es capaz de suministrar el servicio al cual se había comprometido. Esta penalización depende de la energía que se debía haber suministrado y no se ha hecho. Cuanta mayor sea la energía que no se ha proporcionado mayor será la penalización a la zona que no ha cumplido la programación, y en concreto la penalización será asumida por la unidad que ha provocado la falta.

- **Mercado intradiario:** tiene su inicio después del cierre del mercado diario. Este mercado está dividido en seis sesiones con distintas horas de cierre y distinto número de horas en el que la energía es negociada.

El mercado intradiario entra en funcionamiento una vez que el mercado diario se ha cerrado. Los distintos agentes que participan en el mercado diario acuden a este mercado para ajustar su programación, compensar unidades que hayan fallado o aplicar decisiones estratégicas con carácter económico.

Como se ha expuesto anteriormente el volumen de este mercado es muy inferior al volumen del mercado diario. En este mercado se factura alrededor de un 13% del volumen de energía del mercado diario.

Lo que respecta al precio de la energía en este mercado, la previsión es muy difícil ya que existe mucha volatilidad en el precio. Por tanto existen ocasiones en el que el precio de este mercado puede ser superior al precio del Mercado Diario y otras ocasiones en el que el precio puede ser inferior. [5]

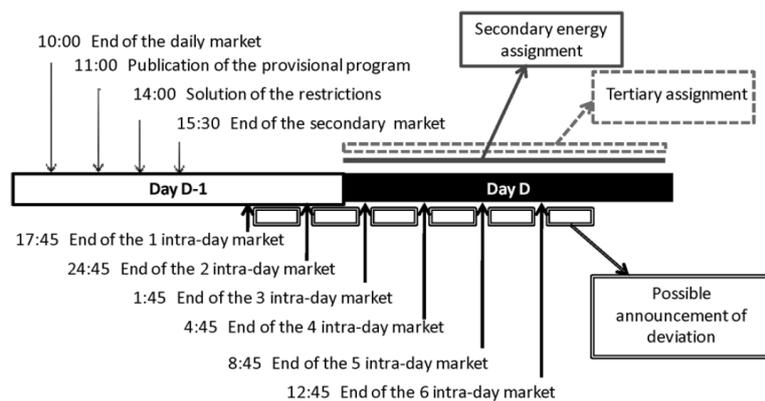


Figura 5. Estructura de los mercados eléctricos españoles. [2]

En la Figura 5, se puede observar las distintas horas de apertura y cierre de los distintos Mercados Eléctricos presentes en el Sistema Eléctrico Español. Como se puede observar, el primero que tiene lugar y que finaliza es el Mercado Diario, a continuación el Mercado Secundario y finalmente tienen lugar los distintos mercados en los que está dividido el Mercado Intradiario.

2. Objetivos del proyecto

Los objetivos de este proyecto se exponen a continuación:

- Análisis de la viabilidad económica de la participación de los grupos de arranque rápido (AR) en la Banda de Regulación Secundaria y en el Mercado Diario. Se elaborará un modelo de optimización en el que se optimizará el beneficio económico de la unidad. Para ello, se usarán series de datos reales históricos, tanto de los precios del Mercado Diario a cada hora del día, como de la banda de Regulación Secundaria.
- A partir de estos datos se asumirá que el grupo de arranque rápido se comporta como tomador de precio (*Price Taker* en inglés), y que por tanto su presencia en el mercado no influye en el precio de la energía.
- El modelo de optimización estará desglosado de manera horaria

Existen determinados momentos en los que se le pide al grupo de arranque rápido suministrar energía durante un tiempo muy corto para la reserva secundaria en la zona en la que este grupo participa. En estas circunstancias, puede ser económicamente más rentable asumir la penalización que el Operador del Sistema imponga, ya sea por el tiempo durante el cual no se ha proporcionado la energía requerida, o por la cantidad de energía que no se ha suministrado al sistema eléctrico. La razón por la cual puede ser preferible asumir la penalización, es debida a los altos costes de arranque y parada de las unidades de arranque rápido. Estos costes pueden ser mucho mayores que la penalización que se va a tener que asumir y por tanto a la hora de optimizar beneficios, centrándose únicamente en el tema económico, y no teniendo en cuenta las posibles consecuencias dinámicas sobre el sistema eléctrico es preferible asumir la sanción económica a los costes de arranque y parada.

En algunas zonas, donde haya mucha concentración de unidades de arranque rápido, y por tanto todos y cada uno de ellos, cuando se plantee una situación como la presentada anteriormente van a acogerse a la penalización antes que poner en marcha e inmediatamente después parar la unidad. Esta situación puede ocasionar una mala respuesta dinámica del sistema eléctrico llegando incluso a caerse en la zona donde existe la acumulación de unidades de arranque rápido. Esta situación correspondería a la regulación y requerimientos de las unidades de arranque rápido una vez que se han incluido en la Regulación Secundaria y por tanto posible materia de estudio para otro proyecto.

3. Definición y diseño del problema de optimización

En esta sección se presenta la definición y diseño del problema de optimización. Se justificará la elección del lenguaje de programación junto con el algoritmo que se ha elegido.

Se expondrá de forma estructurada el programa de optimización, se presentará primero una explicación de los Índices que van a ser utilizados, posteriormente se expondrán todos los parámetros que intervienen en el programa, también con sus respectivas aclaraciones de qué elementos representan. Finalmente aparecerán las variables que han sido optimizadas.

Una vez aclarados todos los Sets, parámetros y variables que van a participar en el problema de optimización, se expondrán detalladamente tanto la función objetivo como todas las restricciones que debe cumplir el problema de optimización.

3.1. Modelo de Optimización Lineal

El objetivo principal del modelo de optimización es maximizar el beneficio obtenido bien por ofertar su energía en la Banda Secundaria o casarla en el Mercado Diario de Energía. Las principales restricciones son:

- La energía que se ha casado en Banda Secundaria no se puede casar en el Mercado Diario al mismo tiempo, debido a que es posible que ante una emergencia esta energía sea requerida por el operador del sistema.
- La unidad de Arranque Rápido tiene límites en las rampas de subida y bajada.
- La unidad tiene un mínimo técnico, que es la mínima potencia que debe generar si está conectada a red.
- Uso de variables enteras y continuas para modelar el arranque, la parada y la operación de la unidad de Arranque Rápido.

El modelo se plantea desde la hipótesis de que las unidades de arranque rápido no pueden ofertar banda a bajar ya que iría en contra del planteamiento inicial del proyecto que es acoplar las unidades de arranque rápido en la banda secundaria para que las unidades más grandes estén generando en su banda de producción óptima y las unidades de arranque rápido proporcionen la banda a subir en el caso que se le demande.

En el modelo de optimización no se contempla la posibilidad de que el operador del Sistema Eléctrico, pida suministrar la potencia casada en la Banda Secundaria. La razón por la cual no se ha considerado este detalle es debido a que esta demanda es totalmente imprevisible y no se puede cuantificar, por tanto la fuente de ingresos económicos es la potencia casada en el Mercado Diario y la potencia ofrecida en banda.

3.2. Declaración de índices, parámetros, variables y escalares

3.2.1. Índices

Símbolo	Descripción
G	Generadores Rapid Start de la zona
T	Periodo
$Día$	Día al que pertenece el periodo t
Mes	Mes al que pertenece el periodo t
$Estación$	Estación del año a la cual pertenece el periodo t

3.2.2. Parámetros

Símbolo	Descripción
Parámetros dependientes de la muestra	
$Precio_{MD_t}$	Precio del MWh en el periodo t del mercado diario de energía $(\frac{€}{MWh})$
$Precio_{BS_t}$	Precio por ofertar un MW en la banda de regulación secundaria durante el periodo t $(\frac{€}{MW})$
Parámetros independientes de la muestra	
$P_{max_{grs}}$	Potencia máxima que el grupo g puede generar
$P_{min_{grs}}$	Potencia mínima que el grupo g puede generar conectado a red
R^{Sub}_{grs}	Máxima rampa de potencia a subir que la unidad grs puede seguir $(\frac{MW}{h})$
R^{Baj}_{grs}	Máxima rampa de potencia a bajar que la unidad grs puede seguir $(\frac{MW}{h})$
C_{Parada}_{grs}	Coste que conlleva la parada de la unidad grs .
$C_{Arranque}_{grs}$	Coste que conlleva la puesta en marcha de la unidad grs .
Parámetros de la curva de costes de los generadores de AR independientes de la muestra	
$C^{gen0}_{grs,t}$	Costes en los cortes resultados de la linealización de la curva de costes cuadráticos (€/h)
$P^{gen0}_{grs,t}$	Potencia de los cortes resultados de la linealización de la curva de costes cuadrática [MW]
$K^A_{grs,ct}$	Constante A en la linealización de la curva de costes $(\frac{€}{h})$
$K^B_{grs,ct}$	Constante B en la linealización de la curva de costes $(\frac{€}{MWh})$

3.2.3. Variables

3.2.3.1. Variables continuas

Símbolo	Descripción
$banda_{grs,t}^{tot}$	Banda ofertada en el mercado de regulación secundaria por la unidad grs durante el periodo t , siendo en su totalidad banda a subir.
$pot_csd_md_{grs,t}$	Potencia casada en el mercado diario de energía por la unidad grs durante el periodo t
$e_{grs,t}$	Potencia media de la unidad g durante el periodo t
$pot_md_sobrepmin_{grs,t}$	Potencia generada sobre la potencia de mínimo técnico por la unidad grs , durante el periodo t .
$ingresos_periodo_{grs,t}$	Beneficio obtenido por la unidad grs , durante el periodo t , obtenido por la venta tanto de energía en el mercado diario como de oferta de banda en el mercado de banda secundaria.
$costes_periodo_{grs,t}$	Coste de producción de la energía generada en el mercado diario por la unidad grs , durante el periodo t .
$ingresos_MD_{grs,t}$	beneficio obtenido por la producción de energía en el mercado diario durante el periodo t por la unidad de arranque rápido grs .
$ingresos_BS_{grs,t}$	Beneficio obtenido por la oferta de banda de regulación secundaria durante el periodo t por la unidad de arranque rápido grs .
$beneficio$	Beneficio total obtenido por la unidad grs , durante todos los periodos a estudiar, por la venta tanto de energía en el mercado diario como de oferta de banda en el mercado de banda secundaria. Esta variable está presente en la función objetivo.
$costes$	Coste de producción de la energía generada en el mercado diario por la unidad grs , durante todos los periodos t a estudiar en el problema de optimización. Esta variable también forma parte de la función objetivo, que con la variable anterior forman la ecuación a optimizar.
$v_{grs,t}$	Variable continua que indica el periodo de conexión t de la unidad de arranque rápido grs a la red.
$w_{grs,t}$	Variable continua que indica el periodo de conexión t de la unidad de arranque rápido grs a la red.

3.2.3.2. Variables binarias

Símbolo	Descripción
$u_{grs,t}$	Variable binaria que indica si la unidad de arranque rápido grs , está generando energía en el mercado diario o no.

3.2.4. Escalares

Símbolo	Descripción
$divisiones$	Número de cortes realizados a la curva de costes para su linealización = 20
$infinito$	Este escalar es necesario para modelar algunas ecuaciones que sólo se quiere que tengan efecto en determinados periodos. Infinito= 10^7

3.3. Función objetivo y restricciones

En este apartado se describe la función objetivo, con la característica de la función de costes cuadrática de la unidad, además de las restricciones que debe cumplir el modelo de optimización.

3.3.1. Función objetivo

La función objetivo va a tener dos componentes para la facilitación del código a la hora de elaborar el programa en GAMS. Por un lado se encuentran los ingresos de la unidad de arranque rápido, seguido de manera inmediata por los costes de generación de la energía del Mercado Diario.

$$\text{Max } \text{Ingresos} - \text{Costes}$$

$$\text{Ingresos} = \sum_{grs} \sum_t (\text{Precio_BS}_t \cdot \text{Banda}_{grs,t}^{tot}) + \sum_{grs} \sum_t (P_{grs,t}^{csd_md} \cdot \text{Precio_MD}_t)$$

Esta función es la primera parte de la función objetivo, se obtiene los ingresos totales por la venta de energía en el mercado diario, y el ofrecimiento de banda para la regulación de Banda Secundaria

$$\text{Costes} = \sum_g \sum_t (C_Arranque_{grs} \cdot v_{g,t} + C_Parada_{grs} \cdot w_{g,t} + \text{Coste_Cuadratico}_{g,t})$$

Función de costes de una unidad de generación eléctrica.

La función de costes estándar de una unidad de generación eléctrica se trata de una función cuadrática. Como consecuencia, al ser un modelo de optimización lineal no se puede incorporar en dicho modelo ya que no es lineal.

Para poder incluir esta función no lineal en el problema de optimización se debe proceder a linealizar esta función cuadrática. A continuación, se muestra el procedimiento que se ha llevado a cabo para linealizar la función cuadrática.

Para linealizar una función cuadrática, se llevan a cabo numerosos cortes por la tangente de manera que se delimita el área factible de la función. Así de esta manera evitamos el problema de la no linealidad.

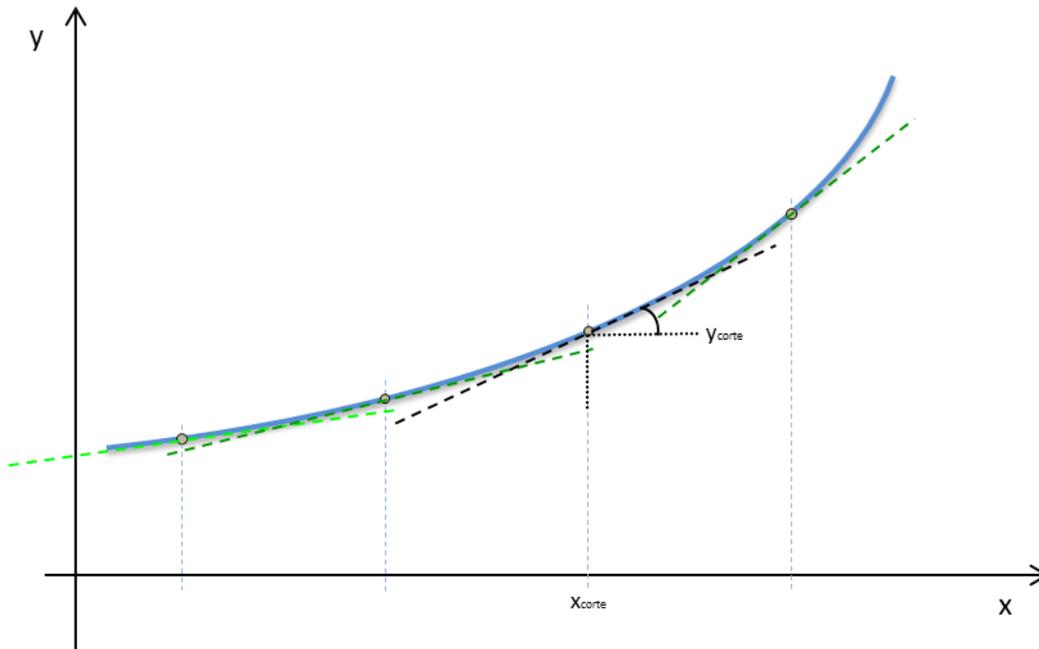


Figura 6. Función cuadrática a linealizar

En la Figura 6, se muestran distintos cortes posibles que se han realizado para la linealización de la función cuadrática.

Cuanto más puntos de corte se lleven a cabo más precisa es la aproximación, sin embargo carece de sentido llevar a cabo un número desproporcionado de cortes por lo que es necesario llevar a cabo un balance precisión-número de cortes.

Se debe puntualizar, que este procedimiento es válido para linealizar cualquier función que sea convexa en todo su dominio. En el caso de que no sea convexa, este procedimiento no sería efectivo y habría que realizar otro tipo de aproximaciones.

Se expone el procedimiento matemático para proceder con la linealización.

Sea el problema de optimización no lineal inicial

$$\text{Min } y = a + b \cdot x + c \cdot x^2$$

Puede ser transformado en:

$$\text{Min } y$$

Siendo las restricciones, todos los cortes realizados a la función no lineal. Siendo de forma genérica:

$$y \geq y_{\text{corte}} + \frac{dy_{\text{corte}}}{dx} \cdot (x - x_{\text{corte}}) \quad \text{corte} = 1 \dots N$$

Esta ecuación se puede traducir en:

$$y \geq K_a^{corte} + K_b^{corte} \cdot x$$

El cálculo de los parámetros K_a^{corte} y K_b^{corte} , se realiza de forma automática fuera de la optimización de la siguiente manera:

$$x_{corte} = p_{min} + \frac{(p_{max} - p_{min})}{i} \quad i = 1 \dots N$$

Siendo N el número de cortes que se le desea dar a la función no lineal.

$$K_a^{corte} = a - c \cdot x_{corte}^2$$

$$K_b^{corte} = b + 2 \cdot c \cdot x_{corte}$$

$$y \geq K_a^{corte} + K_b^{corte} \cdot x$$

Lo que se ha obtenido es una serie de desigualdades que delimitan la región factible delimitada por la función cuadrática.

Como se ha explicado anteriormente, este conjunto de ecuaciones representan la curva de costes cuadrática de la unidad de arranque rápido.

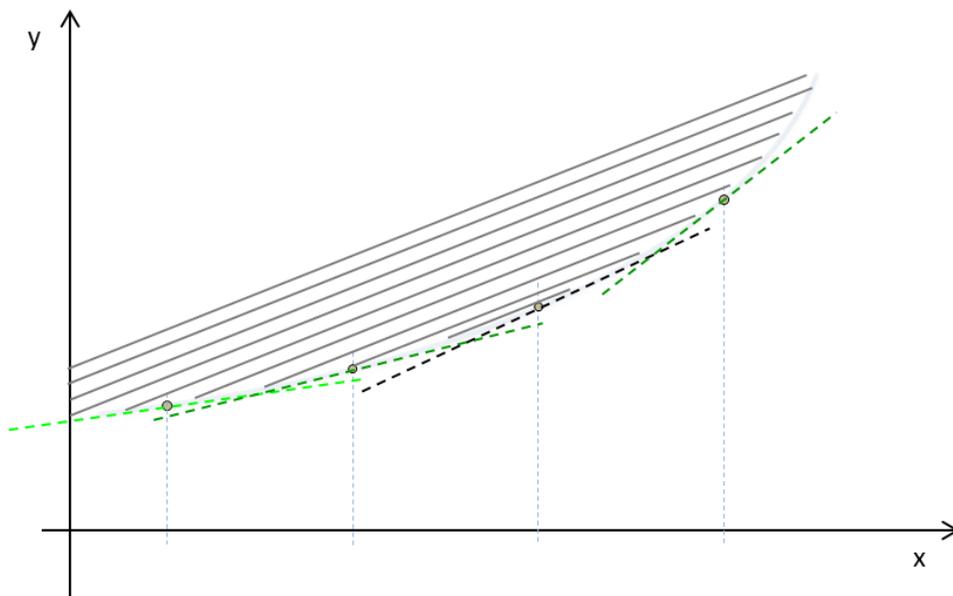


Figura 7 Área delimitada por los cortes realizados a la función cuadrática

En la Figura 7, se muestran el área factible delimitada por todos los cortes llevados a cabo a la función de costes cuadrática original, y que por tanto cuando se lleve a cabo la minimización el coste de la función cuadrática coincidirá con el coste obtenido de la región delimitada.

Al tratarse la función de costes un área, podría caber la posibilidad de que el valor que tomase la variable costes fuese mucho mayor que el valor original de la función cuadrática, es decir que el valor que tome la variable de coste de producción no esté en la parte inferior del área delimitada. Sin embargo, como la variable de coste de producción está incluida en la función objetivo restando, el valor de esta variable va a ser siempre el menor posible y por tanto va a representar fielmente la curva de costes de producción cuadrática.

Como en todo problema económico en industria, lo que nos interesa es maximizar beneficio, no sólo maximizar ingresos. Si maximizásemos ingresos es posible que en determinados periodos se genere energía para el mercado diario que da un beneficio negativo, es decir que tenemos pérdidas. De esta manera, incluyendo también los costes en la función objetivo evitamos este tipo de situaciones.

3.3.2. Restricciones

Potencia total casada en el Mercado Diario: En la restricción (1) se presenta el concepto de potencia generada sobre el mínimo técnico. Simplemente se hace esta división para facilitar el tratamiento de las variables binarias de arranque, conexión y desconexión.

$$pot_csd_md_{grs,t} = P_{min_{grs}} \cdot u_{grs,t} + pot_md_sobrepmin_{grs,t} \quad \forall grs, \forall t \quad (1)$$

Límite superior Banda de Regulación Secundaria: La banda total ofrecida en el mercado de Banda Secundaria debe ser menor que la diferencia entre potencia máxima y potencia mínima. Esto se debe a que, la unidad tiene un mínimo técnico y lo que significa que por debajo del mínimo técnico nunca podremos generar. Esto nos limita la banda que podemos ofrecer a la diferencia entre el máximo y el mínimo técnico.

$$banda_{grs,t}^{tot} \leq P_{max_{grs}} - P_{min_{grs}} \quad \forall grs, \forall t \quad (2)$$

Límite mínimo de potencia: La potencia casada en el mercado diario debe ser mayor que el mínimo técnico. La potencia casada en el mercado diario solo debe ser mayor que el mínimo técnico, cuando la unidad se encuentra acoplada a red, que es lo que representa la variable binaria u , y cuando la unidad se encuentre offline, la variable binaria será 0 y por tanto simplemente está ecuación indicará que la potencia casada en el mercado diario sea mayor que cero, que junto con las demás restricciones hará que efectivamente la potencia sea cero ya que se encuentra offline.

$$pot_csd_md_{grs,t} \geq P_{min_{grs}} \cdot u_{grs,t} \quad \forall grs, \forall t \quad (3)$$

Límite máximo de potencia: Se establece la máxima potencia que se puede generar en el mercado diario, que debe ser inferior a la potencia máxima de la unidad de arranque rápido.

$$pot_csd_md_{grs,t} \leq P_{max_{grs}} \quad \forall grs, \forall t \quad (4)$$

Máximo conjunto de la potencia casada en el Mercado Diario y banda ofrecida en la Banda de Regulación Secundaria: la potencia casada en el mercado diario más la banda total ofrecida no puede ser mayor que la potencia máxima de la unidad, ya que puede ser el caso que se requiera la generación de toda la potencia ofrecida en la banda.

$$pot_csd_md_{grs,t} + banda_{grs,t}^{tot} \leq P_{max_{grs}} \quad \forall g, \forall t \quad (5)$$

Límite máximo de la potencia sobre mínimo técnico: Con la restricción (6) fijamos el límite superior de la potencia generada sobre el mínimo técnico. A través de la variable binaria de conexión se consigue que la potencia generada sobre el mínimo técnico sea cero cuando la unidad no esté online.

$$pot_md_sobrepmin_{grs,t} \leq (P_{max_grs} - P_{min_grs}) \cdot u_{grs,t} \quad \forall grs, \forall t \quad (6)$$

Restricción potencia en arranque y parada: Esta restricción (7) simplemente es una adaptación de la restricción (6) para fijar que la potencia en el periodo previo a la desconexión debe ser siempre la potencia mínima de la unidad de arranque rápido.

$$pot_md_sobrepmin_{grs,t} \leq (P_{max_grs} - P_{min_grs}) \cdot (u_{grs,t} - w_{grs,t+1}) \quad \forall grs, \forall t \quad (7)$$

Energía generada: La restricción (8) se trata de un cálculo de la energía generada en cada intervalo de tiempo. Se calcula como la semisuma de la potencia generada en el mercado diario del periodo actual más el periodo de tiempo anterior.

$$e_{grs,t} = \frac{pot_csd_md_{grs,t} + pot_csd_md_{grs,t-1}}{2} \quad \forall grs, \forall t \quad (8)$$

Restricción rampa máxima de subida: La restricción (9) establece el máximo cambio de potencia generada entre dos intervalos que la unidad de arranque rápido puede llevar a cabo. A pesar de ser este valor de rampa a subir mucho mayor que este valor de las unidades estándares de generación, sigue teniendo un límite, muy alto, pero finito.

$$pot_md_sobrepmin_{grs,t} - pot_md_sobrepmin_{grs,t-1} \leq R^{Sub}_{grs} \quad \forall grs, \forall t \quad (9)$$

Restricción rampa máxima de bajada: De igual manera que existe un límite de rampa a subir, existe otro límite de rampa a bajar. Con la restricción (10) modelamos este límite de rampa de bajada

$$pot_md_sobrepmin_{grs,t} - pot_md_sobrepmin_{grs,t-1} \geq -R^{Baj}_{grs} \quad \forall grs, \forall t \quad (10)$$

Restricción rampa máxima de subida en arranques: Esta restricción (11) es necesaria para que el límite de rampa de subida tenga efecto en el momento en el cual la unidad de arranque rápido arranca, ya que la restricción (9) y la ecuación (10) están formuladas mediante la variable $pot_md_sobrepmin_{grs,t}$ que no tiene en cuenta la potencia de mínimo técnico, y en el periodo de arranque la potencia hasta la cual podría ascender sin esta ecuación sería $P_{min} + R^{Sub}_{grs}$.

$$P_{min_{grs}} + pot_md_sobrepmin_{grs,t} \leq R^{Sub}_{grs} + Infinito \cdot (1 - v_{grs,t}) \quad (11)$$

Variables de conexión desconexión y arranque.

Restricción de ligadura de comienzo y fin de regulación de las unidades de arranque rápido: Condición que indica la relación entre las variables de conexión arranque y parada. Las variables v y w son variables continuas que fijando los límites adecuados actúan como si fueran binarias.

$$u_{grs,t} - u_{grs,t-1} = v_{grs,t} - w_{grs,t} \quad \forall t \quad (12)$$

Límites binarios de la variable continua $v_{grs,t}$, en conjunto con la restricción (12), obliga a la variable continua $v_{grs,t}$, a tomar los únicos valores de 0 o 1.

$$0 \leq v_{grs,t} \leq 1 \quad \forall grs, \forall t \quad (13)$$

Límites binarios de la variable continua $w_{grs,t}$ de igual manera que en la restricción anterior, se establecen los límites binarios a la variable continua $w_{grs,t}$, que en conjunto con la restricción (12), obligará a la variable continua $w_{grs,t}$ a tomar los únicos valores de 0 y 1.

$$0 \leq w_{grs,t} \leq 1 \quad \forall grs, \forall t \quad (14)$$

Ingresos obtenidos en el Mercado Diario: Con esta restricción (15) se obtiene los ingresos en cada periodo t por ofrecer energía en el mercado diario.

$$Ingresos_MD_{grs,t} = Precio_MD_t \cdot pot_csd_md_{grs,t} \quad \forall grs, \forall t \quad (15)$$

Ingresos obtenidos en la Banda de Regulación Secundaria: De igual manera, con esta ecuación (16), se obtiene los ingresos de la unidad de arranque rápido por ofrecer banda de regulación secundaria.

$$Ingresos_BS_{grs,t} = Precio_BS_t \cdot banda_{grs,t}^{tot} \quad \forall grs, \forall t \quad (16)$$

Restricción de los cortes de los costes: el coste de generación de los generadores de AR responde a una ecuación cuadrática:

$$Coste_Gen_{grs,t} \geq C_{grs}^{fijo} + C_{grs}^{lin} \cdot pot_{grs,t}^{csd_{md}} + C_{grs}^{cuad} \cdot (pot_{grs,t}^{csd_{md}})^2 \quad \forall grs,t \quad (17)$$

Debido a que se trata de un modelo lineal se procede a la linealización de dicha curva de costes según el procedimiento expuesto anteriormente:

$$Coste_Cuadratico_{grs,t} \geq K_{grs,ct}^A + K_{grs,ct}^B \cdot pot_{grs,t}^{csd_{md}} \quad \forall grs,t, cortes \quad (18)$$

[6], [7], [2]

3.4. Elección del algoritmo de optimización

Para resolver el problema de optimización que se plantea a continuación se ha elegido la programación lineal entera mixta (mixed-integer linear programming, MILP). El razonamiento que está detrás de esta decisión es el siguiente: a pesar de las no linealidades del problema (arranques y paradas de los grupos de AR), éstas pueden ser reformuladas con restricciones lineales en combinación con la utilización de variables de decisión binarias. Se podría haber elegido igualmente formular el problema de optimización de forma no lineal, pero la complejidad de la resolución de este tipo de problemas aumenta considerablemente en comparación con los problemas lineales. Por tanto, dado que se pueden linealizar las restricciones y así facilitar la resolución del problema con una complejidad ya bastante elevada, se elige como algoritmo de optimización la programación lineal entera mixta (MILP). Además, existen actualmente programas muy potentes para resolver este tipo de problemas de optimización.

Finalmente, el lenguaje de programación elegido ha sido GAMS, por su polivalencia y gran efectividad.

4. Demostración funcionamiento de modelo.

En la demostración del correcto funcionamiento del modelo se van a simular y comparar y explicar distintas situaciones:

- Costes de arranque y parada distintos de cero
- Costes de arranque y parada
- Comparación de beneficio de Mercado Diario y de Banda Secundaria

4.1. Costes de arranque y parada distintos de cero

Para la demostración del correcto funcionamiento del modelo, se ha simulado el año 2013 con un coste de generación fijo de 25€/MWh, así se podrá demostrar y explicar por qué se genera más potencia en el Mercado Diario en determinados periodos y cuando ofrece más banda a subir y bajar. Los costes de arranque y parada para este caso son de 250 € cada uno.

En la Figura 8 se muestra la evolución del precio del mercado Diario y de Banda Secundaria durante las primeras 48 horas del año 2013. El precio que muestra el gráfico es el precio el por generar 1 MWh en el mercado diario o por ofertar un MW en la banda de Regulación Secundaria pero como el modelo que se ha elaborado es horario es el precio por ofertar un MW en el mercado de Regulación Secundaria durante una hora que es lo mismo que 1 MWh, y es por esta razón por la que se pueden comparar los precios.

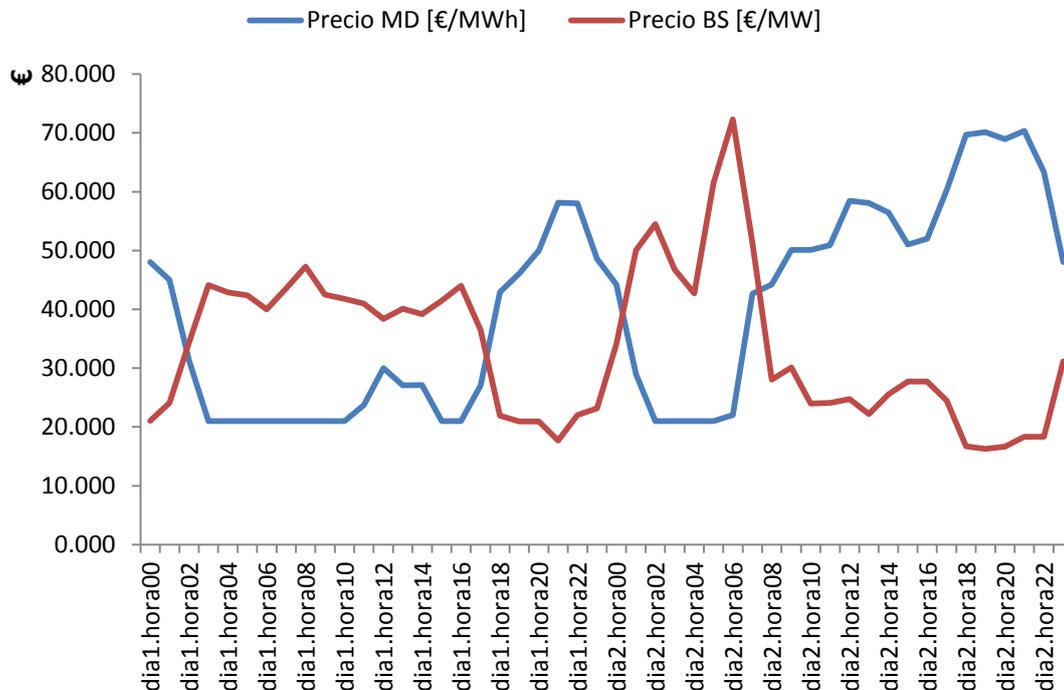


Figura 8 Evolución del precio del Mercado Diario y de la Banda de Regulación Secundaria en las 48 primeras horas del año 2013

Se puede observar como cuando el precio del Mercado Diario sube el precio de la banda de Regulación Secundaria baja. Se puede decir casi, que son simétricas respecto de un eje imaginario situado entre las dos curvas de precio.

Con un rápido vistazo, a pesar de que el beneficio neto de generar 1 MWh en cualquiera de los dos mercados se representa más adelante, podemos prever cuando la unidad de arranque rápido va generar potencia en el Mercado Diario, y cuando se va a ofrecer más potencia en el Mercado de Banda Secundaria. Cuando el precio del Mercado Diario es mucho mayor que el precio de Mercado de Banda Secundaria es cuando se generará potencia en el Mercado Diario, y cuando no se produzca este escenario se casará banda a subir en la Banda de Regulación Secundaria.

La Figura 9 representa la el potencial beneficio neto de la unidad de arranque rápido durante las 48 primeras horas del año 2013 tanto en el Mercado Diario como en el Mercado de Banda Secundaria. El precio de la banda secundaria es directamente el beneficio neto en este mercado. Sin embargo, el beneficio neto de la unidad de arranque rápido en el Mercado Diario es el precio del Mercado Diario menos el coste de generación del MW.

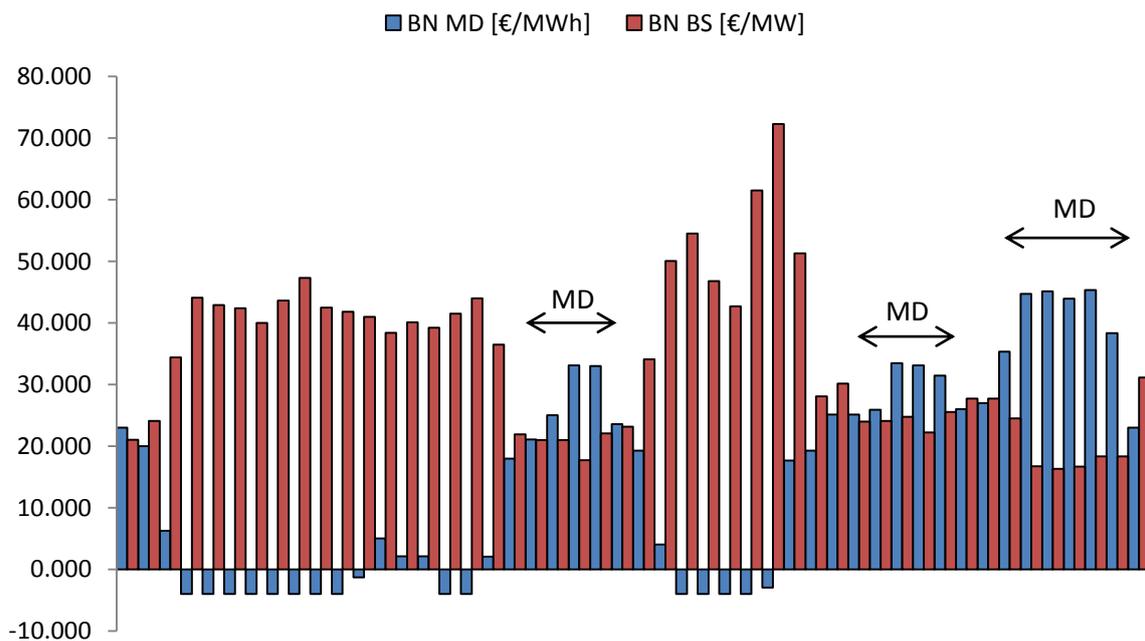


Figura 9 Beneficio neto obtenido por la unidad Rapid Start problema durante los dos primeros días del año 2013

Como se puede observar en la Figura 9 y comparando con la Figura 8 el beneficio neto de la Banda Secundaria es mayor cuando el precio del Mercado de Regulación Secundaria es superior al precio del Mercado Diario. Cuando el precio del Mercado Diario es superior al precio de Banda secundaria pueden ocurrir dos cosas:

- El precio del Mercado Diario es superior por menos de 25 €: en este caso el beneficio de la Banda Secundaria sigue siendo superior al beneficio del Mercado Diario y por tanto no se generará ningún MW en el Mercado Diario.
Este escenario se produce durante el día 1 las horas 00, 19, 20, 21, 22, y 23 y durante el día 2 las horas 00,10, 11, 12, 13, 14, 17, 18, 19, 20, 21 y 22.
- El precio del Mercado Diario es superior por más de 25 €: en este caso el beneficio del Mercado Diario sí que es superior al beneficio de la Banda Secundaria y por tanto, durante estos periodos sí que se casará potencia en el Mercado Diario. Esta situación se da durante las demás horas no expuestas en el anterior punto

A continuación, para reflejar estos dos escenarios posibles se expone el resultado de la optimización para estas primeras 48 horas del año 2013.

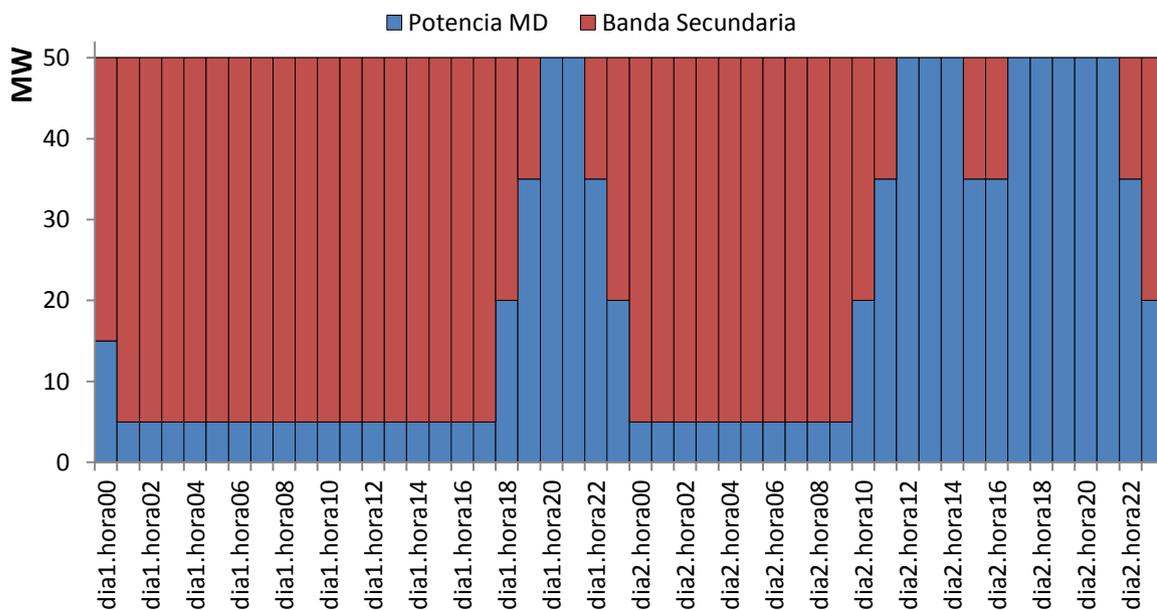


Figura 10 Potencia ofrecida en el Mercado Diario durante los primeros dos días del año 2013 con costes de arranque y parada distintos de cero

En la Figura 10 como se ha expuesto anteriormente se representa el resultado de la optimización en el que se expresa la potencia casada en el Mercado Diario y la potencia ofrecida en la Banda de Regulación Secundaria.

Los resultados son los esperados según el análisis cualitativo que se ha hecho previamente. En los periodos en los que el beneficio neto del Mercado Diario es superior al beneficio del Mercado de Banda Secundaria la unidad genera máxima potencia, y cuando es menor reduce a mínimo técnico ya sea el beneficio neto del Mercado Diario en dicho periodo positivo o negativo.

Inmediatamente, la pregunta que vendría sería, ¿Por qué se va a seguir casando potencia en el Mercado Diario si esto está ocasionando pérdidas? La respuesta está en que los costes de arranque y parada de la unidad durante estos periodos son mayores que las pérdidas económicas que produce la energía casada durante estos periodos.

A continuación se va a exponer numéricamente esta situación con los siguientes periodos de estudio día1 desde la horas 3 hasta la hora 11:

Se va a mostrar en detalle los precios tanto del mercado diario como de la Banda Secundaria de los periodos a estudiar como el potencial beneficio de ambos mercados.

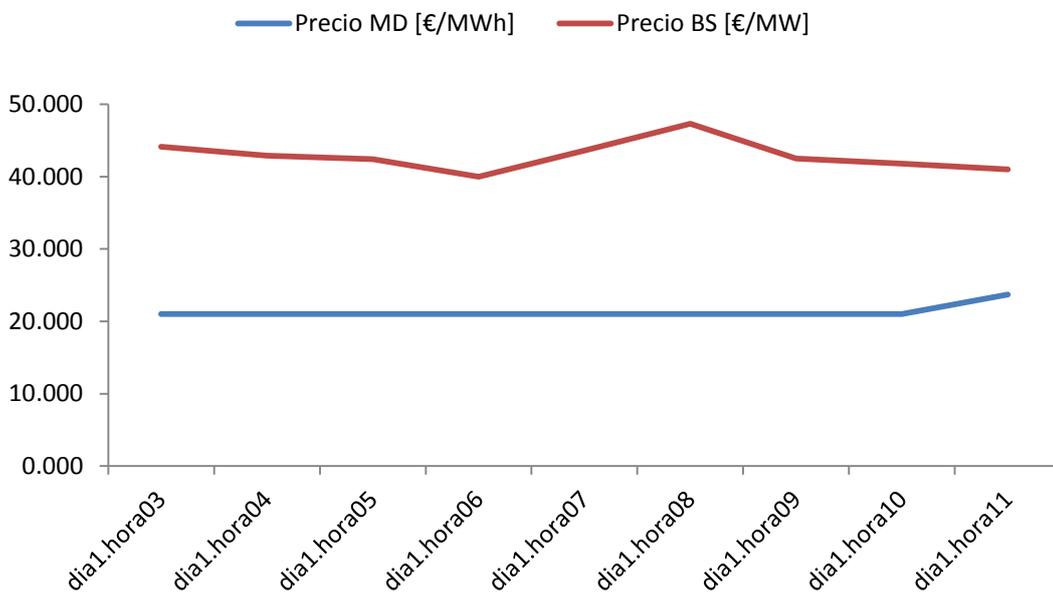


Figura 11 Evolución del precio del Mercado Diario y Banda Secundaria

Se puede observar en la Figura 12 el precio de ambos mercados, el precio de la Banda Secundaria es superior al del Mercado diario. El precio de Banda Secundaria fluctúa de forma muy breve en torno a 45 €. Por otra parte, el precio del Mercado Diario se mantiene prácticamente constante.

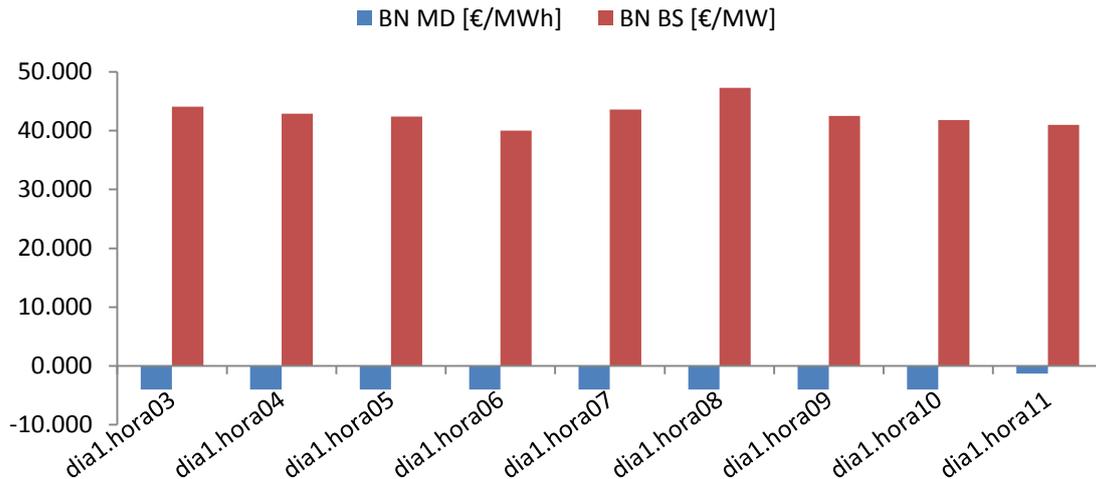


Figura 12 Beneficio potencial del Mercado Diario y Banda Secundaria

En la Figura 12, se puede observar los beneficios potenciales en ambos mercados. El beneficio de la Banda Secundaria es directamente el precio del mercado y es muy superior al beneficio del Mercado Diario que es durante estos periodos negativo. Por esta razón se ofrece prácticamente toda la reserva de potencia al Mercado de Banda Secundaria.

La respuesta a la pregunta de por qué se sigue casando el mínimo técnico durante estos periodos subyace en el siguiente análisis:

Pérdidas Econ. MD	Coste arranque y parada
166.45	500.00

Tabla 1 Pérdidas por arranque y parada y generación

Como se demuestra en la Tabla 1, las pérdidas económicas que se generarían por el arranque y parada son mucho mayores que las pérdidas económicas que se asumen al mantener la unidad de arranque rápido en mínimo técnico. Por tanto, la situación menos desfavorable es asumir las pérdidas por generación.

4.2. Costes de arranque y parada igual a cero

A continuación, se expone el hipotético caso en el que los costes de operación son cero y por tanto únicamente se genera cuando el beneficio neto del Mercado Diario es estrictamente positivo.

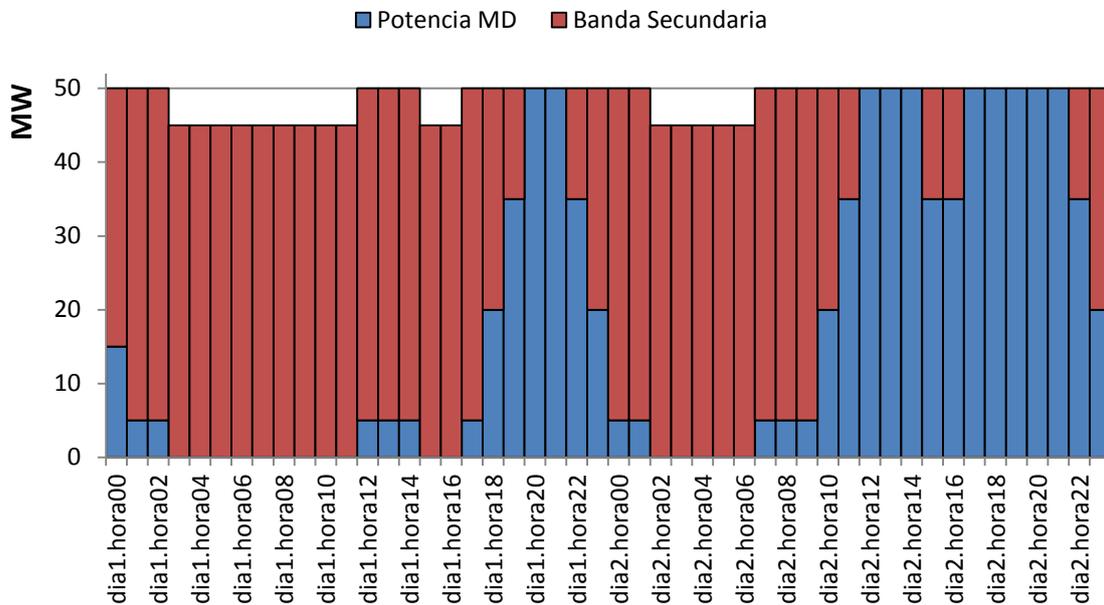


Figura 13 Potencia ofrecida en el Mercado Diario durante los primeros dos días del año 2013 con costes de arranque y parada igual a cero

En este hipotético caso irreal, si el potencial beneficio neto del Mercado Diario en cualquier periodo es negativo no se casa energía en el Mercado Diario, únicamente se procederá energía en el Mercado Diario cuando el beneficio neto sea estrictamente positivo.

4.3. Beneficio del Mercado Diario menor que el beneficio de Banda Secundaria

Cuando existe un pico de precio y el beneficio del Mercado Diario es superior al beneficio de la Banda Secundaria, la unidad comienza a generar potencia en los periodos previos casando esta energía en el Mercado Diario y disminuyendo la potencia ofrecida en la Banda Secundaria. Esto ocurre a pesar de que el beneficio del Mercado Diario sigue siendo inferior al beneficio del Mercado de Banda Secundaria y esta situación sucede debido a que en los periodos siguientes el beneficio del Mercado Diario va a ser superior y los límites de subida y bajada son finitos y no puede pasar de mínimo técnico a máxima potencia en un solo periodo

Se puede ver este escenario en la simulación expuesta anteriormente de los dos primeros días del año 2013, durante las horas 17 a 21 del día 1:

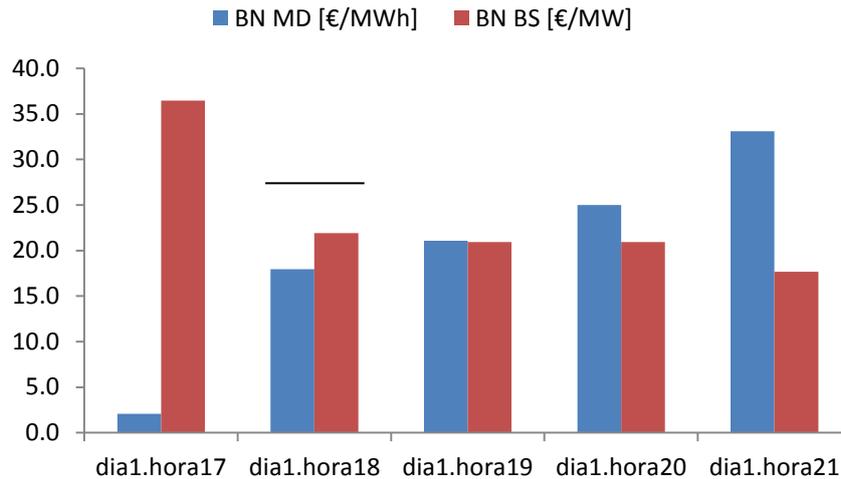


Figura 14 Comparación Beneficio MW durante las horas 17-21 del día 1 del año 2013

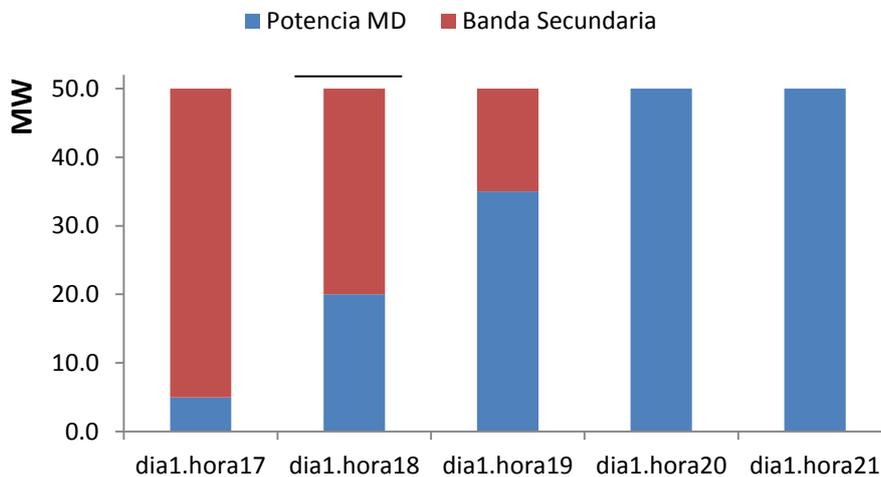


Figura 15 Potencia generada en el Mercado Diario y ofrecida en Banda Secundaria durante las horas 17-21 del día 1 del año 2013

Como se puede observar en la Figura 14 y Figura 15, en la hora 18 del día 1 el beneficio neto en la Banda Secundaria sigue siendo superior y ya se comienza a casar más potencia que el mínimo técnico en el Mercado Diario, de esta manera estamos dejando de ganar algo de dinero por MW debido a que lo estamos “invirtiendo” en un mercado que remunera peor. Sin embargo, en los siguientes periodos, la potencia casada en el Mercado Diario ya es superior a la ofrecida en banda, siendo también superior el beneficio del Mercado Diario en este periodo.

Finalmente, estos casos se han expuesto para demostrar el correcto funcionamiento del modelo, ya que son irreales. Como se expondrá en la sección 6.2.2 los costes de generación de las unidades son cuadráticos por tanto varían dependiendo de la energía producida.

5. Análisis del precio de mercados

Se va a llevar a cabo un análisis cualitativo del precio de los dos mercados en los cuales la unidad de arranque rápido va a operar.

Primero se hará un estudio global analizando la media de los años de manera general, continuando por el precio de los meses, siguiendo por como varía el precio de ambos mercados según los días del mes y finalmente la evolución de los precios a lo largo de las distintas horas del día.

Con este análisis se va a poder predecir de manera cualitativa cual va a ser el comportamiento de la unidad de arranque rápido, estableciendo posibles tendencias de la unidad según los distintos precios de ambos mercados, para posteriormente comprobar la veracidad de estas tendencias y cuantificar las potenciales ganancias con los resultados de la optimización.

5.1. Análisis de los precios medios anuales

En este primer análisis se exponen los precios medios de los distintos años tanto del Mercado Diario de Energía como del Mercado de Banda Secundaria. Además se hace una clasificación de los distintos años según su precio ya sea precio alto, precio medio o precio bajo.

5.1.1. Caracterización Precio de Mercado Diario y Banda Secundaria

	Precio alto
	Precio Medio
	Precio bajo

Tabla 2 Leyenda de colores

La Tabla 2 muestra la leyenda para el correcto entendimiento de las siguientes dos tablas. Con el color azul más oscuro se ha catalogado a los años en los cuales el precio del mercado diario y secundario, tratados los dos individualmente, es alto en relación a los demás años. La tonalidad de azul que se encuentra en un color intermedio entre el azul oscuro y el azul más claro representa los años en los que el precio tiene un valor medio con respecto a los demás años. Finalmente, la tonalidad de azul más clara representa los años en los cuales el precio está en los percentiles más bajos.

	Año 2008	Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2012	Año 2013
MD (€/MWh)	64.44	36.97	36.95	49.91	47.25	44.19
BS (€/WM)	18.23	12.01	15	16.02	28.36	29.36

Tabla 3 Precio medio Mercado Diario y de Banda Secundaria. Años 2008-2013

La Tabla 3 representa los precios medios tanto del Mercado Diario (MD) como de la Banda secundaria de regulación (BS). En esta tabla aparecen los distintos años ya catalogados según su precio (alto, medio, bajo).

	Año 2008	Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2012	Año 2013
MD	100%	57%	57%	77%	73%	69%
BS	62%	41%	51%	55%	97%	100%

Tabla 4 Porcentajes con referencia a precio máximo. Años 2008-2013

La Tabla 4 es la tabla que se ha utilizado de base para poder catalogar los distintos precios según los años. En esta tabla se ha establecido el precio medio máximo de todos los años como el 100% del precio y todos los demás años se han calculado como el porcentaje con referencia a este precio. De tal manera que en el Mercado Diario el año 2009, el precio medio por MW casado en este mercado es de 36.97 €, y esto representa un 57% del precio medio anual máximo de todos los años que es el año 2008 con un precio medio de 64.44 €.

5.1.2. Diferencia entre precio de Mercado Diario y de Banda Secundaria

$$\Delta P = Precio_{MD} - Precio_{BS}$$

	Año 2008	Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2012	Año 2013
Diferencia MD-BS [€/MWh]	46.22	24.96	21.94	26.50	18.90	14.84

Tabla 5 Diferencia precio medio Mercado Diario y de Banda Secundaria. Años 2008-2013

La unidad de la Tabla 5 es [€/MWh] debido a que el modelo es horario y por tanto cuando se ofrece 1 MW en banda es durante una hora. Esta es la razón por la que se ha podido relacionar dos magnitudes con unidades diferentes.

Por último, en la Tabla 5 se representa la diferencia de precio entre el Mercado Diario y el Mercado de Banda Secundaria, esta diferencia será la que nos marcará cuando se casa potencia en el Mercado Diario y cuando no. Cuando los costes de generación sean menores que esta diferencia, el beneficio que puede ser obtenido en el Mercado Diario será mayor que el que puede ser obtenido en el Mercado de Banda Secundaria y por tanto se casará más potencia en el Mercado Diario en periodos con esta característica.

$$Beneficio_{Total} = Beneficio_{MD} + Beneficio_{BS}$$

$$Beneficio = (Precio_{MD} - Costes) + Precio_{BS}$$

5.2. Análisis Mensual

En esta sección se realizará un estudio más detallado del precio de los dos mercados a estudiar desglosando el precio de cada año de forma mensual.

Se va a elaborar una comparativa del precio en los distintos meses en el Mercado Diario y Mercado de Banda Secundaria con la sus respectivas medias, y posteriormente se compararán las diferencias del precio del Mercado Diario y del Mercado de Banda Secundaria ya que esto como se ha explicado anteriormente es lo que nos marcará en qué meses se va a casar más potencia en el Mercado Diario en función también de los costes.

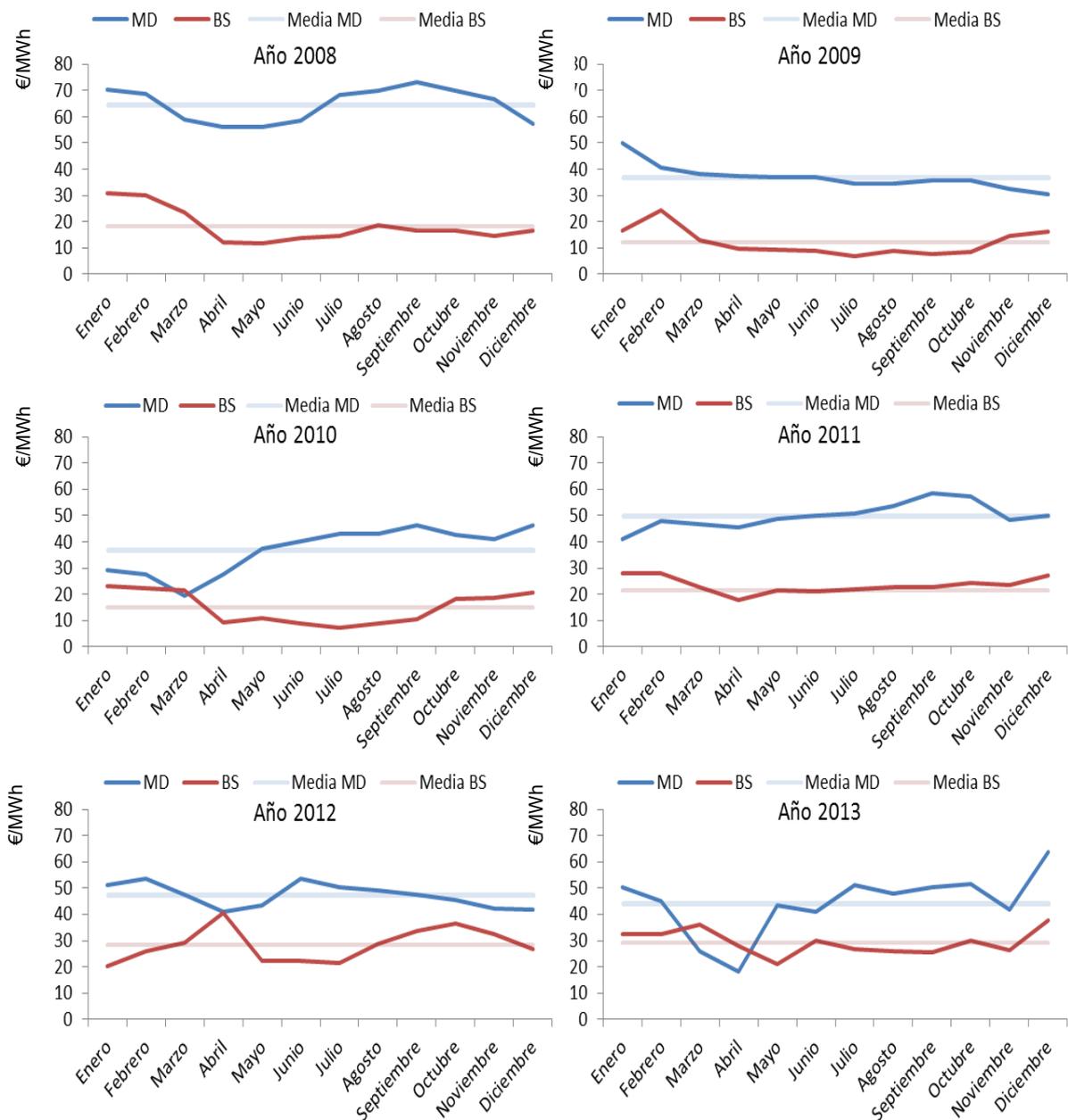


Figura 16 Evolución mensual del precio Mercado Diario y Banda Secundaria

En la Figura 16 se observa la evolución mensual de todos los años a estudiar tanto del Mercado Diario como del Mercado de Banda Secundaria.

- Mercado Diario: se puede observar como en todos los años salvo en el 2009, el precio más alto del Mercado Diario se encuentra entre los meses de Julio, Agosto y Septiembre. Por el contrario, igualmente con la excepción del año 2009, el precio más bajo del Mercado Diario se encuentra entre los meses de Marzo, Abril y Mayo.
- Mercado de Banda Secundaria: el precio del Mercado de Banda Secundaria, es mucho más constante que el Mercado Diario, el precio no se aleja demasiado de la media salvo en el año 2012. A pesar de ser todos los meses muy próximos a la media, si hay que resaltar alguno sería Enero, Febrero y Diciembre con precios superiores a la media y Junio Julio y Agosto con precios inferiores a la media también. Para este análisis se ha obviado el año 2012 ya que sigue otro patrón.

Sin embargo, lo que interesa para el estudio es la diferencia entre estos dos precios, a continuación se expone la diferencia entre estos dos parámetros.

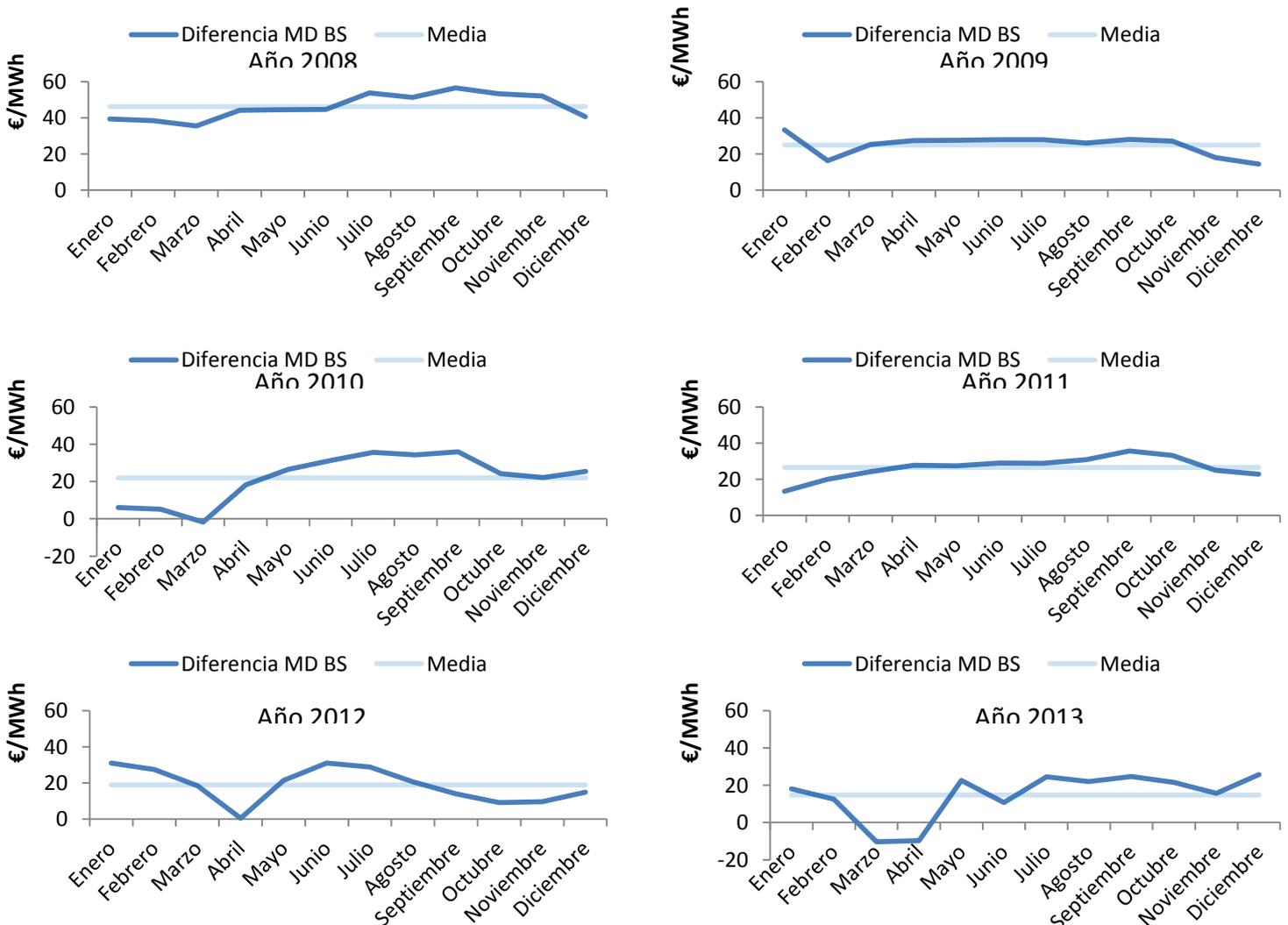


Figura 17 Evolución mensual en la diferencia entre precio de Mercado Diario y Banda Secundaria

En la Figura 17 se expone la diferencia entre el precio medio mensual tanto del Mercado Diario como del Mercado de Banda Secundaria, este valor y en función de los costes de generación de energía de la unidad de Arranque Rápido es lo que determinará la potencia que se casa en el Mercado Diario.

Si los costes de generación son menores que la diferencia entre el precio de Mercado Diario y el precio de la Banda Secundaria, se tenderá a casar más potencia en el Mercado Diario ya que el beneficio que se va a obtener por esta energía es superior.

Analizando la Figura 17, los meses en los que esta diferencia es mayor son Julio, Agosto y Septiembre, esto viene influido por el bajo nivel de precios de la Banda Secundaria y el alto nivel de los mismos durante estos meses en el Mercado Diario.

Por el contrario, los meses en los que la diferencia de precios es mínima son los meses de Febrero, Marzo y Abril siendo este resultado del bajo nivel de precios del Mercado Diario y el alto nivel de los precios del Mercado de Banda Secundaria durante estos tres meses.

5.3. Análisis diario

Se ha hecho un estudio con las posibles tendencias que pueden tener los distintos días a lo largo del mes, comparando entre los meses parejos y también comparando los mismo días del mes pero pertenecientes a distintos años y se puede concluir que no existe ninguna correlación entre ellos.

5.4. Análisis horario

En el siguiente análisis realizado se ha expuesto la diferencia de precios en el Mercado Diario y en el Mercado de Banda Secundaria enseñando la evolución media de esta diferencia a lo largo de todas las horas que tiene el día.

A continuación, y para cada uno de los años se ha elaborado una gráfica en la que se han agrupado los distintos meses que tiene el año en grupos que siguen comportamiento de precios muy parejo, y una tabla que a modo de resumen se ha expuesto la franja horaria del día en la cual la diferencia de precios de los dos mercados es máxima.

De esta manera, y dependiendo de los costes de generación de la unidad de arranque rápido, podemos prever en qué horas del día y durante qué determinados meses la viabilidad de que la unidad de arranque rápido case un volumen de potencia en el Mercado Diario que en la Banda Secundaria.

5.4.1. Año 2008

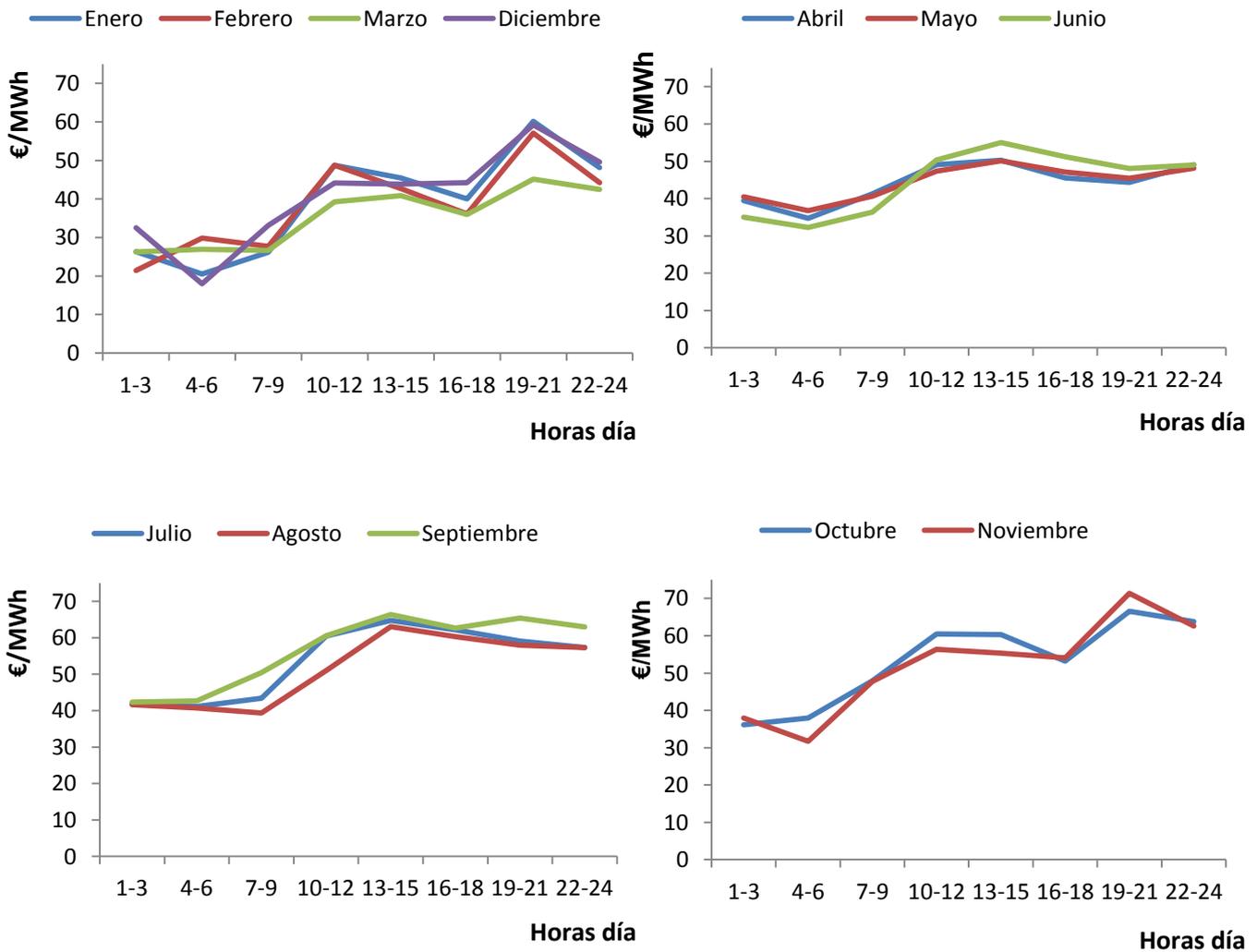


Figura 18 Evolución horaria de la diferencia de precio del Mercado Diario y Banda Secundaria. Año 2008

En la Figura 18 se representan los cuatro comportamientos de la diferencia de precios de ambos mercados. Se puede observar que los comportamientos a lo largo del día son siempre de meses consecutivos y por tanto de condiciones climatológicas similares.

Diciembre, Enero, Febrero, Marzo	19 - 21 h
Abril, Mayo, Junio	13 - 15 h
Julio, Agosto, Septiembre	13 - 15 h
Octubre, Noviembre	19 - 21 h

Tabla 6 Franja horaria en la que la diferencia entre el Mercado Diario y Banda Secundaria es máxima. Año 2008

En la Tabla 6, se expone a modo de resumen y de manera más directa en qué franja horaria del día se produce el máximo de la diferencia entre los precios del Mercado Diario y Mercado de Banda Secundaria. El mes en que está diferencia es máxima es Diciembre.

5.4.2. Año 2009

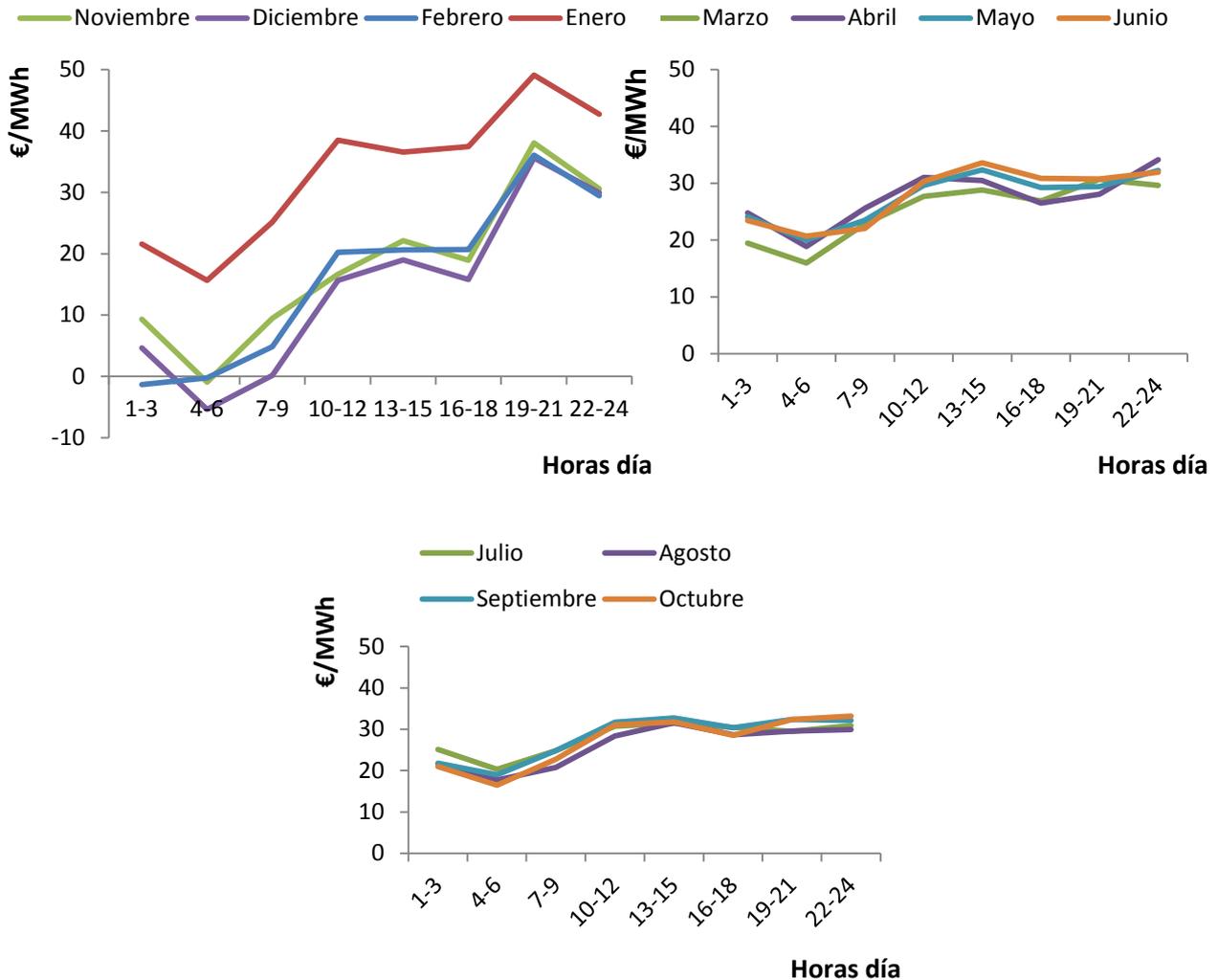


Figura 19 Evolución horaria de la diferencia de precio del Mercado Diario y Banda Secundaria. Año 2009

En la Figura 19 se representan los cuatro comportamientos de precios de ambos mercados en el año 2009. En este caso, las tendencias son mucho más homogéneas que en el año anterior, prueba de ello son los meses de Julio, Agosto, Septiembre y Octubre en los cuales a lo largo del día el comportamiento es prácticamente idéntico. El caso de Enero, aunque no tenga el mismo nivel de precios ya que estos son superiores, el comportamiento de valles y picos a lo largo del día es igual que los meses de Noviembre, Diciembre y Febrero.

Noviembre, Diciembre, Enero, Febrero	19 - 21 h
Marzo, Abril, Mayo, Junio	13 - 15 h
Julio, Agosto, Septiembre, Octubre	13 - 15 h

Tabla 7 Franja horaria en la que la diferencia entre el Mercado Diario y Banda Secundaria es máxima. Año 2009

En la Tabla 7 se expone la franja horaria en la que la diferencia de precios entre el Mercado Diario y de Banda Secundaria es mayor, siendo Enero el mes con la diferencia de precios más alta

5.4.3. Año 2010

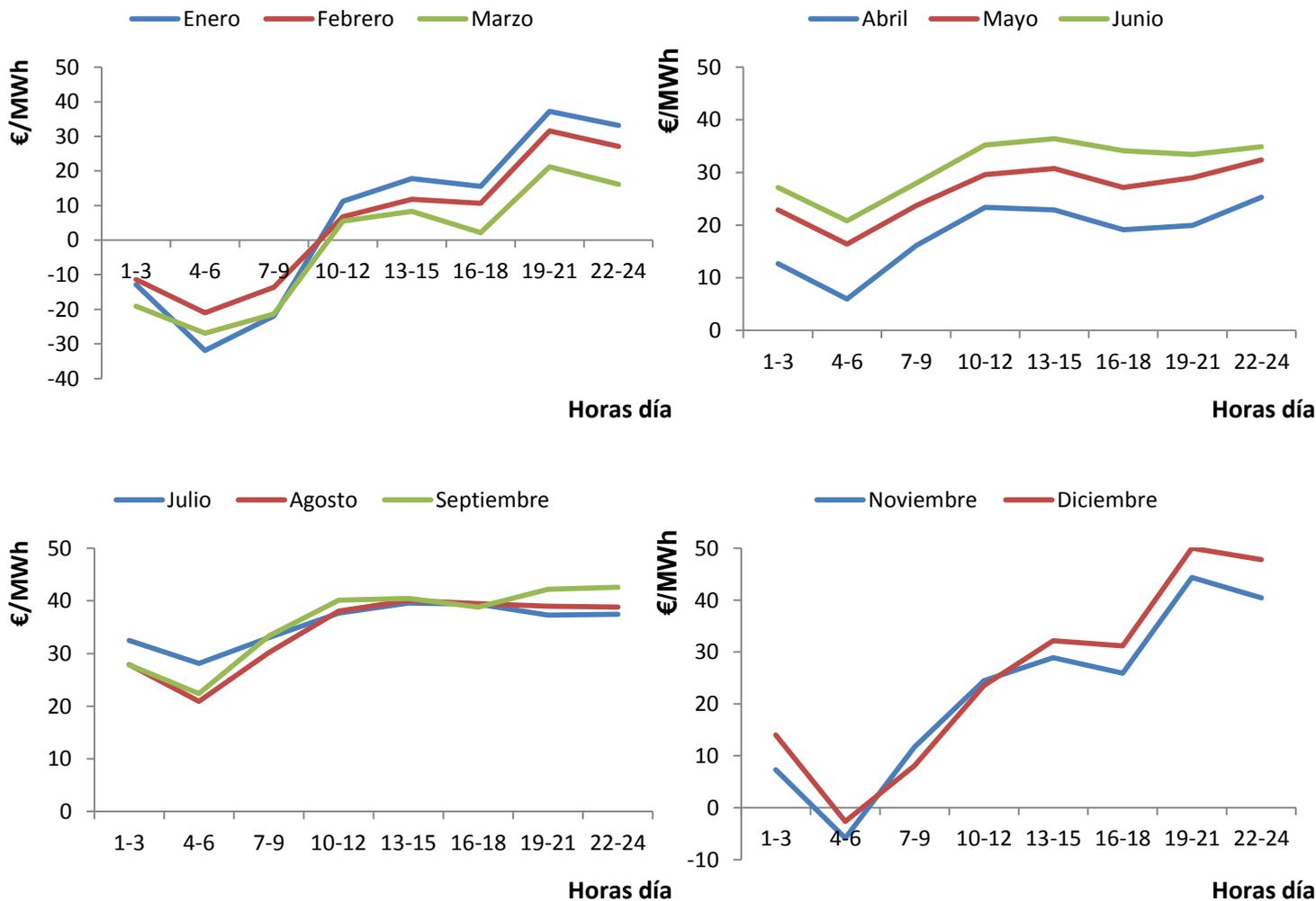


Figura 20 Evolución horaria de la diferencia de precio del Mercado Diario y Banda Secundaria. Año 2010

En la Figura 20 se puede observar como los meses de Abril Mayo y Junio tienen niveles de precios muy dispares, siendo tradicionalmente como se verá a continuación meses con comportamiento de precios a lo largo del día muy similares.

Enero, Febrero, Marzo	19 - 21 h
Abril, Mayo, Junio	13 - 15 h
Julio, Agosto, Septiembre	13 - 15 h, 19 - 21 h
Octubre, Noviembre, Diciembre	19 - 21 h

Tabla 8 Franja horaria en la que la diferencia entre el Mercado Diario y Banda Secundaria es máxima. Año 2010

En este caso, como se puede ver en la Tabla 8, la franja horaria en la que se vuelve a producir el pico en la diferencia de precios vuelve a ser los 19-21 h. El mes en el que se produce esta diferencia máxima es Diciembre también.

5.4.4. Año 2011

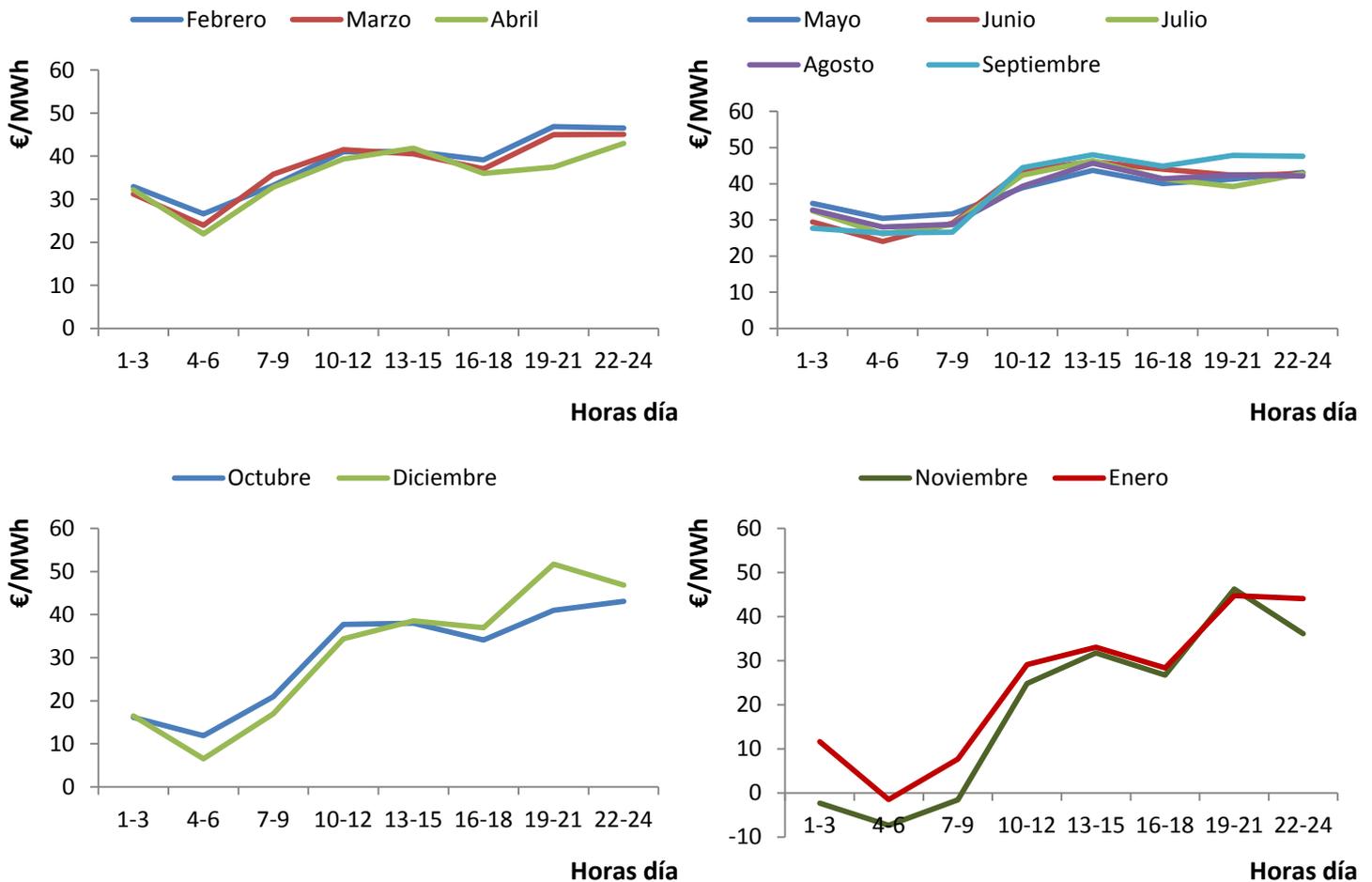


Figura 21 Evolución horaria de la diferencia de precio del Mercado Diario y Banda Secundaria. Año 2011

En contraposición con el año 2010, en la Figura 21 se puede observar que las tendencias y comportamientos que la diferencia de precios en el año 2011 son mucho más uniformes. En este caso se han separado los meses de Octubre y Diciembre por un lado y los meses de Enero y Noviembre por otro debido a que los picos y los valles son más pronunciados. Se puede observar, en el valle de las horas 4 - 6 de la madrugada y en el valle que vuelve a ocurrir entre las 16-18 de la tarde con su consiguiente pico a las 19 – 21 de la tarde noche.

Febrero, Marzo, Abril	19 - 21 h
Mayo, Junio, Julio, Agosto, Sept.	13 - 15 h
Octubre, Diciembre	19 - 21 h
Noviembre, Enero	19 - 21 h

Tabla 9 Franja horaria en la que la diferencia entre el Mercado Diario y Banda Secundaria es máxima. Año 2011

En la Tabla 9 se observa de nuevo la franja horaria en la cual se produce el pico de la diferencia de precios. En este caso, la diferencia máxima se produce en Diciembre.

5.4.5. Año 2012

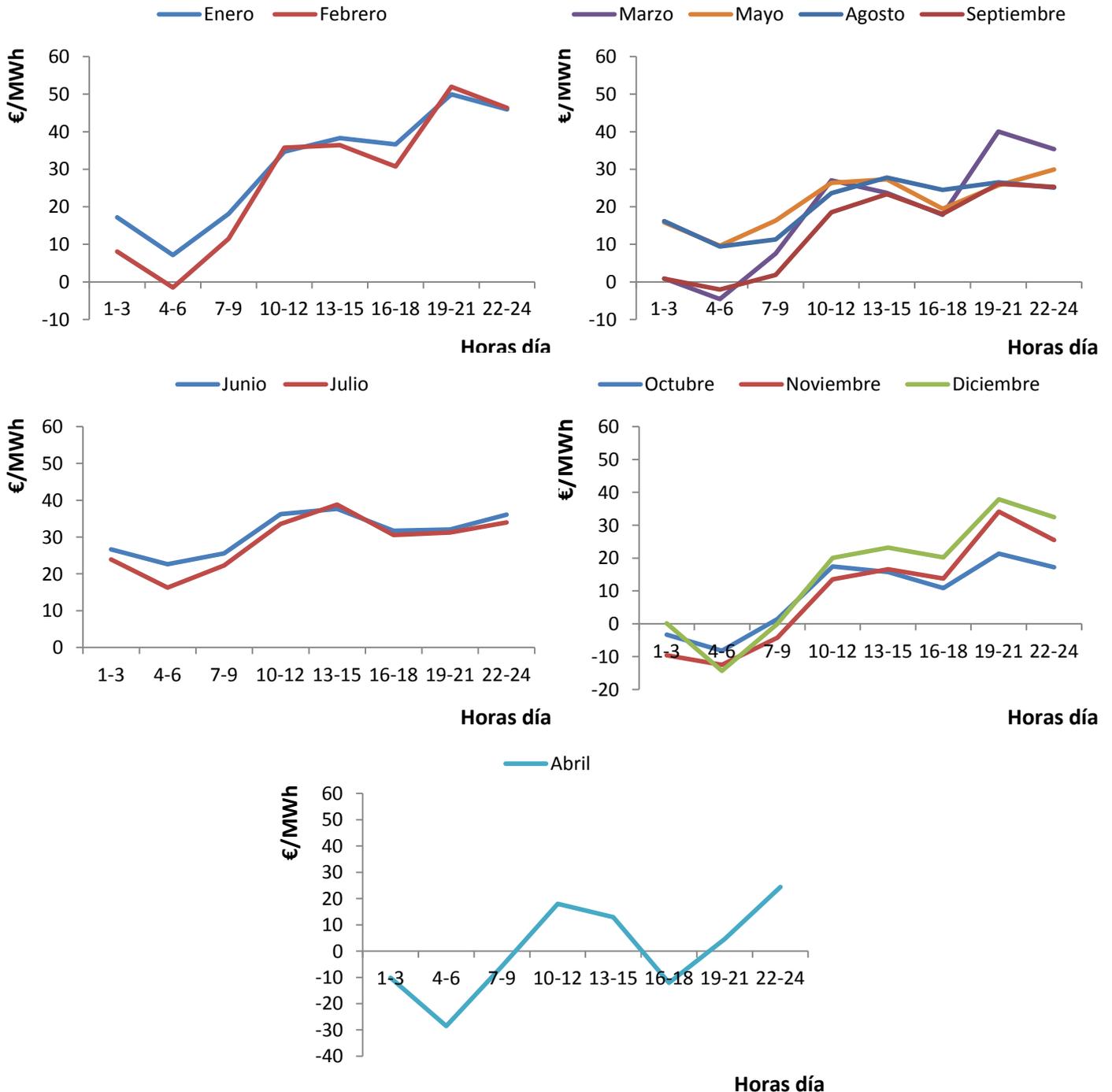


Figura 22 Evolución horaria de la diferencia de precio del Mercado Diario y Banda Secundaria. Año 2012

En la Figura 22, se puede observar otra un poco más de “desorden” frente a otros años en los que los meses que siguen un comportamiento similar tienen mucho más parecido. En este año 2012, destaca Abril, que no sigue ninguna tendencia parecida a ningún otro mes ya que el valle de precio de las horas correspondientes a las 4 – 6 de la madrugada y el correspondiente a las 16 – 18 h de la tarde son mucho más pronunciados siendo incluso la diferencia negativa.

Enero, Febrero	19 - 21 h
Marzo, Abril, Mayo, Junio, Agosto, Sept	10 - 12 h
Junio, Julio	13 - 15 h
Octubre, Noviembre, Diciembre	19 - 21 h

Tabla 10 Franja horaria en la que la diferencia entre el Mercado Diario y Banda Secundaria es máxima. Año 2009

En la Tabla 10, se puede observar por primera y única vez en todos los años, quitando el mes de Marzo que a pesar de que se ha incluido en el mismo grupo no cumple esta característica, en los meses de Abril, Mayo, Junio, Agosto y Septiembre la diferencia máxima entre los dos mercados se produce durante las 10 - 12 horas de la mañana. Durante este año los meses en los cuales la diferencia de precio entre ambos mercados ha sido máxima son Enero y Febrero.

5.4.6. Año 2013

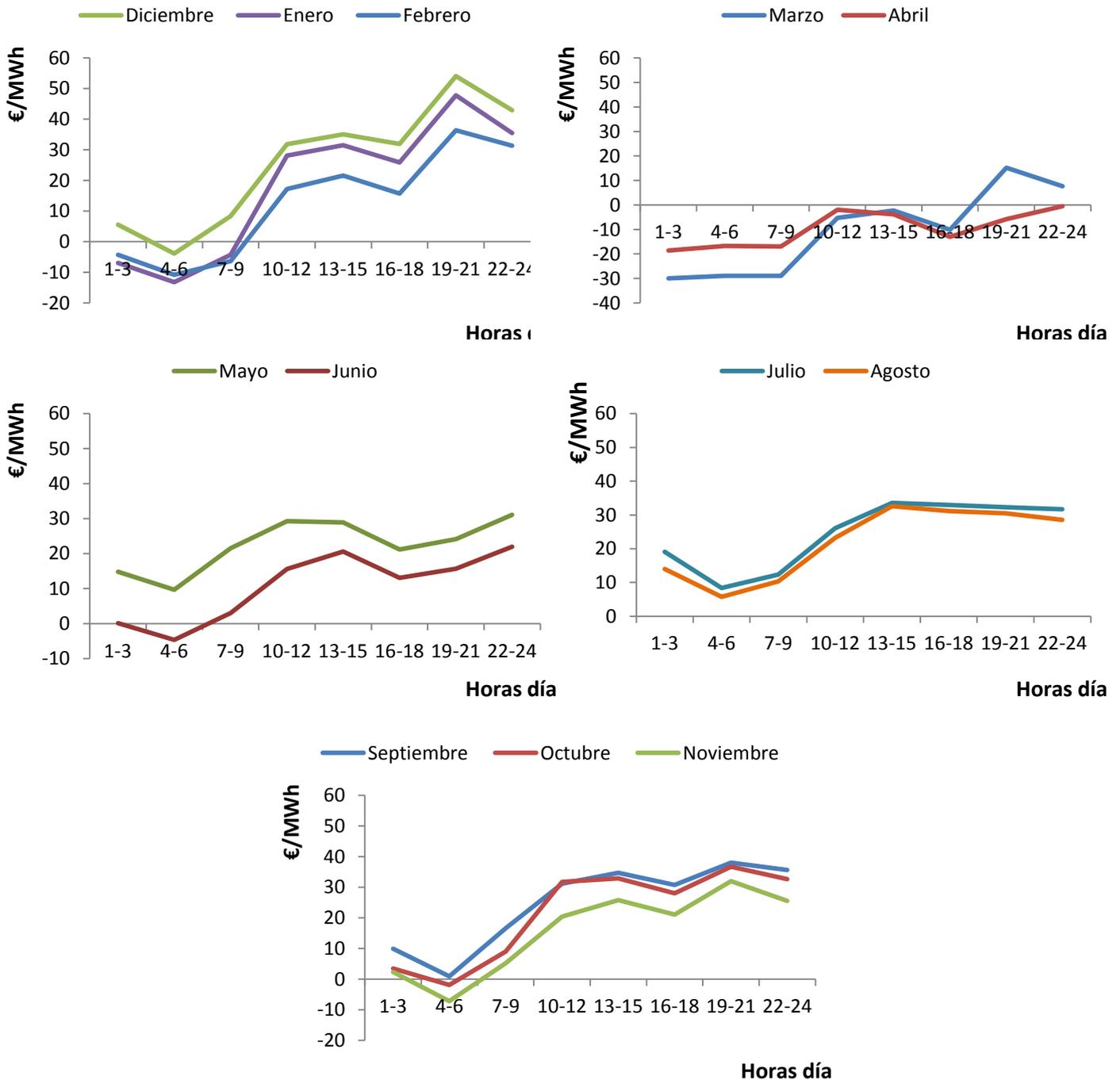


Figura 23 Evolución horaria de la diferencia de precio del Mercado Diario y Banda Secundaria. Año 2013

de tendencias de los meses son más dispares en torno al nivel de precios. Los más llamativos con este caso son Diciembre, Enero y Febrero por un lado y Mayo y Junio por el otro. En ellos el comportamiento a lo largo del día es muy similar pero no el rango de precios en el cual oscilan. También destacan Marzo y Abril, ya que durante estos dos meses la diferencia entre los dos mercados que estamos analizando prácticamente es negativa durante la totalidad del día,

lo que indica que durante estos meses no se casará energía en el Mercado Diario ya que el beneficio será mayor en la Banda Secundaria.

Diciembre, Enero, Febrero	19 - 21 h
Marzo, Abril	19 - 21 h
Mayo, Junio, Julio, Agosto	13 - 15 h
Septiembre, Octubre, Noviembre	19 - 21 h

Tabla 11 Franja horaria en la que la diferencia entre el Mercado Diario y Banda Secundaria es máxima. Año 2013

En la Tabla 11, se expone por última vez los la franja horaria en la que la diferencia de precios es mayor durante los distintos meses. El mes en el que de media la diferencia de precios entre los dos mercados es más grande ha sido Diciembre.

5.5. Conclusiones

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Enero	19 - 21 h					
Febrero	19 - 21 h					
Marzo	19 - 21 h	13 - 15 h	19 - 21 h	19 - 21 h	10 - 12 h	19 - 21 h
Abril	13 - 15 h	13 - 15 h	13 - 15 h	19 - 21 h	10 - 12 h	19 - 21 h
Mayo	13 - 15 h	10 - 12 h	13 - 15 h			
Junio	13 - 15 h					
Julio	13 - 15 h	13 - 15 h	19 - 21 h	13 - 15 h	13 - 15 h	13 - 15 h
Agosto	13 - 15 h	13 - 15 h	19 - 21 h	13 - 15 h	10 - 12 h	13 - 15 h
Septiembre	13 - 15 h	13 - 15 h	19 - 21 h	13 - 15 h	10 - 12 h	19 - 21 h
Octubre	19 - 21 h	13 - 15 h	19 - 21 h			
Noviembre	19 - 21 h					
Diciembre	19 - 21 h					

Tabla 12 Franja horaria con la diferencia de precio entre Mercado diario y de Banda Secundaria es máxima. Años 2008 - 2013

En la Tabla 12, se expone la franja horaria en la cual el la diferencia de precio entre el Mercado Diario y el de Banda Secundaria es mayor a lo largo del día. Con esto podemos prever en qué momentos del día es más probable que la unidad de Arranque Rápido case la potencia disponible en el Mercado Diario ya que el potencial beneficio puede ser mayor que en el Mercado de Banda Secundaria.

Como se puede observar en la Tabla 12, existen dos grandes grupos de meses, estos son los meses de Octubre, Noviembre, Diciembre, Enero, Febrero y Marzo y el segundo grupo los meses de Abril, Mayo Junio, Julio, Agosto y Septiembre.

Estos dos grupos están muy diferenciados por la climatología ya que el primer grupo son meses en los que la temperatura es considerablemente más baja que el segundo grupo en el que las temperaturas son más cálidas. Por tanto, se puede afirmar que la unidad de Arranque Rápido tendrá un comportamiento distinto en función de la temporada del año.

Como conclusión de todas las gráficas, los meses de verano Junio, Julio y Agosto, tienen un comportamiento a lo largo del día prácticamente idéntico a diferencia de los demás meses en los cuales el comportamiento entre los meses del mismo grupo es parecido pero no calcado, como ocurre en los meses de verano.

Por último, remarcar los meses en los que el periodo máximo correspondiente a estos meses que coincide también que es el máximo de todos los meses del año, son Diciembre y Enero siendo el periodo del día al final de la tarde comienzo de la noche, entre las 19 horas y las 21 horas. Este aspecto se repite en todos los años que abarca el estudio.

6. Resultados

6.1. Introducción

Como se ha explicado en la sección 3, el objetivo del problema de optimización es maximizar el beneficio económico de una unidad de Arranque Rápido casando potencia en el Mercado Diario u ofreciendo banda a subir en la Banda Secundaria de Regulación. La unidad de Arranque Rápido, por lo general, va a ofrecer banda subir ya que los ingresos obtenidos a través de esta vía son directamente beneficios y únicamente cuando exista un pico de precio en el Mercado Diario se va a casar potencia en el Mercado de Energía, que es cuando se va a cumplir la condición de que el beneficio en el Mercado Diario sea mayor que el beneficio en el Mercado Secundario.

Para ello, se han analizado y optimizado 6 años, de 2008 a 2013. Se ha llevado a cabo la optimización para una zona en la que únicamente haya una unidad de Arranque Rápido que tiene las siguientes características:

P. Máx [MW]	50
Mín. Técnico [MW]	5
Rampa Sub. [MW/h]	15
Rampa Baj. [MW/h]	15

Tabla 13 Parámetros de la unidad de Arranque Rápido

En la Tabla 13 se han expuesto los diferentes parámetros de la unidad de Arranque Rápido, como se puede apreciar, falta la función de costes.

Pues bien, no se ha encontrado en la literatura ninguna función de costes definida para este tipo de unidades de Arranque Rápido, por lo que lo que se han elaborado tres curvas de generación con diferentes niveles de precios para así poder comparar los distintos comportamientos de la unidad.

Dichas funciones son:

$$\text{Costes} = 500 + 3 \cdot \text{potencia} + 0.9 \cdot \text{potencia}^2$$

$$\text{Costes} = 350 + 12.5 \cdot \text{potencia} + \text{potencia}^2$$

$$\text{Costes} = 450 + 20 \cdot \text{potencia} + 0.9 \cdot \text{potencia}^2$$

Finalmente, la sección de resultados se va a estructurar en cuatro bloques distintos:

- Caracterización de datos de entrada, precios de Mercado de Energía y de Banda Secundaria y funciones de costes. Sección 6.2
- Justificación del enfoque del análisis de resultados. Se expondrá por qué el análisis de resultados está centrado en el Mercado Diario. Sección 6.3

- Análisis del año 2011, en el que se han analizado los beneficios económicos, tanto del Mercado Diario como de la Banda Secundaria, los precios de entrada y salida del Mercado Diario, así como los puntos de operación de la unidad de Arranque Rápido. Sección 6.4
- Análisis de la influencia de los costes de generación de la energía, precios de Mercado Diario y de Banda Secundaria en los beneficios económicos de la unidad de Arranque Rápido. Sección 6.5

6.2. Caracterización de datos de entrada

En este apartado se va a realizar una exposición y clasificación de los años optimizados, 2008-2013, y un desglose de los costes de las distintas funciones de costes elegidas y por qué se han elegido estos niveles de precios.

6.2.1. Años 2008-2013

Para los años 2008-2013 se va a clasificar los años 2008-2013 según los precios de Mercado Diario y de Banda Secundaria.

	Año 2008	Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2012	Año 2013
MD (€/MWh)	64.44	36.97	36.95	49.91	47.25	44.19
BS (€/MW)	18.23	12.01	15	16.02	28.36	29.36

Tabla 14 Precio medio anual de la Banda Secundaria y del Mercado Diario de los años 2008-2013

	Precio alto
	Precio Medio
	Precio bajo

Tabla 15 Leyenda de colores de la

	Año 2008	Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2012	Año 2013
MD (€/MWh)	64.44	36.97	36.95	49.91	47.25	44.19
BS (€/MW)	18.23	12.01	15	16.02	28.36	29.36

Tabla 14

En la Tabla 14 y Tabla 15, se exponen los precios medios anuales tanto del Mercado Diario como de la Banda Secundaria con un código de colores explicado en la leyenda.

A continuación, se va a catalogar estos años según precios de Mercado Diario, de Banda Secundaria.

Año 2008	AM
Año 2009	BB
Año 2010	BB
Año 2011	MM
Año 2012	MA
Año 2013	MA

Tabla 16 Caracterización de los años 2008-2013 según niveles de precios

En la Tabla 16, se catalogan todos los años optimizados, en primer lugar aparece el nivel de precios del Mercado Diario, y en segundo lugar aparece el nivel de precios del Mercado Secundario. A continuación se expone el significado de las iniciales:

- A: precio medio alto
- M: precio medio medio
- B: precio medio bajo

Como ejemplo, el año 2008 se cataloga como AM, lo que significa que tiene precio medio de Mercado Diario alto y precio medio de Banda Secundario medio, como podemos comprobar en la Tabla 14.

6.2.2. Funciones de costes

En esta sección se van a exponer los costes totales de las funciones de costes elegidas para las simulaciones y las razones por las cuales se ha escogido estas funciones de costes

Como se ha expuesto anteriormente las funciones elegidas son:

Función 1:

$$\text{Costes} = 500 + 3 \cdot \text{potencia} + 0.9 \cdot \text{potencia}^2$$

Función 2

$$\text{Costes} = 350 + 12.5 \cdot \text{potencia} + \text{potencia}^2$$

Función 3

$$\text{Costes} = 450 + 20 \cdot \text{potencia} + 0.9 \cdot \text{potencia}^2$$

A continuación se exponen gráficamente las distintas gráficas a modo de comparativa:

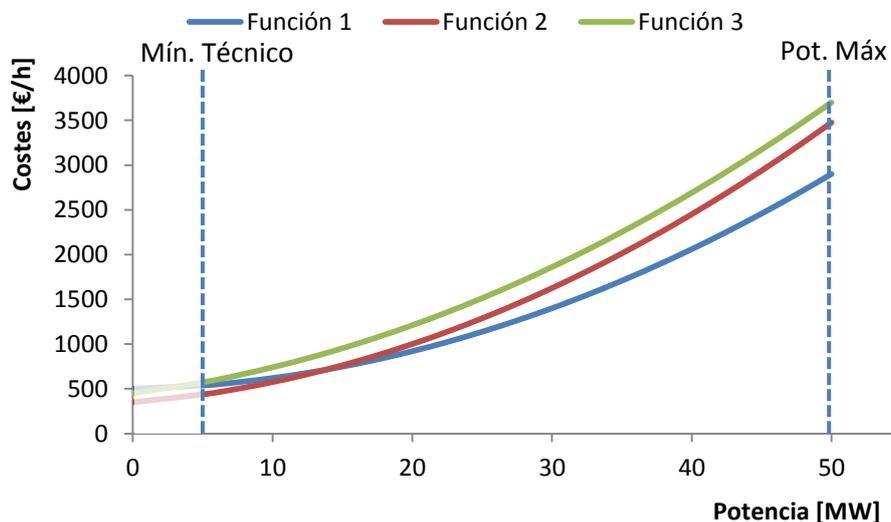


Figura 24 Costes de generación de las funciones 1, 2 y 3 elegidas

En la Figura 24 se exponen los costes de generación de las distintas funciones siendo los costes de la función 3 superiores a la función 2 y estos superiores a la función 1. También, son relevantes los costes medios de generación obtenidos dividiendo los costes totales entre la potencia generada

Función 1:

$$\text{Costes Medios} = \frac{500 + 3 \cdot \text{potencia} + 0.9 \cdot \text{potencia}^2}{\text{potencia}}$$

Función 2

$$\text{Costes Medios} = \frac{350 + 12.5 \cdot \text{potencia} + \text{potencia}^2}{\text{potencia}}$$

Función 3

$$\text{Costes Medios} = \frac{450 + 20 \cdot \text{potencia} + 0.9 \cdot \text{potencia}^2}{\text{potencia}}$$

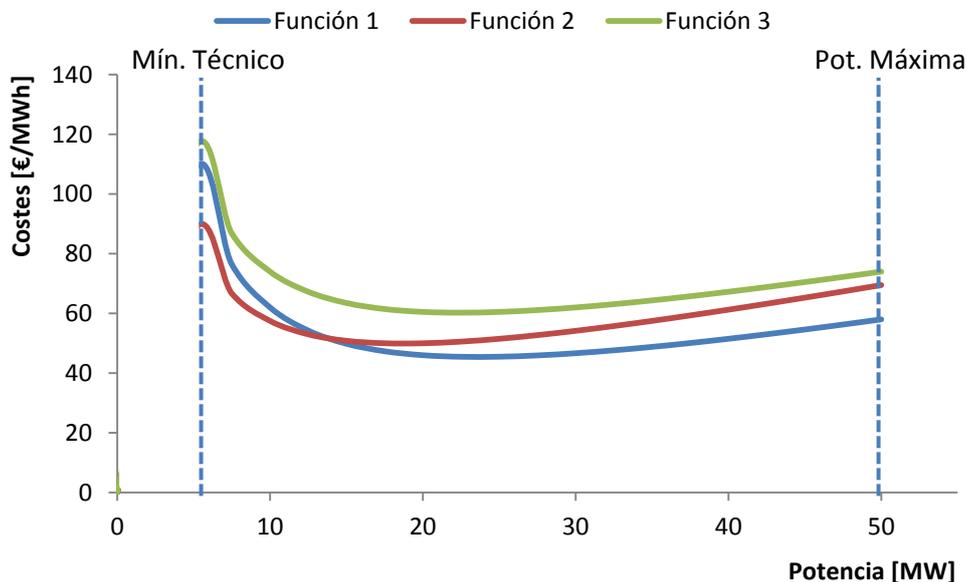


Figura 25 Costes medios de generación de las funciones 1, 2 y 3 elegidas

En la Figura 24 se exponen los distintos costes medios de las tres funciones con las que se ha trabajado, no aparecen los costes inferiores a 5MW debido a que 5MW es el mínimo técnico. En la siguiente tabla se establecen las diferencias entre las mismas divididas por coste medio de MW generado:

	Costes
Función 1	45-50 €/MWh
Función 2	50-60 €/WMh
Función 3	60-70 €/MWh

Tabla 17 Coste medio de un MWh de las funciones de costes 1, 2 y 3 elegidas

Como se puede ver en la Tabla 17 y queda resumido en la Tabla 24, la función 1 tiene los costes medios más pequeños seguida por la función 2 y siendo la función 3 la más costosa de todas ellas.

Como se ha expuesto, los precios medios de estas funciones van desde los 45€/MWh hasta los 70€/MWh.

- Se ha elegido este nivel de precios medios máximos debido a que para precios superiores a 70€/MWh el Mercado Diario no tienen ningún papel en los beneficios de la unidad de Arranque Rápido.
- Los precios medios mínimos se han escogido de 45€/MWh tomando como referencia y comparación los grupos electrógenos que también tienen costes de generación elevados y tienen unos costes medios de generación de 70€/MWh, por tanto cogiendo este dato como base, es muy poco probable que una unidad de arranque rápido tenga costes de generación inferiores a 45€/MWh.

6.3. Justificación del análisis de resultados desde el punto de vista del Mercado Diario

En esta sección se va a explicar por qué toda la exposición de resultados se centra en el comportamiento de la unidad de Arranque Rápido en el Mercado Diario.

Debido a que los ingresos por ofrecer Banda Secundaria son directamente beneficios para la unidad ya que no se está generando potencia y por tanto no hay costes, lo más favorable durante el mayor número de periodos es que se ofrezca Banda Secundaria a subir, por tanto lo interesante se centra en cómo incrementar estos beneficios participando también en el Mercado Diario.

En primer lugar, se va a exponer el beneficio que se obtendría si la unidad sólo operase en la Banda Secundaria y no existiese la posibilidad de casar potencia en el Mercado Diario.

Se va a emplear el mismo código de colores utilizado para caracterizar los niveles de precios en la sección de análisis de precio.

	Precio alto
	Precio Medio
	Precio bajo

Tabla 18 Leyenda de Colores de la Tabla 19

	Beneficios Totales [M€]	Beneficio/MW [K€]	Precio BS [€/MW]
Año 2008	7.16	143	18.23
Año 2009	4.70	94	12.01
Año 2010	5.90	118	15.00
Año 2011	6.33	127	16.02
Año 2012	11.17	223	28.36
Año 2013	11.57	231	29.36

Tabla 19 Beneficios de la presencia única en el Mercado de Banda Secundaria de la unidad de Arranque Rápido para los años 2008-2013

En la Tabla 19 se expone los potenciales beneficios en millones de € de la única participación en el Mercado de Banda Secundaria. Se han calculado ofreciendo la potencia disponible en banda en cada uno de los periodos del año.

Se ha hallado una relación puramente lineal entre el precio medio anual de la Banda Secundaria y el beneficio esperado, pudiendo extrapolar para cualquier nivel de precios y tener una idea de los potenciales beneficios:

Para una unidad de arranque Rápido 50 MW:

$$\text{Beneficio [M€]} = 0.3927 \cdot \text{preciomedioanualBS[€/MW]}$$

Beneficio obtenido por MW de unidad de arranque rápido

$$\text{Beneficio [K€]} = 7.855 \cdot \text{preciomedioanualBS[€/MW]}$$

Se va a representar las funciones halladas anteriormente para así poder hacer proyecciones y estimaciones en función de las características de cada unidad de Arranque Rápido.

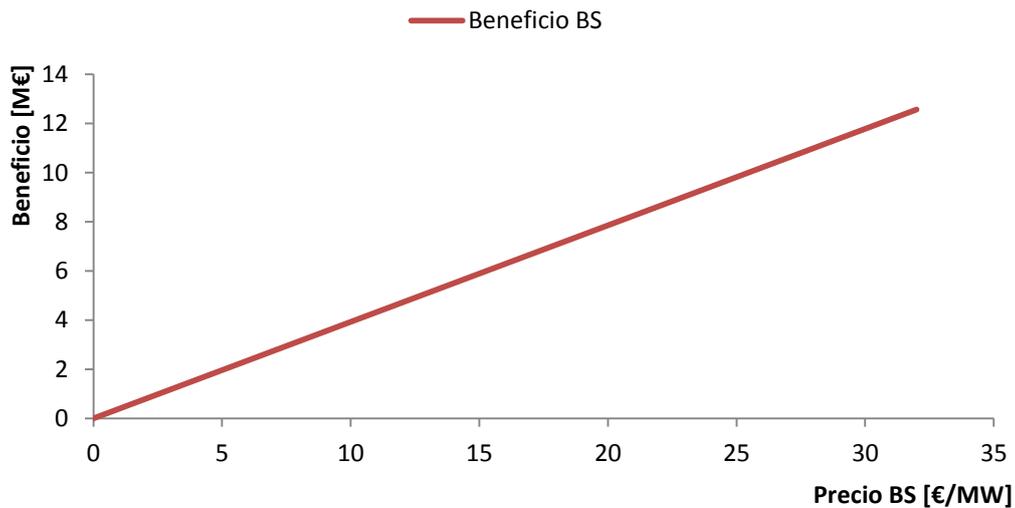


Figura 26 Beneficio total de una unidad de Arranque Rápido de 50MW en función del precio medio anual de la Banda Secundaria por la participación única en la Banda Secundaria

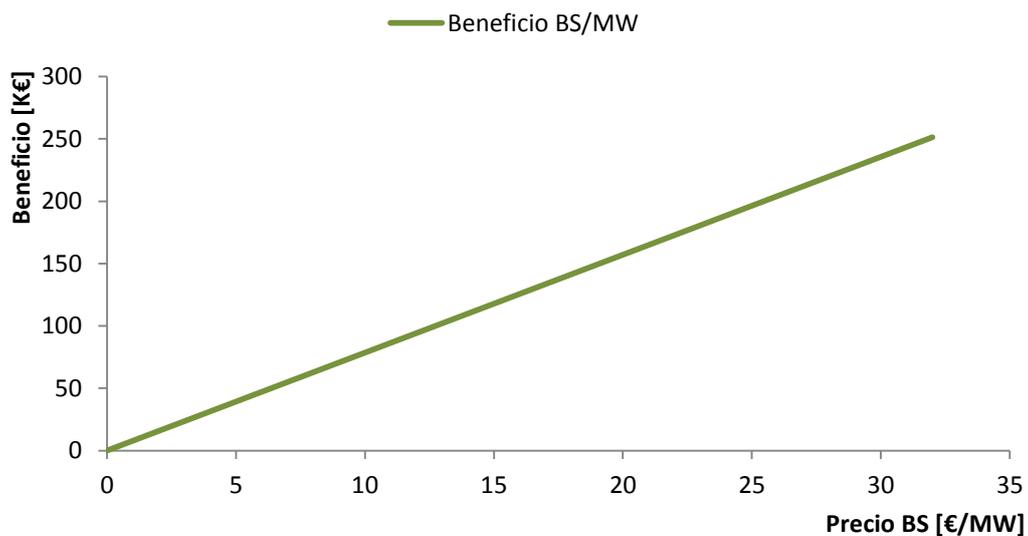


Figura 27 Beneficio por MW de una unidad de Arranque Rápido en función del precio medio anual de la Banda Secundaria por la participación única en la Banda Secundaria

En la Figura 26 y Figura 27 se exponen las distintas funciones obtenidas para poder hacer distintas estimaciones en función de los distintos niveles de precio y de capacidad de cada unidad de Arranque Rápido.

Estos beneficios obtenidos son los mínimos que se esperan por la participación en la Banda Secundaria de la unidad de Arranque Rápido. Ahora, con la posibilidad también de la participación en el Mercado Diario, este beneficio puede aumentarse, y es por esto por lo que todo el análisis de los resultados se ha centrado en la participación o no en el Mercado Diario.

6.4. Análisis detallado año 2011

Para llevar a cabo este análisis se ha elegido el año 2011, debido a que tiene un nivel de precios medio tanto en precios de Mercado Diario como de Banda Secundaria. Para llevar a cabo este análisis se ha elegido la función de costes con los costes medios menores para que por los niveles de precios se case potencia en el Mercado Diario y así poder analizar los distintos comportamientos de la unidad en este mercado de energía.

$$\text{Costes} = 500 + 3 \cdot \text{potencia} + 0.9 \cdot \text{potencia}^2$$

$$\text{Costes Medios} = \frac{500 + 3 \cdot \text{potencia} + 0.9 \cdot \text{potencia}^2}{\text{potencia}}$$

En este apartado se presentan las siguientes secciones:

- Resultados económicos, en el que se expone el beneficio de la unidad de Arranque Rápido en todos los meses del año tanto en el Mercado Diario como en el Mercado de Banda Secundaria.
- Precios de entrada y salida del Mercado Diario
- Puntos de operación en el Mercado Diario, precio y potencia casada, donde se expondrá la operación ideal de la unidad de Arranque Rápido en el Mercado diario, con la posterior comparación con la participación real.
- Horas de operación en el Mercado de Diario de Energía a lo largo del día en todos los meses del año 2011.

6.4.1. Resultados económicos año 2011

En esta sección se expondrán los beneficios económicos de la unidad de Arranque Rápido. Estos resultados se desglosarán de manera mensual, diferenciando Mercado Diario y Mercado de Banda Secundaria.

	Ingresos MD [K€]	Costes Generación [K€]	Beneficio BS [K€]	Beneficio MD [K€]	Beneficio Neto Total [K€]	% BS	% MD
Enero	134.48	113.43	538.61	21.05	559.66	96.20%	3.80%
Febrero	276.93	243.77	263.79	33.16	296.95	88.80%	11.20%
Marzo	102.1	92.58	297.88	9.52	307.4	96.90%	3.10%
Abril	38.4	36.07	317.71	2.34	320.05	99.30%	0.70%
Mayo	273.8	245.73	339.73	28.07	367.81	92.40%	7.60%
Junio	334.37	297.56	364.79	36.8	401.6	90.80%	9.20%
Julio	320.27	278.39	412.81	41.89	454.7	90.80%	9.20%
Agosto	268.26	220.2	498.48	48.07	546.54	91.20%	8.80%
Septiembre	675.82	507.39	509.44	168.43	677.88	75.20%	24.80%
Octubre	471.44	342.7	821.3	128.74	950.04	86.40%	13.60%
Noviembre	266.9	212.39	904.37	54.51	958.88	94.30%	5.70%
Diciembre	389.12	317.31	594.75	71.81	666.56	89.20%	10.80%
Promedio	295.99	242.29	488.64	53.70	542.34	90.96%	9.04%

Tabla 20 Beneficio desglosado mensualmente del Mercado Diario y Banda Secundaria durante el año 2011

Total	
Beneficio BS [M€]	Beneficio MD [M€]
5.86	0.64
90%	10%
6.51 M€	

Tabla 21 Beneficio total Mercado Diario y Banda Secundaria

En la Tabla 20 se expone el beneficio de los dos mercados en los que opera la unidad de arranque rápido desglosado mensualmente y también aportando los porcentajes en los que contribuyen el Mercado Diario y la Banda Secundaria al beneficio total. La aportación del Mercado Diario es mucho menor ya que el fin de las unidades de arranque rápido es que contribuya principalmente a la reserva secundaria y únicamente en los picos de precio contribuya al Mercado Diario.

Finalmente en la Tabla 21 se expone el beneficio total de la unidad en todo el año 2011 con la aportación en porcentaje del Mercado Diario y de la Banda Secundaria. El beneficio total obtenido es de 6.51 millones de euros con un rango de precios medio y con una función de costes también de nivel de costes medio.

6.4.2. Precios entrada y salida del Mercado Diario

En esta sección se presentan los precios a partir de los cuales la unidad de arranque rápido comienza a casar y deja de casar potencia en el Mercado Diario. Posteriormente en el análisis completo que se realiza más adelante se elaborará un análisis exhaustivo de los precios de entrada y salida.

	Precio medio de Entrada €/MWh	Máximo €/MWh	Mínimo €/MWh
Enero	53.01	55.60	51.76
Febrero	51.68	53.98	46.50
Marzo	52.51	53.02	52.01
Abril	50.99	53.03	49.20
Mayo	52.51	53.03	49.95
Junio	53.38	55.23	52.00
Julio	53.67	56.50	50.00
Septiembre	55.18	59.69	41.50
Agosto	61.65	69.04	55.23
Octubre	64.68	69.08	58.10
Noviembre	57.14	65.00	53.27
Diciembre	55.88	61.23	50.42

Tabla 22 Precio de entrada medio, máximo y mínimo al Mercado diario

En la Tabla 22, aparecen los precios medios de entrada a casar potencia en el Mercado Diario desglosado mensualmente. Además también se expone los máximos y mínimos precios de entrada en cada mes. Como se puede observar, con la función de costes elegida, la unidad comienza casar potencia en el Mercado Diario a partir de un precio aproximado de 50-55 €/MWh.

	Precio medio de Salida €/MWh	Máximo €/MWh	Mínimo €/MWh
Enero	44.41	49.60	36.66
Febrero	47.42	59.06	40.45
Marzo	50.79	56.00	47.85
Abril	46.11	47.48	44.53
Mayo	50.68	53.03	46.12
Junio	51.59	55.01	46.54
Julio	52.48	55.23	44.85
Agosto	52.63	57.65	40.00
Septiembre	55.26	64.72	45.01
Octubre	54.99	63.10	44.07
Noviembre	51.29	55.23	40.79
Diciembre	46.66	53.03	40.32

Tabla 23 Precio de salida medio, máximo y mínimo al Mercado Diario

De igual manera, en la Tabla 23 se exponen los precios medios de salida del Mercado Diario, con los respectivos máximos y mínimos. Como se puede observar del análisis de los datos, se produce la salida del Mercado Diario con un precio del Mercado Diario aproximado de también 50 €/MWh.

6.4.3. Operación en el Mercado Diario

En este apartado se va a analizar primero, el punto óptimo de operación teórico en función del nivel de precios del Mercado Diario, en una situación ideal en la que no existen restricciones de rampa de subida y bajada, ni la posibilidad de casar banda en el Mercado de Banda Secundaria. Todo ello, para después en los siguientes apartados compararlo con los puntos de operación reales de la unidad de Arranque Rápido obtenidos en la optimización.

Debido a que se trata de una función cuadrática, para cada precio del Mercado Diario existe un punto óptimo de generación en el cual el beneficio es máximo.

Inmediatamente se va a demostrar de manera gráfica el escenario que se acaba de enunciar.

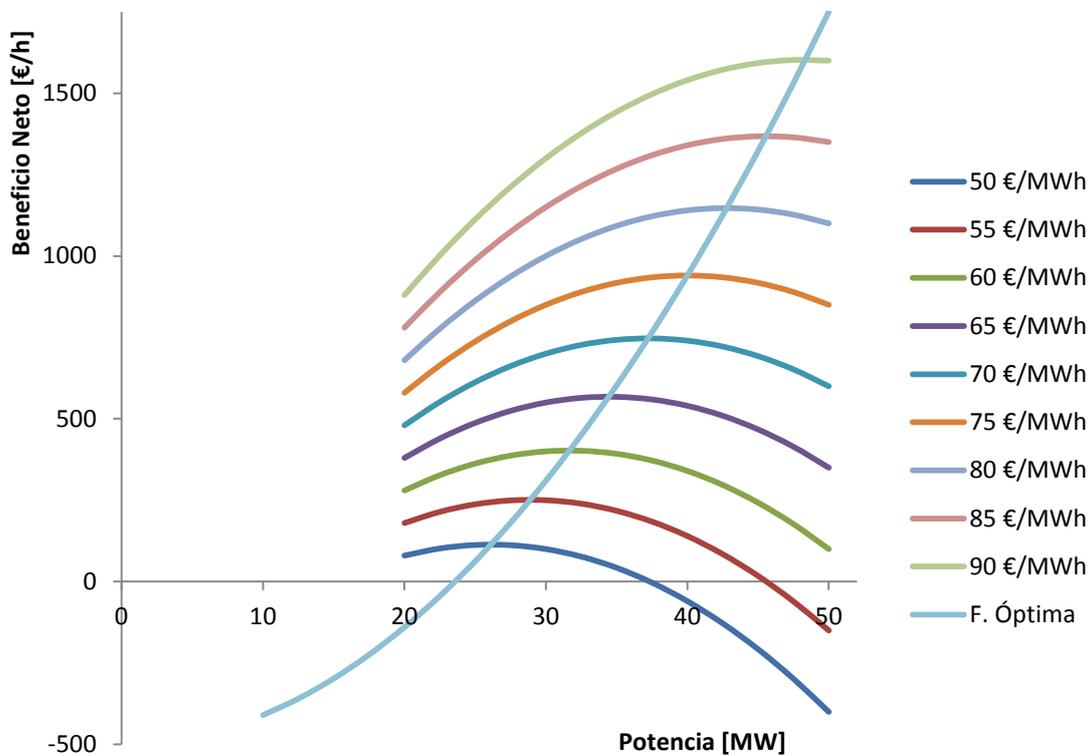


Figura 28 Beneficio neto de la unidad de Arranque Rápido en función del precio del Mercado Diario

En la Figura 28 aparecen los distintos beneficios netos de la unidad, es decir ingresos por casar potencia en el Mercado Diario menos los costes de generación de esa potencia, para los distintos niveles de precios en los que es factible que la unidad de Arranque Rápido case potencia.

En azul más clarito aparece la función de beneficio óptimo, y que se va a deducir matemáticamente:

$$\text{Ingresos} = \text{Precio} \cdot \text{potencia}$$

$$\text{Costes} = a + b \cdot \text{potencia} + c \cdot \text{potencia}^2$$

$$\text{Beneficio} = \text{Ingresos} - \text{Costes}$$

$$\text{Beneficio} = \text{Precio} \cdot \text{potencia} - (a + b \cdot \text{potencia} + c \cdot \text{potencia}^2)$$

Si ahora derivamos esta función beneficio con respecto a la potencia y la igualamos a cero se obtiene la relación que debe tener precio de Mercado Diario y potencia casada para obtener el máximo beneficio

$$\frac{d\text{Beneficio}}{d\text{potencia}} = \text{Precio} - b - 2 \cdot c \cdot \text{potencia} = 0$$

$$\text{potencia} = \frac{\text{Precio} - b}{2 \cdot c}$$

$$\text{potencia} \cdot 2 \cdot c + b = \text{Precio}$$

De esta manera obtenemos el beneficio máximo de la unidad en función de los distintos niveles de precios y de la potencia generada

$$\text{Beneficio} = (\text{potencia} \cdot 2 \cdot c + b) \cdot \text{potencia} - (a + b \cdot \text{potencia} + c \cdot \text{potencia}^2)$$

$$\text{Beneficio Máximo} = \text{potencia}^2 \cdot c - a$$

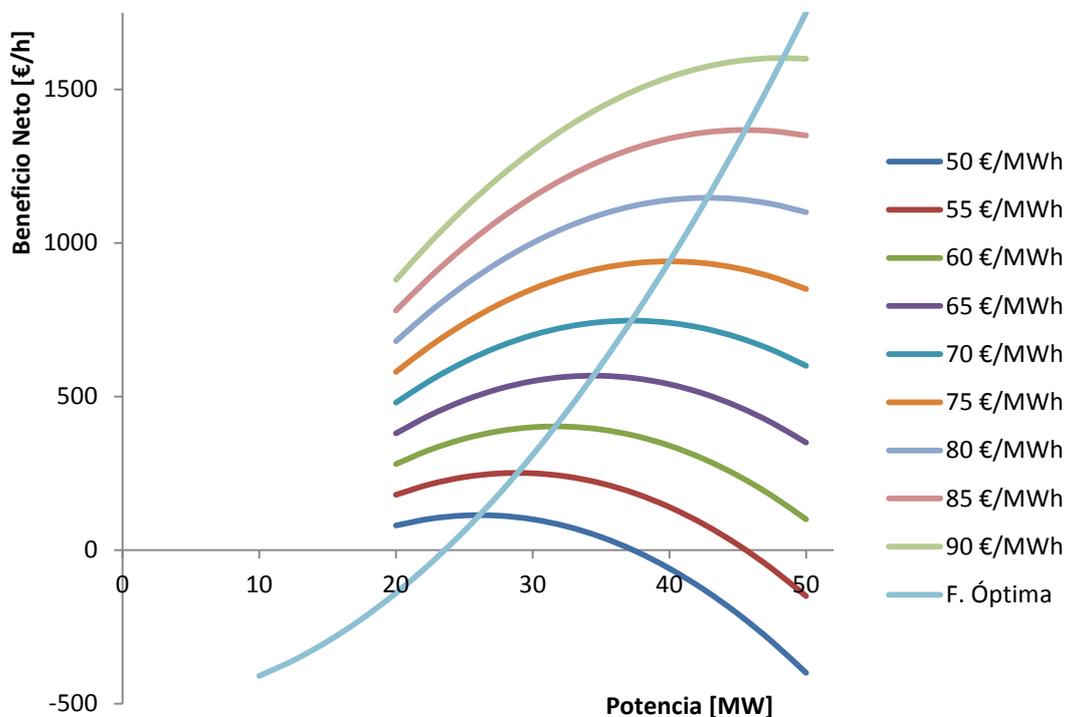


Figura 29 Función beneficio máximo

Se puede observar también que a pesar de que el máximo sea un único punto para cada precio, el beneficio en un rango aproximadamente de ± 7.5 MW no varía prácticamente nada.

La condición que deben cumplir precio y potencia para que el beneficio sea máximo es:

$$potencia = \frac{Precio - b}{2 \cdot c}$$

6.4.4. Precio y potencia de operación de la unidad de Arranque Rápido

Una vez establecido los puntos en los que debe operar la unidad para cada precio en el Mercado Diario, se va a analizar los puntos en los que de verdad opera.

A continuación se muestra una gráfica en la que se muestran todos los puntos en los que la unidad de arranque rápido ha casado potencia en el Mercado Diario, con los respectivos precios a los que ha casado esta potencia.

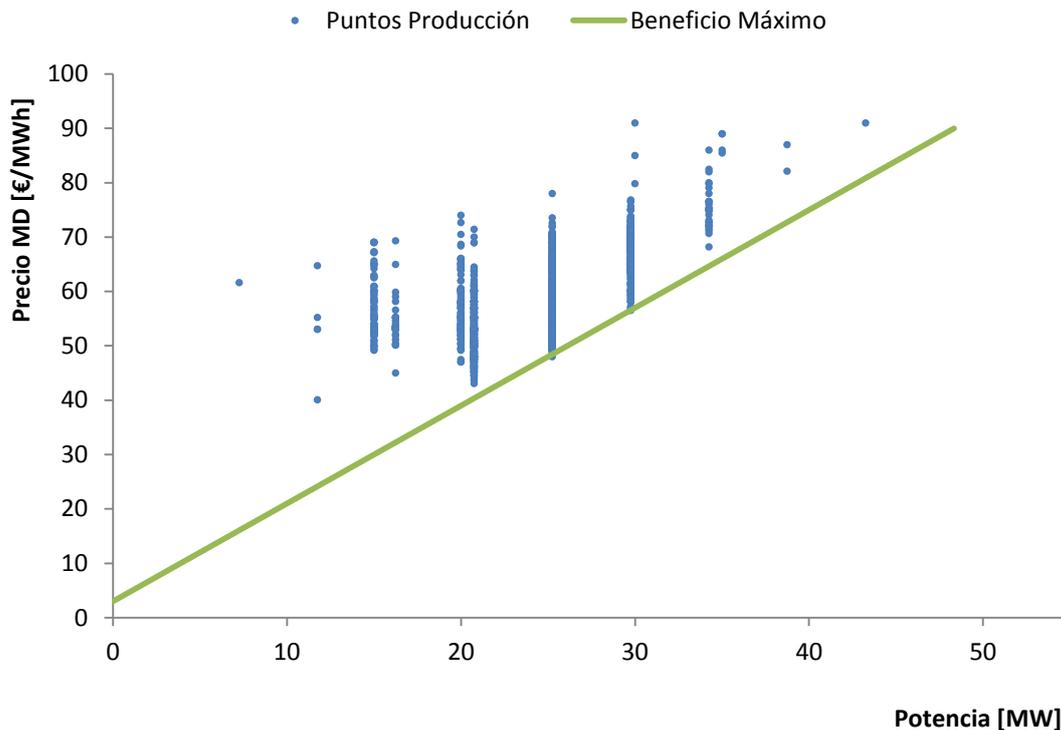


Figura 30 Puntos de operación de la unidad de Arranque Rápido en cuanto a potencia casada y a qué precio de Mercado Diario

En la Figura 30, se presenta todos los puntos de operación de la unidad de arranque rápido, representados junto con la condición de máximo beneficio.

Los puntos de operación en los que la función opera aparentemente no siguen la tendencia de máximo beneficio, pero como el beneficio apenas varía en un

rango de ± 7.5 MW, en realidad lo que se está dejando de ganar es un porcentaje muy pequeño.

Los puntos de operación distintos de la condición de beneficio máximo están justificados debido a que existen muchos periodos en los que la situación ideal sería que la potencia aumentara para así aumentar el beneficio pero esto no es posible ya que la diferencia entre el precio del Mercado Diario y el de Banda Secundaria en los siguientes periodos va a disminuir, y existen otras restricciones técnicas que se deben cumplir, rampas de subida y bajada, y por encima de todo maximizar el beneficio global de Mercado diario y Mercado Secundaria no únicamente del Mercado Diario.

También, influye la tolerancia de optimización, ya que si se fija demasiado pequeña el tiempo de optimización se dispara no obteniendo una buena relación en la tiempo de la optimización-afinidad de los resultados.

Para comprobar la uniformidad de los datos se ha llevado a cabo un análisis estadístico. Se ha realizado un análisis de regresión y se ha obtenido la curva de regresión cuadrática que se adapta más a los datos.

Curva de regresión ajustada

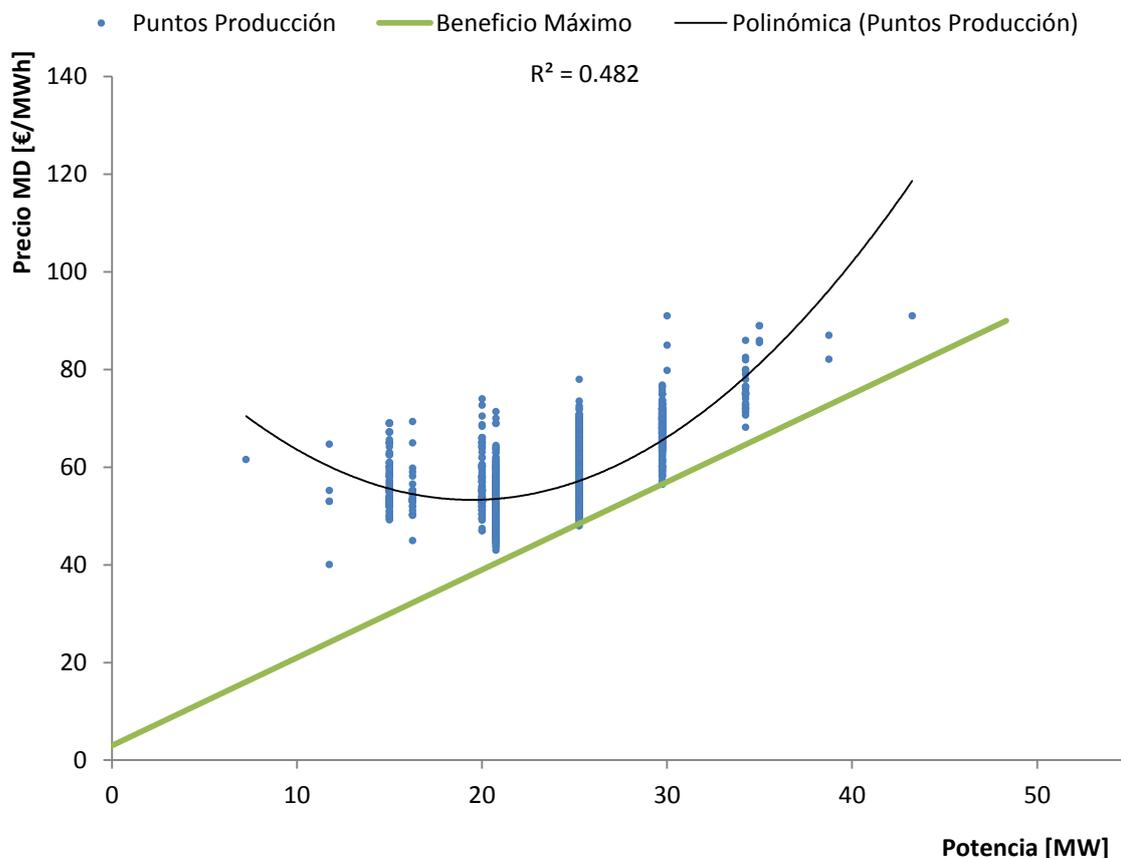


Figura 31 Regresión lineal de los puntos de operación en el Mercado Diario

La curva de regresión obtenida ha sido

$$\text{Precio} = 0.1153 \cdot \text{pot}^2 - 4.4828 \cdot \text{pot} + 96.903$$

En la Figura 31 se ha representado la curva de regresión de todos los datos en comparación con la recta que es condición de beneficio máximo para cada precio en el Mercado Diario. Se observa que existe cierta diferencia con respecto a la recta que impone la condición de beneficio máximo posible.

Inmediatamente, se ha sustituido la recta de regresión obtenida en la ecuación de beneficio de la unidad de arranque rápido para poder comparar y cuantificar cuánto se deja de ganar por este comportamiento no óptimo en cuanto al beneficio de Mercado Diario de la unidad obligada por los precios del Mercado Diario y Banda Secundaria.

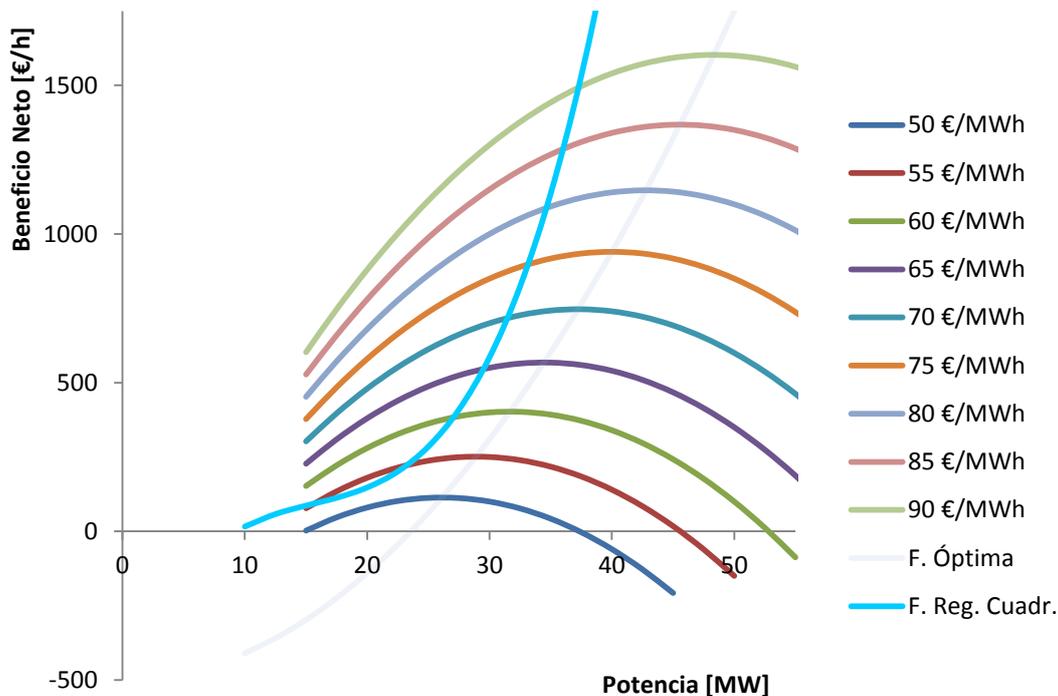


Figura 32 Curva de beneficios con recta de regresión lineal

En la Figura 32 se expone a modo de comparativa la curva real de beneficios obtenida, junto con la aproximación de la regresión cuadrática. Se observa que existen dos situaciones

- Precios en los que el beneficio óptimo difiere en menos de un 10% del beneficio real (55-80 €/MWh).
- Precios en los que el beneficio óptimo es superior al 10% del beneficio real (45-50 €/MWh y 85-100 €/MWh).

En los precios centrales (55-80 €/MWh) la diferencia es mínima y por tanto el beneficio es prácticamente el máximo posible teórico, sin embargo en los precios extremos la diferencia es un poco más pronunciada.

Ahora, se va a cuantificar cuál es el volumen de horas en las que la unidad está teniendo un beneficio inferior al óptimo en el Mercado Diario debido a la maximización del beneficio total. Estas horas son en las que el precio está entre 45-50 €/MWh y 80-100 €/MWh.

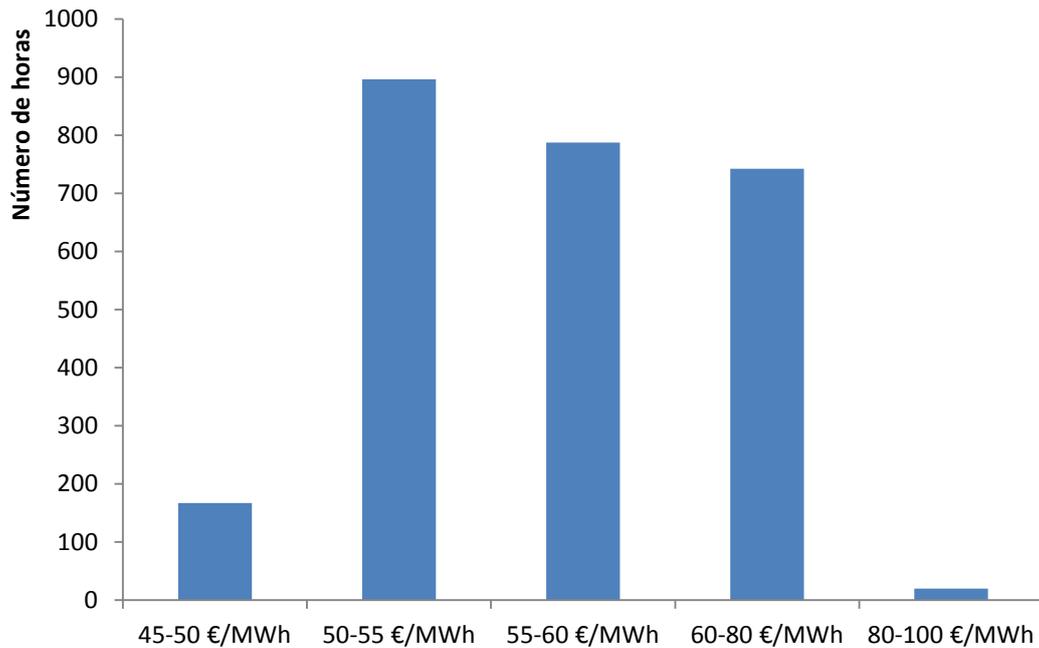


Figura 33 Número de horas de operación en función del precio del Mercado Diario

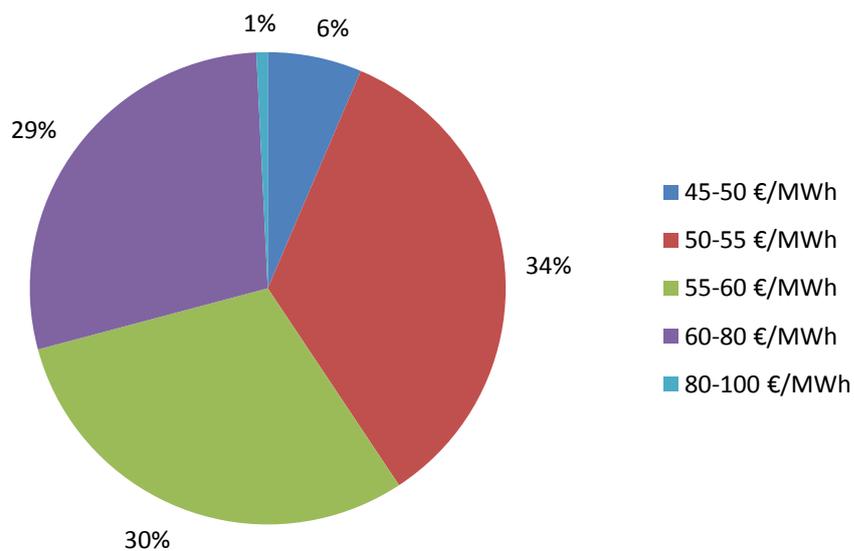


Figura 34 Porcentaje de horas de funcionamiento por precios

Como se puede observar en la Figura 33 y Figura 34, en las que se expone la distribución de las horas de operación en función de los precios.

Como podemos observar en la Figura 33 y Figura 34 las horas con un mayor porcentaje de operación están entre 50-80 €/MWh que acumula un 93% de las horas de operación, como se puede ver en la Figura 32, la pérdida de beneficio es mínima y se estima en un valor menor al 10%

Por otra parte, se encuentra el bloque de 45-50 €/MWh y 80-100 €/MWh que es mínimo ya que sólo representa un 7% del total de horas de operación y la pérdida de beneficio en este bloque se estima en un 20-50%, pero debido a que la operación en estas horas es del 7%, la pérdida total es mínima.

6.4.5. Horas de operación en el Mercado Diario

En este apartado se va a analizar durante qué horas del día funciona mayoritariamente la unidad de Arranque Rápido.

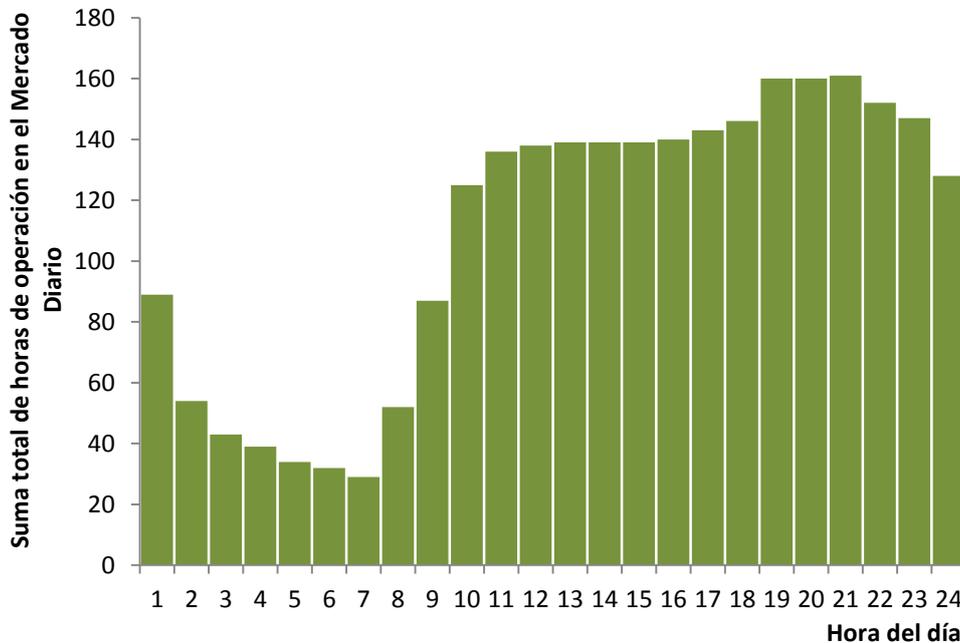


Figura 35 Horas de operación en función de las horas del día del año 2011

En la Figura 28, se representa de manera acumulada a lo largo de todo el año las horas del día en las que la unidad de Arranque Rápido ha casado potencia en el Mercado Diario. Se puede observar que principalmente casa potencia durante las horas centrales y finales del día que es cuando coincide con el precio en alza del Mercado Diario. Durante las horas nocturnas apenas casa potencia en comparación con las horas punta.

Durante las horas nocturnas (1-8 horas) únicamente se casa el 14% de la potencia total casada, mientras que durante el resto del día 9-24h se casa el 86% restante.

Debido a que apenas se casa potencia en el Mercado Diario por la noche más adelante estudiará la no operación de la unidad durante estas horas del día, pudiendo así evitar los costes de operación de ingenieros y técnicos durante el turno nocturno que es el más costoso de todos.

A continuación se va a proceder a mostrar el comportamiento de las horas de operación desglosadas mensualmente para confirmar que esta tendencia de operación se produce en todos los meses.

Universidad Pontificia Comillas
Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI

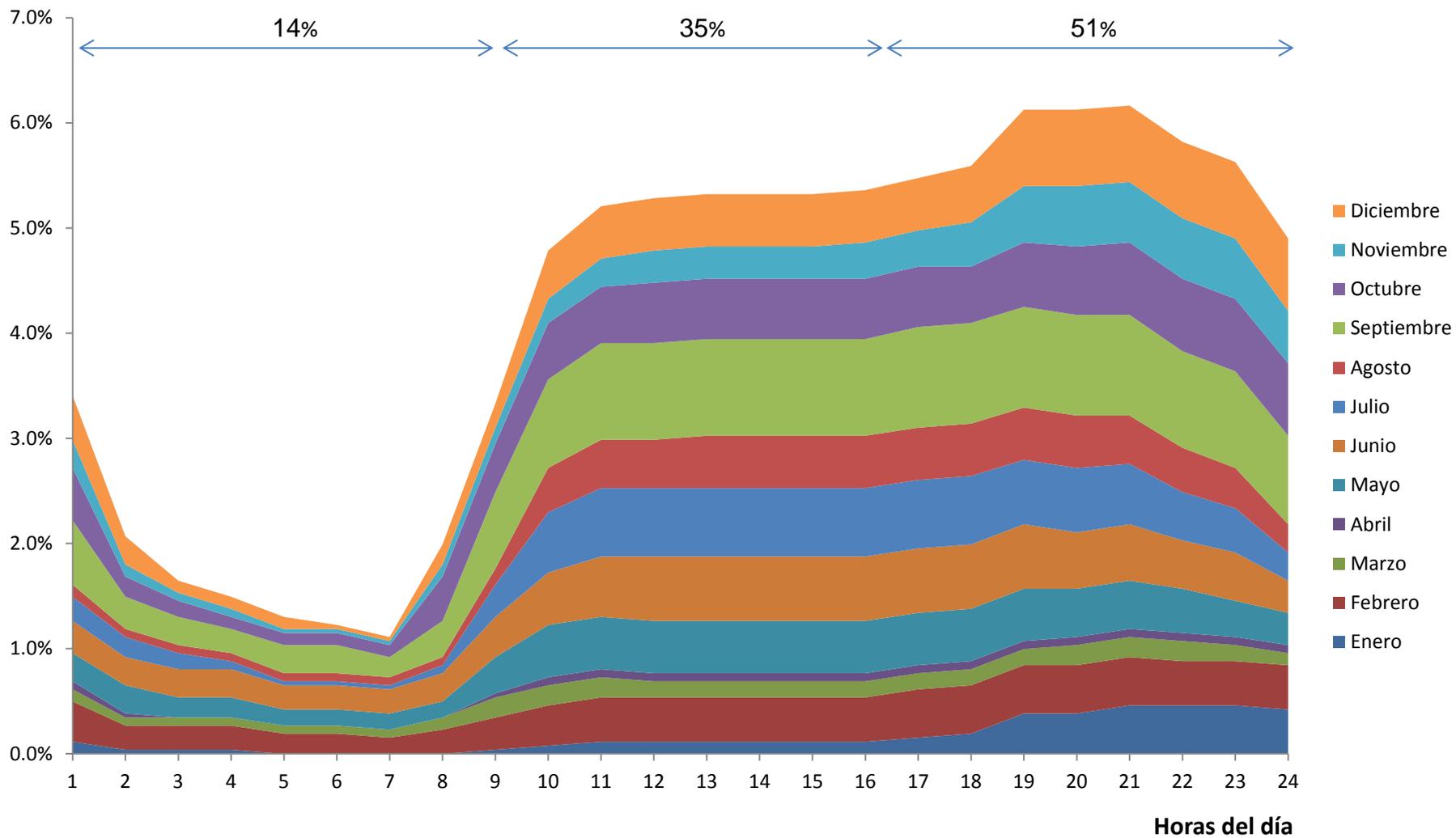


Figura 36 Agregado del porcentaje de horas en funcionamiento de la unidad de Arranque Rápido en el Mercado Diario

El porcentaje calculado es el sumatorio del número de veces que la unidad está funcionando en la hora correspondiente a lo largo del mes, respecto al número total de horas que la unidad de arranque rápido ha operado en el año 2011.

$$\% = \frac{\sum_{\text{días del mes}} \text{Operación en la hora } X}{\text{Número total de horas de operación en el año 2011}}$$

En la Figura 36, se ha expuesto el agregado del porcentaje de todos los meses del año en función de las horas del día. Como se puede observar, se confirma que el comportamiento expuesto anteriormente de producción máxima en las horas finales del día, se produce en todos y cada uno de los meses.

El grueso de producción de energía en el Mercado Diario se produce en el tercio final del día, 16-24h, en este intervalo del día se casa el 51% de la potencia. Se puede deducir que existe una fuerte relación entre la diferencia de precios en el Mercado Diario y en el Mercado Secundario con la potencia casada en el Mercado diario a nivel global. De esta manera, en el siguiente apartado se va a evaluar esta relación.

Por otra parte, en los meses centrales del año, más calurosos, como el pico de diferencia de precio entre los dos mercados se produce en las horas centrales del día, 13-17 horas, la contribución durante estas horas también es considerable.

6.4.6. Relación de la potencia casada en el Mercado Diario con la diferencia de precio entre Mercado Diario y Banda Secundaria

En esta sección se compara la potencia casada en el Mercado de Energía con la diferencia de precios medios mensuales de Mercado Diario y de Banda Secundaria y posteriormente con la diferencia de precios medios entre las 19 y 24 horas también entre los dos mercados.

6.4.6.1. Relación de potencia en el Mercado Diario con diferencia de precios medios mensuales

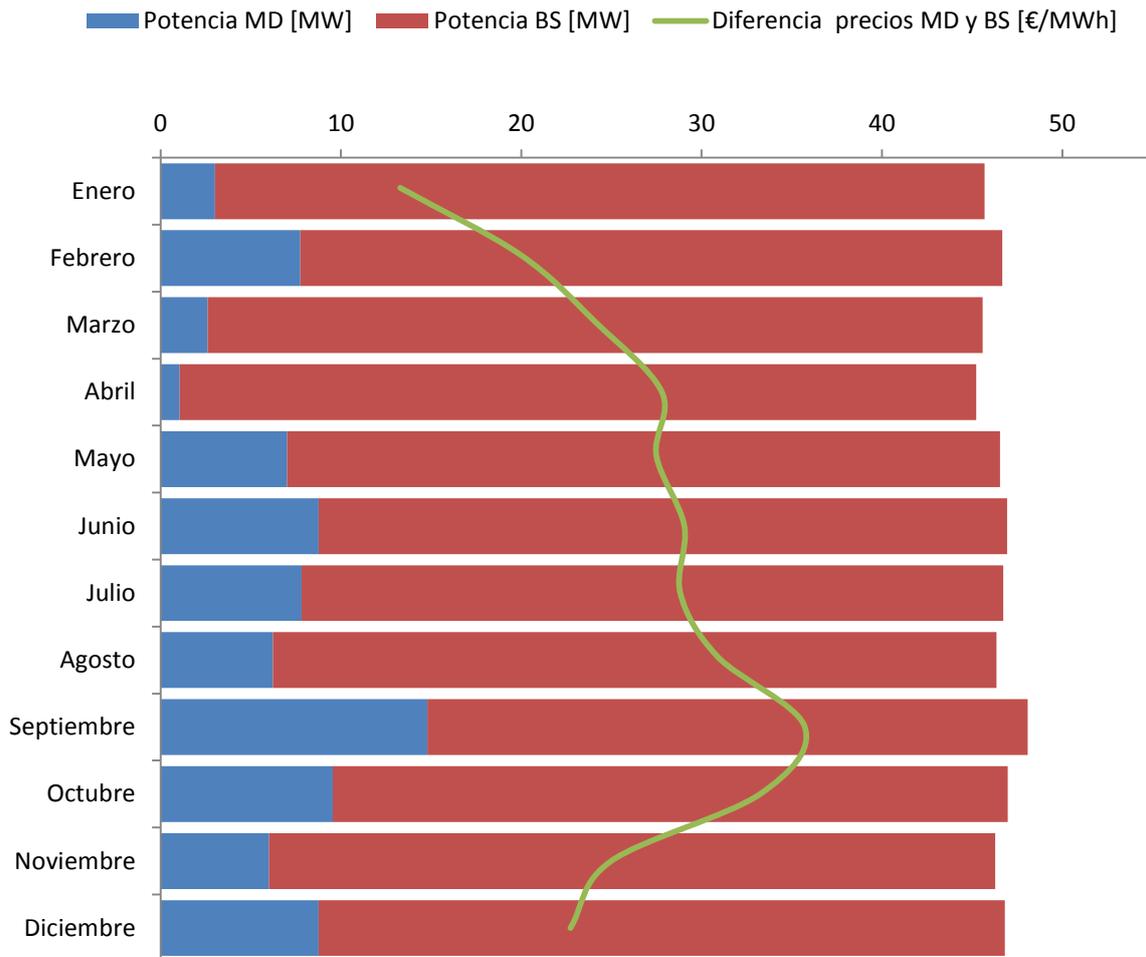


Figura 37 Potencia media horaria casada en el Mercado Diario y Banda Secundaria en comparación con la diferencia de precios medios mensuales de Mercado diario y de Banda Secundaria en el año 2011

En la Figura 37 se puede observar la potencia media horaria casada en el Mercado Diario y ofrecida en la Banda Secundaria desglosado mensualmente y todo ello comparado con la diferencia de precios medios entre el Mercado Diario y la Banda Secundaria.

Se puede observar que la diferencia entre los precios de ambos mercados tiene una relación directa con la potencia casada en el Mercado Diario, cuanto mayor sea esta diferencia más potencia se casará en el Mercado Diario. Esto

se produce debido a que, como se explicó en la sección anterior, la condición que se tiene que producir para casar potencia en el Mercado Diario es que la diferencia de precios entre estos dos Mercados sea mayor que el coste de generación, lo que implica que el beneficio del Mercado Diario será mayor que el beneficio del Mercado de Banda Secundaria.

Llama la atención en la Figura 37, los meses de Abril y Marzo, ya que a pesar de que la diferencia de precios sigue aumentando con respecto a Febrero, la potencia media casada en el Mercado diario disminuye. Esto se produce debido a que, como se va a demostrar a continuación, cuando más se energía se casa en el Mercado Diario es a últimas horas del día, sobre la franja horaria 19-24 horas. En estos dos meses la diferencia de precios medios de ambos mercados durante el periodo 19-21h disminuye, como se muestra en la Figura 38. En la Figura 38 se expone la diferencia de precios de los dos mercados, de energía diario y de banda secundaria, a lo largo del día durante los meses de Febrero, Marzo y Abril.

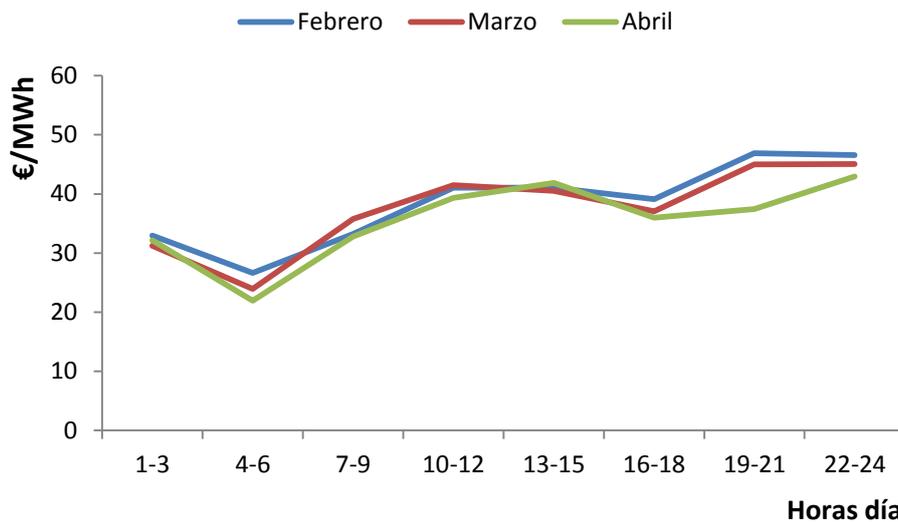


Figura 38 Diferencia de precios medios a lo largo del día de los meses Febrero, Marzo y Abril del año 2011

Debido a que existe una fuerte relación entre los precios de las últimas horas del día y la potencia casada en el Mercado Diario, se va a relacionar la diferencia media de precio entre las 19-21 horas, potencia casada en el Mercado Diario y potencia ofrecida en banda en el siguiente apartado:

6.4.6.2. Relación de potencia en el Mercado Diario con diferencia de precio medio en las horas 19-21.

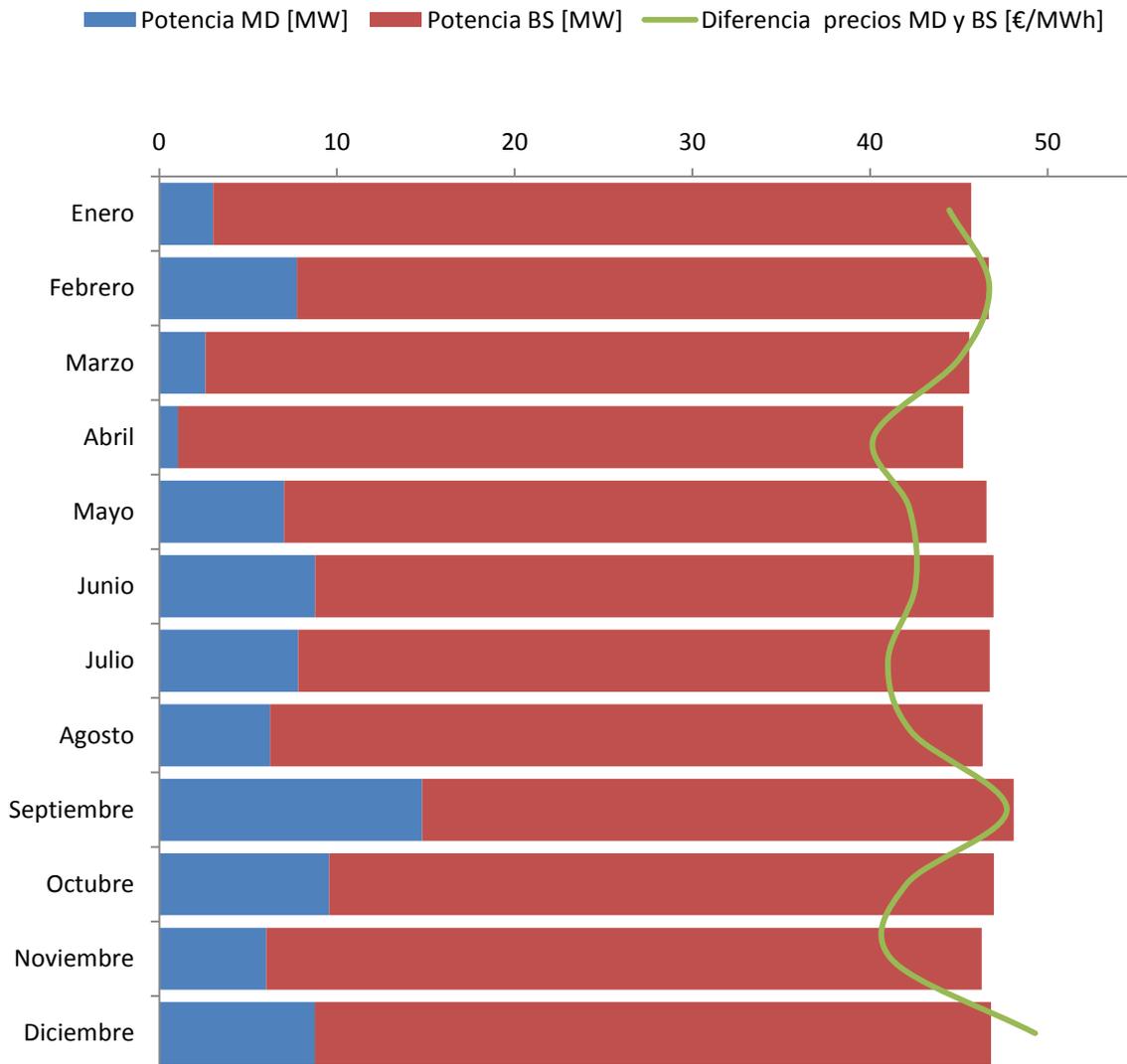


Figura 39 Potencia media horaria casada en el Mercado Diario y Banda Secundaria en comparación con la diferencia de precios de Mercado diario y de Banda Secundaria en la franja horario 19-24 h en el año 2011.

Como se puede observar en la Figura 39, debido a que cuando se casa potencia en el Mercado Diario es en los picos de precios y estos picos se producen prácticamente siempre en la franja horaria 19-24 horas, la relación entre la potencia casada en el Mercado Diario y la diferencia de precios entre los dos mercados en esta franja del día es mucho más directa, y cuando esta diferencia disminuye la potencia casada disminuye y cuando esta diferencia aumenta, la potencia casada también aumenta.

6.5. Análisis de la influencia de los diferentes costes de generación, de precios de Mercado Diario y Banda Secundaria en los beneficios económicos de la unidad de Arranque Rápido

En esta sección se va a elaborar un análisis de sensibilidad los años 2008-2013, con las distintas funciones de costes expuestas anteriormente.

Aquí se vuelven a exponer las tres funciones de costes elegidas:

Función 1:

$$\text{Costes} = 500 + 3 \cdot \text{potencia} + 0.9 \cdot \text{potencia}^2$$

Función 2

$$\text{Costes} = 350 + 12.5 \cdot \text{potencia} + \text{potencia}^2$$

Función 3

$$\text{Costes} = 450 + 20 \cdot \text{potencia} + 0.9 \cdot \text{potencia}^2$$

En la siguiente tabla se expone de manera aproximada los costes medios de las tres funciones

	Costes Medios [€/MWh]
Función 1	45-50
Función 2	50-60
Función 3	60-70

Tabla 24 Coste medio de un MWh de las funciones de generación

En concreto, en esta sección se llevará a cabo:

- Análisis extensivo de los beneficios de la unidad de Arranque Rápido en función de todas las posibilidades en los niveles de precios de Mercado Diario y de Banda Secundaria (Bajo, Medio, Alto) comparando también con las tres funciones de costes elegidas. Se expondrá en la sección 6.5.1
- Mejora del beneficio total de la unidad de Arranque Rápido por la participación en el Mercado Diario. Esto se expondrá en la sección 6.5.2
- Precios de entrada al Mercado Diario para cada función de costes, detallado en la sección 6.5.3
- Precios de salida del Mercado Diario para cada función de costes, siendo desarrollado en la sección 6.5.4
- Las horas de operación en el Mercado Diario a lo largo del día, que aparecen la sección 6.5.5

6.5.1. Análisis de los beneficios económicos en función del precio de Mercado Diario y de Banda Secundaria

En esta sección se va a presentar los beneficios económicos obtenidos por la unidad de Arranque Rápido en función de los precios de Mercado Diario y de Banda Secundaria, analizando también la influencia de los costes de generación (funciones 1, 2 y 3) en el beneficio y participación en el Mercado Diario.

Para caracterizar los distintos tipos de años se van a representar todos los posibles escenarios que se pueden dar en función de los distintos niveles de precios que se pueden dar en el Mercado Diario y de Banda Secundaria

BB	MB	AB
BM	MM	AM
BA	MA	AA

Tabla 25 Posibles combinaciones posibles de precios de Mercado Diario y Banda Secundaria

En la Tabla 25, se exponen todas las posibilidades de los precios de Mercado Diario y Banda Secundaria. En cada celda de la tabla existen dos letras, la primera hace referencia al Mercado Diario mientras que la segunda hace referencia al precio de la Banda Secundaria.

A continuación como recordatorio se vuelve a mostrar la caracterización de los distintos años en función del precio del Mercado Diario y de la Banda Secundaria:

	Año 2008	Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2012	Año 2013
MD (€/MWh)	64.44	36.97	36.95	49.91	47.25	44.19
BS (€/MW)	18.23	12.01	15.00	16.02	28.36	29.36

Tabla 26 Precios medios anuales de los años 2008-2011

Se establece así, los niveles de precios tanto en el Mercado Diario como Secundario:

- Mercado Diario:
 - Precios altos: >55€
 - Precios medios: 40-55€
 - Precios bajos: <40€
- Mercado de Banda Secundaria
 - Precios altos: >25 €
 - Precios medios: 16-25€
 - Precios bajos: <15€

Año 2008	AM
Año 2009	BB
Año 2010	BB
Año 2011	MM
Año 2012	MA
Año 2013	MA

Tabla 27 Clasificación de los años 2008-2013

BB 2009,2010	MB	AB
BM	MM 2011	AM 2008
BA	MA 2012,2013	AA

Tabla 28 Caracterización de los años 2008-2013

En la Tabla 28 se han caracterizado los tipos de años entre los años de los que se dispone 2008-2013. En cuanto los demás tipos de años, BM, BA, MB, AB y AA, de los cuales no se tiene información, se explicará más adelante como se ha llevado a cabo la caracterización de los mismos.

El estudio de todos los posibles escenarios se ha llevado a cabo de la siguiente manera, en cada bloque se ha mantenido fijo el nivel de precios del Mercado Diario y se ha estudiado el comportamiento de los beneficios variando el nivel de precios de la Banda Secundaria y de los costes de generación

De tal manera que la estructura es la siguiente:

- Años con precio de Mercado Diario bajo
- Años con precio de Mercado Diario medio
- Años con precio de Mercado Diario alto

6.5.1.1. Años con precio de Mercado Diario bajo (~37 €/MWh)

Se va a comenzar el análisis de los distintos tipos de año con los años BB, precio de Mercado Diario bajo y precio de Banda Secundaria también bajo. Se va a exponer primero los beneficios obtenidos en el Mercado Diario y posteriormente los beneficios obtenidos en la Banda Secundaria.

A continuación se exponen los beneficios obtenidos en el Mercado Diario

Beneficio MD [K€]	Función 1	Función 2	Función 3
Año 2009	89.48	32.10	0.00
Año 2010	124.22	44.68	7.76

Tabla 29 Beneficios obtenidos en el Mercado Diario para los años tipo BB

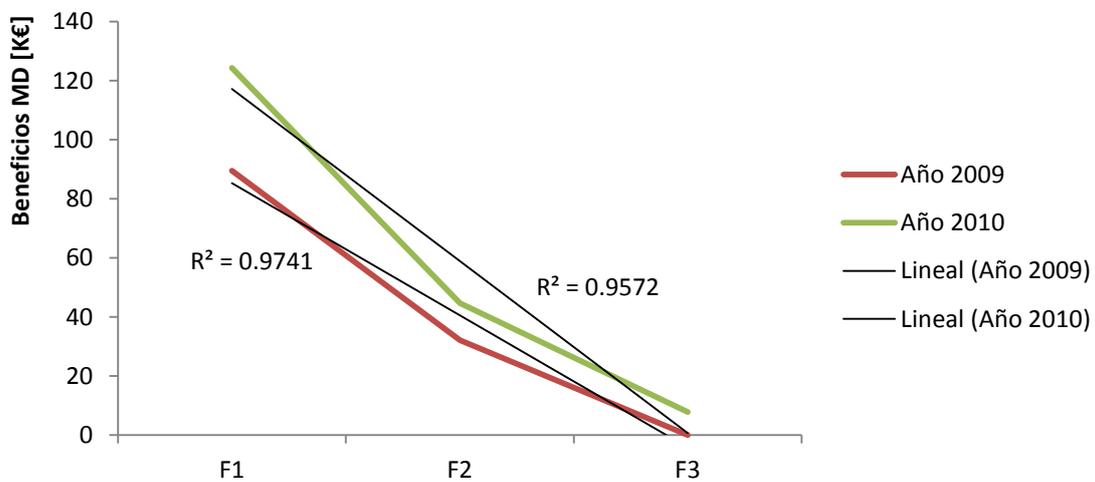


Figura 40 Beneficios MD en función de las distintas funciones junto con aproximación lineal

En la Figura 40 se representa los beneficios obtenidos de los años 2009 y 2010 en el Mercado Diario. Se ha trazado las líneas de tendencia lineales para los dos años, 2008 y 2009.

Para unidades de Arranque Rápido con costes de generación medios superiores a 60 €/MWh la potencia casada en el Mercado es literalmente nula. Los potenciales beneficios en los años de tipo BB son menores de 120 K€ y en consecuencia van a ser ínfimos en comparación con el beneficio de la Banda Secundaria como se va a mostrar a continuación.

Beneficio BS [M€]	Función 1	Función 2	Función 3
Año 2009	4.64	4.68	4.70
Año 2010	5.82	5.88	5.90

Tabla 30 Beneficios obtenidos en el Mercado de Banda Secundaria para los años tipo BB

Como se confirma en la Tabla 30, los beneficios obtenidos en el Mercado Diario para los años BB son mínimos en comparación con el beneficio obtenido en la Banda Secundaria.

En la siguiente tabla se expone el beneficio total obtenido por la unidad de Arranque Rápido.

Beneficio Total [M€]	Función 1	Función 2	Función 3
Año 2009	4.73	4.71	4.70
Año 2010	5.95	5.92	5.91

Tabla 31 Beneficios totales obtenidos para los años tipo BB

El beneficio en un mismo año apenas se ve modificado ya que no se casa prácticamente potencia en el Mercado Diario. Para confirmar este hecho se va a presentar la aportación del Mercado Diario al beneficio total en los años tipo BB en forma porcentual.

Aportación MD	Función 1	Función 2	Función 3	Promedio
Año 2009	0.64%	0.18%	0.00%	0.27%
Año 2010	0.75%	0.31%	0.07%	0.38%
				0.32%

Tabla 32 Aportación MD al beneficio total en años tipo BB

Como se puede apreciar en la Tabla 32 la lo que representa el Mercado Diario es en todos los casos menor al 1%, y por tanto no representativo este beneficio en el cómputo global.

En este apartado se ha expuesto lo que sucede con los tipos de años BB, y como se ha demostrado que la aportación del Mercado Diario es prácticamente nula, podemos también afirmar que el comportamiento de los tipos de años BM y BA va a ser igual que los tipos de años BB ya que lo que está variando es el precio de la Banda Secundaria, y está aumentando, por tanto la participación en el Mercado Diario será nula y se casará toda la potencia en banda.

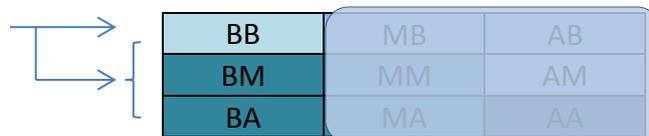


Tabla 33 Años con precio bajo de Mercado Diario

Como conclusión, en años con precio medio de Mercado Diario bajo, la aportación del Mercado Diario es nula, siendo la totalidad del beneficio de la unidad de Arranque Rápido de la Banda Secundaria.

6.5.1.2. Años con precio de Mercado Diario medio (~45 €/MWh)

Como se ha expuesto en la introducción, ahora se va a analizar el comportamiento del beneficio de los años con precio de Mercado Diario medio y precio de Banda Secundaria variable.

BB	MB	AB
BM	MM	AM
BA	MA	AA

Tabla 34 Años con precio medio de Mercado Diario

Si se recuerda, no existe ningún año entre los optimizados que tenga un precio medio de Mercado Diario y un precio bajo de Banda Secundaria, tipo de año MB

Año 2008	AM	
Año 2009	BB	
Año 2010	BB	
Año 2011	MM	←
Año 2012	MA	←
Año 2013	MA	

Tabla 35 Clasificación de los años 2008-2013

Entonces, para poder evaluar completamente estos tres escenarios se ha “creado” un año con estas características. Se ha cogido los precios de Mercado Diario del año 2012 junto con los precios de Banda Secundaria del año 2009 y se ha optimizado este escenario.

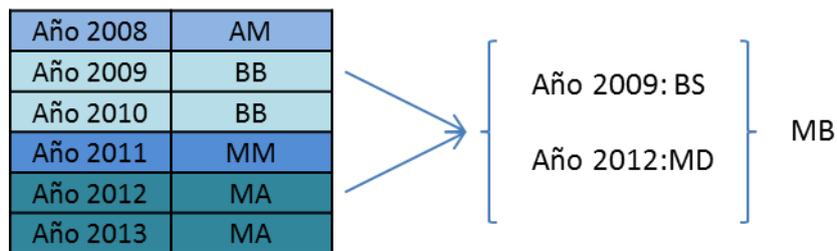


Figura 41 Caracterización año tipo MB

En la Figura 41 se ha mostrado de forma gráfica el proceso seguido para la caracterización de un año tipo MB

Se ha estructurado el apartado en dos partes:

- Beneficios económicos en años con precio medio de Banda Secundaria
- Participación en cuanto a beneficios en el Mercado Diario en años con precio medio de Mercado Diario

Beneficios económicos totales en años con precio medio de Mercado Diario (~45 €/MWh)

Se va a presentar los beneficios económicos obtenidos por la unidad de Arranque Rápido con precio de Mercado Diario medio y variando el precio de la Banda Secundaria y los costes de generación. Los resultados se exponen según coste ascendente de generación, primero función 1, seguida de la función 2 y finalmente la función 3.

Función 1, precio medio de generación 45-50 €/MWh

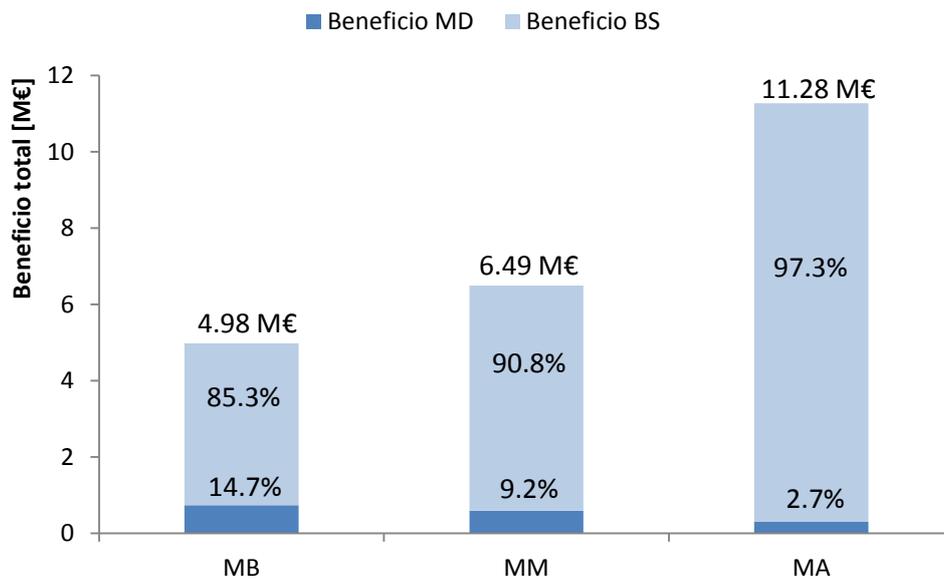


Figura 42 Beneficio total de la función 1

Función 2, precio medio de generación 50-60 €/MWh

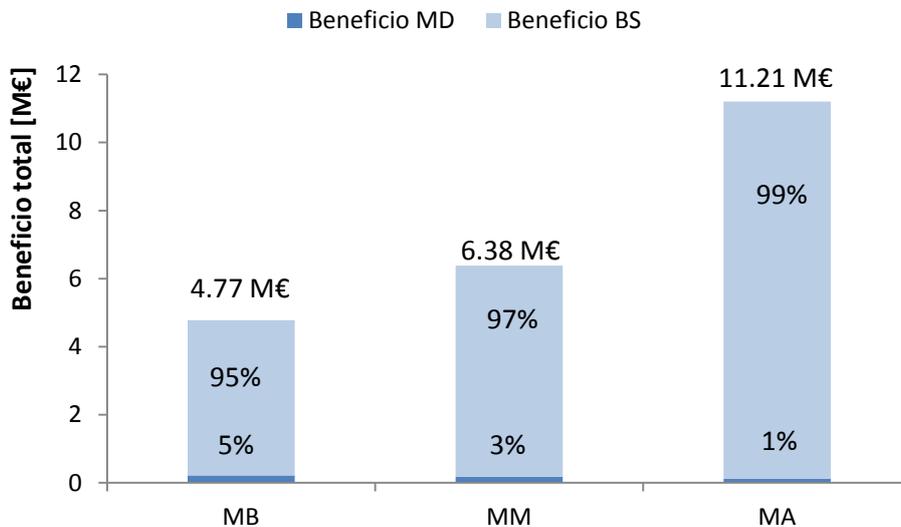


Figura 43 Beneficio total de la función 2

Función 3, coste medio de generación 60-70 €/MWh

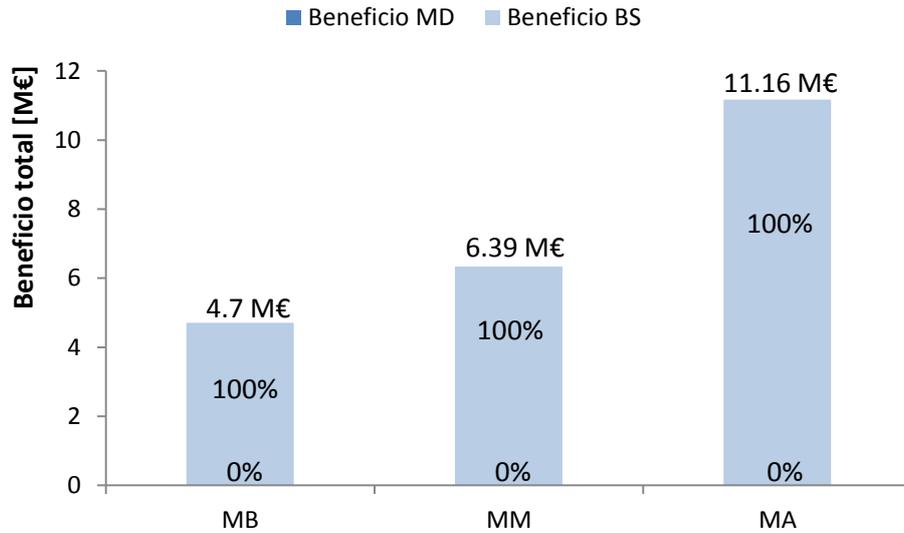


Figura 44 Beneficio total de la función 3

En comparación con los años de precio de Mercado Diario bajo, en los años con precio de Mercado Diario medio, el Mercado Diario representa un porcentaje algo mayor pero siendo porcentajes muy pequeños, todos ellos inferiores al 15%. Cuando el precio de la Banda Secundaria es alto, el Mercado Diario no tiene ninguna opción y no aporta nada a los beneficios económicos de la unidad.

A modo de resumen y se va a agrupar todos los resultados en una tabla:

Beneficio total [M€]	F1	F2	F3
MB	4.98	4.77	4.71
MM	6.49	6.39	6.33
MA	11.28	11.21	11.17

Tabla 36 Beneficio total con precios medios de Mercado Diario

En la Tabla 36 se exponen los beneficios de la unidad en todos los escenarios posibles, variando el precio medio de la Banda Secundaria y los costes de generación de energía de la unidad.

Con flechas se ha indicado el sentido ascendente de los beneficios.

- Con respecto a la flecha horizontal, indica de izquierda a derecha debido a que cuanto menores son los costes de generación mayor será el beneficio obtenido por esa energía ya que el precio del Mercado Diario se mantiene constante.

- En relación a la flecha vertical, el sentido ascendente de beneficio es de arriba abajo debido a que la dependencia del beneficio total del precio de Mercado de Banda secundaria es altísima, representando el Mercado de Banda Secundaria más de un 90% del beneficio total en casi todos los casos.

Se concluye que con precios medios de Mercado Diario la dependencia de la Banda Secundaria sigue siendo total, estando el Mercado Diario relegado a un segundo plano otra vez.

Beneficios en el Mercado Diario en años con precio medio de Mercado Diario.

En este apartado se ha analizado los beneficios y participación de la unidad de Arranque Rápido en el Mercado Diario, con precios de Mercado Diario fijos y de nivel medio (45 €/MWh) variando el precio de la Banda Secundaria.

A continuación se expone los beneficios obtenidos en el Mercado Diario, en función del precio medio de la Banda Secundaria y de los costes de generación representados en la función 1, con costes medios de generación de 45-50 €/MWh, función 2, con costes medios de generación de 50-60 €/MWh y finalmente función 3, con costes medios de generación de 60-70 €/MWh.

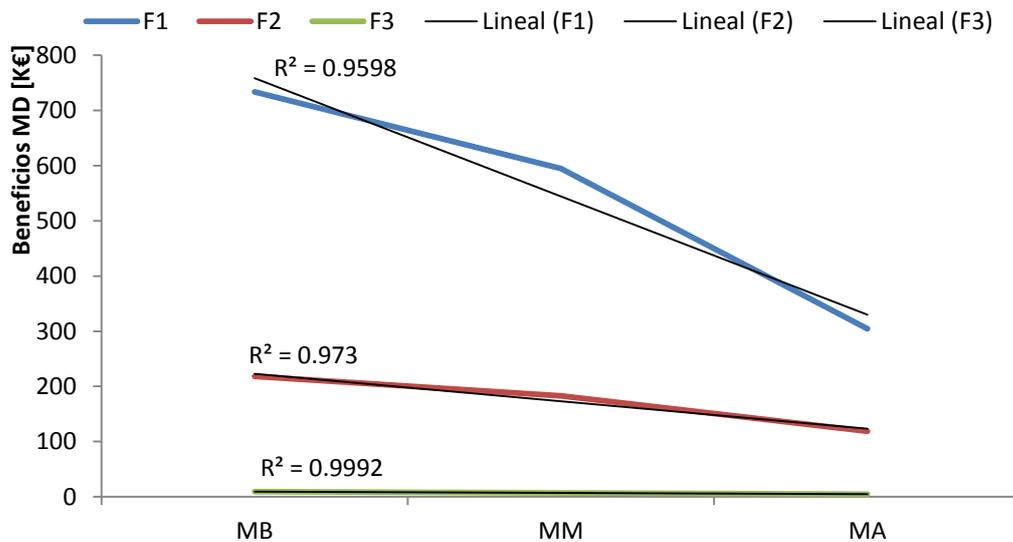


Figura 45 Beneficios obtenidos en el Mercado Diario variando el precio de la Banda Secundaria

Se ha determinado que existe una relación lineal entre el beneficio del Mercado Diario y el precio medio de la banda. Como es natural, a medida que los costes de generación aumentan el beneficio obtenido en el Mercado Diario es menor, debido a que los márgenes se reducen y a que es rentable entrar al Mercado Diario en un menor número de periodos

Se ha obtenido las ecuaciones de estas tres rectas

Función 1, costes medios de generación 45-50 €/MWh

$$\text{Beneficio [K€]} = 1288 - 41 \cdot \text{precioBS}$$

Función 2, costes medios de generación 50-60 €/MWh

$$\text{Beneficio [K€]} = 355 - 10 \cdot \text{precioBS}$$

Función 3. Costes medios de generación 60-70 €/MWh

$$\text{Beneficio [K€]} = 12.9 - 0.29 \cdot \text{precioBS}$$

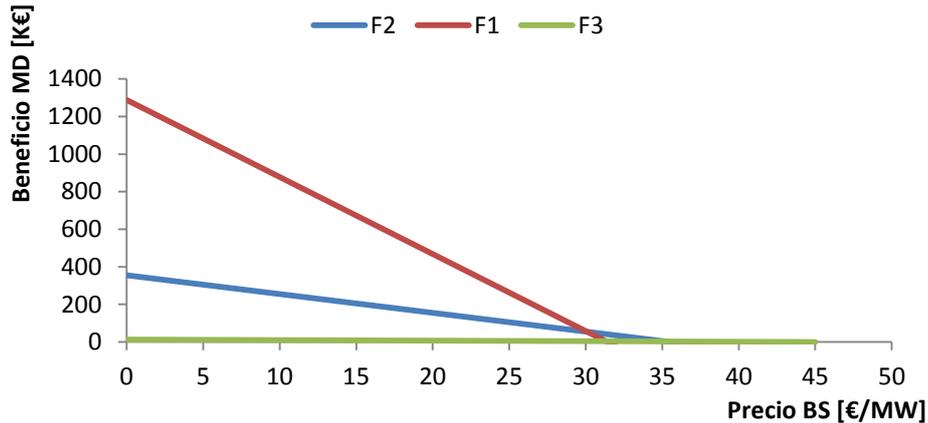


Figura 46 Beneficio del Mercado Diario en función de la Banda Secundaria

Como se puede observar en la Figura 46, para costes de generación superiores a 70€/MWh y con precios del Mercado Diario medios, que es el caso que se está analizando, la unidad no casa potencia en este Mercado. Partiendo de esta premisa, se puede deducir que existe cierta relación entre las pendientes de las rectas obtenidas y además las tres van a concurrir aproximadamente al mismo nivel de precios, 30-35 €/MW en el Mercado de Banda Secundaria.

Por tanto, se va a analizar la relación existente entre la pendiente de las rectas anteriores y el nivel de costes de generación de la unidad de Arranque.

Se ha graficado en el eje x los costes de generación de la unidad de Arranque Rápido y en el eje y el cociente entre la pendiente de las anteriores rectas con respecto a los distintos niveles de precios de generación. La condición para poder utilizar esta proyección que se está elaborando es que los costes de generación debe ser menores que 70 €/MWh y mayores que 40 €/MWh.

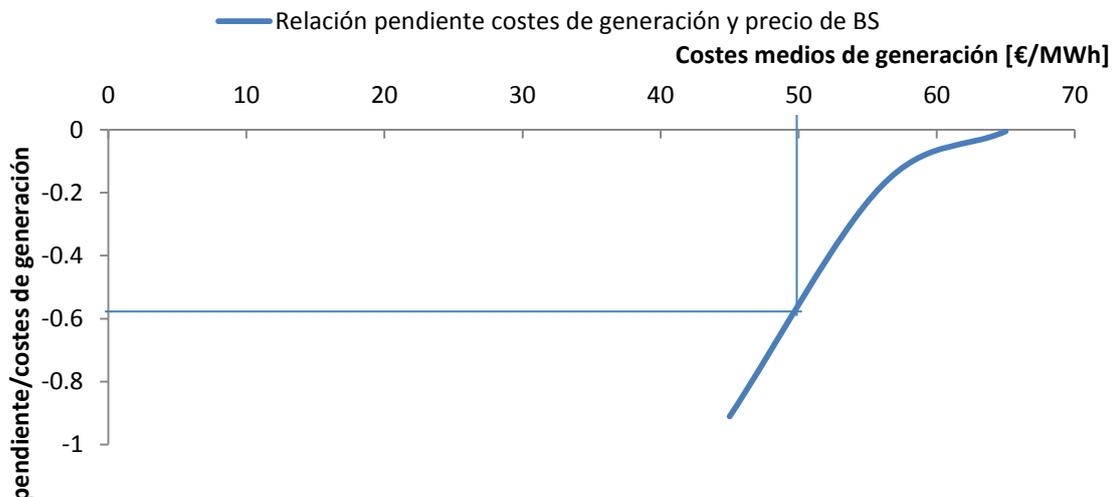


Figura 47 Relación entre la pendiente del Beneficio en el MD y los costes de generación

En la Figura 47 aparece la relación entre los costes de generación y el cociente pendiente/costes de generación.

Va a efectuarse un ejemplo, se entra con los costes de generación y se obtiene la relación mencionada. Para unos costes de generación 50 €, se obtiene un cociente de -0.55. Con ello, la pendiente de la recta es.

$$Pendiente = -0.55 \cdot 50 = -27.5$$

Y como se conoce un punto que es el de beneficio del Mercado Diario 0, se obtiene la ecuación que nos relaciona precio de Banda Secundaria con Beneficio de Mercado Diario para un nivel de precios medio del Mercado Diario

$$Beneficio = 0, Precio BS = 32.5$$

Por tanto la ecuación a la que se llega es

$$Beneficio = -27.5 \cdot precioBS + 893.75$$

Comparándola con las proyecciones realizadas inicialmente obtenemos:

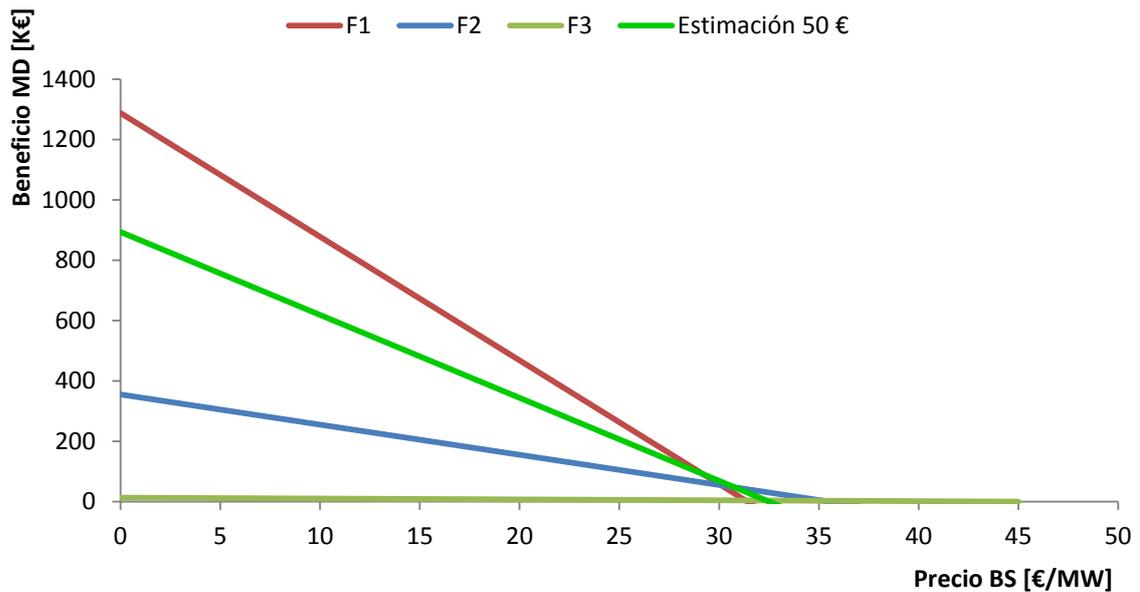


Figura 48 Comparativa de la ecuación calculada con las obtenidas de la optimización

Como se puede ver en la Figura 48, la ecuación calculada refleja de una forma muy aproximada el comportamiento de la unidad en el Mercado Diario.

6.5.1.3. Años con precio de Mercado Diario alto (~65 €/MWh)

Finalmente, se va a analizar los años con precio alto de Mercado Diario y precio variable de Banda Secundaria.

BB	MB	AB
BM	MM	AM
BA	MA	AA

Tabla 37 Años con precio medio de Mercado Diario

De nuevo, como en el apartado anterior, sólo un año entre 2008 y 2013 corresponde con los escenarios que se van a analizar.

Año 2008	AM	←
Año 2009	BB	
Año 2010	BB	
Año 2011	MM	
Año 2012	MA	
Año 2013	MA	

Tabla 38 Clasificación de los años 2008-2013

Por tanto, se ha tenido que “elaborar” este tipo de escenarios:

- Año tipo AB: se ha tomado los precios del año 2008 del Mercado Diario y los precios de la Banda Secundaria del año 2009, formando así el tipo de año AB.

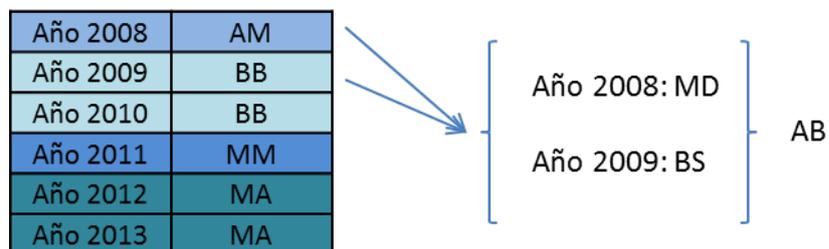


Figura 49 Caracterización año tipo MB

- Año tipo AA: se ha cogido el año 2008 como referencia para el Mercado Diario y el año 2013 como base para los precios de la Banda Secundaria.

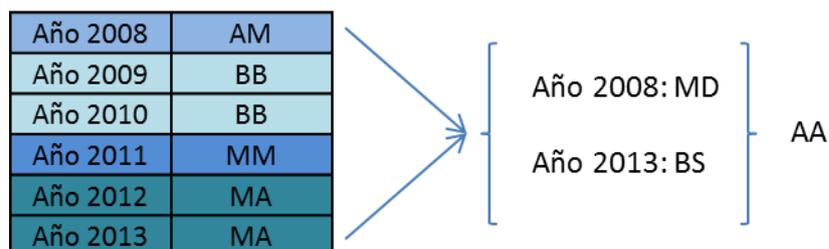


Figura 50 Caracterización año tipo MB

Beneficio económicos totales en años con precios de Mercado Diario altos (~65 €/MWh)

Se va a presentar los beneficios económicos obtenidos por la unidad de Arranque Rápido con precio de Mercado Diario alto variando el precio de la Banda Secundaria y los costes de generación. Los resultados se exponen según coste ascendente de generación, primero función 1, seguida de la función 2 y finalmente la función 3.

Función 1, precio medio de generación 45-50 €/MWh

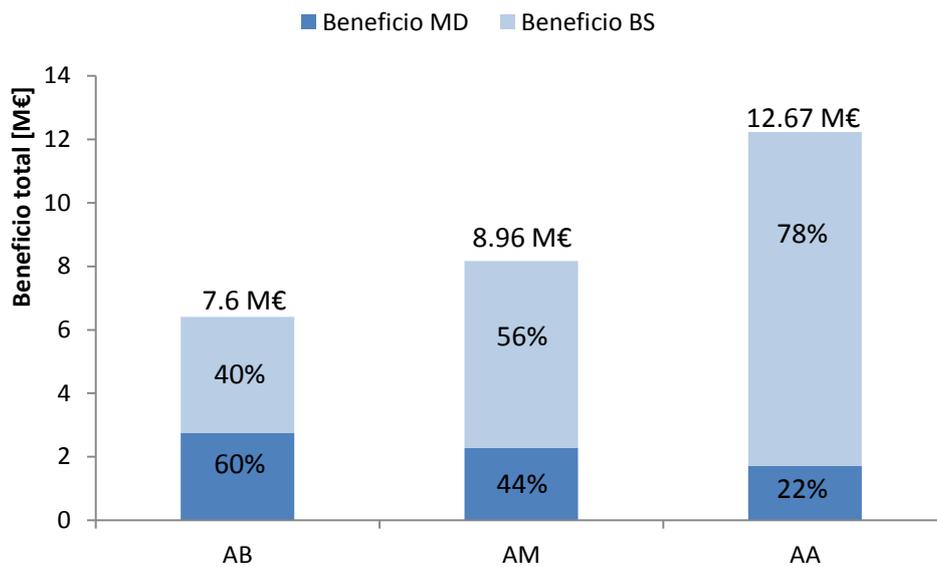


Figura 51 Beneficio total de la función 1

Función 2, precio medio de generación 50-60 €/MWh

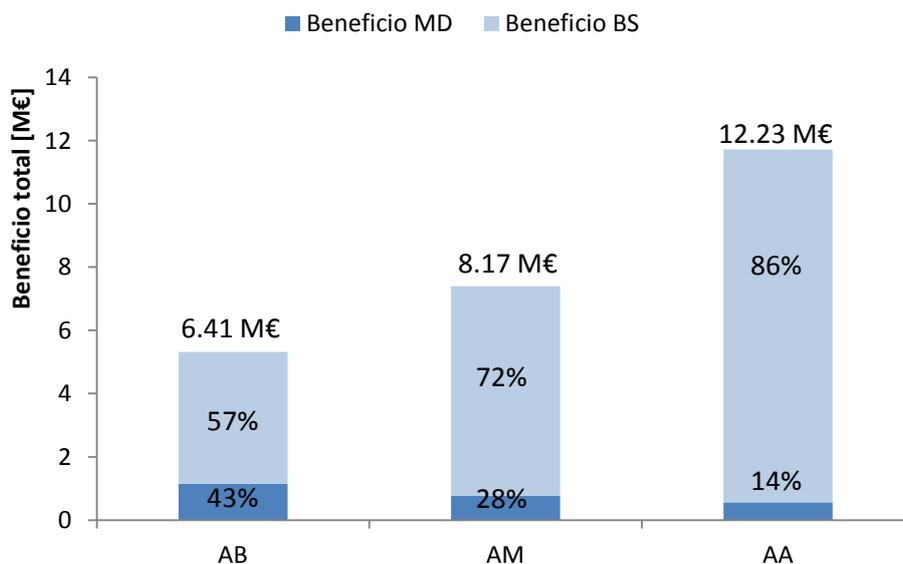


Figura 52 Beneficio total de la función 2

Función 3 precio medio de generación 45-50 €/MWh

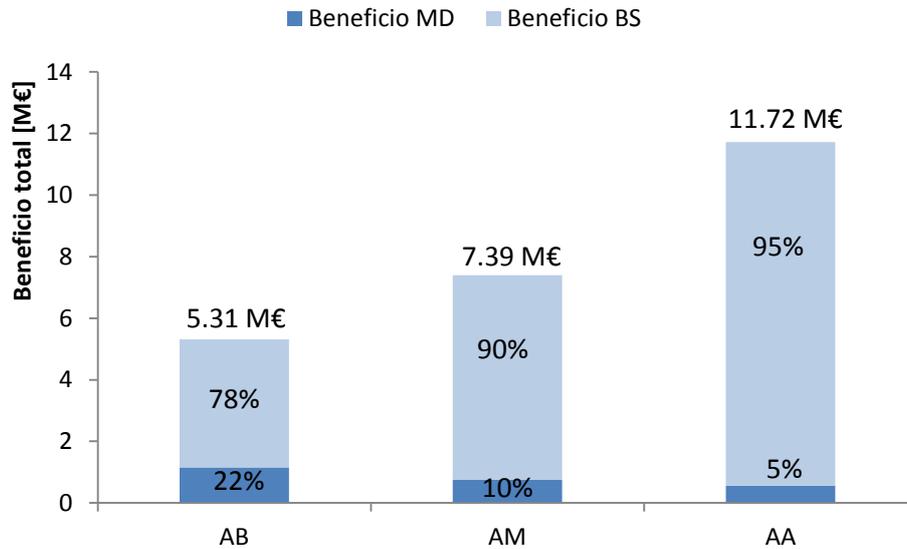


Figura 53 Beneficio total de la función 3

Se ha expuesto de forma gráfica los beneficios de los distintos escenarios de precios y de funciones de costes para mostrar los porcentajes de contribución del Mercado Diario y de Banda Secundaria.

En este caso, con precios de Mercado Diario altos, el Mercado Diario representa un porcentaje importante en los beneficios totales, siendo el promedio de todas las aportaciones un 30%.

Finalmente se va a exponer los resultados numéricamente y en forma de tabla

Beneficio total [M€]	F1	F2	F3
AB	7.60	6.41	5.31
AM	8.96	8.17	7.40
AA	12.68	12.23	11.72

Tabla 39 Beneficios totales con precios altos de Mercado Diario

En la Tabla 39 se exponen todos los resultados de forma compacta, especificando con flechas el sentido creciente del beneficio total.

Se puede concluir que sigue existiendo una dependencia muy alta de la Banda Secundaria, salvo en los años tipo AB y AM. En lo que concierne a la Banda Secundaria, cuando el precio medio de la Banda Secundaria es superior a 20€, el beneficio proviene en un alto porcentaje de la Banda.

Beneficios en el Mercado Diario en años con precio de Mercado Diario alto.

En este apartado se ha *analizado* los beneficios y participación de la unidad de Arranque Rápido en el Mercado Diario, con precios de Mercado Diario fijos y de nivel alto (65 €/MWh) variando el precio de la Banda Secundaria.

A continuación se expone los beneficios obtenidos en el Mercado Diario, en función del precio medio de la Banda Secundaria y de los costes de generación representados en la función 1, con costes medios de generación de 45-50 €/MWh, función 2, con costes medios de generación de 50-60 €/MWh y finalmente función 3, con costes medios de generación de 60-70 €/MWh.

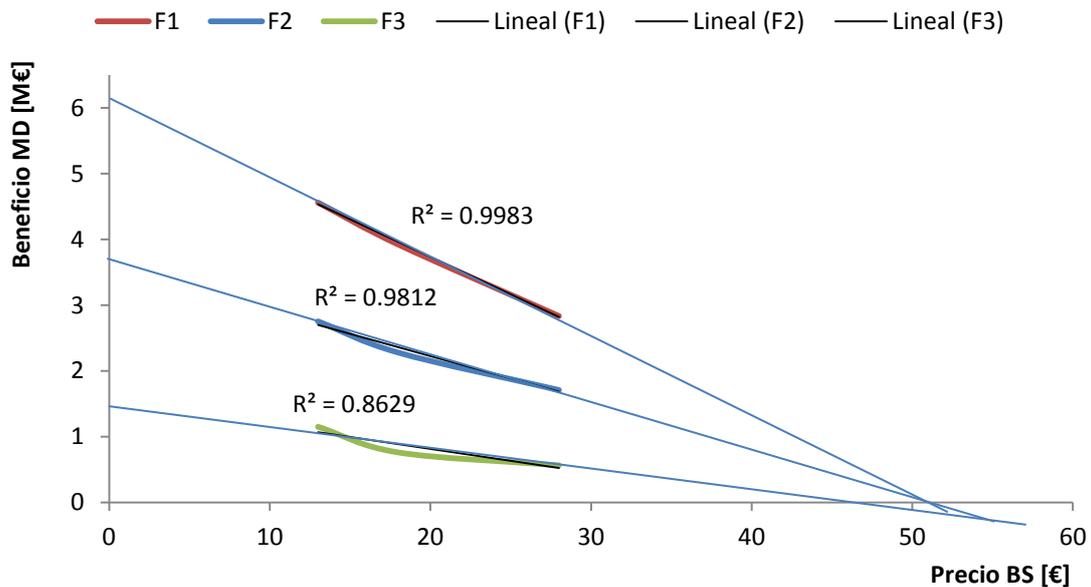


Figura 54 Beneficio de Mercado Diario en función del precio de la Banda Secundaria

En La Figura 54 se han representado las tres funciones de costes con las que se ha realizado los análisis.

Como se puede observar, a medida que los costes de generación disminuyen la relación entre el beneficio del Mercado Diario y el precio medio de la Banda Secundaria se hace más lineal (función 1). A medida que los costes de generación aumentan, la relación comienza a ser algo cuadrática (función 3). Sin embargo para simplificar los cálculos se va a suponer que la relación es lineal. No se trata de una mala suposición ya que los R^2 son todos muy próximos a 1.

A continuación se exponen las rectas obtenidas

Función 1, costes medios de generación 45-50 €/MWh

$$\text{Beneficio [M€]} = 6.01 - 0.114 \cdot \text{precioBS}$$

Función 2, costes medios de generación 50-60 €/MWh

$$\text{Beneficio}[M\text{€}] = 3.58 - 0.0678 \cdot \text{precioBS}$$

Función 3. Costes medios de generación 60-70 €/MWh

$$\text{Beneficio}[K\text{€}] = 1.54 - 0.0363 \cdot \text{precioBS}$$

Las tres regresiones lineales concurren aproximadamente en los mismos valores, cuando el precio de la Banda Secundaria es aproximadamente 50€, el beneficio en el Mercado Diario es nulo.

Para tener estimación sobre los posibles beneficios de la unidad sea cual sea los costes de generación de la unidad se va a hallar una relación entre los costes de generación y la pendiente de las rectas que relacionan precio medio de Banda Secundaria y beneficio del Mercado Diario.

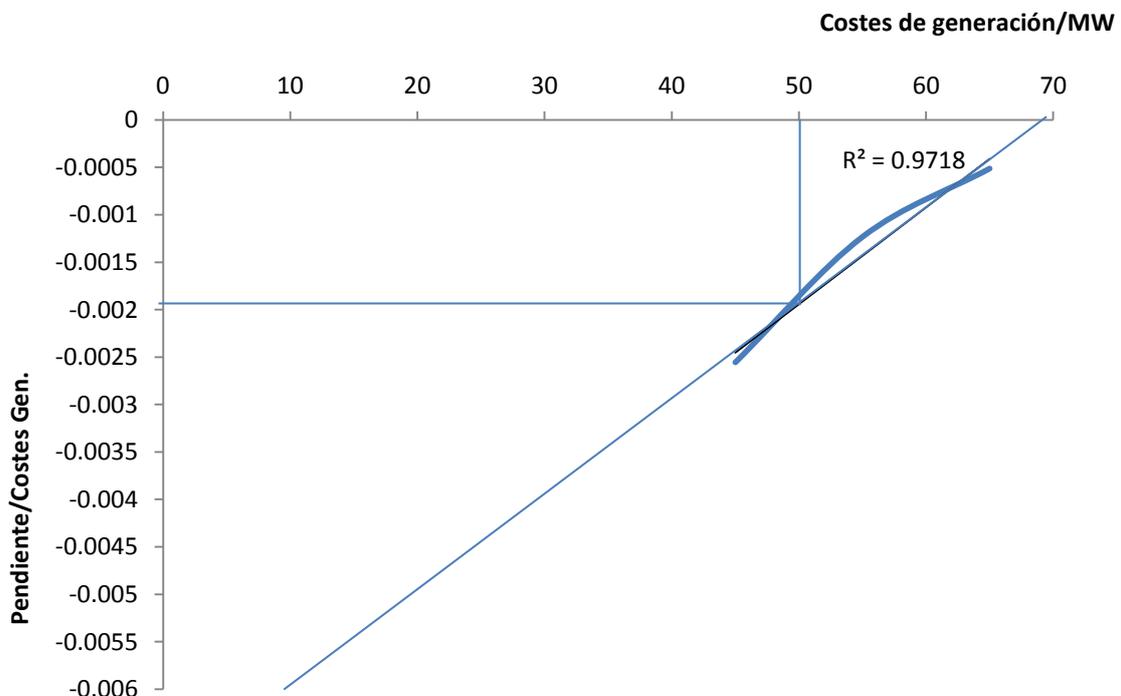


Figura 55 Relación Costes de generación pendiente/costes de generación

Los puntos de la Figura 55 tienen una relación prácticamente lineal ($R^2 = 0.971$), por tanto se pueden aproximar por una recta y extenderlos para poder proyectar los potenciales beneficios con funciones de costes distintas de las optimizadas.

Como ejemplo, se va a tomar unos costes de generación de 50€ y obtener la recta que relaciona el precio medio de la Banda Secundaria con el potencial beneficio del Mercado Diario.

Se obtiene una relación de -0.00195, y por tanto una pendiente de -0.0975

Como se ha apuntado antes, también se conoce un punto el de beneficio 0 del Mercado diario, con esto la ecuación que resulta es:

$$Beneficio_{MD} = -0.0975 \text{preciomedioBS} + 5.07$$

Inmediatamente se procede a comparar el resultado con las rectas obtenidas de la optimización

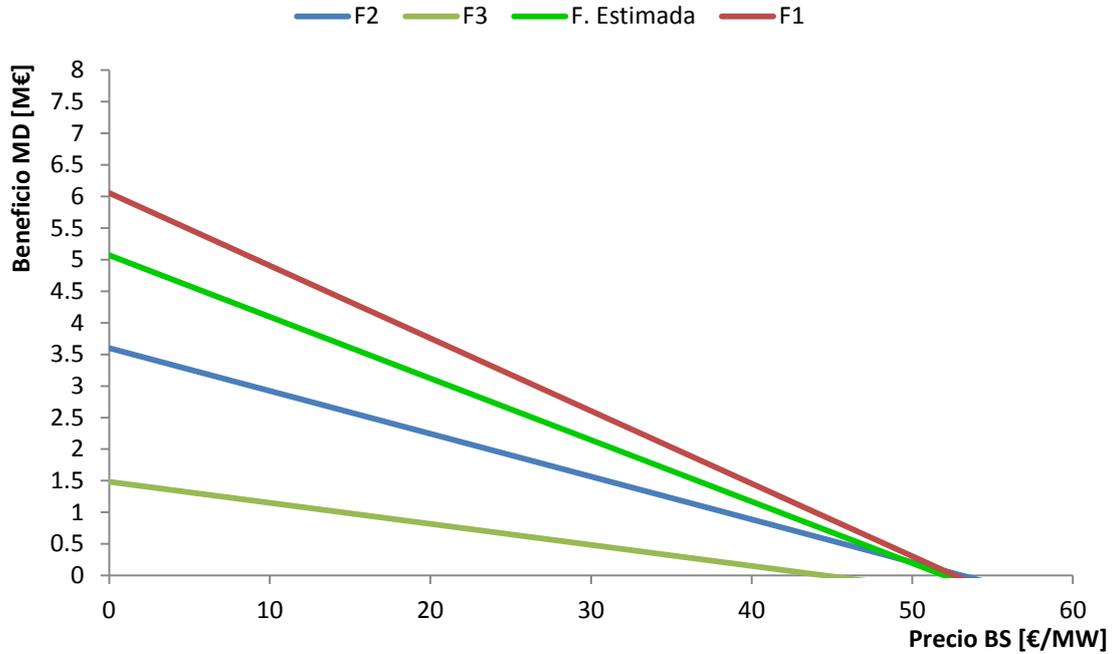


Figura 56 Comparación de la recta estimada con las anteriormente obtenidas

Como se puede observar en la Figura 56, la estimación obtenida responde bien a las proyecciones, y se podría estimar los beneficios en el Mercado Diario con cualquier función de costes de generación

6.5.2. Mejora del beneficio de la unidad de Arranque Rápido por la participación en el Mercado Diario

En este apartado se ha cuantificado en forma porcentual la mejora del beneficio total de la unidad de Arranque Rápido por la posibilidad de participación en el Mercado Diario respecto a la participación única en el Mercado de Banda Secundaria.

Para ello, se ha tomado todos los escenarios anteriores con precios de Mercado Diario y de Banda Secundaria bajo, medio y alto y las distintas funciones de costes, funciones 1, 2 y 3. Se ha calculado el porcentaje que representa el Mercado Diario respecto al beneficio total de la unidad y posteriormente lo que la participación en el Mercado Diario ha aumentado el beneficio total respecto a si la unidad sólo hubiese ofrecido potencia en Banda Secundaria.

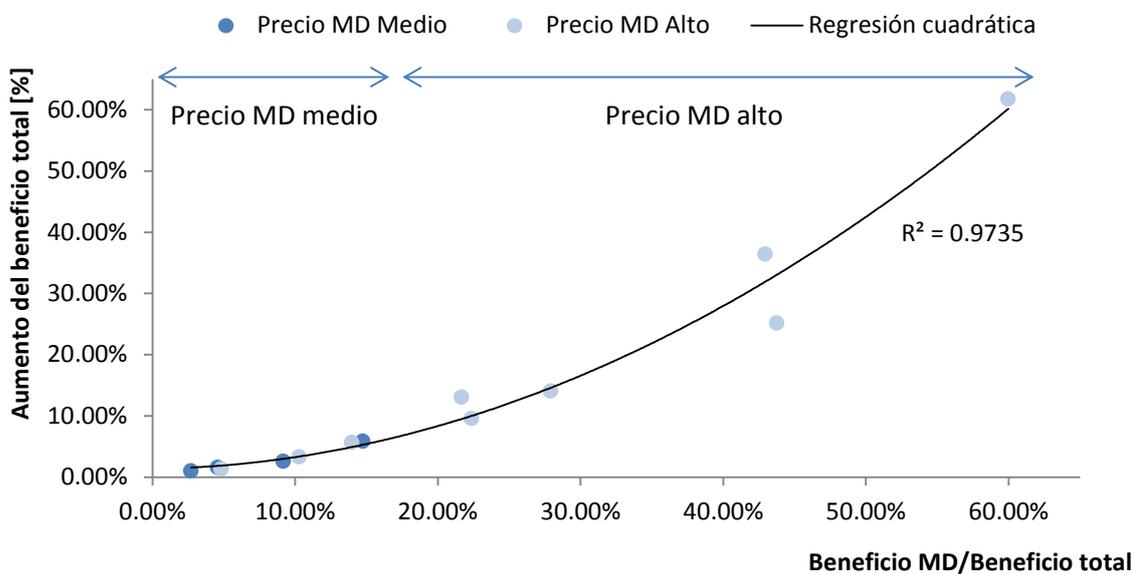


Figura 57 Aumento del beneficio total respecto a la participación única en la Banda Secundaria en función de la penetración del Mercado Diario en el beneficio total

Como se puede observar en la Figura 57, la relación entre el aumento del beneficio total y la participación en el Mercado Diario es cuadrática. Como se puede ver, en los años con precio de Mercado Diario medio se puede aumentar el beneficio hasta casi un 10% respecto a la participación única en la Banda Secundaria. Finalmente, en años con precio de Mercado Diario alto, el incremento de beneficio puede llegar hasta el 60% respecto a la participación única en el Mercado Diario.

6.5.3. Precio de entrada al Mercado Diario

En esta sección se presenta el precio que debe tener el Mercado Diario para que la unidad de Arranque Rápido comience a casar potencia en él, en función del precio de la Banda Secundaria y de los costes de generación de la unidad de Arranque Rápido

Para llevar a cabo el siguiente análisis se ha supuesto que cuando se produce la entrada al Mercado Diario la diferencia de precios entre el Mercado Diario y de Banda Secundaria sigue ascendiendo en las sucesivas horas, es decir, se está produciendo un pico en esta diferencia.

Precio BS	Función 1	Función 2	Función 3
10-20 €/MW	45 €/MWh	60 €/MWh	75 €/MWh
20-30 €/MW	55 €/MWh	65 €/MWh	80 €/MWh
30-40 €/MW	60 €/MWh	70 €/MWh	85 €/MWh

Tabla 40 Precios de entrada al Mercado Diario en función del precio de la Banda Secundaria

En la Tabla 40 se ha expuesto en función de las diferentes funciones de costes y por tanto de los distintos niveles posibles de funciones de costes los precios de entrada al Mercado Diario.

- **Función 1:** los costes medios característicos de esta función eran 45-50€, y con ello la función 1 entraría al Mercado Diario a un precio de 45 € con un nivel de precios de la Banda Secundaria de 10-20€. Con precios entre los 20 y 30 € la unidad de Arranque Rápido entraría al Mercado Diario con un precio mínimo de 55€. Por último, con los precios más altos de la Banda Secundaria entre los 30 y 40 € el precio de entrada sería de un mínimo de 60€.
- **Función 2:** en este caso los costes de generación de esta función son un poco superiores a los de la función 1 y son de 50-60€. Con este nivel de precios el número de veces que la unidad casa potencia en el Mercado Diario disminuye. Para un precio de Banda Secundaria de 10-20€ la unidad de Arranque Rápido entraría al Mercado Diario aproximadamente a un precio mínimo del Mercado Diario de 60€, aumentando este a los 65€ para un intervalo de precio de Banda Secundaria de 20-30 €. Finalmente el precio de entrada para 30-40€ en la Banda Secundaria sería de 70€.
- **Función 3:** para este escenario los costes medios de generación aumentan aún más hasta los 60-70€, y en consecuencia los niveles de precio también aumentan. Para el caso del intervalo 10-20€ en la Banda Secundaria, la entrada se produciría con un precio mínimo de 75€, aumentando a los 20-30€ se estaría en torno a 80€ de mínimo en el Mercado Diario. Finalmente, con un precio de 30-40 € en la Banda

Secundaria apenas se producirían entradas al Mercado Diario, necesitándose como mínimo un precio de 85€.

A continuación se ha representado los puntos de entrada al Mercado Diario, comparando el precio de la Banda Secundaria en ese momento con el precio de entrada al Mercado Diario.

Se ha llevado a cabo un análisis de regresión lineal dado que los datos tienen una cierta tendencia lineal a pesar de que son bastante dispersos.

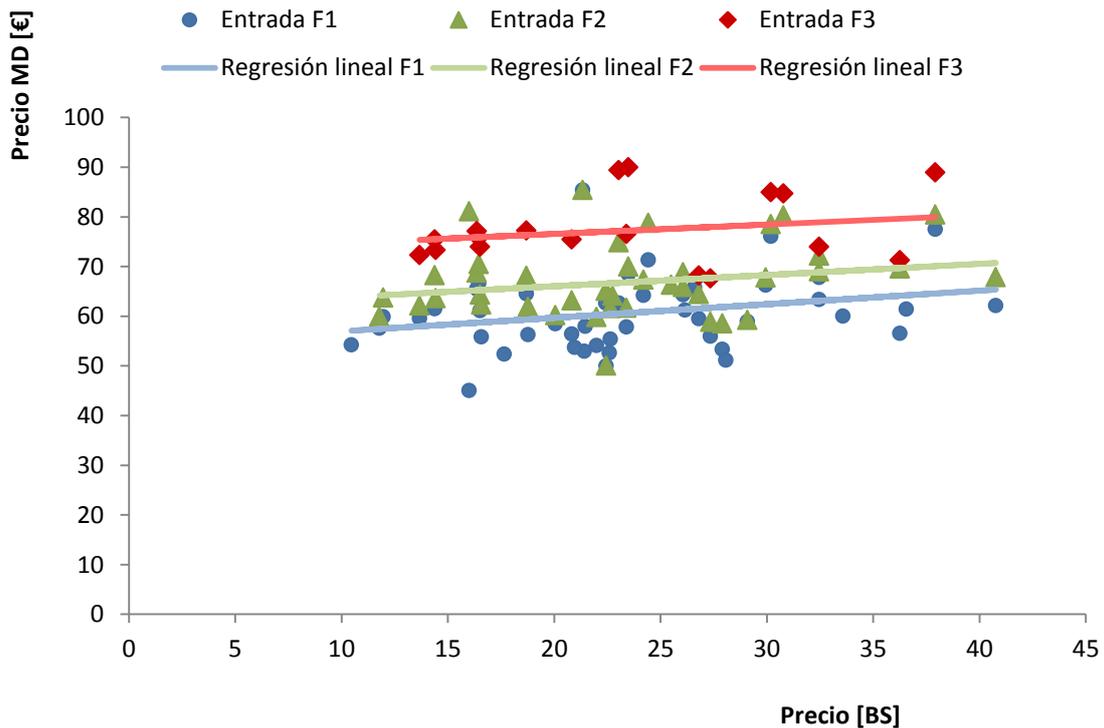


Figura 58 Regresión lineal de los puntos de entrada al Mercado Diario para las tres funciones de costes

En la Figura 58 se presenta los puntos de entrada al Mercado Diario representados en función del precio de la Banda Secundaria y el precio del Mercado Diario. Además se ha calculado la recta de regresión lineal para mostrar la tendencia ascendente de los datos.

Como se puede observar, coincide que cuanto mayor sea el coste de generación mayor debe ser el precio de entrada al Mercado Diario para un precio fijo de Banda Secundaria. Esto tiene total coherencia debido a que mayor tiene que ser el precio del Mercado Diario para que sea más rentable ofrecer esa energía en el Mercado de Energía y no en la Banda Secundaria, ya que si se recuerda de secciones anteriores, la condición de entrada al Mercado Diario es que los costes de generación sean menores que la diferencia entre el precio del Mercado Diario y la Banda Secundaria. A su vez, cuanto mayor sea

el precio de la Banda Secundaria, también mayor deberá ser el precio de entrada al Mercado Diario por la misma razón que se acaba de exponer.

La recta de regresión no se ajusta demasiado pero, la línea de tendencia se ha elaborado para mostrar que existe una tendencia ascendente a medida que el precio de la Banda Secundaria aumenta no para aproximar la entrada al Mercado Diario por una función lineal, ya que para la entrada al Mercado Diario depende también del precio de Mercado Diario y de Banda Secundaria en los 5 o 6 periodos siguientes para poder amortizar inversión de arranque y parada de la unidad.

	R^2
Función 1	0.064
Función 2	0.066
Función 3	0.079

Tabla 41 R^2 de las regresiones lineales calculadas para la dispersión de datos de los precios de entrada al Mercado Diario de los años 2008-2013

6.5.4. Precio de salida del Mercado Diario

De forma análoga a los precios de entrada al Mercado Diario, se va a hacer lo propio con los precios de salida del Mercado Diario, se va a establecer, en función del precio de la Banda Secundaria, los precios del Mercado Diario a partir de los cuales la unidad deja de casar potencia en el Mercado de Energía debido a que es más rentable ofrecer esta energía en la Banda Secundaria.

De manera contraria que en el apartado anterior, se ha supuesto para realizar el siguiente análisis que en los periodos posteriores a la salida del Mercado Diario el precio de este sigue disminuyendo. Por tanto, se está produciendo una situación de valle en el precio del Mercado Diario.

Precio BS	Función 1	Función 2	Función 3
10-20 €/MW	45 €	55 €	60 €
20-30 €/MW	55 €	55 €	60 €
30-40 €/MW	60 €	55 €	70 €

Tabla 42 Precios de salida del Mercado Diario en función del precio de la Banda Secundaria

En la Tabla 42 se ha expuesto en función de las diferentes funciones de costes y por tanto de los distintos niveles de precios de coste de generación los precios de salida del Mercado Diario.

En los precios de salida del Mercado Diario como se mostrará a continuación existe más dispersión en los datos y las relaciones son menos claras, pero sin embargo sigue existiendo aunque sea pequeña cierta relación lineal.

- **Función 1:** la función 1 y por tanto la que menores costes de generación tiene posee los menores precios de salida del Mercado Diario. Como se puede observar en la Tabla 42, para un precio de 10-20 € en la Banda Secundaria se dejaría de casar potencia en el Mercado Diario desde 45€. Con 20-30€, se haría lo mismo con precios inferiores a 55€ y, finalmente cuando el precio de la Banda Secundaria es de 30-40€, el precio mínimo de salida del Mercado Diario son 60€.
- **Función 2:** en este caso la función 2 y como se mostrará inmediatamente a continuación tiene un comportamiento anómalo debido a que se produce la salida del Mercado Diario siempre con precios del Mercado Diario en torno a los 55€.
- **Función 3:** la función 3 y como ocurre en la situación anterior de entrada al Mercado Diario y es natural tiene los precios de salida del Mercado Diario más altos ya que también es la que tiene unos costes de generación más elevados. En este caso para unos precios entre 10 y 30€ en la Banda Secundaria la salida del Mercado Diario se materializa con precios inferiores a 60€. Finalmente, con precios anormalmente elevados de la Banda Secundaria de 30-40€ la salida del Mercado Diario se produce con precios de 70€.

Seguidamente se expone todos los puntos de salida del Mercado Diario comparándose el precio de la Banda Secundaria con el precio del Mercado Diario.

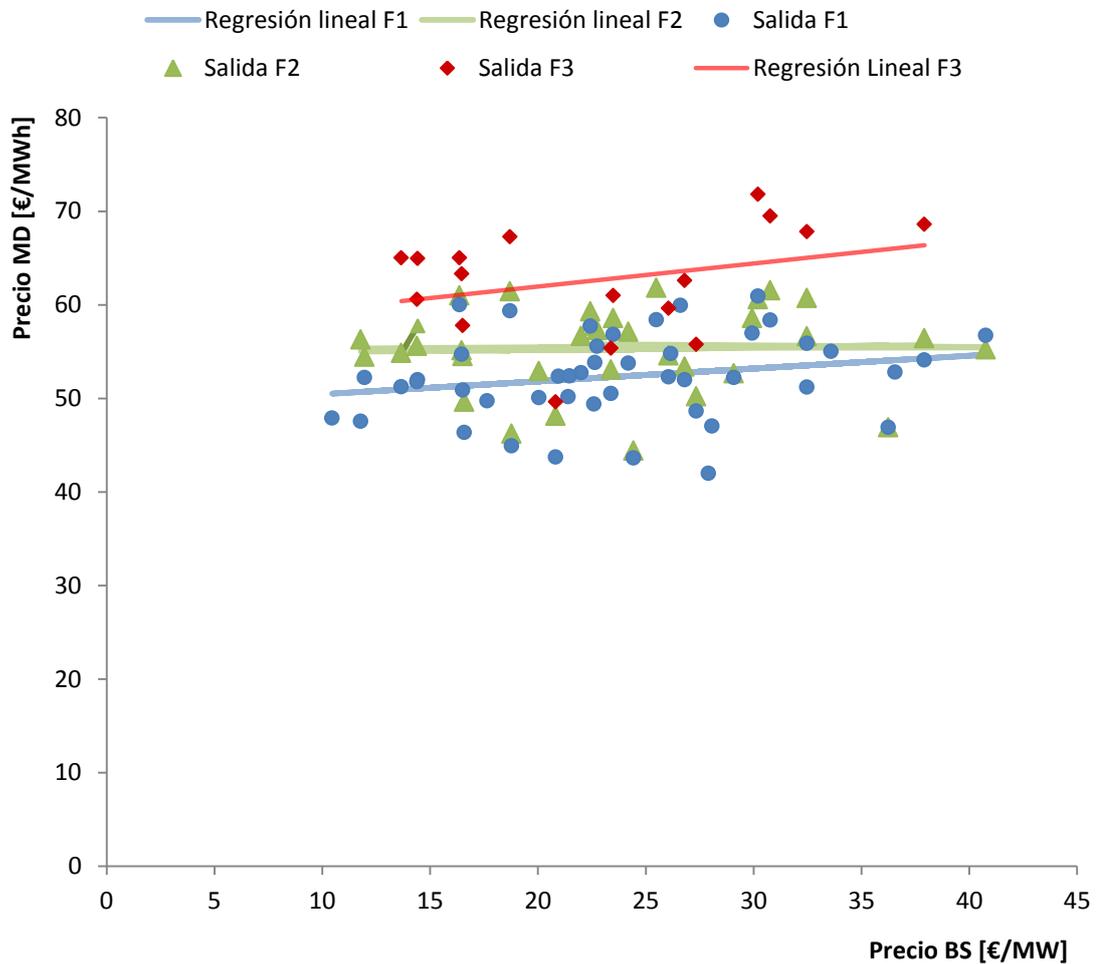


Figura 59 Regresión lineal de los puntos de salida del Mercado Diario para las tres funciones de costes

Como se puede observar en la Figura 59 y comparándola con la figura anterior del precio de entrada al Mercado Diario, en este caso los datos son bastantes más dispersos.

Se ha vuelto a representar la línea de tendencia lineal para mostrar la tendencia ascendente de la salida del Mercado de Energía a medida que aumenta el precio de la Banda Secundaria. También, siguen apareciendo los distintos niveles de precio según se van aumentando los niveles de costes en la generación de energía de la unidad de Arranque Rápido.

A continuación se muestran los R^2 de la regresión, pero se vuelve a hacer hincapié en que no se pretende aproximar la salida del Mercado Diario por una función estrictamente lineal debido a que afecta el precio de los 5 o 6 periodos siguientes tanto del precio del Mercado Diario como de Banda Secundaria.

Lo que se pretende mostrar con la función lineal es la tendencia ascendente de los datos.

	R ²
Función 1	0.095
Función 2	0.002
Función 3	0.047

Tabla 43 R² de las regresiones lineales calculadas para la dispersión de datos de los precios de salida del Mercado Diario de los años 2008-2013

6.5.5. Horas de operación

En esta sección se va a analizar las distintas horas de operación de la unidad de Arranque Rápido en función de los distintos niveles de costes de generación, además se planteará la no operación de la unidad de Arranque Rápido en las horas nocturnas debido a la no casación de energía en el Mercado Diario y los bajos precios de la Banda Secundaria durante estas horas.

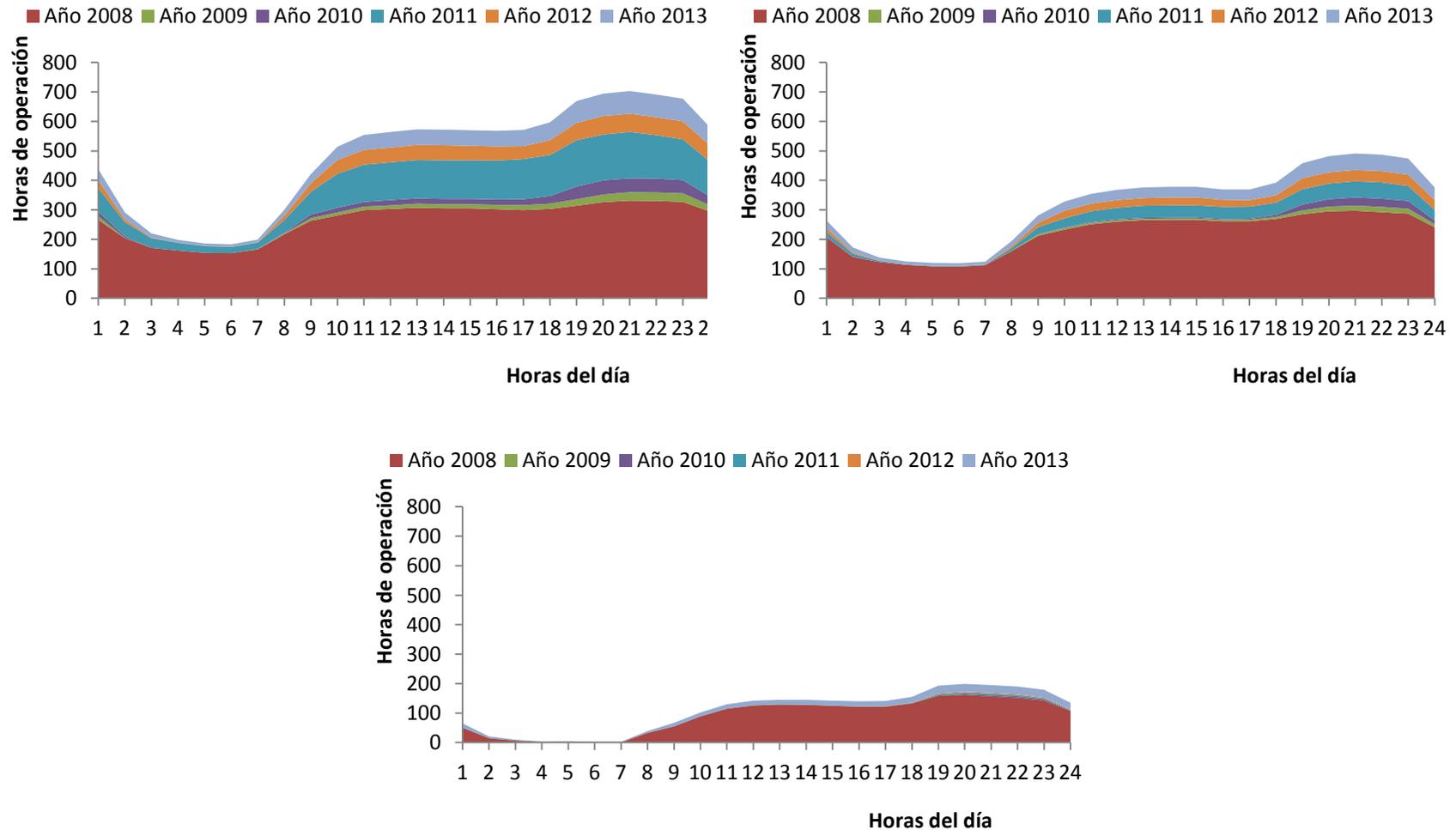


Figura 60 Horas de funcionamiento

En la Figura 60 , se exponen todas las horas de funcionamiento de la unidad de Arranque Rápido a lo largo del día en con las distintas funciones de costes optimizadas. Como se puede observar el pico de horas de funcionamiento se produce siempre por la tarde-noche independientemente de la función de costes que tenga la unidad de arranque rápido.

	Horas Nocturnas
Función 1	13.7%
Función 2	13.0%
Función 3	3.3%

Tabla 44 Porcentaje de operación de horas nocturnas sobre el total

En la Tabla 44 se expone lo que representan en el Mercado Diario las horas nocturnas (1-7 horas) de producción. Con niveles de costes de generación entre 45 y 60 € las horas nocturnas representan aproximadamente un 13% del total, mientras que con costes de generación superiores a 60€ apenas representa un 3%.

No operación nocturna

Anteriormente, se había planteado la posibilidad de la no operación total de la unidad de Arranque Rápido entre las 12 de la noche y las 8 debido al no funcionamiento de la unidad en el Mercado Diario obteniendo beneficios exclusivamente de la Banda Secundaria. Con esta situación se podría evitar los costes de los operarios e ingenieros durante las horas nocturnas que tienen un elevado coste.

Se ha llevado a cabo la estimación del beneficio de la unidad de Arranque Rápido durante las horas nocturnas. Se ha calculado por MW de la unidad, y para el caso con el que se ha llevado a cabo la simulación de 50 MW.

	Beneficio BS/MW [K€]	Beneficio BS [M€]
Año 2008	57.82	2.60
Año 2009	41.98	1.89
Año 2010	58.26	2.62
Año 2011	62.23	2.80
Año 2012	103.09	4.64
Año 2013	106.54	4.79

Tabla 45 Beneficio unidad de Arranque Rápido en las horas nocturnas

Se va a calcular la relación entre el precio medio de la Banda Secundaria y el número de trabajadores en la unidad de Arranque Rápido para que sea rentable la no operación de la unidad por la noche.

Se va a suponer un salario medio ya que el equipo está formado por ingenieros y operarios teniendo el aliciente de ser horario nocturno de 35.000 € anuales por trabajador.

La empresa cotiza a la Seguridad Social aproximadamente un 32% del salario bruto de los trabajadores, esto hace

$$\text{Costes de personal} = 35.000 \frac{\text{€}}{\text{anuales}} \cdot 1.32 = \frac{46.200 \text{ €}}{\text{trabajador}}$$

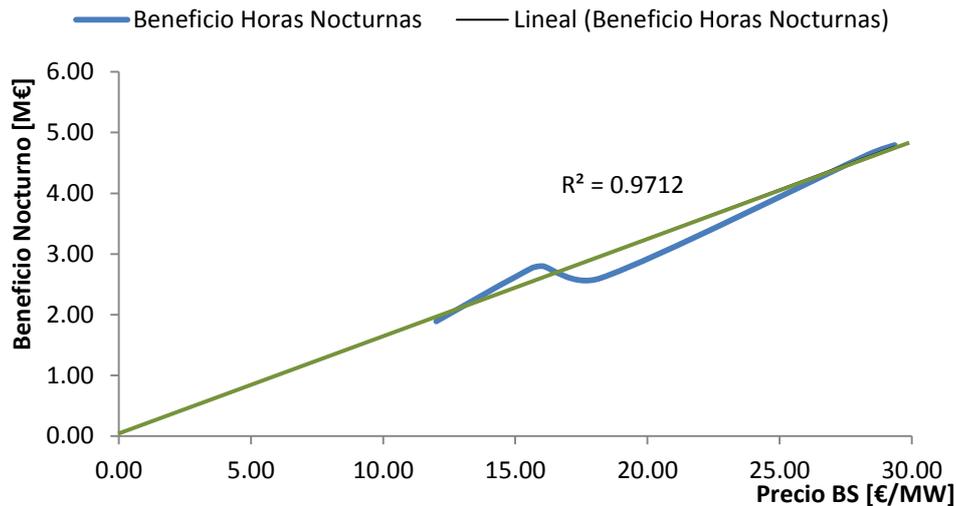


Figura 61 Beneficio horas nocturnas

Se ha calculado la función que relaciona el precio medio anual de la Banda Secundaria con el beneficio en las horas nocturnas:

$$\text{Beneficio [M€]} = 0.157 \cdot \text{Precio medio BS [€]}$$

Con esta función que hemos obtenido calculamos la relación entre el precio medio del Mercado Diario y el número de trabajadores en la unidad de Arranque Rápido para que no compense la operación durante la noche.

$$\text{Beneficio [M€]} = 0.157 \cdot \text{Precio medio BS [€]}$$

$$\text{Trabajadores} = \frac{0.157 \cdot \text{Precio medio BS [€]}}{46.200} \cdot 10^6$$

Como ejemplo con un nivel de precios de Banda Secundaria bajo como es el año 2008 y 2009, deberían trabajar 44 trabajadores o más para que compensase la no operación de la unidad.

7. Viabilidad de proyecto

En esta sección se va a analizar la operación de la construcción de la unidad de Arranque Rápido en el largo plazo.

- Se va a cuantificar los beneficios durante el periodo estimado de vida de la unidad de arranque rápido
- Posibilidades de financiación para la ejecución del proyecto de la unidad de Arranque Rápido
- Ejecución de la operación, donde se expone y estima los beneficios netos de la unidad de Arranque Rápido
- Viabilidad de la operación, donde se expone el Valor Actual Neto de la operación
- Rentabilidad de la operación

7.1. Beneficios de la unidad de Arranque Rápido

En este apartado se van a estimar los beneficios netos y EBITDA de la unidad de Arranque Rápido durante toda su vida útil. También para ponerse del lado más negativo se va a excluir la participación de la unidad de Arranque Rápido del Mercado Diario, de modo que el beneficio real obtenido por la unidad de Arranque Rápido será superior al valor al cual se va a llegar.

Debido a que no se ha encontrado literatura de unidades de Arranque Rápido, los cálculos y estimaciones de personal y vida útil de una unidad de Arranque Rápido se han elaborado como si fuese una central de ciclo combinado.

Lo primero de todo, se va a exponer de nuevo los precios medios anuales de la Banda Secundaria

	Año 2008	Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2012	Año 2013
BS (€/MW)	18.23	12.01	15	16.02	28.36	29.36

Tabla 46 Precio medio anual de la Banda Secundaria y el Mercado Diario de los años 2008-2013

En total, se tiene seis años como entradas, y como se puede observar existen dos años de cada nivel de precio medio, dos años de precio medio bajo, medio y alto. Por tanto la probabilidad de encontrar un año con precios de Banda Secundaria bajos, medios o altos según la muestra de la que se dispone es la misma e igual a 1/3.

Los beneficios obtenidos por la operación en el Mercado Diario son:

	Beneficio [M€]
Año 2008	7.16
Año 2009	4.70
Año 2010	5.91
Año 2011	6.33
Año 2012	11.17
Año 2013	11.57

Tabla 47 Beneficios obtenidos por la unidad de Arranque Rápido por la operación en la Banda Secundaria durante los años 2008-2013

Debido a que la probabilidad de que un año tenga precios medios de Banda Secundaria bajos, medios o altos es igual, se puede estimar los beneficios anuales y hacer cálculos con el promedio de los beneficios obtenidos en la tabla anterior.

Promedio	7.81 M€
----------	---------

Como se muestra, los ingresos medios anuales por la operación de la unidad de Arranque Rápido son de 7.81 M€.

Ahora, se procede a cuantificar los costes de personal por la operación de la unidad de Arranque Rápido

Tomando como referencia el libro de “Operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado”, [6] la plantilla de una central de ciclo combinado es de:

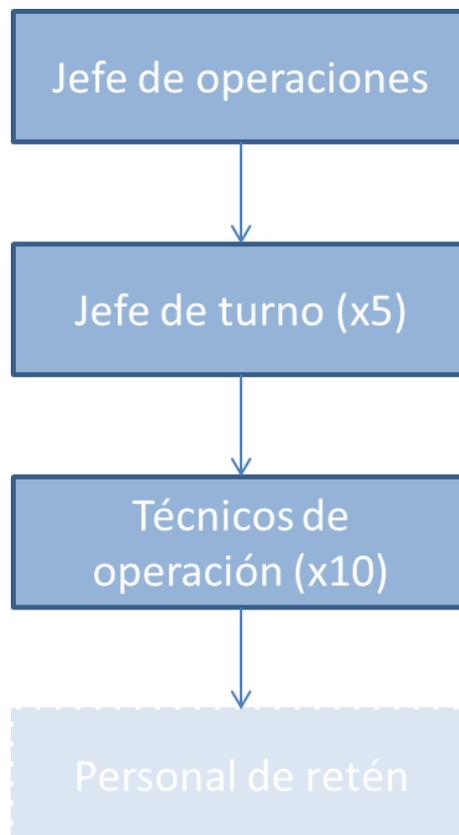


Figura 62 Personal de operación de un ciclo combinado [6]

El libro que se ha tomado como referencia estima [6], incluyendo los distintos turnos de operación, el número de personas trabajando en un ciclo combinado es de 16, contando un jefe de operaciones, cinco jefes de turno y diez técnicos de operación. Además si se estima en cinco, el personal de retén, el número total de plantilla es de 21 personas. Aproximando a un número redondo, el número total que se ha tomado es de 20 trabajadores.

A continuación, se va a calcular el salario medio por trabajador de la unidad de Arranque Rápido

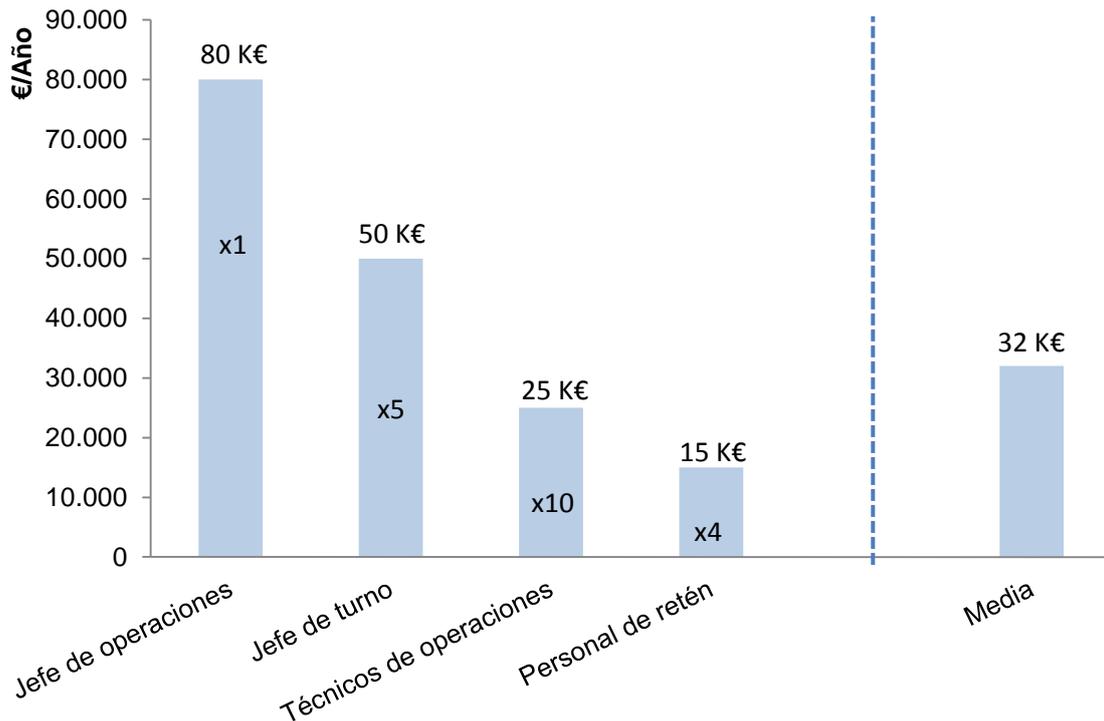


Figura 63 Salarios trabajadores de la unidad de Arranque Rápido

En la Figura 63 se exponen los salarios de cada uno de los trabajadores de la unidad de Arranque Rápido, junto con la media por trabajador.

Por tanto el coste de plantilla se estima en unos 0.64 M€ anuales, por lo que tenemos un EBITDA, beneficio antes de intereses, impuestos y amortización, de la unidad de Arranque Rápido medio anual de

$$EBITDA = \text{Ingresos} - \text{Costes personal}$$

$$EBITDA = 7.81 - 0.64 = 7.17 \text{ M€}$$

Para contabilizar los impuestos que se deben pagar se ha analizado informes de auditoría de grandes empresas de energía, siendo los impuestos sobre beneficios en porcentaje:

	Impuesto sobre beneficios
Iberdrola	27.6%
Unión Fenosa	22.0%
Elecnor	29.6%

Figura 64 Impuesto de beneficios de grandes empresas de ingeniería [8],[9],[10]

Tomando el promedio de los valores obtenidos se concluye que el impuesto sobre beneficios es de 26.4%.

Como al EBITDA hay que reducirle intereses y amortización, se explica inmediatamente como ha sido el tratamiento de estos factores

Los intereses se indicarán posteriormente ya que tienen que ver con el modo de financiación y las condiciones que nos proporcione la entidad bancaria.

Finalmente en lo que concierne a la depreciación, se ha estipulado la vida media de la unidad de Arranque Rápido en 25 años por analogía con las centrales de ciclo combinado, por tanto, la infraestructura de la unidad se amortizará a 25 años, siendo amortizado cada año 1.5 M€.

7.2. Financiación del proyecto

En este apartado se va a estimar los costes de construcción de una unidad de Arranque Rápido y posteriormente se va a plantear distintas formas de financiación de ejecución de la operación

7.2.1. Costes de construcción

Se va a suponer que los costes de construcción de la unidad de Arranque Rápido son similares a los de una central de ciclo combinado.

El coste de construcción depende de muchos factores:

- De la calidad de la tecnología de los equipos elegidos
- Del nivel de automatización
- De la potencia de la unidad
- De la configuración
- De la forma de refrigeración
- Del emplazamiento
- De los márgenes que aplique el constructor

Se estima que una central de ciclo combinado de 800MW cueste en torno a 550.000 €/MW. Por tanto debido a que existen las economías de escala, para el caso de interés que se trata de una unidad de Arranque Rápido y de menor potencia, se puede elevar los costes de construcción por MW hasta 750.000 €.

Este coste estimado incluye obra civil, mano de obra y equipamiento de la unidad.

Así, el coste total de la unidad de Arranque Rápido se estima en:

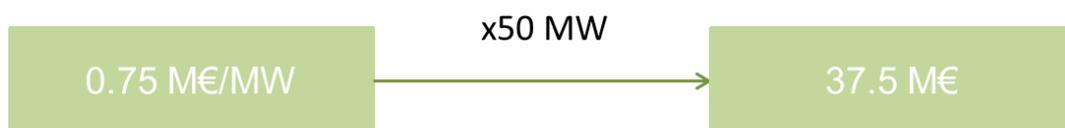


Figura 65 Coste de construcción de la unidad de Arranque Rápido

A este coste de construcción habría que añadirle el coste del terreno donde se va a edificar la unidad.

Estimando con una cifra abultada, llegando a ser casi desproporcionada, se puede fijar el coste del terreno en 2.5 M€. Por tanto el coste total de la ejecución de la unidad de arranque rápido asciende hasta:



7.2.2. Financiación

En esta sección se va a exponer las distintas formas de financiación de la empresa que vaya a ejecutar la operación de construcción de la unidad de Arranque Rápido, exponiendo

- Préstamos o crédito bancario a corto o largo plazo: contrato mediante el cual una entidad recibe de otra una determinada cantidad de dinero, con la condición de devolverla en unas condiciones y plazos preestablecidos.
- Emisión de bonos u obligaciones (deuda): es un título que genera una renta fija, convirtiendo a su propietario en un acreedor de la empresa, con derecho al cobro de los intereses generados y al reembolso de los fondos financieros aportados.
- Ampliaciones de capital: aportaciones de los socios

[11]

Se ha pedido asesoramiento a oficinas comerciales de distintos bancos como:



Figura 66 Bancos a los cuales se ha pedido asesoramiento sobre la financiación de una operación de estas características

Se ha preguntado por la mejor opción de financiación de una operación de este tipo, y aunque no han podido dar detalles de los tipos de interés ni del periodo de devolución por ser una cantidad de dinero demasiado alta para una oficina comercial, los tres bancos han coincidido en que lo que generalmente hacen las empresas para ejecutar una operación de este calibre es pedir préstamos a las instituciones bancarias.

Como se trata de un préstamo existen unas condiciones para la devolución del dinero, interés, plazo de devolución, etc.

Para negociar las condiciones del préstamo afecta entre otros factores:

- Riesgo de la operación
- Cantidad de la operación
- Liquidez de la empresa
- Avaluos del préstamo
- Posicionamiento de la empresa en el mercado
- Mercado

Según sean las características de la empresa que vaya a ejecutar la operación mayor o menor será su poder de negociación para conseguir unas condiciones más favorables en el préstamo.

Según datos aportados por una de las oficinas del Banco Santander, para créditos inferiores a 1 M€ y modalidad de empresas existen dos tipos de interés:

	Interés
<4 Años	3.8%
>4 Años	4.5%

Tabla 48 Tipo de interés de créditos de menos de 1M€ para empresas en el Banco Santander

Este tipo de préstamos está enfocado para PYMES, ya que se trata de menos de 1M€. Sin embargo, la operación de ejecución de la unidad de Arranque Rápido es mucho mayor, por lo que las condiciones del préstamo serían mejores que las que se las ofrecen a las PYMES.

Finalmente, se va a proceder a financiar la operación mediante un préstamo a 10 años.

7.3. Ejecución de la operación

En este apartado se va a proceder a calcular los distintos flujos de caja y amortización de la operación a lo largo de todos los años de vida de operación de la unidad de Arranque Rápido

Primero de todo, se va a exponer la evolución de los distintos flujos de caja, debido a que se ha pedido un préstamo a 10 años se va a dividir los distintos flujos de caja en 2 bloques:

- Flujos de caja años 1-10: debido a que se está devolviendo el dinero del préstamo, durante estos años, los flujos de caja son variables
- Flujos de caja: años 11-25: una vez devuelto el préstamo, los flujos de caja durante estos años son constantes

En la tabla siguiente se expone la evolución del capital devuelto al banco y los intereses pagados a lo largo de todos los años. Se ha utilizado el método de amortización francés, que se caracteriza por que la cuota anual de devolución es constante durante todos los años de devolución del préstamo.

Año	Capital Pendiente [M€]	Capital Amortizado [M€]	Intereses Pagados [M€]	Cuota Anual [M€]
0	40.0	0		
1	36.7	3.33	1.60	4.932
2	33.2	3.46	1.47	4.932
3	29.6	3.60	1.33	4.932
4	25.9	3.75	1.18	4.932
5	22.0	3.90	1.03	4.932
6	17.9	4.05	0.88	4.932
7	13.7	4.22	0.72	4.932
8	9.3	4.38	0.55	4.932
9	4.7	4.56	0.37	4.932
10	0.0	4.74	0.19	4.932
		40.00	9.32	

Tabla 49 Amortización del préstamo bancario

En la Tabla 49 se expone la amortización del préstamo solicitado durante 10 años. El tipo de interés ofrecido por el banco es del 4%. Se sigue un método de amortización francés por lo que las cuotas mensuales/anuales, van a ser siempre fijas durante el periodo de vida del préstamo. Finalmente, la cantidad total a devolver será de 49.32 M€, correspondiéndose 40 M€ al capital solicitado y 9.32 M€ a los intereses del préstamo.

Ahora, se va a proceder a exponer los distintos flujos de caja libre de la unidad de Arranque Rápido. El flujo de caja libre, que es el saldo disponible para remunerar a los accionistas de la empresa y devolver a deuda, se define por: [12]

$$FCL = (Ingresos - Costes Mano Obra - Amort) \cdot (1 - Impuestos) + Amort$$

Para este caso, todos los flujos de caja libre a lo largo de los 25 años de operación de la empresa se mantienen constantes e iguales a:

$$FCL = (7.81 - 0.64 - 1.5) \cdot (1 - 0.264) + 1.5 = 5.67 \text{ M€}$$

A pesar de que los flujos de caja son constantes, los beneficios no se mantienen constantes debido a que los intereses que se deben pagar al banco son variables.

A continuación se muestra una proyección de los beneficios netos a lo largo de los 25 años de operación de la unidad de Arranque Rápido. No obstante, para poder evaluar estos beneficios a día de hoy, ha sido necesario traer el valor del dinero futuro al presente. Esto se ha llevado a cabo mediante la actualización de los beneficios aplicando una tasa de descuento, la cual refleja lo que le cuesta a la empresa invertir el dinero en ese proyecto en vez de realizar otras inversiones (coste de oportunidad). La tasa de descuento, en éste caso, es el tipo de interés del préstamo ya que el 100% del proyecto se va a financiar con recursos ajenos, es decir, deuda. Pero, se debe utilizar el tipo de interés efectivo de la deuda y no el nominal para tener en cuenta el ahorro fiscal que supone el pago de intereses. Por ello, se obtiene una tasa de descuento del 2,944%. [12]

$$r = 4\% \cdot (1 - t) = 4\% \cdot (1 - 26,4\%) = 2,944\%$$

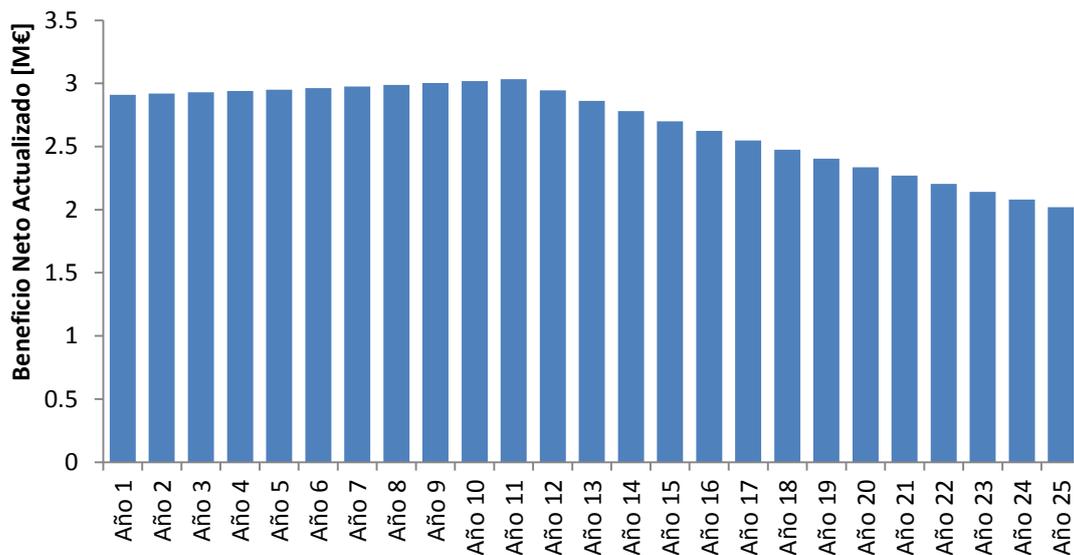


Figura 67 Beneficio neto actualizado a lo largo de la vida útil de la unidad de Arranque rápido

En la Figura 67 se expone el beneficio neto anual actualizado de la unidad de Arranque Rápido durante los años de operación. Como se ha indicado anteriormente, estos valores se han corregido con la tasa de descuento que tiene la unidad de Arranque Rápido.

Como se puede observar aparece una tendencia creciente, y posteriormente decrece exponencialmente. Esto se produce debido a que el beneficio durante los años 1-10 es creciente porque los intereses pagados a la institución financiera van disminuyendo. Posteriormente el beneficio se mantiene constante, debido a que ya se han pagado todos los intereses y los ingresos, costes y amortización se mantienen constantes. Es al actualizar el valor del beneficio lo que produce la caída exponencial.

A continuación se va a mostrar el agregado de los beneficios netos actualizados para así obtener el beneficio esperado de la unidad de Arranque Rápido a lo largo de toda su operación

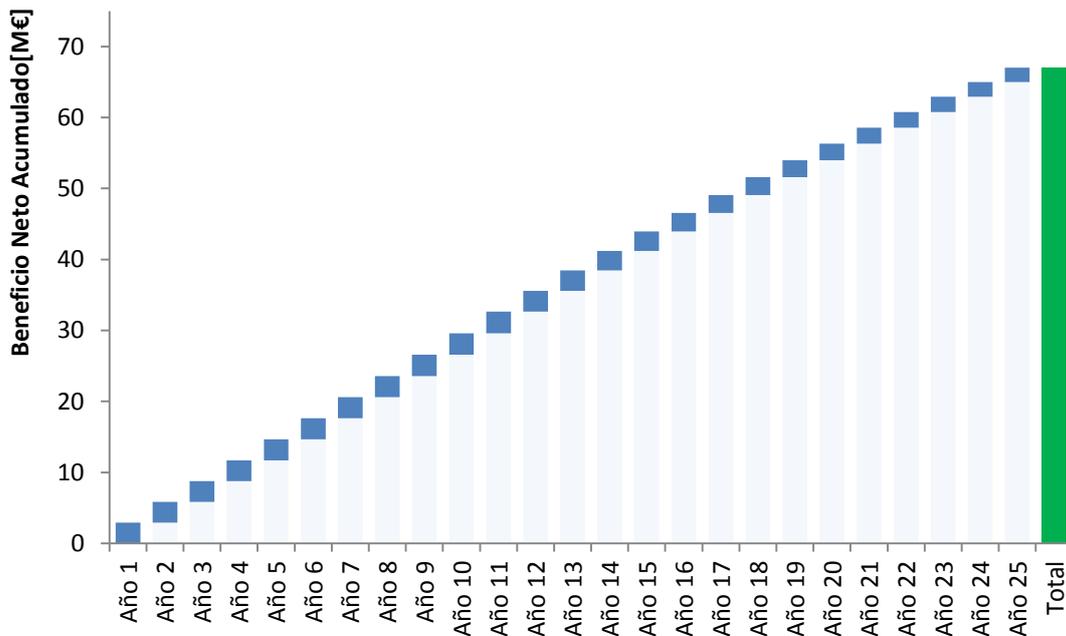


Figura 68 Beneficio actualizado y acumulado a lo largo de la vida útil de la unidad

En la Figura 68 se expone el beneficio neto acumulado y actualizado a lo largo de los años de vida útil de la unidad de Arranque Rápido. El valor final del beneficio neto acumulado a lo largo de la vida de la unidad es de 67 M€, actualizado a una tasa de descuento de 2.944%.

7.4. Viabilidad de la operación

Para estimar la viabilidad de la ejecución de la operación se va a calcular el Valor Actual Neto de la misma.

Estimando la vida de operación de una unidad de Arranque Rápido en torno a los 25 años por analogía con las centrales de ciclo combinado como se ha indicado anteriormente se obtiene:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^{25} \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

$$I_0 \rightarrow \text{Inversión de la operación} = 40 \text{ M€}$$

$$C_t \rightarrow \text{Flujo de caja durante el periodo } t = 5.67 \text{ M€}$$

$$r \rightarrow \text{tasa de descuento} = 2.944 \%$$

$$t \rightarrow \text{número de años} = 25$$

$$VAN = -40 + \sum_{t=1}^{25} \frac{5.67}{(1+0.0294)^t} = 59.95 \text{ M€}$$

Como se puede observar el VAN es positivo, por lo que es factible llevar a cabo la operación de ejecución de la unidad de Arranque Rápido.

En todos los cálculos y proyecciones llevadas a cabo no se ha tenido en cuenta posibles penalizaciones que el operador del sistema imponga a la unidad de Arranque Rápido por faltas en el suministro de potencia a la regulación secundaria cuando se la pida. Por esto y aun asumiendo estas penalizaciones en un 30% del beneficio total esperado, la ejecución de la unidad de Arranque Rápido es totalmente viable.

A continuación se va a exponer la evolución del valor actual neto de la unidad de Arranque Rápido

Universidad Pontificia Comillas
Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI

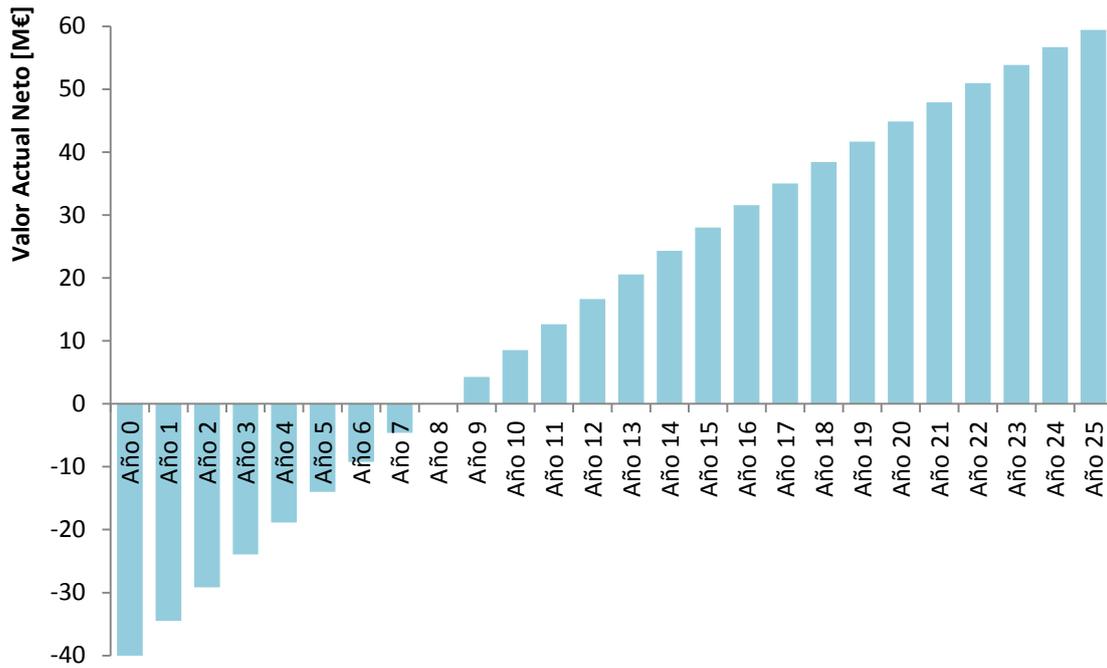


Figura 69 Valor Actual Neto de la unidad de Arranque Rápido

En la Figura 69 se expone el detallado de la evolución de la inversión, siendo el año 0 la inversión por costes. Como se puede observar, la inversión de la unidad de Arranque Rápido no empieza a “crear valor” hasta el año 9, cuando ya ha sido compensada la inversión inicial.

En todos los cálculos y proyecciones llevadas a cabo no se ha tenido en cuenta posibles penalizaciones que el operador del sistema imponga a la unidad de Arranque Rápido por faltas en el suministro de potencia a la regulación secundaria cuando se la pida. Por esto y aun asumiendo estas penalizaciones en un 30% del beneficio total esperado, la ejecución de la unidad de Arranque Rápido es totalmente viable ya que los márgenes son muy amplios.

7.5. Rentabilidad de la operación

En este apartado se va a estimar la rentabilidad de la operación de la unidad de Arranque Rápido

A continuación se va a calcular la tasa de retorno de la inversión. La tasa de retorno de la operación se obtiene cuando el NPV es igual a cero

$$TIR = -I_0 + \sum_{t=1}^{25} \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

$I_0 \rightarrow$ Inversión de la operación = 40 M€

$C_t \rightarrow$ Flujo de caja libre en el periodo $t = 5.67$ M€

$t \rightarrow$ número de años = 25

$$TIR = -40 + \sum_{t=1}^{25} \frac{5.67}{(1+r)^t} = 0$$

$$r = 12.96\%$$

La tasa de retorno de la inversión es del 12.96%, es decir por cada € que se ha invertido en la operación se reciben 1.1296 € cada año.

8. Conclusiones

- La unidad de Arranque Rápido únicamente casa potencia en el Mercado Diario cuando la diferencia de precio entre el Mercado Diario de energía y de Banda Secundaria es inferior a los costes de generación de la unidad. Esto se produce debido que esta es la condición que se debe dar para que el beneficio del Mercado Diario de energía sea superior al beneficio de la Banda Secundaria
- La entrada y salida del Mercado Diario, por tanto, depende de los costes de generación de la unidad de Arranque Rápido. Generalmente, la entrada al Mercado Diario, se produce en precios algo inferiores a la condición mencionada anteriormente pero porque en los periodos siguientes la diferencia entre el precio del Mercado Diario y la Banda Secundaria sigue aumentando. Esto, es consecuencia del límite en la rampa de subida de la unidad.
- La unidad de arranque Rápido casa potencia en el Mercado Diario principalmente después de las horas centrales del día en los meses más calurosos y por la tarde-noche en los meses más fríos del año. Durante estas horas mencionadas en las distintas épocas del año es cuando se produce el pico de la diferencia de precio entre los dos mercados.
- Cuando la unidad casa potencia en el Mercado de energía, lo ideal para optimizar el beneficio del Mercado Diario es que opere cumpliendo la siguiente condición:

$$potencia = \frac{Precio - b}{2 \cdot c}$$

Siendo b y c los coeficientes de la función de costes

$$costes = a + b \cdot pot + c \cdot pot^2$$

Esto no ocurre en muchas ocasiones debido a que la condición de participación en el Mercado Diario también está ligada al precio de la Banda Secundaria, y por tanto la impide aumentar la potencia casada debido a que en periodos siguientes la potencia debe disminuir y existe el límite de rampa a subir y bajar potencia.

- En relación con el beneficio obtenido por la unidad de Arranque Rápido, la Banda Secundaria, salvo en contadas excepciones como son años de tipo AB y AM, tiene el papel principal de los beneficios de la unidad de Arranque Rápido, quedando el Mercado de energía relegado a porcentajes menores del 10%, cuando el precio del Mercado Diario es medio, pero estando alrededor de un 20% cuando el precio del Mercado Diario es medio.

- La relación entre la mejora del beneficio económico por la participación en el Mercado Diario respecto a la participación única en la Banda Secundaria es cuadrática. Por tanto, con una gestión óptima de la energía ofrecida en el Mercado Diario de energía se puede aumentar de manera significativa el beneficio total de la unidad de Arranque Rápido.
- La operación de unidades de Arranque Rápido para la Banda Secundaria resulta económicamente viable, obteniéndose un beneficio neto económico a lo largo de 25 años de operación de aproximadamente 35 M€, teniendo la operación una rentabilidad de un 10%.

9. Referencias

- [1] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. Palo Alto, California: McGraw-Hill, 1994.
- [2] E. Sáiz-Marín, J. García-González, J. Barquín and E. Lobato, "Economic Assessment of the Participation of Wind Generation in the Secondary Regulation Market," vol. 27, 2012.
- [3] I. Saboya Bautista, "Operación de unidades de arranque rápido para la regulación secundaria frecuencia-potencia. Pendiente de defender," 2016.
- [4] Operador del Mercado Ibérico de Energía S.A., "www.omie.es," .
- [5] Operador del Mercado Ibérico de Energía S.A., "Evolución del Mercado de Electricidad en 2008," 2008.
- [6] S. García de Garrido, *Operación y Mantenimiento De Centrales De Ciclo Combinado*. Díaz de Santos, 2007.
- [7] Chaves-Ávila, J.P. y Fernandes, C., "The Spanish intraday market design: A succesful solution to balance renewable generation?" 2015.
- [8] Ernst & Young Auditores S.L., "Informe de auditoría de cuentas anuales. iberdrola S.A." 2009.
- [9] KPMG Auditores S.L., "Informe de Auditoría de Cuentas Anuales. Elecnor S.A." 2014.
- [10] PriceWaterhouseCoopers Auditores S.L., "Informe de Auditoría de Cuentas Anuales. Gas Natural Fenosa S.A." 2011.
- [11] Anonymous "Fuentes de financiación de la empresa," in , UAM, Ed. 1998, .
- [12] Canales, Rafael; Coronado Vaca, María y otros, *Finanzas Corporativas Universidad Pontificia Comillas-ICADE*. 2014.