



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

INGENIERÍA INDUSTRIAL

PROYECTO FIN DE CARRERA

Optimización conjunta del bombeo y de
la energía eólica en el contexto del
Mercado Eléctrico

Luz Matres Santos

MADRID, junio de 2006

Autorizada la entrega del proyecto al alumno:

Luz Matres Santos

DIRECTORES DEL PROYECTO

Javier García González

Rocío Moraga

Fdo:

Fdo:

Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Tomás Gómez San Román

Fdo:

Fecha:

Resumen

Este proyecto fin de carrera estudia la optimización conjunta de la energía hidráulica asociada al equipo de bombeo puro y la energía eólica en el contexto del Mercado Eléctrico. La entrada en vigor del RD436/2004 que permite a los parques eólicos acudir si lo desean al mercado a vender la energía de sus instalaciones, unido al impulso que en toda Europa se está dando a las energías renovables a causa de los problemas ambientales y los compromisos adoptados en Kyoto, motivan la realización de este estudio.

En primer lugar, debido al importante efecto que presenta la dependencia del recurso eólico sobre la posibilidad de ofertar al Mercado Mayorista, este proyecto desarrolla una metodología para optimizar las ofertas que presentan los productores eólicos que acuden al Mercado Eléctrico suponiendo que disponen de recursos de turbinación-bombeo para gestionar los posibles desvíos entre la cantidad ofertada y la generación finalmente vertida a la red.

Se estudian tres configuraciones. En la primera de ellas el parque eólico y la central de bombeo operan de forma independiente. Esta configuración servirá de referencia para posteriores comparaciones con los dos modelos de operación conjunta. En estos dos modelos el parque eólico aprovecha la gestión temporal de la energía que puede realizar la central de bombeo y que es una cualidad específica de estas instalaciones para minimizar sus desvíos. De esta manera, en aquellas horas en las que la producción eólica supere la ofertada, es decir se disponga de un exceso de energía, este exceso será utilizado para almacenar energía bombeando agua desde un embalse inferior a otro superior. Posteriormente en aquellos períodos de déficit de producción respecto a la cantidad vendida en el mercado se podrá suplir dicho defecto de energía turbinando agua desde el embalse superior al inferior.

Los dos modelos de operación conjunta que analiza este proyecto difieren en la posibilidad de comprar energía al Mercado Diario. En ambos se considera a la central de bombeo y el parque eólico como una sola entidad, de tal forma que se ofertaría al mercado conjuntamente la producción eólica e hidráulica e internamente los excesos de producción serían utilizados para compensar el mencionado déficit de producción. En el primer modelo de operación conjunta se permite comprar energía en el mercado, limitando la oferta de compra a lo que la central puede bombear y en el segundo modelo la única oferta que se admite es de venta. Por tanto en este último caso la central únicamente podrá abastecerse del parque eólico para poder operar.

En este proyecto se muestra cómo efectivamente este tratamiento permite una explotación más eficiente de los parques eólicos ya que, al disponer de cierta capacidad de almacenamiento, es posible optimizar la producción conjunta, almacenando energía en horas de valle para luego generarla en horas de punta donde, los precios son más altos al haber una mayor demanda de energía.

La metodología desarrollada se aplica a un parque eólico de 30 MW y a una central de bombeo de 10 MW y se obtienen resultados acerca de los desvíos generados en cada una de las tres estrategias o configuraciones descritas, así como de los beneficios y las penalizaciones por los desvíos mencionados en el día de operación que se analizará.

En segundo lugar, y con el objetivo de limitar el riesgo de la producción eólica, se investiga qué cobertura de un parque eólico se consigue con una central de bombeo determinada. Se analizan los beneficios obtenidos y las penalizaciones por desvíos en las que incurre el parque anterior cuando opera con centrales de bombeo cuyo rango de potencia varía entre 5 y 30 MW. Como resultado de este punto se logra conocer qué dimensiones de embalses y qué potencia ha de tener la turbina-bomba para dar una mayor cobertura, en términos de reducción de la penalización por desvíos, al parque que se propone como caso ejemplo. Finalmente se obtienen conclusiones sobre todos los aspectos de este estudio.

Summary

This final year project focuses on the joint optimization of wind and waterpower in the National Electricity Market framework. The Spanish new provisions and regulations (RD436/2004) coming into effect, that allow wind farms to go to the market to sell the energy generated by their facilities, combined with the major boost that Europe is giving to the renewable energy sector, due of environmental problems and Kyoto commitments, are the main aims for this Study.

First of all, facing the problem of the unpredictability of the wind farms production, the Study develops a methodology to improve the offers made by the wind power production companies when selling their production to the Wholesale Electricity Market, assuming that these companies have enough means of turbine-based pumping in order to manage possible deflections between the offered amount and the final generation injected to the network.

In this thesis, three models have been studied. In the first one the wind farm and the pumping station works in an independent way. This configuration will be used as a reference to subsequent benchmarking with the other two models of combined work. In these two other models, the wind farm takes advantage of the pumping station energy management capacity over time in order to minimize their deflections. By this way, in the hours in which the wind power production exceeds the offered production, that is, a surplus of energy is available. This surplus will be used to store energy by the water pumping from a lower reservoir to an upper one. Afterwards, in the production deficit periods, regarding the amount of energy sold to the market, the production deficit will be corrected by the water released from the upper reservoir to the lower one.

The two combined work models analyzed in this thesis defer in the way that both the wind farm and the pumping station are allowed to sell their production and buy energy from the daily market.. In both cases, the pumping

station and the wind farm are considered as the same entity, so the wind and waterpower productions are sold jointly, and the surplus of production will be used to compensate the deficit of production, mentioned before. In the first model of combined work, the energy purchase in the market is allowed, restricting the purchase offer to the station pumping capability. Though, in the second model the only selling offers are allowed. Therefore, in this case, only the wind farm can supply the pumping station.

In this thesis it is shown how the last method enables a more efficient operation of wind farms because it optimizes their production, in the sense that the energy storage is possible in certain moments of low demand, so that it can be generated in peak demand, where the prices are higher because of the higher demand of energy.

The methodology developed is applied to a 30 MW wind farm and to a 10 MW pumping station, and the results of the generated deviation are obtained for each of the three strategies or configurations described before. Furthermore, the benefits and the penalties due to these deviations are obtained, in a specific day.

Additionally, focussing in wind power production minimising risks, a special analysis is made to obtain the hedging of a wind power production park by a specific pumping station. A benchmarking on benefits obtained vs possible penalties, based on a specific wind farm and the use of pumping station in the range 5 –30 MW is done. The expected results from the study are the reservoir sizing and the right pumping capacity to minimize possible penalties, all related to the specific wind farm considered.

This approach will ensure a lower and upper limit for penalties, as well as benefits expected, for a specific day, in a probability range.

The overall model aims to optimize the power plant, wind farm and pumping-reservoir system, in order to maximize the market incomes while minimizing the production deflections. This model has been formulated as a linear programming optimization problem. For the software development, a

commercial software tool has been used: “CPLEX Optimizer”, as well as “GAMS” software development environment. Matlab is used as a visual interface. For Information interchange between Matlab and GAMS MatGams (“Matlab and Gams: Interfacing Optimization and visualization Software”) has been used.

The final year project ends with final conclusions and the executive report.

Índice

1	INTRODUCCIÓN.....	2
1.1	Motivación.....	2
1.2	Objetivos.....	8
1.3	Organización de la exposición.....	9
2	LA EÓLICA EN EL MERCADO	12
2.1	Potencial eólico en España e impulso de las renovables.	12
2.2	Participación de los parques eólicos en el mercado.	15
2.2.1	<i>Breve descripción de la explotación del Mercado Eléctrico</i>	15
2.2.2	<i>Régimen especial.</i>	23
2.2.2.1	Introducción al régimen especial	23
2.2.2.2	Definición. Requisitos.....	26
2.2.2.3	Modalidades de facturación del régimen especial.....	27
2.3	Dificultades de la eólica en el mercado	28
2.3.1	<i>Introducción</i>	28
2.3.2	<i>Errores de predicción de la producción</i>	29
2.3.3	<i>Penalización por desvíos</i>	30
2.3.4	<i>Soluciones posibles: almacenamiento de energía.</i>	30
3	PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA Y METODOLOGÍA DE RESOLUCIÓN.	36
3.1	Enfoque propuesto	36
3.1.1	<i>Centrales de bombeo como soporte en la operación de los parques eólicos.</i>	36
3.1.2	<i>Breve repaso del estado del arte</i>	39
3.2	Descripción del problema	46
3.2.1	<i>Objetivo, variables de decisión</i>	46
3.2.2	<i>Hipótesis</i>	47
3.2.3	<i>Fuentes de incertidumbre consideradas</i>	51
3.2.4	<i>Optimización estocástica</i>	53
3.2.4.1	Justificación.....	53
3.2.4.2	Árbol de probabilidad o escenarios.....	54
3.3	Modelos de estudio	55

4	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN	59
4.1	Introducción al problema de optimización.	59
4.2	Notación.....	60
4.2.1	<i>Conjuntos</i>	60
4.2.2	<i>Índices</i>	60
4.2.3	<i>Datos</i>	61
4.2.3.1	Datos de los embalses.....	61
4.2.3.2	Datos de diseño la central de bombeo.....	62
4.2.3.3	Datos del parque eólico.....	62
4.2.3.4	Datos de los escenarios de producción eólica y precios del Mercado Diario.....	62
4.2.4	<i>Variables</i>	63
4.2.4.1	Variables asociadas a los embalses	63
4.2.4.2	Variables asociadas a la central de bombeo y al parque eólico.....	63
4.2.4.3	Variables asociadas a las ofertas al Mercado Diario.....	63
4.2.4.4	Variables asociadas a los desvíos de producción.....	64
4.2.4.5	Variables asociadas a los costes de la operación.....	64
4.2.4.6	Variables asociadas a los ingresos de la operación.....	64
4.2.4.7	Variables asociadas a los beneficios de la operación.....	65
4.2.5	<i>Constantes</i>	65
4.3	Entradas del modelo	65
4.4	Salidas del modelo	67
4.5	Ecuaciones y restricciones del modelo.....	69
4.5.1	<i>Ecuaciones de balance energético</i>	69
4.5.2	<i>Restricciones técnicas asociadas a los embalses</i>	70
4.5.3	<i>Consignas de volumen final</i>	70
4.5.4	<i>Restricciones técnicas asociadas a las potencias de operación</i>	70
4.5.5	<i>Restricciones asociadas a la verificación de ofertas</i>	72
4.5.6	<i>Ecuaciones de cálculo de los desvíos</i>	73
4.5.7	<i>Penalización por desvíos</i>	74
4.5.8	<i>Ingresos obtenidos en la operación</i>	75
4.5.9	<i>Beneficios obtenidos en la operación</i>	75
4.6	Función objetivo	76
4.7	Formulación matemática del problema	77
4.7.1	<i>Función objetivo</i>	77
4.7.2	<i>Cálculo de los ingresos.</i>	77
4.7.3	<i>Cálculo de las penalizaciones por desvíos.</i>	77

4.7.4	<i>Cálculo de los desvíos.</i>	78
4.7.5	<i>Restricciones de continuidad en los embalses.</i>	78
4.7.6	<i>Restricciones técnicas asociadas a los embalses.</i>	78
4.7.7	<i>Consignas de volumen final.</i>	79
4.7.8	<i>Restricciones técnicas asociadas a las potencias de operación.</i>	79
4.7.9	<i>Restricciones asociadas a la verificación de las ofertas.</i>	80
5	RESULTADOS.....	82
5.1	Introducción.....	82
5.2	Descripción del caso de estudio.....	83
5.2.1	<i>Equipo eólico.</i>	83
5.2.2	<i>Equipo de bombeo y criterios de dimensionamiento.</i>	83
5.2.3	<i>Caracterización de los escenarios de producción.</i>	84
5.2.4	<i>Escenarios de precios.</i>	86
5.2.5	<i>Construcción del árbol de escenarios.</i>	87
5.3	Resultados con el caso base.....	90
5.3.1	<i>Comparación de las ofertas al Mercado Diario en los tres modelos.</i>	90
5.3.2	<i>Comparación de los beneficios obtenidos en los tres modelos.</i>	92
5.3.3	<i>Comparación de las penalizaciones obtenidas en los tres modelos.</i>	96
5.3.4	<i>Operación de cada uno de los tres modelos en dos escenarios.</i>	99
5.3.4.1	Operación en el escenario 1	99
5.3.4.2	Operación en el escenario 420	107
5.4	Efecto de la dimensión del equipo de bombeo	114
5.4.1	<i>Definición de las centrales consideradas</i>	114
5.4.2	<i>Efecto sobre el beneficio del parque eólico</i>	114
5.4.3	<i>Efecto sobre el beneficio central +parque</i>	117
6	CONCLUSIONES.....	122
6.1	Introducción	122
6.2	Descripción del problema	123
6.3	Resultados y Conclusiones.....	125
6.4	Posibles mejoras o líneas futuras de investigación.....	127
7	REFERENCIAS	129
A	DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE UTILIZADO	137

A.1 Introducción	137
A.2 Aplicación a los modelos del proyecto.....	138
A.3 Instalación.....	139
A.4 Paso de valores de Gams a Matlab	139
A.5 Modificación de parámetros desde Matlab.	141
B CÓDIGO GAMS DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN E INTERFAZ CON MATLAB.....	145

Índice de Figuras

Figura 1: Potencia eólica instalada en la UE-25 a 31/12/2004	3
Figura 2: Ejemplo de casación de ofertas simples.....	17
Figura 3: Período de cada mercado y horizonte de aplicación.	22
Figura 4. Central de bombeo puro.	38
Figura 5: Tipos de ofertas.....	48
Figura 6: Histograma de los precios del mercado diario en España	52
Figura 7: Árbol de probabilidad o de escenarios.	54
Figura 8: Central y parque operan separadamente	55
Figura 9: Operación conjunta 1. Se admiten ofertas de compra	56
Figura 10: Operación conjunta 2. La central sólo actúa de respaldo del parque.	56
Figura 11: Agregación de los escenarios de precios y producción	88
Figura 12. Software utilizado.....	138

Índice de Tablas

Tabla 1. Potencia eólica instalada en España, Enero 2006 (infoeólica).....	13
Tabla 2. Precios medios diarios en el Mercado Eléctrico en España	52
Tabla 3 Características de la central de bombeo	83
Tabla 4. Escenarios considerados, número y probabilidad	88
Tabla 5. Beneficios de la operación	92
Tabla 6. Intervalos de confianza. Beneficios	95
Tabla 7. Penalización por desvíos en las tres configuraciones	96
Tabla 8.Intervalos de confianza. Penalizaciones	98
Tabla 9. Dimensiones Centrales de Bombeo.....	114

Índice de Gráficas

Gráfica 1. Patrones de producción eólica.....	84
Gráfica 2. Patrones 1 y 2 de producción eólica. Caso de estudio.....	86
Gráfica 3: Escenarios de precios. Caso de estudio.....	87
Gráfica 4. Ofertas al MD. Parque y Central por separado.....	90
Gráfica 5. Ofertas al MD. Operación Conjunta 1.....	91
Gráfica 6. Ofertas al MD. Operación Conjunta 2.....	91
Gráfica 7. Comparación beneficios.....	93
Gráfica 8. Gráfico de Cajas. Beneficios.....	94
Gráfica 9. Beneficios Esperados e intervalos de confianza para las tres configuraciones estudiadas.....	96
Gráfica 10. Penalización por desvíos.....	97
Gráfica 11. Gráfico de cajas. Penalización.....	97
Gráfica 12. Penalizaciones Esperadas e intervalos de confianza para las tres configuraciones estudiadas.....	98
Gráfica 13. Escenario 1. Producción y precios del Mercado Diario.....	99
Gráfica 14. Parque y Central operando separadamente. Escenario 1.....	100
Gráfica 15. Operación modelo conjunto 1. Escenario 1.....	101
Gráfica 16. Operación modelo conjunto 2. Escenario 1.....	103
Gráfica 17. Desvíos de potencia. Escenario 1.....	104
Gráfica 18. Evolución del volumen en los embalses. Central de bombeo. Escenario 1.....	105
Gráfica 19. Evolución del volumen en los embalses. Operación conjunta 1. Escenario 1.....	106
Gráfica 20. Evolución del volumen en los embalses. Operación conjunta 2. Escenario 1.....	107
Gráfica 21. Escenario 420. Producción y precios del Mercado Diario.....	108
Gráfica 22. Parque y Central operando separadamente. Escenario 420.....	108
Gráfica 23. Operación Conjunta 1. Escenario 420.....	109
Gráfica 24. Operación Conjunta 2. Escenario 420.....	110
Gráfica 25. Desvíos de Potencia. Escenario 420.....	111
Gráfica 26. Evolución del volumen en los embalses. Central de bombeo. Escenario 420.....	112
Gráfica 27. Evolución del volumen en los embalses. Operación conjunta 1. Escenario 420.....	113
Gráfica 28. Evolución del volumen en los embalses. Operación conjunta 2. Escenario 420.....	113
Gráfica 29. Incremento de beneficio. Comparación Parque/Conjunto 2.....	115
Gráfica 30. Reducción Penalización. Comparación Parque/Conjunto 2.....	116
Gráfica 31. Evolución de la penalización por desvíos según las dimensiones de la central de bombeo. Operación Conjunta 2.....	117
Gráfica 32. Incremento de beneficio. Comparación Parque+Central/Conjunto 1.....	118

Gráfica 33.Reducción Penalización. Comparación Parque+Central/Conjunto 1.....	119
Gráfica 34. Evolución de la penalización por desvíos según las dimensiones de la central de bombeo. Operación Conjunta 1.....	119

1

Introducción

1 Introducción

1.1 Motivación

Europa se ha fijado ambiciosos objetivos en cuanto a la generación de electricidad utilizando como fuente las energías renovables. Producir energía limpia, apostar por las renovables, frenar la dependencia de las importaciones energéticas y limitar el efecto invernadero son objetivos a los que es difícil oponerse. Pero en 1996, el último año en el que hay datos confirmados de los Quince, sólo el 5% de la energía total consumida en La Unión Europea respondía a estos criterios ecológicos. La UE defiende duplicar en cada país el peso de las renovables y llegar, en el 2.010, a una media del 12% para los Quince.

Las energías renovables podrían solucionar muchos de los problemas ambientales, como el cambio climático, los residuos radiactivos, las lluvias ácidas y la contaminación atmosférica.

Pero las energías limpias no sólo presentan mejoras para el medio ambiente, sino que también ofrecen ventajas de carácter estratégico y socioeconómico con respecto a las convencionales.

Los combustibles fósiles existen sólo en un número limitado de países e incrementan las importaciones energéticas en la UE. Así pues, desde el punto de vista estratégico, las energías renovables permiten reducir la dependencia energética del exterior, al ser autóctonas.

Desde el punto de vista socioeconómico las energías renovables contribuyen al equilibrio inter-territorial, ya que suelen instalarse en zonas rurales. Además crean cinco veces más puestos de trabajo que las convencionales.

España es un país fuertemente dependiente de las importaciones energéticas. De hecho, se importa casi un 80% de la energía consumida, [APPA05].

Además, nuestra economía, en contra de la tendencia de la UE, tiene un tejido productivo con una intensidad energética alta y ascendente. Ambos factores hacen especialmente atractivas las energías renovables. El potencial de estas energías en España, aún con las limitaciones actuales de tecnología y costes económicos, es muy elevado.

Nuestro país aspira -oficialmente- a que en el año 2010 el 12% de la energía sea renovable, [IDAE05] [PER05].

La conclusión de los objetivos anteriormente citados requiere de un incremento en el aprovechamiento de la energía que se obtiene del viento. Hay que señalar que cada kWh eólico permitiría ahorrar hasta un kilogramo de CO₂, entre otras sustancias contaminantes, [ERSF04]. El país con más crecimiento en el último año ha sido España, tanto en potencia instalada, como en capacidad de fabricación de aerogeneradores. Nuestro país es la segunda potencia mundial en energía eólica, por detrás de Alemania, habiendo registrado un durante los tres últimos años un crecimiento medio de la potencia instalada superior a 1.600 MW anuales. El área eólica sitúa su nuevo objetivo de incremento en 12.000 MW adicionales en el período 2005-2010, lo que supone finalizar la década con una potencia total instalada de 20155 MW, [IDAE05] [PER05].

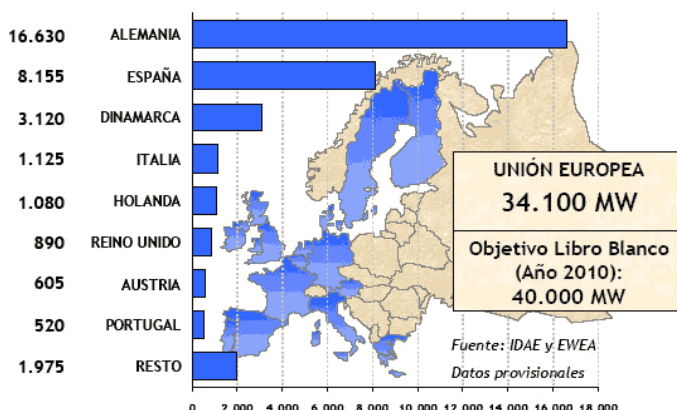


Figura 1: Potencia eólica instalada en la UE-25 a 31/12/2004

En Europa, el rápido desarrollo de esta fuente se ha debido sobre todo a la existencia de subsidios públicos, directos o indirectos, en la forma de un precio garantizado favorable de compra de energía [BARQUIN02].

La energía eólica cuenta por tanto, con una importante iniciativa empresarial en un mercado con buenas expectativas. A esto cabe añadir que los costes de generación o costes variables de esta tecnología son prácticamente nulos.

Así pues la energía eólica puede constituir una de las alternativas más atractivas para reducir las emisiones contaminantes y avanzar hacia la sostenibilidad del modelo energético. Sin embargo, esta fuente alternativa presenta ciertos inconvenientes derivados principalmente de su naturaleza intermitente. El recurso que explota la energía eólica, el viento, es aleatorio y de esto se deriva por tanto la imposibilidad de decidir cuándo y cuánta energía producir, ya que ésta depende absolutamente de las condiciones de viento que existan en cada momento.

Esta dependencia del recurso eólico tiene dos importantes efectos, uno sobre el Sistema Eléctrico y otro sobre la posibilidad de ofertar en el mercado mayorista. En España, el sector de la generación eléctrica se encuentra liberalizado desde 1998. Así, los agentes generadores acuden al mercado de producción de la electricidad, donde realizan sus ofertas de generación para las 24 horas del día siguiente.

En particular, el sector eólico ha iniciado durante los últimos dos años un proceso de abandono de la tarifa regulada para acudir al mercado de producción, compitiendo con el resto de agentes en la presentación de ofertas para el Mercado Diario e Intradía.

El Sistema Eléctrico debe ajustar la producción eléctrica a la demanda porque la electricidad no puede almacenarse. Esto representa un problema para los propietarios y gestores de los parques eólicos que se ven obligados a predecir su perfil de producción horaria con 24 horas o más de antelación. La aplicación de los modelos de predicción en la producción eólica exige un grado de detalle

no alcanzado anteriormente en otros sectores como la navegación aérea, marítima y turismo entre otros, puesto que la cantidad de electricidad que produce un aerogenerador es equivalente a la velocidad del viento elevada al cubo, y una pequeña variación de la intensidad eólica se traduce en una enorme variación de la energía producida.

En ese horizonte temporal mencionado, el error de predicción por tanto puede ser todavía significativo, por lo que pueden producirse desvíos entre el programa casado y el programa real de producción, lo que a su vez obliga al Operador del Sistema a mantener en espera a otras instalaciones de producción eléctrica - en ocasiones operando bajo mínimos - para suplir una eventual caída de la producción eólica y evitar alteraciones de suministro o, incluso, posibles apagones. Ante esta situación, el parque eólico puede intentar acudir a los mercados intradiarios para recomprar o vender la energía y así compensar los errores de predicción, o bien pagar las penalizaciones asociadas a los incumplimientos de energía.

Según la metodología establecida por el RD 436/2004 de 12 de marzo [MINEC04], los costes por desvíos que se imputarán a los productores eólicos oscilan entre los 0,12 y los 0,15 céntimos de euro por kWh producido, según se acojan a la modalidad de acudir al mercado o a la modalidad de tarifa regulada respectivamente. La existencia de estas penalizaciones, si bien son completamente lógicas en el contexto del resto de tecnologías de generación, plantea dificultades adicionales a los productores eólicos cuando éstos desean acudir al mercado eléctrico.

Este proyecto fin de carrera se enmarca en el contexto de las energías renovables, con el objetivo principal de minimizar los posibles desvíos que se producen entre la predicción realizada en los parques eólicos y la generación finalmente vertida a la red. Se propone el estudio de la mejora del aprovechamiento de esta fuente de energía valiéndose para ello de otra fuente alternativa: **la energía hidráulica.**

Concretamente, se tratará de compensar los errores de predicción en la producción eólica haciendo uso de una **central de bombeo puro**. Este tipo de instalaciones cuentan con un embalse superior y un embalse inferior, así como de un equipamiento eléctrico que puede funcionar como bomba (almacenando agua en el embalse superior, y por lo tanto, energía en forma de energía potencial), o funcionar como turbina, generando electricidad cuando el agua circula desde el embalse superior al inferior.

Las centrales de bombeo tienen la ventaja de que permiten hacer una gestión temporal de la energía: almacenan energía en las horas de valle y pueden luego generarla en horas de punta. Esta cualidad específica de las centrales de bombeo puede ayudar a disminuir el riesgo que presenta la producción de energía eólica debido, como mencionamos antes, a la naturaleza intermitente del viento, [EPES04].

Supóngase parque eólico que trabaja en asociación con una central de bombeo, formada por un embalse superior y un embalse inferior.

En aquellas horas en las que la producción eólica supere la producción ofertada en el mercado, es decir, se dispone de un exceso de energía, este exceso sería aprovechado para almacenar energía mediante el bombeo de agua desde un embalse inferior a otro superior. Posteriormente, esta energía podría ser empleada para compensar el déficit de producción, es decir, cuando la producción real es inferior a la energía vendida en el mercado. Este tratamiento permitiría una explotación más eficiente de los parques eólicos ya que se podría optimizar su producción en el sentido de almacenar la energía en horas de valle para luego generarla en horas de punta donde hay precios más altos. Además, el hecho de proporcionar cierta cobertura a los agentes frente a los riesgos de previsiones, supone un incentivo adicional a la inversión en el sector de la energía eólica y su consideración en el mercado eléctrico español.

Existe la posibilidad de considerar la central de bombeo y el parque eólico como una sola entidad, de tal forma que se ofertaría al mercado conjuntamente la producción eólica e hidráulica. Internamente, los excesos de producción serían utilizados para compensar el mencionado déficit de producción.

Otra posibilidad a considerar es que el bombeo pudiera comprar también energía en el mercado, es decir, que no sólo se abasteciese del parque eólico.

En conclusión, la optimización conjunta de estas dos energías limpias que propone este proyecto intenta averiguar si es una vía factible de dar mayor seguridad a la generación eólica y a incentivar su producción.

1.2 Objetivos

El proyecto abordará el estudio de la optimización conjunta de la energía eólica y la energía hidráulica de una central de bombeo puro en los siguientes puntos:

Por un lado el proyecto tratará de desarrollar una metodología para optimizar las ofertas que presentan los productores eólicos que acuden al mercado, suponiendo que disponen de recursos de turbinación-bombeo para gestionar los posibles desvíos que pueden generarse como consecuencia de la naturaleza intermitente del viento y la imposibilidad de contar con una predicción de producción suficientemente adecuada para el horizonte temporal en el que han de enviarse dichas ofertas.

De las líneas de trabajo seguidas actualmente en la **Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas**, este proyecto se enmarca en *Energías limpias y renovables*. La aportación de este proyecto a la Cátedra se centra en los siguientes objetivos:

- Investigar qué cobertura de un parque eólico se lograría con una central de bombeo determinada. Será por lo tanto necesario determinar cómo cuantificar dicha cobertura .
- Con el objetivo de limitar el riesgo de la producción eólica, el segundo objetivo de este proyecto es determinar qué dimensiones deberían tener las centrales de bombeo que le servirán de soporte, es decir cuantificar y proponer datos técnicos a esta idea cualitativa. Como resultado de este punto se lograría conocer qué dimensiones del embalse superior serían adecuadas para un determinado parque eólico y qué potencia tendría que tener la turbina-bomba.

1.3 Organización de la exposición

En este apartado se describe cómo están organizados los contenidos del presente documento.

En el capítulo **“La eólica en el Mercado”** se tratará, en primer lugar, sobre el potencial eólico en España y del impulso que actualmente se está dando a las energías renovables. Este apoyo a las tecnologías limpias, como se ha visto en el apartado 1.1, es una de las motivaciones para la realización de este estudio. Posteriormente se analizará la participación de los parques eólicos en el Mercado Eléctrico en nuestro país. Para ello se describe brevemente la explotación del mismo, incidiendo sobre la operación del régimen especial, en el cual se incluye la energía eólica. Se explicará en qué consiste dicho régimen especial, cuáles son sus requisitos y a qué modalidades de facturación puede adherirse para participar en el Mercado. Llegado a este punto se expondrá cuál es la problemática a la que se enfrenta la explotación de la energía eólica en dicho Mercado, cuáles son sus principales dificultades y qué soluciones posibles existen ante ellas. Entre estas posibles soluciones nos centraremos en una de ellas: el bombeo.

En el siguiente capítulo, **“Presentación del problema y metodología de resolución”**, se hablará del enfoque propuesto en el proyecto, es decir, sobre las centrales de bombeo como soporte en la operación de los parques eólicos y se dará un breve repaso al estado el arte, en el cual se explican algunos de los artículos que han investigado sobre este tema. A continuación se describe el problema de forma más concreta, es decir, se expone cuál es su objetivo, qué variables de decisión se tienen, cuáles son las fuentes de incertidumbre asociadas al problema que se incluyen en el estudio y la necesidad de aplicar la optimización estocástica al mismo.

Posteriormente se describen los modelos de estudio propuestos, los cuales surgen de distintas configuraciones en la operación de un parque eólico y de una central de bombeo.

En el capítulo, “**Definición del problema de optimización**” se presentará una descripción completa del modelo matemático que ha servido de referencia para realizar este estudio. En concreto, se explicará cuáles son las entradas del modelo, las salidas, las variables, las ecuaciones que lo definen y la función objetivo utilizada. En este capítulo se incluye también la formulación matemática del problema.

Una vez presentado el problema, en el capítulo de “**Resultados**” se muestra cuál es el comportamiento de las distintas configuraciones de central y parque cuando se enfrentan a distintos escenarios de producción y precios. Obtendremos qué potencias debe tener la central de bombeo para dar una mayor cobertura al parque eólico, cómo se reducen las penalizaciones en la operación conjunta y qué beneficios se obtienen.

A continuación, en el capítulo de “**Conclusiones**”, se presentarán las principales conclusiones que pueden derivarse del estudio realizado y de los resultados obtenidos.

Finalmente se hará referencia a todas las fuentes consultadas para elaborar este documento en el capítulo de “**Bibliografía**”.

En los anexos se explica la implementación informática que se ha utilizado en este proyecto y se adjuntará la codificación de los modelos de optimización desarrollados.

2

La eólica en el mercado

2 La eólica en el mercado

2.1 Potencial eólico en España e impulso de las renovables.

Es esencial construir un modelo energético sostenible en España, ya que es un país con una elevada dependencia energética del exterior (se veía en el apartado 1.1 que era del 80%), a pesar de lo cual ha tenido muy pocos logros en eficiencia. El crecimiento del consumo de electricidad es claramente superior a la media europea y también en energía primaria, aunque partiendo de valores inferiores a la media europea, mientras que la intensidad energética presenta una tendencia creciente, contraria a la observada en UE-15. Además, se está lejos de cumplir los compromisos adoptados en Kyoto sobre la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. El carbón y el petróleo, además de alejar a España de dichos compromisos medioambientales, son recursos limitados, y en el caso del petróleo, con una procedencia de zonas consideradas conflictivas a nivel mundial que introducen incertidumbre en los precios de la energía. Todo esto hace que se tome conciencia de la relevancia que supone el dar un impulso a la utilización de las energías renovables.

España es una potencia mundial en energías renovables. En 2004 cubrieron el 6,5% de todas las necesidades energéticas de España y el 19,9% (incluyendo la gran hidráulica) de la producción eléctrica. En la actualidad, las energías renovables dan trabajo a unas 180.000 personas, la mayoría de ellas en áreas rurales económicamente deprimidas, [APPA05].

Las energías renovables reciben distintos tipos de ayudas por parte del Estado (primas a la producción eléctrica, apoyo a la inversión y exenciones fiscales) para facilitar su desarrollo tecnológico y como reconocimiento de sus ventajas medioambientales frente a otros sistemas de producción energética.

El fomento de las energías renovables es uno de los vectores de la política energética europea y española, que se materializa en la existencia de unos

objetivos concretos para cada tecnología. El último documento que recoge estos objetivos, así como las medidas necesarias para lograrlos, es el Plan de Energías Renovables 2005 - 2010 (PER). Según la normativa vigente, en 2010 las energías renovables deberán cubrir el 12% del consumo de energía primaria del país, el 29,4% de la generación eléctrica y el 5,75% de las necesidades del transporte, [PER05].

Una vez expuesto por qué las energías limpias son necesarias y cuentan en la actualidad con un impulso y un respaldo especiales, se incide ahora en la importancia de la energía eólica como parte fundamental de este *mix* energético de origen renovable. El Plan de Fomento de Energías Renovables (PFER), aprobado por el Gobierno en diciembre de 1999, establece que el potencial eólico en España era de unos 15.000 MW.

	COMUNIDAD AUTÓNOMA	KW INSTALADOS
1	GALICIA	2.452.480
2	CASTILLA LA MANCHA	2.008.880
3	CASTILLA LEÓN	1.690.310
4	C. ARAGÓN	1.346.460
5	NAVARRA	966.530
6	ANDALUCÍA	545.000
7	LA RIOJA	408.620
8	ASTURIAS	162.350
9	CANARIAS	146.620
10	PAÍS VASCO	144.870
11	CATALUÑA	144.140
12	MURCIA	54.970
13	C. VALENCIANA	20.490
14	BALEARES	3.200
15	CANTABRIA	0
16	EXTREMADURA	0
17	MADRID	0
	SUMA TOTAL	10.094.920

Tabla 1. Potencia eólica instalada en España, Enero 2006 (infoeólica).

Por comunidades autónomas, Galicia, Castilla y León, Castilla La Mancha y Aragón son las que cuentan con una mayor potencia instalada, como se aprecia en la Tabla 1

España ha desarrollado una industria eólica pujante en el ámbito mundial, los incentivos económicos que se han establecido para el aprovechamiento del potencial eólico han propiciado, en algunas Comunidades Autónomas, que la energía eólica sea la energía renovable de mayor crecimiento. La energía eólica es, junto a la biomasa, la energía alternativa con mayores expectativas de crecimiento en los próximos años. Ya en el año 2002 el crecimiento fue del 46% respecto al año anterior, pasando de 3.295 MW en 2001 a los 4.832 MW registrados en diciembre de 2002, y se ha duplicado en dos años, llegando a una potencia instalada en diciembre de 2004 de 8.263 MW, (superando ampliamente las previsiones hechas por La CNE (2001), donde se hablaba de 6.500 MW en 2005, [CNE01]) y superando los 10 MW en enero del 2006 como mostraba la Tabla 1

Con respecto a la situación de la potencia instalada en España dentro de la UE, Alemania lidera la lista llegando, en el 2004, a 17.000 MW y unas excelentes previsiones de futuro. El segundo lugar lo ocupa España, logrando un 33,2% de instalación en 2004, y les sigue Dinamarca, [ANALE06].

Por otro lado, según un estudio llevado a cabo por Greenpeace y EWEA (Asociación Europea de Energía Eólica), España tiene un potencial eólico técnicamente aprovechable de 43.000 MW. Este potencial da margen suficiente para satisfacer en 2020 como mínimo un 20% de su demanda eléctrica prevista, [IPERE05]. El éxito de la eólica en España radica en una combinación de factores entre los que destaca un plan nacional de apoyo consistente y sencillo y unas firmes políticas regionales de desarrollo.

La energía eólica ofrece muchísimos beneficios, derivados de su origen renovable, como una mayor protección medioambiental y una importante reducción de gases de efecto invernadero. A este respecto se pone de relieve

que en el año 2020 la reducción acumulada de emisiones por empleo de la eólica será de 11.768 millones de toneladas de CO₂, y al contrario de que lo sucede con otras opciones energéticas, el combustible eólico es abundante, gratuito e inagotable.

Además la energía eólica conlleva desarrollo económico, diversidad y seguridad del suministro, despliegue rápido, transferencia e innovación tecnológica, y electricidad en red a escala industrial.

2.2 Participación de los parques eólicos en el mercado.

2.2.1 Breve descripción de la explotación del Mercado Eléctrico

El actual mercado eléctrico comenzó a ponerse en marcha en 1997, cuando entró en vigor la Ley del Sector Eléctrico. El año anterior ya se había firmado el llamado Protocolo Eléctrico entre el Ministerio de Industria y Energía y las principales empresas del sector, con lo que quedó anulado el Marco Legal Estable hasta entonces en vigor, que fijaba los precios en función de criterios políticos. Actualmente el mercado eléctrico está liberalizado y se basa por tanto en la competencia entre las empresas. Tiene como objetivo incrementar la calidad del suministro, la mejora del medio ambiente y hacer que los precios se autorregulen en un mercado libre.

Esta nueva regulación implica que muchas decisiones que antes se tomaban por la administración (como la autorización de construcción de nuevas centrales) ahora se dejan a criterio de las empresas, sin más limitaciones que las que establece la ley para cualquier instalación industrial. En este nuevo marco regulatorio son las compañías generadoras las que individualmente planifican la operación de sus recursos con la intención de maximizar su beneficio esperado. Es importante señalar que también existe ahora la libertad de los consumidores para elegir la empresa suministradora que deseen, en función de

la calidad de suministro y el precio que ofrezcan. Esta liberalización se implanta progresivamente, empezando por las empresas más grandes: en el año 2007, cualquier consumidor podrá elegir suministrador.

Para entender cómo funciona el Mercado Eléctrico se explicará en primer lugar cómo se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía. Las empresas que producen electricidad hacen ofertas de venta de determinadas cantidades de electricidad a determinado precio, para cada una de las horas del día. Al mismo tiempo, los consumidores, directamente -en el caso de ser consumidores cualificados, actualmente sólo algunas grandes empresas- o indirectamente, a través de las empresas comercializadoras o las distribuidoras, hacen ofertas de compra.

La suma de las ofertas de compra configura una curva agregada de compra, también llamada curva de demanda o función de demanda. Por otro lado, la suma de las ofertas de venta configura una curva agregada de venta denominada función de suministro. La intersección de ambas curvas en cada hora, determina la energía total casada y el precio marginal.

En el caso español el tipo de ofertas que pueden presentarse son las llamadas "Ofertas Simples con reglas adicionales". Una oferta simple es una pareja cantidad-precio que es aceptada o rechazada únicamente en función del precio resultante en el mercado. La ventaja de este tipo de ofertas es su transparencia en el proceso de casación. Cualquier agente puede comprobar que si una oferta de venta no ha sido aceptada, es porque el precio del mercado resultó ser menor que el precio ofertado. Sin embargo las ofertas simples presentan algunos inconvenientes debidos a que la electricidad posee características propias que la distinguen de otros bienes, como que no es posible almacenarla en cantidades significativas de forma económica eficiente, o puede ocurrir por ejemplo que la oferta de venta marginal, es decir la oferta más cara despachada no sea aceptada en su totalidad y esto es un problema ya que el rango de producción de los grupos es discontinuo existiendo un mínimo técnico por debajo del cual

no es posible producir. Para solucionar estos inconvenientes, en el Mercado español se añaden reglas adicionales a esta oferta simple, en ellas se incorpora información sobre los mínimos técnicos, rampas máximas, etc. [OECP01]

El precio de la electricidad será el de la última oferta. No obstante, hasta la liberalización completa del mercado, las tarifas para los "consumidores no cualificados" pagarán tarifas eléctricas establecidas por la administración.

La Figura 2 muestra un ejemplo de la casación de ofertas simples como intersección de la curva agregada de compra y la curva agregada de venta.

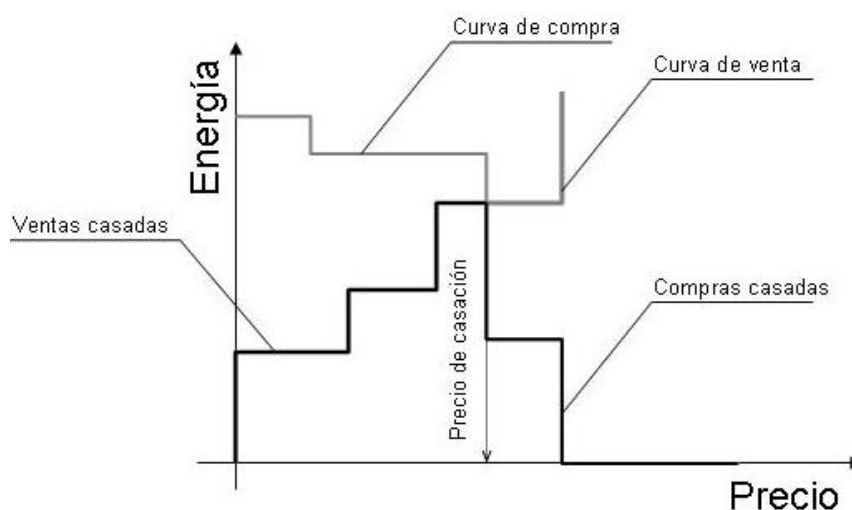


Figura 2: Ejemplo de casación de ofertas simples

Por lo tanto, como se acaba de ver, el precio de la electricidad se construye básicamente mediante lo que se llama la casación de la oferta y la demanda. Sin embargo, en el precio final intervienen también otros componentes que se añaden al precio básico para formar el precio total que pagarán los consumidores. Por ejemplo, la producción limpia de electricidad se favorece mediante primas, que repercuten en el precio final. Otros componentes reflejan el coste que supone a las empresas el poder garantizar el suministro y los llamados costes de transición a la competencia, que pagan las posibles pérdidas

de las empresas fabricantes de electricidad al pasar de una economía planificada a un mercado libre cuando realizaron inversiones de capacidad en un entorno centralizado. [UNESA06]

Dentro del mercado eléctrico hay que distinguir el mercado de producción y el mercado a tarifa regulada:

Mercado de Producción

El mercado de producción engloba el conjunto de mecanismos que permiten conciliar la libre competencia en la generación de electricidad con la exigencia de disponer de un suministro que cumpla con los criterios de seguridad y calidad requeridos. Las transacciones de energía que los agentes negocian en el mercado de producción responden a sus previsiones de demanda, de capacidad de generación de los grupos y de disponibilidad de la red de transporte. Este mercado está basado en varios procesos interrelacionados:

- **Mercado Diario:** tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía para el día siguiente. El Operador del Sistema, comunica a los agentes a las 8:30 horas su previsión de demanda, las indisponibilidades de generación y la situación de la red de transporte. Los agentes que desean participar en el mercado diario presentan al Operador del Mercado entre las 8:30 y las 10:00 horas sus ofertas de compra o venta de energía, procediendo éste a la casación de dichas ofertas, determinándose de esta forma el precio marginal y el volumen de energía que se acepta para cada unidad de compra y venta en cada periodo horario. Las transacciones, asignadas o casadas, de compraventa de energía dan lugar al Programa Base de Casación. Una vez analizado este programa desde el punto de vista de seguridad del suministro por el Operador del Sistema y resueltas las restricciones técnicas, mediante la reasignación de los grupos

generadores ante desviaciones de la demanda, se obtiene el Programa Diario Viable Definitivo.

- **Mercado Intradiario:** gestionado por el Operador del Mercado, es un mercado de ajustes de los desvíos en generación o en demanda que se pueden producir con posterioridad a haberse fijado el Programa Diario Viable Definitivo. Este mercado está organizado en seis sesiones y pueden presentar ofertas de compra o venta de energía aquellos agentes que hayan participado en la sesión del mercado diario. El programa de transacciones resultante de cada mercado intradiario debe ser analizado por Red Eléctrica para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad, tras lo cual se obtiene el Programa Horario Final.

- **Mercados de Operación:** gestionados por Red eléctrica como responsable de la operación del sistema, está constituido por los procesos mediante los cuales se resuelven los desequilibrios que puedan surgir entre generación y demanda. Agrupan a un conjunto de mecanismos de carácter competitivo que complementan el mercado de producción. En este mercado se identifican y resuelven las incompatibilidades que aparecen entre las transacciones de energía acordadas en el mercado de producción y la gestión de su transporte. Para su resolución parte de los resultados del mercado diario e intradiario, las ventas en régimen especial y los contratos bilaterales físicos y reasigna algunas producciones para asegurar la viabilidad del resto.

- **Regulación Secundaria:** su objetivo es mantener la capacidad de restablecer los desequilibrios entre generación y demanda en un plazo de 30 segundos a 15 minutos. El producto que se negocia es

la capacidad de subir o bajar generación, y es retribuido por dos conceptos: disponibilidad (banda) y utilización (energía).

- **Regulación Terciaria:** su objetivo consiste en restituir la reserva de regulación secundaria cuando haya sido utilizada. El producto que se negocia es la variación de potencia que es posible conseguir en un tiempo máximo de 15 minutos y que puede ser mantenido, al menos, durante 2 horas consecutivas.
- **Gestión de Desvíos:** su objetivo es resolver los desvíos entre la generación, por averías en los grupos, y el consumo, si la demanda casada no coincide con la prevista en el plazo que transcurre entre el cierre de cada sesión del mercado intradiario y el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

Existen otros **servicios complementarios** que deben ser puestos a disposición de la operación del sistema por los agentes del mercado como condición para participar en él. Se ponen en marcha cuando son necesarios:

- La **Regulación Primaria:** tiene por objeto la corrección automática de los desequilibrios instantáneos que se producen entre la generación y el consumo. Es aportada por los generadores mediante la variación de la potencia de sus centrales como respuesta a las variaciones de la frecuencia del sistema. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde 0 hasta 30 segundos [REE06].
- El **Control de Tensiones:** consiste en el conjunto de actuaciones sobre los elementos de generación y transporte orientadas a mantener las tensiones en los nudos de la red de transporte dentro de los márgenes

especificados para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad de suministro eléctrico.

- El **Arranque Autónomo**: tiene por objeto facilitar la reposición del servicio en caso de una perturbación o pérdida de suministro. Se basa en la capacidad que tienen determinados grupos generadores para arrancar sin necesidad de alimentación exterior en un tiempo determinado y mantenerse generando de forma estable durante el proceso de reposición de servicio.

Todos estos procesos permiten llevar a cabo el control y la operación del sistema eléctrico en tiempo real, gestionando la red de transporte y coordinándola con la generación, de manera que se garantice en todo momento la continuidad y seguridad del suministro eléctrico.

En la Figura 3 se muestra la actuación de los distintos mercados de operación y su horizonte temporal de aplicación:

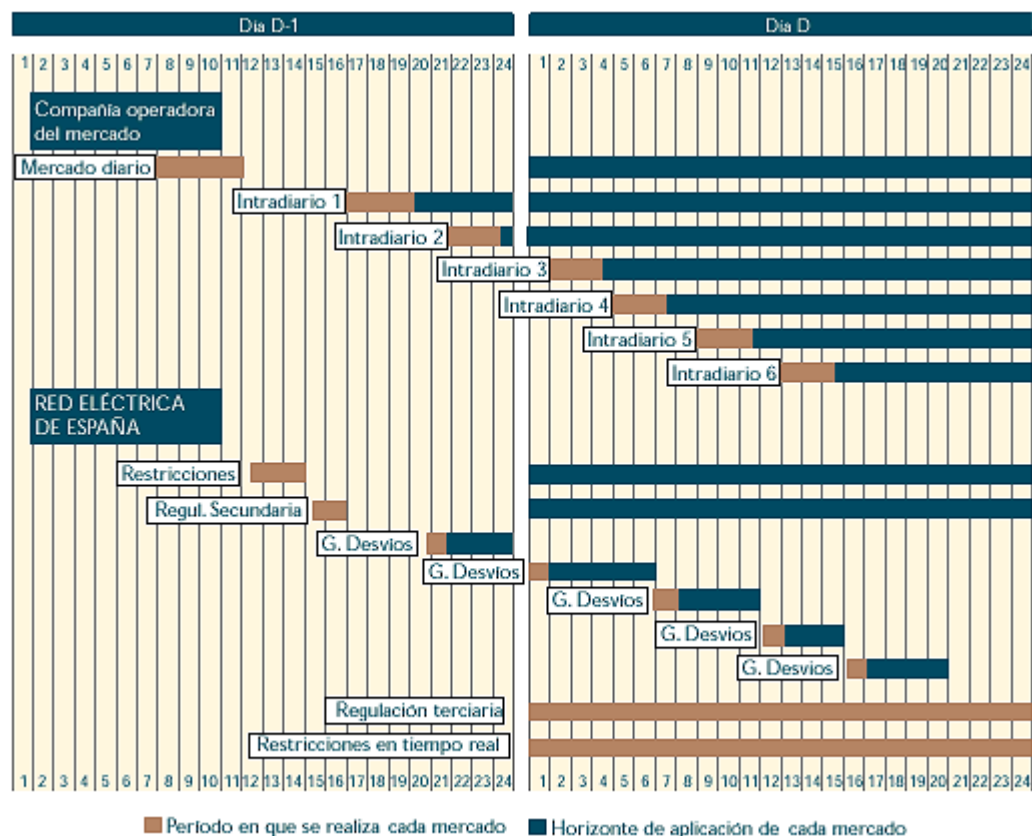


Figura 3: Período de cada mercado y horizonte de aplicación.

Mercado a tarifa regulada

Es el mercado regulado en el que el suministro de energía a los consumidores está garantizado y donde las condiciones y precios máximos están fijados por la autoridad reguladora. El producto que ofrece el distribuidor es la energía entregada bajo unos estándares de calidad en la instalación del consumidor.

Una vez explicados los mercados de producción y de tarifa regulada se expondrá cómo se regula el mercado eléctrico en España, quiénes intervienen en dicha regulación, aunque ya han sido mencionados al exponer los mercados:

El Operador del Mercado se encarga de la elaboración del programa diario de funcionamiento del sistema, casando las ofertas y las demandas que le llegan. Está supervisado por una comisión de representantes de los productores, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados.

El Operador del Sistema garantiza la continuidad y la seguridad del suministro. Actualmente, se encarga de esta labor Red Eléctrica de España, que se fundó para organizar todo lo relativo al transporte de electricidad.

La Comisión del Sistema Eléctrico protege los intereses de los consumidores y vela por la transparencia de todo el sistema. El Ministerio de Industria y Energía debe controlar el correcto funcionamiento de las actividades de producción y consumo de energía eléctrica.

Las comunidades autónomas también tienen competencias en la regulación del sistema eléctrico.

Por último, la Unión Europea, a través de Directivas y normativas legales, establece el marco general del sistema eléctrico en todos los países de la Unión

2.2.2 Régimen especial.

2.2.2.1 Introducción al régimen especial

De acuerdo a la legislación del sector energético español, hay determinadas instalaciones que por sus características de eficiencia y/o menor impacto ambiental están sujetas a un régimen legislativo diferente al de aplicación general, es el caso de las instalaciones de producción en régimen especial.

El régimen especial viene siendo regulado en España desde 1980, año en el se promulgó la Ley 80/1980, de Conservación de la Energía. Esta Ley fue motivada por la necesidad de hacer frente a la segunda crisis del petróleo, y en ella se establecían los objetivos de mejorar la eficiencia energética de la industria y reducir la dependencia del exterior. El desarrollo de dicha ley dio lugar al fomento de la autogeneración eléctrica y de la producción hidroeléctrica de pequeñas centrales. Posteriormente, el Plan Energético Nacional 1991-2000 estableció un programa de incentivos a la cogeneración y a la producción con energías renovables para intentar pasar del 4,5 % de la producción nacional de energía eléctrica en 1990 al 10% para el año 2000.

Dentro de este contexto, la Ley 40/1994 (LOSEN) consolidó el concepto de régimen especial como tal.

En diciembre de 1994, se publicó el RD 2366/1994 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, que aunque no es desarrollado en la LOSEN, sí define los principios que se establecerían en ella.

En noviembre de 1997 fue aprobada la Ley 54/97 del Sector Eléctrico, en ella se hace compatible la liberalización del sistema eléctrico con el objetivo de garantizar el suministro, con una calidad adecuada, al menor precio posible, y minimizando el impacto ambiental. Por ello promueve la producción en régimen especial, basado en las tecnologías de generación que utilizan las energías renovables, los residuos y la cogeneración. En esta ley quedan diferenciados los productores de régimen ordinario, que desarrollan su actividad en el mercado de producción, de los productores pertenecientes al régimen especial. Estos últimos pueden ceder la energía excedentaria a la red, para ello tienen varias opciones de facturación, por un lado pueden realizar ofertas en el mercado de producción, por otro, pueden vender su energía a la distribuidora correspondiente y conseguir en ambos casos una retribución que depende del precio del mercado y de una prima. Finalmente también pueden establecer contratos bilaterales físicos con una distribuidora donde se factura una tarifa fija. Todo este sistema económico para el régimen especial, además de las condiciones para acogerse al mismo, se encuentra regulado en el RD 2818/98 de 23 de diciembre. En este RD se establece también que las primas deben ser actualizadas anualmente en función de una serie de parámetros y revisadas cada cuatro años.

Las primas del RD 2818/98 y los precios del RD 2366/1994 que se aplicaron en el año 2000 fueron fijados por el RD 2066/99 de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2000. Los aplicables en el 2003 se recogen

en el RD 1436/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2003.

Actualmente está en vigor el RD 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial.

La Comisión Nacional de Energía realiza la liquidación de la retribución del Régimen Especial. Anualmente, la CNE publica un Informe sobre Compras de Energía al Régimen Especial, en el que se publica la información más relevante de dicha actividad. La participación del Régimen Especial en la cobertura de la demanda, su evolución en términos de tecnología, energía, potencia y precios, así como las compras de las distribuidoras a estos productores, son algunos de los aspectos presentados en este informe.

En diciembre de 1999, y en sintonía con la UE, el Gobierno aprobó un Plan de Fomento de Energías Renovables (revisado por el Plan de Energías Renovables en España 2005-2010, de 21 de julio de 2005), que recoge las estrategias relevantes necesarias para que el crecimiento de cada una de las áreas de energías renovables pueda cubrir, en su conjunto, cuando menos el 12% del consumo de energía primaria en el año 2010.

Este objetivo plantea dos retos:

- En primer lugar, es necesario al menos doblar la producción a partir de las energías renovables, al encontrarnos en un contexto de crecimiento de demanda energética.
- El grueso de la contribución actual de estas energías proviene de la generación de electricidad de origen hidráulico y de la biomasa (95% entre las dos), la primera de ellas con unas perspectivas limitadas de desarrollo, y la biomasa, que debe incorporar nuevas formas de

utilización y de obtención de recursos, para alcanzar la importante contribución que se le asigna.

La tecnología va mejorando y, a corto plazo, resultará posible aumentar la presencia de la energía procedente de fuentes renovables en el sistema energético español, reducir los problemas de operación del sistema y limitar la necesidad de incorporar nueva potencia convencional de generación. Pero para todo ello es imprescindible ofrecer a los agentes señales eficientes que les permitan incluir todos estos avances tecnológicos. [CNE06]

2.2.2.2 Definición. Requisitos

La actividad de producción de energía eléctrica tendrá la consideración de producción en régimen especial en los siguientes casos, cuando se realice desde instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW:

- a. Autoprodutores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético. Se considera agente autoprodutor de energía eléctrica a toda aquella persona física o jurídica que genere electricidad fundamentalmente para su propio uso.

Se entiende que un autoprodutor genera electricidad para su propio uso, cuando auto-consuma, al menos, el 30% de la energía eléctrica producida por él mismo, si su potencia instalada es inferior a 25 MW y, al menos, el 50% si su potencia instalada es igual o superior a 25 MW.

- b. Cuando se utilice como energía primaria alguna de las **energías renovables** no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.
- c. Cuando se utilicen como energía primaria residuos no renovables.

- d. También tendrá la consideración de producción en régimen especial la producción de energía eléctrica desde instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético. [OMEL06]

2.2.2.3 Modalidades de facturación del régimen especial.

Los productores de régimen especial tienen la opción voluntaria de dos posibles esquemas de retribución para su generación:

- 1) La cesión de la energía excedentaria a una empresa distribuidora.
- 2) La oferta de la energía excedentaria al mercado mayorista.

2.2.2.3.1 *Tarifa regulada*

En esta forma de facturación la energía eléctrica producida es cedida a una compañía distribuidora, intermediaria entre el generador y el mercado. Se percibe una cantidad constante para todas las horas del año por cada kWh inyectado en la red eléctrica. Esta cantidad se calcula a partir de la tarifa media o de referencia en función del tipo de tecnología de generación según el RD 436/2004, de 12 de marzo. [RD43604]

2.2.2.3.2 *Ofertas al mercado mayorista*

Este modelo supone ofertar la energía de régimen especial al mercado mayorista al igual que cualquier grupo generador adscrito al régimen general de ofertas. Las ofertas se realizan para cada período de programación y por el valor de la energía excedentaria en ese período. [RD84102]

Sin embargo existen diferencias con los grupos generadores de régimen ordinario y éstas consisten en que, por un lado, toda la energía procedente del régimen especial es absorbida por el mercado independientemente del precio de casación final y por otro, dicha retribución va acompañada de una prima.

2.3 Dificultades de la eólica en el mercado

2.3.1 Introducción

La entrada en vigor del RD 436/2004 ha supuesto un cambio para el sector eólico muy importante y sin referentes en ninguna parte del mundo. Desde la publicación del mencionado R.D han sido muchos los promotores eólicos, grandes y pequeños, que han ido descubriendo las ventajas que presenta este nuevo régimen de retribución. Prueba de ello es que, a día de hoy, dos años después de su entrada en vigor, el 90% de la potencia eólica instalada en el sistema acude al mercado de producción a vender su energía, por lo que es evidente que el R.D 436 ha visto cumplido ampliamente el objetivo propuesto inicialmente: “incentivar la participación en el mercado de producción de las energías de origen renovable”. La participación en el mercado de la energía eólica ha supuesto un reto para todos: promotores, que han cambiado su forma de gestionar los parques pasando a una posición mucho más activa; el operador del mercado, que ha dado entrada a un número elevado de nuevos agentes del mercado; el operador del sistema, que ha gestionado con éxito la integración en el sistema de los parques; y el agente vendedor, pieza clave del proceso sin el cual el acceso a mercado de los promotores eólicos habría quedado limitado drásticamente,[W2M06].

Se ha trabajado intensamente en incorporar la energía eólica al mercado e integrarse en el sistema. Aunque se ha recorrido con éxito mucho camino, son varios los inconvenientes que quedan todavía por resolver, en los siguientes

apartados analizaremos aquellos que más afectan en el estudio que lleva a cabo este proyecto.

2.3.2 Errores de predicción de la producción

Antes de tener como opción el acudir al mercado a vender la energía de sus instalaciones, muy pocos parques hacían predicción de producción, y en tal caso era más bajo una perspectiva académica y no práctica. Hoy el R.D 436/2004 establece la obligatoriedad de la emisión de programas de producción de energía y todos los parques que acuden al mercado de producción tienen contratado un servicio de predicción que utilizan cada día para predecir la producción eléctrica de cada parque eólico, así negociar mejor la energía en el mercado diario, optimizar su gestión y de esta manera integrarla en la cobertura de la demanda eléctrica.

Los modelos de predicción aplican complejos cálculos estadísticos y físicos a los datos climáticos (velocidad y dirección del viento, temperatura, presión, humedad, etcétera) recogidos a escala global por organismos como el Instituto Nacional de Meteorología. Llevan varios años aplicándose, por poner unos ejemplos, en la navegación aérea y marítima, el turismo y el deporte y sólo recientemente han empezado a utilizarse en el sector eólico.

No obstante, su aplicación en la predicción eólica exige un grado de detalle no alcanzado anteriormente, puesto que la cantidad de electricidad que produce un aerogenerador es proporcional a la velocidad del viento elevada al cubo, por tanto pequeñas variaciones de la intensidad eólica se traducen en unas enormes variaciones de la energía producida.

Para aplicar los modelos a un parque concreto hay que cruzar los datos climáticos recogidos globalmente con los propios datos climáticos históricos del parque en cuestión, que tienen en cuenta la orografía particular del terreno en que se levanta y el efecto que éste tiene en la incidencia del viento, especialmente en terrenos montañosos. Una vez que se han obtenido las

predicciones de viento, éstas se combinan con los datos de potencia del parque (tipo de aerogeneradores, disponibilidad de máquinas, registros de energía producida, curvas de potencia y empuje...) para obtener predicciones de la producción eléctrica del parque, habitualmente con una antelación de 24 a 48 horas.

Como vemos la predicción de la producción eólica es un tema complicado y que, a día de hoy, no tiene una precisión suficientemente buena en el horizonte temporal en el que los parques eólicos hacen sus ofertas al mercado diario.

2.3.3 Penalización por desvíos

El productor eólico y su distribuidor necesitan saber cuánto se va a producir para realizar una oferta realista, ya que en caso de errar en la oferta por exceso o por defecto, otros productores deben reducir o incrementar su producción para subsanar el denominado desvío, generándose perjuicios económicos.

Estos perjuicios económicos se traducen en las denominadas penalizaciones por desvíos, contempladas en el RD 436/2004.

2.3.4 Soluciones posibles: almacenamiento de energía.

La integración de sistemas de energía que aprovechan recursos intermitentes, con otros que permitan su almacenamiento, es un concepto que tiene como objetivos mejorar la eficiencia en el aprovechamiento de dichas fuentes de energía discontinuas y dar continuidad en el suministro. En el caso de fuentes intermitentes de energía, tales como la solar o la eólica, que es la que se estudia en este proyecto, los sistemas de almacenamiento de energía son indispensables si se quiere disponer de energía en forma continua. Es deseable contar con sistemas de almacenamiento de energía que sean eficientes y duraderos, todo ello al mínimo coste. Estas tres características son fundamentales para seleccionar un sistema de almacenamiento de energía. También existen otras

características como la densidad de energía, la capacidad de transporte y la duración del almacenamiento.

Los sistemas físicos de almacenamiento de energía mas utilizados son:

- El bombeo de agua o hidrobombeo:

El bombeo, como ya se comentó, consiste básicamente en impulsar agua de un depósito inferior a otro superior durante los periodos de baja demanda de electricidad y la operación como una planta hidroeléctrica convencional durante las horas pico. La cantidad de energía almacenada depende de la diferencia de alturas entre depósitos y de la capacidad de agua almacenada. Así por ejemplo, para producir 1 Kwh se necesita almacenar 1 m³ de agua a 360 metros, o bien, 10 m³ de agua a 36 metros, [SHEEE93] Estos sistemas se caracterizan por su elevada velocidad de respuesta y elevados rendimientos (75%)

- Almacenamiento por aire comprimido

En este sistema, el sobrante de electricidad se utilizaría para comprimir aire a una presión elevada (80 atmósferas) en un gran recinto, depósitos bajo tierra, naturales o artificiales, por ejemplo, minas abandonadas, cavidades rellenas con soluciones minerales o acuíferos. Durante las horas de baja demanda el aire se comprime adiabáticamente en compresores de dos o más etapas accionados por motor eléctrico y se almacena en la cavidad. Durante las horas pico el aire almacenado se calienta previamente en intercambiadores de calor pasando a la cámara de combustión de la turbina donde se originan los gases que finalmente mueven la turbina de accionamiento del generador. La cantidad de combustible requerida para accionar el generador es sensiblemente inferior a la que precisa una turbina de gas convencional, que requiere dos tercios de su potencia para accionar el compresor. Las principales desventajas de este sistema radican en la

dificultad de encontrar un emplazamiento adecuado para el almacenamiento y su elevado coste de instalación.

- o Baterías

Las baterías o pilas son dispositivos electroquímicos que convierten la energía eléctrica (en forma de corriente directa o constante) en energía química durante la carga de la batería, y durante la descarga, convierten la energía química en energía eléctrica. En los sistemas de almacenamiento de energía sólo se pueden emplear las baterías recargables. De ellas, la más conocida es la batería de automóvil, que es una batería que funciona con la reacción química que se produce cuando se combina plomo con un ácido. Su capacidad de almacenamiento depende de la tensión (2.08 v por celda) y de la cantidad de plomo. Se estima que para almacenar 1 Kwh se precisan entre 20 y 40 kilos de ácido lo cual es un inconveniente en el dimensionamiento del sistema de almacenamiento, [SHEEE93].

Sin embargo, existen otras que son apropiadas para el almacenamiento, como las de cloruro de zinc y agua ($ZnCl_2.H_2O$), las de litio, con una aleación de sulfuro ferroso (Li-FeS) y las de sulfuro de sodio (NaS). El coste, la duración, la eficiencia, la vida útil de la batería, así como la energía que puede proporcionar por unidad de volumen y peso son algunas de las características más importantes que deben considerarse antes de seleccionar algún tipo de pila.

- o Volantes giratorios o *flywheels*

Los volantes giratorios o *flywheels* son ruedas hechas de un material muy resistente a la tensión y con una distribución de materia que ayuda a soportar grandes velocidades. El volante giratorio forma parte del rotor de un motor eléctrico y la energía eléctrica en zonas valle se almacena en él en forma de energía cinética. En situaciones punta, el volante devuelve su

energía almacenada al motor, que pasa a actuar como generador. Dicha energía es directamente proporcional a momento de inercia del volante y por tanto a su masa y al cuadrado de su velocidad angular. Existen distintas formas de volantes giratorios: anillos concéntricos unidos por resinas, miles de pequeñas fibras unidas en el centro, ruedas con grosor decreciente y anillos suspendidos magnéticamente. Para generar electricidad los volantes giratorios se colocan en una unidad sellada al vacío, para evitar las pérdidas por fricción con el aire y se conectan a un motor-generador. Este sistema de almacenamiento no alcanza valores específicos energéticos elevados, y actualmente, su coste puede ser dos veces el de un sistema de baterías convencionales.

- o Sistemas de almacenamiento de calor latente y calor sensible

En los sistemas de calor latente o sensible se aprovecha, valga la redundancia, el calor latente o sensible de un medio de almacenamiento para guardar el calor. En el proceso, un fluido de trabajo pasa o transfiere el calor de la fuente de almacenamiento. En el sistema de almacenamiento de calor latente se aprovecha el calor que produce una sustancia cuando cambia de fase. El cambio de sólido a líquido es el que más se utiliza en la práctica. Para guardar el calor se utilizan, por ejemplo, lechos de roca, agua caliente, líquidos orgánicos, metales, ladrillos, sales, etc. Para seleccionar los materiales se debe considerar que posean una alta capacidad calorífica (calor sensible) o un valor elevado de calor de fusión (calor latente). En ambos casos, la temperatura máxima y mínima, así como la densidad de energía, son los criterios que más pesan para elegir un material adecuado. La baja eficiencia en la conversión del calor almacenado en energía eléctrica resta atractivo a este sistema.

- o Los imanes superconductores.

Un imán superconductor es una bobina hecha de un material superconductor (un alambre enrollado en un núcleo) por la que se hace pasar una corriente elevada, produciéndose un campo magnético que induce una corriente eléctrica, aunque existe un campo magnético crítico y una corriente crítica para los cuales la superconductividad desaparece. En los imanes superconductores la energía almacenada es proporcional al cuadrado del campo magnético producido. Se ha propuesto almacenar energía mediante grandes bobinas enterradas bajo tierra, hechas de materiales superconductores, pues en estas condiciones las corrientes serían elevadas y los campos magnéticos que se producirían serían intensos. Así, se puede lograr que una corriente eléctrica se mantenga almacenada circulando en la bobina sin pérdidas. Dichas bobinas deben estar provistas de un sistema de enfriamiento para alcanzar las condiciones de superconductividad. La gran ventaja de los imanes superconductores es su elevada eficiencia, así como el almacenamiento directo que se logra de la energía eléctrica. El coste por kilowatio de este tipo de sistemas decrece conforme se aumenta su capacidad de almacenamiento, lo cual significa tener que irse a grandes instalaciones para conseguir costes competitivos.

- o Hidrógeno

El hidrógeno no es una fuente de energía en sí, sino un vector energético, que permite almacenar energía para usarla cuando sea necesario. La energía eléctrica sobrante en zonas valle se utiliza para producir hidrógeno que posteriormente se puede utilizar en pilas de combustible para generar energía eléctrica. Actualmente este sistema de almacenamiento no parece económicamente rentable.

En este proyecto nos centraremos en las centrales de bombeo como sistema físico de almacenamiento de la energía eólica.

3

Presentación del problema y metodología de resolución

3 Presentación del problema y metodología de resolución.

En el siguiente capítulo, “**Presentación del problema y metodología de resolución**”, se hablará del enfoque propuesto en el proyecto, es decir, sobre las centrales de bombeo como soporte en la operación de los parques eólicos.

En primer lugar se dará un breve repaso al estado el arte, explicando los artículos que han investigado sobre la vinculación de estas dos tecnologías.

A continuación el problema será descrito de forma más concreta, como se comentó en el apartado 1.3 se explicará cuál es su objetivo, qué variables de decisión se tienen, cuáles son las fuentes de incertidumbre asociadas al problema que se van a incluir en el estudio y se justificará la necesidad de aplicar la optimización estocástica al mismo.

3.1 Enfoque propuesto

3.1.1 Centrales de bombeo como soporte en la operación de los parques eólicos.

Aunque existe una enorme diversidad de esquemas posibles de centrales hidroeléctricas, dado que las características orológicas del emplazamiento en el que se asienta la central condicionan en gran medida dicho esquema, todos ellos pueden ser reducidos a dos modelos básicos, siendo cada emplazamiento particular una variante de uno de ellos o una combinación de ambos.

El primer tipo, es el denominado “aprovechamiento por derivación de las aguas” y el segundo sistema se conoce como “aprovechamiento por acumulación de las aguas”. Dentro de este tipo de centrales se encuentran las **centrales de bombeo**, objeto de estudio de este proyecto.

Las centrales de bombeo son aquellas que cuentan con dos embalses de agua a distinta altura que posibilitan un empleo más racional de los recursos hidráulicos.

Cuando la demanda de energía eléctrica alcanza su máximo nivel a lo largo del día, las centrales de bombeo funcionan como una central convencional generando energía. Al caer el agua, almacenada en el embalse superior, se hace girar el rodete de la turbina asociada a un alternador. Después el agua queda almacenada en el embalse inferior. Durante las horas del día en la que la demanda de energía es menor, el agua es bombeada al embalse superior para que pueda hacer el ciclo productivo nuevamente. Para ello la central dispone de grupos de motores-bomba o, alternativamente, sus turbinas son reversibles de manera que puedan funcionar como bombas y los alternadores como motores.

Las centrales de bombeo suponen por tanto un ahorro energético sustancial, dado que consumen, durante las horas valle, el excedente de energía eléctrica producido por las centrales termoeléctricas que, en tan corto espacio de tiempo, aún funcionando a su mínimo técnico, no pueden adaptar su producción al consumo real. Es decir, que en dichas horas estas últimas generan un volumen de energía eléctrica que no puede ser absorbido por el mercado. De no existir las centrales de bombeo, esa energía excedente se perdería o se obligaría a realizar paradas de los grupos con los consiguientes costes de arranque posteriores.

Existen dos tipos de centrales de bombeo: el primero de ellos, denominado "bombeo puro", comprende a aquellas centrales que no pueden ser utilizadas como centrales hidroeléctricas convencionales sin haber bombeado previamente al embalse superior el agua acumulada en el embalse inferior. El segundo tipo agrupa a las centrales que pueden ser utilizadas como centrales hidroeléctricas convencionales sin necesidad de un bombeo previo del agua almacenada en el embalse inferior. Estas centrales reciben el nombre de "centrales mixtas con bombeo".

Las centrales de bombeo contribuyen, además de a un empleo más racional de los recursos hidráulicos, a la optimización económica en la explotación del sistema eléctrico.

A pesar de que en un ciclo turbinación-bombeo se producen unas pérdidas energéticas del orden del 25-30%, ya que sus rendimientos suelen oscilar en torno al 70%, en términos económicos esas pérdidas suelen ser menores que la relación de costes de generación entre las horas de punta y valle. Son, por tanto una forma económica de almacenar energía.

En la Figura 4 se puede observar un esquema simplificado de una central de bombeo puro, con sus dos embalses, sus límites de capacidad de almacenamiento, así como el rendimiento del ciclo.

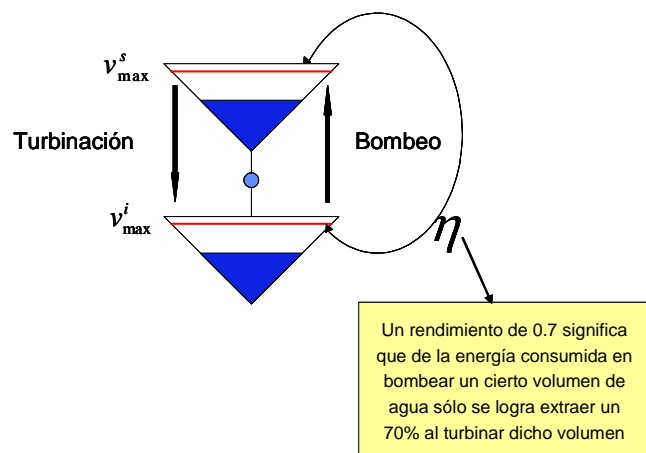


Figura 4. Central de bombeo puro.

España dispone actualmente de veinticuatro centrales de bombeo, ocho de ellas de bombeo puro, y las dieciséis restantes mixtas con bombeo, con una potencia conjunta de casi 5.000 MW. [ANALE06]

Entre estas instalaciones, se encuentran algunas de las centrales hidroeléctricas españolas de mayor potencia, como la de Villarino, sobre el río Tormes, cuya potencia instalada asciende a 810 MW; la de La Muela, sobre el río Júcar, con

628,4 MW; la de Estany Gento-Sallente, sobre el Flamisell, de 451 MW; la de Aldeadávila II, sobre el Duero, con 420 MW; la de Tajo de la Encantada, sobre el río Guadalhorce, de 360 MW de potencia; o la de Aguayo, sobre el río Torina, con 339,2 MW.

España cuenta con más de 1.000 embalses con una capacidad de almacenamiento de 56.000 hm³. En términos de energía, la capacidad hidroeléctrica total de los embalse españoles equivale a 17.900 millones de kWh

De entre los embalse hidroeléctricos españoles, sólo tres sobrepasan los 2.000 hectómetros cúbicos de capacidad. Son el de La Serena con 3.232 hm³; Alcántara, sobre el río Tajo, con 3.137 hectómetros cúbicos, que alimenta a la central de José M^a Oriol, y el de La Almendra, sobre el río Tormes (Duero), con 2.649 hectómetros cúbicos de capacidad, que regula a la central de Villarino.

Otros cinco embalses superan los 1.000 hectómetros cúbicos de capacidad: Buendía, en el Guadiela (Tajo); Mequinenza, en el Ebro; Cíjara, en el Guadiana; Valdecañas, en el Tajo; e Esla, o Ricobayo en el Esla (Duero). Como vemos, las centrales de bombeo, son un buen elemento regulador de la energía. Según las dimensiones de sus embalses y la potencia del grupo turbinación-bombeo podrá almacenar un mayor o menor volumen de la energía excedentaria de un parque eólico, así como suministrarla en momentos de déficit de producción por parte de parque.

3.1.2 Breve repaso del estado del arte

A continuación se resumirán los artículos y las publicaciones relacionadas con la utilización de una central de bombeo con un parque eólico.

❖ **“Optimal operation and hydro storage sizing of a wind-hydro power plant”.**

Edgardo D. Castronuovo, Miembro del IEEE.

J.A. PeÇas Lopes, Miembro Senior del IEEE.

IEEE Agosto 2004. [EPES04]

Este artículo investiga sobre cómo amortiguar los problemas derivados de la naturaleza intermitente del viento utilizando una central de hidrobombeo.

El modelo de optimización define la estrategia óptima de generación eólica y de bombeo durante las veinticuatro horas del día, utilizando el régimen retributivo portugués.

- Marco legislativo:

Las características de remuneración portuguesas que se consideran son las propias del Régimen Especial, que es el caso de la energía eólica.

La energía eólica es la utilizada para bombear, y toda la energía entregada a la red (eólica e hidráulica utilizando el bombeo) se remunera como si fuese toda de origen eólico.

En Portugal el operador del sistema está obligado a aceptar toda la energía producida por los parques eólicos, sin embargo debido a restricciones de operación de la red, no toda la energía producida por los parques eólicos puede introducirse en la misma. Esto hace necesario modelar una curva de máximo intercambio de potencia con el sistema, resultado de incluir las limitaciones de penetración de la energía eólica en la red. Por otro lado el precio de la energía se define por leyes gubernamentales, y no es necesario analizar un comportamiento de mercado ni predicciones de precios.

- Problema de optimización:

Una vez analizado el marco legal en el que se lleva a cabo este estudio, se pasará a explicar en qué consiste el problema de optimización que se propone.

El objetivo es maximizar el beneficio del parque eólico contando con una central de bombeo como respaldo. Las variables de entrada del modelo de optimización propuesto son la predicción de la producción, las curvas de máxima potencia intercambiable con la red, la demanda a abastecer y los costes de operación. La potencia eólica se modelará como una variable estocástica representada por dos series de valores horarios, su media y su desviación típica. El algoritmo obtendrá aleatoriamente muestras de dichas series de potencia eólica y cada una de ellas representará un escenario de producción. El problema

de optimización se resolverá para cada uno de los escenarios siguiendo un método de Monte Carlo. El problema da como resultado la potencia eólica entregada a la red en cada hora así como la gestión del bombeo.

- Resultados y conclusiones

Se compara la estrategia de actuación del parque con la central como respaldo y la del parque operando separadamente. Se observa que la capacidad de almacenamiento que proporciona la central de bombeo permite un incremento en los beneficios de operación del parque eólico, ya que la potencia eólica es preferentemente entregada a la red en las horas de precios altos. En estos períodos la potencia eólica disponible se complementa con la generación hidráulica cuando es posible. En los períodos de precios bajos o en aquellos en los que hay congestiones de red, la central actúa en modo bombeo almacenando energía. Por tanto, en este estudio se concluye que no sólo se mejoran los beneficios del parque sino que también es posible acomodarse a las restricciones operacionales de la red al constituir la central un elemento regulador de la potencia eólica.

❖ **“Integration of Wind and Hydropower Systems”**

Deborah Linke

Tom Acker

Sven-Erik Thor

IEA, Noviembre 2003. [IWHS03]

Este artículo resume el 41º *Tropical Expert Meeting* sobre la integración de estas dos tecnologías alternativas. Pertenece al área de investigación y desarrollo del viento en el IEA.

Se toma conciencia sobre la intermitencia del recurso eólico y sus implicaciones, como sabemos no es controlable a la hora de ser despachada y eso repercute en la operación de los parques eólicos y de la red.

Se definen cuáles son los objetivos a cumplir para lograr una integración eficiente de estas dos tecnologías. Estas metas son tanto a nivel técnico como regulatorio, económico, medioambiental y social.

A nivel técnico se deben estudiar las dimensiones de los embalses, de las turbinas hidráulicas, se ha de analizar cuáles son los mejores emplazamientos y estudiar su impacto ambiental.

Otro estudio técnico importante es la correlación existente entre el viento y pluviosidad, se demuestra que años secos suelen ser de vientos más intensos.

A nivel regulatorio, cada país tiene sus propias normas, en PJM (USA) por ejemplo, no se penaliza la intermitencia de los generadores.

Por tanto la capacidad de integración de estas dos tecnologías difiere de una región a otra y en cada una se deben encontrar soluciones factibles y acordes a sus posibilidades.

Algunos de los asuntos de mayor importancia que se identificaron son los siguientes:

- Necesidad de un foro en el que se comparta información relativa a la integración de la potencia eólica con la hidráulica. Concretamente la información relevante a compartir es la siguiente:
 - Experiencias operacionales que se hayan obtenido en distintos países.
 - Resultados de casos de estudio.
 - Formulación del problema y método de análisis.
 - Beneficios y costes de dicha integración.
- Necesidad de entender los impactos del sistema eólico y sus costes en el sistema eléctrico.
- Necesidad de estudiar y entender el diseño del mercado y su relación con la integración de la potencia eólica en los sistemas eléctricos.
- Necesidad de cuantificar el impacto económico que tendría dicha integración sobre los sistemas hidráulicos.
- Necesidad de analizar la implementación técnica de las instalaciones eólicas y las hidráulicas.

De las opciones que se plantearon para la continuidad de los estudios acerca de la integración de las energías eólica e hidráulica, las tres que más favorecían dicha combinación de estas dos tecnologías fueron las siguientes:

- a. Formación de un Anexo en la integración del viento y de las tecnologías de la hidroelectricidad, apoyada por los países interesados de los anexos de la hidroelectricidad y del viento.
- b. Reuniones de expertos continuadas patrocinadas en común por los anexos del viento y la hidráulica.
- c. Formación de un anexo en la integración de la energía del viento en la red. Un sub-anexo de éste podría ser la integración de las energías eólica e hidráulica.

Se consideraron las dos primeras opciones como las más adecuadas para crear un foro para el estudio de la integración de estas dos tecnologías.

❖ **Primera experiencia: La hidroeólica de la isla de El Hierro en Canarias.**

Este proyecto denominado “Central Hidroeólica de El Hierro” permitirá el autoabastecimiento de electricidad a la población herreña con energías limpias.

El proyecto, que cuenta con el beneplácito de la Comisión Europea, se enmarca dentro de otro proyecto europeo más ambicioso, cuyo jefe de filas es el Instituto Tecnológico de Canarias, denominado “El Hierro 100% energías renovables”, [ITC05]. Así, esta Isla se convertirá en el primer territorio europeo donde la demanda energética de sus habitantes sea atendida sólo con energías limpias.

La isla de El Hierro ocupa una extensión de 278 Km², tiene una población cercana a los 10.000 habitantes, y en el año 2.000 fue distinguida como “Reserva de la Biosfera” por su cuidado en la conservación de la riqueza medioambiental y cultural. Estas características han permitido que la Isla del Meridiano haya sido elegida para el desarrollo de dicho proyecto piloto, que servirá de base para la instalación de sistemas similares en otros territorios del mundo.

La concepción técnica e innovadora de la central hidroeólica que está previsto instalar en El Hierro se basa en el uso de la energía eólica para elevar agua entre dos puntos con un desnivel de 750 metros de altura, y desde el depósito superior producir un "salto de agua" controlado que permita una alimentación continuada de la energía eléctrica.

El resultado más destacado de este sistema de producción de energía eléctrica por energías renovables es su respeto por el medioambiente. Así, por ejemplo, se conseguirá una reducción de más de un 80% en la emisión de CO₂, causante como sabemos del efecto invernadero, o una reducción significativa de las emisiones de SO₂, que son las culpables de la lluvia ácida.

Dicha central hidroeólica, supondrá una inversión aproximada a los 24 millones de euros y reducirá notablemente las toneladas de petróleo necesarios actualmente para atender la demanda energética de la Isla al año.

DATOS TÉCNICOS:

La construcción de una central hidroeólica en la Isla de El Hierro se contempla en el marco de dos actuaciones concretas en las que participa la Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologías del Gobierno de Canarias, a través del Instituto Tecnológico de Canarias (ITC), aprobadas por la Comisión Europea. Estas actuaciones son, por un lado, el proyecto denominado "Hacia un suministro de energía 100% renovable en pequeñas islas", cofinanciado por la Comisión Europea dentro del programa ALTENER y, por otro lado, el "Estudio de viabilidad técnico-económica de la central hidroeólica de El Hierro", elaborado por el ITC por encargo de UNELCO-ENDESA. En este segundo proyecto se realizaron ya los trabajos de campo y de gabinete encaminados a determinar la configuración óptima del sistema hidro-eólico (estudio geológico, estudio de vientos, estudio de impacto ambiental, desarrollo de un programa informático para simular diferentes alternativas técnicas, etc.).

El actual proyecto europeo en curso, cuyo título es "Implementación de un proyecto de 100% energías renovables para la isla de El Hierro" contempla

como acción principal la construcción de una central hidroeólica en esta Isla. Esta iniciativa, en su primera fase, cuenta con el apoyo de la Dirección General de Energía y Transportes de la Comisión Europea, dentro de su programa de “Energía, Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible”.

Participan de este proyecto, además del ITC, como coordinador, el Cabildo de El Hierro, INSULA (organismo dependiente de la UNESCO), AREAM (Agencia Regional de Energía de Madeira), REAC (Agencia Regional de Energía de Creta), la Universidad Nacional Técnica de Atenas (Grecia) y la empresa de ingeniería suiza E4-Tech.

La dimensión europea de este proyecto radica en la evaluación de la replicabilidad del mismo en otras islas o archipiélagos de la Unión Europea. Es decir, actualmente está previsto el desarrollo de modelos similares a los de El Hierro en las islas de Creta y Madeira, y se propondrán también otras islas con potencial de implantación de sistemas hidroeólicos, en función de determinados criterios.

El presupuesto total del proyecto europeo “Implementación de un proyecto de 100% energías renovables para la isla de El Hierro” asciende a 5.160.000 €, de los cuales la Comisión Europea aporta 2.000.000 €. Este presupuesto permitirá financiar parte de los estudios técnicos (proyectos de ingeniería) y componentes innovadores del sistema, además de las acciones de divulgación y promoción de otras energías renovables previstas.

CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL HIDROEÓLICA

Aunque la decisión final sobre la configuración técnica de la central hidroeólica todavía no está tomada, el estudio de viabilidad elaborado por el ITC ha permitido adelantar algunos aspectos sobre su posible dimensión y costes. En principio, el sistema podría estar formado por los siguientes elementos:

- Un parque eólico de 9,35 MW de potencia.

- Dos depósitos abiertos de 200.000 m³ de volumen cada uno (el superior situado en una caldera natural y el inferior, cercano a la central actual, formando una represa).
- Una estación de bombeo con una potencia de 6 MW, que impulsaría agua desde el depósito superior hasta el inferior.
- Una central hidroeléctrica de 6,6 MW de potencia, que produciría energía eléctrica en continuo al caer el agua desde el depósito superior al inferior.
- Una planta desaladora pequeña, que cubriría las pérdidas producidas por evaporación en los dos depósitos.
- La central térmica actual servirá de apoyo al sistema futuro en los meses con menos viento (meses de invierno). El importe total de la inversión necesaria para la construcción de esta central hidroeléctrica podría rondar los 24 millones de euros.

3.2 Descripción del problema

En este apartado se expondrá con detalle el problema de la optimización conjunta de un parque eólico y una central de bombeo.

Se explicarán todas las consideraciones tenidas en cuenta, así como las hipótesis adoptadas y los distintos casos de estudio planteados.

3.2.1 Objetivo, variables de decisión

El objetivo del análisis de la operación conjunta que realiza este proyecto será el de maximizar el beneficio de la entidad formada por una central de bombeo y un parque eólico, Para ello será necesario reducir los desvíos que genera el parque eólico, ya que supondrán un coste para dicha entidad.

El beneficio se definirá como la diferencia entre los ingresos, obtenidos por la producción vendida al correspondiente precio casado en el Mercado Diario y

los gastos que se derivarán, por una parte de la compra de energía al mercado, en el modelo en el que se permita dicha compra y por otra, de los desvíos entre la oferta y la producción.

Las variables de decisión del problema son:

- Ofertas al Mercado Diario
- Gestión del bombeo: Esta gestión se concreta en cuánta energía bombear o turbinar en cada hora.

3.2.2 Hipótesis

El modelo planteado considerará las siguientes hipótesis:

- Casación de ofertas y costes de generación

En primer lugar se asume que las ofertas son siempre casadas en el mercado, ya que la eólica oferta a precio cero puesto que el coste marginal es cero y debe asegurarse siempre la venta. La central de bombeo lo hará a precios muy altos, cuando la oferta es de compra, y a precios muy bajos cuando la oferta realizada es de venta. Ambas consideraciones son válidas ya que los costes de operación de estas instalaciones son muy bajos y en nuestro estudio serán considerados despreciables.

- Ofertas en Portfolio

En los mercados eléctricos, existen diferentes modalidades en las que las compañías pueden presentar sus ofertas al mercado. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra un esquema de distintos tipos de ofertas que pueden encontrarse en diferentes sistemas eléctricos liberalizados:

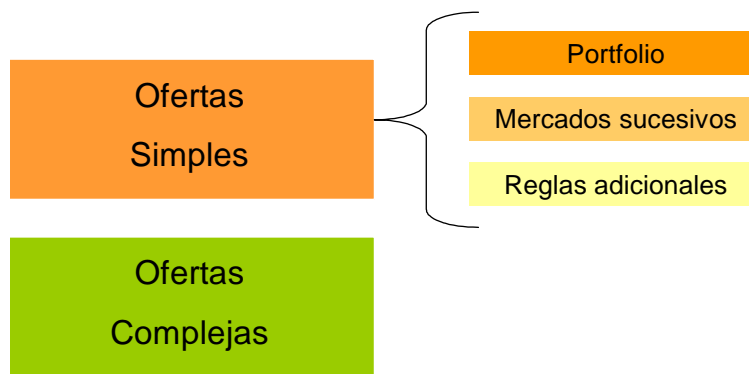


Figura 5: Tipos de ofertas

En el caso español no se permite realizar ofertas en portfolio sino a nivel de grupo de generación, a excepción de los grupos hidráulicos que se ofertan a nivel cuenca.

Las ofertas con las que se acude al Mercado en España son del tipo Simple con reglas adicionales.

En este proyecto se han considerado tres posibles configuraciones en función de cómo se permite ofertar a la unión parque eólico-bombeo. En el primer modelo tanto el parque como la central son obligados a ofertar de forma independiente, es decir, las ofertas en el primer modelo considerado son simples. Por el contrario, en los modelos de operación conjunta se han considerado ofertas en portfolio, es decir, la cantidad ofertada no está asociada ni al parque ni a la central, sino a la entidad conjunta. Por tanto la energía ofertada puede ser en parte de origen eólico y en parte de origen hidráulico.

Aunque no esté permitido dicho esquema de ofertas en nuestro Mercado Eléctrico, ello no implica que sea ineficiente desde el punto de vista técnico, por lo que consideramos interesante su estudio. Además al ser ambas fuentes de energía de origen renovable, cualquier mejora en su eficiencia u operación deberá ser tomada en cuenta, ya que la consecución de los objetivos de producir el 12% de la energía con fuentes renovables para el año 2010 solicita tanto de un apoyo técnico como regulatorio.

- Primas a la eólica

En el estudio de la mejora del beneficio que puede tener un parque eólico que opera con una central de bombeo no se tendrán en cuenta las primas que actualmente recibe la eólica por producir. Puede ser que el incremento de beneficio que se obtiene de la optimización de la producción eólica que nos permite llevar a cabo la central al bombear lo que produce el parque en horas de valle para generarlo en punta sea menor que en el caso en el que la eólica, operando de forma independiente, recibiese las primas correspondientes a haber producido en esas horas de precios bajos. Las primas son un incremento de beneficio en la operación del parque que responde a un aspecto regulatorio y no técnico, y tener en cuenta dichas primas desvirtuaría nuestro análisis, cuyo objetivo principal es cuantificar la cobertura que una determinada central puede dar a un parque y qué incremento de beneficio se obtendría con dicho modo de operación.

- Modelo del equipo de bombeo.

Las centrales de bombeo que se consideran en este proyecto están aisladas de la red hidráulica, son las denominadas centrales de bombeo puro. Consideraremos que el ciclo de estas centrales es de corto plazo, ya que nuestro horizonte de planificación es de veinticuatro horas, en este corto espacio de tiempo no se tomarán en cuenta posibles aportaciones naturales ni vertidos.

Al igual que las cuencas hidráulicas, el bombeo se modelará en términos de energía. De esta forma, ambos embalses están caracterizados en cada hora por el valor de energía almacenado en ellos y las cotas máximas y mínimas de los volúmenes de agua permitidos en cada embalse representarán por tanto las cotas máximas y mínimas de la energía almacenada en cada embalse.

- Escenarios de viento

No se considerará la estacionalidad del viento, ya que éste es muy aleatorio. Además nuestro horizonte de estudio es de únicamente un día.

- Penalización por Desvíos

Se considerará que el coste por desvíos es un tanto por ciento sobre el precio del Mercado Diario en la hora en la que se ha producido dicho desvío. Esto es una simplificación de la valoración del coste por desvíos recogida en el BOE. En éste el procedimiento de valoración obedecerá a los siguientes principios [BOE01]:

- 1) Todos los desvíos de energía de las unidades de producción o de adquisición se valorarán al precio marginal del mercado diario.
- 2) Las energías aportadas por las unidades de producción para resolver los desvíos se valoran a su precio marginal de venta. De igual forma las energías retiradas por las unidades de producción para resolver los desvíos se valoran a su precio marginal de compra.
- 3) La diferencia entre la retribución a las unidades de producción que resuelven los desvíos, según el precio marginal de venta o de compra, y la valoración de dichas compras o ventas al precio marginal del mercado diario, da lugar a un sobrecoste que se repartirá entre los agentes causantes del desvío, tanto si éste ha sido previamente comunicado, como si se trata de un desvío conocido tras efectuar la correspondiente medición. Todo ello de conformidad con lo establecido en las Reglas 21.8.4 y 21.8.5.

Los dos primeros puntos se consideran en el problema tal como han sido enunciados. Sin embargo respecto al tercer punto, como no es posible conocer cómo se repartirá el mencionado sobrecoste, se supondrá una fracción sobre el precio del Mercado Diario. Bajo esta hipótesis, al variar el precio en cada hora también lo hará el coste por desvíos.

3.2.3 Fuentes de incertidumbre consideradas

En el modelo de optimización planteado se considerarán dos fuentes de incertidumbre: la asociada a la producción eólica diaria y la asociada al precio del mercado en las 24 horas del día siguiente al que se presenta la oferta.

- Producción

Tal como se comentó en la problemática a la que se enfrenta la energía eólica para operar en el Mercado Mayorista de la electricidad, la incertidumbre en la producción conlleva perjuicios económicos. Es necesario por tanto tener estimaciones de producción para poder realizar ofertas realistas, en cuanto a que se ajusten lo más exactamente posible a la producción del día siguiente.

- Precios del Mercado Diario

Los precios del mercado diario de producción introducen una fuente de incertidumbre para todos aquellos agentes que acuden a dicho mercado a comprar o vender energía. El hecho más llamativo de la distribución de estos precios, respecto a otras mercancías o activos financieros, es su excesiva dispersión. El coeficiente de variación (la razón de la desviación típica respecto a la media, en porcentaje) está entre el 32 por 100 y el 92 por 100 para las series completas de precios. España resulta ser el área geográfica con menor coeficiente de variación, seguida de Nueva Zelanda, Nord Pool, y les siguen a gran distancia Australia y Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM). Los cambios en los precios logarítmicos (que pueden interpretarse como rendimientos diarios, o cambios porcentuales aproximados) tienen una desviación estándar del 23 por 100 en España y del 10 por 100 en Nord Pool, [DEFUV05].

En la Tabla 2 se muestra la aleatoriedad de los precios de la electricidad en el Mercado Eléctrico. Es interesante notar las diferencias en las características de la distribución de los precios medios diarios entre los correspondientes a horas pico y horas valle. Para los mercados con evidencia disponible al respecto, se

observa que los valores medios, medianos, máximos y mínimos son todos superiores en las horas pico.

PRECIOS MEDIOS DIARIOS DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA
Mercado diario de electricidad (1998-2004)

	Número de observaciones	Media	Mediana	Máximo	Mínimo	Desviación típica	Coefficiente de variación	Coefficiente de asimetría	Coefficiente de curtosis
P	2.541	3,01	2,80	10,69	0,56	0,96	32,07	1,32	7,97
ln P	2.541	1,05	1,03	2,37	-0,57	0,31	29,44	-0,06	3,65
Δ ln P	2.540	0,00	-0,01	1,20	-1,17	0,23	-	0,48	5,55
horas pico									
P	1.815	3,53	3,26	12,58	0,55	1,17	33,17	1,44	9,16
ln P	1.815	1,21	1,18	2,53	-0,59	0,32	26,58	-0,13	3,95
Δ ln P	1.814	0,00	0,00	1,39	-1,36	0,18	-	-0,17	12,02
horas valle									
P	2.541	2,36	2,29	7,20	0,39	0,65	27,62	1,05	6,30
ln P	2.541	0,82	0,83	1,97	-0,94	0,27	33,57	-0,41	5,42
Ain P	2.540	0,00	-0,01	1,78	-1,55	0,28	-	0,21	6,07
demanda alta									
P meses fríos	826	2,96	2,76	10,70	0,56	1,15	38,94	2,01	10,79
P meses cálidos	427	3,35	3,29	5,91	1,37	0,90	26,82	0,21	2,48
demanda baja									
P agosto	217	2,95	2,80	5,03	1,73	0,68	23,07	0,86	3,28

Tabla 2. Precios medios diarios en el Mercado Eléctrico en España

En la Figura 6 puede observarse que la bimodalidad de la distribución en España está presente en los precios medios de las horas pico y no en las horas valle.

HISTOGRAMA DE LOS PRECIOS MEDIOS DIARIOS EN EL MERCADO DIARIO ESPAÑOL
(horas totales, horas valle y horas pico)

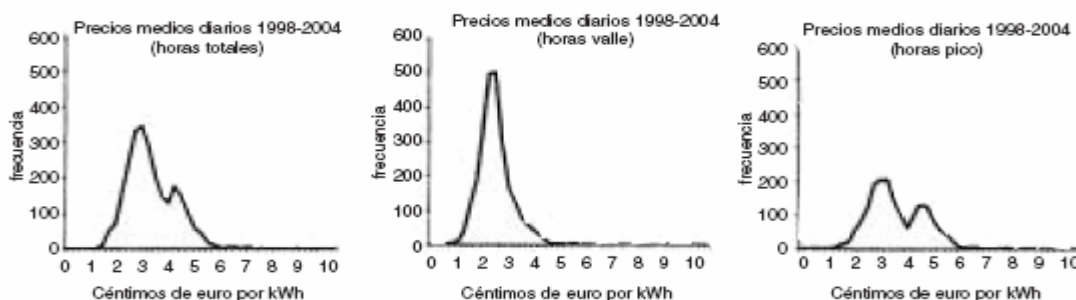


Figura 6: Histograma de los precios del mercado diario en España

Con estos datos sólo se pretende mostrar la naturaleza aleatoria de los precios.

3.2.4 Optimización estocástica

3.2.4.1 Justificación

Las ofertas al Mercado Eléctrico son decisiones del tipo *aquí y ahora*, son decisiones previas bajo un futuro incierto. Esto es, decisiones que deben tomarse utilizando información a priori, existente o supuesta sobre una situación futura.

En el caso del parque eólico estas ofertas han de considerar la incertidumbre de la producción eólica y de los precios del Mercado Diario.

En el caso de la central de bombeo influirán los precios, ya que como se comentó en su descripción en el apartado 3.1.1, para que pueda constituir una forma rentable de almacenar energía ha de comprarla en horas de valle y venderla en horas de punta.

Tanto el parque como la central, antes de las 10 de la mañana de cada día han de enviar sus ofertas de producción para las veinticuatro horas del día siguiente cuando acuden al Mercado Diario a vender la energía de sus instalaciones, o a realizar ofertas de compra. Por tanto, estas decisiones no pueden ser tomadas sin tener en cuenta expresamente la incertidumbre, y lo mejor para los problemas motivados por este tipo de decisiones es emplear como herramienta la optimización estocástica. Ésta permite considerar la incertidumbre en los datos de entrada, a diferencia de la optimización determinista en la cual se suponen conocidos todos los parámetros del problema, aunque sea su valor medio.

Sin embargo la condición de considerar toda la incertidumbre asociada al problema se relaja discretizando dicha incertidumbre en un número de estados o escenarios posibles. Esto es habitual en optimizadores de optimización

estocástica, ya que actualmente no existen aplicaciones estándar o comerciales, potentes y fiables, para resolver problemas estocásticos.

3.2.4.2 Árbol de probabilidad o escenarios

El árbol de probabilidad representará los diferentes estados que pueden tomar los parámetros aleatorios, es decir las distintas realizaciones de la incertidumbre. El árbol es la forma natural y explícita de representar la no anticipatividad de las decisiones. [MMO04]

El nodo o raíz del árbol representa las variables de decisión de la primera etapa, en este caso, las ofertas al Mercado Diario, estas decisiones se comparten, es decir, son las mismas para todos los escenarios ya que son independientes de los mismos. Las decisiones de la segunda etapa, que en este caso serán la producción del parque eólico y la gestión del bombeo, son múltiples ya que dependen de cada escenario.

En la Figura 7 se muestra el árbol de decisión que se utilizará para representar las decisiones a tomar en las dos etapas mencionadas.

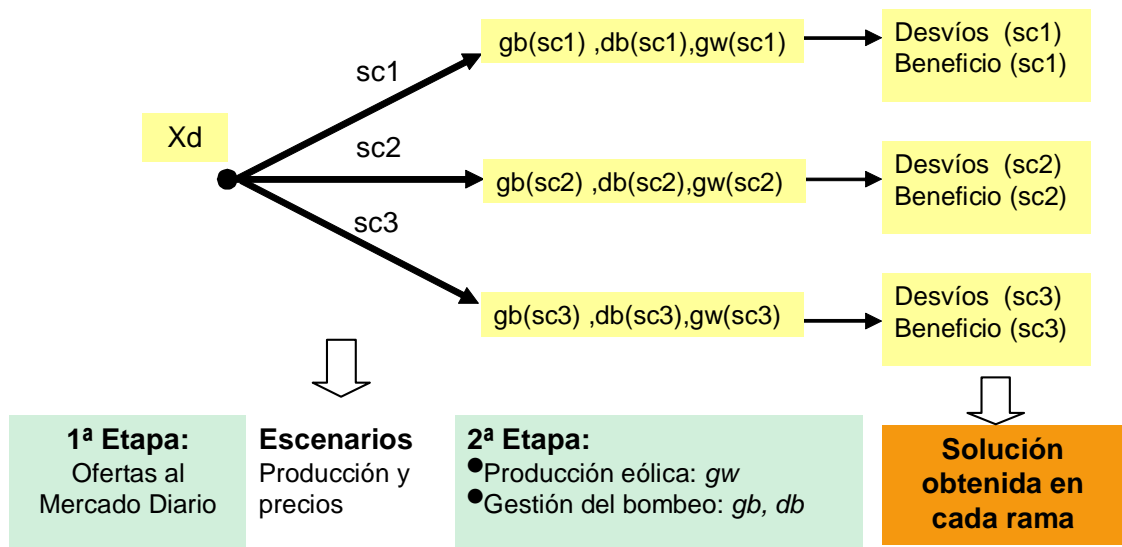


Figura 7: Árbol de probabilidad o de escenarios.

3.3 Modelos de estudio

En este proyecto se estudian y analizan tres modelos de operación:

Modelo 1: La central y el parque operan por separado. Éste será el modelo de referencia, que permitirá comparar resultados con los dos modelos siguientes de operación conjunta y sacar conclusiones.

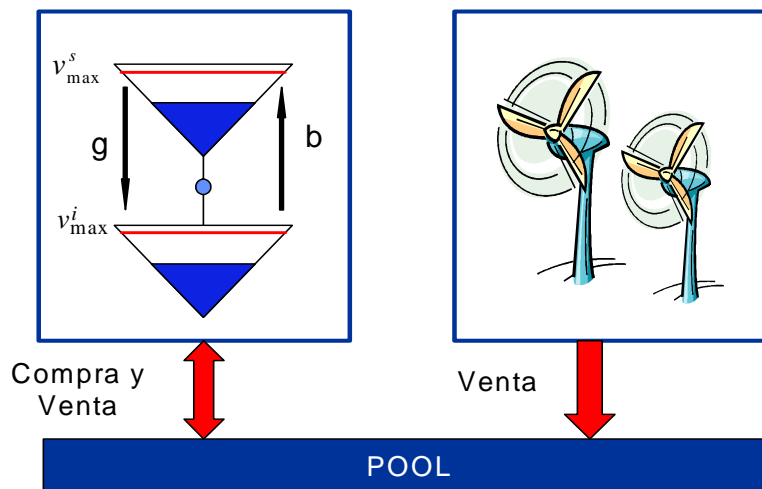


Figura 8: Central y parque operan separadamente

Como se puede observar en la Figura 8, la central de bombeo puede realizar tanto ofertas de compra como de venta al Mercado, y el parque eólico como agente vendedor sólo emite ofertas de venta.

Modelo 2: La central y el parque operan de forma conjunta, es decir, se considerará la central de bombeo y el parque eólico como una sola entidad, de tal forma que se ofertaría al mercado conjuntamente la producción eólica e hidráulica. Internamente, los excesos de producción serían utilizados para compensar el mencionado déficit de producción que en ocasiones presentan los parques eólicos ocasionados por la mencionada aleatoriedad del viento. Se permiten, en este modelo, las ofertas de compra al Mercado Eléctrico, estando éstas limitadas a la máxima potencia que la central es capaz de bombear.

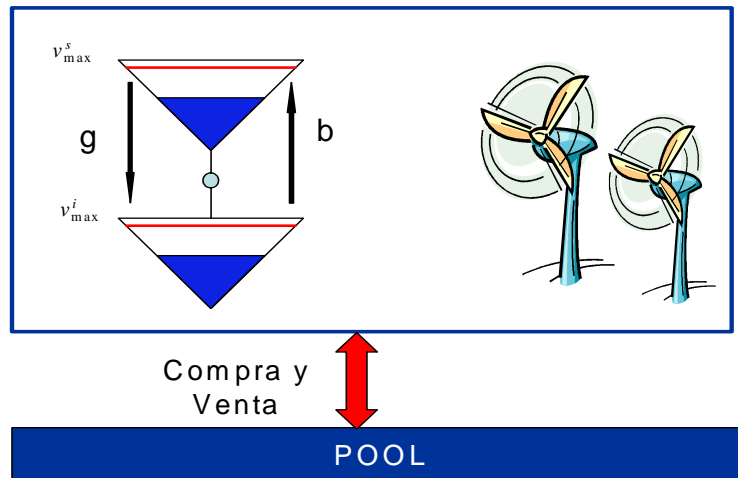


Figura 9: Operación conjunta 1. Se admiten ofertas de compra

Modelo 3: En este último modelo la operación es también conjunta, pero a diferencia del modelo anterior la central sólo se abastece del parque, es decir, no puede comprar al mercado energía para bombear sino que ésta ha de provenir de la energía eólica que no ha sido casada, es decir la producción que excede a la oferta de venta.

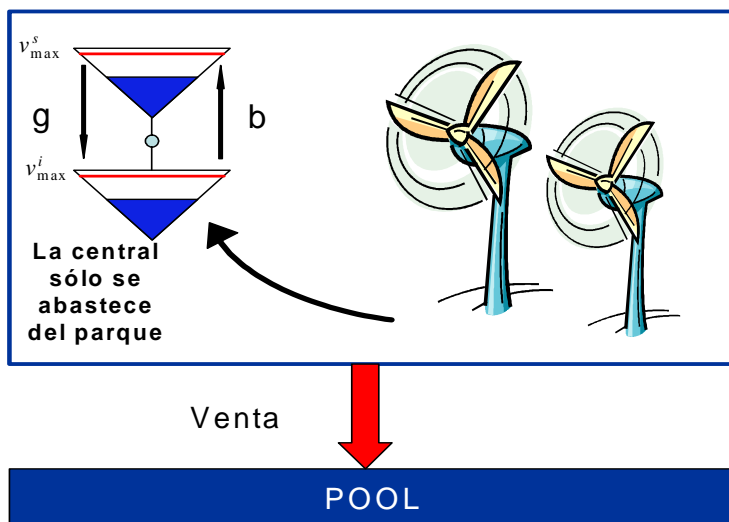


Figura 10: Operación conjunta 2. La central sólo actúa de respaldo del parque.

En este modelo la central sólo actúa como respaldo del parque para evitar, por un lado, eventuales caídas de producción y, por otro lado, para optimizar la producción eólica.

4

Definición del problema de optimización

4 Definición del problema de optimización

En este capítulo se detalla la formulación matemática propuesta para la resolución del problema expuesto en el capítulo anterior teniendo en cuenta las diferentes configuraciones propuestas.

4.1 Introducción al problema de optimización.

El objetivo del problema de optimización que se describe a continuación pretende proporcionar, para cada uno de los modelos anteriormente expuestos, y teniendo en cuenta toda la incertidumbre en producción y en precios discretizada en los escenarios del árbol de probabilidad, los valores de las siguientes variables:

- Las ofertas al Mercado Diario que proporcionen el máximo beneficio.
- Gestión del bombeo: cuánta potencia turbinar y bombear en cada hora.
- Potencia eólica generada.
- Valor de la potencia eólica desviada en cada hora.
- Volumen del embalse superior expresado en MWh en cada hora.
- Volumen del embalse inferior expresado en MWh en cada hora.
- Penalización económica por desvíos del parque.
- Beneficio de la central y del parque en el primer modelo y de la entidad conjunta, en los modelos segundo y tercero.

4.2 Notación

4.2.1 Conjuntos

- U Conjunto que hace referencia a las unidades de producción.
- $Cent$ Conjunto que engloba las instalaciones del problema: parque eólico, central de bombeo y el conjunto de ambos.

4.2.2 Índices

- w Índice que hace referencia a la unidad de producción de energía eólica.
- b Índice que hace referencia a la unidad de bombeo.
- gb Índice que hace referencia a la unidad de turbinación.
- c Índice que hace referencia a la unidad de producción conjunta (central y parque como una sola entidad).
- cw Índice que hace referencia al parque eólico.
- cb Índice que hace referencia a la central de bombeo.
- cbw Índice que hace referencia a las dos instalaciones tratadas como una única entidad.
- k Índice que hace referencia a un período temporal.
- scd Índice que hace referencia a un escenario de precios del mercado diario.
- scw Índice que hace referencia a un escenario de producción eólica.

sci Índice que hace referencia a un escenario que agrupa un scw de producción eólica y un scl de precios del mercado diario (lo que constituye una rama del árbol de probabilidad).

4.2.3 Datos

4.2.3.1 Datos de los embalses.

$V_{o,cb}^s$ Volumen inicial del embalse superior de la central cb [MWh].

$V_{o,cb}^i$ Volumen inicial en el embalse inferior de la central cb [MWh].

$V_{\max,cb}^s$ Volumen estático máximo del embalse superior de la central cb [MWh].

$V_{\min,cb}^s$ Volumen estático mínimo del embalse superior de la central cb [MWh].

$V_{\max,cb}^i$ Volumen estático máximo del embalse inferior de la central cb [MWh].

$V_{\min,cb}^i$ Volumen estático mínimo del embalse inferior de la central cb [MWh].

$V_{cb,f}^s$ Consigna de volumen final para el embalse superior de la central cb [MWh].

$V_{f,cb}^i$ Consigna de volumen final para el embalse inferior de la central cb [MWh].

4.2.3.2 Datos de diseño la central de bombeo.

$\bar{g}_{b,cb}$ Límite estático de potencia máxima de bombeo de la central cb [MW].

$\bar{g}_{gb,cb}$ Límite estático de potencia máxima de turbinación de la central cb [MW].

$\underline{g}_{b,cb}$ Límite estático de potencia mínima de bombeo de la central cb [MW].

$\underline{g}_{gb,cb}$ Límite estático de potencia mínima de turbinación de la central cb [MW].

η_h Rendimiento del circuito hidráulico.

4.2.3.3 Datos del parque eólico.

$\bar{g}_{w,cw}$ Límite estático de potencia máxima del parque eólico cw [MW].

4.2.3.4 Datos de los escenarios de producción eólica y precios del Mercado Diario.

P_{scw} Probabilidad de la realización del escenario scw de producción eólica.

P_{scd} Probabilidad de la realización del escenario scd de precios del Mercado Diario.

P_{sci} Probabilidad de que se de el escenario scw de producción eólica y el escenario scd de precios del Mercado Diario.

pmd_{scd} Precios del Mercado Diario en el escenario scd .

$gWSC_{scw}$ Producción eólica en el escenario scw .

4.2.4 Variables

4.2.4.1 Variables asociadas a los embalses.

$V_{cb,sci,k}^s$ Volumen almacenado en el embalse superior de la central cb en el escenario sci y período k [MWh].

$V_{cb,sci,k}^i$ Volumen almacenado en el embalse inferior de la central cb en el escenario sci y período k [MWh].

4.2.4.2 Variables asociadas a la central de bombeo y al parque eólico.

$g_{b,cb,sci,k}$ Potencia bombeada en la central cb , en el escenario sci y período k [MW].

$g_{gb,cb,sci,k}$ Potencia turbinada en la central cb , en el escenario sci y período k [MW].

$g_{w,cw,sci,k}$ Potencia generada en el parque cw , en el escenario sci y período k [MW].

$g_{c,cbw,sci,k}$ Potencia neta producida, en la instalación conjunta cbw en el escenario sci y período k [MW].

4.2.4.3 Variables asociadas a las ofertas al Mercado Diario.

$Xd_{b,k}$ Oferta al Mercado Diario de la unidad b en el período k [MW].

$Xd_{gb,k}$ Oferta al Mercado Diario de la unidad gb en el período k [MW].

$Xd_{w,k}$ Oferta al Mercado Diario de la unidad w en el período k [MW].

$Xd_{c,k}$ Oferta al Mercado Diario de la unidad conjunta en el período k [MW].

4.2.4.4 Variables asociadas a los desvíos de producción.

$Desvio_{w,sci,k}$ Desvío correspondiente a la producción eólica, en el escenario sci y período k [MW].

$Desvio_{gb,sci,k}$ Desvío correspondiente a la potencia turbinada, en el escenario sci y período k [MW].

$Desvio_{b,sci,k}$ Desvío correspondiente a la potencia bombeada, en el escenario sci y período k [MW].

$Desvio_{c,sci,k}$ Desvío correspondiente a la potencia neta producida por la unidad conjunta, en el escenario sci y período k [MW].

4.2.4.5 Variables asociadas a los costes de la operación.

$w_{sci,k}$ Coste de la penalización por desvíos en el escenario sci y período k [€].

$Pdesv_{cw,sci,k}$ Penalización por desvíos que asume el parque eólico cw , en el escenario sci y período k [€].

$Pdesv_{cb,sci,k}$ Penalización por desvíos que asume la central de bombeo cb , en el escenario sci y período k [€].

$Pdesv_{cbw,sci,k}$ Penalización por desvíos que asume la entidad conjunta cbw , en el escenario sci y período k [€].

4.2.4.6 Variables asociadas a los ingresos de la operación.

$I_{cw,sci,k}$ Ingresos del parque eólico cw , en el escenario sci y período k [€].

$I_{cb,sci,k}$ Ingresos de la central de bombeo cb , en el escenario sci y período k [€].

$I_{cbw,sci,k}$ Ingresos de la entidad conjunta cbw , en el escenario sci y período k [€].

4.2.4.7 Variables asociadas a los beneficios de la operación.

$B_{cw,sci,k}$ Beneficios del parque eólico cw , en el escenario sci y período k [€].

$B_{cb,sci,k}$ Beneficios de la central de bombeo cb , en el escenario sci y período k [€].

$B_{cbw,sci,k}$ Beneficios de la entidad conjunta cbw , en el escenario sci y período k [€].

4.2.5 Constantes

W Porcentaje del precio del Mercado Diario que supondrá el coste de penalización por desvíos [%].

l_k Duración de cada período temporal [h].

4.3 Entradas del modelo

En este apartado se especifican las variables de entrada del modelo. Éste necesita una serie de escenarios de precios y de producción eólica para caracterizar la incertidumbre asociada a estos dos parámetros en forma de árbol estocástico, tal y como se ha comentado previamente.

Por otro lado será necesario especificar también todos los parámetros que definen la central de bombeo, así como los datos estáticos del parque.

Como consecuencia, las entradas del modelo serán:

- Escenarios de precios del Mercado Diario.
- Probabilidad de cada escenario de precios del Mercado Diario.
- Escenarios de producción eólica.
- Probabilidad de cada escenario de producción eólica.
- Porcentaje de penalización por desvíos (expresada en tanto por ciento sobre el precio del Mercado Diario).
- Potencia instalada en el parque eólico.
- Datos de la central de bombeo:
 - Máxima potencia de bombeo.
 - Máxima potencia de turbinación.
 - Volumen máximo del embalse superior, expresado en MWh.
 - Volumen mínimo del embalse superior, expresado en MWh.
 - Volumen inicial del embalse superior, expresado en MWh.
 - Volumen máximo del embalse inferior, expresado en MWh.
 - Volumen mínimo del embalse inferior, expresado en MWh.
 - Volumen inicial del embalse inferior, expresado en MWh.
 - Rendimiento del circuito hidráulico. Este rendimiento es el producto del rendimiento de la central cuando actúa en modo bombeo por el rendimiento cuando actúa en modo turbina. Su valor indica que de toda la energía consumida en bombear un cierto volumen de agua, sólo un tanto por ciento de dicha energía se puede turbinar. Así, si el

rendimiento es de 0,7 indica que sólo se podría generar un 70% de la energía consumida para bombear el agua que se precisa del embalse inferior al superior.

4.4 Salidas del modelo

De la misma forma que se ha hecho con las entradas del modelo, a continuación se enumeran las salidas del mismo:

➤ Ofertas al Mercado Diario.

Como se explicó al introducir el árbol de decisión del problema, las ofertas son comunes a todos los escenarios. Son por tanto una solución robusta frente a la incertidumbre. Esta solución no tiene por qué ser óptima en ningún escenario en concreto si fuera considerado de forma aislada, pero sí flexible y como se ha dicho, robusta, frente a todos. Según el modelo que estemos analizando esta variable será diferente, ya que en los modelos en los que el parque y la central operan de manera conjunta, la oferta es también conjunta, pero esto se distinguirá claramente en la formulación matemática de los distintos modelos de operación que se analizarán en este proyecto.

➤ Gestión del bombeo en cada escenario:

- Potencia bombeada en cada hora.
- Potencia turbinada en cada hora.

Se obtendrá una gestión del bombeo distinta según el modelo de estudio. Así, por ejemplo cuando operan la central y el parque de forma independiente, dicha gestión estará orientada a maximizar el beneficio de la central, comprando energía para bombear en horas e valle y vendiendo dicha energía turbinando en horas de punta. Sin embargo en el modelo en el que la central sólo actúa de respaldo del parque, su gestión tendrá como

objetivo servir de cobertura al parque eólico, bombeando la energía que el parque no haya vendido al Mercado, y la turbinando cuando exista un déficit de producción eólica. Además tratará de optimizar dicha producción eólica, almacenándola en horas de valle y turbinándola en horas de punta. Serán por tanto gestiones muy diferentes según el modelo de operación

- Desvíos de la potencia eólica en cada escenario y en cada hora.

Los desvíos serán también distintos según el modelo considerado. Operando el parque de forma independiente a la central, estos desvíos son los que tendría cualquier parque en su operación diaria y en las operaciones conjuntas se tratará de ver cómo se reducen cuando el parque eólico es respaldado por una central de bombeo.

- Potencia eólica producida en cada hora.

Lo que genera el parque está limitado por la producción eólica que nos proporcionan los escenarios.

- Beneficios según el escenario.

Éstos también dependerán del modelo, en el primer caso, cuando la central y el parque operan por separado, se obtendrán los beneficios tanto de la operación de la central de bombeo como de la operación del parque eólico. En los modelos de operación conjunta este beneficio será el de la entidad central-parque.

- Penalización económica por desvíos, según el escenario.

Según el modelo de operación tendremos un resultado diferente que permitirá estudiar la mejor configuración para las ofertas, de compra y venta, que consigue una mayor reducción de los desvíos.

- Volumen del embalse superior en cada hora según el escenario

La formulación propuesta permite considerar un volumen superior del embalse dependiente de cada hora.

- Volumen del embalse inferior en cada hora según el escenario.

La formulación propuesta permite considerar un volumen inferior del embalse dependiente de cada hora.

4.5 Ecuaciones y restricciones del modelo

En este apartado se presentan las ecuaciones que caracterizan al parque eólico y la central de bombeo.

4.5.1 Ecuaciones de balance energético

Son las denominadas ecuaciones de continuidad de los embalses. El volumen almacenado en el embalse superior en una cierta hora es igual al que había en la hora anterior, más el volumen bombeado desde el embalse inferior menos el caudal turbinado.

Embalse superior:

$$v_{cb,sci,k}^s = v_{cb,sci,k-1}^s + (\eta_h \cdot g_{b,cb,sci,k} - g_{gb,cb,sci,k}) \cdot I_k$$

En el embalse inferior el incremento es el caudal turbinado y el decremento el caudal bombeado. Como se mencionó anteriormente en el apartado 3.2.2 cuando se explicaba el modelo del equipo de bombeo puro, estas ecuaciones se formularán con su equivalente en energías.

Embalse inferior:

$$v_{cb,sci,k}^i = v_{cb,sci,k-1}^i + (g_{gb,sci,k} - \eta_h \cdot g_{b,sci,k}) \cdot I_k$$

En estas ecuaciones, como se puede ver, se ha de tener en cuenta el rendimiento de la central de bombeo.

4.5.2 Restricciones técnicas asociadas a los embalses

La existencia de una capacidad máxima en los embalses se puede modelar como una cota superior de la energía almacenada en cada uno de ellos. Las cotas inferiores también pueden formularse para evitar que alguno de los embalses se vacíe completamente en alguno de los períodos horarios.

$$v_{\min,cb}^i \leq v_{cb,sci,k}^i \leq v_{\max,cb}^i$$

$$v_{\min,cb}^s \leq v_{cb,sci,k}^s \leq v_{\max,cb}^s$$

4.5.3 Consignas de volumen final

Se añaden para evitar que la gestión del bombeo en un día determinado haga ineficiente la operación del día siguiente. Se ha optado porque la energía al final del día en cada embalse sea igual a la energía inicial que cada uno de ellos tenía almacenada respectivamente.

$$v_{cb,sci,k_final}^s = v_{f,cb}^s$$

$$v_{cb,sci,k_final}^i = v_{f,cb}^i$$

4.5.4 Restricciones técnicas asociadas a las potencias de operación

La potencia generada por la central de bombeo ha de ser menor que la potencia máxima de la central. Del mismo modo, la potencia consumida para bombear agua desde el embalse inferior al superior no puede superar el valor máximo de diseño.

Grupo de bombeo:

$$\underline{g}_{b,cb} \leq g_{b,cb,sci,k} \leq \bar{g}_{b,cb}$$

$$\underline{g}_{gb,cb} \leq g_{gb,cb,sci,k} \leq \bar{g}_{gb,cb}$$

Por otro lado los parques eólicos tienen una cierta potencia instalada que representa lo máximo que dicho parque podría llegar a producir en condiciones óptimas de viento, esta potencia no siempre consigue generarse debido a la intermitencia que presenta este recurso natural, por tanto la potencia eólica estará limitada a la producción, si ésta es inferior a la potencia instalada, como de hecho suele darse en la mayoría de los casos.

$$0 \leq g_{w,cw,sci,k} \leq g_{wsc_{scw}}^{scw \in sci}$$

En los modelos de operación conjunta existen también estos límites, pero se define una nueva variable denominada generación conjunta, total o neta de la entidad formada por la central y el parque. Esta generación neta es la diferencia entre la potencia generada por la central y por el parque, menos la potencia consumida en bombear.

Entidad conjunta:

Definición de la generación neta o conjunta.

$$g_{c,cbw,sci,k} = g_{w,cw,sci,k} + g_{gb,cb,sci,k} - g_{b,cb,sci,k}$$

En el primer modelo de operación conjunta en el que la central, como parte integrante de la entidad que precisa energía para poder funcionar, podía comprar en el Mercado, la generación neta tiene como límite inferior la máxima potencia de bombeo de diseño de la central (ya que se considerará negativa la potencia consumida en bombear) y como límite superior la suma de las potencias máximas de generación tanto del parque como de la central (máxima potencia de turbinación).

- Modelo en el cual la central puede comprar en el mercado

$$-\bar{g}_{b,cb} \leq g_{c,cbw,sci,k} \leq (\bar{g}_{gb,cb} + g_{wsc_{scw}}^{scw \in sci})$$

En el segundo modelo de operación conjunta, la energía que pueda precisar la central para bombear sólo puede venir de lo que el parque pueda suministrarle en aquellas horas en las que la producción exceda la oferta.

- Modelo en el cual la central sólo se abastece del parque

$$0 \leq g_{c,cbw,sci,k} \leq (\bar{g}_{gb,cb} + g_{scw}^{scw})$$

4.5.5 Restricciones asociadas a la verificación de ofertas

En el modelo en el que la central y el parque operan por separado, este último es agente vendedor, por lo que sus ofertas al Mercado Diario sólo pueden ser de venta y estarán limitadas a la potencia máxima instalada en el parque.

Siguiendo con este mismo modelo, la central podrá comprar o vender energía en el Mercado. La oferta de compra estará limitada a la máxima potencia que pueda bombear y la oferta de venta a la máxima potencia que puede turbinar.

- Modelo en el que el parque y la central operan separados.

$$0 \leq Xd_{w,k} \leq \bar{g}_{w,cw}$$

$$0 \leq Xd_{gb,k} \leq \bar{g}_{gb,cb}$$

$$-\bar{g}_{b,cb} \leq Xd_{b,k} \leq 0$$

En el primer modelo de operación conjunta, la oferta de venta estará limitada a la potencia instalada en el parque más la potencia máxima de generación hidráulica y la oferta de compra, al igual que cuando la central operaba de forma independiente estará limitada a la máxima potencia que pueda bombear.

- Modelo de operación conjunta 1: Se admite que la central compre al mercado.

$$-\bar{g}_{b,cb} \leq Xd_{c,k} \leq \bar{g}_{gb,cb} + \bar{g}_{w,cw}$$

En el segundo modelo de operación conjunta la central únicamente actúa como respaldo del parque y no se permiten ofertas de compra. Por tanto las ofertas admitidas sólo serán de venta de energía y estarán limitadas a la potencia instalada en el parque más la potencia máxima de generación hidráulica.

- Modelo de operación conjunta 2: La central sólo se abastece del parque.

$$0 \leq Xd_{c,k} \leq \bar{g}_{gb,cb} + \bar{g}_{w,cw}$$

4.5.6 Ecuaciones de cálculo de los desvíos

El desvío en cada hora se definirá como la diferencia entre la oferta de producción casada en y la producción finalmente vertida a la red, ambas en dicha hora. En todos los casos estos desvíos se medirán en valor absoluto, ya que pueden generarse por exceso de la oferta respecto a la producción y viceversa.

En el primer modelo de estudio o modelo de referencia, estos desvíos son los correspondientes a las ofertas del parque y la producción eólica, así como los de la central de bombeo:

$$Desvio_{w,sci,k} = \left| g_{w,cw,sci,k} - Xd_{w,k} \right|$$

$$Desvio_{gb,sci,k} = \left| g_{gb,cb,sci,k} - Xd_{gb,k} \right|$$

$$Desvio_{b,sci,k} = \left| g_{b,cb,sci,k} + Xd_{b,k} \right|$$

En esta última ecuación ha de tenerse en cuenta que las ofertas del equipo de bombeo son de compra de energía, y son por tanto negativas de acuerdo con el criterio de signos adoptado en el problema.

En los modelos de operación conjunta el desvío se medirá como la diferencia entre la oferta conjunta y la generación neta.

$$Desvio_{c,sci,k} = \left| g_{c,cbw,sci,k} - Xd_{c,k} \right|$$

Estas restricciones introducirían la no linealidad en el problema a causa del valor absoluto. Se ha optado por incluirlas de esta manera en la definición del problema para facilitar la comprensión de lo que se entiende por desvíos.

No obstante, para poder modelar estas restricciones con programación lineal en el modelo se ha definido la variable $Desvio_{u,sci,k}$ como la resta de las dos siguientes variables auxiliares:

$$Desviopos_{u,sci,k}$$

$$Desvioneg_{u,sci,k}$$

Ambas definidas como variables positivas, quedando la variable $Desvio_{u,sci,k}$ de la siguiente forma:

$$Desvio_{u,sci,k} = Desviopos_{u,sci,k} - Desvioneg_{u,sci,k} = g_{u,cent,sci,k} - Xd_{u,k} \quad , \text{ Si } u \neq b$$

$$Desvio_{u,sci,k} = Desviopos_{u,sci,k} - Desvioneg_{u,sci,k} = g_{u,cent,sci,k} + Xd_{u,k} \quad , \text{ Si } u = b$$

4.5.7 Penalización por desvíos

Atendiendo a la hipótesis explicada en el apartado 3.2.2 sobre este aspecto, el coste del desvío se calcula como un tanto por ciento del precio del Mercado Diario (por tanto, al variar el precio en cada hora, también lo hará este coste).

$$w_{sci,k} = W \cdot pmd_{scd} \quad scd \in sci$$

La penalización por desvíos es el producto de dicho coste por la potencia desviada, en valor absoluto.

En el modelo en el que el parque y la central operan separados se tiene:

$$Pdesv_{cw,sci,k} = w_{sci,k} \cdot Desvio_{w,sci,k}$$

$$Pdesv_{cb,sci,k} = \sum_{u \in cb} w_{sci,k} \cdot Desvio_{u,sci,k}$$

En los modelos de operación conjunta la penalización respondería a la siguiente expresión:

$$Pdesv_{cbw,sci,k} = w_{sci,k} \cdot Desvio_{c,sci,k}$$

4.5.8 Ingresos obtenidos en la operación

Se considera que los ingresos vienen dados por la producción finalmente vertida a la red por el precio del Mercado Diario.

$$I_{cw,sci,k} = \underset{scd \in sci}{pmd}_{scd} \cdot g_{w,cw,sci,k}$$

$$I_{cb,sci,k} = \underset{scd \in sci}{pmd}_{scd} \cdot (g_{gb,cb,sci,k} - g_{b,cb,sci,k})$$

En los modelos de operación conjunta este ingreso sería:

$$I_{cbw,sci,k} = \underset{scd \in sci}{pmd}_{scd} \cdot g_{c,cbw,sci,k}$$

4.5.9 Beneficios obtenidos en la operación

Los beneficios que finalmente aporta la operación se calculan como la diferencia entre los ingresos anteriores y los costes derivados de los desvíos entre la oferta y la producción.

$$B_{cw,sci,k} = I_{cw,sci,k} - Pdesv_{cw,sci,k}$$

$$B_{cb,sci,k} = I_{cb,sci,k} - Pdesv_{cb,sci,k}$$

En los modelos de operación conjunta:

$$B_{cbw,sci,k} = I_{cbw,sci,k} - Pdesv_{cbw,sci,k}$$

4.6 Función objetivo

En los tres modelos se tratará de maximizar el beneficio esperado. En el primer modelo la función objetivo se define como la suma, en cada uno de los escenarios considerados, del beneficio de la central más el beneficio del parque, multiplicados por la probabilidad de cada escenario. El beneficio de la central será el que obtenga como resultado de su gestión, bombeando energía en los períodos de precios bajos y turbinando en los correspondientes a precios altos. El beneficio del parque será la diferencia entre lo que ingrese por la producción vertida a la red y la penalización económica por los desvíos.

$$B_{separados} = \sum_{sci} P_{sci} \cdot \sum_{\substack{Cent \\ \{cw,cb\}}} \sum_k B_{Cent,sci,k}$$

Siendo P_{sci} la probabilidad de que se den los escenarios scw y scd que lo constituyen:

$$P_{sci} = P_{scw} \cdot P_{scd}$$

En los modelos de operación conjunta la función objetivo se define como la suma, en cada uno de los escenarios considerados, del beneficio conjunto, multiplicado por la probabilidad de cada escenario. El beneficio conjunto se calcula como la diferencia entre los ingresos obtenidos por la generación neta producida y la penalización económica por desvíos.

$$B_{conjunto} = \sum_{sci} P_{sci} \cdot \sum_k B_{cbw,sci,k}$$

4.7 Formulación matemática del problema

4.7.1 Función objetivo

- Modelo en el que la central y el parque operan por separado:

$$B_{separados} = \sum_{sci} P_{sci} \cdot \sum_{\substack{Cent \\ \{cw,cb\}}} \sum_k B_{Cent,sci,k} \quad \text{Ecuación 1}$$

- Modelos de operación conjunta:

$$B_{conjunto} = \sum_{sci} P_{sci} \cdot \sum_k B_{cbw,sci,k} \quad \text{Ecuación 2}$$

4.7.2 Cálculo de los ingresos.

$$I_{cw,sci,k} = \underset{scd \in sci}{pmd}_{scd} \cdot g_{w,cw,sci,k} \quad \text{Ecuación 3}$$

$$I_{cb,sci,k} = \underset{scd \in sci}{pmd}_{scd} \cdot (g_{gb,cb,sci,k} - g_{b,cb,sci,k}) \quad \text{Ecuación 4}$$

$$I_{cbw,sci,k} = \underset{scd \in sci}{pmd}_{scd} \cdot g_{c,cbw,sci,k} \quad \text{Ecuación 5}$$

4.7.3 Cálculo de las penalizaciones por desvíos.

$$w_{sci,k} = W \cdot \underset{scd \in sci}{pmd}_{scd} \quad \text{Ecuación 6}$$

$$Pdesv_{cw,sci,k} = w_{sci,k} \cdot Desvio_{w,sci,k} \quad \text{Ecuación 7}$$

$$Pdesv_{cb,sci,k} = \sum_{u \in cb} w_{sci,k} \cdot Desvio_{u,sci,k} \quad \text{Ecuación 8}$$

$$Pdesv_{cbw,sci,k} = w_{sci,k} \cdot Desvio_{c,sci,k} \quad \text{Ecuación 9}$$

4.7.4 Cálculo de los desvíos.

Si $u \neq b$:

$$Desvio_{u,sci,k} = Desviopos_{u,sci,k} - Desvioneg_{u,sci,k} = g_{u,cent,sci,k} - Xd_{u,k} \quad \text{Ecuación 10}$$

Si $u = b$:

$$Desvio_{u,sci,k} = Desviopos_{u,sci,k} - Desvioneg_{u,sci,k} = g_{u,cent,sci,k} + Xd_{u,k} \quad \text{Ecuación 11}$$

4.7.5 Restricciones de continuidad en los embalses.

Embalse superior:

$$v_{cb,sci,k}^s = v_{cb,sci,k-1}^s + (\eta_h \cdot g_{b,cb,sci,k} - g_{gb,cb,sci,k}) \cdot I_k \quad \text{Ecuación 12}$$

Embalse inferior:

$$v_{cb,sci,k}^i = v_{cb,sci,k-1}^i + (g_{gb,sci,k} - \eta_h \cdot g_{b,sci,k}) \cdot I_k \quad \text{Ecuación 13}$$

4.7.6 Restricciones técnicas asociadas a los embalses.

Embalse superior:

$$v_{\min,cb}^i \leq v_{cb,sci,k}^i \leq v_{\max,cb}^i \quad \text{Ecuación 14}$$

Embalse superior:

$$v_{\min,cb}^s \leq v_{cb,sci,k}^s \leq v_{\max,cb}^s \quad \text{Ecuación 15}$$

4.7.7 Consignas de volumen final.

$$V_{cb,sci,k_final}^s = V_{f,cb}^s \quad \text{Ecuación 16}$$

$$V_{cb,sci,k_final}^i = V_{f,cb}^i \quad \text{Ecuación 17}$$

4.7.8 Restricciones técnicas asociadas a las potencias de operación.

Grupo de bombeo

$$\underline{g}_{b,cb} \leq g_{b,cb,sci,k} \leq \bar{g}_{b,cb} \quad \text{Ecuación 18}$$

$$\underline{g}_{gb,cb} \leq g_{gb,cb,sci,k} \leq \bar{g}_{gb,cb} \quad \text{Ecuación 19}$$

Parque eólico

$$0 \leq g_{w,cw,sci,k} \leq gwsc_{sci} \quad \text{Ecuación 20}$$

Entidad conjunta:

Definición de la generación neta o conjunta.

$$g_{c,cbw,sci,k} = g_{w,cw,sci,k} + g_{gb,cb,sci,k} - g_{b,cb,sci,k} \quad \text{Ecuación 21}$$

- Modelo en el cual la central puede comprar en el mercado

$$-\bar{g}_{b,cb} \leq g_{c,cbw,sci,k} \leq (\bar{g}_{gb,cb} + gwsc_{scw})_{scw \in sci} \quad \text{Ecuación 22}$$

- Modelo en el cual la central sólo se abastece del parque

$$0 \leq g_{c,cbw,sci,k} \leq (\bar{g}_{gb,cb} + gwsc_{scw})_{scw \in sci} \quad \text{Ecuación 23}$$

4.7.9 Restricciones asociadas a la verificación de las ofertas.

- Modelo en el que el parque y la central operan separados.

$$0 \leq Xd_{w,k} \leq \bar{g}_{w,cw} \quad \text{Ecuación 24}$$

$$0 \leq Xd_{gb,k} \leq \bar{g}_{gb,cb} \quad \text{Ecuación 25}$$

$$-\bar{g}_{b,cb} \leq Xd_{b,k} \leq 0 \quad \text{Ecuación 26}$$

- Modelo de operación conjunta 1: Se admite que la central compre al mercado.

$$-\bar{g}_{b,cb} \leq Xd_{c,k} \leq \bar{g}_{gb,cb} + \bar{g}_{w,cw} \quad \text{Ecuación 27}$$

- Modelo de operación conjunta 2: La central sólo se abastece del parque.

$$0 \leq Xd_{c,k} \leq \bar{g}_{gb,cb} + \bar{g}_{w,cw} \quad \text{Ecuación 28}$$

5

Resultados

5 Resultados

5.1 Introducción.

En este capítulo se mostrarán los resultados del estudio realizado. Como se expuso en el apartado 3.3 se analizan tres configuraciones. En la primera de ellas el parque eólico y la central de bombeo operan separadamente. El objetivo de este modelo es servir de referencia en posteriores comparaciones con los dos modelos siguientes de operación conjunta. El primer modelo de operación conjunta considera al parque eólico y a la central como una sola entidad y permite, además de ofertas de venta, la posibilidad de que se emitan ofertas de compra al mercado, limitando dicha compra a la máxima potencia que es capaz de bombear la central. En el segundo modelo de operación conjunta las ofertas sólo pueden ser de venta. Esto hace que la central de bombeo sólo pueda abastecerse del parque eólico para bombear energía del embalse inferior al superior.

Este capítulo tratará en primer lugar de ilustrar cómo operan las configuraciones descritas en un caso base, es decir, cuáles son las ofertas al Mercado Diario, cuál es la gestión del bombeo, qué desvíos se generan y cuáles son los beneficios y las penalizaciones por desvíos que se obtienen.

Seguidamente se analizará el efecto de la dimensión de la central de bombeo sobre los beneficios y las penalizaciones, objetivo principal de este capítulo. Finalmente se concluirá con la determinación de la central o centrales, de entre las analizadas, que mayor cobertura dan al parque, en términos de reducción de la penalización por desvíos.

5.2 Descripción del caso de estudio.

5.2.1 Equipo eólico.

El parque eólico que se propone en este estudio es de **30 MW** de potencia instalada.

5.2.2 Equipo de bombeo y criterios de dimensionamiento.

El equipo de bombeo que se utilizará en el caso base presenta las características mostradas en la Tabla 3. La central, como se puede ver, tiene una potencia que es la tercera parte de la que tiene el parque eólico propuesto. No hay que olvidar que se trata de obtener un respaldo para el parque y se considera que una central de 10 MW de potencia de bombeo puede ser suficiente ya que es un término medio entre una central de dimensiones, en términos de potencia, equiparable al parque y una central muy pequeña (por debajo de 5 MW).

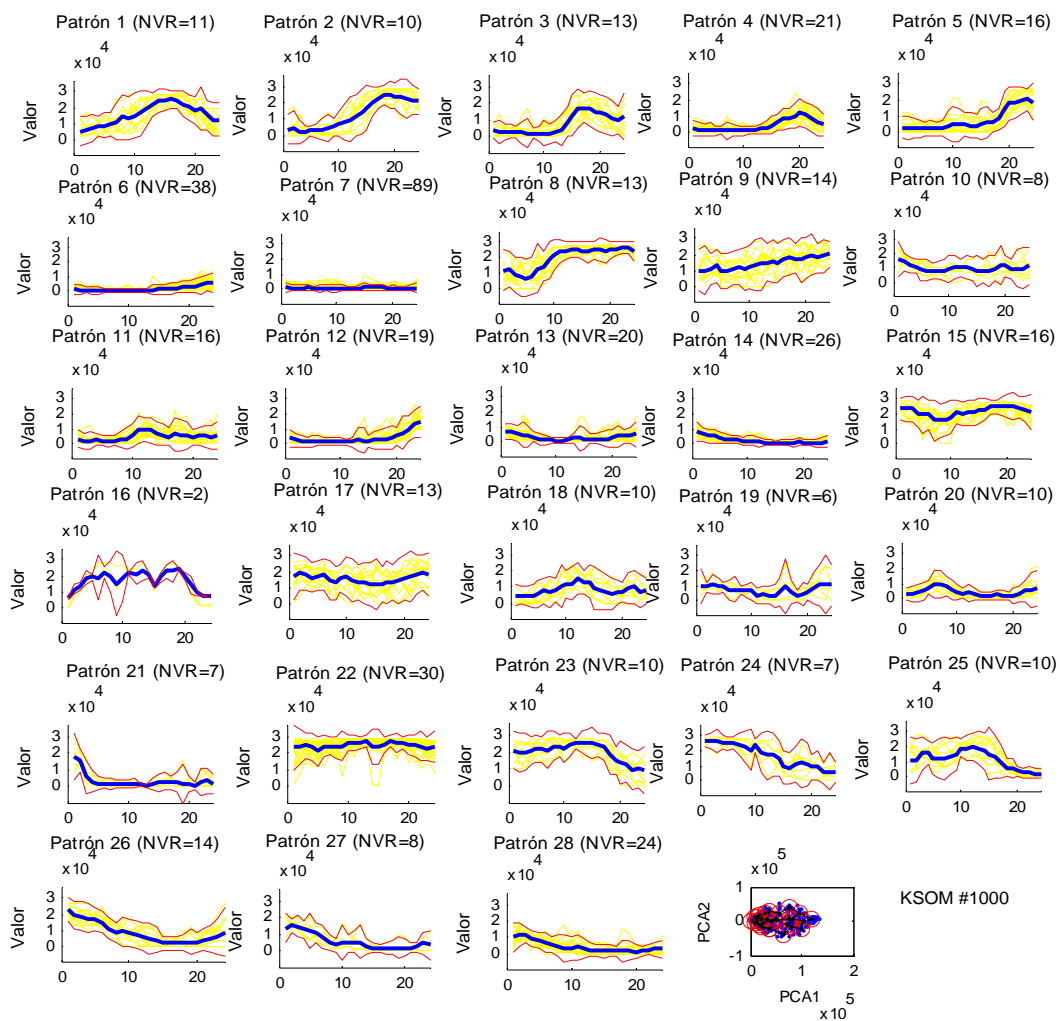
Parámetros de la central de bombeo	Valor
Volumen mínimo del embalse superior	0 MWh
Volumen máximo del embalse superior	80 MWh
Volumen mínimo del embalse inferior	0 MWh
Volumen máximo del embalse inferior	80 MWh
Volumen inicial del embalse superior	15 MWh
Volumen inicial del embalse inferior	25 MWh
Rendimiento	0.7
Máxima potencia de bombeo	10 MW
Mínima potencia de bombeo	0 MW
Máxima potencia de turbinación	12 MW
Mínima potencia de turbinación	0 MW

Tabla 3 Características de la central de bombeo

Para dimensionar la capacidad de los embalses, se ha considerado que se vacían en 8 horas funcionando a la máxima potencia de bombeo. Los volúmenes iniciales en los embalses son del 20% de la capacidad en el embalse superior y del 30% en el inferior aproximadamente. Como se mencionó en el capítulo 4.5.3 la consigna de volumen final en ambos embalses es que se iguale el volumen inicial y se considera que las cotas anteriores dan margen suficiente para una correcta operación al día siguiente.

5.2.3 Caracterización de los escenarios de producción.

Estos escenarios han sido obtenidos a partir de un análisis de patrones sobre datos de producción horaria de un parque real.



Gráfica 1. Patrones de producción eólica.

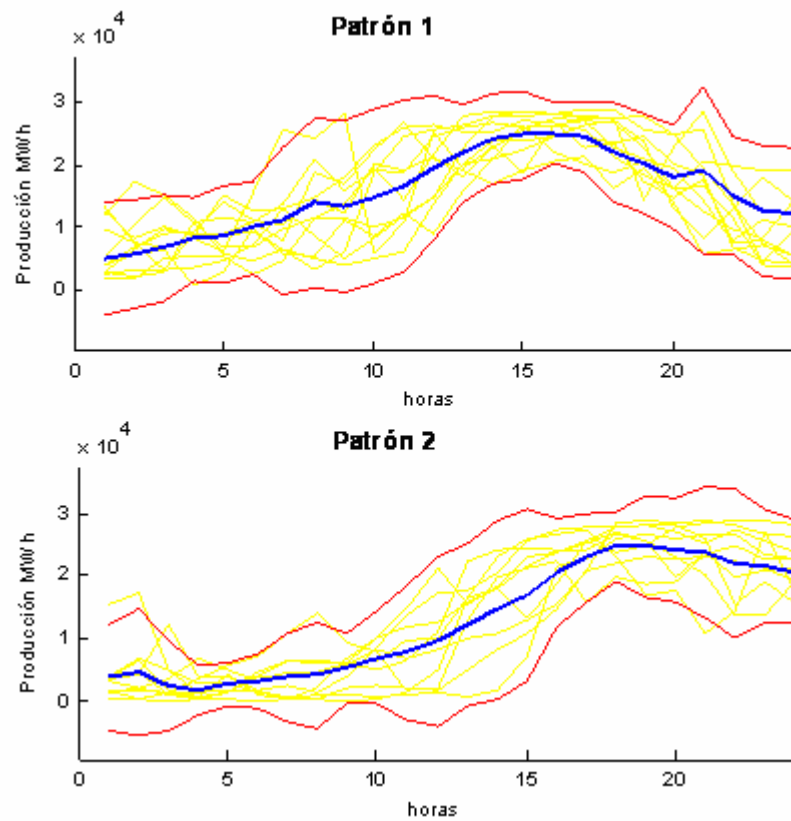
En este análisis se parte de datos de un año de producción. Las realizaciones de de producción eólica correspondientes a los distintos días se agrupan en *clusters*, de forma que cada *cluster* recoge aquellas realizaciones que más se parecen entre sí y que por tanto siguen un patrón similar. Con 24 horas de antelación, que es cuando se presentan las ofertas al Mercado Diario, se puede estimar qué perfil seguirá el viento, pero existe aún mucha incertidumbre en cuanto al perfil exacto.

El objetivo de haber realizado este análisis de patrones era considerar que cada patrón obtenido respondía a una predicción realista de producción eólica, y que cada una de las realizaciones que dan lugar al patrón corresponde a las posibles variaciones que puede tener la producción real respecto a dicha predicción.

Para este caso ejemplo, en lugar de introducir los escenarios de un solo patrón en el árbol de escenarios, se considerarán dos patrones parecidos de viento y como se comentó anteriormente, los escenarios que los originan serán las posibles realizaciones de producción real. La idea es la misma que con un solo patrón pero de esta forma se considera más incertidumbre en las predicciones.

En la Gráfica 2 se representa, en azul, el patrón de producción eólica y en amarillo los distintos escenarios que darán lugar a dicho patrón y que corresponden a los scw, según la notación del problema. En rojo se representan los límites a los que llega la variación de escenarios, estas bandas el margen en el que se encuentran las producciones eólicas para cada uno de los dos patrones.

Como se puede observar los datos están en kWh, sin embargo en el modelo serán introducidos en términos de potencia, concretamente en MW.

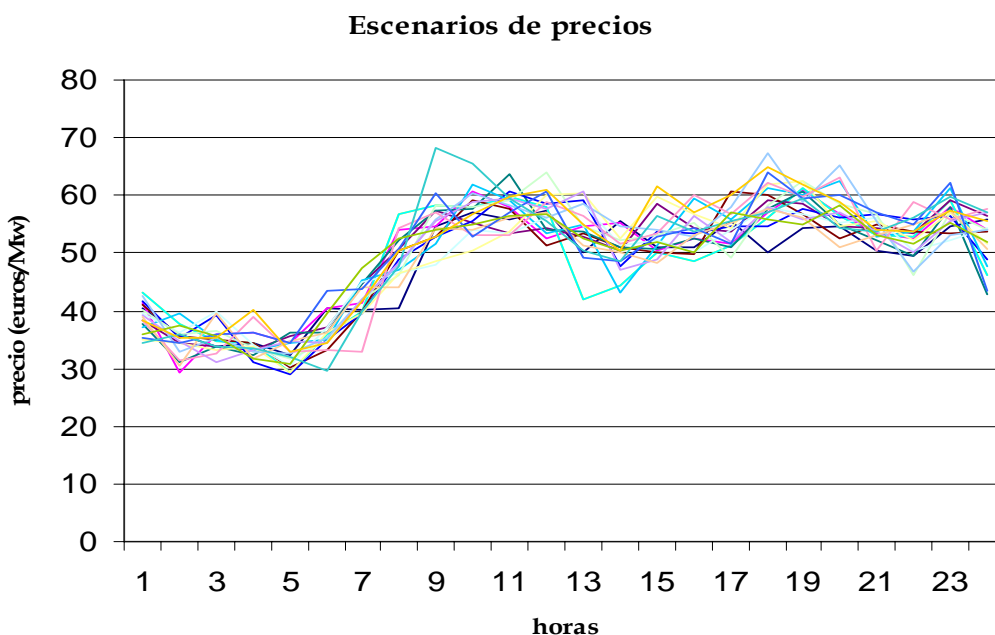


Gráfica 2. Patrones 1 y 2 de producción eólica. Caso de estudio

En total se tienen veintiún escenarios de producción eólica, ya que en el primer patrón hay once realizaciones (valor de NVR en la Gráfica 1) y en el segundo diez.

5.2.4 Escenarios de precios.

Estas realizaciones se han obtenido mediante modelos ocultos de Markov de entrada salida previamente ajustados, [IOHMM05]. Se representan todas estas realizaciones en la Gráfica 3:



Gráfica 3: Escenarios de precios. Caso de estudio

El coste por desvío se ha fijado al **30%** del precio casado en el mercado diario ($W=0.3$ en la Ecuación 6). Por tanto, se incurrirá en una penalización distinta según dicho precio y según la magnitud de dicho desvío en términos de potencia.

5.2.5 Construcción del árbol de escenarios.

Como se explicó en el apartado 3.2 el problema se ha formulado utilizando un árbol de escenarios que dará como resultado las ofertas a presentar al Mercado Diario para un día en concreto. La agregación de los escenarios de producción y precios se lleva a cabo de la siguiente forma:

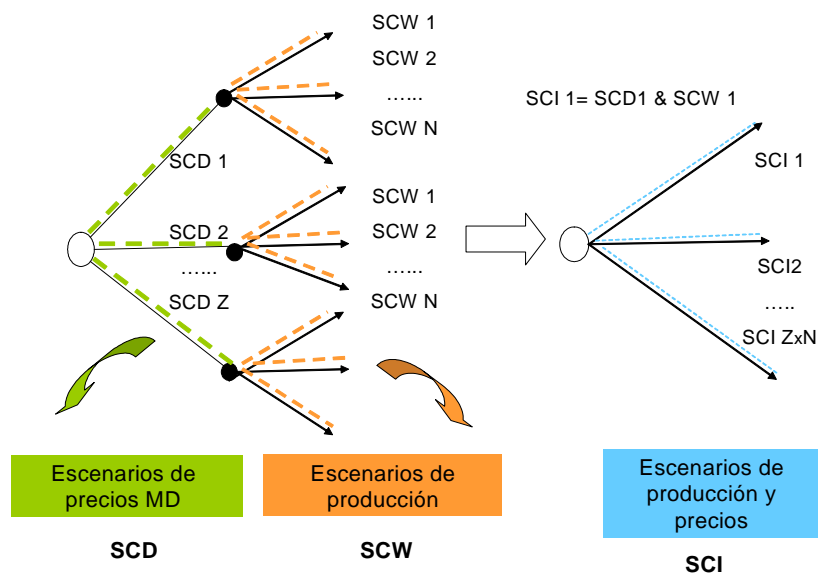


Figura 11: Agregación de los escenarios de precios y producción

Como se puede apreciar en la Figura 11, de cada escenario de precios del mercado diario parten las distintas realizaciones de producción consideradas para el día en cuestión que se va simular. Cada rama del árbol (*sci* según la notación empleada en la definición del problema) está compuesta por una estimación de precios y de producción.

En la siguiente tabla se resumen los datos de los escenarios que compondrán el árbol de probabilidad:

	Número total de escenarios	Probabilidad
SCD	20	0.05
SCW	21	0.0476
SCI	420	0.0024

Tabla 4. Escenarios considerados, número y probabilidad

Como se ve en Tabla 4 se han considerado los escenarios, tanto de precios como de producción equiprobables, por lo que todas las ramas del árbol tendrán la misma probabilidad.

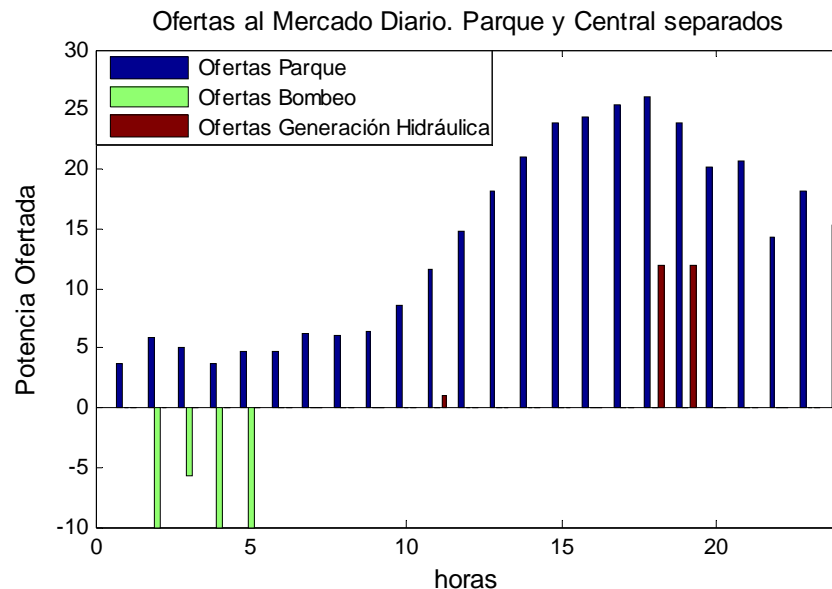
En este estudio no se ha tenido en cuenta la posible relación entre la producción eólica prevista con las estimaciones de precios del Mercado Diario. Es posible que en días en los que se estimen valores altos de producción eólica, los valores estimados de precios del Mercado sean menores, ya que la participación masiva de la eólica en el mercado contribuye a disminuir el precio del sistema puesto que incorpora oferta barata al mercado y sustituye a tecnologías más caras como por ejemplo los ciclos combinados.

5.3 Resultados con el caso base.

5.3.1 Comparación de las ofertas al Mercado Diario en los tres modelos.

A continuación se mostrarán las distintas ofertas presentadas al Mercado Diario por las tres configuraciones propuestas. Las ofertas son comunes a los 420 escenarios que contempla el árbol de probabilidad, son por tanto una solución robusta frente a todos ellos, aunque no tiene por qué ser óptima en ninguno en concreto.

o Parque y Central operando separados

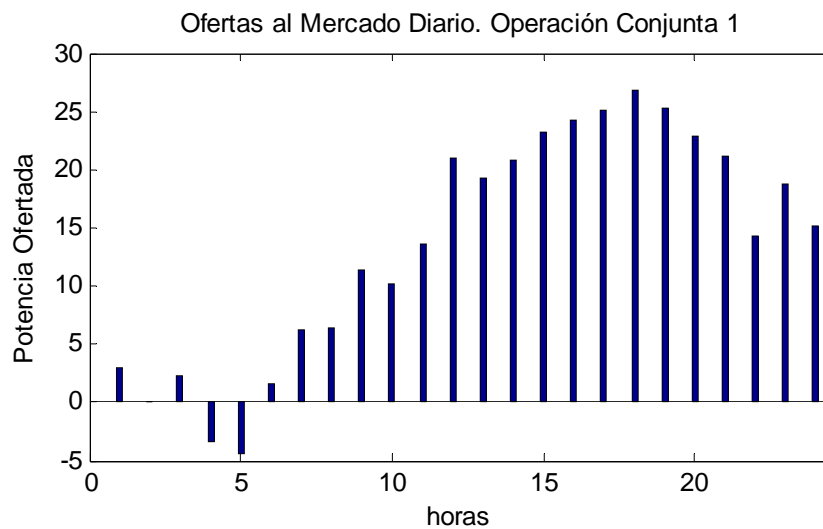


Gráfica 4. Ofertas al MD. Parque y Central por separado

Las ofertas presentadas por el parque eólico tratan de ajustarse a la producción prevista en los patrones mostrados anteriormente (Gráfica 2). Por su parte la central de bombeo almacena energía en horas de valle para turbinarla en punta y así obtener beneficios. Como se explicó en el capítulo 4, la gestión del bombeo está también condicionada por unas consignas de volumen final, lo que hace que no opere en todas las horas.

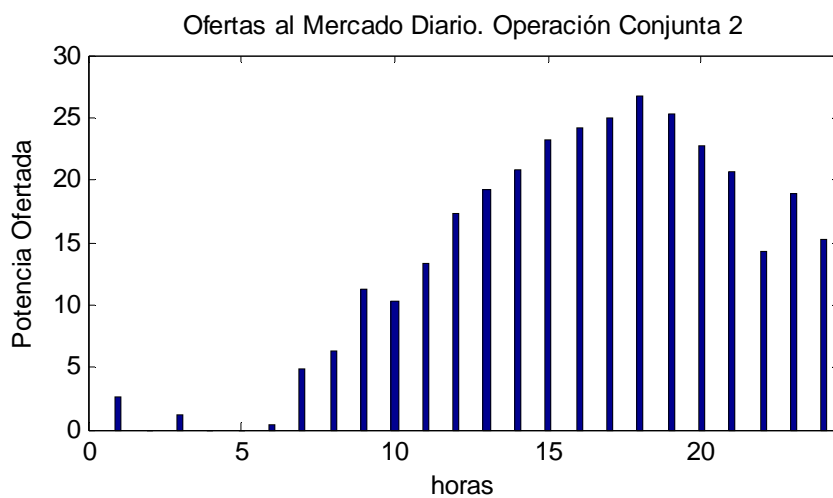
○ Operación Conjunta 1

En este modelo las ofertas óptimas son las que muestra la Gráfica 5. En general las ofertas presentadas son de venta excepto en las horas 4 y 5, en las que compra energía. Se observa como también en este caso el perfil de las ofertas es similar al de la producción eólica.



Gráfica 5. Ofertas al MD. Operación Conjunta 1

○ Operación Conjunta 2



Gráfica 6. Ofertas al MD. Operación Conjunta 2.

En este modelo las ofertas de compra no estaban permitidas. Se observa que apenas oferta en las primeras horas del día, mientras que a partir de la hora 8 el perfil que adquieren estas ofertas es aproximadamente el perfil de producción.

Estas ofertas darán lugar a unos beneficios para el día de operación analizado en cada uno de los modelos. A continuación se mostrarán dichos beneficios, así como las penalizaciones en las que se incurre.

5.3.2 Comparación de los beneficios obtenidos en los tres modelos.

Los beneficios de la operación de cada una de las tres posibles configuraciones se muestran en la Tabla 5:

Configuración		Beneficio (euros)
Separados	Parque	16301
	Central	254,5
Operación Conjunta 1		17074
Operación Conjunta 2		17018

Tabla 5. Beneficios de la operación

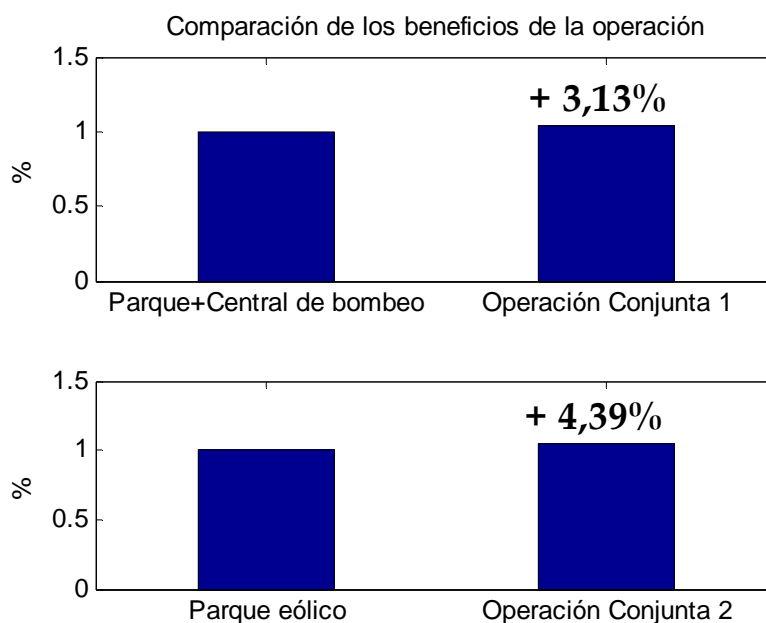
Se puede ver que en ambos modelos de operación conjunta el beneficio obtenido es mayor que el que obtiene el parque eólico operando de forma independiente. Asimismo, en este día concreto de operación, la suma de beneficios de la central y del parque operando separadamente es menor que cualquiera de las dos configuraciones de operación conjunta. Pero esto no es generalizable para días distintos con escenarios de producción y precios diferentes a los simulados, por lo que se propone comparar los tres modelos de la siguiente manera:

- Por un lado se comparará la suma de los beneficios de la central y del parque operando de forma independiente con el beneficio obtenido por

el primer modelo de operación conjunta. Se plantea así porque en esta configuración se permite a la entidad conjunta comprar energía al mercado, por tanto la central puede también incrementar su beneficio.

- Por otro lado se comparará el beneficio del parque eólico operando de forma independiente con el obtenido con el segundo modelo de operación conjunta. En éste la central sólo actúa como soporte del parque, por lo que no cabe esperar que, en general, ésta mejore sus beneficios.

Todo esto se ilustra en la Gráfica 7 en la cual, se considera la suma de los beneficios de la central y del parque cuando operan separadamente como el 100% y los obtenidos por el primer modelo de operación conjunta se miden sobre esta base. Análogamente, cuando se comparan los beneficios del parque con el segundo modelo de operación conjunta, se considera que los beneficios del parque son el 100%.



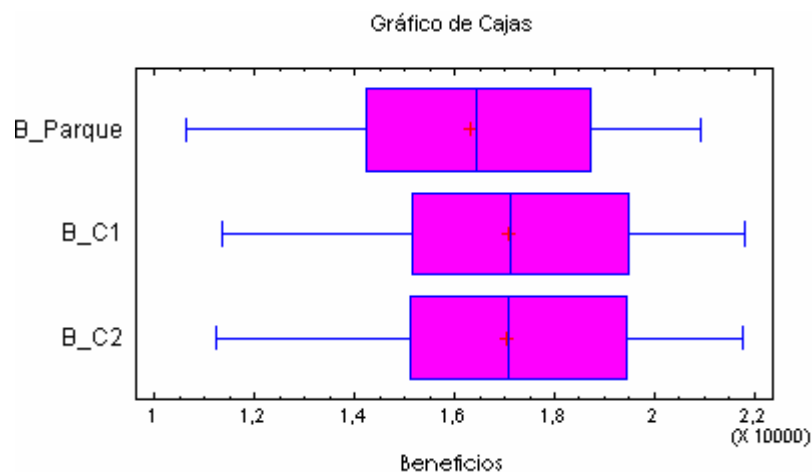
Gráfica 7. Comparación beneficios.

La Gráfica 7 muestra que la entidad conjunta 1 tiene un beneficio superior a la suma de los beneficios de la central y del parque operando separadamente, que para este día en concreto que se estudia consiste en un 3,13% más. Esto es un dato importante ya que, el hecho de que la central respalde al parque eólico en su operación con el objetivo de minimizar sus desvíos y optimizar su producción, no implica necesariamente que ésta tenga que perder beneficios, algo que podía esperarse al cambiar su gestión.

Sin embargo, en la segunda configuración la central si ve reducidos sus beneficios al estar únicamente alimentada por la potencia eólica excedente de la oferta. No así el parque, que al contar con este elemento regulador ve incrementados sus beneficios en este día de operación un 4,39%.

Análisis exploratorio de los beneficios: Dispersión e intervalos de confianza.

Como se explicó al introducir el árbol de escenarios, en cada rama o escenario de producción-precios se obtiene un beneficio y una penalización por desvíos, en cada uno de los tres modos de operación. Hasta ahora se ha analizado el valor esperado de los beneficios en cada configuración, en este punto se tratará de analizar la volatilidad de dichas magnitudes por medio de su dispersión. Concretamente analizaremos 420 valores de beneficios y penalizaciones en cada una de las tres configuraciones.



Gráfica 8. Gráfico de Cajas. Beneficios

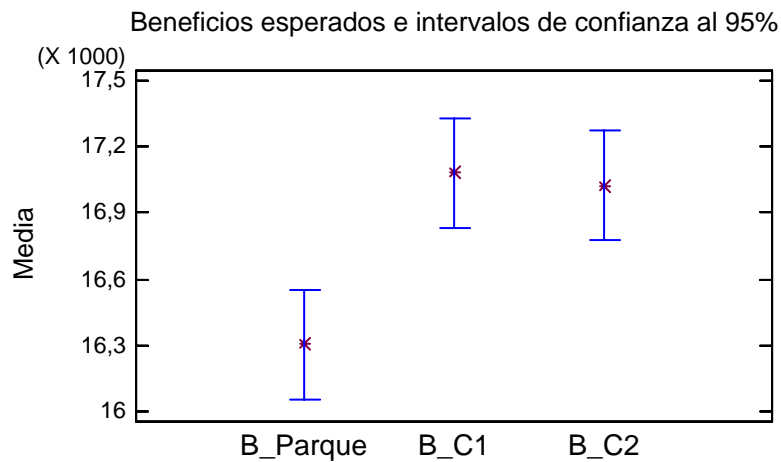
En la Gráfica 8, para este día de operación analizado y con las dimensiones descritas de central y parque, se observa que la dispersión en los datos es bastante similar en las tres configuraciones. Posiblemente una central de mayores dimensiones, además de aumentar el beneficio esperado, reduciría la volatilidad de los resultados. Los intervalos de confianza obtenidos en cada configuración, para los beneficios son los siguientes (Tabla 6):

Configuración	Intervalo de confianza al 95% para el beneficio esperado	Intervalo de confianza al 95% para la desviación típica
Parque Eólico	[16061,4;16554,5]	[2407,89;2757,51]
Operación Conjunta 1	[16831,1;17329,7]	[2434,49;2787,96]
Operación Conjunta 2	[16772,7;17276,0]	[2457,35;2814,15]

Tabla 6. Intervalos de confianza. Beneficios

Estos datos confirman lo anteriormente comentado acerca de la similitud en la dispersión en los datos. Ninguna configuración tiene una dispersión lo suficientemente elevada respecto a las otras como para descartarla por ser demasiado volátil. Por otro lado, se observa que en ambas configuraciones y en el 95% de los casos el beneficio esperado es mayor que en el caso en el que el parque opera sin el respaldo de la central.

Todo esto puede resumirse en la Gráfica 9, en la que claramente se aprecia como los beneficios esperados son mayores en las configuraciones de operación conjunta. Con un 95% de probabilidad puede afirmarse que el menor beneficio que cualquiera de las dos estrategias puede generar es mayor que el mayor beneficio que puede obtener, para este día de operación el parque eólico.



Gráfica 9. Beneficios Esperados e intervalos de confianza para las tres configuraciones estudiadas.

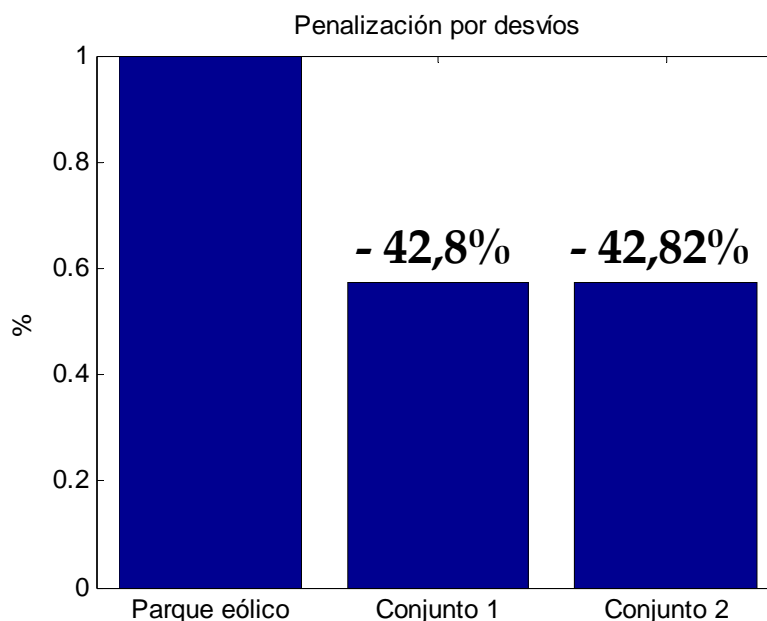
5.3.3 Comparación de las penalizaciones obtenidas en los tres modelos.

Para este día de operación se puede comprobar, en la Tabla 7, cómo se reduce la penalización por desvíos cuando la central y el parque operan conjuntamente:

	Penalización (euros)
Parque eólico	1652,9
Entidad conjunta. Modelo 1	945,47
Entidad conjunta. Modelo 2	945,21

Tabla 7. Penalización por desvíos en las tres configuraciones.

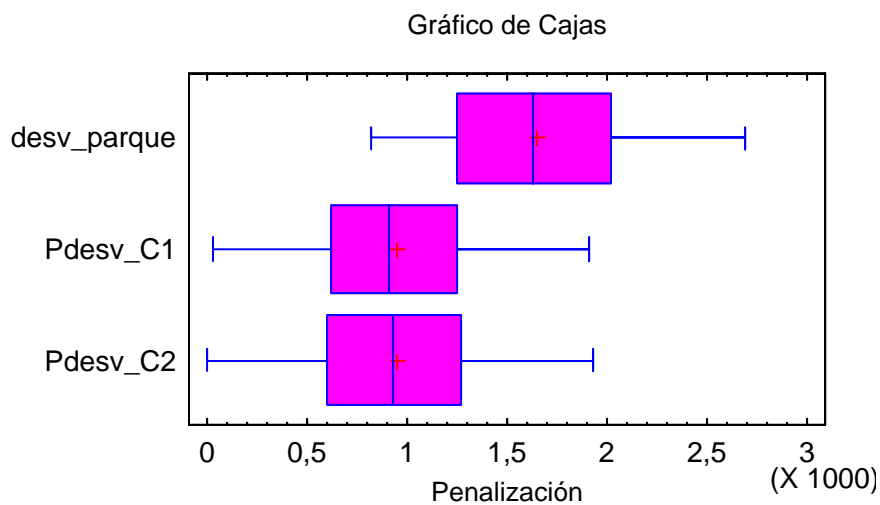
Sin embargo, esta reducción se aprecia mejor en la Gráfica 10, en la cual se representan las penalizaciones económicas de los dos modelos de operación conjunta con respecto a la obtenida por el parque eólico operando de forma independiente. Como se puede comprobar esta penalización se reduce casi un 43%, lo cual es más que significativo.



Gráfica 10. Penalización por desvíos

Análisis exploratorio de las penalizaciones: Dispersión e intervalos de confianza.

Como muestra la Gráfica 11, y confirmando los resultados de la Gráfica 10, la penalización esperada por desvíos que se obtiene con el parque eólico operando de forma independiente es la más alta de entre las tres configuraciones estudiadas.



Gráfica 11. Gráfico de cajas. Penalización.

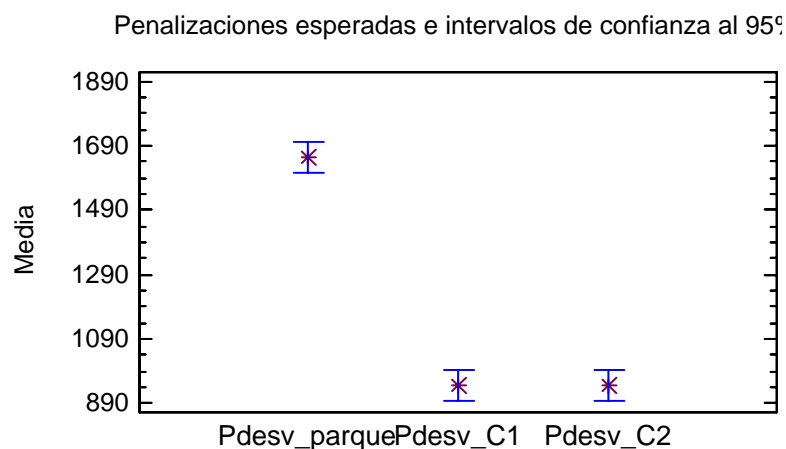
Se puede también observar que la penalización del parque eólico es también la más volátil, seguida por la segunda configuración conjunta. Por último se encuentra el primer modelo de operación conjunta, que es el menos volátil en cuanto a la penalización por desvíos. Esto es debido a que, al poder comprar al mercado energía para bombear es la estrategia menos dependiente del recurso eólico.

En la Tabla 8 se muestran los valores entre los que puede oscilar la penalización media o esperada obtenida en cada estrategia con un 95% de probabilidad, así como el intervalo para la desviación típica.

Configuración	Intervalo de confianza al 95% para la penalización esperada	Intervalo de confianza al 95% para la desviación típica
Parque Eólico	[1603,72; 1703,46]	[487,02; 557,733]
Operación Conjunta 1	[902,245; 989,451]	[425,8; 487,623]
Operación Conjunta 2	[900,046; 991,133]	[444,751; 509,328]

Tabla 8. Intervalos de confianza. Penalizaciones.

Estos resultados pueden verse gráficamente en la Gráfica 12.



Gráfica 12. Penalizaciones Esperadas e intervalos de confianza para las tres configuraciones estudiadas.

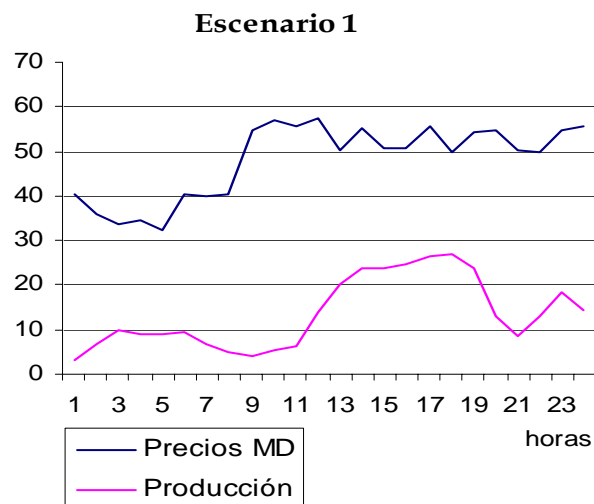
Se observa claramente la notable reducción en la penalización por desvíos que se consigue con los dos modelos de operación conjunta.

5.3.4 Operación de cada uno de los tres modelos en dos escenarios.

El objetivo de este apartado es ilustrar con más detalle cómo operan los tres modelos propuestos en dos escenarios distintos del árbol de probabilidad. Esto nos ayudará a entender porqué se obtienen estos beneficios y cómo se incurre en las penalizaciones por desvíos.

5.3.4.1 Operación en el escenario 1

La Gráfica 13 muestra el escenario que se va a analizar:



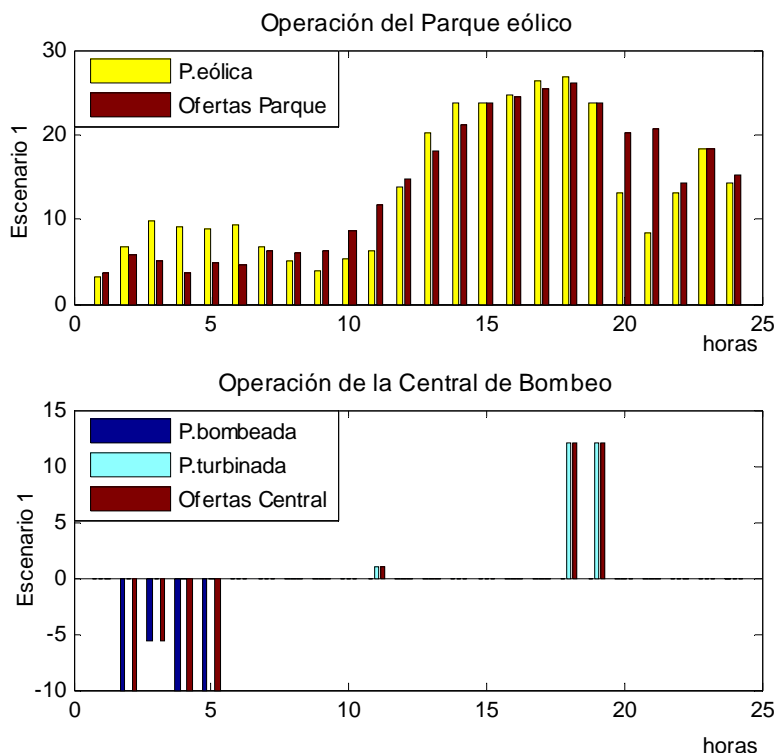
Gráfica 13. Escenario 1. Producción y precios del Mercado Diario

En este escenario se puede observar que los precios comienzan a aumentar en la hora ocho, para sostenerse entre 50 y 60 euros/MWh el resto del día. La producción aumenta a partir de la hora doce, por tanto hay ciertas horas de punta en las que la producción continuaba siendo baja. A continuación se mostrará cómo los modelos de operación conjunta tratan de optimizar la producción eólica, almacenando energía en horas de valle para poder luego turbinar en horas de punta y así obtener un mayor beneficio.

5.3.4.1.1 Ofertas al Mercado Diario y gestión del bombeo

○ Operación Parque y Central separados

En primer lugar se analiza cómo operan la central y el parque por separado en este escenario:



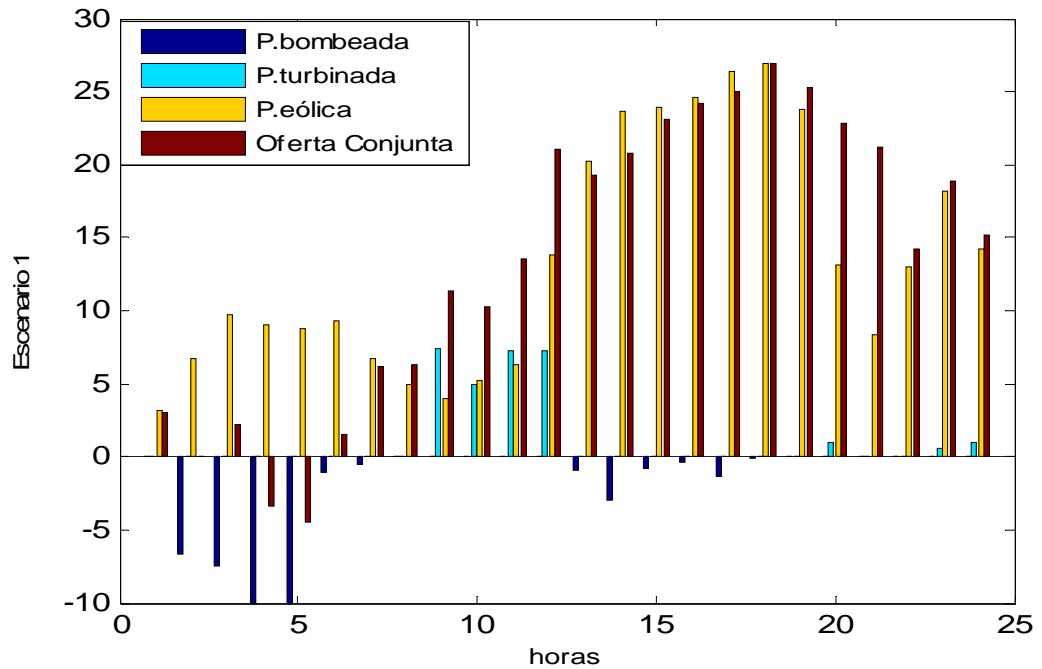
Gráfica 14. Parque y Central operando separadamente. Escenario 1

Se puede observar en la Gráfica 14 que el parque ajusta su oferta a la producción para minimizar sus desvíos, no obstante se ve también que en casi todas las horas existen pequeñas diferencias entre lo ofertado por el parque y lo producido.

La central no genera desvíos como era de esperarse. Su gestión consiste en comprar energía en horas de valle y luego turbinar en punta para obtener un mayor beneficio.

○ Operación Conjunta 1

En la Gráfica 15 se observa la operación conjunta del parque y de la central, en el que se permite comprar al mercado diario, limitando dicha compra a la máxima potencia que la central puede bombear.



Gráfica 15. Operación modelo conjunto 1. Escenario 1.

Se puede ver también como en las primeras horas del día, en las que hay menos viento, esta energía eólica se almacena con el equipo de bombeo. En la hora 3 por ejemplo, la oferta había sido de venta, concretamente de 2,26 MW, la potencia eólica producida era de casi 10 MW, superando ampliamente la oferta, por ello en dicha hora se almacena la potencia que excede a la ofertada para así no incurrir en un desvío. En la hora 2 se ve como no se había realizado oferta ni de compra ni de venta, por ello se almacena toda esa potencia eólica producida, evitando de nuevo incurrir en el coste por desvío.

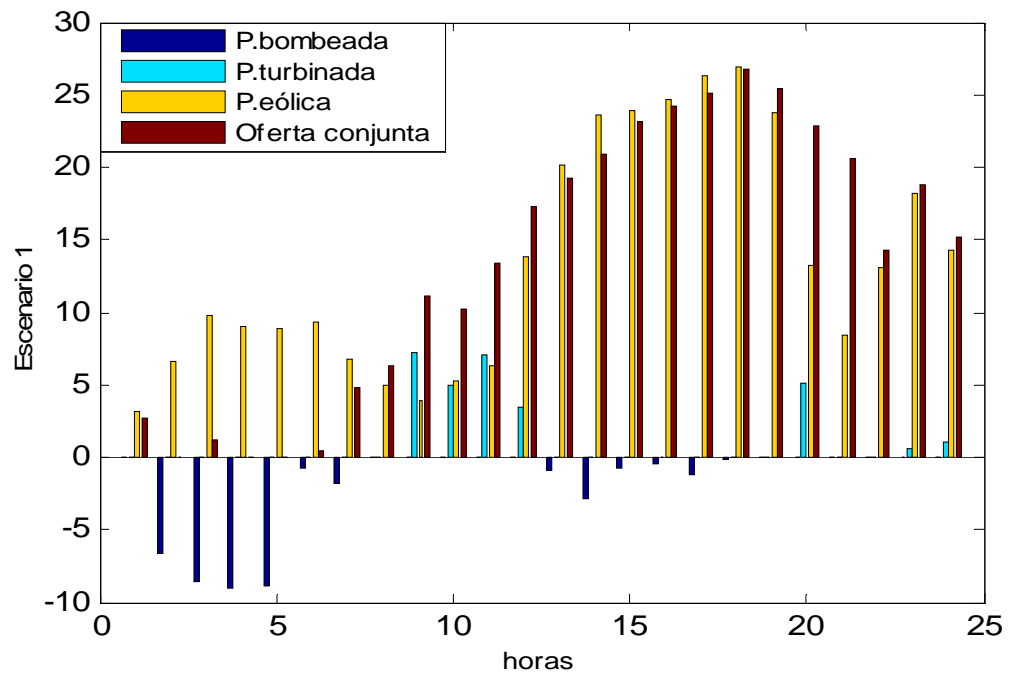
En las horas 4 y 5 se han emitido ofertas de compra por parte de la entidad conjunta, esto permite a la central de bombeo acumular más energía de la que permite la producción eólica en dicha hora.

A partir de la hora 8, cuando los precios comienzan a subir interesa que la producción sea lo más alta posible, ya que los ingresos son proporcionales a ésta. En las horas comprendidas entre las 8 y las 12, se genera potencia con la turbina hidráulica para apoyar la producción eólica y de esta forma poder realizar una oferta conjunta mayor sin incurrir en un coste elevado por desvíos.

Entre las 13 y 19 horas, cuando es máxima la producción eólica, los precios obtenidos para este día son también altos, lo que implica elevados costes en caso de desviarse en dichas horas. Con objeto de evitar estos costes se observa como se almacena el exceso de producción respecto a la oferta emitida.

○ **Operación Conjunta 2**

A continuación se muestran los resultados, en el escenario de producción y precios representado anteriormente en la Gráfica 13, del siguiente modelo de operación conjunta. En este modelo la central sólo actúa como soporte del parque, por tanto la energía para bombear será únicamente de origen eólico, es decir no puede comprar en el mercado energía para almacenar agua en el embalse superior.

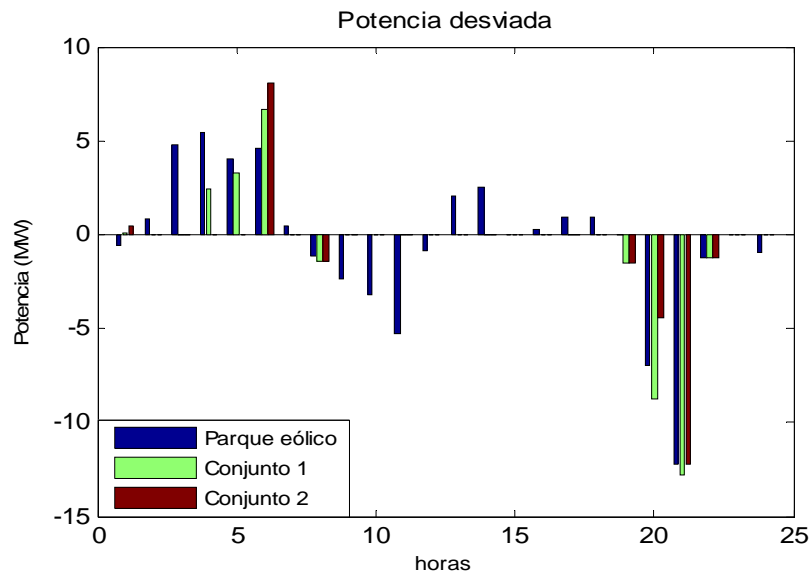


Gráfica 16. Operación modelo conjunto 2. Escenario 1.

En la Gráfica 16 se observa cómo la gestión del bombeo trata de optimizar la producción eólica de la misma manera que en el caso anterior. Sin embargo al no poder comprar energía para bombear, en las horas de valle almacena todo lo que puede para poder luego producir lo máximo posible en horas de precios altos.

5.3.4.1.2 Desvíos de potencia

Los desvíos de potencia que se generan en las tres configuraciones consideradas para este escenario que estamos analizando se muestran en la Gráfica 17:



Gráfica 17 Desvíos de potencia. Escenario 1

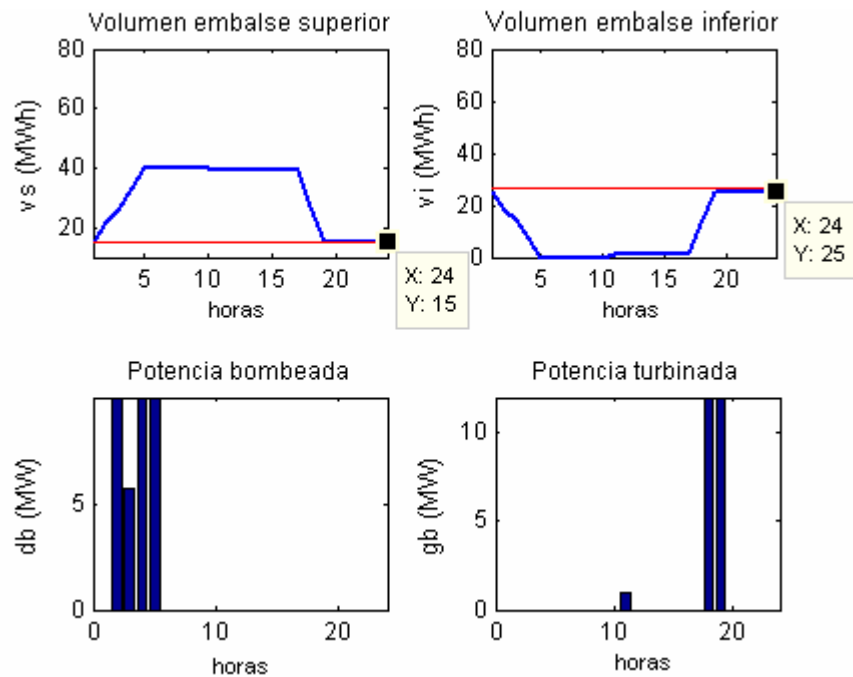
Excepto en las horas 20 y 21 los desvíos no superan los 10 MW y son originados en su mayoría por el parque eólico operando de forma separada de la central. Los modelos de operación conjunta se desvían en un menor número de horas.

En las horas 20 y 21 se generan los mayores desvíos porque la oferta de venta había sido muy alta, casi llega a doblar la producción eólica vendida y para reducir el desvío tendría que haber turbinado gran volumen de agua al embalse inferior, el problema reside en que, como hemos visto en la definición del problema, existe una consigna de volumen final en cada uno de los dos embalses que impone que el volumen en la última hora del día sea igual al volumen inicial, lo cual hace inviable llenar tanto el embalse inferior al no quedar suficientes horas de margen para cumplir dicha restricción. Para cumplirla generaría de nuevo grandes desvíos en las siguientes horas.

5.3.4.1.3 Evolución de los embalses

Seguidamente se analizará la evolución de los volúmenes de los embalses según la gestión del bombeo, en cada una de las configuraciones para el escenario estudiado.

○ Operación Parque y Central separados

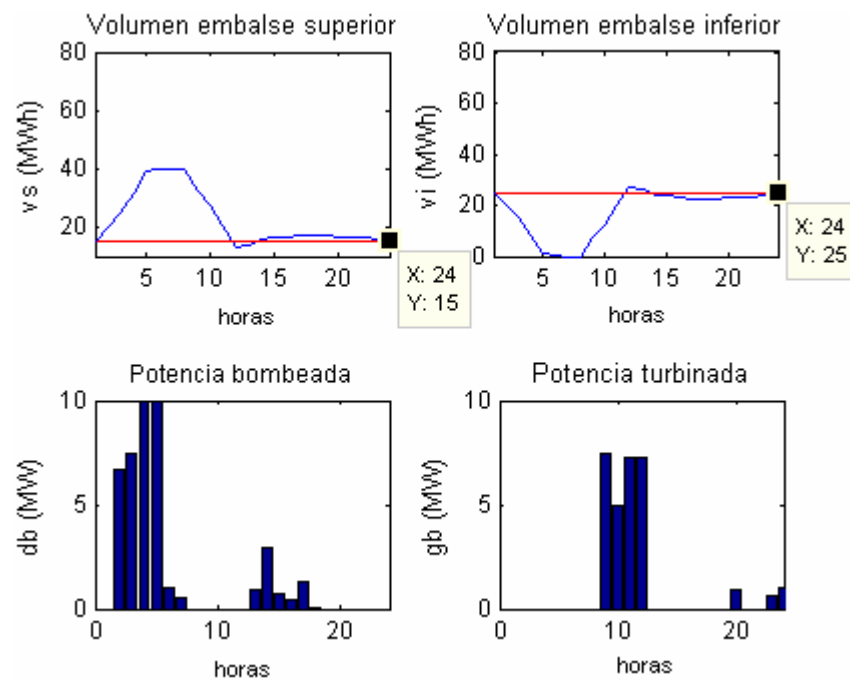


Gráfica 18. Evolución del volumen en los embalses. Central de bombeo. Escenario 1

En la Gráfica 18 se observa como en las cinco primeras horas se bombea agua al embalse superior, por tanto dicho embalse aumenta su energía almacenada mientras que el embalse inferior ésta disminuye. Cuando se genera energía en las últimas horas del día, turbinando agua al embalse inferior, se incrementa el volumen en dicho embalse (en términos de energía), mientras que en el embalse superior disminuye. La línea roja representa la consigna de volumen final, que en el embalse superior consiste en llegar a los 15 MWh y en el inferior a los 25.

○ Operación Conjunta 1

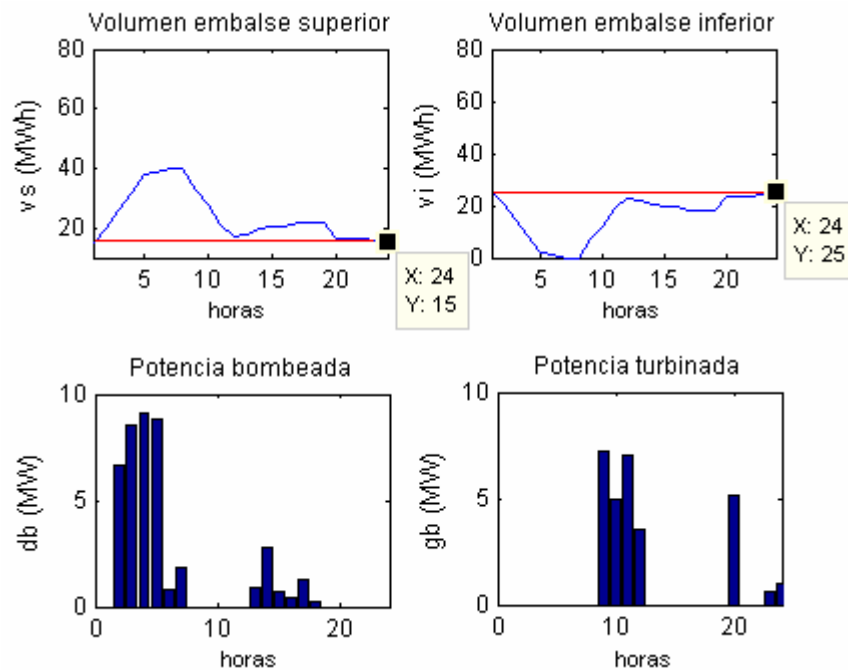
Para el primer modelo de operación conjunta, en el cual se admitía la oferta de compra al Mercado Diario, la evolución de la energía almacenada en los embalses superior e inferior es la siguiente (Gráfica 19):



Gráfica 19. Evolución del volumen en los embalses. Operación conjunta 1. Escenario 1

Se comprueba como la gestión del bombeo es totalmente distinta a la anterior. En este caso la central actúa como respaldo del parque y su perfil de producción trata de adecuarse a la reducción de los desvíos que éste genera.

○ Operación Conjunta 2



Gráfica 20. Evolución del volumen en los embalses. Operación conjunta 2. Escenario 1

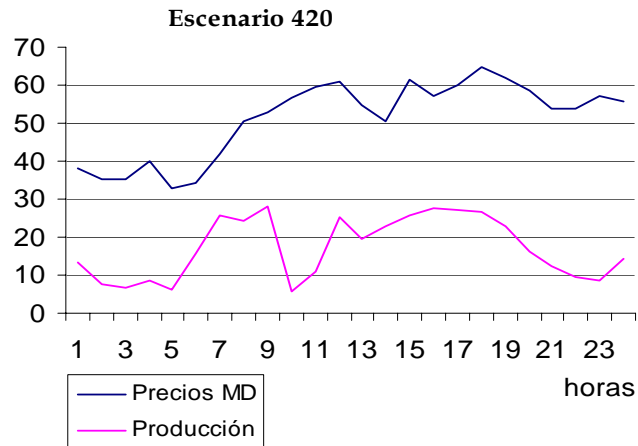
Se observa en la Gráfica 20 la gestión que lleva a cabo este modelo y como se puede ver es similar a la primera en este escenario de producción y precios.

Se puede comprobar también que los embalses no llegan a alcanzar en ninguna hora del día su máxima capacidad. Esto es porque el escenario que estamos analizando de producción eólica únicamente requiere de pequeños ajustes por parte de la central, sin embargo en un día de poco viento la central tendría que operar con más capacidad para obtener de forma conjunta un mayor beneficio.

5.3.4.2 Operación en el escenario 420

Hasta ahora se han estudiado los resultados de la gestión obtenida sobre una única rama del árbol de escenarios. Si se toma por ejemplo otro escenario de producción y precios de los 420 que contempla dicho árbol tendremos distintas gestiones de bombeo. La oferta sin embargo es única para todos los escenarios, como se ha comentado anteriormente. Por ejemplo, para el escenario 420 en el que se tienen distintas estimaciones de producción y precios como ilustra la Gráfica 21, se verá cómo varían los resultados anteriores para este nuevo

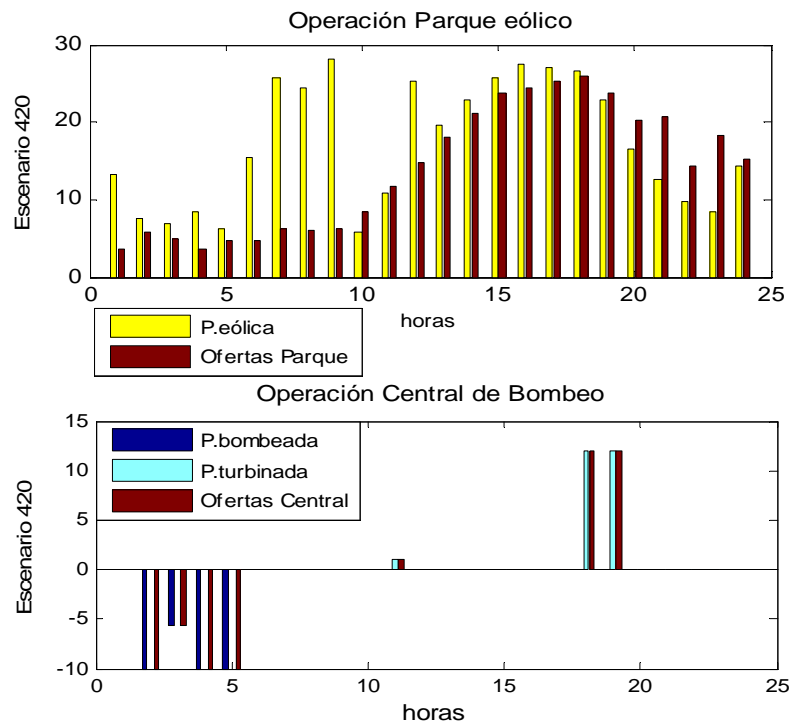
escenario. La producción eólica no tiene dos etapas tan marcadas como en el anterior escenario, en el que primero la producción era baja y después iba subiendo progresivamente, sino que en éste es más irregular.



Gráfica 21. Escenario 420. Producción y precios del Mercado Diario

5.3.4.2.1 Ofertas al Mercado Diario y gestión del bombeo

○ Operación Parque y Central separados

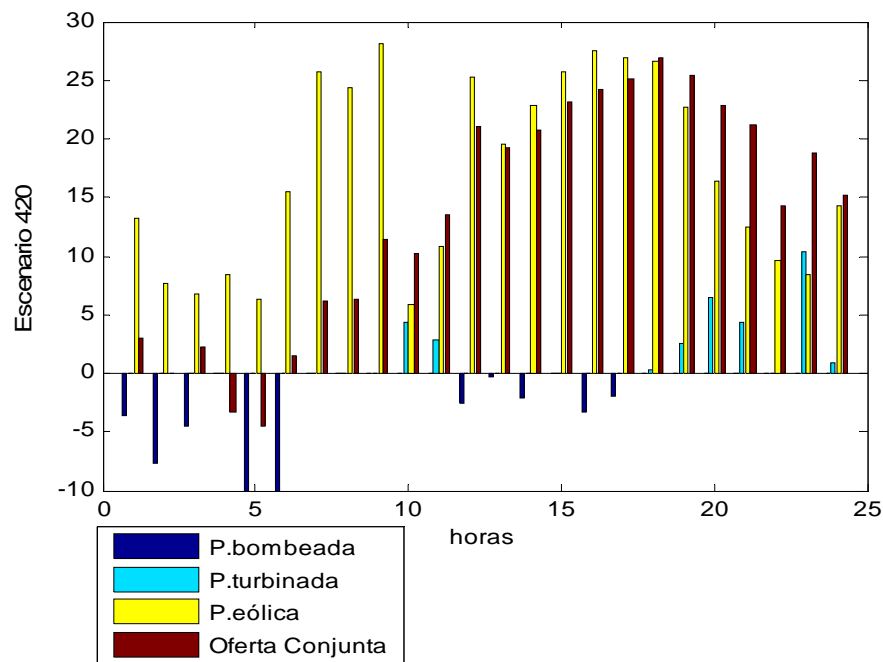


Gráfica 22. Parque y Central operando separadamente. Escenario 420.

Se puede observar en la Gráfica 22 como la gestión del bombeo no varía con respecto al primer escenario (Gráfica 14). Como se comentó anteriormente, las ofertas al Mercado Diario son comunes a todos los escenarios, por tanto a la central no le compensa variar su gestión, aunque el perfil de precios sea diferente, si para ello ha de incurrir en desvíos en este escenario al diferenciarse de la oferta.

Este escenario de producción eólica es bastante más diferente a la oferta que el mostrado en el primer escenario, sobretodo en las primeras horas del día. El parque en esta rama del árbol incurrirá en elevados desvíos en las primeras horas del día.

○ Operación Conjunta 1



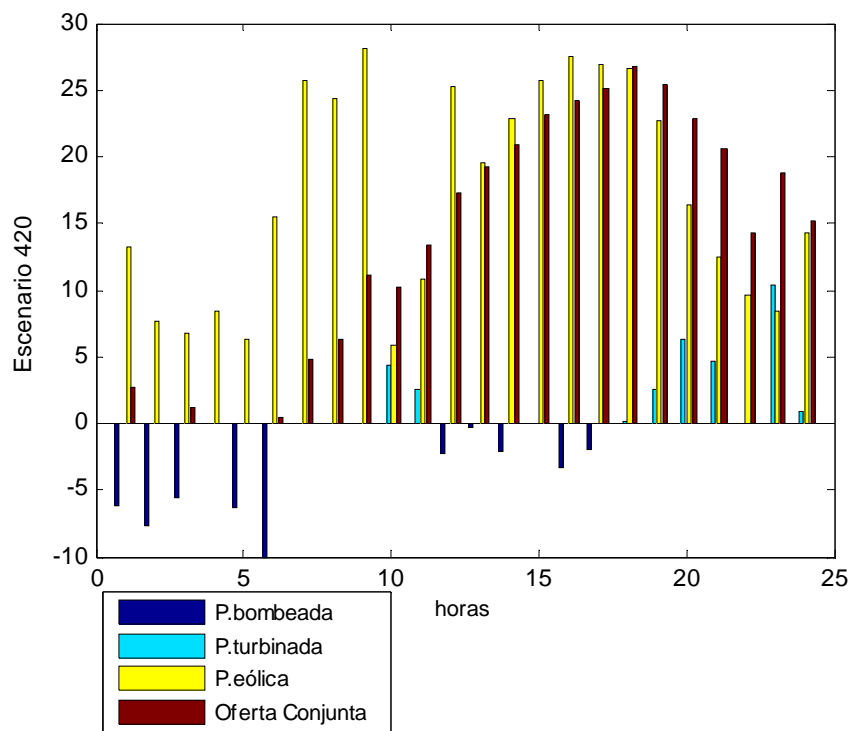
Gráfica 23. Operación Conjunta 1. Escenario 420.

En la Gráfica 23 se observa como en las primeras horas se trata de bombear para almacenar la energía que no se ha vendido al mercado. A diferencia del primer escenario, en éste los precios en las horas 7, 8 y 9, que son las últimas

horas de valle son tan altos como los precios que se dan en horas de punta (se pueden observar estos valores en la Gráfica 21), por tanto a la entidad conjunta le resulta más rentable pagar la penalización por el excedente de potencia producido respecto a la oferta, habiendo vendido una parte, que comprar la energía. Además la potencia máxima de bombeo es de 10 MW, mucho menor de la que requieren dichas horas.

Operación Conjunta 2

En este caso y tal como muestra la Gráfica 24, la potencia eólica en las primeras horas del día se utiliza para bombear agua al embalse superior almacenando energía para posteriores ajustes en horas de punta y para no incurrir en desvíos.



Gráfica 24. Operación Conjunta 2. Escenario 420.

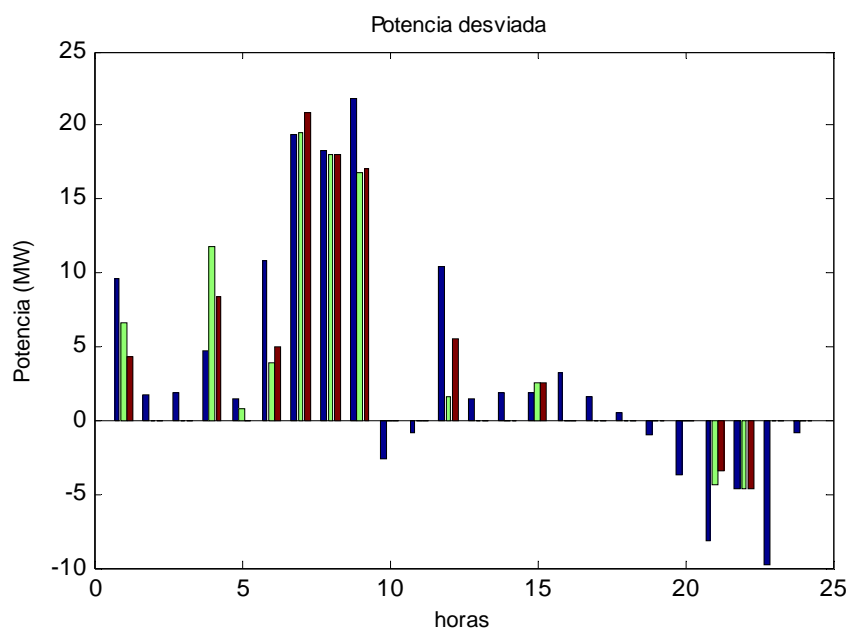
En las horas 7, 8 y 9, se incurre en elevados desvíos porque la central no tiene potencia suficiente para bombear todo el excedente de producción en dicha hora. Por otro lado, hay que tener en cuenta que han de cumplirse las consignas

de volumen final en ambos embalses y este es otro condicionante más que afecta a la gestión del bombeo y de la turbina hidráulica a lo largo del día.

Desvíos de potencia

En la gráfica Gráfica 25 se observa claramente como en las horas conflictivas las tres configuraciones incurren en elevados desvíos por lo que se ha ido explicando.

No obstante y al igual que sucedía en el primer escenario, estos desvíos son en general menores y se dan en menos horas en los modelos de operación conjunta.

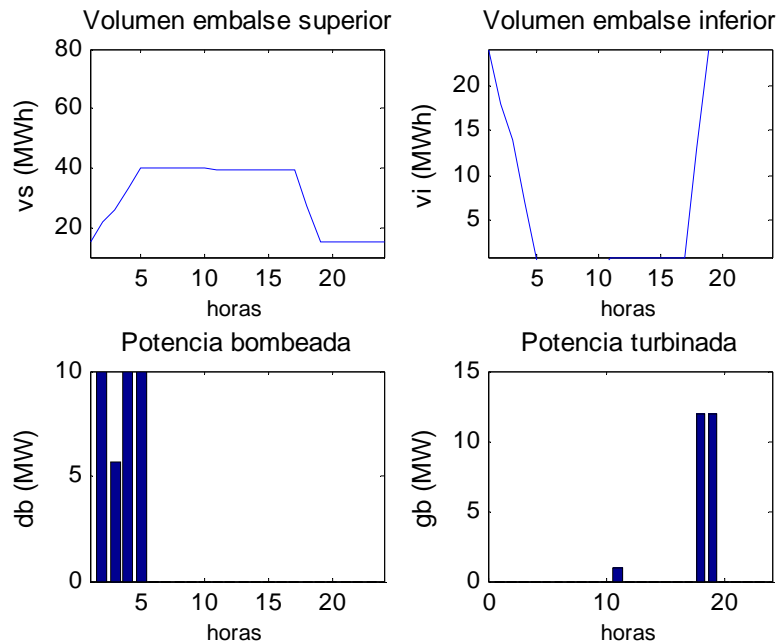


Gráfica 25. Desvíos de Potencia. Escenario 420.

5.3.4.2.2 Evolución de los embalses

- Operación Parque y Central separados

En la Gráfica 26 se observa que, al no operar la central conjuntamente con el parque, no le afecta el que se haya modificado el escenario de producción eólica. Sólo le influye el cambio en los precios, el cual al no ser muy significativo por ser otra realización para el mismo día, la gestión apenas varía respecto al primer escenario.

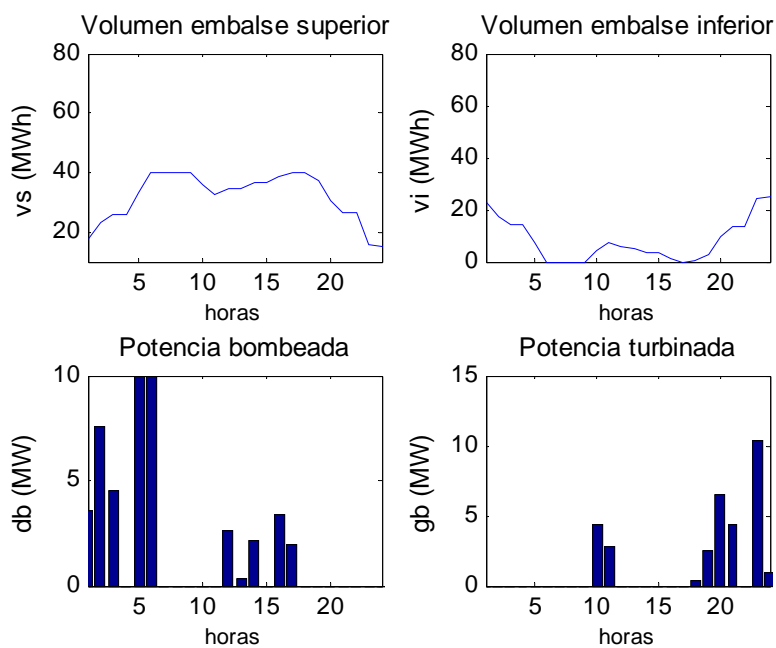


Gráfica 26 Evolución del volumen en los embalses. Central de bombeo. Escenario 420

○ Operación Conjunta 1

Lo anterior no es así en los modelos de operación conjunta, ya que se encuentran influenciados por la producción eólica a la hora de respaldar al parque en la reducción de sus desvíos.

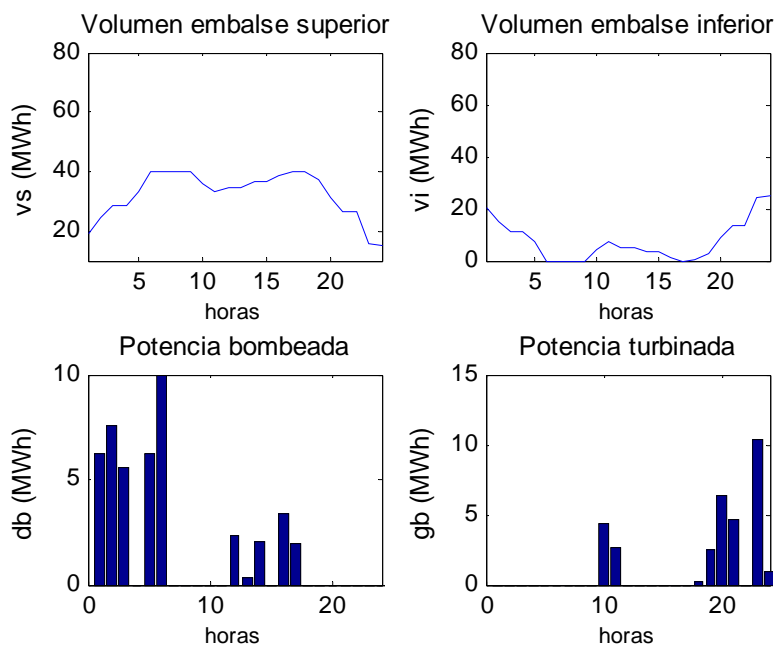
En la Gráfica 27 se observa una gestión totalmente diferente a la que mostraba la Gráfica 19. En primer lugar la gestión es más irregular, se observa que los niveles en los embalses no mantienen una cota fija durante varias horas como sí era el caso en la Gráfica 19.



Gráfica 27. Evolución del volumen en los embalses. Operación conjunta 1. Escenario 420

o **Operación Conjunta 2**

El cambio de escenario también hace que, en esta configuración, cambie la gestión del bombeo:



Gráfica 28. Evolución del volumen en los embalses. Operación conjunta 2. Escenario 420

5.4 Efecto de la dimensión del equipo de bombeo

En este apartado se analizará cómo varían los resultados anteriores de beneficios y de cobertura de desvíos, en términos de reducción de la penalización cuando se modifican las dimensiones de la central de bombeo entre 5 y 30 MW de potencia.

5.4.1 Definición de las centrales consideradas

En la Tabla 9 se muestran las características de las centrales que vamos a considerar:

CENTRAL	BOMBA	TURBINA	CAPACIDAD EMBALSES
<i>CB1</i>	5 MW	7 MW	40 MWh
<i>CB2</i>	10 MW	12 MW	80 MWh
<i>CB3</i>	15 MW	17 MW	120 MWh
<i>CB4</i>	20 MW	22 MW	160 MWh
<i>CB5</i>	25 MW	27 MW	200 MWh
<i>CB6</i>	30 MW	32 MW	240 MWh

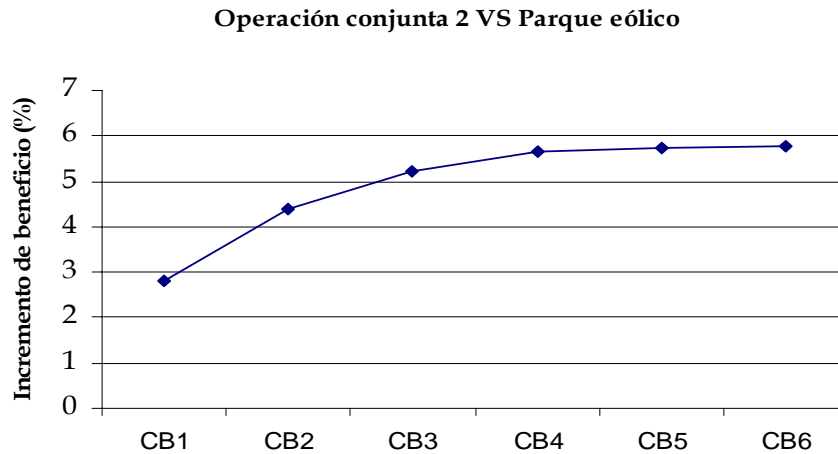
Tabla 9. Dimensiones Centrales de Bombeo

Para poder comparar las centrales en igualdad de condiciones, se mantienen los criterios de dimensionamiento que se expusieron en el apartado 5.2.2.

5.4.2 Efecto sobre el beneficio del parque eólico

A continuación se muestran los resultados que se obtienen al comparar el parque eólico con la segunda estrategia de operación conjunta. En primer lugar,

los resultados obtenidos en el incremento de beneficio de la operación conjunta respecto al parque son los de la Gráfica 29:



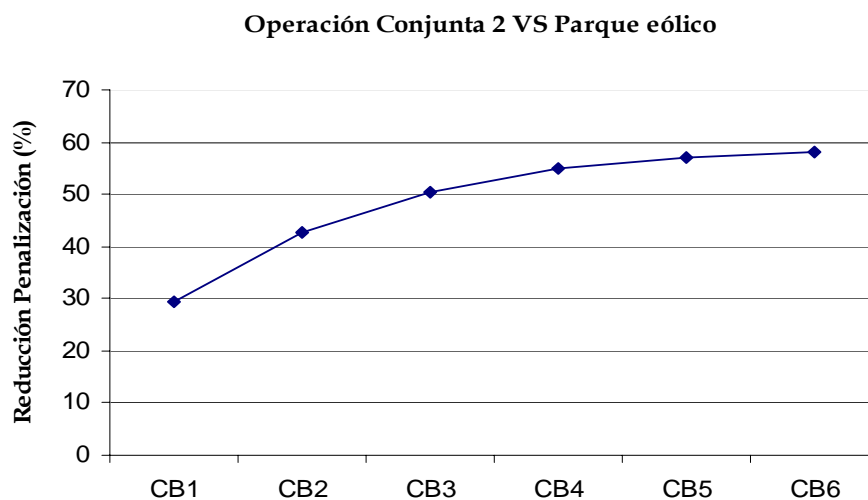
Gráfica 29. Incremento de beneficio. Comparación Parque/Conjunto 2

Así por ejemplo, si con el parque de 30 MW opera conjuntamente una central de 10 MW de potencia de bombeo (CB2) el beneficio en este día de operación se vería incrementado en un 4,39% y con una central de 25 MW (CB5) este incremento sería de un 5,75%. Como muestra la Gráfica 29 el incremento de beneficio aumenta mucho al principio, cuando las centrales son aún de dimensiones pequeñas respecto a la del parque, para después estancarse cuando los valores de la potencia de bombeo se acercan a la potencia instalada en el parque (centrales CB5 y CB6 que son de 25 y 30 MW respectivamente).

En segundo lugar, en la Gráfica 30 se observa cómo se va reduciendo la penalización por desvíos a medida que aumentamos las dimensiones de la central.

La penalización por desvíos puede llegar a reducirse hasta casi un 60% cuando el parque opera con una central de bombeo como respaldo. Sin embargo, al igual se observó anteriormente, no es necesario acudir a una central de 30 MW para obtener buenos resultados.

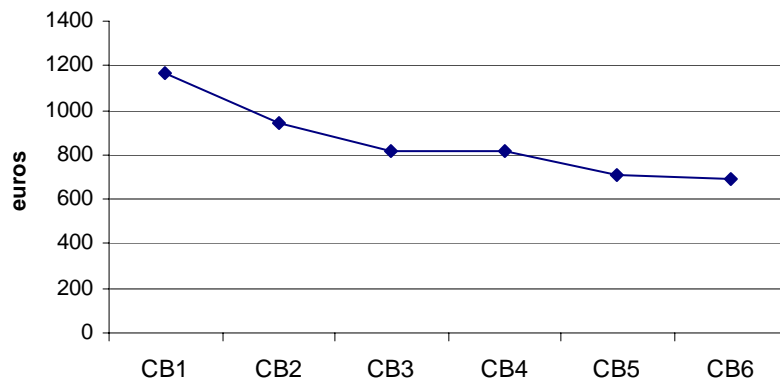
Al igual que sucedía con los beneficios en la Gráfica 29, la reducción en la penalización por desvíos también se estanca cuando las dimensiones de la central son comparables a las del parque.



Gráfica 30. Reducción Penalización. Comparación Parque/Conjunto 2

En la Gráfica 31 se muestran las penalizaciones obtenidas en términos absolutos para cada una de las centrales analizadas cuando se considera el segundo modelo de operación conjunta. El coste económico en el que se incurre como consecuencia de los desvíos disminuye con el aumento de la potencia del equipo de bombeo, como de manera incremental mostraba la Gráfica 30.

Penalización por desvíos. Operación Conjunta 2



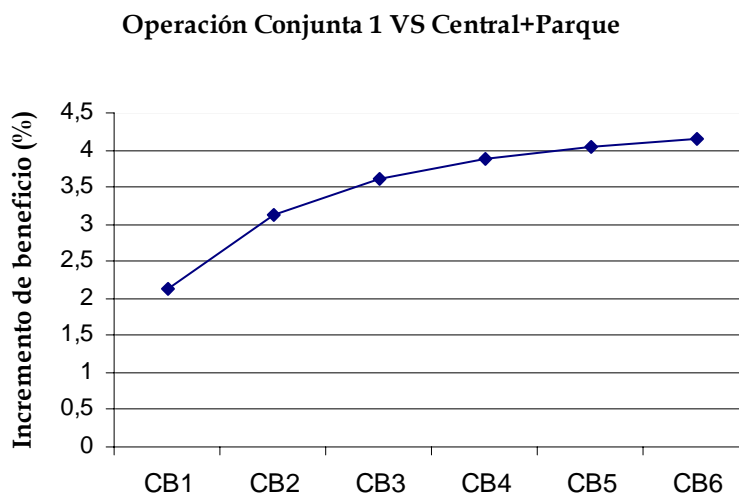
Gráfica 31. Evolución de la penalización por desvíos según las dimensiones de la central de bombeo. Operación Conjunta 2

Estos resultados no se pueden generalizar, ya que son el análisis de un día de operación, pero si son orientativos e ilustran cómo una central puede servir de soporte a un parque eólico y cómo además puede salir beneficiada (en la operación conjunta 1). En este caso ejemplo se han tomado, como se explicó anteriormente, los escenarios de viento que dan lugar a dos patrones parecidos, sin embargo la varianza de estos datos es lo bastante elevada como para no obtener mayores incrementos de beneficio (recordemos que la oferta es única para todos los escenarios). En pruebas realizadas con escenarios de viento mucho más similares entre si se han obtenido incrementos de beneficio de hasta casi un 10%.

5.4.3 Efecto sobre el beneficio central +parque

En la Gráfica 32 se representan los incrementos de beneficio, en tanto por ciento, del primer modelo de operación conjunta con respecto a la suma de los que obtienen el parque y la central por separado, para cada una de las centrales de la Tabla 9.

A medida que se aumentan las dimensiones de la central de bombeo mayor es el incremento de beneficio, porque mayor es su capacidad para regular y reducir los desvíos.

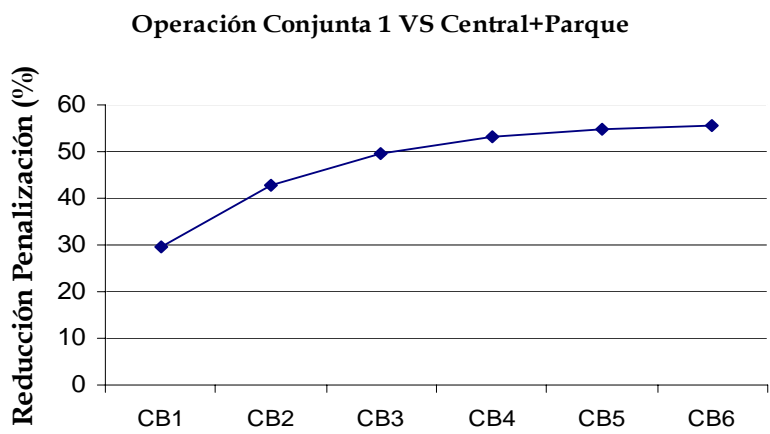


Gráfica 32. Incremento de beneficio. Comparación Parque+Central/Conjunto 1

El incremento de beneficio se duplica, al pasar de un 2,12% a un 4,14%, pero para ello ha sido necesario un equipo de bombeo 6 veces mayor, ya que el primer incremento se obtiene con una central de 5 MW de potencia de bombeo y el segundo con una central en la que dicha potencia es de 30MW.

Estos incrementos de beneficio, computados sobre la suma de beneficios de la central y del parque operando por separado, podrían repartirse entre ambas instalaciones por operar conjuntamente. Ambos resultarían por tanto beneficiados con esta estrategia conjunta.

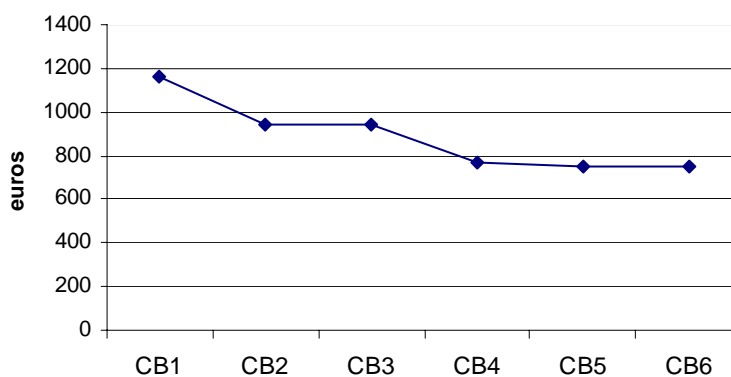
La reducción de la penalización por desvíos es la mostrada en la Gráfica 33:



Gráfica 33. Reducción Penalización. Comparación Parque+Central/Conjunto 1

Las penalizaciones pueden llegar a reducirse hasta casi un 60%. Sin embargo puede observarse que no es necesaria una central de 30 MW para obtener buenos resultados, ya que por ejemplo con la CB3 que es de 15 MW, el coste se reduce un 50%, porcentaje nada despreciable.

Penalización por desvíos. Operación Conjunta 1



Gráfica 34. Evolución de la penalización por desvíos según las dimensiones de la central de bombeo. Operación Conjunta 1

En la Gráfica 34 se representan los valores absolutos de las penalizaciones obtenidas para cada una de las centrales consideradas.

Al igual que ocurría con los beneficios, las penalizaciones también se estancan cuando la dimensión de la central se hace comparable a la del parque al que trata de proporcionar una cierta cobertura.

6

Conclusiones

6 Conclusiones

6.1 Introducción

En este proyecto se ha analizado la situación de la energía eólica en el Mercado Eléctrico español. Su participación en el mercado de producción ha contribuido a un acercamiento de este tipo de tecnología a las tecnologías convencionales. Como se ha expuesto, a día de hoy participa en el mercado diario y de forma puntual en alguno de los mercados intradiarios.

El problema al que se enfrenta la eólica, como se analizó en el apartado 2.3 (Dificultades de la eólica en el mercado), son los desvíos que se generan entre la producción eólica real y la producción vendida al mercado a causa de la naturaleza intermitente del viento, que impide saber con certeza lo que se va a producir al día siguiente de la emisión de las ofertas al Mercado Diario.

Los modelos de producción generan sus mejores predicciones en horizontes cercanos, entre una y cinco horas, sin embargo no encuentra mercados donde poder comunicar estas predicciones más precisas. En este sentido se apuesta, en primer lugar por una adecuación de la eólica al mercado, a través de una profesionalización de la gestión técnica de los parques integrados en despachos delegados y en comunicación con el operador del sistema, y en segundo lugar del mercado a la eólica, proporcionando nuevos mecanismos/mercados que aprovechen las mejores predicciones de las que dispone el sector eólico permitiendo también la participación en mercados de servicios complementarios y contribuyendo a la reducción de costes para el sistema.

Sin embargo en este proyecto se investiga **otra solución** al problema de la predicción de la producción que no se basa en mejorar las predicciones o de aumentar las sesiones en el Mercado Intradía.

Se propone utilizar una **central de bombeo puro** como respaldo de la producción eólica, basándose por tanto en el almacenamiento de energía. Como se explicó anteriormente estas centrales tienen como cualidad específica el poder realizar una gestión temporal de la energía.

6.2 Descripción del problema

Se ha propuesto un modelo en el que se considera el soporte que una central de bombeo puede dar a un parque eólico, comparando tres configuraciones diferentes:

1) Parque eólico y central de bombeo operando de forma independiente. Constituye, como se ha comentado anteriormente, el modelo de referencia, para comparar con los dos modelos siguientes de operación conjunta.

2) Modelo Conjunto 1

La central y el parque operan de forma conjunta. Se considera la central de bombeo y el parque eólico como una sola entidad, de tal forma que se oferta al mercado conjuntamente la producción eólica e hidráulica. Internamente, los excesos de producción son utilizados para compensar el mencionado déficit de producción que en ocasiones presentan los parques eólicos ocasionados por la mencionada aleatoriedad del viento. Se permiten, en este modelo, las ofertas de compra al Mercado Eléctrico, estando éstas limitadas a la máxima potencia que la central es capaz de bombear.

3) Modelo Conjunto 2

En este segundo modelo de operación conjunta no se admiten ofertas de compra al Mercado Eléctrico. La central se abastece únicamente del parque eólico ya que no puede comprar al mercado energía para bombear sino que ésta

ha de provenir de la energía eólica que no ha sido casada, es decir la producción que excede a la oferta de venta.

En estos dos modelos de operación conjunta la central actúa como respaldo del parque para evitar, por un lado, eventuales caídas de producción y, por otro lado, para optimizar la producción eólica.

Se trata de maximizar el beneficio de la entidad conjunta reduciendo los desvíos, teniendo en cuenta, como se expuso en el capítulo 3.2 (Descripción del problema) la incertidumbre asociada a la producción eólica y a los precios del Mercado Diario, aplicando optimización estocástica.

Se trata de un problema de programación lineal. Para su resolución se ha optado por el optimizador CPLEX y para su programación se ha utilizado el entorno GAMS. La interfaz visual de los resultados y la manipulación de los mismos en este entorno es incómoda, siendo mucho mejor en MATLAB, por lo que en este proyecto, se ha unido la operación de GAMS y MATLAB mediante un *link* entre ambos programas: "MATLAB and GAMS: Interfacing Optimization and Visualization Software"

Finalmente se ha aplicado el modelo a un caso ejemplo de un parque eólico de 30 MW de potencia instalada, considerando 420 escenarios realistas de precios y de producciones eólica para un posible día de operación.

Se investiga con qué configuración se reduce más la penalización por desvíos y cuál obtiene un mayor beneficio en el día de operación estudiado. Se ha estudiado también el grado de cobertura, en términos de reducción de la penalización, que proporcionarían centrales de distinta potencia al parque objeto de estudio.

6.3 Resultados y Conclusiones

En este estudio de la operación conjunta de la energía hidráulica y de la energía eólica se obtienen resultados que animan a seguir explorando la integración de estas dos fuentes de energía renovable.

- ✓ Concretamente se ha comprobado como la penalización por desvíos se reduce en gran medida cuando el parque cuenta con una central de bombeo de respaldo en su operación, pudiendo llegar hasta una reducción del 50% con una central de 15 MW de potencia de bombeo, tan solo la mitad de la potencia que tiene instalada el parque.
- ✓ Por otro lado se ha visto como el parque incrementa sus beneficios en ambos modelos de operación conjunta:
 - La estrategia de operación conjunta 1, en la que la central puede comprar energía al mercado, es en la que mayores beneficios se obtienen, pudiendo favorecerse tanto el parque eólico como la central de bombeo, ya que como se mostró en el capítulo de resultados, el incremento de beneficio se medía sobre los ingresos que separadamente obtenían las dos instalaciones de producción de energía eléctrica. Este porcentaje de beneficio incremental en el caso base de una central de 10 MW era de casi un 3,13%, pero para una central de las mismas dimensiones que el parque eólico ascendía a un 4,14%. Estos resultados animarían a centrales y parques ya existentes, si el marco regulatorio lo permitiese, a establecer contratos en los que pudiesen ofertar conjuntamente la energía de sus instalaciones ya que, de esta manera incrementarían sus beneficios respecto a su situación actual.
 - El segundo modelo de operación conjunta estaba enfocado a parques que pudieran plantearse la opción de construir una pequeña central de bombeo (de 5MW por ejemplo) que le pudiera servir de respaldo a

la hora de gestionar sus desvíos. Este proyecto muestra cómo, efectivamente existe una mejora en el beneficio de la operación y las penalizaciones por desvíos se reducen en más de un 40% en el caso base.

- ✓ Por otro lado, dada la dificultad que tiene la energía hidráulica de encontrar un emplazamiento para su instalación, parece más factible la primera opción, enfocada a instalaciones ya existentes.
- ✓ El análisis del efecto de las dimensiones de la central sobre la reducción de las penalizaciones y sobre el incremento de los beneficios del día de operación permite concluir que no es necesario llegar a disponer de una central de bombeo de igual dimensiones que el parque al que va a dar cobertura para obtener buenos resultados, ya que las curvas mostradas en el capítulo de resultados que analizaban este efecto llegaban a un punto en el que ya no introducían mejora alguna aunque la central siguiera aumentando sus dimensiones respecto al parque.
- ✓ Ambas configuraciones de operación conjunta permiten reducir la volatilidad de los costes derivados de los desvíos un 12,6% el primer modelo de operación conjunta y un 8,7% el segundo modelo. Reduciendo por tanto el riesgo económico del parque eólico en términos de penalización por desvíos.
- ✓ Por último, la interfaz visual empleada, uniendo los entornos de Gams y Matlab es una herramienta que recoge las ventajas de ambos programas, por un lado una buena optimización en Gams y una cómoda manipulación de los resultados y representación de los mismos a través de Matlab.

6.4 Posibles mejoras o líneas futuras de investigación

Para generalizar algo más estas conclusiones sería necesario repetir el análisis efectuado para, por ejemplo, un año entero de producción. Ello equivaldría a realizar 365 simulaciones con los modelos propuestos en las que habría que introducir varios escenarios de producción previsible para cada día, es decir, unos escenarios que acoten las posibles realizaciones de viento para el día siguiente. Así como escenarios de precios.

Este proyecto muestra cómo en ambos modelos de operación conjunta existe una mejora en el beneficio de la operación y las penalizaciones por desvíos se reducen significativamente. El enfoque de dichos modelos, como ya se comentó anteriormente, es diferente y las mejoras o posibles líneas de continuación serán distintas según el caso. Así pues se tiene que:

- El primer modelo de operación conjunta está enfocado a parques y centrales ya existentes que decidiesen como estrategia para mejorar sus beneficios operar conjuntamente. Como se comentó anteriormente, si el marco regulatorio lo permitiese podrían establecer contratos en los que pudiesen ofertar conjuntamente la energía de sus instalaciones ya que, de esta manera incrementarían sus beneficios respecto a su situación actual.
- El segundo modelo de operación conjunta se enfoca a parques que construyendo una pequeña central de bombeo pudiera mejorar la gestión de sus desvíos. Sin embargo para decidir si al parque le resultaría rentable la inversión en dicha central sería necesario un estudio de la viabilidad económica de dicha inversión, cosa que quedó fuera del alcance de este proyecto, pero que sería interesante investigar.

7

Referencias

7 Referencias

- [APPA05] Asociación de productores de Energías Renovables.
“Seguimiento del PLAFER. Potencia eólica instalada en la UE.”
“Ventajas de las Energías Renovables”
www.appa.es
- [IDAE05] Energías renovables.
www.idae.es
- [PER05] Plan de energías renovables para España. 2005-2010.Constituye la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 200-2010 hasta ahora vigente.
- [ERSF04] “Las Energías Renovables son el futuro”. José Santamarta
23-12-04: *Mapping*, ISSN 1131-9100, N° 99, 2005, págs. 68-83. Disponible en: <http://dialnet.unirioja.es> y www.ecoportal.net/content/view/full/330/offset/298.
- [BARQUÍN02] Energía: Técnica, Economía y Sociedad.
Julián Barquín 2002.

Universidad Pontificia Comillas

- [MINEC04] Ministerio de economía. "Real decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial" BOE del 27 de marzo de 2004.
- [EPES04] Electrical Power and Energy Systems 26 (2004) 771-778. "Optimal operation and hydro storage sizing of a wind-hydro power plant". Edgardo D.Castronuovo, Joao A. Peças Lopes.
- [CNE01] Comisión Nacional de la Energía.

"Informe Marco sobre la Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural, y su cobertura, 2001"

www.cne.es
- [ANALE06] Publicación en la revista Anales de Mecánica y Electricidad
Artículo: "Generación De energía Hidroeléctrica",

José M^a Marcos.

Febrero 2006.
- [IPERE05] Renovables 2050: Informe sobre el Potencial de las Energías Renovables en la España Peninsular.

Greenpeace e Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas.

Xavier García Casals

Noviembre 2005.

[OECP01]

Tesis Doctoral: “Optimización de la explotación en el corto plazo y elaboración de ofertas en un Sistema Eléctrico liberalizado. Naturaleza del problema y métodos de solución”.

Javier García González, Madrid 2001

Universidad Pontificia Comillas (ICAI)

[UNESA06]

Unesa. Asociación Española de la Energía Eléctrica.

“El Mercado Eléctrico: Aspectos Generales” 2006.

www.unesa.net

[REE06]

Red Eléctrica de España.

“Síntesis del Mercado Eléctrico Español”,2006.

www.ree.es

[CNE06]

Comisión Nacional de la Energía.

Medio Ambiente. Régimen especial, 2006.

www.cne.es

[OMEL06]

Operador del Mercado Ibérico de Energía.

“Productores en Régimen Especial”, 2006.

www.omel.es

- [RD43604] Real Decreto 436 del 13 de Marzo del 2004.

Artículo 23. Tarifa Regulada

Artículo 31. Cálculo y Liquidación del coste de los desvíos
- [RD281898] Real Decreto 2818 del 23 de Diciembre de 1998
- [RD84102] Real Decreto 841 de 2 de Agosto del 2002
- [W2M06] Wind to Market.

"Situación de la participación de la eólica en el Mercado. Un año después"

www.w2m.es
- [SHEEE93] Standard Handbook for Electrical and Electronic Engineers.

Energy Storage Systems (Sección 12)

Donald G.Fink/H.Wayne Beaty

13 Edición. 1993
- [IWHS03] "Integration of Wind and Hydropower Systems".
IEA, Noviembre 2003. Deborah Linke, Tom Acker, Sven-Erik Thor
- [ITC05] Instituto Tecnológico de Canarias (ITC)
Convocatoria de energía del V Programa Marco de la Comisión Europea, proyecto:
"Implementation of 100% RES Project for El Hierro Island Canary Island - (Main Action: Wind-Hydro Power Station)

First Phase"

www.itccanarias.org

[BOE01] Boletín Oficial del Estado. Reglas de funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica

Apartado 21.7: Valoración de las energías aportadas para resolver desvíos entre el programa horario final y la medición

Apartado 21.7.1: Gestión de desvíos

20 Abril 2001

[DEFUV05] Departamento de Economía Financiera. Universidad de Valencia.

"Los precios en los mercados reestructurados de electricidad"

Julio Lucía López y Vicente Meneu Ferrer.

Enero 2005

[MMO04] Métodos Matemáticos de Optimización, 2004.

Optimización Estocástica.

Álvaro Baíllo

Pedro Linares

Andrés Ramos

Pedro Sánchez

Ángel Sarabia

Begoña Vitoriano

Universidad Pontificia Comillas (ICAI)

[IOHMM05] Modeling and forecasting electricity prices with input/output hidden Markov models

Alicia Mateo González, Antonio Muñoz San Roque, Javier García González, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, no. 1, pp. 13-24.

Febrero 2005.

Anexos

A

Descripción del
Software utilizado

A Descripción del Software utilizado

A.1 Introducción

La optimización es cada vez más utilizada en distintas áreas, ya que consiste en la selección de una alternativa mejor, en algún sentido, que las demás alternativas posibles. Como ya se explicó en el capítulo 3 (Presentación del problema y metodología de resolución.), el problema que se ha modelado es, desde un punto de vista matemático, un problema de optimización. Concretamente se trata de un problema de programación lineal. Para su resolución se ha optado por el optimizador CPLEX y para su programación se ha utilizado el entorno GAMS.

Actualmente muchos programas incluyen paquetes con herramientas de optimización, Excel y MATLAB son sólo algunos ejemplos. Sin embargo, pese a ser buenos optimizadores para pequeños problemas lineales, en aquellos en los que existe la no linealidad se acusa su falta de precisión en el cálculo de las derivadas. Por el contrario, lenguajes de modelado como son GAMS y AMPL se utilizan con frecuencia en este tipo de problemas complejos dando muy buenos resultados.

Por otro lado, pese a que los lenguajes de modelado son buenos optimizadores, la interfaz visual de los resultados y la manipulación de los mismos en estos entornos es incómoda, siendo mucho mejor en herramientas como Excel y MATLAB.

En este proyecto, para obtener ambas ventajas se ha unido la operación de GAMS y MATLAB mediante un link entre ambos programas: "MATLAB and GAMS: Interfacing Optimization and Visualization Software", el cual se encuentra disponible en: www.cs.wisc.edu/math-prog/matlab.html.

A.2 Aplicación a los modelos del proyecto.

Concretamente en el proyecto se realiza la siguiente secuencia para la simulación de los modelos de estudio propuestos:

En GAMS se introducen los escenarios de precios, de producción y todos los datos que requieren los modelos, tales como las dimensiones de la central de bombeo, del parque eólico, entre otros. (apartado: 4.3 Entradas del modelo). GAMS será el que resuelva el problema de optimización

Ejecutando un .m desde MATLAB se hace una llamada a GAMS, el cual le pasa los resultados que se soliciten, facilitando así la interfaz visual de los resultados, su manipulación y representación gráfica.

Todo esto se resume en la Figura 12:

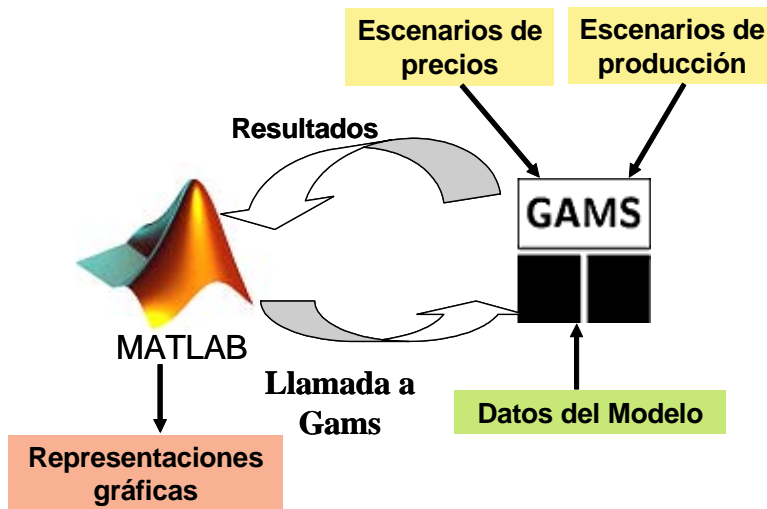


Figura 12. Software utilizado.

A continuación, en los siguientes apartados de este Anexo, se expondrá con más detalle cómo se llevan a cabo estos pasos. Se explicará cómo se instala el software que permite la interfaz descrita, así como las instrucciones que requiere para su utilización.

A.3 Instalación

Para instalar el Software que permitirá el traspaso de información entre ambos programas han de seguirse los siguientes pasos:

- I. Es necesario tener ambos programas instalados. Se asumirá que lo están
- II. De la página antes mencionada (www.cs.wisc.edu/math-prog/matlab.html) es preciso bajarse unos archivos allí disponibles y que son necesarios para establecer la comunicación entre ambos programas.

- Se copia el archivo **matout.gms** en el directorio de GAMS:

```
C:\> copy matout.gms c:\gams\inlib\matout.gms
```

- Se copia el archivo **gams.dll** en el toolbox/local de Matlab: Por ejemplo,

```
C:\> copy gams.dll c:\matlab\toolbox\local\gams.dll
```

- III. En las Opciones avanzadas de Mi PC, en Variables de entorno hay que introducir la variable **PATH** para incluir:

```
C:\gams.
```

Para usuarios de Gams, este puede ser por ejemplo:

```
C:\ Archivos de programa\Gams22.0
```

De esta forma el usuario se asegura de tener el directorio de Gams en su Windows path.

A.4 Paso de valores de Gams a Matlab

Para pasar valores de Gams a Matlab es necesario utilizar la siguiente instrucción en el código de Gams:

```
$libinclude matout nombre de la variable.l e índice/s (si lo/s tiene)
```

Por ejemplo para transferir un vector llamado X con un índice i: $X(i)=[1,1,1]$, sería:

```
$!include matout X.1 i
```

Ejemplo 1. Paso de una variable a Matlab

Esta instrucción ha de escribirse después del Solve

Si por ejemplo se quieren pasar varios parámetros se escriben varias instrucciones iguales a la anterior:

```
$!include matout Variable1.1 i
```

```
$!include matout Variable2.1 j k
```

Instrucción 2. Paso de varias variables a Matlab.

En Matlab se podrán ver los valores que han tomado estas variables tras la optimización de Gams, escribiendo la siguiente instrucción en la ventana de comandos:

```
[Variable 1, Variable 2..., Variable n]=gams ('Nombre del modelo')
```

Instrucción 3. Llamada a Gams desde Matlab y paso de parámetros.

Siendo Y por ejemplo una matriz de índices j y k y X la variable descrita arriba, para ver sus valores en Matlab escribiríamos:

En Gams:

```
$!include matout X.1 i
```

```
$!include matout Y.1 j k
```

Ejemplo 2. Paso de varias variables a Matlab

En Matlab: $[X,Y]=gams$ ('nombre del modelo en gams')

Ejemplo 3. Llamada a Matlab desde Gams

El orden en el que escribamos las instrucciones de paso de parámetros es importante, porque ha de respetarse dicho orden en la llamada a Gams en Instrucción 3 .

A.5 Modificación de parámetros desde Matlab.

En muchas ocasiones puede resultar útil realizar varias iteraciones de un modelo de optimización cambiando, en cada una de ellas, el valor o valores de uno o varios parámetros. Esto puede realizarse también en la interfaz de Gams con Matlab de la siguiente forma.

Por ejemplo, si queremos modificar el valor del parámetro “p” del código de Gams, habrá que escribir en Matlab las siguientes instrucciones:

```
>> p=[Nuevo_Valor1, Nuevo_Valor2]
```

Instrucción 4. Definición de los nuevos valores del parámetro “p”.

```
>> [Variable 1, Variable 2,..., Variable n]= gams ('Nombre del modelo','p')
```

Instrucción 5. Modificación de parámetros desde Matlab.

En el código de Gams habrá que escribir, después de la instrucción Solve:

```
$if exist matdata.gms $include matdata.gms
```

Instrucción 6. Lectura de los nuevos parámetros en Gams

De esta forma, si el archivo matdata.gms no existe, Gams utilizará los valores originales de “p” en su ejecución. Si por el contrario el archivo se ha creado, y por tanto contiene los nuevos valores introducidos desde Matlab, éstos serán los que Gams utilice en su ejecución.

Labels en el paso de parámetros:

Si se quieren pasar parámetros o matrices con sus correspondientes etiquetas, por ejemplo:

	Etiqueta j1	Etiqueta j2
Etiqueta i1	Valor i1j1	Valor i1j2
Etiqueta i2	Valor i2j1	Valor i2j2

Figura 13. Matriz con etiquetas

El código en Matlab para mandar la matriz de la Figura 13 a Gams sería:

```
>> E.name='Nombre Matriz';
>> E.val = [ Valor i1j1, Valor i1j2 ; Valor i2j1 , Valor i2j2 ];
>>E.labels={{ 'Etiqueta i1' 'Etiqueta i2'} {'Etiqueta j1' 'Etiqueta j2'}};
>>gams ('Nombre del modelo en Gams', E)
```

El código en Gams sería:

```
Set Conjunto 1 / Etiqueta i1, Etiqueta i2/;
```

```
Conjunto 2 / Etiqueta j1, Etiqueta j2/;
```

```
Parameter Nombre Matriz (Conjunto 1, Conjunto 2);
```

```
$if exist matdata.gms $include matdata.gms
```

Otra forma de hacer esto es declarar las etiquetas desde Gams y pasarlas a Matlab automáticamente. La idea clave es utilizar una variable global en el código de Gams.

Se realizan dos llamadas a Gams:

En la primera llamada se toman los valores de los set labels, mientras que en la segunda llamada, estas etiquetas se utilizan para asignar valores a los parámetros.

El código en Matlab sería:

```
>> getsets = 'yes';
```

```
>> [Conjunto 1, Conjunto 2]= gams ('Nombre del modelo', 'getsets')
```

```
>> E.name='Nombre Matriz';
```

```
>> E.val = [Valor i1j1, Valor i1j2 ; Valor i2j1 , Valor i2j2 ];
```

```
>>E.labels= {Conjunto1.val Conjunto 2.val};
```

```
>>gams ('Nombre del modelo en Gams', E);
```

En Gams tendríamos:

```
$if exist matglobs.gms $include matglobs.gms
```

Instrucción 7. Paso de variables globales

```
Set Conjunto 1 / Etiqueta i1, Etiqueta i2/;
```

```
    Conjunto 2 / Etiqueta j1, Etiqueta j2/;
```

```
$if not set global getsets $goto contexec
```

```
$libinclude matout Conjunto 1
```

```
$libinclude matout Conjunto 2
```

```
$exit
```

```
$label contexec
```

```
Parameter Nombre Matriz (Conjunto 1, Conjunto 2);
```

```
$if exist matdata.gms $include matdata.gms.
```

B

Código Gams de los modelos de
simulación e interfaz con Matlab

B Código Gams de los modelos de simulación e interfaz con Matlab

El código Gams de los tres modelos de simulación empleados en este proyecto, así como los programas que facilitan su interfaz visual desde Matlab y todos los datos de entrada utilizados (precios del Mercado Diario, de producción eólica, datos de las centrales, entre otros) se adjuntan en un CD al final del presente documento.