

Trabajo Fin de Máster
Máster en sistemas de energía eléctrica.

Planificación de sistemas de almacenamiento para la
integración óptima de renovables en sistemas
eléctricos.

Autor: Guillermo López Álvarez

Tutor: Alejandro Marano Marcolini

Dep. de Ingeniería eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2017



Trabajo Fin de Máster
Máster en sistemas de energía eléctrica.

Planificación de sistemas de almacenamiento para la integración óptima de renovables en sistemas eléctricos.

Autor:
Guillermo López Álvarez

Tutor:
Alejandro Marano Marcolini
Profesor contratado doctor

Dep. De Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2017

Proyecto Fin de Carrera: Planificación de sistemas de almacenamiento para la integración óptima de renovables en sistemas eléctricos.

Autor: Guillermo López Álvarez

Tutor: Alejandro Marano Marcolini

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2017

El Secretario del Tribunal

A mi familia
A mis amigos

Agradecimiento

Gracias a todos.

Resumen

El presente trabajo aborda la problemática del almacenamiento energético como apoyo a la producción de energía mediante fuentes renovables y se centra más concretamente en la energía eólica. La actual situación energética de nuestro país con el cierre de algunas de las centrales clave durante los últimos años en la estabilidad y cobertura de la demanda de la red como la central de Santa María de Garoña, Lada o Velilla, parece inclinar la balanza hacia un modelo donde las renovables convivan con un número más reducido de centrales de carbón o nucleares que provean la energía de base pero que sean capaces también de dar una regulación en frecuencia que no era necesario ofrecer en el pasado y que eviten unos gradientes de carga excesivos en los momentos en los que la situación atmosférica cambie a un escenario menos propicio para las renovables.

Sin embargo, con los gradientes siendo cada vez mayores, cubrirlos puede llegar a ser problemático y el almacenamiento energético se postula como la solución a este problema. Por ello, este trabajo de fin de máster hace un repaso a las diferentes tecnologías de almacenamiento disponibles que pueden llegar a ser compatibles con la energía eólica en particular y las energías renovables en general, ofreciendo una visión genérica del funcionamiento del sistema de almacenamiento y su funcionamiento.

Así mismo, mediante el programa GAMS abordaremos la problemática de la programación óptima de la dupla parque eólico y almacenamiento intentando definir varios puntos de importancia. En primer lugar cual sería la capacidad de almacenamiento óptimo para una determinada curva prevista de producción y en segundo lugar cual sería la programación óptima del sistema de almacenamiento en ese caso. La segunda parte se centrará en la integración del almacenamiento en una red de 14 nudos para intentar lograr el mayor beneficio posible.

Abstract

The present work try to give a new vision of the relationship between the energy storage and the renewable sources, which are going to be the main electricity producers in the following years and more specifically it puts the scope in the wind energy. The current situation in Spain with the closure of lots of nuclear and coal plants that were once the base of the Spanish energy system like Garoña, Lada or Velilla, shows the future path in the energy production industry; This kind of fossil fuel plants are going to still being the base of the Spanish electricity system but with some important changes, for example, they will have to give the grid some frequency regulation that they have not give before and they should, as well, be capable of deal with the big energy gradients that can produce the renewable plants.

Those are the reasons why this proyect gives the readers a sight of how the storage systems that can be compatible with the renewable energy and more important with the wind energy works, its main components etc.

Moreover, using the software GAMS this proyect deals with the problem of how to program the correct schedule for a wind energy plant and the size of the storage associate to it, trying to maximize its economic beneficts. On the other hand, using the same software we have develop an optimal power flow with an energy storage in one of its nodes to study the behaviour of the other generator in the grids and the grid itself.

Índice

Agradecimiento	ix
Resumen	xi
Abstract	xii
Índice	xiii
Índice de Tablas	xv
Índice de Figuras	xvii
Notación	xix
1. FASES DEL PROYECTO	22
2. INTRODUCCION	23
2.1. <i>Situación actual de las renovables en el sistema eléctrico español.</i>	23
2.2. <i>La energía eólica en España.</i>	27
3. TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO APLICABLES A UN PARQUE EÓLICO	29
3.1. <i>CAES</i>	30
3.1.1. Descripción general	30
3.1.2. Método convencional	30
3.1.3. Método adiabático	32
3.1.4. Método para turbinas off-shore	33
3.1.5. Opciones de almacenamiento	34
3.2. <i>Central de hidroeléctrica.</i>	34
3.2.1. Descripción general del proceso	34
3.2.2. Proyectos actuales	36
3.3. <i>Hidrógeno.</i>	37
3.3.1. Descripción del proceso.	37
3.3.2. Descripción de la tecnología.	38
3.3.3. Proyectos actuales.	39
3.4. <i>Baterías</i>	40
3.4.1. Descripción del proceso.	40
3.4.2. Tipos de batería.	40
3.4.3. Proyectos actuales.	44
3.5. <i>Comparación de tecnologías.</i>	47
4. COSTES DE LAS TECNOLOGÍAS	49
5. OPERACIÓN ÓPTIMA VIENTO-BOMBEO	54
5.1. <i>El problema de optimización</i>	54
5.1.1. Descripción del modelo.	55
5.2. <i>Resultados</i>	59
6. INTEGRACION DEL ALMACENAMIENTO EN UNA RED DE 14 NUDOS	74
6.1. <i>El problema de optimización.</i>	75
6.1.1. Descripción del modelo.	75

6.2. Resultados	79
7. CONCLUSIONES	86
8. ANEXO I CODIGO PROGRAMA DE OPTIMIZACION DUPLA VIENTO-BOMBEO CON DEMANDA	87
9. ANEXO II CODIGO PROGRAMA DE OPTIMIZACION DUPLA VIENTO-BOMBEO SIN DEMANDA	92
10. ANEXO I CODIGO PROGRAMA DE OPTIMIZACION DUPLA VIENTO-BOMBEO CON DEMANDA	97
Bibliografía	

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3-1 Características técnicas según su diseño.	40
Tabla 3-2 ventajas y desventajas de los sistemas de almacenamiento.	47
Tabla 4-1 Costes almacenamiento sistema de transmisión	49
Tabla 4-2 costes almacenamiento en la integración eólica.	49
Tabla 4-3 Características almacenamiento por función para CAES 300MW	50
Tabla 4-4 Características y costes centrales de bombeo	51
Tabla 4-5 Características apoyo a red almacenamiento según función Batería Zinc.	52
Tabla 4-6 Características del sistema según utilidad.	52
Tabla 4-7 Características y costes de las baterías NaS	53
Tabla 6-1 Beneficios por nudo.	83
Tabla 6-2 Beneficios por nudo.	84

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Potencia instalada en el sistema eléctrico español y generación de energía en el año 2016	24
Figura 1.2 Evolución de la generación de energía renovable [REE]	25
Figura 1.3 Situación europea de las energías renovables año 2016.	26
Figura 1.4 Potencia eólica instalada en España.	27
Figura 1.5 Saldo de comercio exterior del sector industrial eólico	28
Figura 3.1 CAES convencional.	31
Figura 3.2 Estructura del CAES adiabático.	32
Figura 3.3: Estructura CAES para turbinas “off-shore “.	33
Figura 3.4 Sistema de almacenamiento por bombeo.	35
Figura 3.5 Funcionamiento almacenamiento de hidrógeno.	38
Figura 3.6 Potencia instalada de almacenamiento eléctrico a nivel mundial.	43
Figura 3.7 Estructura de batería de sulfuro de sodio.	45
Figura 3.8 Sistema de almacenamiento electroquímico de Tehachapi.	46
Figura 6.1 Potencia del viento en 48 h	59
Figura 6.2 Coste de la energía	60
Figura 6.3 Relación entre la potencia cuando se usa únicamente el viento y cuando se usa una central de bombeo.	61
Figura 6.4 Potencia del generador hidráulico frente a la del viento.	62
Figura 6.5: Potencia del viento.	63
Figura 6.6 Potencia descartada	63
Figura 6.7 Almacenamiento de energía.	64
Figura 6.8: Evolución de beneficios.	64
Figura 6.9 Potencia del viento.	65
Figura 6.10 Coste de la energía	65
Figura 6.11 Potencia solo viento y potencia con central de bombeo.	66
Figura 6.12: Niveles de almacenamiento.	66
Figura 6.13: Potencia del generador hidráulico frente a la potencia total del viento.	67
Figura 6.14 Potencia del sistema de bombeo.	67
Figura 6.15 Potencia descartada.	68
Figura 6.16: Situación sin embalse.	69
Figura 6.17: Situación sin embalse.	69
Figura 6.18: Situación sin embalse.	70
Figura 6.19 Potencia descartada con límite de red 2MW.	71

Figura 6.20: Potencia descartada con límite de intercambio 5MW	71
Figura 6.21: Potencia descartada con límite de red 10MW	72
Figura 6.22: Embalse con la energía inicial fijada en 0	72
Figura 6.23: Embalse con la energía inicial libre.	73
Figura 7.1: Energía contenida en el embalse R:0,95	80
Figura 7.2: Energía contenida en el embalse, R:1	80
Figura 7.3: Energía contenida en el embalse R:0,95	81
Figura 7.4: Comportamiento del almacenamiento datos paper.	82
Figura 7.5: Comportamiento del almacenamiento más penetración de eólica.	82
Figura 7.6 Simulación almacenamiento generador 1 limitado inferiormente a 200MW	83
Figura 7.7 Simulación con potencia consumida reducida.	84

Notación

P_i Es la potencia que se vierte a red desde la central hidroeolica en el intervalo i correspondiente a 1 hora.

P_{W_i} Es la potencia correspondiente al viento de la que se libera a la red.

P_{h_i} Es la potencia que se producirá en la central hidroeléctrica.

P_{p_i} Es la potencia necesaria para bombear el agua al embalse superior.

P_{DL_i} Potencia descartada o perdida dado que la red puede no tener capacidad para transportar más energía o bien la demanda ya está cubierta.

E_i Es el nivel del embalse en función de su energía en vez de en función de su volumen.

ΔE^M La capacidad adicional que debería de tener el embalse en caso de no poder cubrir el total de la demanda para que esto fuese posible.

Y los parámetros serán:

P_{L_i} Es la curva demanda es decir la mínima potencia necesaria para poder cubrir el consumo del pueblo en el periodo en cuestión.

P_{v_i} Esta la potencia correspondiente a la que puede generar el viento disponible en un determinado periodo.

P_{ex_1} Máxima intercambio de potencia posible en una línea.

c_i Coste de la potencia que se vierte a red.

c_p Coste de bombeo (€/MW h)

E^M Capacidad de almacenamiento del embalse

c_{E^M} Penalización por superar el límite de capacidad de almacenamiento del embalse.

c_{E_1} Penalización por superar el límite

μ_p Eficiencia del bombeo.

μ_h Eficiencia de la generación

E_1^{esp} y E_{n+1}^{esp} Niveles inicial y final del embalse

P_{h^m} y P_{h^M} Límites de potencia superior e inferior del generador

P_{p^m} y P_{p^M} Límites de potencia superior e inferior de la bomba.

t Duración de cada intervalo de tiempo.

n Numero de intervalos de tiempo.

c_0, c_1, c_2 Coeficientes de las unidades de generación.

c_d, c_{ch} Coeficientes de carga y descarga de las baterías.

Pch_i^t Potencia de carga de la batería, bus j , hora t .

Pd_i^t Potencia de descarga de la batería., bus j , hora t .

η_{ch_i} Rendimiento carga batería, bus i .

η_{d_i}	Rendimiento descarga batería, bus i.
B_i^0	Nivel de carga inicial de la batería, bus i
B_i^t	Nivel de carga de la batería, bus i, hora t.
B_i^{t-1}	Nivel de carga de la batería, bus i, hora t -1.
$P_{G_i}^t$	Generación real de potencia, bus j, hora t.
$P_{L_i}^t$	Potencia real de las cargas, bus i, hora t.
$Q_{G_i}^t$	Generación energía reactiva, bus i, hora t.
$Q_{L_i}^t$	Reactiva de la carga, bus i, hora t.
V_i^t	Magnitud de voltaje, bus i, hora t.
V_k^t	Magnitud de voltaje, bus i, hora t.
θ_i^t	Angulo de voltaje, bus i, hora t.
θ_k^t	Angulo de voltaje, bus k, hora t.
G_{ik}	Conductancia de la línea entre bus i y k
B_{ik}	Supceptancia de la línea entre i y k.
n	Número total de nodos
ng	Número total de generadores.
Ns	Número total de almacenamientos.
Pd_i^{min}	Limite inferior de potencia de descarga batería, bus i.
Pd_i^{max}	Limite superior de potencia de descarga batería, bus i.
Pch_i^{min}	Limite inferior de potencia de carga batería, bus i.
Pch_i^{max}	Limite superior de potencia de carga batería, bus i.
Qd_i^{min}	Limite inferior de potencia de descarga reactiva batería, nudo i.
Qd_i^{max}	Limite superior de potencia de descarga reactiva batería, nudo i.
Qch_i^{min}	Limite inferior de potencia de descarga reactiva batería, nudo i.
Qch_i^{max}	Limite superior de potencia de descarga reactiva batería, nudo i.
B_i^{min}	Limite inferior del sistema de almacenamiento, nudo i.
B_i^{max}	Limite superior del sistema de almacenamiento, nudo i
V_i^{min}	Limite inferior de la magnitud de voltaje, bus i
V_i^{max}	Limite superior de la magnitud de voltaje, bus i
$P_{G_i}^{min}$	Limite inferior de generación, bus i

- P_{Gi}^{max} Límite superior de generación, bus i
 Q_{Gi}^{min} Límite inferior de la generación reactiva, bus i
 Q_{Gi}^{max} Límite superior de la generación reactiva, bus i.

1. FASES DEL PROYECTO

El proyecto está constituido por tres partes diferenciadas o fases.

Una primera fase que se centrará en hacer un repaso de los sistemas de almacenamiento que se considera que se podrían integrar como apoyo a un parque eólico, más concretamente, se realizará un repaso de la mecánica de funcionamiento del sistema de almacenamiento en cuestión, sus diferentes modalidades y se tratará también algún ejemplo práctico en caso de que exista donde se haya implantado con éxito. Actualmente, existen numerosos proyectos que utilizan el almacenamiento como complemento de un parque eólico, la mayoría de ellos a nivel nacional son proyectos experimentales financiados por grandes compañías de generación [1], sin embargo su viabilidad económica pese a depender de la legislación del país y la tecnología utilizada se puede afirmar que es sólida. [2]

La segunda fase consiste en el modelado de un sistema como el antes mencionado que será realizado mediante el programa GAMS, un programa de optimización matricial y tratará de dar respuesta a dos preguntas recurrentes. En primer lugar, cual es el tamaño óptimo de un embalse en función de su demanda prevista y en segundo lugar, cuando debe este almacenamiento cargarse o descargarse para tratar de maximizar su beneficio económico en un escenario de precio de la energía variable.

Por ultimo, usando el mismo programa mencionado en el párrafo anterior, se modela también la integración del sistema de almacenamiento y el parque eólico en una red de 14 nudos con el fin de entender como puede afectar a la red y sobretodo al beneficio económico del parque eólico que el almacenamiento tenga unas determinadas características, esté en un nudo diferente que el parque eólico u otros escenarios que veremos más adelante.

2. INTRODUCCION

Este proyecto trata sobre el almacenamiento de energía en parques eólicos de diversa envergadura, la justificación de un estudio de este tipo se basa en la estocasticidad del viento que provoca numerosas situaciones a resolver, como por ejemplo, la necesidad de usar tecnologías de generación con una puesta en marcha significativamente más rápida que las térmicas o nucleares pero costosa y contaminante para poder seguir suministrando toda la energía requerida para seguir la curva de la demanda en casos de falta de viento o luz solar de manera repentina. También existe la posibilidad de invertir en otras tecnologías con un impacto medioambiental elevado como las centrales nucleares o las térmicas que actualmente están llegando en muchos casos al final de su vida útil y necesitan grandes modificaciones. Las centrales de base permitirían que el gradiente de carga o descarga fuera mínimo, sin embargo, tendrían el inconveniente de limitar la penetración de energía renovable en la red española o europea y como hemos mencionado antes la contaminación asociada a sus procesos de producción de energía.

El almacenamiento de la energía renovable en los periodos que no es necesaria permite desplazar la producción adecuándola al momento en el que se produce la demanda o consumo. Sobre eso versa uno de los objetivos de este proyecto que trata de facilitar la operación y cálculo del almacenamiento mediante el desarrollo de un código que calcula la dimensión óptima y programación óptima de un sistema de almacenamiento, así como la integración de la misma en una red de 14 nudos, tratando de maximizar el beneficio económico que se puede conseguir. La mecánica consiste en almacenar agua en las horas con coste menor en las que se supone que existe una producción superior a la demanda y liberarla en las horas con un coste mayor ganando la diferencia entre ambos precios, así por ejemplo un parque eólico pueda lograr una generación relativamente constante a lo largo del día y obtener el correspondiente beneficio económico.

2.1. Situación actual de las renovables en el sistema eléctrico español.

Las renovables fueron en España en el 2016 superiores al 44,5% de la potencia instalada y cerca del 39% de la generación nacional como se puede ver en las figura 1.1. [1]

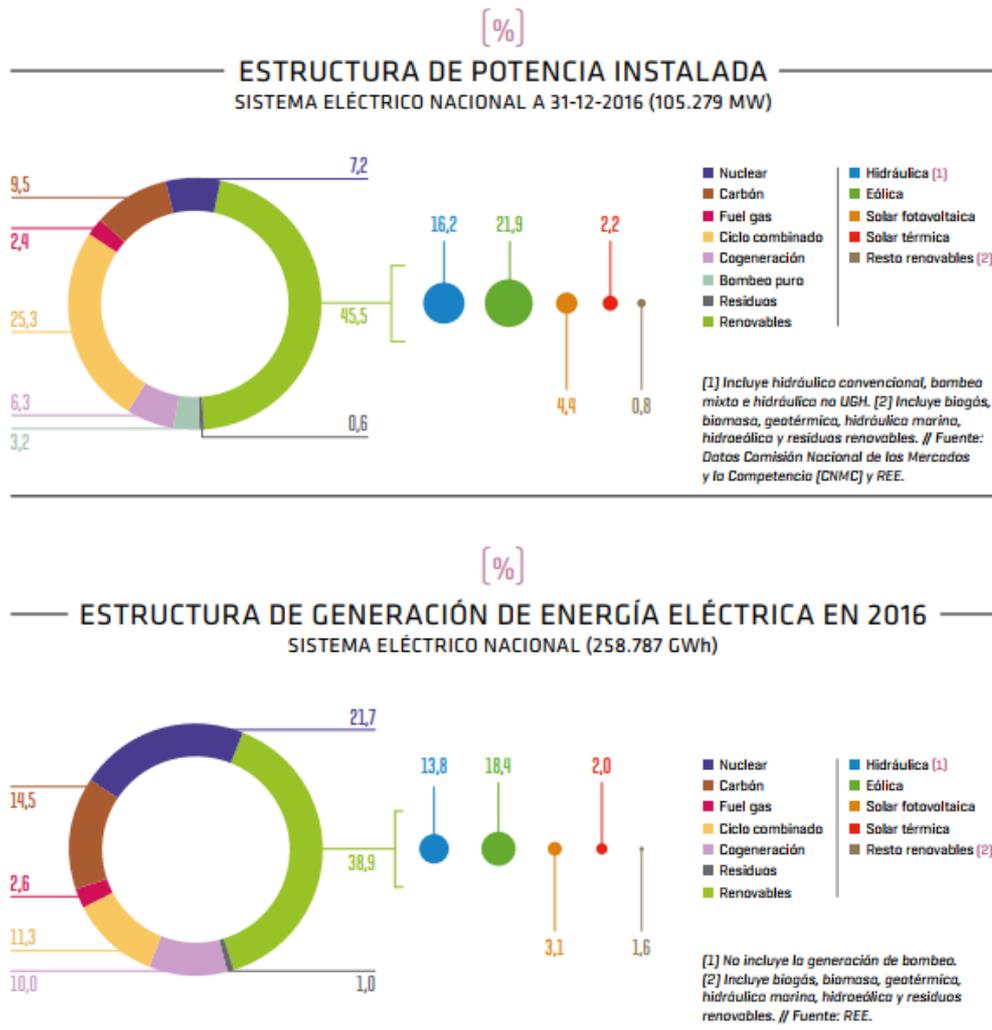


Figura 2.1 Potencia instalada en el sistema eléctrico español y generación de energía en el año 2016

El progresivo aumento de las renovables ha constituido una disminución de las emisiones de CO₂ en la medida en que estas energías han ido sustituyendo a las centrales térmicas en la producción de electricidad. Concretamente, el nivel de emisiones causadas por la generación eléctrica de 2016 se situó en 63,4 millones de toneladas de CO₂, valor un 18,2% inferior al registro de 2015 y aproximadamente un 43% menor que el de 2007 [1].

Como se puede observar en la gráfica inferior la eólica se sitúa a la cabeza de la generación renovable seguida de cerca por la energía hidráulica que al variar con los años de sequía o lluvias es menos constante lo que produce los picos en la gráfica que se pueden observar, tanto la energía fotovoltaica como la termosolar quedan relegadas a un segundo plano.

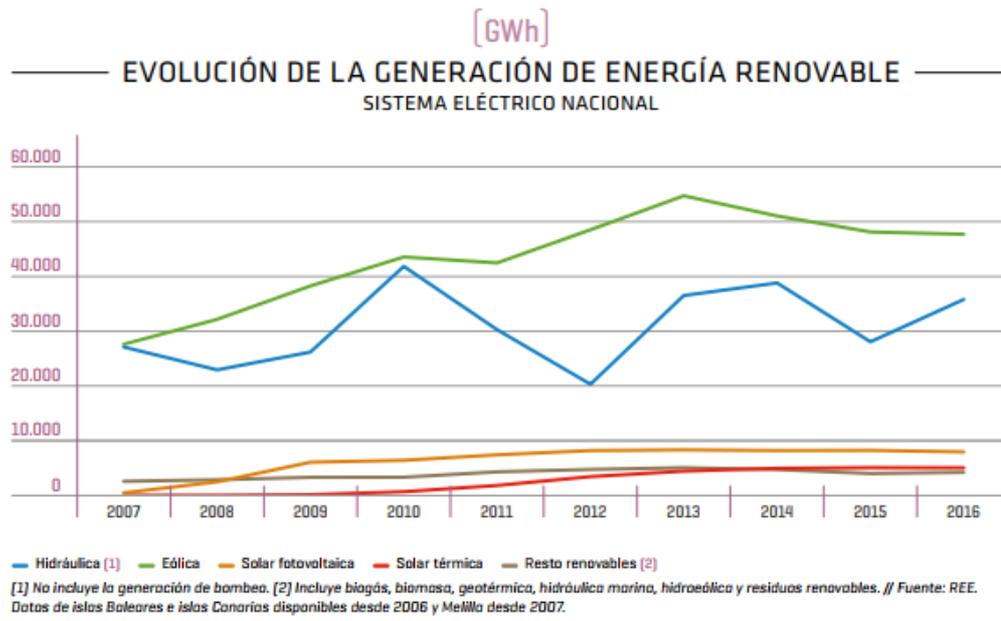


Figura 2.2 Evolución de la generación de energía renovable [REE]

En comparación con el resto de países europeos, España se ha situado en cuarto lugar en volumen de generación renovable. En cuanto a la contribución de las energías renovables a la generación total, España presenta siempre cifras superiores a la media europea, en la que también se observa una evolución positiva durante los últimos años, motivada por los objetivos establecidos por la Unión Europea en materia de renovables y emisiones.

En la figura 1.3 se puede observar el tanto por ciento de la electricidad que se ha debido a tecnologías renovables en el año 2016.

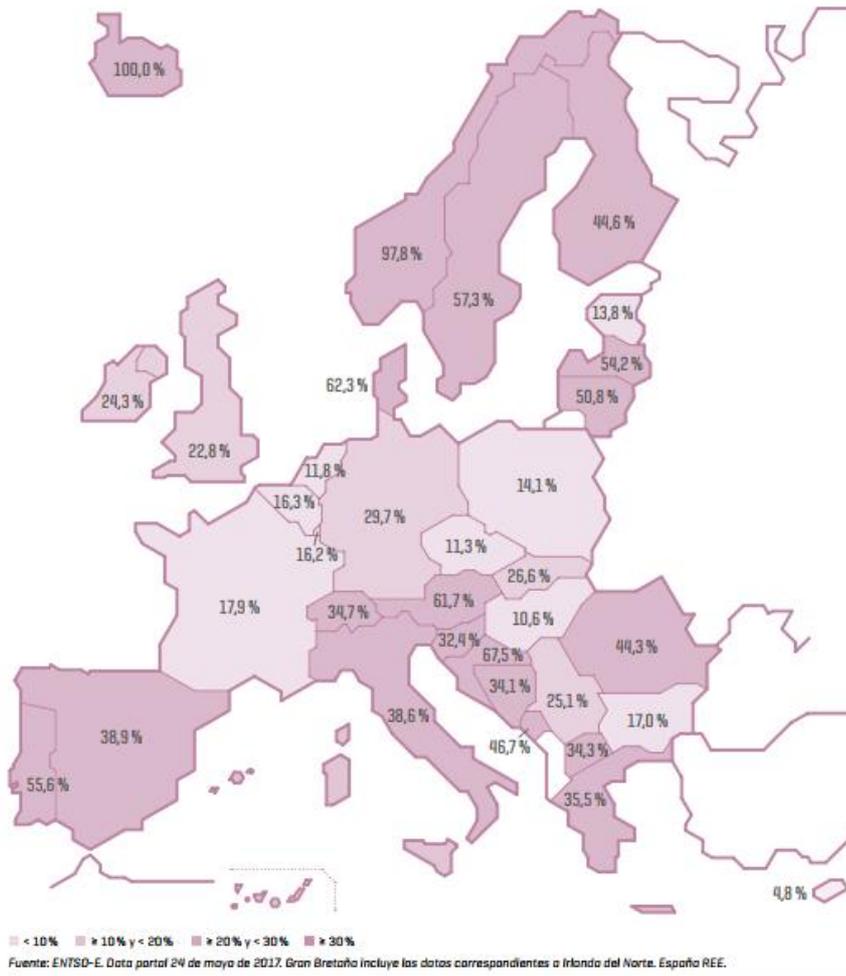


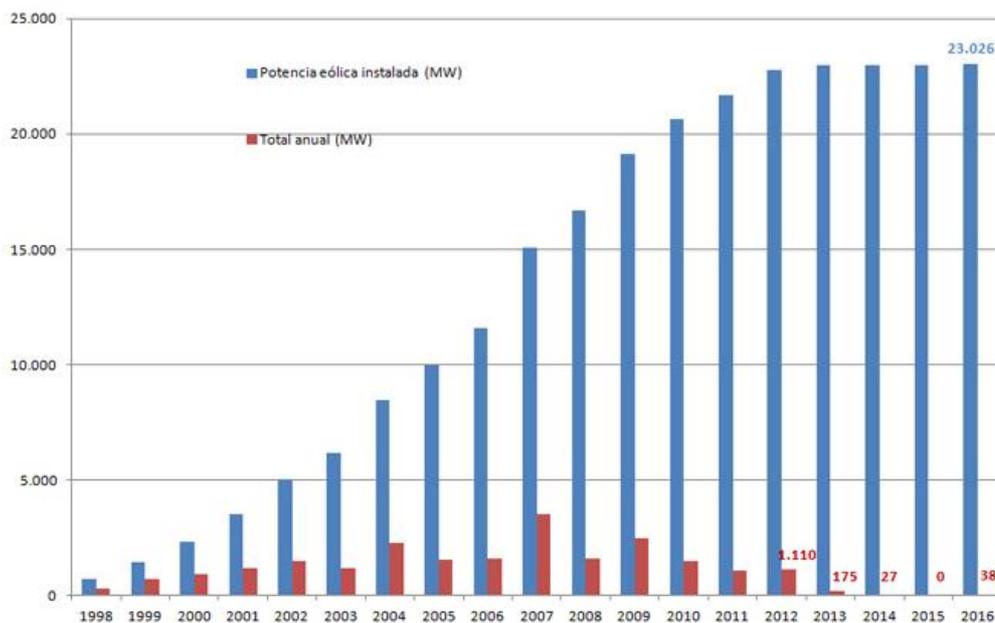
Figura 2.3 Situación europea de las energías renovables año 2016.

2.2. La energía eólica en España.

En los últimos años la energía eólica en España ha estado marcada por la prácticamente nula instalación de MW, especialmente en el año 2015 ya que no registró ningún aumento de potencia y 2016 donde únicamente se instalaron 38MW. A pesar de todo, España el quinto país del mundo por potencia eólica instalada.

La energía eólica es la tecnología renovable más relevante y también ocupa un papel destacado en el mix eléctrico de generación, situándose en 2016 como segunda fuente con una cuota del 18,4% de la producción nacional. Respecto a las fuentes de origen renovable, la eólica supuso por si sola el 47,3% de toda la generación renovable en 2016.

Desde el año 2007, la eólica ha sido la principal fuente de generación renovable motivado por buena medida por la mayor capacidad instalada año tras año pero también por su regularidad. En efecto, a diferencia de la hidráulica, cuya dependencia de las condiciones meteorológicas es enorme, la eólica se muestra mucho más constante en su producción, si bien también tiene cierto grado de dependencia de las citadas condiciones.



Fuente: AEE

Figura 2.4 Potencia eólica instalada en España.

La potencia instalada al final de diciembre de 2015 era de 22.989MW, siendo la tercera tecnología del sistema eléctrico con una cobertura de la demanda del 19,3% y una producción de 47.703 GWh, cerca de 20000 personas en España trabajan en este sector. Además, aporta de manera directa e indirecta 2.623 millones de euros al PIB, lo que significa un 0,24%.

Por otro lado, el valor de las exportaciones en tecnología se sitúan por encima de los 2.000 millones de euros al año y la inversión en I+D supera los 85 millones de euros anuales.

La eólica española también destaca en el aspecto económico, en 2015 se alcanzaron los 2237 millones de euros en saldo comercial es decir exportaciones menos importaciones lo que le supuso una merecida tercera posición en el ranking mundial superando a Alemania. Dentro de España sus exportaciones supusieron un 1% del total del estado, es decir un número similar al del sector vinícola que tanta importancia tiene en España. Además, es la única industria de entre las tecnologías renovables que tiene fabricación en España.

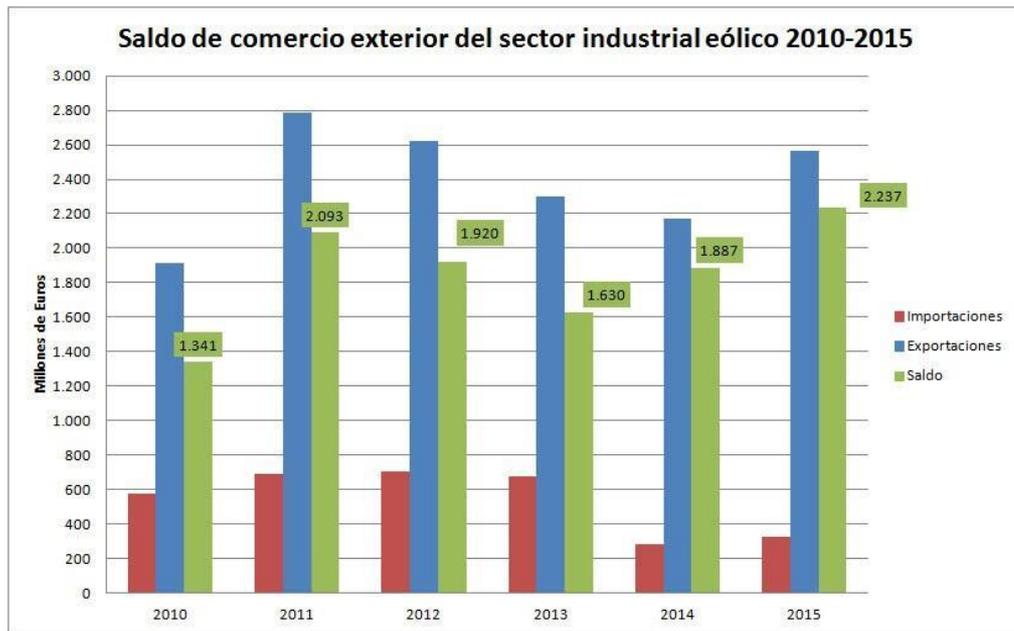


Figura 2.5 Saldo de comercio exterior del sector industrial eólico

3. TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO APLICABLES A UN PARQUE EÓLICO

Las fuentes de energía renovable como la energía solar o eólica tienen la capacidad de eliminar nuestra gran dependencia de los combustibles fósiles y de sus emisiones contaminantes asociadas, por ello su desarrollo se ha convertido en vital para la humanidad. Sin embargo, ambas tecnologías tienen un gran problema, la estocasticidad del viento y el sol hacen que su integración en la red en un porcentaje mucho más elevado del actual sea problemática, el viento no siempre sopla y el Sol no siempre brilla, por lo que la pregunta que es necesario realizarse es ¿qué hacemos en esos momentos en los que la generación es muy reducida?

Existen varias respuestas, la interconexión total entre países es una opción interesante, sobre todo en los países nórdicos, Alemania etc. que además de tener una gran potencia instalada de renovables están rodeados de otros países a los que exportar energía, pero países como España cuya actual interconexión con la unión europea es aproximadamente de un 2.8% de la capacidad instalada no podrían beneficiarse de esta medida. Otra medida posible y actualmente en desarrollo, es tener un control mucho mayor del consumo por medio por ejemplo de los denominados “Smart meters” o tecnología “Smart” o inteligente, sin embargo, esto se centra en el control de la información proporcionada por el consumidor que no es objeto de estudio en este trabajo.

Como ya se había mencionado en la introducción de este trabajo, otra opción consiste en tener una gran potencia instalada en una tecnología que permita una reacción rápida ante caídas bruscas de potencia en renovables, como los ciclos combinados, que dada su gran flexibilidad y velocidad de puesta en marcha nos permite teniendo una potencia base siempre disponible abordar con éxito gradientes de potencia elevados. Sin embargo el problema con los ciclos combinados es doble, en primer lugar es una generación cara y en segundo lugar el gas natural pese a ser menos contaminante que el carbón también contribuye al efecto invernadero.

La tercera opción y la que desarrollaremos en este trabajo de fin de máster es la asociación de estas tecnologías renovables con almacenamiento. Debido a tantos años de experiencia y métodos de predicción cada vez más refinados, los operadores de red pueden hacer predicciones bastante aproximadas en cuanto a las fluctuaciones de la curva de consumo. Con la incorporación de la energía eólica otro factor de incertidumbre aparece, los métodos de predicción más actuales para determinar la energía generada por el viento permiten un error medio cuadrático de un 10% para el día siguiente y un 6% para el corto plazo es decir de 3 a 6 horas en relación con la capacidad instalada si somos capaces de cubrir esa variación con almacenamiento, los parques serán más rentables.

Además, los sistemas de almacenamiento pueden mejorar la calidad de la energía, transitorios, problemas de frecuencia, armónicos etc. convirtiendo la fuente intermitente de energía en una fuente de generación “constante”.

3.1. CAES

3.1.1. Descripción general

El almacenamiento de energía con aire comprimido (CAES) es realmente parecido a el almacenamiento en una central hidroeléctrica de bombeo en términos de aplicaciones y capacidad, pero en lugar de bombear agua en periodos de exceso de potencia en los almacenamientos de aire comprimido el aire ambiental es comprimido y almacenado bajo presión en una caverna subterránea. Cuando la electricidad es requerida, el aire presurizado es calentado y expandido y en esa expansión la turbina mueve un generador para producir potencia o bien se utiliza para suministrar el aire a presión necesario en las turbinas de gas convencional.

Una parte interesante del almacenamiento aire comprimido es que cuando el aire se comprime a 70 bar se calienta y es necesario utilizar enfriadores para bajarlo hasta los 43°- 49° a los que se inyecta, sin embargo es necesario compensar esta pérdida de calor en la combustión y esto se realiza mediante gas natural, fuel o alternativamente usando algún recuperador de calor que recircule el calor recuperado o también almacenando previamente el calor procedente de la inyección del aire comprimido en sales fundidas.

Existen tres métodos principales de funcionamiento de CAES:

3.1.2. Método convencional

La mayoría de las plantas existentes y en desarrollo de CAES utilizan este método. En principio estas plantas son simplemente turbinas de gas convencionales, pero con la comprensión de aire externalizada, esta se realiza de forma independiente mediante lo cual se obtienen los siguientes beneficios. En primer lugar, la comprensión normal en una turbina de gas usa de media de 2/3 de la capacidad de la turbina, sin embargo, la turbina que utiliza este método puede generar 3 veces la energía producida por la turbina convencional con la misma cantidad de gas natural. [4]

Esto reduce las emisiones de CO₂ en un 40 a 60% dependiendo de si el calor es usado para recuperar una parte del calor generado por la turbina. La eficiencia es de aproximadamente un 42% sin recuperador y casi un 55% recuperando el calor. [4]

Existen numerosos proyectos de almacenamiento de energía eólica en aire comprimido como por ejemplo el proyecto Pahfinder wind energy un proyecto basado en el proceso convencional de almacenamiento de aire comprimido de 2100 MW que enviarán de 6 a 9 TW de electricidad cada año a lo largo de 525 millas de corriente continua a través de Colorado, a continuación, se puede observar el equipo que compone la planta de almacenamiento.

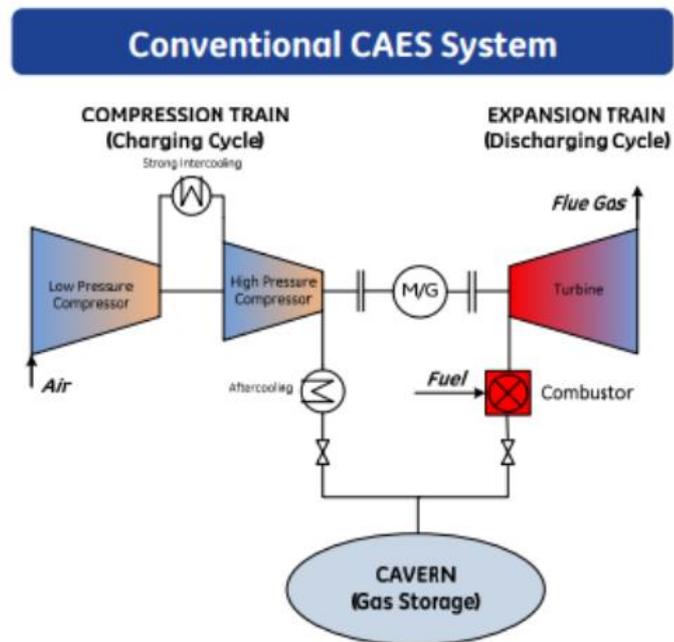


Figura 3.1 CAES convencional.

Como se puede observar en la imagen superior el sistema convencional de CAES está formado por:

- Tren de compresión/Motor: Se encarga de comprimir el aire de presión atmosférica a la presión a la que se va a almacenar.
- Aftercooling: Su función consiste en enfriar el aire comprimido como se ha explicado anteriormente.
- Combustor: Mediante la combustión de gas natural se calienta otra vez el aire extraído de la caverna.
- Generador/turbina: Se encarga de generar el trabajo necesario para producir energía eléctrica mediante la expansión del aire en la turbina.

3.1.3. Método adiabático

Su modo de funcionamiento es muy parecido al método convencional, la diferencia principal radica en que consigue una mucha mayor eficiencia que el método anterior cercana al 70% mediante la recuperación del calor generado por la presurización del gas al no ser necesario el uso de otra fuente de energía externa para precalentar el gas que entra a la turbina, los proyectos en fase de planificación que usan este método se basan en sales fundidas y aceite térmico para el almacenamiento de la energía preinyección.

A pesar de que este método no ha sido muy utilizado, el proyecto ADELE desarrollado por RWE power la mayor productora alemana de energía está en proceso de construcción y debería de entrar en funcionamiento para 2018, consiste en una instalación que consta de un compresor con una potencia de 200MW, de 4 a 8 turbinas con una potencia total de 260MW una capacidad de almacenamiento máxima entre 1 y 2 GWh y una eficiencia que ronda el 70% a continuación se explica la tecnología.

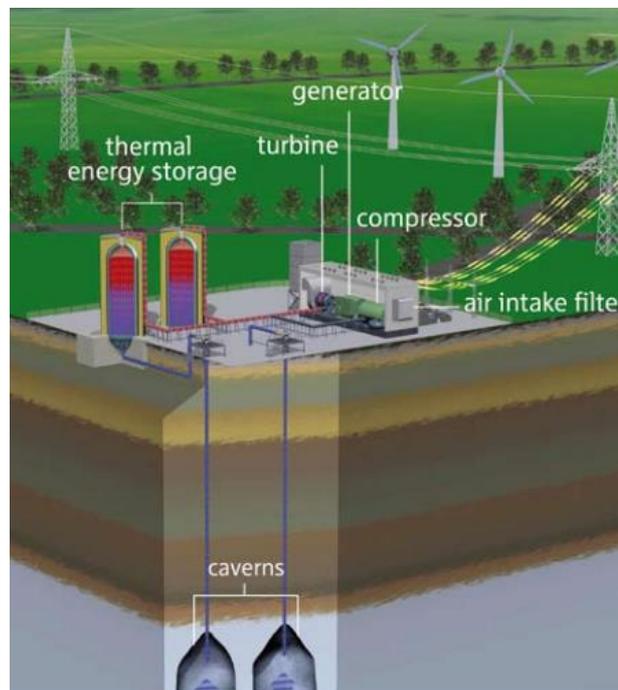


Figura 3.2 Estructura del CAES adiabático.

La principal diferencia tecnológica de AA-CAES frente al convencional es la necesidad de las instalaciones que nos permitan almacenar la energía recuperada al presurizar el gas en forma de calor por ello además de los elementos explicados en el apartado anterior, en el CAES adiabático es necesario definir los elementos que forman parte del sistema de almacenamiento térmico:

Tren de compresión/Motor: Se encarga de comprimir el aire de presión atmosférica a la presión a la que queremos almacenarlo.

- Aftercooling: Su función consiste en enfriar el aire comprimido como se ha explicado anteriormente.
- Combustor: Mediante la combustión de gas natural se calienta otra vez el aire extraído de la caverna.
- Generador/turbina: Se encarga de generar el trabajo necesario para producir energía eléctrica mediante la expansión del aire en la turbina
- Tanques de almacenamiento: En estos tanques se encuentra el fluido caloportador que normalmente serán sales fundidas, usualmente compuesta por un 40% de KNO_3 y 60% de $NaNO_3$ que permite llegar a los $600^{\circ}C$, estos tanques tienen que resistir bien la presión y por supuesto la temperatura.

En el circuito de sales fundidas normalmente se trata de tuberías de acero inoxidable que puede aguantar bien temperaturas muy altas, como se puede observar los porcentajes de la mezcla de sales son muy similares por no decir igual que los que se usan en las centrales solares CSP.

3.1.4. Método para turbinas off-shore

Este novedoso método de CAES para turbinas de energía eólica consiste en que la caja de herramientas y el generador de una turbina convencional de viento son reemplazados por una bomba hidráulica en la góndola, convirtiendo el poder del viento en potencia hidráulica. A nivel del suelo se encontrará el sistema de almacenamiento que consistirá en conexiones entre una bomba un pistón de agua y un compresor así como un generador de inducción.

Este sistema tiene dos partes clave en primer lugar el compresor comprime el aire de presión atmosférica a 200bar de forma prácticamente isotérmica. Esto hace que comprimir el aire y expandirlo posteriormente sea eficiente y no sea necesaria la combustión de gas natural. Esto es conseguido mediante el concepto de pistón líquido [5]. Y en segundo lugar el uso de una arquitectura de acumulador abierto en la que el almacenamiento intercambia tanto agua como aire comprimido lo que permite a la presión ser constante eliminando y añadiendo agua cuando el aire es retirado o inyectado llegando hasta los 210 bar de esta forma [6].

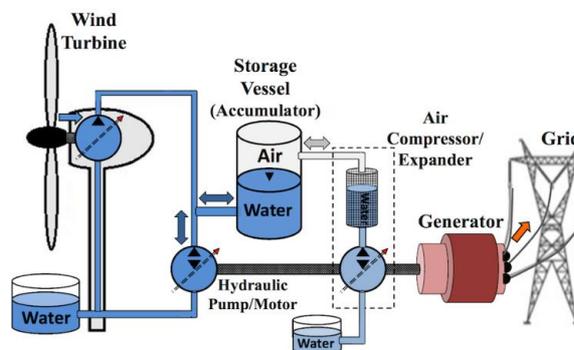


Figura 3.3: Estructura CAES para turbinas “off-shore”.

En este caso los principales cambios en cuanto a tecnología es la eliminación del generador que es sustituido por una bomba hidráulica por lo que tendremos los siguientes elementos [7]:

- Bomba hidráulica de la turbina de viento: Esta bomba como hemos dicho se encarga de bombear el agua que se inyecta a el almacenamiento aumentando la presión del aire.
- Bomba de recirculación: recircula el agua del circuito de la turbina eólica.
- Compresor/expansor de aire: Se encarga de producir el trabajo que mueve la turbina y produce energía.
- Generador: Es el encargado de transformar la energía generada por la turbina a energía eléctrica, está conectado a la red donde vierte esta energía.

3.1.5. Opciones de almacenamiento

Independientemente del método funcional seleccionado, son requeridos almacenamientos realmente grandes debida a la baja densidad de almacenaje. Las situaciones preferentes para esta técnica son cavernas de sal creadas artificialmente en formaciones profundas de sal. Las cavernas de sal se caracterizan por su flexibilidad y por sus nulas perdidas de presión durante el almacenaje además de no existir ningún tipo de reacción entre el oxígeno del aire y la roca anfitriona. En caso de que no exista ninguna situación adecuada que cumpla con las características anteriormente mencionadas se podría usar acuíferos sin embargo existe la posibilidad de que el oxígeno reaccione con la roca y los microorganismos de estas formaciones creando diversos problemas. Actualmente se están llevando a cabo pruebas para tratar de aclarar este punto.

3.2. Central de hidroeléctrica.

3.2.1. Descripción general del proceso

Un tipo especial de central hidroeléctrica es la denominada central de bombeo o reversible, la cual posee dos embalses. El agua contenida en el embalse inferior es elevada al embalse situado en la cota más alta, con el fin de reutilizarla posteriormente para la producción de energía eléctrica. Este tipo de centrales produce energía durante las horas puntas del consumo, es decir, las de mayor demanda, funcionando como una central hidroeléctrica convencional. Después, durante las horas valle, que son las de menor demanda, se bombea el agua que ha quedado almacenada en el embalse superior, bien mediante una bomba o una la turbina si ésta es reversible, de manera que el agua pueda volver a ser utilizada en un nuevo ciclo. A pesar de que en un ciclo bombeo-turbinación se producen unas pérdidas energéticas de cierta importancia, del orden del 25-30%, en términos económicos, esas pérdidas suelen ser menores que la relación de costes de generación entre las horas punta y valle. Cabe destacar que este tipo de centrales ha surgido como complemento de las grandes instalaciones nucleares y térmicas clásicas.

- La energía hidráulica es un tipo de energía que presenta una serie de ventajas sobre las energías convencionales e incluso sobre otras energías renovables
- Es una energía renovable con gran disponibilidad, ya que se trata de un recurso inagotable siempre que el ciclo del agua perdure.
- Es autóctona, evitando de esta forma importaciones del exterior, dando cobertura las horas puntas de demanda, y además, desde el punto de vista ambiental no genera calor ni emisiones contaminantes.

- Supone un sistema de generación eléctrica muy eficiente y una disminución de las pérdidas del transporte con una producción de electricidad de muy buena calidad, puesto que ayuda a la regulación de tensión, regulación primaria, reserva secundaria y terciaria, gestión de desvíos y reposición del servicio.

La tecnología tradicional de turbinas de bombeo consiste en una turbina Francis de una sola etapa que actúa como una turbina en una dirección y como una bomba en la contraria. Sin embargo esta tecnología a pesar de llevar varias décadas siendo usada tiene sus limitaciones en cuanto a su rendimiento, a lo largo de los años la eficiencia de la turbina se ha mejorado pero la regulación de frecuencia en el modo bomba no es posible con equipo de una única velocidad. En el modo de turbina la unidad no puede operar a una eficiencia pico. Modificar la velocidad permite a la turbina operar a la eficiencia pico en una parte mayor de su banda de operación por lo que la instalación de un controlador de frecuencia está justificada sobre todo en el caso de las renovables

En la maquina convencional sin variación de velocidad el estator y el rotor siempre giran a la misma velocidad sin embargo con la posibilidad de variar la velocidad se desacoplan los campos magnéticos, a su vez el estator es desacoplado de la red usando un convertidor de frecuencia.

La primera tecnología de control de velocidad implementada fueron los cicloconvertidores pero tenían problemas como su absorción de reactiva o la imposibilidad de arrancar la unidad en modo bomba, hoy en día se usa los motores generadores doblemente alimentados, el estator es similar al del motor convencional y el rotor requiere aspectos adicionales como un anillo deslizante por fase y protección adicional frente a el estrés mecánico.

Los componentes de la central de bombeo son los siguientes:

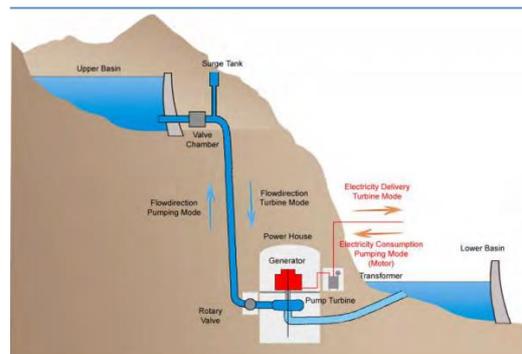


Figura 3.4 Sistema de almacenamiento por bombeo.

- lago inferior: donde se encuentra el agua que se bombea para producir energía eléctrica.
- Sala de máquinas: En esta sala se encuentran las turbinas, el generador el transformador etc. En general las diferentes máquinas de la instalación.
- Generador: Comparte eje con la turbina y se encarga de transformar el trabajo mecánico a energía eléctrica.
- Turbina: Ya se ha hablado anteriormente de ella solo destacar que normalmente se trata de una turbina Francis que funciona tanto bomba como generador.
- Transformador: Eleva la tensión de la electricidad para hacerla apta para ser transportada.

- Tubería forzada: Suelen estar construidas utilizando fundición dúctil y se encarga de llevar el agua del lago superior a la turbina.
- Lago superior: Embalse donde se almacena el agua para su posterior turbinado.

3.2.2. Proyectos actuales

Los proyectos de plantas de bombeo son muy numerosos dado que está a sido la única tecnología de almacenamiento de energía a gran escala durante las últimas décadas, pero ejemplos de esta tecnología son Blenheim-Gilboa Hydroelectric Power Station en los Estados unidos con 28MW y La Muela que es una central española que llega a los 1710 MW tras su ampliación. En todo caso vamos a hablar a continuación de un proyecto español tan interesante como ambicioso.

Proyecto gorona

El objetivo del proyecto Gorona era que la energía de la isla del hierro proviniese al 100% de las renovables garantizando la estabilidad de la red eléctrica, tal y como hablaremos después esto no ha sido posible en los años que lleva en funcionamiento.

El proyecto hidroeólico está constituido por un parque eólico, una central hidroeléctrica y un grupo de bombeo además de una central de motores diésel previamente existente que constituía la forma única de suministro energético de la isla hasta la construcción del parque eólico, actualmente esos motores entrar teóricamente en funcionamiento solo en casos excepcionales de emergencia cuando la energía debida a las renovables no sea suficiente para cubrir la demanda. La energía generada por las turbinas eólicas se vierte directamente a la red y la energía sobrante se almacena en forma de energía potencia en el embalse superior.

El sistema hidráulico funcionando como bombeo, hace de acumulador del excedente de energía; funcionando como generador, actúa como productor de energía eléctrica y regulador del sistema eléctrico en la isla.

La demanda de diseño prevista son 48GWh/año en el año 2015 sin embargo el dimensionamiento de las tuberías y el almacenamiento al no ser ampliables de forma modular ha sido dimensionado con la demanda prevista en 2030 y el almacenamiento superior se ha sobredimensionado también teniendo en cuenta las necesidades de agua para el consumo de la isla.

La realidad del proyecto sin embargo difiere de la teoría si analizamos los datos del primer año de funcionamiento, logrando aproximadamente un 35% de energía renovable y teniendo que cubrir el resto de la demanda con diésel, la baja producción eólica del año 2015 – 2016 habrá afectado al proyecto sin embargo el factor determinante para esta baja productividad está en la estabilidad red que lleva a los operadores del sistema a limitar a 7MW la potencia cuando tiene casi 12MW disponibles.

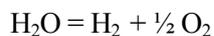
3.3. Hidrógeno.

3.3.1. Descripción del proceso.

Como hemos explicado gestionar la energía eléctrica inyectada a la red desde el parque eólico no es fácil, los avances en este campo se centran en la previsión del viento y el avance con las tecnologías de almacenamiento.

Una de las posibilidades más recientes y que se puede decir que está ahora mismo en fase de pruebas consiste en almacenar la energía en forma de energía química y en concreto por medio del hidrógeno, la reacción empleada como en las baterías electroquímicas convencionales es reversible o dicho de otro modo, es posible almacenar energía en un sentido y entregarla en el otro.

La energía sobrante del parque eólico en forma de energía eléctrica se lleva a un electrolizador que disocia mediante esta corriente eléctrica el agua en dos componentes: Hidrógeno (H₂) y Oxígeno (O₂) de acuerdo con la reacción



Mientras que el H₂ se comprime, el O₂ se libera a la atmosfera dado que no tiene contenido energético de la que forma parte.

El H₂ se almacena en recipientes a alta presión hasta el momento en que se emplea para generar energía eléctrica en situaciones de mucha demanda.

En ese momento se utiliza el hidrógeno almacenado junto con un % de oxígeno procedente del aire atmosférico y que nos permite que se produzca la combustión del mismo.

El almacenamiento usando gas comprimido tiene un gran recorrido histórico ya que se lleva utilizando más de 100 años, sin embargo almacenar hidrógeno es problemático debido a que es necesario la utilización de cilindros o recipientes capaces de resistir una muy alta presión y que debido a los materiales utilizados en ellos resultan muy caros. Debido a esto el hidrógeno resulta muy práctico principalmente para pequeñas cantidades, siendo sus materiales de construcción principales acero ligero, aluminio etc. y consiguiendo una presión de almacenamiento que va de los 20 a los 70 MPa. Un tanque presurizado de acero por ejemplo puede soportar presiones de 35 MPa o 350 bares. Cuando se trata de grandes cantidades el hidrógeno se almacena en tanques esféricos con presiones de 1 a 1.6 MPa (10.000 – 15000 Nm³) y otra opción para cantidades mayores es almacenarlos en pozos de petróleo o gas natural agotados. [8]

En aplicaciones industriales el hidrógeno es normalmente almacenado en pequeñas botellas o tanques cilíndricos, con una presión máxima de 20 MPa para las primeras y presiones superiores a esta para los segundos. A pesar de tratarse de un gas especialmente propenso a las fugas debido a su viscosidad y su peso molecular [9] las pérdidas no son un problema significativo en el almacenamiento subterráneo.

El mayor problema que tiene el almacenamiento de hidrógeno es su gran volumen cuando es comprimido a alta presión en comparación con por ejemplo la gasolina, un tanque de hidrógeno a una presión de 345bar produciría la misma energía que un tanque de gasolina en de 4 veces menos de tamaño. Si bien la energía por unidad de masa del hidrógeno comprimido a 350 bar es grande 39 kWh/kg la cosa cambia cuando tenemos en cuenta la unidad de volumen siendo 0.75 kWh/l en estado gaseoso y 2.6 kWh/l en caso de que sea en estado líquido [10]

Actualmente se están desarrollando tanques de 20 a 30 MPa usando materiales como plásticos, aluminio o acero para la parte interior del tanque, sin embargo el almacenamiento en forma gaseosa en por ejemplo un vehículo eléctrico entra riesgos como por ejemplo riesgos de seguridad derivados de llevar el hidrógeno en estado gaseoso y a su alto volumen.

La baja densidad del hidrógeno gaseoso es una de sus deficiencias siendo la densidad de hidrógeno gas unas 5 veces menor que en estado líquido.

3.3.2.Descripción de la tecnología.

De un modo general y descriptivo, el funcionamiento de la planta consiste en una primera fase de generación de hidrógeno, posterior almacenamiento y por último la combustión del mismo. Los principales equipos que la integran son:

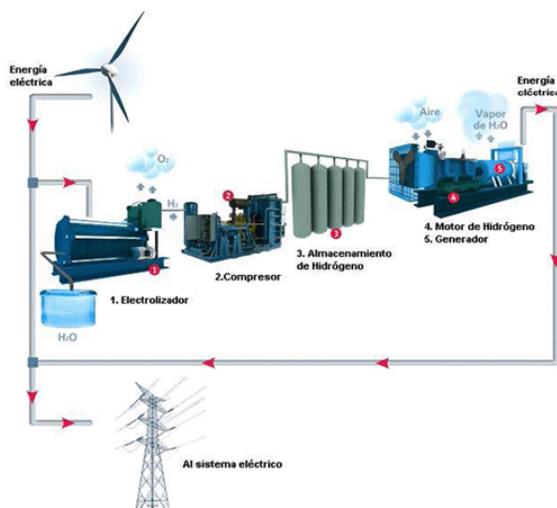


Figura 3.5 Funcionamiento almacenamiento de hidrógeno.

- Electrolizador: En este equipo se produce la disociación de la molécula de agua en sus elementos constituyentes, oxígeno e hidrógeno.
- Compresor: Equipo encargado de elevar la presión del hidrógeno generado
- Sistema de almacenamiento de hidrógeno: Infraestructuras que permiten acumular el hidrógeno generado.
- Motogenerador: Equipo en el que se genera la energía eléctrica como producto de la combustión del hidrógeno

3.3.3. Proyectos actuales.

Los proyectos con hidrógeno como almacenamiento son escasos pero siguiendo la dinámica de anteriores apartados hablaremos de un proyecto más pequeño que será el proyecto Wind2H2 en Estados Unidos con una potencia de 60KW y del parque eólico Sotavento proyecto Español que detallaremos más en las líneas de abajo.

Parque eólico sotavento.

El parque eólico sotavento se encuentra situado en Serra da loba en Galicia se le ha escogido debido a que a pesar de que existen diferentes parques experimentales eólicos con almacenamiento de hidrógeno este es uno de los pocos que almacena un volumen considerable de hidrógeno y por el hecho de ser un proyecto español.

El parque consta de 24 generadores y una potencia nominal de 17,56 MW existen diferentes tipos de turbina con potencias muy dispares, la generación anual media es de 33364 MWh.

Respecto del sistema de almacenamiento este está formado por el electrolizador que tiene una producción máxima de 60 Nm³ por hora con una presión de aproximadamente 10 bar este hidrógeno pasa por un proceso de purificación y secado hasta que conseguimos una pureza de casi el 99.99% y entonces se comprime hasta 200 bar en dos compresores que son capaces de admitir hasta 61.8 Nm³ por hora a una presión de 4 bar. El almacenaje se realizara a 200 bar y estará formado por 196 botellas con una capacidad de 1725 m³.

En caso de que sea necesaria energía para cubrir la demanda el hidrógeno se combustiona en un motor que es capaz de aceptar 70 Nm³ de hidrógeno por hora sin embargo la presión a la que este motor consume el hidrógeno es de 25 – 60 mbar por lo que es necesario descomprimir el hidrógeno almacenado a 200 bar de presión y esto se realiza en dos etapas, una primera que bajas hasta los 14 bares y luego otra en la que ya se alcanza la presión anteriormente mencionada.

En la sala de control y potencia eléctrica se encuentran un cuadro dos terminales un EPS y el sistema de control de la unidad, la alimentación del electrolizador se lleva a cabo mediante 4 rectificadores que son alimentados por dos líneas.

3.4. Baterías

3.4.1. Descripción del proceso.

Las baterías funcionan generando a través de una reacción química una energía que normalmente será energía eléctrica. Estos sistemas que se encargan de almacenar la energía eléctrica en energía química se llaman Celdas electroquímicas cuya estructura básica consiste en dos electrodos que la mayoría de los casos son metálicos, hay dos el positivo denominado cátodo y el negativo llamado ánodo y estos se introducen en un electrolito o disolución conductora. [11]

Respecto a las baterías es importante tener claro que cuando la energía liberada no es reversible una vez que se hayan consumido los reactivos, se denominan pilas como es el caso de las pilas de zinc. En caso de que la reacción química sea reversible el sistema se denomina batería y es posible recargarlo haciendo circular una corriente que tenga un signo contrario al del proceso de descarga como es el caso de las baterías de ion litio.

Por último, la denominación de acumulador se aplica de forma indistintamente a todas las baterías, el funcionamiento de un acumulador está basado en el proceso reversible de oxidación – reducción o Redox en este proceso un componente se oxida o pierde electrones, mientras el otro se reduce o gana electrones. En las baterías los componentes no son consumidos ni se pierden solo se produce un cambio de un estado normal a un estado de oxidación o reducción.

3.4.2. Tipos de batería.

Existen números tipos de baterías que varían en cuanto al uso de un electrolito, cátodo o ánodo diferentes.

Baterías de plomo – ácido: Estas baterías están formadas por electrodos de plomo bañados en electrolito de ácido sulfúrico, existen muchos tipos de baterías pero en general todas se caracterizan por sus bajos costes y su facilidad de fabricación. No admiten sobrecargas ni descargas profundas y su peso y volumen es elevado para la energía que almacenan.

Sus características técnicas principales son:

Tabla 3-1 Características técnicas baterías según su diseño.

Tipo de celda	SLI	Ciclo profundo	Estacionaria
Tensión nominal(Vdc)	2	2	2
Tensión en circuito abierto(Vdc)	1.9 - 1.5	1.9 -1.5	1.9 - 1.5
Tensión final de carga(Vdc)	2.5	2.5	2.5
Tensión final de descarga(Vdc)	1.75	1.75	1.75
Eficiencia (DC-a-DC)	75%-85%	75%-85%	75%-85%
Temperatura de trabajo(°C)	40 - 50	20 - 40	10 - 40
Energía especifica(Wh/kg)	35	25	10 - 20
Densidad de energía(Wh/L)	70	80	50 - 70
Densidad de potencia	Alta	Moderadamente Alta	Moderadamente Alta

Baterías de Níquel:

Las baterías más conocidas dentro de las baterías con electrodos de níquel son las baterías de níquel cadmio si bien estas están siendo sustituidas por las baterías de níquel – hidruro metálico y la principal ventaja de estas baterías consiste en su durabilidad pues tienen un ciclo de vida útil en comparación con otras baterías ciclos de vida más cortos.

Baterías de este tipo son por ejemplo:

- Níquel-Hierro (NiFe)
- Níquel-Cadmio (Ni-Cd)
- Níquel-Hidrógeno (NiH₂)
- Níquel-Hidruro metálico (NiMH)
- Níquel-Zinc (NiZn)

Básicamente las baterías estarán formadas por electrodos de cadmio bañados en un electrolito de hidróxido de potasio. Sus principales ventajas son su buen funcionamiento a diferentes temperaturas y que se puedan tanto sobrecargar como descargar completamente sin que le causen daños además de su buena durabilidad sin embargo también tiene aspectos negativos por ejemplo su efecto memoria o su peso que a pesar de ser menor que el de las baterías de plomo ácido sigue siendo excesivamente alto.

La tabla con las características técnicas de esta batería será la siguiente:

Tipo de celda	NiCd	NiFo	NiZn	NiH ²	NiMH
Tensión nominal(Vdc)	1.2	1.2	1.5	1.4	1.2
Tensión en circuito abierto(Vdc)	1.29	1.37	1.73	1.32	1.4
Tensión final de carga(Vdc)	1.5	1.5	1.2	1.5	1.5
Tensión final de descarga(Vdc)	1	1.75	1.2	1	1
Eficiencia (DC-a-DC)	60% - 70%	65% - 85%	65% - 85%	65% - 85%	65% - 85%
Temperatura de trabajo(°C)	40 - 45	10 - 45	10 - 50	0 - 50	20 - 50
Energía específica(Wh/kg)	30	30	50 - 60	64	75
Densidad de energía(Wh/L)	40 - 100	55	80 - 120	105	240
Densidad de potencia	Alta	Alta	Alta	Moderada	Moderada - Alta
Tasa de autodescarga (% mes)	5 - 20	20 - 40	<20	Muy alta T ^a	15 - 25

Para grandes almacenamientos esta batería no resulta económicamente viable.

Baterías de ion – litio (Li – ion)

Estas baterías utilizan como ánodo grafito y como cátodo un óxido metálico como por ejemplo cobalto, trifilina u óxido de manganeso. En comparación con las baterías de plomo ácido y Ni Cd esta tecnología es mucho más reciente y gracias a ella hemos sido capaces de crear dispositivos portátiles como móviles ordenadores etc. Las ventajas principales de estas baterías son su capacidad elevada comparada con su tamaño y peso y sobre todo el tener un factor de autodescarga muy reducido que las protege del efecto memoria de las baterías pudiendo cargarse sin necesidad de haber sido descargadas etc. Sin embargo no admiten descargas completas sufriendo mucho cuando estas ocurren y no soportan bien los cambios de temperatura.

Características técnicas:

Debido a su uso más extendido, los valores siguientes corresponden a las baterías de Ión de Litio con ánodo de LiCoO₂ y cátodo de grafito.

- Tensión nominal (VDC): 3.7
- Tensión en circuito abierto (VDC): 4.1
- Eficiencia: ~ 89%
- Energía específica (Wh/kg): 150
- Densidad de energía (Wh/L): 400
- Densidad de potencia: Moderada; alta en diseños prismáticos
- Tasa de autodescarga (% por mes): 2
- Temperatura de trabajo (°C): -20 ~ 50
- DOD del 100% ~ 3000 ciclos de carga-descarga
- DOD entre 20% y 40% > 20000 ciclos de carga-descarga

Esta batería es la que resulta más económicamente factible para almacenamientos de varios MW.

Baterías de polímero de litio (Li-Po)

Las baterías de litio polímero se diferencian del resto en el electrolito empleado, se caracterizan por emplear un gel líquido para aumentar la conductividad y su capacidad frente a li-ion es menor. Al tratarse de baterías sin líquidos totalmente en estado sólido no tiene problemas para empaquetarse de cualquier forma

Como todas las baterías que se han estudiado anteriormente esta batería también está formada por celdas y cada celda tiene que tener un ánodo y un cátodo, En las baterías LiPo el ánodo consiste en una lámina de litio metálica delgada y el cátodo consiste en un material compuesto de capas intercaladas de óxido de vanadio, carbono, sal de litio y polímeros perfectamente separados en láminas sobre una hoja de aluminio que sirve de colector.

Como se ha explicado anteriormente el aspecto diferenciador de las baterías Li-Po es el electrolito sólido y seco, fabricado a partir de una membrana que sirve de separador entre ánodo y cátodo normalmente estará formado de una matriz polimérica con sales de litio relleno los intersticios.

Sus características técnicas son realmente parecidas a las de Li-ion con la diferencia de que las de Lipo son más flexibles a la hora de introducirlas en dispositivos pero como contrapartida son más inflamables y explotan con relativa facilidad.

Esta batería tampoco es válida para almacenamientos de grandes potencias de hecho fue creada para aplicaciones que necesitaran baterías más ligeras como los drones.

Baterías de NaS

Entra las tecnologías existentes de almacenamiento en forma electroquímica las baterías de sodio-azufre tienen gran importancia dado que son el sistema de almacenamiento electroquímico más extendido.

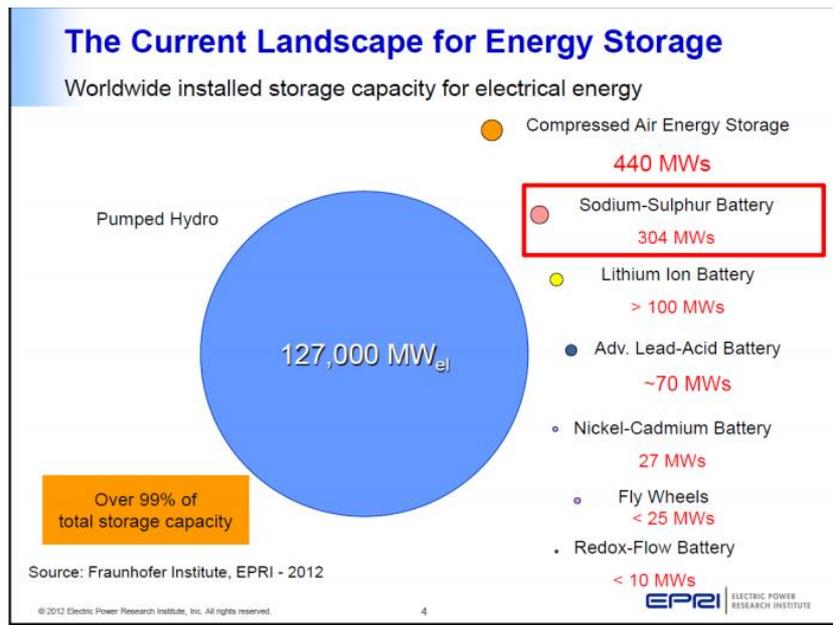


Figura 3.6 Potencia instalada de almacenamiento eléctrico a nivel mundial.

En la electroquímica de las celdas de las baterías NaS son necesarios componentes cerámicos. En estas baterías el electrolito sólido beta – alúmina es cerámico y debe conducir iones Na^+ , además de como electrolito actúa como electrodo positivo y negativo del azufre y sodio. La importancia de este electrolito es muy grande y debe presentar alta resistencia, baja resistividad y una gran estabilidad dimensional.

La temperatura operativa de las celdas de sodio y azufre está alrededor de 300°C durante la descarga el sodio se oxida formando iones Na^+ y los cationes se mueven a través del electrolito y se combinan con el azufre reducido del electrodo positivo formando pentasulfuro de sodio.

El sodio que es el electrodo negativo está en el centro rodeado del electrolito que se encuentra inmerso en el electrodo positivo el azufre.

Respecto a las características de las baterías NaS, las principales ventajas de estas baterías son en primer lugar su alta energía específica muy superior a las demás, su alta eficiencia de carga y descarga alrededor del 90% y un ciclo de vida largo aparte de sus bajos costes relativos.

Respecto a su problemática, en primer lugar debería de destacarse su alta temperatura de operación de 300 a 350°C y la naturaleza corrosiva de los polisulfuros de sodio aunque también suponen un problema sus ciclos de vida no demasiado elevados respecto a las baterías de ion litio por ejemplo y la corrosión del recipiente y conectores.

- Tensión nominal (VDC): 2
- Tensión en circuito abierto (VDC): 2.08
- Eficiencia: ~ 89%
- Energía específica (Wh/kg): 170
- Densidad de energía (Wh/L): 345
- Temperatura de trabajo ($^\circ\text{C}$): 300 ~ 350
- Altura: 515 mm Diámetro: 91 mm
- Peso: 5.5 kg

Existen varios proyectos que hacen uso de esta tecnología y son una opción real para el almacenamiento a gran escala.

3.4.3. Proyectos actuales.

Respecto a los ejemplos de aplicación del almacenamiento existe un aspecto importante y es que las tecnologías 3,4 etc. en potencia instalada son de almacenamiento en baterías. Por lo es interesante hablar de al menos dos ejemplos de aplicación de tanto Baterías de NaS como de las de Ion-Li que son las otras que se han utilizado para su aplicación en parques eólicos a gran escala, también es importante destacar que diversas publicaciones señalan a la batería redox de vanadio como el futuro del almacenamiento de energías renovables [12] debido principalmente a su alta capacidad de respuesta en carga/descarga, diseño de capacidad energética y potencia independiente y sus bajas pérdidas por autocarga [12]

Proyecto Rokkasso baterías de NaS

El proyecto que vamos a tratar con esta tecnología de almacenamiento es el de rokkasso en Japón se trata de almacenamiento mediante baterías de NaS. Existen 51 MW de potencia eólica y se han instalado 34 MW de baterías y 235 MWh que ocupan un espacio total de 82 por 34 metros estando instaladas en bloques de 2 MW de potencia con un total de 17 bloques.

Cada una de las celdas de 1 MW que componen los bloques será de la siguiente forma:

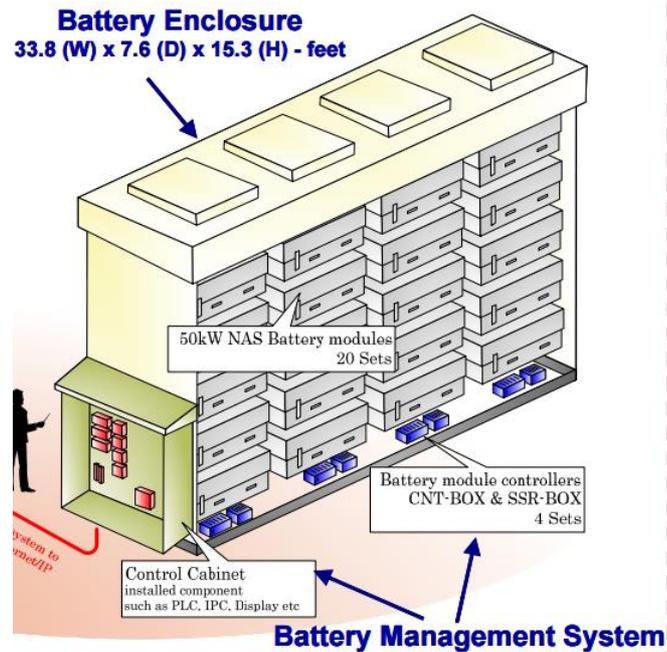


Figura 3.7 Estructura de batería de sulfuro de sodio.

y además de lo que es propiamente el almacenamiento habrá dos sistemas de PCS (Power conversión System).

Proyecto tehachapi wind energy storage project.

Este proyecto de almacenamiento en forma de baterías de ion litio se ha llevado a cabo en el Área de aprovechamiento eólico Tehachapi una de las mayores áreas de aprovechamiento eólico en el mundo con unos 4500MW eólicos, esta área está situada concretamente al sur de California.

El proyecto de almacenamiento tiene una potencia total de 8 MW y una capacidad de 32MWh y tiene como objetivo ayudar a la estabilidad de la red y la regulación de frecuencia, así como lograr una mejor integración de la energía renovable.

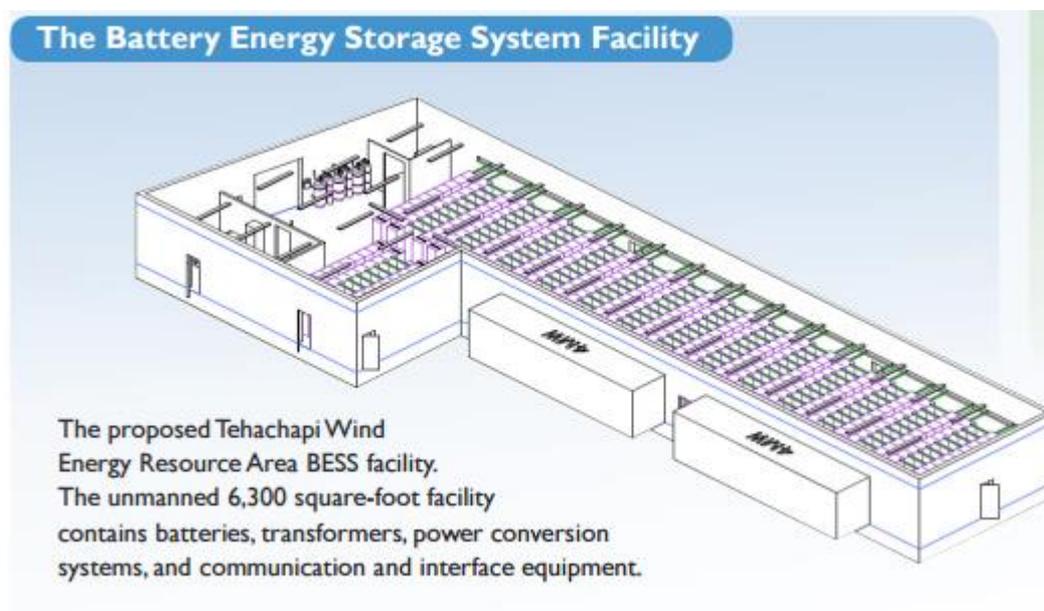


Figura 3.8 Sistema de almacenamiento electroquímico de Tehachapi.

3.5. Comparación de tecnologías.

En este apartado vamos a realizar un resumen de las ventajas y desventajas de las diferentes opciones de almacenamiento existentes que pueden tener cierta sinergia con un parque eólico, empezando por las dos más comunes como son el bombeo y el aire comprimido y comparándolas con otras tecnologías que si bien son menos frecuentes y menos viables económicamente actualmente, serán con toda seguridad en algunos años la opción más viable, dada su rápida evolución y reducción de sus costes. Tabla 3-3 ventajas y desventajas de los sistemas de almacenamiento.

Tabla 3-1 ventajas y desventajas de los sistemas de almacenamiento.		
	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Aire comprimido	Bajo coste, tamaño flexible y de gran escala	Requiere una geología determinada
	Tecnología madura con diseños bien desarrollados	dificil de modular para instalaciones más pequeñas
	Aprovecha las turbinas de gas existentes.	baja densidad de energía
		Expuesto a los cambios de precio del gas natural
Bombeo	Tecnología madura	Baja densidad de energía
	Gran capacidad de escalado en cuanto a potencia	Sitios adecuados limitados
Volantes de inercia	Alta densidad de carga, escalabilidad.	baja capacidad de energía
	Diseños compactos con motor AC integrado	Generación de calor elevada
Baterias Acido plomo	Técnología madura, infraestructura de reciclaje	Poca capacidad para operar a media carga.
		Relativamente baja capacidad de descarga y vida util.
Baterias ion litio	Multitud de industrias que dependen de ella.	Relatvamente alto coste
	Densidad de energía y potencia elevadas	Requiere altas habilidades de fabricación para lograr un buen desempeño
Baterias sodio	Técnología relativamente madura	Altos costes
	Alta capacidad energetica y larga duración	Operan a alta temperatura pueden inflamarse facil.
Baterias Zinc	Bajo coste	No han sido probadas comercialmente

4. COSTES DE LAS TECNOLOGÍAS

Una parte importante en cuanto a las tecnologías de almacenamiento es el coste que tiene su desarrollo, en este apartado se van a estudiar los costes de cada tecnología basándose en fuentes bibliográficas de modo que se pueda llegar a la conclusión de cuál es la tecnología que hoy en día está resultando la más competitiva para la integración tanto de las renovables y de apoyo de diversos sistemas de la red eléctrica, dado que ambos casos serán los principales casos de estudio de este TFM es decir, que ocurre si tengo almacenamiento asociado a un parque eólico y también evaluar qué beneficios obtendría si lo disociara y trasladara el almacenamiento a otro nudo distinto, por supuesto todos los datos abajo mostrados son datos sin ayudas económicas estatales o de otra clase.

		\$/kWh min	\$/kWh max
SISTEMA DE TRANSMISION	Aire comprimido	192	192
	bombeo	188	274
	baterias acido	461	1429
	baterias litio	347	739
	baterias sodio	396	1079
	baterias zinc	230	376
	Hidrogeno	360	490

		\$/kWh min	\$/kWh max
INTEGRACION EOLICA	Aire comprimido	192	192
	bombeo	188	274
	baterias acido	461	1429
	baterias litio	347	739
	baterias sodio	396	1079
	baterias zinc	230	376

Los costes previos se pueden separar de la siguiente forma, en cuanto al aire comprimido los 192\$/kWh se dividen en unos 79 dólares de capital inicial de la tecnología, 15 \$/kWh de mantenimiento a lo largo de su vida útil y 88 \$/kWh de costes de operación por último también las tasas estatales se deben de tener en cuenta que pueden suponer unos 10\$/kWh aproximadamente

En las tablas superiores también se observa que las dos tecnologías más económicamente rentables desde un punto de vista operativo son el aire comprimido y el almacenamiento hidráulico con un mínimo cercano a los 188\$/Mwh y un máximo de 274\$/MWh en el caso de la hidráulica y un poco más alto que el mínimo marcado por el aire comprimido, pero con unos precios con un rango de variación menor el aire comprimido con 192\$/MWh.

En la siguiente tabla se puede observar el desglose de costes y la suma de los mismos para un CAES de 300 MW según la aplicación a la que se asigne.

	Regulación y control	Cambio de carga	Evitar paros de producción	Time shifting
Capacidad(MWh)	2400	3000	12000	3000
Costes iniciales(\$/kW)	450	450	528	528
Costes de O&M	21,5	71,8	32,4	36,7
Costes totales	471,5	521,8	560,4	564,7

Se debe destacar también la alta dependencia en cuanto al coste de inversión del CAES o almacenamiento en aire comprimido, como se puede observar en la tabla de debajo de la geología.

GEOLOGIA	COSTES
Caverna de sal (solución)	1\$/kWh
Caverna de sal (seca)	10\$/kWh
Roca dura	30\$/kWh
Roca porosa	0,1\$/kWh
Minas de carbon abandonadas	10\$/kWh

En la siguiente tabla se pueden observar los costes de dos centrales de bombeo una más pequeña con un rango de 280 a 530 MW y otra mayor con un rango de 900 a 1400 MW, además destaca en primer lugar que la

capacidad aumenta con el aumento de potencia aunque esto no tendría por qué ser de esta manera, simplemente ocurre en estas centrales y que los costes totales de la central de bombeo pequeña son mucho mayores que los de la central de bombeo grande, el porqué de esto tiene que ver con la disminución en los costes de los materiales, logística etc. al realizar una obra a gran escala.

. Tabla 4-4 Características y costes centrales de bombeo		
	Central de bombeo pequeña	Central de bombeo grande
Madurez	madura	madura
Capacidad(MWh)	1680-5300	5400-14000
Potencia(MW)	280-530	900-1400
Duración(h)	06-oct	43014
Eficiencia(%)	80-82	80-82
Tiempo de vida	>13000	>13000
Costes totales	2500-4300	1500-2700
Costes	420-430	250-270

La siguiente tecnología que consigue acercarse a esta rentabilidad es la batería de zinc con un rango de entre 234\$/MWh a 414\$/MWh

Se puede observar en la tabla inferior algunas características económicas de este tipo de baterías siendo esta tabla referente a un sistema de 50 KW y 100KWh situado en New York.

	Soprote angular	Calidad de potencia de corta duración
Capacidad(MWh)	0,003	0,006
Costes iniciales(\$/kW)	639	639
Costes de O&M	22,2	35,2
Costes totales	6,4	6,4

En la tabla de abajo se estudia otra de las tecnologías más relevantes des de un punto de vista económico si bien extremadamente situacional, el almacenamiento de hidrogeno con un rango de 290\$/MWh a 350\$/MWh y siendo el resto de baterías como las de sodio que se pueden observar a continuación definitivamente más costosas, se observa que los costes marcados son superiores a los que se han señalado en la tabla resumen de costes de este apartado, esto sucede porque el potencia instalada es significativamente menor por lo que los costes son mayores.

	Integración renovable	Soprote T&D	Calidad de potencia y fiabilidad
Madurez			
Capacidad(MWh)	250	5 a 50	0,625 a 2,5
Potencia(MW)	50	1 a 10	0,125 a 0,5
Duración(h)	5	5	5
Eficiencia(%)	0,6	60% a 65%	80% a 82%
Tiempo de vida	>10000	>10000	>10000
Costes totales	1450-1750	1670 -2015	2200-2420
Costes	290-350	340-1350	440-485

Tabla 4-7 Características y costes de las baterías NaS		
	NaS integración de renovables	NaS Calidad de potencia y fiabilidad
Madurez	Comercial	Comercial
Capacidad(MWh)	300	7,2
Potencia(MW)	50	1
Duración(h)	6	7,2
Eficiencia (%)	0,75	0,75
Tiempo de vida	4500	4500
Costes totales	3100 a 3300	3200-4000
Costes	520 a 550	445 a 555

De esto se saca una conclusión, las tecnologías operativamente más rentables son extremadamente situacionales y por el momento la única tecnología que se acerca a esa rentabilidad es son las baterías de zinc pero aún falta mucho camino por recorrer para que una batería electroquímica pueda hacer frente tanto al CAES como a las centrales de bombeo en almacenamiento de energía tanto para apoyo a un sistema de energía renovable como un parque eólico o para apoyar en la transmisión de energía eléctrica.

5. OPERACIÓN ÓPTIMA VIENTO-BOMBEO

5.1. El problema de optimización

El problema en cuestión es un problema de programación lineal, y tiene como objetivo el maximizar el beneficio obtenido mediante la operación del parque eólico y más concretamente mediante la asociación del mismo con un almacenamiento que consistirá en un sistema de bombeo de 22 MW de potencia cuyo objetivo principal es dotar a este parque eólico de flexibilidad a la hora de soltar la energía a la red de modo que se pueda vender la energía en los periodos en los que el precio del kWh es mayor y almacenarla cuando es menor.

A continuación, estudiaremos por qué elementos está constituida la planta de bombeo que hará la función de almacenamiento, la estructura es la misma que la que se ha explicado anteriormente en el apartado correspondiente a las plantas de bombeo, pero conviene particularizarlo y recordarlo

El sistema de almacenamiento eólico que se propone en este TFM tiene las siguientes partes:

- Un generador// bomba: una turbina hidroeléctrica que convierte la energía mecánica del agua en energía eléctrica y viceversa es decir que también sea capaz de bombear el agua hacia la parte superior del embalse de modo que no sea necesario tener dos máquinas funcionando con el elevado coste que ello conllevaría.
- Reservas de agua: Existirán dos reservas de agua una superior con una capacidad total de 22 MW y otra inferior con una capacidad que no se define en el problema pero que deberá de ser como mínimo de 22MW, si bien es cierto que esta capacidad máxima irá variando a lo largo del problema para probar diferentes aspectos como por ejemplo hasta qué punto influye el tener un almacenamiento más pequeño en cubrir la demanda eléctrica o si es posible que finalmente no se pueda cubrir por ser la potencia del sistema demasiado reducida.

En primer lugar se va a estudiar cómo se comporta el almacenamiento en caso de tener que inyectar a Red sin tener una demanda fija que cubrir y en segundo lugar el caso de que sea necesario cubrir una demanda mínima que como se ha visto previamente diferirá un poco en el método respecto al anterior, en cualquier caso se irán realizando test modificando diferentes parámetros del problema y en cada uno de ellos se indicará si existe una curva de la demanda que se debe de seguir o en el caso contrario todo lo generado se puede inyectar a la red y los únicos parámetros que hacen que el sistema de baterías se cargue o descargue serán las propias limitaciones de las líneas.

5.1.1.Descripción del modelo.

El problema de optimización está basado en las ecuaciones que vienen a continuación, es importante señalar asimismo que estas ecuaciones han sido obtenidas de un paper de investigación [14] en el que los dos autores plantean el problema y lo resuelven con el programa MATLAB.

Ecuación general de costes

Esta ecuación modela la relación entre la potencia generada o consumida por la turbina reversible con los costes asociados a las mismas, en este caso el precio del bombeo y el precio de la generación vendrán marcados por dos rangos de precios para cada uno de los periodos o bien 54 euros o 104 euros, también se puede observar en esta ecuación la variable de holgura E_p que modela la posibilidad de que el beneficio de la operación se pueda maximizar en caso de que el embalse tuviese un límite superior más alto del que se fija en el problema.

La ecuación sería la siguiente:

$$\max \sum_i^t (C_i P_i - C_p P_{pi}) - E_p * 1000 \quad (5 - 1)$$

Y así sería modelada en el programa GAMS:

$$B = E = \text{SUM}(t, (P_s(t) * pr(t)) - (P_c(t) * pr(t)) - (E_p * 1000)) \quad (5 - 2)$$

Ecuación de potencia total inyectada a red

Esta ecuación relaciona la potencia inyectada a red por el parque eólico y la debida a la generación hidráulica mediante el agua que previamente se ha bombeado a un embalse superior, es decir P_i es la suma de toda la potencia que se inyecta a la red.

$$P_i = P_{wi} + P_{hi} \quad (5 - 3)$$

Y en GAMS su modelado sería el siguiente:

$$P_s(t) = E = P_w(t) + (P_h(t)) \quad (5 - 4)$$

Ecuación de potencia de viento disponible

La potencia generada en los aerogeneradores puede ser usada de diferentes maneras, en primer lugar puede ser inyectada directamente a red en el supuesto de que sea necesaria o bien los precios sean competitivos y en caso contrario podría almacenarse para usarse posteriormente o bien si esto no fuera posible descartarse.

$$P_{vi} = P_{wi} + P_{pi} + P_{DLi} \quad (5 - 5)$$

Y el modelado de la ecuación en GAMS sería de este modo:

$$pv(t) = E = Pw(t) + Pdl(t) + Pc(t); \quad (5 - 6)$$

Ecuación de la energía.

Esta ecuación modeliza la energía contenida en el embalse, es decir la energía que está contenida en el mismo en un determinado momento será igual a la que había en el instante anterior más la energía del agua que se halla almacenado en ese instante o menos la energía del agua que se haya liberado para producir energía.

$$E_{i+1} = E_i + t \left(\mu_p P_{pi} - \frac{P_{hi}}{\mu_h} \right) \quad (5 - 7)$$

La ecuación en GAMS será la siguiente:

$$E(t+1) = E = (E(t) + (rend1 * Pc(t)) - (Ph(t) / rend2)) \quad (5 - 8)$$

Ecuación Variable de holgura

Esta ecuación tiene sentido en el caso de tener que seguir una demanda sin una ayuda adicional de generadores diésel, por ejemplo, en este caso el problema sería irresoluble si el tamaño del embalse no fuera suficiente para cubrir la demanda, pero sin embargo añadiéndole a un problema esta variable de holgura podemos saber exactamente qué tamaño debería de tener el embalse para que esto fuera posible.

$$E_{n+1} = E_{n+1}^{esp} \quad (5 - 9)$$

Esta ecuación será de la siguiente manera en el programa GAMS.

$$E(t) = L = pmaxemb + Ep$$

Ecuación balance de potencia.

Esta ecuación es única del supuesto de tener que seguir una demanda específica y tiene como objetivo que la producción se adecue a la demanda es decir que cubra los MW requeridos por una población o industria.

$$P_i - \text{demin}(t) = 0 \quad (5 - 10)$$

La ecuación correspondiente de GAMS será:

$$\text{Ps}(t) - \text{demin}(t) = 0; \quad (5 - 11)$$

Las siguientes ecuaciones modelaran las restricciones de las variables.

Ecuación limitación potencia por red.

La potencia de la red está limitada por la potencia máxima y mínima que puede transportar en este caso la potencia mínima será 0 por lo que solo será necesario definir la potencia máxima.

$$P_{Li} \leq P_i \leq P_{ex_i} \quad (5 - 12)$$

$$\text{Ps.up}(t) = \text{pmaxint}; \quad (5 - 13)$$

Y Ps estará limitada inferiormente por 0 al ser declarada como una variable positiva.

Ecuación limitación potencia generador

La potencia de la red está limitada por la potencia máxima y mínima de la turbina actuando como generador.

$$P_{hm} \leq P_{hi} \leq P_{hM} \quad (5 - 14)$$

$$\text{ph.up}(t) = \text{pmaxgen}; \quad (5 - 15)$$

Y pH estará limitada inferiormente por 0 al ser declarada como una variable positiva.

Ecuación limitación potencia bombeo

La potencia está limitada por la potencia máxima y mínima de la turbina actuando como bomba o como generador.

$$P_{p^m} \leq P_{pi} \leq P_{p^M} \quad (5 - 16)$$

Ecuación limitación potencia bombeo

La última ecuación de este tipo es la ecuación que limita la Energía contenida en el embalse a el rango comprendido entre 0 y su capacidad máxima más la variable de holgura en caso de que sea necesario para cubrir la demanda que el embalse sea más grande.

$$0 \leq E_i \leq (E^m + \Delta E^M) \quad (5 - 17)$$

$$E.\text{up}(t) = p_{\text{maxemb}}; \quad (5 - 18)$$

Variables mayores que 0

Esta ecuación implica que las variables tanto de potencia descartada como de incremento de energía en el embalse que ya hemos explicado previamente tienen que ser.

$$(P_{DL}, \Delta E) > 0, \quad i = 1 \dots \quad (5 - 19)$$

5.2. Resultados

Como se ha explicado previamente los resultados estarán divididos en dos partes en primer lugar una primera parte en la que se realizará una simulación de la inyección directa de la potencia producida a red con el sistema de bombeo intentando maximizar el beneficio, en este supuesto la demanda será en todos los sets mayor que la energía que se puede ceder a la red. Y una segunda parte que modela como se comportaría el parque eólico y la central de bombeo en caso de que fuera necesario cubrir una determinada demanda, en este caso la energía generada será igual a la energía que se puede ceder a red.

Para comenzar es importante señalar algunos aspectos del problema de optimización como por ejemplo el número de horas de duración del modelo será de 48 horas es decir dos días, esto está justificado dado que los actuales modelos de predicción permiten una estimación ajustada hasta este rango horario [15] El parque eólico en cuestión tendrá una potencia de 11 MW y el doble es decir 22MW la planta de bombeo además esta tendrá a su vez una eficiencia global de 0,86 es decir 0,95 de eficiencia general, tanto en bombeo como en turbinado.

Así mismo los niveles del embalse en el momento inicial y final serán 0 salvo cambio específico para probar algunas situaciones como se explicará posteriormente y existirán diversas limitaciones como por ejemplo que la potencia máxima que puede intercambiarse con la red será de 6MW y los niveles máximos de potencia tanto de turbinado como de bombeo serán 2MW

En la siguiente figura podemos ver la predicción de viento para las 48 horas que vamos a estudiar

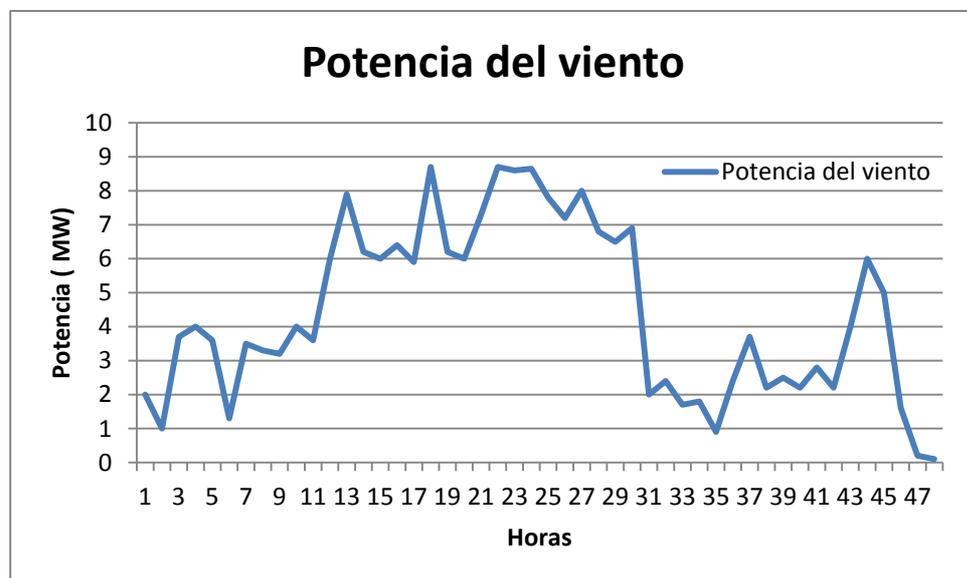


Figura 5.1 Potencia del viento en 48 h

Se observa en la figura la potencia prevista que se espera que produzca el parque eólico (MW) en los dos días de estudio.

En tabla inferior, se puede observar el coste de la energía. Este tendrá como se puede observar dos periodos de coste fijo 54 €/MWh y 104€/MWh respectivamente, el porqué de estos valores compartidos tanto en el bombeo como en la producción de energía, está justificada dado que son los valores que utilizan en el paper anteriormente mencionado y de este modo se puede comprobar que los resultados son similares. Además, este sistema está basado en la remuneración de los parques eólicos de Portugal centrándose en la ley sobre retribuciones en generación eólica vigente en el año 2004.



Figura 5.2 Coste de la energía

Y en la figura superior se puede observar el coste de la energía, este tendrá como se puede observar dos periodos de coste fijo 54 €/MWh y 104€/MWh respectivamente, el porqué de estos valores compartidos tanto en el bombeo como en la producción de energía es su uso en el paper que se ha tomado como base para este trabajo y está basado en la remuneración de los parques eólicos de Portugal centrándose en la ley sobre retribuciones en generación eólica vigente en el año 2004.

En la figura inferior, se observa la relación entre P_w , la potencia del viento que se genera en el parque eólico y la potencia teniendo en cuenta la potencia generada o consumida por el sistema de bombeo, que representa la curva azul. Cuando la curva de potencia del sistema de bombeo se encuentra por debajo de la roja en el periodo de t_{22} a t_{32} lo que implica es que la bomba está trabajando en elevar agua al embalse superior, esto ocurre en el periodo con un coste la energía más reducido (54 €/MWh) y esta energía que se ha almacenado se turbinada poco después cuando llegamos al periodo con un coste del MWh mayor. (104 €/MWh) provocando que la curva azul este por encima de la curva roja.

También se puede observar en la figura anterior el límite de 6MW, que se ha programado para modelar la capacidad máxima de intercambio de la red, esta potencia como puede ver no es superada en ningún momento. En caso de llegar a esta potencia máxima se debería de desconectar los molinos. En el año 2014 se perdió un 8% de la potencia generada por los molinos eólicos españoles [16] debido a este problema que podría solucionarse mediante la instalación de la suficiente capacidad de almacenamiento, en cualquier caso, la idea de este proyecto es lograr precisamente que esto ocurra con la mínima frecuencia posible.

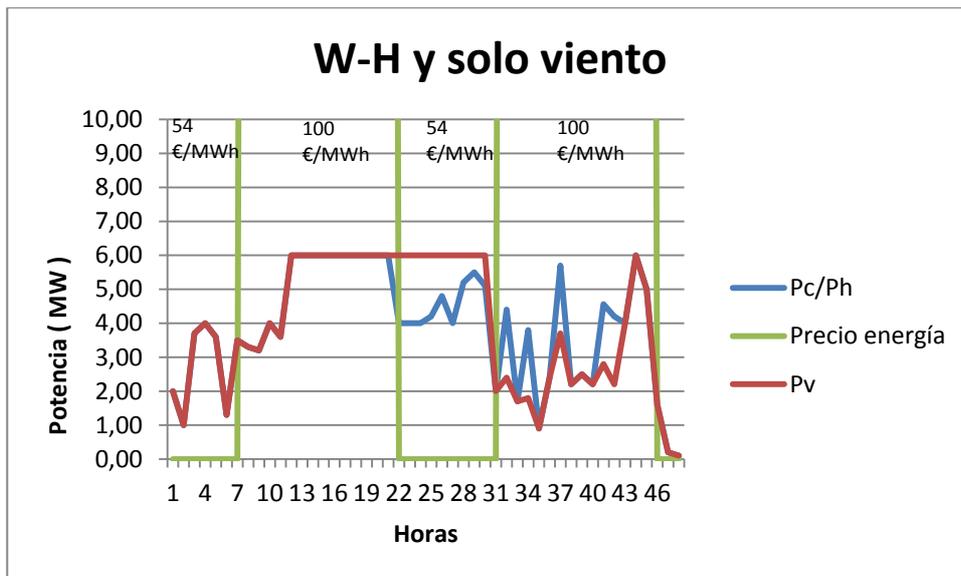


Figura 5.3 Relación entre la potencia cuando se usa únicamente el viento y cuando se usa una central de bombeo.

En la figura inferior se muestra la participación en la inyección final hacia la red de energía del viento y del generador hidráulico por separado, como se puede observar es a partir del periodo 32 cuando el generador hidráulico coincidiendo con la reducción de la energía producida por el viento comienza a inyectar potencia a la red, asimismo se observa que coincide con la subida del precio de la energía de los 54 €/MWh del periodo anterior a los 104 €/MWh del periodo 30.

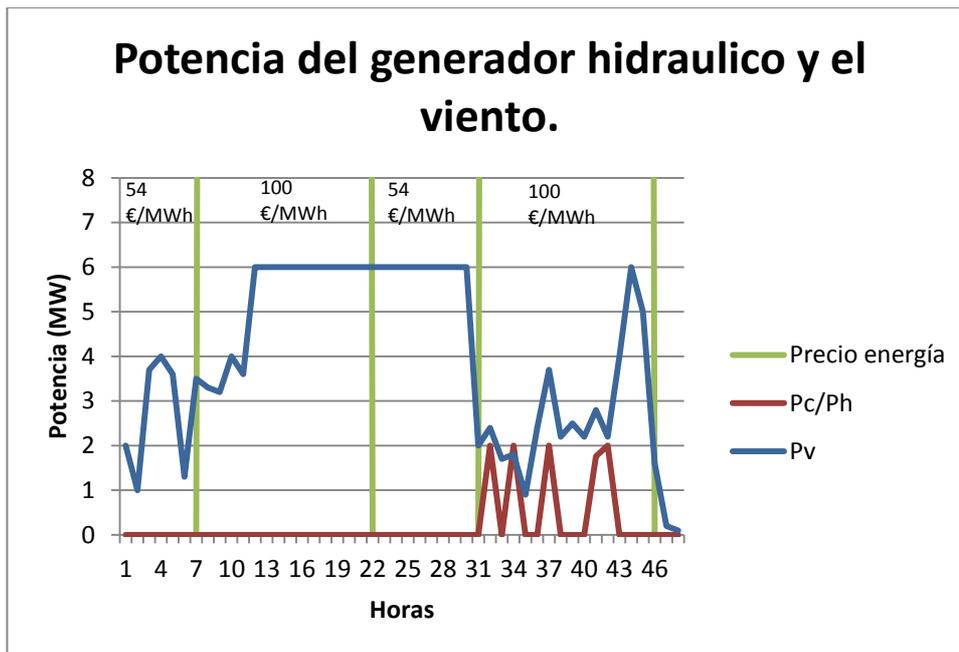


Figura 5.4 Potencia del generador hidráulico frente a la del viento.

Y en la figura siguiente se puede ver mejor exactamente en qué periodos se bombeo o se turбина, como venimos diciendo es en los periodos de menor coste de energía cuando se bombea y esa energía bombeada es utilizada posteriormente en el periodo con un coste superior de energía.

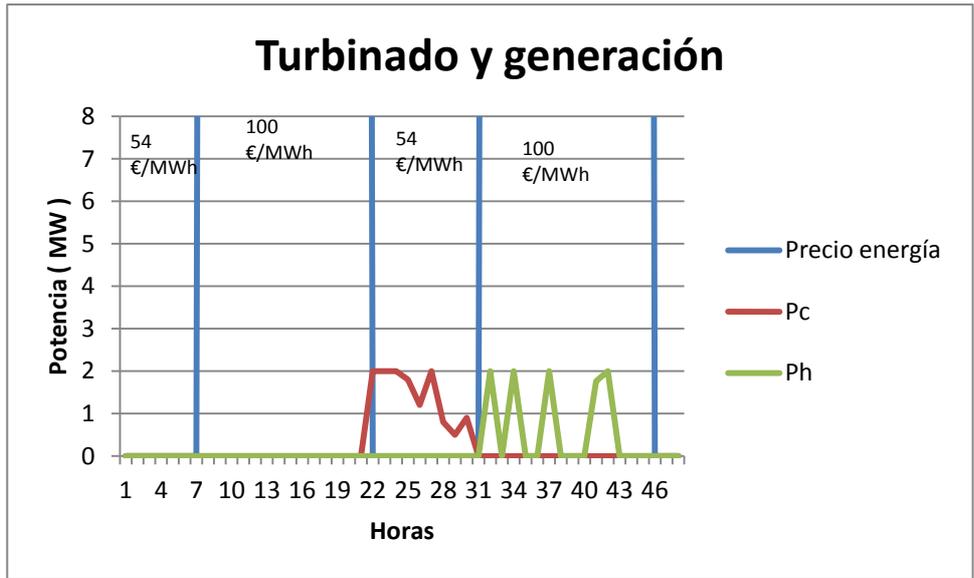


Figura 5.5: Potencia del viento.

La figura 23 muestra la potencia descartada que será la curva roja, y que como se puede observar coincide con la diferencia entre los 6MW de potencia máxima de intercambio con la red y la potencia generada por el generador eólico, la diferencia de forma entre la potencia disponible y la descartada es debida a que parte de la potencia disponible no se descarta sino que bombea al embalse para su posterior utilización.

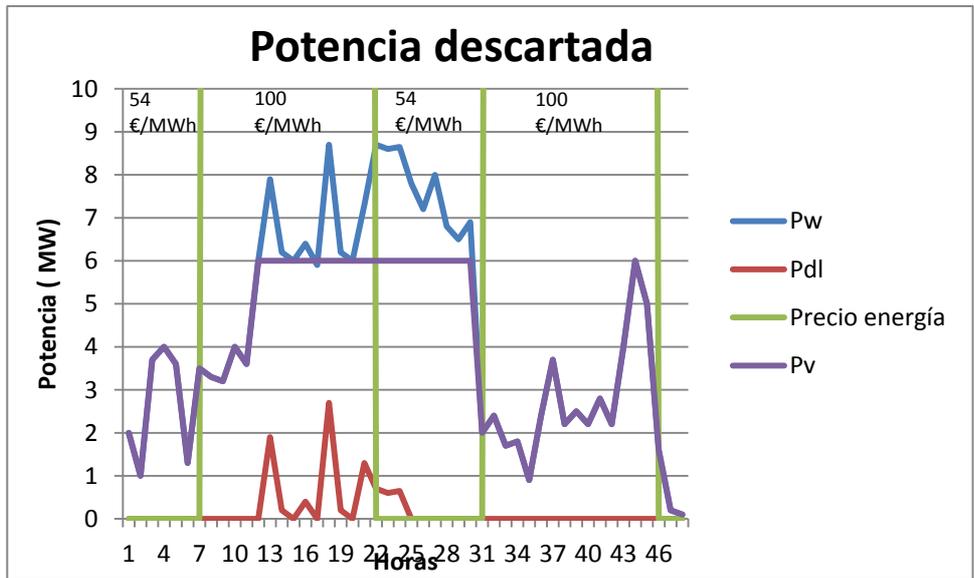


Figura 5.6 Potencia descartada

En la figura 24, que se centra en los niveles de almacenamiento se observa el llenado del embalse y como coincide justo con el periodo con un coste energético inferior y el vaciado en el superior.

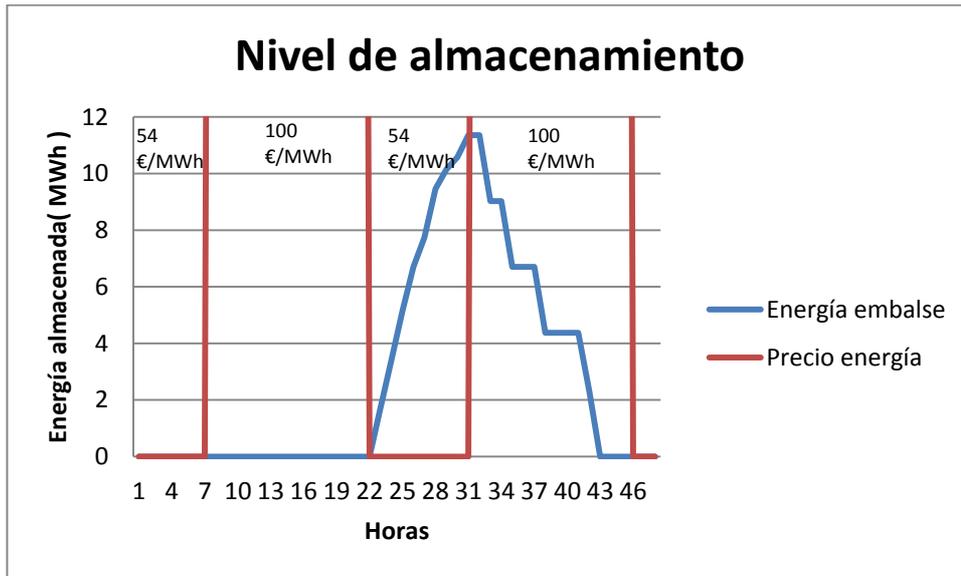


Figura 5.7 Almacenamiento de energía.

La evolución de los beneficios será la siguiente según varíe el límite superior de intercambio de la red será el siguiente:

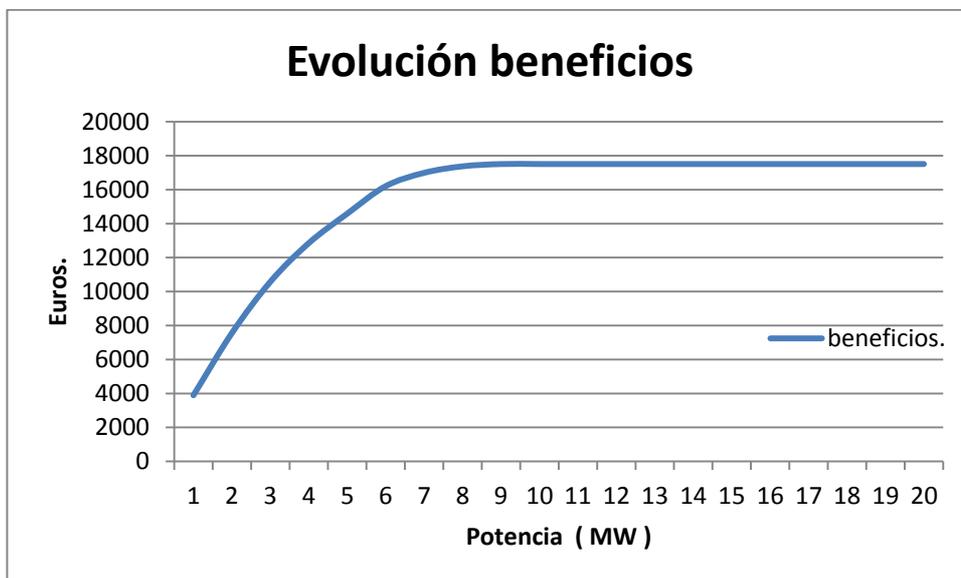


Figura 5.8: Evolución de beneficios.

Esta evolución se debe a que los beneficios van aumentando de manera progresiva hasta que se consigue inyectar toda la energía eólica directamente a la red al relajarse de manera significativa las restricciones.

Todos estos supuestos tratados anteriormente permiten que la inyección del total de energía en la red se realice sin otras restricciones que las propias de la red, sin embargo otra situación que se va a estudiar será el caso de que con la potencia generada por el parque eólico deba de cubrir una determinada demanda, la potencia del viento y los costes serán los mismos que en el caso anterior.

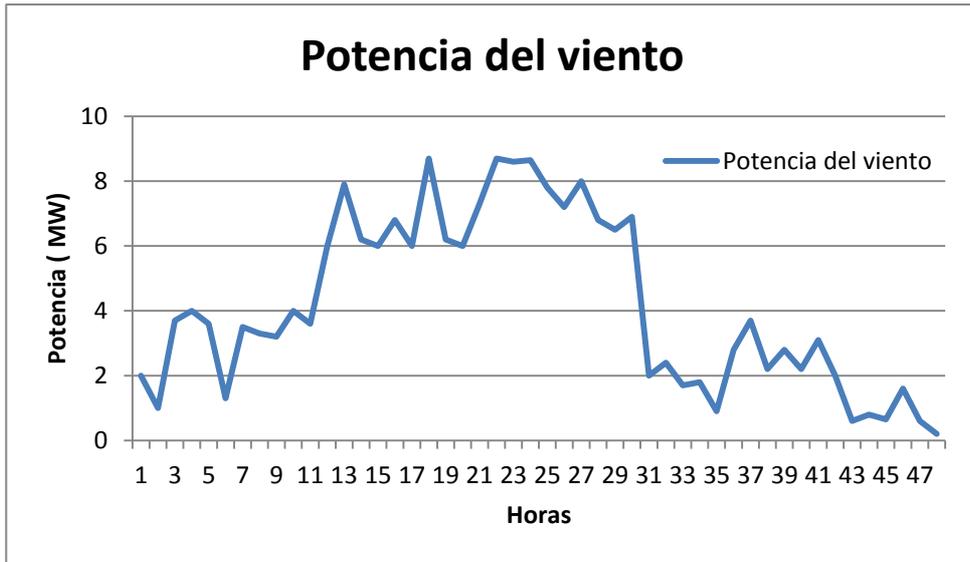


Figura 5.9 Potencia del viento.

Así mismo el coste de la energía también será el mismo en el ejemplo anterior.



Figura 5.10 Coste de la energía

En la siguiente figura se observa la diferencia entre la parque eólico en caso de que se inyectara directamente a red y en el caso de que exista un sistema de almacenamiento hidráulico que permita modificar el momento en el que se genera energía de modo que el beneficio económico pueda ser superior.

Sin embargo al revés del ejemplo anterior en este se observa que la demanda provoca que la generación se desacople del beneficio máximo al priorizar el cubrir la demanda y que por tanto el margen de beneficio sea mucho menor que el caso anterior.

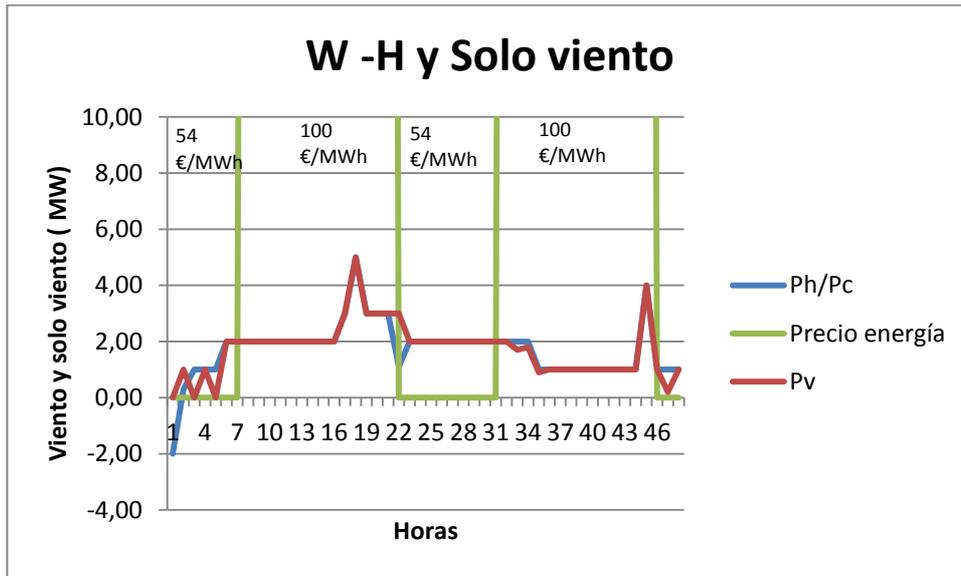


Figura 5.11 Potencia solo viento y potencia con central de bombeo.

En la figura 29, se observan los niveles de almacenamiento y su evolución como se puede observar el almacenamiento se produce principalmente en los periodos de menor coste de la energía eléctrica sin embargo la generación de energía eléctrica se desacopla de la maximización de beneficios al ser necesario cubrir la demanda como se observa en el periodo horario entre el set 4 y el 7 donde se genera energía eléctrica en un periodo con un coste de 54 euros/MWh.

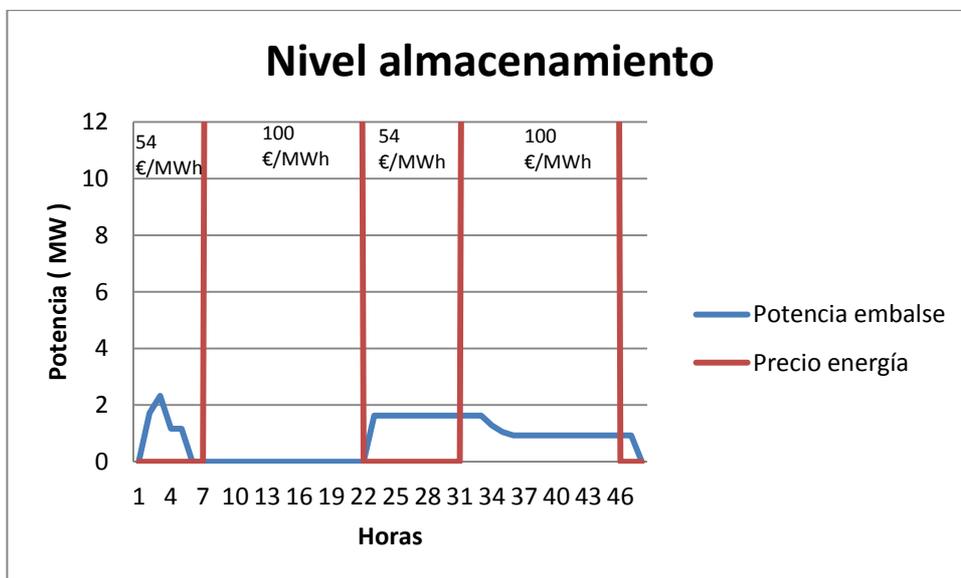


Figura 5.12: Niveles de almacenamiento.

En la figura 30 se observan los outputs de energía eléctrica tanto procedentes directamente tanto del viento como del generador hidráulico, se observa que existen 3 picos de generación que se corresponden con ligeras caídas en la potencia generada con el viento, cubriendo esta falta de potencia mediante la generación hidráulica.

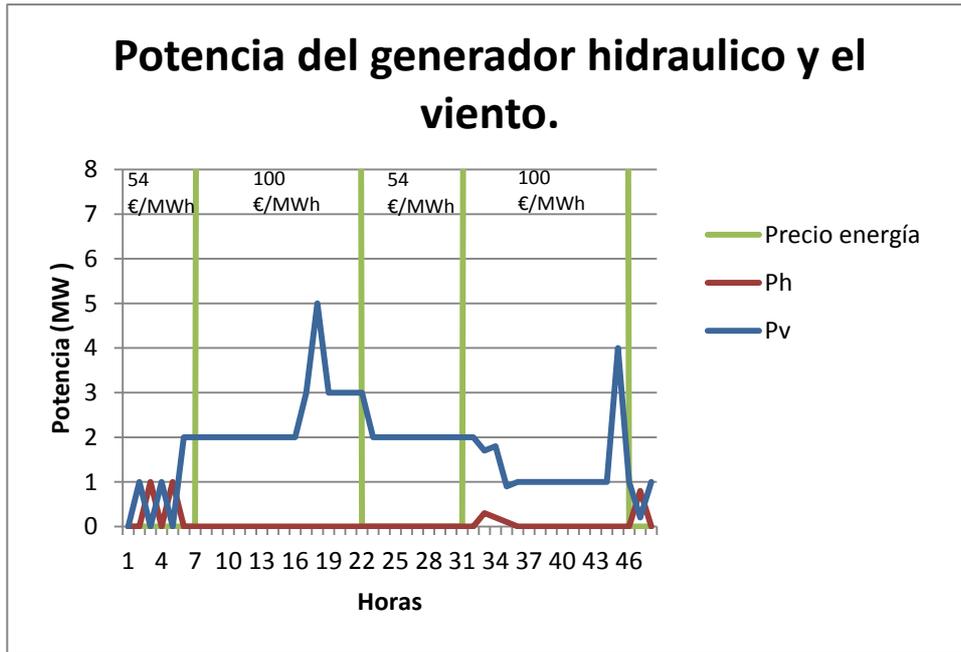


Figura 5.13: Potencia del generador hidráulico frente a la potencia total del viento.

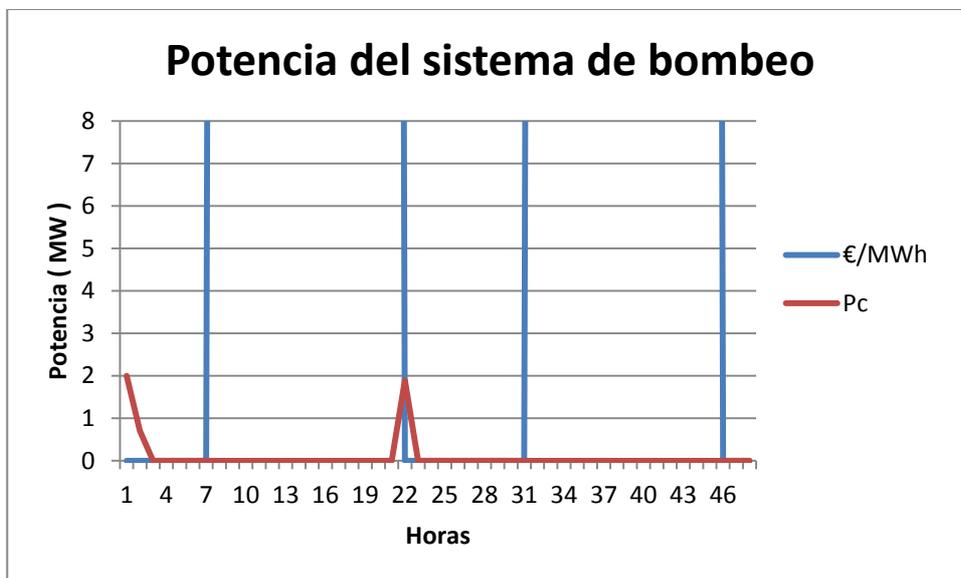


Figura 5.14 Potencia del sistema de bombeo.

Y en la figura previa se puede observar el consumo con su máximo de 2MW alcanzado en el periodo 22, se observan únicamente dos picos de consumo uno que cubre los primeros picos de generación y otro en el que se consume energía para cubrir los dos picos de generación que se observan en la gráfica anterior.

En esta figura 32 la importancia está en la energía descartada que viene marcada por la línea roja, como se puede observar al ser la demanda mucho menor que la energía generada en muchos sets horarios, se observa con respecto a las gráficas anteriores como la potencia descartada se hace 0 en los puntos donde se necesita generación hidroeléctrica al no ser suficiente el aporte de los generadores eólicos.

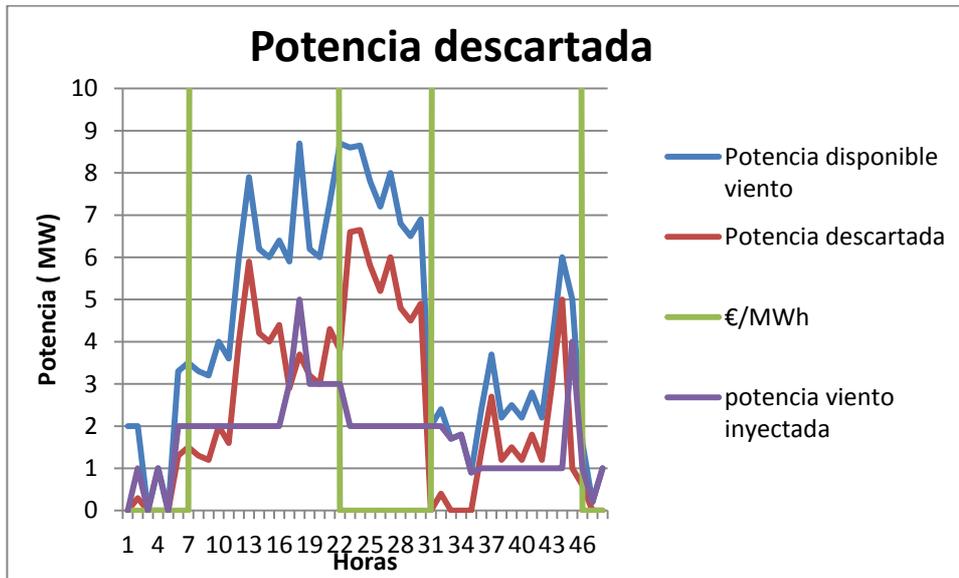


Figura 5.15 Potencia descartada.

Los beneficios comparados con el apartado anterior cambian sustancialmente dado que en este caso si no se puede dar suministro debido a una excesiva limitación en la potencia que se inyecta a la red, supondría un gran inconveniente para el sistema por lo que los beneficios pasarían a un segundo plano de importancia si bien siempre intentando maximizarlos dentro de esos límites.

Por último, vamos a probar el caso de que la energía máxima que contiene el embalse no sea óptima y que para optimizar aún más los beneficios fuera necesario que su capacidad máxima aumentara o disminuyese una cantidad determinada o bien que directamente no se pueda cubrir la demanda con un embalse del tamaño actual, para ello existe la variable E_p que modela el exceso de energía máxima que se puede contener en el embalse.

Para poder observar mejor esto se va a realizar la comparativa entre las gráficas del mismo problema variando únicamente el tamaño del embalse y viendo como aumenta la variable E_p en función de las necesidades de cada situación, los ejemplos serán realizados para el caso de tener que cubrir una demanda.

Cuando el tamaño del embalse es 0 como se observa en la figura inferior, existe una necesidad de creación de un sistema de almacenamiento con el objetivo de maximizar el rendimiento del proceso en el que E_p es una variable que modeliza el aumento de potencia que sería necesario sumar a la ya disponible para que el beneficio del proceso aumentase, en este caso al ser 0 MW la potencia inicial el aumento de potencia sería de 2,326 MW y coincidiría con el nivel óptimo del embalse sería de 2,326 MW, en el siguiente gráfico se observa aún mejor, por qué sigue existiendo una energía E ($E_p=0$) a pesar de que el embalse sea 0 es porque el programa lo que hace es hacer la planificación óptima como si el embalse tuviera el tamaño óptimo a cambio de penalizar los beneficios que en este caso se sitúan en -10445 euros.

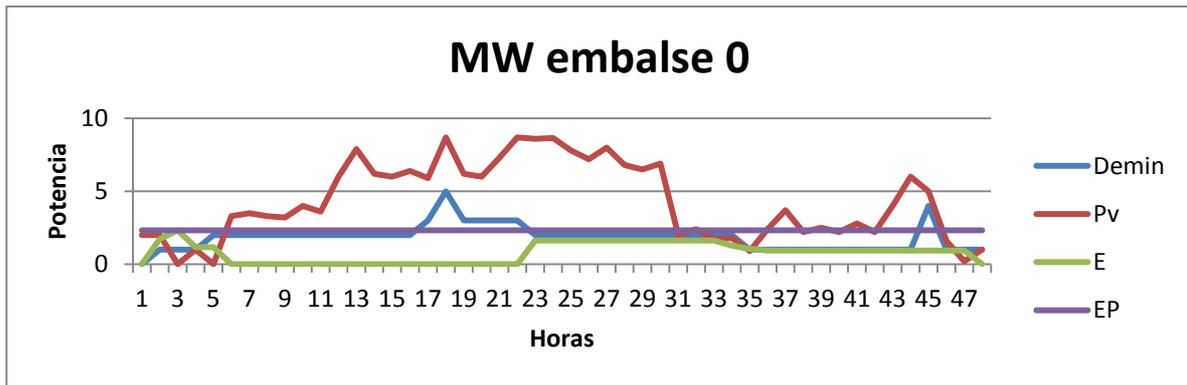


Figura 5.16: Situación sin embalse.

En este caso la capacidad del embalse es de 2 MW es decir que tal y como se describió anteriormente aun no llega al optimo que estaría situado en 2,326MW como se vio en el ejemplo anterior por ello la variable EP es de 0,326MW confirmando lo antes mencionado.

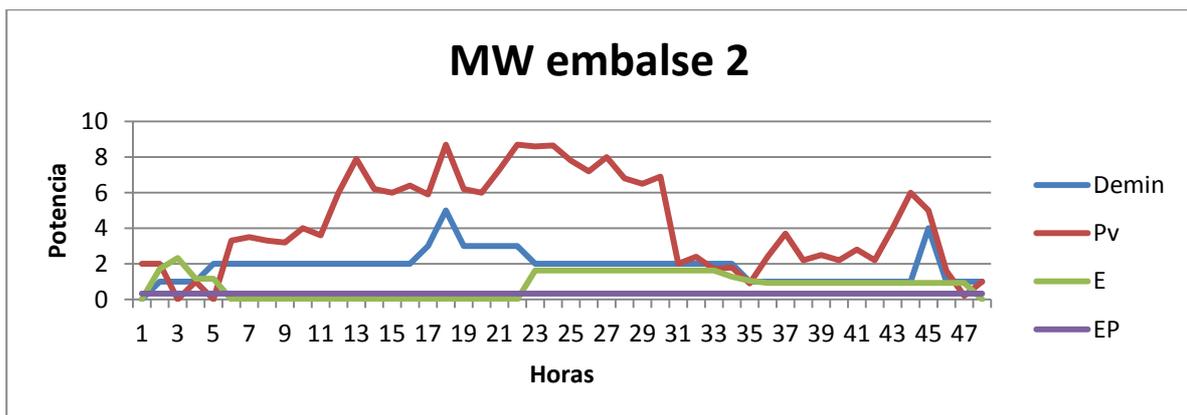


Figura 5.17: Situación sin embalse.

Por último, se va a simular un embalse de 6MW de capacidad lo que sí está por encima del optimo por lo que será suficiente para cubrir la curva de energía optima y por ello no existirá necesidad de aumentar el tamaño del embalse, es decir que Ep será 0

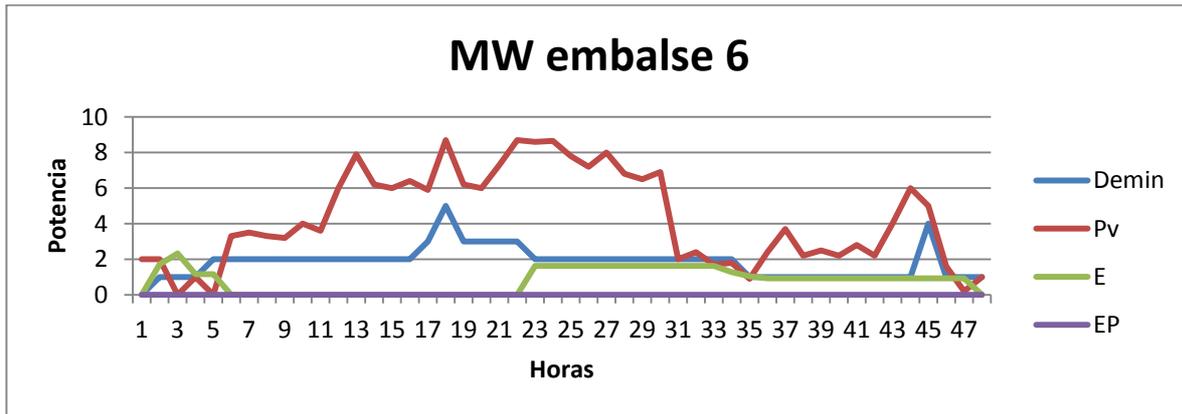


Figura 5.18: Situación sin embalse.

Otro parámetro que resulta interesante a la hora de realizar las simulaciones es el parámetro de la energía que se puede inyectar a red es decir que cantidad de la energía producida por el parque eólico puede pasar por la línea eléctrica que conecta a el parque eólico y el almacenamiento con el sistema y como varía la programación óptima del sistema de almacenamiento en este caso.

Para ello vamos a realizar un total de 3 simulaciones con niveles de capacidad de la red diferentes para ver como evoluciona la curva de carga y descarga del sistema de almacenamiento, se va a probar esto en los dos supuestos de una inyección a red de la máxima energía producida y también en el caso de que se tenga que seguir una demanda dada.

Para ello vamos a realizar simulaciones con 3 capacidades de interconexión a red diferentes que serán de 2, 5 y 10 MW

En la figura 35, se observa cómo evoluciona el intercambio de energía con la red y la potencia que es necesario descartar cuando se limita la potencia que se puede intercambiar con la red a 2 MW como se puede observar la mayor parte de la potencia es descartada al no poder intercambiarse y al estar limitada la cantidad de energía hidráulica que se puede bombear por periodo a 1 MW, lo más interesante de este grafico es la comparación del beneficio con los gráficos posteriores, en este caso el beneficio obtenido es de 7553 euros.

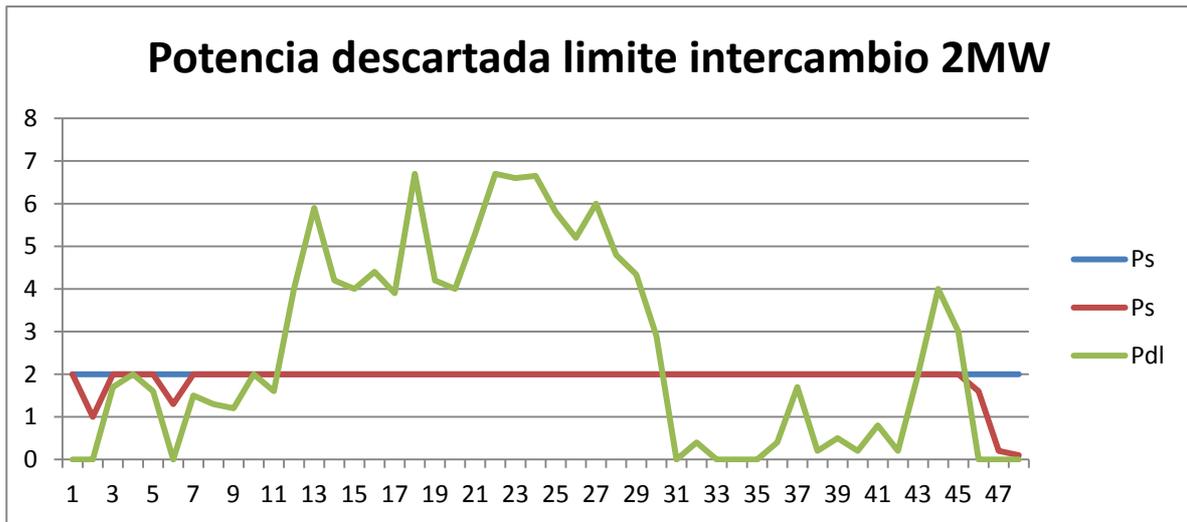


Figura 5.19 Potencia descartada con límite de red 2MW.

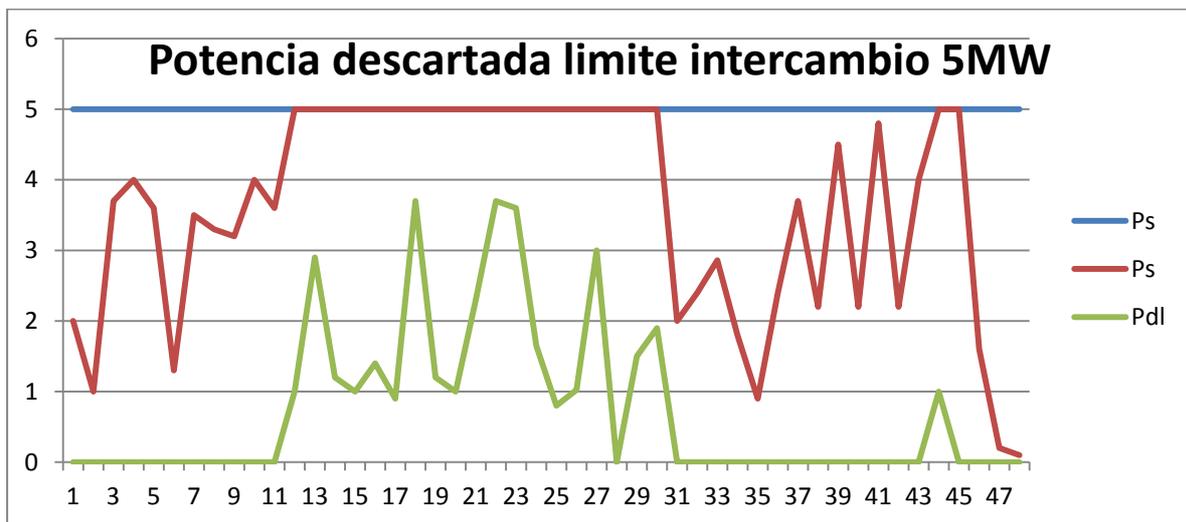


Figura 5.20: Potencia descartada con límite de intercambio 5MW

En la figura superior se puede ver como al aumentar el límite de intercambio de la red, la potencia que es necesario descartar baja de forma considerable, el beneficio obtenido también aumenta de forma importante dado que ahora se puede inyectar a red la mayoría de la energía producida, consiguiéndose un total de 14533

Y por último en la figura anterior se observa que pasaría en el caso de que la capacidad de interconexión de la línea aumentara hasta los 10MW es decir superior al pico máximo de Ps o potencia volcada a la red, en este caso el beneficio aumentaría hasta los 17508 euros

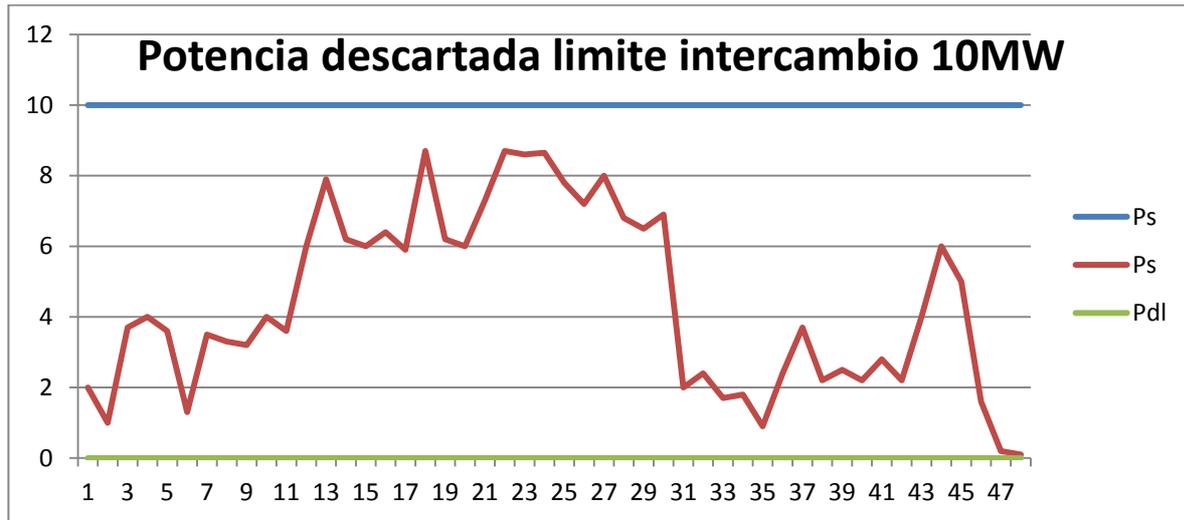


Figura 5.21: Potencia descartada con límite de red 10MW

Y como se puede observar al estar la P_s por debajo de la potencia máxima de intercambio se puede intercambiar el total de la energía generada, esto produce entre otras cosas que la energía que es necesario descartar sea 0 y asimismo la potencia bombeada será también 0.

Por ultimo vamos a estudiar otro supuesto relacionado con los límites que se le fijan a la energía, en el problema inicial, como se puede observar en el mismo la energía se encuentra fijada en 0 en el inicio de las iteraciones y en el final de las mismas, si esto cambia es decir si la $E(t_1)$ cambia del 0 a un valor libre a determinar por el propio programa y comparamos la evolución de la energía contenida en el embalse en ambos, siguiendo la lógica del programa, al dejarse libre la variable de energía inicial el programa debería de fijar la energía inicial contenida en el embalse en la necesaria para complementar la producción eólica sin que fuera necesario bombear energía extra a lo largo de los 23 periodos restantes.

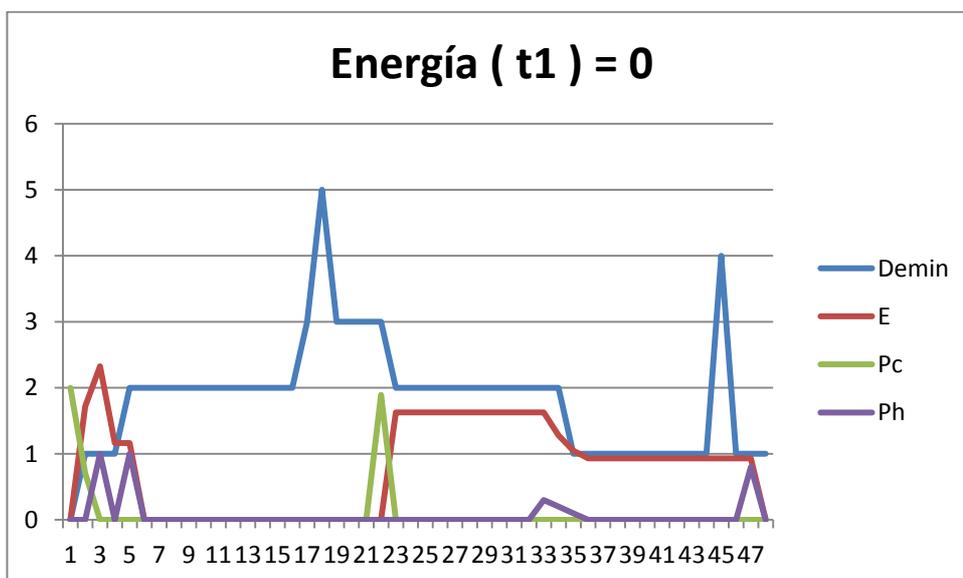


Figura 5.22: Embalse con la energía inicial fijada en 0

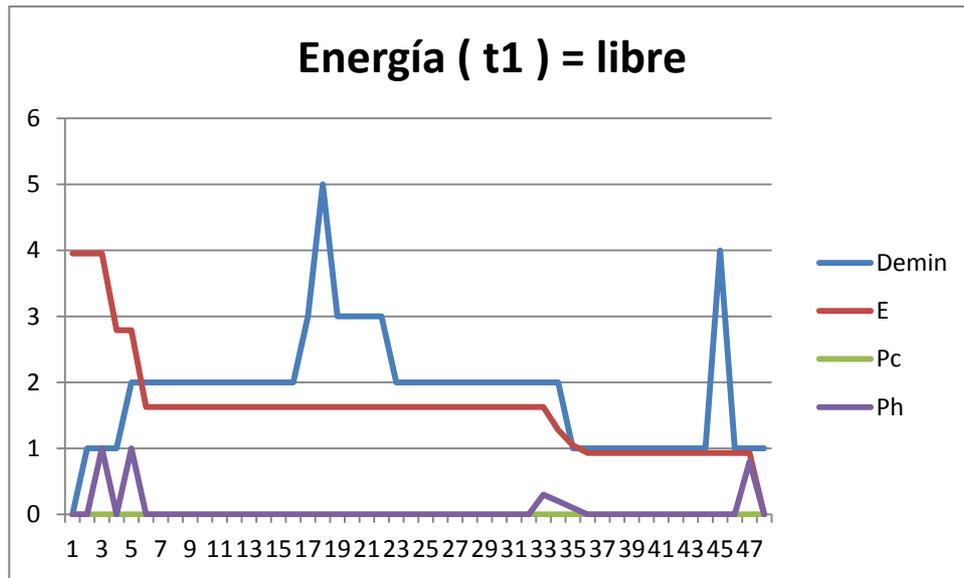


Figura 5.23: Embalse con la energía inicial libre.

Como se puede observar ocurre lo que antes se ha descrito, la energía inicial contenida por el embalse crece hasta cubrir la energía necesaria para no necesitar bombear energía posteriormente y poder generar la energía necesaria simplemente con la contenida en el embalse en el instante inicial, en las gráficas se observa la correlación entre la energía contenida en el embalse y la turbinación de la misma así como de la energía contenida en el embalse y el Pc o potencia consumida de la gráfica posterior.

6. INTEGRACION DEL ALMACENAMIENTO EN UNA RED DE 14 NUDOS

La tercera parte de este trabajo será la realización de un OPF o optimal power flow algo diferente de los típicos OPFs estáticos en los que el tiempo no es una variable y que se central o cuyo objetivo es lograr definir los diferentes parámetros de la red cumpliendo con las restricciones que se han señalado previamente intentando maximizar el beneficio, aquí sin embargo al ser fin de este OPF la integración de un sistema de almacenamiento el tiempo será un set más dado que como es conocido la energía depende del tiempo.

Este problema surge de la necesidad de integrar en la red los sistemas de almacenamiento asociados a las energías renovables, durante mucho tiempo la red ha sido un sistema sin apenas cambios que funcionaba unidireccionalmente sin embargo en los últimos años con la penetración de las energías renovables y una mayor importancia del autoconsumo este concepto se ha quedado anticuado dando paso a las llamadas “ Smart grids “redes basadas en la interconexión y en la bidireccionalidad.

El almacenamiento energético es básico para el desarrollo definitivo de estas redes dado que la energía renovable como se ha explicado anteriormente tiene una gran dependencia de este tipo de soluciones al necesitar debido a su estocasticidad al almacenamiento eléctrico para desplazar la carga de los puntos con una mayor producción a los periodos de mayor demanda.

El almacenamiento eléctrico puede tener múltiples utilidades además de desplazar la carga como se ha mencionado, como por ejemplo la reducción de las fluctuaciones que suelen introducir en la red los parques eólicos o como se observó en el apartado anterior simplemente ayudar a almacenar la energía en el caso de una red que haya llegado a su límite máximo, dado que la única alternativa en caso de no tener un sistema de almacenamiento sería parar los molinos o deshacerse de la energía sobrante.

Por ello en este problema vamos a realizar un OPF de 14 nudos que integrará así mismo un parque eólico de generación fija o variable según el escenario en el que nos encontremos que tendrá una potencia instalada de 400MW y una generación de 632 MW de potencia máxima que provendrá de dos generadores diferentes uno de ellos con una potencia de 400MW y otro con una potencia de 232MW.

6.1. El problema de optimización.

El problema de optimización como se ha explicado es un OPF normal con algunas diferencias principalmente debidas al ya mencionado almacenamiento, las ecuaciones principales serán las siguientes:

6.1.1.Descripción del modelo.

Ecuación general de costes

Esta ecuación modela los costes debidos a los generadores convencionales y también a el generador eólico en la primera parte del problema, en el caso de los generadores convencionales se tendrán los 3 coeficientes de la formula con los cuales en función de la potencia se calcularán los costes, en el caso de que el parque eólico genere potencia se usara el coeficiente c_1 únicamente que se encuentra multiplicado por la potencia y aumenta de este modo linealmente con la misma.

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{ng} [c_0 + c_1 P_{Gi}^t + c_2 (P_{Gi}^t)^2] + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{ns} (c_{d_j} P_{d_j}^t + c_{ch_j} P_{ch_j}^t) \quad (7-1)$$

La programación en GAMS de la ecuación será la siguiente:

$$C = E = \text{SUM}((tt,g), \text{GENDAT}(g,'ai') * \text{power}(pg(tt,g),2) + \text{GENDAT}(g,'bi') * pg(tt,g) + \text{GENDAT}(g,'ci')) \\ + \\ \text{SUM}((tt,j), \text{STODAT}(j,'ch') * Pch(tt,j))$$

Ecuación de balance de potencia activa en cada nudo.

$$P_{Gi}^t - P_{Li}^t + P_{di}^t - P_{chi}^t = \sum_{k=1}^n [V_i^t V_k^t [G_{ik} \cos(\theta_i^t - \theta_k^t) + B_{ik} \sin(\theta_i^t - \theta_k^t)]] \quad (7-2)$$

La programación en GAMS de la ecuación será la siguiente:

$$\text{SUM}(gn(g,n), pg(tt,g)) - pc(tt,n) - \text{SUM}(jn(j,n), Pch(tt,j)) + \text{SUM}(jn(j,n), Pdis(tt,j)) = E = \\ v(tt,n) * \text{SUM}(ni, v(tt,ni) * Yg(n,ni) * \cos(d(tt,n) - d(tt,ni))) + v(tt,ni) * Yb(n,ni) * \sin(d(tt,n) - d(tt,ni))$$

Ecuación de balance de potencia reactiva en cada nudo.

$$Q_{G_i}^t - Q_{L_i}^t + Q_{d_i}^t - Q_{ch_i}^t = \sum_{i=1}^n [V_i^t V_k^t [G_{ik} \sin(\theta_i^t - \theta_k^t) + B_{ik} \cos(\theta_i^t - \theta_k^t)]] \quad (7 - 3)$$

La programación en GAMS de la ecuación será la siguiente:

$$\text{SUM}(\text{gn}(\text{g},\text{n}), \text{qg}(\text{tt},\text{g})) - \text{qc}(\text{tt},\text{n}) = \text{E} = \text{v}(\text{tt},\text{n}) * \text{SUM}(\text{ni}, \text{v}(\text{tt},\text{ni}) * \text{Yg}(\text{n},\text{ni}) * \sin(\text{d}(\text{tt},\text{n}) - \text{d}(\text{tt},\text{ni})) - \text{v}(\text{tt},\text{ni}) * \text{Yb}(\text{n},\text{ni}) * \cos(\text{d}(\text{tt},\text{n}) - \text{d}(\text{tt},\text{ni})))$$

Estado de carga de el almacenamiento (SOC)

$$B_i^t = B_i^{t-1} + \left(\eta_{ch_i} P_{ch_i}^t + \frac{P_{d_i}^t}{\eta_{d_i}} \right) \Delta t \quad (7 - 4)$$

La programación en GAMS de la ecuación será la siguiente:

$$B(\text{t},\text{j}) = \text{E} = B(\text{t}-1,\text{j}) + \text{Pch}(\text{t},\text{j}) * \text{stodat}(\text{j}, \text{'Rend'}) - \text{Pdis}(\text{t},\text{j}) / \text{stodat}(\text{j}, \text{'Rend'})$$

Ecuación de continuidad de la energía

$$B_i^{t24} = B_i^{t0} \quad (7 - 5)$$

La programación en GAMS de la ecuación será la siguiente:

$$B(\text{'t0'},\text{j}) = \text{E} = B(\text{'t24'},\text{j});$$

Restriccion de voltaje de la red.

$$V_i^{min} \leq V_i^t \leq V_i^{max} \quad (7 - 6)$$

La programación en GAMS de la ecuación será la siguiente:

$$v.up(t,n) = Vmax;$$

$$v.lo(t,n) = Vmin;$$

$$v.l(t,n) = 1.0 ;$$

Como se puede observar además de fijar el máximo y el mínimo se define la v inicial.

Restricciones

$$P_{G_i}^{min} \leq P_{G_i}^t \leq P_{G_i}^{max} \quad (7 - 7)$$

La programación en GAMS de la ecuación será la siguiente:

$$pg.up(t,g) = GENDAT(g,'Pmax')/Pbase;$$

$$pg.lo(t,g) = GENDAT(g,'Pmin')/Pbase;$$

Restricciones

$$Q_{G_i}^{min} \leq Q_{G_i}^t \leq Q_{G_i}^{max} \quad (7 - 8)$$

La programación en GAMS de la ecuación será la siguiente:

$$qg.up(t,g) = GENDAT(g,'Qmax')/Pbase;$$

$$qg.lo(t,g) = GENDAT(g,'Qmin')/Pbase;$$

Potencia de carga y descarga de la batería

$$Pch_i^{min} \leq Pch_i^t \leq Pch_i^{max} \quad (7 - 9)$$

$$Pd_i^{min} \leq Pd_i^t \leq Pd_i^{max} \quad (7 - 10)$$

La programación en GAMS de la ecuación será la siguiente:

Pch.up(t,j)= stodat(j,'Pbat')

Pdis.up(t,j)= stodat(j,'Pbat');

Lmites del SOC de la batería.

$$B_i^{min} \leq B_i^t \leq B_i^{max} \quad (7 - 11)$$

La programación en GAMS de la ecuación será la siguiente:

Pch.up(t,j)= stodat(j,'Pbat');

Pdis.up(t,j)= stodat(j,'Pbat');

6.2. Resultados

Los datos del problema son los datos que proporciona el IEEE para su red de 14 nudos, se pueden ver en el Anexo III en cualquier caso en el enlace correspondiente de la bibliografía se podrá encontrar. [17]

El objetivo principal de este problema es conseguir realizar un optimal power flow operativo donde se haya integrado de manera efectiva un sistema de almacenamiento que aporte un valor añadido a la red y permita que esta actúe con cierta flexibilidad a la hora de integrar en este caso un parque eólico, para ello ensaya remos en primer lugar varios supuestos, comenzando por cómo se comportará la batería en el caso de que no exista una limitación en la red o que los generadores que fueren su utilización.

En primer lugar vamos a estudiar el comportamiento de la batería con los datos del paper en el que está basada, en este caso su utilización no es forzada por necesidad de cubrir la demanda en un determinado momento o alguna restricción de las variables por lo que la batería en principio pierde sentido práctico, sin embargo y como veremos a continuación se logra una cierta optimización de los costes a pesar de todo.

Rendimiento 0,7

La energía de la batería se mantiene en 0 durante los 24 periodos.

Rendimiento 0,8

La energía de la batería se mantiene en 0 durante los 24 periodos.

Rendimiento 0,9

La energía de la batería se mantiene en 0 durante los 24 periodos.

Rendimiento 0,95

Como se puede observar en la figura de abajo por primera vez el almacenamiento comienza a llenarse ligeramente, aunque por el momento la potencia a la que llega la batería queda lejos de su límite superior.

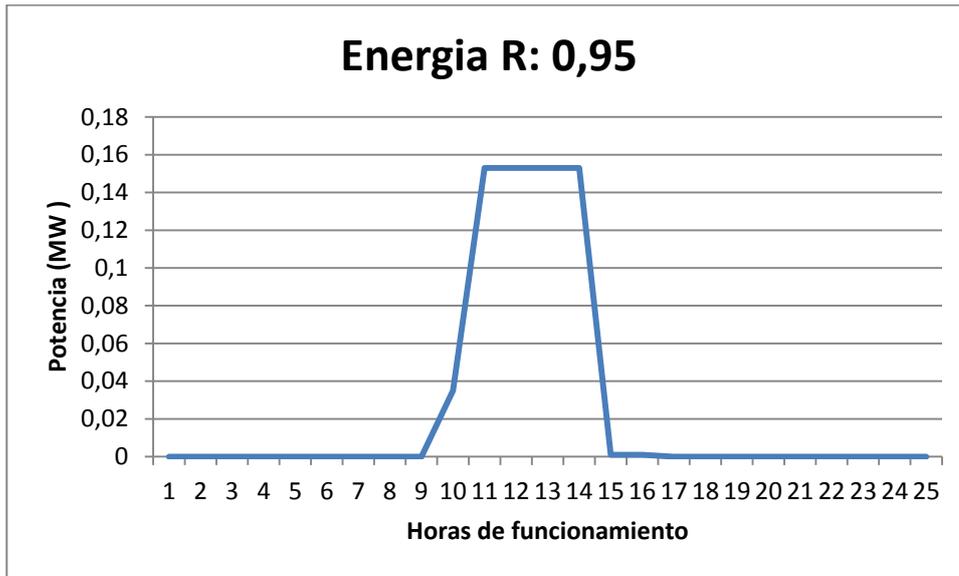


Figura 6.1: Energía contenida en el embalse R:0,95

Y cuando el rendimiento es 1 el embalse se comporta como se observa en la figura, llegando al límite superior del mismo que está fijado en 2MW.

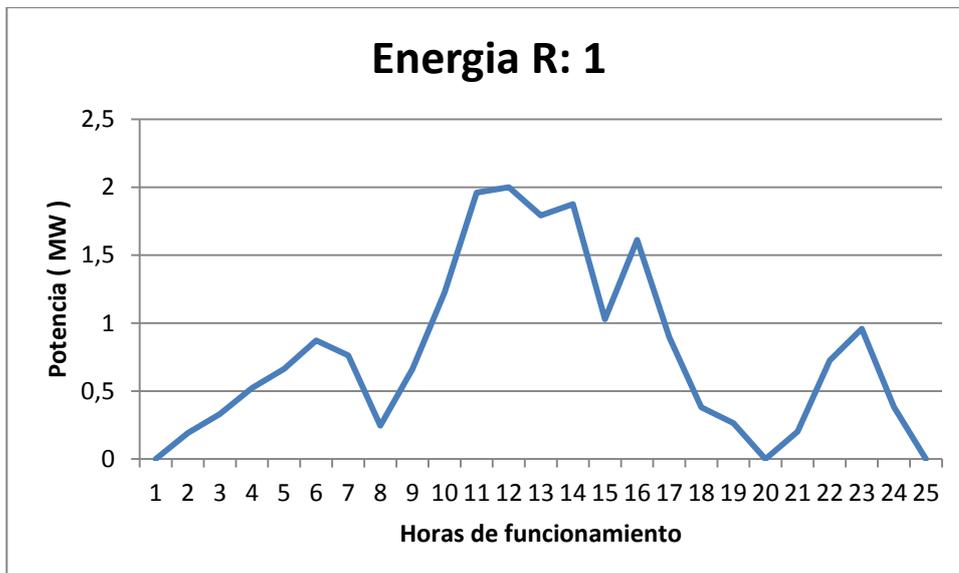


Figura 6.2: Energía contenida en el embalse, R:1

Dos datos que extraemos de la simulación es que con un rendimiento de 0,95 los costes son de 5879.387 mientras que en la simulación en la que el rendimiento es 1 es de 5879.069 como se puede observar existe una diferencia aunque sea mínima que se debe a que al tener un rendimiento cercano a uno el sistema puede utilizar la batería para priorizar el funcionamiento del generador dos, algo más barato que el uno en los costes fijos como se puede observar en el anexo III de este TFM y de esta forma lograr un ligero beneficio económico.

Otro escenario que vamos a trabajar es el caso de que la potencia del generador eólico quede libre, marcando únicamente el límite superior que serán los datos obtenidos por las mediciones previamente realizadas. En este caso obtendremos una curva de almacenamiento similar a la del ejemplo anterior a pesar de que toda la potencia que se genera en el parque eólico es utilizada dada su bajo coste. Con la previsible bajada de los costes, estos se situarán en 5876.545 dólares, es decir menores que los supuestos anteriores, a continuación, veremos la representación del almacenamiento con un rendimiento de 0,95 para compararlo con el ejemplo anterior y la potencia del parque eólico que como he explicado previamente

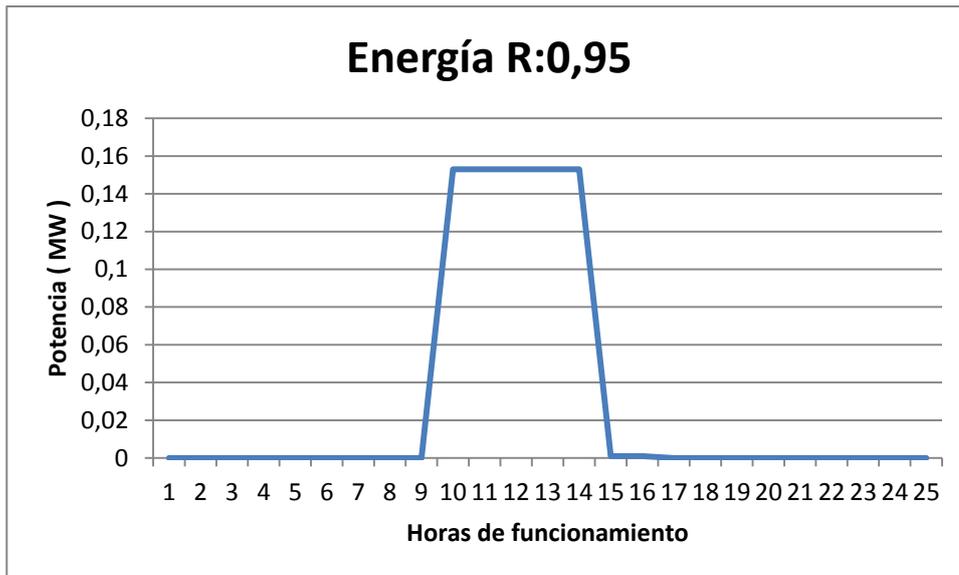


Figura 6.3: Energía contenida en el embalse R:0,95

En la figura inferior, se puede observar como varía la energía almacenada en la central de bombeo cuando la energía eólica aumenta de manera constante y la red no es capaz de asumir la energía que aportan los generadores convencionales y el parque eólico, de hecho se puede observar una evidente correlación entre la potencia generada por el parque eólico y el almacenamiento, cuando la energía eólica aumenta el sistema de almacenamiento se carga mientras que los periodos en los que esta se reduce ligeramente o existe un hueco en la producción eólica

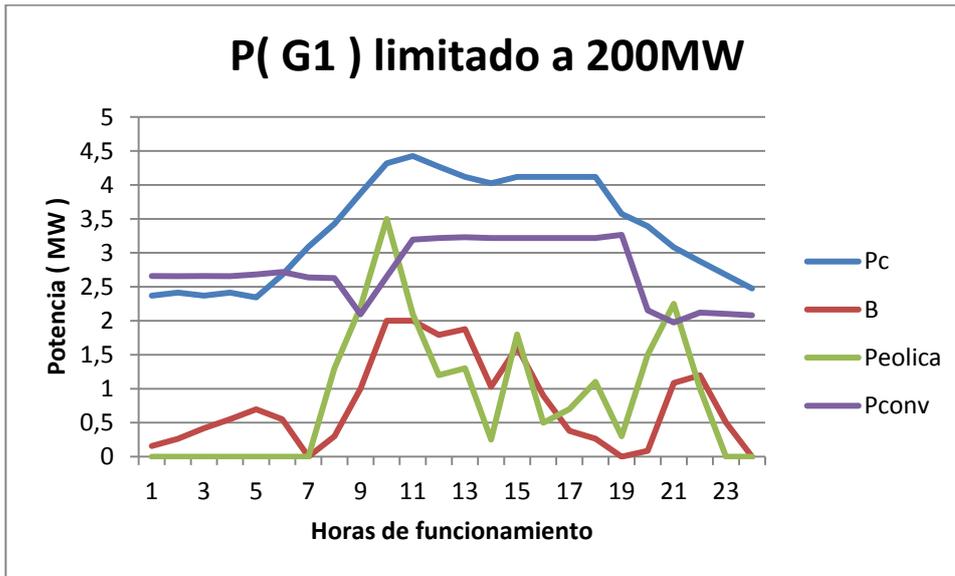


Figura 6.4: Comportamiento del almacenamiento datos paper.

Otra cuestión interesante a plantearse sería que pasaría si con el embalse lleno al máximo la energía eólica es superior a la potencia de las cargas que se encuentran en el sistema.

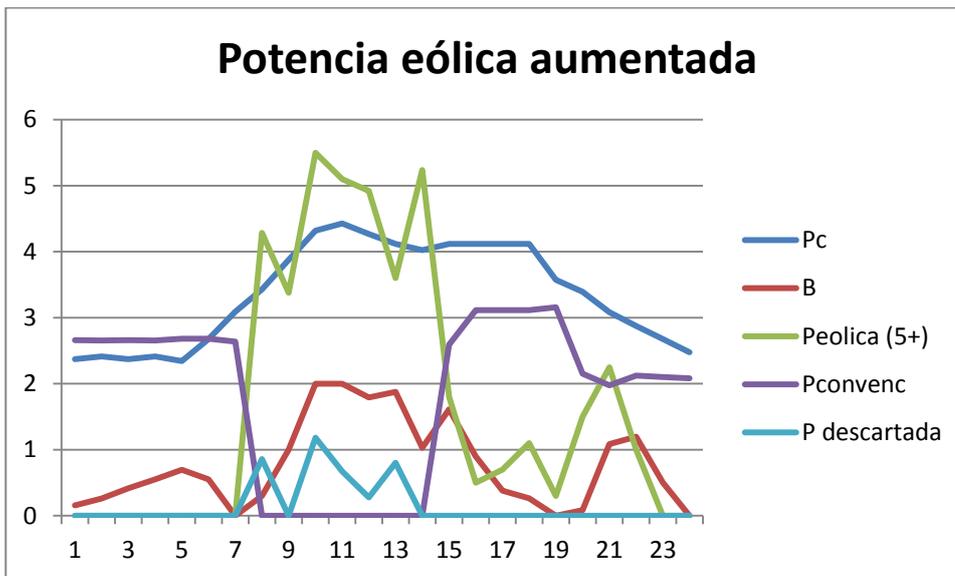


Figura 6.5: Comportamiento del almacenamiento más penetración de eólica.

En ese caso cuando no se puede almacenar dado que el embalse está al máximo de su capacidad, la energía sobrante es descartada y se pierde.

Otro escenario que se va a estudiar consiste en que el generador uno de 400MW de potencia tenga una limitación inferior de 200MW en la figura interior se puede ver cómo se comporta la red y el almacenamiento en este supuesto.

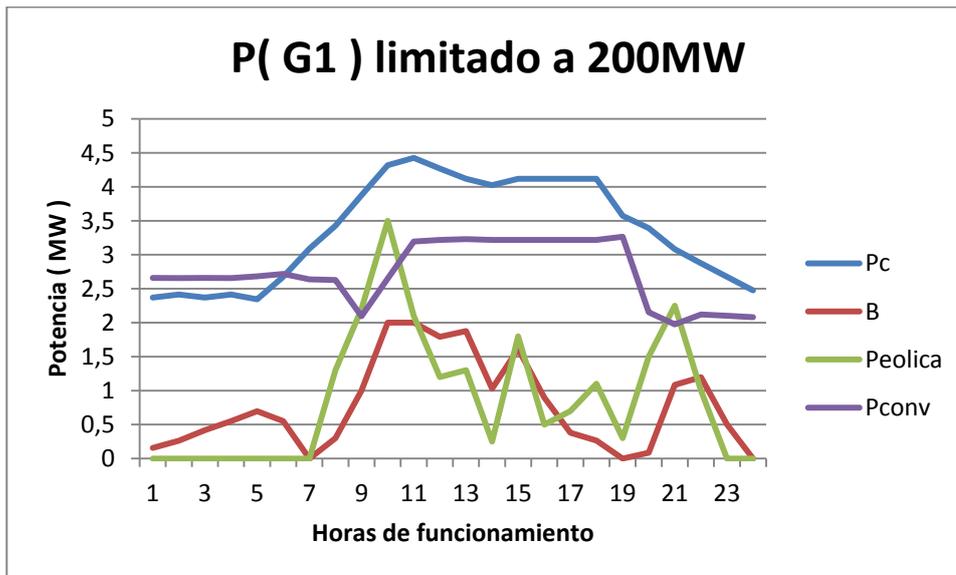


Figura 6.6 Simulación almacenamiento generador 1 limitado inferiormente a 200MW

Se observa la bajada de generación convencional y la subida de la generación renovable, sin embargo, el sistema de almacenamiento sigue actuando prácticamente de la misma forma, esto está justificado dado que como explicábamos anteriormente el almacenamiento aquí no está dando un servicio crítico a la red, sino que sirve como apoyo para reducir los costes por lo que la programación óptima puede ser la misma en ambos casos.

Por último vamos a realizar varios ensayos moviendo el almacenamiento del lugar donde se encuentra instalado ahora mismo, es decir en el mismo nudo que el parque eólico para ver si es posible lograr un beneficio mayor situando el almacenamiento en otro nudo.

Tabla 6-1 Beneficios por nudo.	
Nudo almacenamiento	Beneficio (\$)
n1	5.876.400
n2	5.876.100
n3	5.876.040
n4	5.876.082
n5	5.876.162

Como se puede observar el nudo donde se obtiene un beneficio mayor a pesar de ser mínima la diferencia, esto se debe a que este generador tiene un coste de generación inferior al del nudo 1 por lo que la energía generada por el mismo es más barata y si es posible almacenar energía del mismo reducirá el coste global de la red.

La siguiente etapa de los ensayos que vamos a realizar para comprobar el funcionamiento consiste en modificar la potencia de los generadores convencionales para que sea necesario usar el almacenamiento con el fin de cubrir la demanda

En la figura 7.6 se puede observar lo que se ha comentado previamente, en esta simulación el almacenamiento si es necesario para cubrir la demanda, se puede observar como en los periodos que la potencia generada total es superior a la consumida funciona la bomba del sistema mientras que cuando está por debajo de la misma funcionará el generador.

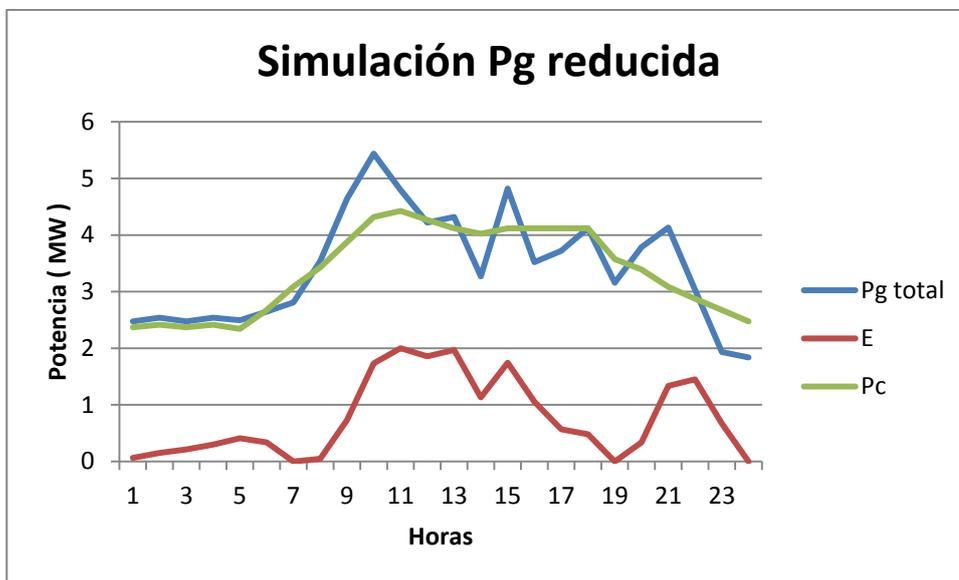


Figura 6.7 Simulación con potencia consumida reducida.

En el caso anterior en caso de que el límite superior de la B (SOC) lo fijáramos en 0 el problema sería inafesible, dado que como hemos comentado antes el almacenamiento tiene un papel fundamental en el traslado de la potencia cuando no es necesaria a el periodo donde si lo es.

Por ultimo vamos a probar en que nudo el almacenamiento energético estaría mejor situado para maximizar el beneficio.

Tabla 6-2 Beneficios por nudo.	
Nudo almacenamiento	Beneficio (\$)
n1	5.914.191
n2	5.913.899
n3	5.914.917
n4	5.914.416
n5	5.914.351

Como se puede observar el nudo 3 es decir el nudo donde se encuentra situado el generador convencional de menor coste sería el nudo más idóneo.

7. CONCLUSIONES

Como conclusiones de este proyecto se van a valorar los resultados obtenidos en los dos programas desarrollados.

El primer programa que como se ha explicado previamente tiene como objetivo realizar un dimensionado óptimo del tamaño del embalse y lograr también una planificación óptima de los periodos de carga y descarga, se sacan varias conclusiones, en primer lugar que el hecho de tener que cubrir una demanda condiciona el beneficio económico de la planta dado que el almacenamiento tendrá como función principal cubrir los huecos en la producción de energía eléctrica en ese escenario, mientras que en un escenario donde no se cubre ninguna demanda el único objetivo será maximizar el beneficio.

Otro aspecto que se observa es la inmediatez con la que se usa la energía bombeada en el caso de no seguir una demanda, frente a la bajada progresiva del nivel del almacenamiento cuando seguir la demanda requerida es la prioridad, esto ocurre porque cuando el programa no sigue ninguna demanda bombea en el periodo de menor precio y turbinar en el de mayor que es consecutivo, mientras que en el caso de tener que cubrir una curva de demanda solo turbinará en el momento necesario para cubrirla.

Respecto del cálculo del tamaño óptimo del embalse se ha conseguido también el objetivo fijado que era su cálculo y se ha realizado el programa de forma que para una determinada producción eólica te calcula el máximo óptimo pero también cual sería la curva de la energía almacenada en el embalse para el periodo de estudio. Es decir, aunque el embalse sea pequeño y no sea factible cubrir la demanda, el programa te realizará una propuesta de almacenamiento para cubrirla y te hará los cálculos en base a esa demanda, si bien el beneficio se reduciría por lo que lo mejor sería repetir el problema con el tamaño de almacenamiento propuesto.

Por último, respecto de la integración en la red de 14 nudos de la dupla parque eólico y almacenamiento se puede extraer como conclusión que el beneficio no varía de forma significativa con la situación del almacenamiento, de hecho no es situándolo en el mismo nodo que el sistema eólico como se maximiza el beneficio como podría resultar lógico a priori. Los otros resultados resultan coherentes por lo que el programa la integración del almacenamiento en la red se puede considerar completo.

8. ANEXO I CODIGO PROGRAMA DE OPTIMIZACION DUPLA VIENTO-BOMBEO CON DEMANDA

```
1 Sets
2 t    las    horas    diarias
  /t1*t48/; 3
4 Salar
5 pmaxint potencia máxima que puede intercambiarse con la red (Ms) /10/
6 pmaxemb potencia máxima del embalse /0/
7 pmaxbom potencia maxima de la bomba hidraulica(consumo) (MW) /2/
8 pmaxgen potencia maxima de el generador hidraulico(generación) (MW) /2/
9 rend1 Rendimiento potencia consumida por la bomba /0.86/
10 rend2 Rendimiento generador hidraulico
  /0.86/ 11
12 parameters
13 pr(t) precio horario de la energía en (€ por
  MWh) 14 /
15 t1 54
16 t2 54
17 t3 54
18 t4 54
19 t5 54
20 t6 54
21 t7 54
22 t8 104
23 t9 104
24 t10 104
25 t11 104
26 t12 104
27 t13 104
28 t14 104
29 t15 104
30 t16 104
31 t17 104
32 t18 104
33 t19 104
34 t20 104
35 t21 104
36 t22 54
37 t23 54
38 t24 54
39 t25 54
40 t26 54
41 t27 54
42 t28 54
43 t29 54
44 t30 54
```

```
45 t31 54
46 t32 104
47 t33 104
48 t34 104
49 t35 104
50 t36 104
51 t37 104
52 t38 104
53 t39 104
54 t40 104
55 t41 104
56 t42 104
57 t43 104
58 t44 104
59 t45 104
60 t46 54
61 t47 54
62 t48 54
```

```
66 Pv(t) curva Energía aportada por las turbinas 24h (kWh)
```

```
67 /
```

```
68 t1 2.00
69 t2 2.00
70 t3 0
71 t4 1.000
72 t5 0
73 t6 3.300
74 t7 3.500
75 t8 3.300
76 t9 3.200
77 t10 4.000
78 t11 3.600
79 t12 6.000
80 t13 7.900
81 t14 6.200
82 t15 6.000
83 t16 6.400
84 t17 5.900
85 t18 8.700
86 t19 6.200
87 t20 6
88 t21 7.3
89 t22 8.7
90 t23 8.6
91 t24 8.65
92 t25 7.800
93 t26 7.200
94 t27 8.000
95 t28 6.800
96 t29 6.500
97 t30 6.900
98 t31 2.000
99 t32 2.400
100 t33
1.700
101 t34
1.800
```

102	t35
0.900	
103	t36
2.400	
104	t37
3.700	
105	t38
2.200	
106	t39
2.500	
107	t40
2.200	
108	t41
2.800	
109	t42
2.200	
110	t43
4.000	
111	t44
6.000	
112	t45
5.000	
113	t46
1.600	
114	t47
0.200	
115	t48 1
116	
/	
117	
118	demin(t) demanda minima que ha ser suministrada (kWh)
119	/
120	t1 0
121	t2 1
122	t3 1
124	t5 1
125	t6 2
126	t7 2
127	t8 2
128	t9 2
129	t10 2
130	t11 2
131	t12 2
132	t13 2
133	t14 2
134	t15 2
135	t16 2
136	t17 3
137	t18 5
138	t19 3
139	t20 3
140	t21 3
141	t22 3
142	t23 2
143	t24 2
144	t25 2

```

145 t26 2
146 t27 2
147 t28 2
148 t29 2
149 t30 2
150 t31 2
151 t32 2
152 t33 2
153 t34 2
154 t35 1
155 t36 1
156 t37 1
157 t38 1
158 t39 1
159 t40 1
160 t41 1
161 t42 1
162 t43 1
163 t44 1
164 t45 4
165 t46 1
166 t47 1
167 t48 1
168 /;
169 variable
170 B
beneficio
total;
171
172 positive variable
173 Ps(t) Potencia suministrada
174 Pc(t) Potencia consumida bomba
175 Ph(t) Potencia generador hidraulico
176 Pw(t) Potencia del viento disponible en el intervalo t que se vierte a
la red»
177 Pdl(t) Potencia perdida por no poder almacenarla ni inyectarla a red
178 E(t) Energía almacenada en el periodo t en el embalse
179 Ep Variable de holgura
inicial.; 180
181
182 Ps.up(t)=pmaxint
183 ph.up(t)= pmaxgen;
184 pc.up(t)= pmaxbom;
185 E.fx('t1')=0;
186 E.fx('t48')=0;
187
188
189
190
191 Equations
192 Beneficios esta es la funcion de los beneficios diarios totales.
193 Psum(t) Potencia suministrada a la red
194 Pdis(t) Potencia disponible total
195 Enerper Energia en el siguiente periodo
196 BalPot(t) Balance de potencia en los diferentes periods
197 Prueba(t) Prueba de lo otro
198 Holgura(t) variable de holgura;

```

```
199
200
201 Beneficios..      B =E= SUM(t, (Ps(t)*pr(t)) - (Pc(t)*pr(t)) - (Ep*1000));
202 Psum(t)..         Ps(t)=E= Pw(t) + (Ph(t));
203 Pdis(t)..         pv(t) =E= Pw(t)+ Pdl(t)+Pc(t) ;
204 Enerper(t)..     E(t+1)=E= (E(t)+(rend1*Pc(t)) - (Ph(t)/rend2));
205 BalPot(t)..      Ps(t)-demin(t)=E= 0;
206 Holgura(t)..     E(t) =L= pmaxemb + Ep ;
207
208
209
210
211
212 MODEL benplantb /Beneficios,Psum,Pdis,Enerper,Balpot,Holgura/;
213 Solve benplantb using LP maximizing B
```

9. ANEXO II CODIGO PROGRAMA DE OPTIMIZACION DUPLA VIENTO- BOMBEO SIN DEMANDA

```
1 Sets
2 t    las    horas    diarias
  /t1*t48/; 3
4 Scalar
5 pmaxint potencia maxima que puede intercambiarse con la red (Mw) /6/
6 pmaxemb potencia maxima del embalse /6/
7 pmaxbom potencia maxima de la bomba hidraulica(consumo) (MW) /2/
8 pmaxgen potencia maxima de el generador hidraulico(generación) (MW) /2/
9 rend1 Rendimiento potencia consumida por la bomba /0.86/
10 rend2 Rendimiento generador hidraulico
  /0.86/ 11
12 parameters
13 pr(t) precio horario de la energía en (€ por
  MWh) 14 /
15 t1 54
16 t2 54
17 t3 54
18 t4 54
19 t5 54
20 t6 54
21 t7 54
22 t8 104
23 t9 104
24 t10 104
25 t11 104
26 t12 104
27 t13 104
28 t14 104
29 t15 104
30 t16 104
31 t17 104
32 t18 104
33 t19 104
34 t20 104
35 t21 104
36 t22 54
37 t23 54
38 t24 54
39 t25 54
40 t26 54
41 t27 54
42 t28 54
43 t29 54
```

44 t30 54
45 t31 54
46 t32 104
47 t33 104
48 t34 104
49 t35 104
50 t36 104
51 t37 104
52 t38 104
53 t39 104
54 t40 104
55 t41 104
56 t42 104
57 t43 104
58 t44 104
59 t45 104
60 t46 54
61 t47 54
62 t48 54
63 /
64
65
66 Pv(t) curva Energía aportada por las turbinas 24h (kWh)
67 /
68 t1 2.00
69 t2 1.000
70 t3 3.700
71 t4 4.000
72 t5 3.600
73 t6 1.300
74 t7 3.500
75 t8 3.300
76 t9 3.200
77 t10 4.000
78 t11 3.600
79 t12 6.000
80 t13 7.900
81 t14 6.200
82 t15 6.000
83 t16 6.400
84 t17 5.900
85 t18 8.700
86 t19 6.200
87 t20 6
88 t21 7.3
89 t22 8.7
90 t23 8.6
91 t24 8.65
92 t25 7.800
93 t26 7.200
94 t27 8.000
95 t28 6.800
96 t29 6.500
97 t30 6.900
98 t31 2.000
99 t32 2.400

```
100 t33 1.700
101 t34 1.800
102 t35 0.900
103 t36 2.400
104 t37 3.700
105 t38 2.200
106 t39 2.500
107 t40 2.200
108 t41 2.800
109 t42 2.200
110 t43 4.000
111 t44 6.000
112 t45 5.000
113 t46 1.600
114 t47 0.200
115 t48 0.100
116 /
117
118 demin(t) demanda minima que ha ser suministrada (kWh)
119 /
120
121 t1 9
122 t2 9
124 t4 9
125 t5 9
126 t6 9
127 t7 9
128 t8 9
129 t9 9
130 t10 9
131 t11 9
132 t12 9
133 t13 9
134 t14 9
135 t15 9
136 t16 9
137 t17 9
138 t18 9
139 t19 9
140 t20 9
141 t21 9
142 t22 9
143 t23 9
144 t24 9
145 t25 9
146 t26 9
147 t27 9
148 t28 9
149 t29 9
150 t30 9
151 t31 9
152 t32 9
153 t33 9
154 t34 9
155 t35 9
156 t36 9
157 t37 9
158 t38 9
```

```

159 t39 9
160 t40 9
161 t41 9
162 t42 9
163 t43 9
164 t44 9
165 t45 9
166 t46 9
167 t47 9
168 t48 9
169
170 /;
171
172 variable
173 B
beneficio
total; 174
175 positive variable
176 Ps(t) Potencia suministrada
177 Pc(t) Potencia consumida bomba
178 Ph(t) Potencia generador hidraulico
179 Pw(t) Potencia del viento disponible en el intervalo t que se vierte a
la red»
180 Pdl(t) Potencia perdida por no poder almacenarla ni inyectarla a red
181 E(t) Energía almacenada en el periodo t en el embalse
182 Ep Variable de holgura inicial. ;
183
184
185 Ps.up(t)=pmaxint;
186 ph.up(t)= pmaxgen;
187 pc.up(t)= pmaxbom;
188 E.up(t)=pmaxemb
; 189
E.fx('t1')=0.0; 190
E.fx('t48')=0.0;
191
192
193
194
195 Equations
196 Beneficios esta es la funcion de los beneficios diarios totales.
197 Psum(t) Potencia suministrada a la red
198 Pdis(t) Potencia disponible total
199 Enerper Energia en el siguiente periodo
200 BalPot(t) Balance de potencia en los diferentes periods
201 Prueba(t) Prueba de lo otro
202 Holgura(t) variable de holgura;
203
204
205 Beneficios.. B =E= SUM(t, (Ps(t)*pr(t))-(Pc(t)*pr(t))-(Ep*1000));
206 Psum(t).. Ps(t)=E= Pw(t) + (Ph(t));
207 Pdis(t).. pv(t) =E= Pw(t)+ Pdl(t)+Pc(t) ;
208 Enerper(t).. E(t+1)=E= (E(t)+(rend1*Pc(t))-(Ph(t)/rend2));
209 Holgura(t).. E(t) =L= pmaxemb + Ep ;
210
211

```

```
212  
213  
214 MODEL benplantb /Beneficios,Psum,Pdis,Enerper,Holgura/;  
215 Solve benplantb using LP maximizing B;
```

10. ANEXO I CODIGO PROGRAMA DE OPTIMIZACION DUPLA VIENTO-BOMBEO CON DEMANDA

```

1 $Title OPF en sistema 14 bus con almacenamiento 2
3 $oneolcom 4
5 SCALAR
6 Pbase Potencia base /100/
7     Vmax / 1.1 /
8     Vmin / 0.9 / ;
9
10 Sets
11     n number of bus /n1*n14/
12     l nombre de las líneas / 11*120 /
13     kl(l,n,n) mapeo linea-ni-nf
14     g generators /g1*g5/
15     gn(g,n) asocia nudos y generadores /g1.n1,g2.n3,g3.n2,g4.n6,g5.n8/
16     j storage /j1/
17     jn(j,n) relation between storage and buses /j1.n2/
18     t hours /t0*t24/
19     tt(t) periodos descontando la hora 0 ;
20
21 ALIAS (n,ni,nf);
22
23 tt(t) = yes ;
24 tt('t0') = no ;
25
26 TABLE LDATA(l, n, n, *) datos líneas
27 $ONDELIM
28 dummy,dummy, dummy,      R,      X,      B,  PMAXA,  PMAXB,
29 11 , n1,      n2,      0.01938, 0.05917,0.05280, 160.00, 160.00,
30 12 , n1,      n5,      0.05403, 0.22304,0.04920, 160.00, 160.00,
31 13 , n2,      n3,      0.04699, 0.19797,0.04380, 160.00, 160.00,
32 14 , n2,      n4,      0.05811, 0.17632,0.03740, 160.00, 160.00,
33 15 , n2,      n5,      0.05695, 0.17388,0.03400, 160.00, 160.00,
34 16 , n3,      n4,      0.06701, 0.17103,0.03460, 160.00, 160.00,
35 17 , n4,      n5,      0.01335, 0.04211,0.01280, 70.00, 60.00,
36 18 , n6,      n11,     0.09498, 0.19890,0.00000, 50.00, 50.00,
37 19 , n6,      n12,     0.12291, 0.25581,0.00000, 50.00, 50.00,
38 110, n6,      n13,     0.06615, 0.13027,0.00000, 50.00, 50.00,
39 111, n9,      n10,     0.03181, 0.08450,0.00000, 50.00, 50.00,
40 112, n9,      n14,     0.12711, 0.27038,0.00000, 50.00, 50.00,
41 113, n10,     n11,     0.08205, 0.19207,0.00000, 50.00, 50.00,
42 114, n12,     n13,     0.22092, 0.19988,0.00000, 50.00, 50.00,
43 115, n13,     n14,     0.17093, 0.34802,0.00000, 50.00, 50.00,
44 116, n4,      n7,      0.00000, 0.20912,0.00000, 150.00,150.00,

```

```

45 l17, n4, n9, 0.00000, 0.55618,0.00000, 150.00,150.00,
46 l18, n5, n6, 0.00000, 0.25202,0.00000, 150.00,150.00,
47 l19, n7, n8, 0.00000, 0.17615,0.00000, 150.00,150.00,
48 l20, n7, n9, 0.00000, 0.11001,0.00000, 150.00,150.00,
49 $OFFDELIM
50
51 TABLE GENDAT (g,*) Datos generadores
52      Pmin      Pmax  Qmin  Qmax          ai      bi      ci
53 *
54 g1      0          400   -100  200          0.005   2.450  105.0
55 g2      0          232   -40   50          0.005   3.510  44.1
56 g3      0           0     0     40           0       1      0
57 g4      0           0    -6    24          0.005   3.510  44.1
58 g5      0           0    -6    24          0.005   3.510  44.1
59
60
61 TABLE STODAT (j,*) Datos de la batería
63      ch      dis      Bmax      Pbat      Rend
64 *      ( )      ( )
65 j1      0      0.01      2      1      1
66
67
68 TABLE CONSUM (t,n,*)
69      PC      PQ
70 *      (MW)      (MW)
71 t1      .n2  19.3      12.7
72 t2      .n2  19      12.7
73 t3      .n2  19.3      12.7
74 t4      .n2  19      12.7
75 t5      .n2  19.3      12.7
76 t6      .n2  22.8      12.7
77 t7      .n2  25.2      12.7
78 t8      .n2  21      12.7
79 t9      .n2  28.5      12.7
80 t10     .n2  35.2      12.7
81 t11     .n2  36.1      12.7
82 t12     .n2  34.8      12.7
83 t13     .n2  33.6      12.7
84 t14     .n2  32.7      12.7
85 t15     .n2  33.6      12.7
86 t16     .n2  33.6      12.7
87 t17     .n2  33.6      12.7
88 t18     .n2  33.6      12.7
89 t19     .n2  29.4      12.7
90 t20     .n2  26.8      12.7
91 t21     .n2  25.2      12.7
92 t22     .n2  23.5      12.7
93 t23     .n2  22.8      12.7
94 t24     .n2  20      12.7
95 t1      .n3  86.6      19
96 t2      .n3  94.2      19
97 t3      .n3  86.6      19
98 t4      .n3  94.2      19
99 t5      .n3  90      19
100 t6     .n3  102.3     19
101 t7     .n3  113.0     19
102 t8     .n3  128.1     19

```

103	t9	.n3	143.1	19
104	t10	.n3	158.2	19
105	t11	.n3	162.3	19
106	t12	.n3	156.3	19
107	t13	.n3	150.7	19
108	t14	.n3	146.9	19
109	t15	.n3	150.7	19
110	t16	.n3	150.7	19
111	t17	.n3	150.7	19
112	t18	.n3	150.7	19
113	t19	.n3	131.8	19
114	t20	.n3	124.3	19
115	t21	.n3	113.0	19
116	t22	.n3	105.5	19
117	t23	.n3	97.9	19
118	t24	.n3	90.4	19
119	t1	.n4	43.4	0
120	t2	.n4	42.4	0
121	t3	.n4	43.4	0
122	t4	.n4	42.4	0

123	t5	.n4	41.2	0
124	t6	.n4	47.2	0
125	t7	.n4	56.6	0
126	t8	.n4	64.1	0
127	t9	.n4	71.7	0
128	t10	.n4	79.2	0
129	t11	.n4	81.1	0
130	t12	.n4	78.3	0
131	t13	.n4	75.5	0
132	t14	.n4	73.6	0
133	t15	.n4	75.5	0
134	t16	.n4	75.5	0
135	t17	.n4	75.5	0
136	t18	.n4	75.5	0
137	t19	.n4	66.0	0
138	t20	.n4	62.3	0
139	t21	.n4	56.6	0
140	t22	.n4	52.8	0
141	t23	.n4	49.0	0
142	t24	.n4	45.3	0
143	t1	.n5	6.9	1.6
144	t2	.n5	6.8	1.6
145	t3	.n5	6.9	1.6
146	t4	.n5	6.8	1.6
147	t5	.n5	6.6	1.6
148	t6	.n5	7.6	1.6
149	t7	.n5	9.1	1.6
150	t8	.n5	10.3	1.6
151	t9	.n5	11.5	1.6
152	t10	.n5	12.7	1.6
153	t11	.n5	13	1.6
154	t12	.n5	12.7	1.6
155	t13	.n5	12.1	1.6
156	t14	.n5	12.1	1.6
157	t15	.n5	12.1	1.6
158	t16	.n5	12.1	1.6
159	t17	.n5	12.1	1.6
160	t18	.n5	12.1	1.6
161	t19	.n5	10.6	1.6
162	t20	.n5	10	1.6
163	t21	.n5	9.1	1.6
164	t22	.n5	8.5	1.6
165	t23	.n5	7.9	1.6
166	t24	.n5	7.2	1.6
167	t1	.n6	10.3	7.5
168	t2	.n6	10.0	7.5
169	t3	.n6	10.3	7.5
170	t4	.n6	10.0	7.5
171	t5	.n6	9.8	7.5
172	t6	.n6	11.2	7.5
173	t7	.n6	13.4	7.5
174	t8	.n6	15.2	7.5
175	t9	.n6	17	7.5
176	t10	.n6	18.8	7.5
177	t11	.n6	19.2	7.5
178	t12	.n6	18.5	7.5
179	t13	.n6	17.9	7.5
180	t14	.n6	17.4	7.5
181	t15	.n6	17.9	7.5
182	t16	.n6	17.9	7.5

184	t18	.n6	17.9	7.5
185	t19	.n6	15.6	7.5
186	t20	.n6	14.7	7.5
187	t21	.n6	13.4	7.5
188	t22	.n6	12.5	7.5
189	t23	.n6	11.6	7.5
190	t24	.n6	10.7	7.5
191	t1	.n9	27.1	16.6
192	t2	.n9	26.5	16.6
193	t3	.n9	27.1	16.6
194	t4	.n9	26.5	16.6
195	t5	.n9	25.9	16.6
196	t6	.n9	29.5	16.6
197	t7	.n9	35.4	16.6
198	t8	.n9	40.1	16.6
199	t9	.n9	44.8	16.6
200	t10	.n9	49.5	16.6
201	t11	.n9	50.7	16.6
202	t12	.n9	48.9	16.6
203	t13	.n9	47.2	16.6
204	t14	.n9	46.0	16.6
205	t15	.n9	47.2	16.6
206	t16	.n9	47.2	16.6
207	t17	.n9	47.2	16.6
208	t18	.n9	47.2	16.6
209	t19	.n9	41.3	16.6
210	t20	.n9	38.9	16.6
211	t21	.n9	35.4	16.6
212	t22	.n9	33.0	16.6
213	t23	.n9	30.6	16.6
214	t24	.n9	29.5	16.6
215	t1	.n10	8.28	5.8
216	t2	.n10	8.1	5.8
217	t3	.n10	8.28	5.8
218	t4	.n10	8.1	5.8
219	t5	.n10	7.9	5.8
220	t6	.n10	9	5.8
221	t7	.n10	10.8	5.8
222	t8	.n10	12.4	5.8
223	t9	.n10	13.6	5.8
224	t10	.n10	14.9	5.8
225	t11	.n10	15.6	5.8
226	t12	.n10	14.9	5.8
227	t13	.n10	14.4	5.8
228	t14	.n10	14.0	5.8
229	t15	.n10	14.4	5.8
230	t16	.n10	14.4	5.8
231	t17	.n10	14.4	5.8
232	t18	.n10	14.4	5.8
233	t19	.n10	12.6	5.8
234	t20	.n10	11.8	5.8
235	t21	.n10	10.8	5.8
236	t22	.n10	10.0	5.8
237	t23	.n10	9.3	5.8
238	t24	.n10	8.6	5.8
239	t1	.n11	3.3	1.8
240	t2	.n11	3.2	1.8
241	t3	.n11	3.3	1.8

246	t8	.n11	4.8	1.8
247	t9	.n11	5.3	1.8
248	t10	.n11	5.8	1.8
249	t11	.n11	5.9	1.8
250	t12	.n11	5.8	1.8
251	t13	.n11	5.6	1.8
252	t14	.n11	5.5	1.8
253	t15	.n11	5.6	1.8
254	t16	.n11	5.6	1.8
255	t17	.n11	5.6	1.8
256	t18	.n11	5.6	1.8
257	t19	.n11	4.9	1.8
258	t20	.n11	4.5	1.8
259	t21	.n11	3.5	1.8
260	t22	.n11	3.0	1.8
261	t23	.n11	2.8	1.8
262	t24	.n11	2.6	1.8
263	t1	.n12	5.8	1.6
264	t2	.n12	5.7	1.6
265	t3	.n12	5.8	1.6
266	t4	.n12	5.7	1.6
267	t5	.n12	5.6	1.6
268	t6	.n12	6.1	1.6
269	t7	.n12	7.3	1.6
270	t8	.n12	8.3	1.6
271	t9	.n12	9.1	1.6
272	t10	.n12	9.9	1.6
273	t11	.n12	10	1.6
274	t12	.n12	9.8	1.6
275	t13	.n12	9.5	1.6
276	t14	.n12	9.4	1.6
277	t15	.n12	9.5	1.6
278	t16	.n12	9.5	1.6
279	t17	.n12	9.5	1.6
280	t18	.n12	9.5	1.6
281	t19	.n12	8.5	1.6
282	t20	.n12	7.9	1.6
283	t21	.n12	7.3	1.6
284	t22	.n12	7	1.6
285	t23	.n12	6.3	1.6
286	t24	.n12	6.0	1.6
287	t1	.n13	12.4	5.8
288	t2	.n13	12.1	5.8
289	t3	.n13	12.4	5.8
290	t4	.n13	12.1	5.8
291	t5	.n13	11.8	5.8
292	t6	.n13	13.5	5.8
293	t7	.n13	16.2	5.8
294	t8	.n13	18.3	5.8
295	t9	.n13	20.5	5.8
296	t10	.n13	22.6	5.8
297	t11	.n13	23.2	5.8
298	t12	.n13	22.1	5.8
299	t13	.n13	21.6	5.8
300	t14	.n13	21	5.8
301	t15	.n13	21.6	5.8
302	t16	.n13	21.6	5.8

```

306 t20 .n13 17.8 5.8
307 t21 .n13 16.2 5.8
308 t22 .n13 15.1 5.8
309 t23 .n13 14.0 5.8
310 t24 .n13 12.9 5.8
311 t1 .n14 13.7 5
312 t2 .n14 13.4 5
313 t3 .n14 13.7 5
314 t4 .n14 13.4 5
315 t5 .n14 13.1 5
316 t6 .n14 14.9 5
317 t7 .n14 17.8 5
318 t8 .n14 20.2 5
319 t9 .n14 22.6 5
320 t10 .n14 25.0 5
321 t11 .n14 25.6 5
322 t12 .n14 24.7 5
323 t13 .n14 23.8 5
324 t14 .n14 23.8 5
325 t15 .n14 23.8 5
326 t16 .n14 23.8 5
327 t17 .n14 23.8 5
328 t18 .n14 23.8 5
329 t19 .n14 17.8 5
330 t20 .n14 20.2 5
331 t21 .n14 17.8 5
332 t22 .n14 16.6 5
333 t23 .n14 15.4 5
334 t24 .n14 14.3 5
335
336 parameter
337 pc(t,n) potencia activa cargas
338 qc(t,n) potencia reactiva
cargas; 339
340 pc(t,n) = consum(t,n,'pc')/Pbase ;
341 qc(t,n) = consum(t,n,'pq')/Pbase;
342
343 parameter
344 Gij(n,n) admitancia de línea
345 Bij(n,n) susceptancia de línea
346 Bsh(n,n) susceptancia shunt
347 Yg(n,n) Ybus parte real
348 Yb(n,n) Ybus parte compleja
; 349
350 kl(l,ni,nf)$LDATA(l,ni,nf,'X') = yes
; 351
352 *Cálculo admitancia y susceptancia de líneas
353 Gij(ni,nf) = SUM(l$(kl(l,ni,nf)), LDATA(l,ni,nf,'R')/(LDATA(l,ni,nf,'R')**2 +»
LDATA(l,ni,nf,'X')**2)) ;
354
355 Bij(ni,nf) = SUM(l$(kl(l,ni,nf)), - LDATA(l,ni,nf,'X')/(LDATA(l,ni,nf,'R')**2»
+ LDATA(l,ni,nf,'X')**2)) ;
356
357 Bsh(ni,nf) = SUM(l$(kl(l,ni,nf)), LDATA(l,ni,nf,'B')) ;
358
359 * Construcción Ybus
360 Yg(ni,nf)$(ord(ni)=ord(nf)) = sum(n,gij(ni,n)+gij(n,ni));
361
362 Yg(ni,nf)$(ord(ni)<>ord(nf)) = -gij(ni,nf)-gij(nf,ni);
365
366 Yb(ni,nf)$(ord(ni)<>ord(nf)) = -bij(ni,nf)-bij(nf,ni); 367

```

```

368 variables
369     C valor de la funcion a minimizar.
370     pg(t,g) potencia activa generada por los generadores.
371     qg(t,g) potencia reactiva generada por los generadores.
372 *     Qbat(t,j) Potencia reactiva carga bateria
373 *     Qdis(t,j) Potencia reactiva de descarga bateria
374     v(t,n) voltaje en cada nudo
375     d(t,n) angulo de la tension en cada nudo ; 376
377 positive variables
378     Pch(t,j) Potencia activa de carga bateria
379     Pdis(t,j) Potencia activa de descarga bateria
380     B(t,j) SOC
381 *     Pl(t,n,ni) Potencia maxima por linea
382 ; 383
384
385 v.up(t,n) = Vmax;
386 v.lo(t,n) = Vmin; 387
v.l(t,n) = 1.0 ; 388
d.up(t,n) = 3.14 ; 389
d.lo(t,n) = -3.14 ; 390
d.fx(t,'n1')= 0; 391 d.l(t,n)
= 0.0 ; 392
393 pg.up(t,g)= GENDAT(g,'Pmax')/Pbase;
394 pg.lo(t,g)= GENDAT(g,'Pmin')/Pbase;
395 qg.up(t,g)= GENDAT(g,'Qmax')/Pbase;
396 qg.lo(t,g)= GENDAT(g,'Qmin')/Pbase; 397
398 *Pl.up(t,n,ni)$ (ord(n)<>ord(ni))=5;
399
400 B.up(t,j)= stodat(j,'Bmax') ;
401 B.fx('t0',j) = stodat(j,'Bmax')*0 ;
402 Pch.up(t,j)= stodat(j,'Pbat') ;
403 Pdis.up(t,j)= stodat(j,'Pbat') ;
404 *potencia viento fijada segun los datos del problema.
405 $ONTEXT
406 pg.fx('t1' , 'g3')= 0;
407 pg.fx('t2' , 'g3')= 0;
408 pg.fx('t3' , 'g3')= 0;
409 pg.fx('t4' , 'g3')= 0;
410 pg.fx('t5' , 'g3')= 0;
411 pg.fx('t6' , 'g3')= 0;
412 pg.fx('t7' , 'g3')= 0;
413 pg.fx('t8' , 'g3')= 1.30;
414 pg.fx('t9' , 'g3')= 2.00;
415 pg.fx('t10' , 'g3')= 2.60;
416 pg.fx('t11' , 'g3')= 2.10;
417 pg.fx('t12' , 'g3')= 1.20;
418 pg.fx('t13' , 'g3')= 1.30;
419 pg.fx('t14' , 'g3')= 0.25;
420 pg.fx('t15' , 'g3')= 1.80 ;
421 pg.fx('t16' , 'g3')= 0.50;
422 pg.fx('t17' , 'g3')= 0.70;
423 pg.fx('t18' , 'g3')= 1.10;
424 pg.fx('t19' , 'g3')= 0.30;
426 pg.fx('t21' , 'g3')= 1.50;
427 pg.fx('t22' , 'g3')= 1.00;
428 pg.fx('t23' , 'g3')= 0;
429 pg.fx('t24' , 'g3')= 0;
430 *Potencia total disponible viento solo limitada superiormente.
431 $OFFTEXT
432 pg.up('t1' , 'g3')= 0;
433 pg.up('t2' , 'g3')= 0;
434 pg.up('t3' , 'g3')= 0;
435 pg.up('t4' , 'g3')= 0;

```

```

436 pg.up('t5' , 'g3')= 0;
437 pg.up('t6' , 'g3')= 0;
438 pg.up('t7' , 'g3')= 0;
439 pg.up('t8' , 'g3')= 1.30;
440 pg.up('t9' , 'g3')= 2.20;
441 pg.up('t10' , 'g3')= 3.50;
442 pg.up('t11' , 'g3')= 2.10;
443 pg.up('t12' , 'g3')= 1.20;
444 pg.up('t13' , 'g3')= 1.30;
445 pg.up('t14' , 'g3')= 0.25;
446 pg.up('t15' , 'g3')= 1.80 ;
447 pg.up('t16' , 'g3')= 0.50;
448 pg.up('t17' , 'g3')= 0.70;
449 pg.up('t18' , 'g3')= 1.10;
450 pg.up('t19' , 'g3')= 0.30;
451 pg.up('t20' , 'g3')= 1.50;
452 pg.up('t21' , 'g3')= 2.25;
453 pg.up('t22' , 'g3')= 1.00;
454 pg.up('t23' , 'g3')= 0;
455 pg.up('t24' , 'g3')= 0;
456
457 equations
458
459 Cargos Funcion a minimizar
460 BalanceP(t,n) balance de potencia activa
461 BalanceQ(t,n) balance de potencia reactiva
462 Balanceenergia(t,j) balance de energía del storage.
463 Continuidad(t,j) Ecuación de continuidad de energía
464 * LimitlineaP(t,n,ni) Ecuación para limitar la potencia de las lineas
465 ;
466
467 Cargos.. C =E= SUM((tt,g), GENDAT(g,'ai')*power(pg(tt,g),2) +
468 GENDAT(g,'bi')*pg(tt,g) +
469 GENDAT(g,'ci')) +
470 SUM((tt,j), STODAT(j,'ch')*Pch(tt,j));
471
472 BalanceP(tt,n).. SUM(gn(g,n), pg(tt,g)) - pc(tt,n) -
473 SUM(jn(j,n), Pch(tt,j)) + SUM(jn(j,n), Pdis(tt,j)) =E=
474 v(tt,n)*SUM(ni, v(tt,ni)*Yg(n,ni)*cos( d(tt,n)-d(tt,ni) ) +
475 v(tt,ni)*Yb(n,ni)*sin( d(tt,n)-d(tt,ni) ) ) ;
476
477 BalanceQ(tt,n).. SUM(gn(g,n), qg(tt,g)) - qc(tt,n) =E= v(tt,n)*SUM(ni,
478 v(tt,ni)*Yg(n,ni)*sin( d(tt,n)-d(tt,ni) ) -
479 v(tt,ni)*Yb(n,ni)*cos( d(tt,n)-d(tt,ni) ) ) ;
480
481 Balanceenergia(tt(t),j).. B(t,j) =E= B(t-1,j) + Pch(t,j)*stodat(j,'Rend')
482 - Pdis(t,j)/stodat(j,'Rend') ;
483
484 Continuidad(tt,j).. B('t0',j) =E= B('t24',j);
485
486 *LimitlineaP(tt,n,ni).. Pl(tt,n,ni) =E= (abs(v(tt,n)* v(tt,ni)* Yg(n,ni)*cos(>

```

```

d(tt,n)-d(tt,ni) ) +
487 *          v(tt,ni)*Yb(n,ni)*sin( d(tt,n)-d(tt,ni) ))) ;
488
489
490 model DDD / all /; 491
492 solve DDD using DNLP MINIMIZING C; 493
494 parameter resultado(t,*) ; 495
496 resultado(tt, 'Pg total') = sum(gn(g,n), pg.l(tt,g)) ;
497 resultado(tt, 'Qg total') = sum(gn(g,n), qg.l(tt,g)) ;
498 resultado(tt, 'Pc total') = sum(n, pc(tt,n));
499 resultado(tt, 'Qc total') = sum(n, qc(tt,n)) ; 500
501 *resultado(tt, 'v') = v.l(tt,n) ;
502 *resultado(tt, 'd') = d.l(tt,n) ;
503
504 display resultado ;

```

BIBLIOGRAFÍA

- [1] REE, «‘Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2016’».
- [2] «www.sotaventogalicia.com,»
- [3] «<https://www.awea.org>,»
- [4] «<http://energystorage.org/>,»
- [5] * . P. Y. L. b. James D. Van de Ven a, «Liquid piston gas compression».
- [6] «<http://contest.techbriefs.com>,»
- [7] «<http://www.me.umn.edu/>,»
- [8] E. M. Garcia., «Estado del Arte de Sistemas de Compresión de Hidrógeno a Alta Presión».
- [9] Proingas, «Gases industriales, el Hidrogeno.»
- [10] «www.elpais.com,»
- [11] S. Bardo., «<http://upcommons.upc.edu/>,»
- [12] G. L. Soloveichik, «Electrochemistry: Metal-free energy storage».
- [13] E. inteligencia., «Ponte al día en almacenamiento de energía».
- [14] J. A. L. Edgardo D. Castronuevo, «optimal operation and hydro storage sizing of a wind – hydro power plant».
- [15] M. V. López, «Inteniería de la energía eólica.»
- [16] «<http://www.expansion.com/2014/01/21/empresas/energia/1390260784.html>,»
- [17] «<http://icseg.iti.illinois.edu/ieee-14-bus-system/>,»