

UNIVERSIDAD DE SEVILLA



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIEROS



DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA. INGENIERÍA INDUSTRIAL

PROYECTO FIN DE CARRERA

Tecnologías para el almacenamiento de energía. Aplicaciones industriales en distribución.

Autor: Emilio Jesús Rodríguez Fernández

**Directores: Dr. Manuel Burgos Payan
Dr. José Luis Martínez Ramos**

Junio de 2012

A mis Padres.

Agradecimientos

Han sido años muy duros, bonitos pero muy duros, y los que mejor los saben son aquellas personas que me han acompañado durante este trayecto, por eso, ahora que llega el momento de hacer pública mi gratitud, no quiero dejar pasar a nadie por alto.

Sé que por mucho que intente escribir lo que pienso, las palabras no conseguirán acercarse a lo que realmente siento, por ello y antes de dar las gracias, pido perdón.

En primer lugar, tengo el deber de mencionar a mi Madre y mi Padre, que con sus incansables ejemplos de humildad, sencillez, trabajo, esfuerzo, constancia y amor, han conseguido impregnarme de su sabiduría. Hoy estoy aquí y soy lo que soy por ellos. Os doy las gracias, por darme todo lo que soy ahora, por dejarme beber de vuestro esfuerzo y sacrificio, por enseñarme lo que es humildad, por apoyarme y por su infinita paciencia, y gracias a ellos porque esta carrera sea quizás más suya que mía.

A mi hermano, que en muchos aspectos de su vida ha demostrado cosas tan grandes que jamás pensé y por ello, me siento orgulloso, porque siempre tiene una sonrisa y una palabra de apoyo, por tratarme siempre con mimo y cariño.

Agradecimientos también a mi novia, por leerse mil veces el proyecto, por apoyarme, por quererme y por esperarme para cumplir nuestros sueños.

A mis primos y primas, porque tengo un primo para cada trocito de mi vida, tengo con el que reír, con el que salir de marcha, otro con el que llorar y otro que siempre me presta su hombro para lo que necesito, Mi Primo.

Mis tíos, tías y mi padrino, ellos hacen que la Familia sea algo sólido y estemos unidos.

No puedo olvidar nombrar a Manu, Fran y Carlos, mis tres compañeros de carrera que con el tiempo se han convertido en mis amigos, bienvenidos.

A Laura, Pablo que en estos meses se están convirtiendo en personas importante en mi vida, y no puedo olvidarme de Hadriano, que aunque la distancia hace que no nos veamos, no puedo pasar por alto los ánimos que recibí cuando no tenía mis mejores momentos.

Por último, agradecer a mi tutor del proyecto Manuel Burgos, por poner en práctica lo que es tener paciencia.

Gracias a todos, porque sin vuestra ayuda con total seguridad, hoy no estaría aquí.

Índice de contenido

1	Introducción	1
1.1	El petróleo	1
1.2	Las Energías Renovables	3
1.3	Los sistemas de almacenamiento.....	5
1.4	Beneficios del Almacenamiento.....	5
1.4.1	Beneficios en generación.....	5
1.4.2	Beneficios en transporte.....	6
1.4.3	Beneficios para el consumidor final.....	6
1.4.4	Clasificación de los sistemas de almacenamiento	7
2	Tecnologías de almacenamiento	9
2.1	Bombeo hidráulico	9
2.1.1	Principio de funcionamiento	9
2.1.2	Ventajas	10
2.1.3	Desventajas	11
2.1.4	Aplicaciones y casos prácticos.....	11
2.2	C.A.E.S (Almacenamiento de Energía por Aire Comprimido).....	12
2.2.1	Principio de funcionamiento	13
2.2.2	Ventajas	15
2.2.3	Desventajas	16
2.2.4	Aplicaciones y casos prácticos.....	16
2.3	Tecnología del hidrógeno.....	17
2.3.1	Principio de funcionamiento	17
2.3.2	Ventajas	21
2.3.3	Desventajas.	21
2.3.4	Aplicaciones y casos prácticos.....	22
2.4	Volantes de inercia.....	22
2.4.1	Principio de funcionamiento	22
2.4.2	Desarrollo.....	24
2.4.3	Ventajas	25

2.4.4	Desventajas	25
2.4.5	Aplicaciones y casos prácticos.....	25
2.5	Supercondensadores.....	26
2.5.1	Principio de funcionamiento	27
2.5.2	Ventajas	28
2.5.3	Desventajas	28
2.5.4	Aplicaciones y casos prácticos.....	28
2.6	Bobinas magnéticas superconductoras (SMES).....	29
2.6.1	Principio de funcionamiento	29
2.6.2	Ventajas	30
2.6.3	Desventajas	31
2.6.4	Aplicaciones y casos prácticos.....	31
2.7	Baterías	32
2.7.1	Baterías de altas temperaturas. Baterías de Sulfuro de Sodio (NAS).....	32
2.7.2	Baterías de altas temperaturas. Baterías ZEBRA	35
2.7.3	Baterías de ion-litio	36
2.7.4	Baterías de Plomo ácido	38
2.7.5	Baterías de Níquel	39
2.7.6	Baterías de flujo.	40
2.7.7	Baterías de Metal-Aire	44
3	Casos analizados	46
3.1	Caso 1. Planta Industrial.....	46
3.1.1	Análisis del sistema eléctrico	47
3.1.2	Análisis de la curva de demanda	47
3.1.3	Análisis del caso	52
3.1.4	Pérdidas en el transformador de alimentación	53
3.1.5	Grado de congestión del transformador	54
3.1.6	Caída de tensión en el nudo de conexión	55
3.1.7	Costes horarios, diarios y anuales de la energía	55
3.1.8	Análisis del caso con dispositivo de almacenamiento	58
3.1.9	Las pérdidas en el transformador durante los periodos de carga y descarga	62
3.1.10	Reducción total de las pérdidas horarias, diarias y anuales.....	63
3.2	Caso 2. Distribución con almacenamiento concentrado	65
3.2.1	Análisis de la curva de demanda	66

3.2.2	Pérdidas en las líneas y el transformador de alimentación	67
3.2.3	Caída de tensión en cada nudo para cada hora del día.....	68
3.2.4	Grado de congestión.....	71
3.2.5	Análisis del caso con dispositivo de almacenamiento	72
3.2.6	La máxima inyección en el extremo de la línea.....	75
3.2.7	Pérdidas durante las cargas y descargas del dispositivo de almacenamiento.....	78
3.2.8	Las tensiones en cada uno de los nudos durante los periodos de carga y descarga del dispositivo de almacenamiento	81
3.2.9	Grado de descongestión del transformador y líneas con el dispositivo de almacenamiento.....	86
3.3	Caso 3. Distribución con almacenamiento distribuido	88
3.3.1	Análisis de la curva de demanda	88
3.3.2	Pérdidas en las líneas y en el transformador	91
3.3.3	Caída de tensión	93
3.3.4	Grado de congestión a la hora punta	93
3.3.5	Máxima energía desplazada de horas pico a valle	95
3.3.6	Pérdidas durante los periodos de carga y descarga de los dispositivos	98
3.3.7	Grado de descongestión durante los periodos de carga y descarga del dispositivo 100	
3.3.8	Demora de medidas correctoras	101
4	Conclusiones y trabajos futuros.....	103
4.1	Conclusiones y trabajos futuros.....	103

Lista de Figuras

Figura 1.1. Evolución del PIB español y el consumo de Energía Final [8].	1
Figura 1.2. Evolución del precio del crudo [8].	2
Figura 1.3. Curva de Producción de Petróleo.	3
Figura 1.4. Clasificación en función de la forma de almacenamiento.	7
Figura 1.5. Clasificación en función de la capacidad de almacenamiento.	8
Figura 1.6. Clasificación en función de su uso en la red.	8
Figura 2.1. Central de bombeo [29].	10
Figura 2.2. Embalse superior de la central de bombeo de La Muela.	12
Figura 2.3. Funcionamiento de una Central AA-CAES.	13
Figura 2.4. Esquema de funcionamiento de una Central AA-CAES.	14
Figura 2.5. Esquema de funcionamiento de planta CAES (Sistema Híbrido) [1].	14
Figura 2.6. Planta CAES en Ohio.	16
Figura 2.7. Beacon Power's Smart Energy 25 kW flywheel.	26
Figura 2.8. Componentes de un condensador.	27
Figura 2.9. Esquema de almacenamiento y diagrama de bloques del sistema.	30
Figura 2.10. Sistemas SMES de la compañía ACCEL [3].	32
Figura 2.11. Celda electroquímica de la Batería de NAS.	33
Figura 2.12. Principales Partes de una celda de Sodio-azufre.	33
Figura 2.13. 34 MW Junto a Parque Eólico de 51 MW, Japón.	35
Figura 2.14. Sistema de almacenamiento Li-Ion de 100kW.	37
Figura 2.15. Batería de Zinc-Bromo.	41
Figura 2.16. Baterías de flujo de Zinc-Bromo 1(500 kW, durante 2 horas).	42
Figura 2.17. Principio de funcionamiento Redox-Vanadio.	43
Figura 3.1. Esquema sistema eléctrico simulado.	46
Figura 3.2. Curva de demanda correspondiente al día 16/10/2010.	48
Figura 3.3. Curva de demanda correspondiente al día 1/3/2010.	48
Figura 3.4. Curva de demanda correspondiente a dos lunes.	49
Figura 3.5. Curva de demanda de los días martes, miércoles, jueves y viernes.	50
Figura 3.6. Curva de demanda del fin de semana.	50

Figura 3.7. Media de consumos de los diferentes días de la semana.	51
Figura 3.8. Curva Horaria Tipo 1.....	52
Figura 3.9. Curva Horaria Tipo 2.....	53
Figura 3.10. Congestión de los transformadores en el momento de mayor consumo.	54
Figura 3.11. Comparación de costes por meses entre Curvas Horarias de cada mes y la Curva Horaria Tipo 1.	57
Figura 3.12. Curva Horaria de consumo Tipo 1.	58
Figura 3.13. Estrategia teórica de funcionamiento del dispositivo.	59
Figura 3.14. Comparación de las curvas de consumo, con almacenamiento y sin almacenamiento.....	60
Figura 3.15. Comparación costes mes a mes con dispositivo y sin dispositivo.	61
Figura 3.16. Comparativa de las pérdidas con almacenamiento y sin dispositivo de almacenamiento.....	63
Figura 3.17. Congestión de los transformadores con la máxima demanda con el dispositivo en carga.	64
Figura 3.18. Congestión de los transformadores con la máxima demanda con el dispositivo en descarga.	65
Figura 3.19. Esquema de la red de distribución urbana correspondiente al Caso 3.	65
Figura 3.20. Esquema en PowerWorld de las líneas sobre las que se han realizado simulaciones.	66
Figura 3.21. Curva de demanda de la línea “Empalme-Corral del Acabose”.....	66
Figura 3.22. Curva de demanda de la línea “Empalme-Estrella Sirio”.	67
Figura 3.23. Pérdidas en líneas y transformador.	67
Figura 3.24. Almacenamiento en la línea “Empalme-Corral del Acabose”.....	73
Figura 3.25. Almacenamiento en la línea “Empalme-Estrella Sirio”.	74
Figura 3.26. Curva de demanda.	74
Figura 3.27. Simulación PowerWorld inyección 6 MVA. Sólo activa.....	76
Figura 3.28. Simulación PowerWorld con inyección de reactiva.....	78
Figura 3.29. Traslado de demanda frente a reducción de pérdidas.....	80
Figura 3.30. Energía diaria media generada con dispositivo y sin él.	80
Figura 3.31. Disminución de tensiones con dispositivo en carga en línea “Empalme-Estrella Sirio”.....	82
Figura 3.32. Aumento de tensiones en línea “Empalme-Estrella Sirio”.....	83
Figura 3.33. Disminución de tensiones con dispositivo en carga en línea “Empalme-Corral del Acabose”.....	85
Figura 3.34. Aumento de tensiones en la línea “Empalme-Corral del Acabose”.....	86
Figura 3.35. Esquema de la red de distribución urbana correspondiente al Caso 3.	88

TECNOLOGIAS PARA EL ALMACENAMIENTO DE ENERGIA. APLICACIONES INDUSTRIALES EN DISTRIBUCIÓN

Figura 3.36. Demanda en línea “Empalme-Corral del Acabose”	89
Figura 3.37. Demanda en línea “Empalme-Estrella-Sirio”	90
Figura 3.38. Evolución de la demanda.....	90
Figura 3.39. Pérdidas totales para cada año.	91
Figura 3.40. Esquema PowerWorld máxima congestión hora 16.	94
Figura 3.41. Congestión del transformador para cada año. Antes de colocar el dispositivo.	94
Figura 3.42. Demanda horaria y media correspondiente al año 3.	95
Figura 3.43. Demanda en función del grado de penetración de los dispositivos.	97
Figura 3.44. Comparación entre curvas de demanda.	97
Figura 3.45. Distribución de pérdidas.	98
Figura 3.46. Congestión del Transformador con dispositivos al 25%.	100
Figura 3.47. Congestión del transformador con dispositivos al 100%.....	101

Lista de Tablas

Tabla 2.1. Resumen características de Tecnologías de Almacenamiento.....	45
Tabla 3.1. Fragmento del fichero de datos.....	47
Tabla 3.2. Consumos máximos y mínimos de la planta industrial del Caso 1.....	47
Tabla 3.3. Consumos máximos y mínimos de la planta industrial considerada en el Caso 1.	49
Tabla 3.4. Media potencia en las estaciones de verano e invierno.....	51
Tabla 3.5. Pérdidas en los transformadores según la Curva Horaria Tipo1.....	53
Tabla 3.6. Pérdidas en los transformadores según la Curva Horaria Tipo 2.....	54
Tabla 3.7. Pérdidas en la hora punta.	54
Tabla 3.8. Término de potencia: €/kW y año.....	55
Tabla 3.9. Término de energía en €/kWh.....	55
Tabla 3.10. Periodos horarios tarifa 6.1.	56
Tabla 3.11. Costes medio mensuales de energía, sin dispositivo.....	56
Tabla 3.12. Comparación de costes anuales.	57
Tabla 3.13. Definición de Horas Pico/Valle.....	58
Tabla 3.14. Comparación entre tarificación horaria y horas pico/valle.....	59
Tabla 3.15. Comparación entre costes con dispositivo y sin dispositivo.....	61
Tabla 3.16. Pérdidas del transformador en las horas de carga/descarga.....	62
Tabla 3.17. Comparativa de pérdidas diarias y anuales.	63
Tabla 3.18 Máxima demanda en horas donde el dispositivo carga energía.	64
Tabla 3.19. Pérdidas totales diarias y anuales.....	68
Tabla 3.20. Caída de tensión para la línea “Empalme-Corral del Acabose”.	69
Tabla 3.21. Caída de tensión de la línea “Empalme-Estrella Sirio”.	70
Tabla 3.22. Grado de congestión de las líneas y el transformador en hora punta.	71
Tabla 3.23. Energía demandada y cedida por el acumulador en línea “Empalme-Corral del Acabose”.	73
Tabla 3.24. Energía demandada y cedida por el acumulador en línea “Empalme-Estrella Sirio”.	73
Tabla 3.25. Tensiones a las 16:00 horas con y sin dispositivo.	75
Tabla 3.26. Tensiones con acumulador a 6 MW a las 8:00 Horas.....	76
Tabla 3.27. Tensiones a las 16:00 horas sin y con dispositivo en línea “Empalme-Corral del Acabose”.	77

TECNOLOGIAS PARA EL ALMACENAMIENTO DE ENERGIA. APLICACIONES INDUSTRIALES EN DISTRIBUCIÓN

Tabla 3.28. Tensiones con acumulador a 6 MW a las 8:00 horas en línea “Empalme-Corral del Acabose”.....	77
Tabla 3.29. Estimación de pérdidas del dispositivo en línea “Empalme-Estrella Sirio”.	78
Tabla 3.30. Estimación de pérdidas del dispositivo en línea “Empalme-Corral del Acabose”	78
Tabla 3.31. Estimación de pérdidas diarias y anuales del dispositivo.....	79
Tabla 3.32. Resultados reducción de pérdidas.	79
Tabla 3.33. Pérdidas en líneas con y sin dispositivo.....	79
Tabla 3.34. Tensiones en los nudos con el dispositivo en carga en la línea “Empalme-Estrella Sirio”.....	81
Tabla 3.35. Caídas de tensión en los nudos con dispositivo en descarga en Línea “Empalme-Estrella Sirio”.....	83
Tabla 3.36. Caídas de tensión en los nudos con dispositivo en carga en Línea “Empalme-Corral del Acabose”.	84
Tabla 3.37. Caídas de tensión en los nudos con dispositivo en descarga en Línea “Empalme-Corral del Acabose”.	85
Tabla 3.38. Dispositivo en línea “Empalme-Estrella Sirio”.	87
Tabla 3.39. dispositivo en línea “Empalme-Corral del Acabose”.....	87
Tabla 3.40. Incremento porcentual de pérdidas respecto al año 0.	92
Tabla 3.41. Pérdidas totales diarias y anuales.....	92
Tabla 3.42. Caída de tensión en el nudo “Estrella Sirio” para las 16:00 horas.....	93
Tabla 3.43. Congestión de las líneas y el transformador para las 16:00 horas.....	93
Tabla 3.44. Estrategia de almacenamiento.....	96
Tabla 3.45. Desviación estándar en función del grado de penetración.....	98
Tabla 3.46. Pérdidas diarias totales.....	99
Tabla 3.47. Pérdidas totales anuales y reducción en %.	99
Tabla 3.48. Estimación de la congestión del transformador.....	101

1.1 El petróleo

Los combustibles fósiles (petróleo, carbón, gas natural) desde la Primera Revolución Industrial, son los que han abastecido de energía nuestras vidas.

Los países industrializados buscan por encima de todo la calidad de vida, basada principalmente en el consumo energético, así, se tiene una gran dependencia de los combustibles fósiles para satisfacer nuestras “necesidades prescindibles”, la energía es, sin duda, indispensable para que el sistema socioeconómico funcione.

En la Figura 1.1 se aprecia como el PIB y el consumo energético en toneladas equivalente de petróleo (TEP) tienen curvas similares, este hecho sostiene lo que se ha comentado en el párrafo anterior, donde calidad de vida y consumo energético llevan caminos paralelos, así puede apreciarse como a partir de 2008, fecha en la que comenzó la crisis económica, tanto el PIB como la energía siguen ambas una curva descendente.

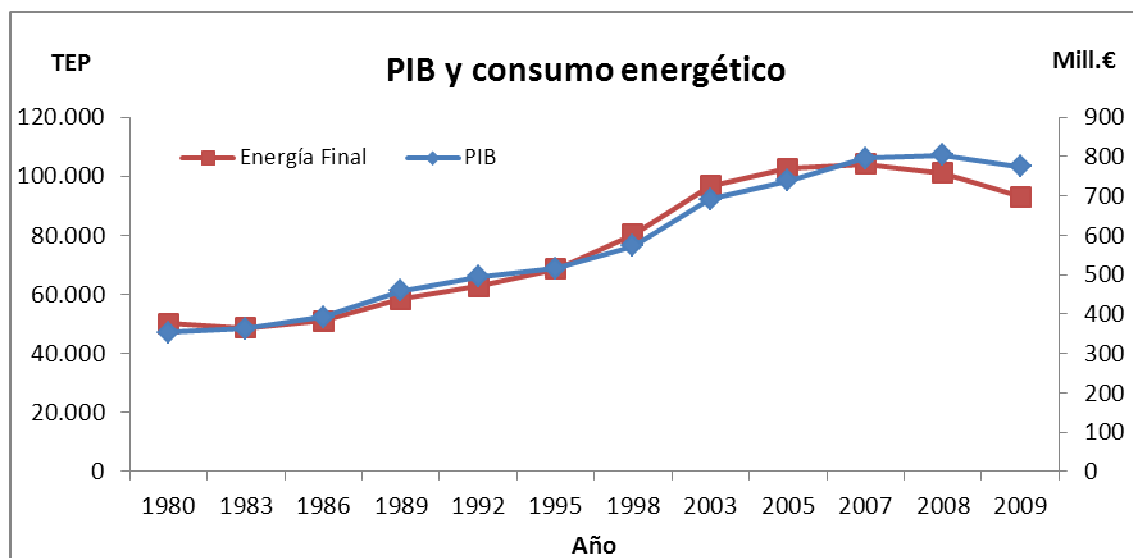


Figura 1.1. Evolución del PIB español y el consumo de Energía Final [8].

Es cierto que a mayor consumo energético mayor es el nivel de vida, pero esta afirmación tiene sus limitaciones, ya que, la correlación entre ambos parámetros no es lineal, es decir, existe un punto de saturación donde no por consumir más energía se aumenta más el nivel de vida.

Se podría tener una calidad de vida semejante a la actual sin la necesidad de un consumo energético desmesurado, y hacia ese camino debe ir la civilización, es decir, hacia el camino del ahorro. Sin embargo, parece que los patrones de cambio todavía no se han activado, lo que hace augurar que sólo se podrá llegar a ese patrón de manera forzada, esto es, de manera que un aumento del precio de la energía conduzca a un aumento forzado del ahorro energético.

En la Figura 1.2 se observa la evolución de los precios del petróleo en la última década. Es un hecho que los precios cada vez van más al alza, lo que conlleva un aumento del precio de la energía al que no se está acostumbrado y que socialmente es complicado de asimilar. Este aumento del precio del crudo es debido principalmente al aumento de demanda de este tipo de combustible y a la disminución de oferta del mismo. Por ello, está llegando el momento de cambiar de rumbo en lo referente al consumo de combustibles fósiles, pues, el lugar en el que vivimos se queda sin stock en las reservas de hidrocarburos.

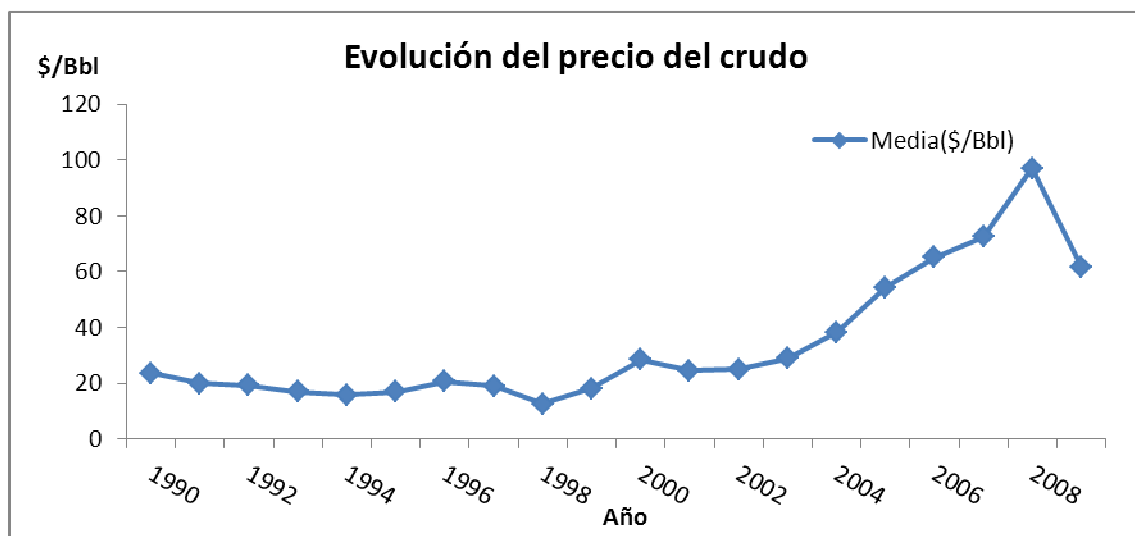


Figura 1.2. Evolución del precio del crudo [8].

Por otro lado y aunque no menos importante, se podría considerar que la quema de combustibles fósiles presenta otro problema fundamental, las emisiones de CO₂, siendo la principal causa del calentamiento global terrestre.

Las alternativas a los problemas que presentan los recursos fósiles, son básicamente tres:

La Energía Nuclear: No tiene emisiones de CO₂ y por ello mitiga el principal problema de los recursos fósiles, sin embargo, se trata de un recurso finito que además presenta otros problemas medioambientales importantes como son la gestión de residuos radiactivos y la seguridad.

Energías Renovables: Soluciona los problemas presentados por los combustibles fósiles, es una fuente "inagotable" de energía y además no tiene emisiones de CO₂, por el contrario, tiene una serie de inconvenientes que se tratarán más adelante.

Ahorro: Desde el punto de vista práctico el ahorro es la baza más inmediata y sencilla.

El ahorro, quizás sea la medida más útil mientras ocurre la transición entre el consumo de combustibles fósiles y el total acoplamiento de las Energías Renovables.

Finalmente se llega a la conclusión de que el Stock de recursos fósiles va en clara disminución debido al consumo desmesurado y a la escasez de los mismos, por otro lado, el calentamiento global comienza a ser una realidad. Si la conciencia de reducir considerablemente nuestro consumo energético no llega, entonces, para conseguir mantener nuestra calidad de vida, la alternativa que queda es la utilización de energías renovables.

1.2 Las Energías Renovables

Las energías renovables son una de las alternativas energéticas a los combustibles fósiles, estos, en un futuro cercano o no, se agotarán, o bien será tan cara la extracción de los mismos que no será rentable su utilización.

El agotamiento de este tipo de recursos ya fue augurado por Hubber que predijo el cenit de producción de petróleo. Este pico de extracción Figura 1.3, está por venir en los años venideros o bien, incluso se puede estar produciendo en estos mismos momentos. Es por ello que el empuje de las energías renovables tiene un valor añadido.

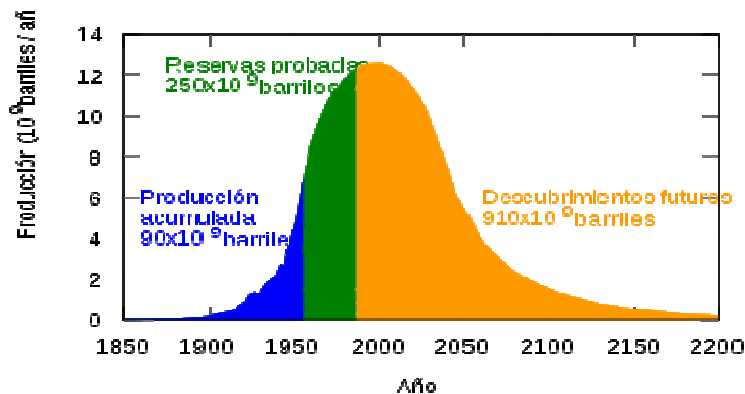


Figura 1.3. Curva de Producción de Petróleo.

Las energías renovables además tienen el cometido de ser el motor de creación de nuevas industrias y de creación de puestos de trabajo, mejorar la calidad del aire que respiramos y las aguas, contribuyendo al desarrollo social.

Otro de los motivos para utilizar energías renovables, en pro de los recursos fósiles, es prevenir el calentamiento global y reducir las emisiones de gases a la atmósfera, como se ha mencionado anteriormente. Como ejemplo, mencionar que una central fotovoltaica de unos 10 MW de potencia reducirá la emisión en unos 11 millones de toneladas de CO₂.

Ahora bien, es una incógnita saber si se dispone de las tecnologías suficientes para poder hacer la transición de recursos fósiles a energías renovables. En principio podríamos pensar que sí, sin embargo, las energías renovables únicamente sirven de apoyo a las energías tradicionales, esto es debido en parte a la gran influencia y dependencia de las energías derivadas del petróleo, pues son estas energías las que han impedido su crecimiento. Si bien es cierto que cada día se ven más y más campos eólicos y fotovoltaicos en nuestro entorno, verdaderamente resultan insuficientes si se quiere un cambio por completo en el modelo energético. Es imprescindible nuevas investigaciones y nuevas tecnologías que hagan más eficientes y si caben, más limpias las energías renovables actuales, así se tiene con el primer inconveniente de este tipo de energías.

La rigidez de las redes eléctricas es otro de los motivos por los que las energías renovables no están totalmente desarrolladas.

El sistema de generación de energía eléctrica, se fundamenta en centrales generadoras centralizadas basadas en la utilización de recursos fósiles en su mayoría. Las redes de transporte, por consiguiente están adaptadas a este esquema de generación. El transformar este esquema de generación y transporte a esquemas donde las energías renovables jueguen un papel fundamental requiere de una serie de desafíos. La red requerirá introducir en el sistema más flexibilidad para ser capaz de gestionar energías que son variables por su propia naturaleza. También considerar la posibilidad en la que los sistemas de distribución puedan pasar de un sistema pasivo a uno activo, es decir, donde cada cliente aparte de ser consumidor pueda ser también un potencial generador.

Mencionar como último gran inconveniente de las Energías Renovables la alta aleatoriedad en la disponibilidad de esta energía. Esto es un gran problema en el sistema eléctrico, donde, las predicciones de generación de energía se hacen con un día de antelación en vista del consumo previsto. Otro problema relacionado con la aleatoriedad, es que el sistema eléctrico necesita en todo instante igualar generación y consumo, y ambos parámetros son impredecibles lo que hace que las energías renovables tengan que estar respaldadas en todo momento por centrales de generación tradicionales para poder responder en caso de que las "Renovables" no generen lo previsto o bien que haya un aumento o caída inesperada del consumo.

También, puede ocurrir que la generación de energía sea excesiva por parte de las "Renovables" lo que puede llegar incluso a desconectarlas de la red, este inconveniente de exceso de generación por parte de las energías renovables se ha ido subsanando, en parte, mediante interconexiones con otros países.

Conclusión; La gestión de las energías renovables dentro del sistema eléctrico es un problema debido en gran parte a la naturaleza variable de las mismas. Como solución, se nos presenta un nuevo reto, la utilización de los sistemas de almacenamiento de energía, ahora debemos dar respuesta a un nuevo por qué, el porqué de la utilización de los sistemas de almacenamiento de energía.

1.3 Los sistemas de almacenamiento

Cuando se habla de la escasez de recursos fósiles, se tiene en mente que se agota la energía que la naturaleza durante miles de millones de años ha ido almacenando en la tierra, (ahí está la cuestión, la tierra ha estado almacenando energía) y ese almacenamiento también se agota, así pues, no es la energía la que se agota, sino el almacenamiento natural del que se dispone, por ello se debe buscar alternativas, tanto a la generación de la energía como al almacenamiento de la misma.

Otro motivo es que en la energía eléctrica hay que igualar en todo momento generación y consumo. Esto se consigue mediante complejos sistemas de control (complejos, porque equilibran una red de millones de usuarios con miles de centrales generadoras) que existen en las centrales generadoras, Operadores de Sistemas, etc. Se tiene como ejemplo, los parques eólicos en España, en los cuales prácticamente ninguno incorpora sistemas de almacenamiento, esto es posible, debido a que las redes están lo suficientemente bien interconectadas, con lo que, durante fluctuaciones, permite la compra-venta de energía con otros países, sin embargo, a medida que el papel de las energías renovables aumenta, las fluctuaciones son más importantes. Los sistemas de almacenamiento de corto, medio plazo, podría hacer que el rol de las energías renovables fuera el de potencia base, pudiendo cubrir incluso picos de demanda.

En la actualidad, no es posible tecnológicamente almacenar energía eléctrica a gran escala. Para solucionar este problema, se transforma esa energía eléctrica en otro tipo de energía, cinética, potencial, química, térmica donde si sea posible su almacenamiento, por otro lado, se verá como estos sistemas de almacenamiento repercuten en la red eléctrica desde generación hasta el consumidor, pasando por el transporte y la distribución.

1.4 Beneficios del Almacenamiento

Los beneficios de los sistemas de almacenamiento, se dan en todos los niveles del sistema eléctrico, generadores, transporte, consumidor final.

1.4.1 Beneficios en generación

Consecuencia de que la energía eléctrica no pueda ser almacenada en todo momento oferta y demanda de energía deben igualarse, esto se consigue manteniendo la frecuencia de la red en 50 Hz. teniendo unos márgenes de oscilación de frecuencia limitados. Estas variaciones de frecuencia podrían mejorarse y amortiguarse más rápidamente con un sistema de almacenamiento de energía.

En generación de renovables se pueden reducir las fluctuaciones de potencia permitiendo una mayor despachabilidad y venta de energía, al tener una mejor previsibilidad por estar respaldadas por el dispositivo de almacenamiento.

Con grandes sistemas de almacenamiento se podría ver reducida la reserva rodante de centrales (centrales de base) que son de alto coste para el sistema, pues, durante los periodos de valle estas centrales permanecen infrautilizadas. Con el sistema de almacenamiento esto se podría ver reducido en gran medida.

Un inconveniente de centrales generadoras renovables es la necesidad de disponer de una central de apoyo, que proporcione la energía necesaria en caso que las renovables no genere lo previsto, al disponer de una tecnología de almacenamiento con capacidad suficiente se podría prescindir de este tipo de centrales y la central de generación renovable actuaría como central de base.

El hecho de disponer de diferentes tarifas eléctricas dependiendo del periodo horario, hace que almacenar energía pueda ser considerado como un hueco de mercado, pudiendo almacenar energía en los periodos horarios de bajo consumo, donde la energía eléctrica se oferta a menor precio, e inyectar energía a la red, en periodos de alta demanda de energía donde el precio es superior, además, como ventaja adicional, conseguiríamos allanar la curva de demanda.

Se podrían aplazar las inversiones de nuevas centrales al poder aprovechar mejor la potencia instalada de las energías renovables, es decir, habría un mayor aprovechamiento de la potencia instalada por las energías renovables.

1.4.2 Beneficios en transporte

Con un sistema de almacenamiento bien implantado el operador de sistema tendría más facilidad para poder integrar una mayor cantidad de energía de procedencia renovable a la red durante cualquier hora del día, capacidad de aumentar o disminuir la potencia inyectada en la red, reposición del servicio desde cero, estas son algunas aplicaciones que se podría hacer frente con un adecuado sistema de almacenamiento.

Un sistema de almacenamiento puede mejorar la calidad y fiabilidad del suministro eléctrico, evitando los huecos de tensión o interrupciones breves de menos de dos segundos, es decir, regulando la tensión y ayudando a la estabilidad del sistema eléctrico en transporte.

Los sistemas de almacenamiento pueden ayudar a las redes de transporte a volver a su estado normal de operación tras una perturbación.

Análogamente se podría posponer inversiones en la ampliación de capacidad de la red o líneas, dotando a estas de recursos tecnológicos adicionales como el caso de sistemas de almacenamientos, aliviando de forma considerable el sistema en periodos de máxima demanda e incrementando el uso de la red [27].

Por otro lado, se podrían aplazar las inversiones en nuevas líneas debidas, a que el almacenamiento de energía estaría más cerca del consumidor final.

1.4.3 Beneficios para el consumidor final

Se podría ver reducido la facturación/cargo por tiempos de utilización y por consumo/demanda.

Puede actuar como medida de protección en equipos que requieran de una buena calidad de onda, además de proporcionar una fiabilidad del servicio extra, ya que podría actuar como sistemas de apoyo frente a interrupciones, y servir de puente hasta que los generadores de emergencia estén totalmente operativos.

La integración de los sistemas de almacenamiento, tiene una fuerte componente medioambiental positiva, pudiendo provocar una disminución del consumo de combustible y en consecuencia una reducción de las emisiones de gases contaminantes.

El desarrollo comercial de los sistemas de almacenamiento facilitará la integración de los vehículos eléctricos. La utilización de estos vehículos eléctricos supone un beneficio potencial tanto para el consumidor como para la red eléctrica. Si estos dispositivos son capaces de descargar energía a la propia red conseguirían mejorar la utilización de la red, nivelando la demanda y mejorando la fiabilidad [27].

1.4.4 Clasificación de los sistemas de almacenamiento

Se podrían hacer multitud de clasificaciones de los tipos de sistemas de almacenamiento, desde por tipo de tecnología usada, pasando por la desarrollo de la tecnología actual, hasta por la capacidad de almacenamiento de las mismas, en este apartado se verán varios tipos de clasificaciones de los sistemas de almacenamiento que se estudian a lo largo de este documento.

Una primera clasificación se puede hacer en función de la forma de almacenar la energía, así se distingues dos maneras. Los directos, que almacenan directamente la energía en energía eléctrica, y los indirectos, los cuales almacenan la energía en algún tipo de energía que no es eléctrica (potencial, química, cinética).

Almacenamiento							
directos			indirectos				
Supercondensadores	Bobinas Magnéticas	Vehículos eléctricos	Bombeo Hidráulico	CAES	Volantes de inercia	Baterías	Hidrógeno

Figura 1.4. Clasificación en función de la forma de almacenamiento.

Clasificación según la capacidad de almacenamiento de energía; Se entiende por capacidad la mayor cantidad de energía que puede ser tanto almacenada como suministrada y es igual a la potencia multiplicada por el número de horas de almacenamiento, se distinguen dos tipos, almacenamiento a gran escala, aquellos que albergan una gran cantidad de energía almacenada y almacenamiento a pequeña escala, aquellos que son capaces de almacenar una pequeña cantidad de energía.

Sistemas de almacenamiento	
Gran escala	Pequeña escala
Bombeo Hidráulico	Supercondensadores
CAES	Bobinas magnéticas
Baterías	Volantes de inercia
	Baterías
	Hidrógeno

Figura 1.5. Clasificación en función de la capacidad de almacenamiento.

Clasificación en función dentro de su aplicación del sistema eléctrico. Se distinguen tres.

- **Fiabilidad y Calidad de suministro.** Aquellos sistemas de almacenamiento que realizan labores de mantener la frecuencia y la tensión en valores aceptables durante pequeños periodos de tiempo ante ausencia de suministro.
- **Contingencias.** Los sistemas de almacenamiento pueden suministrar energía a las cargas más sensibles en periodos de interrupción de suministros, este tipo de suministro auxiliar se limita al orden de minutos.
- **Gestión de la energía.** Son sistemas con gran capacidad de energía y grandes potencias, capaces de nivelar la carga en momentos determinados y suministrar energía en pico de demanda, neutralizándola de esa forma.

Sistemas de almacenamiento								
Calidad de Suministro			Contingencias					Gestión
CAES	Baterías	Bombeo Hidráulico	Supercondensadores	Bobinas Magnéticas	Volantes de inercia	Baterías	Hidrógeno	Baterías

Figura 1.6. Clasificación en función de su uso en la red.

Capítulo 2

Tecnologías de almacenamiento

2.1 Bombeo hidráulico

La acumulación de energía mediante el bombeo de agua es la más antigua de las tecnologías de almacenamiento, se ha utilizado desde finales del siglo XIX y actualmente es el sistema de almacenamiento de energía más grande en términos de energía de todas las tecnologías. Además es la principal forma de almacenamiento de energía en España. [3,6]

En el mundo hay aproximadamente 90 GW de potencia instalada con esta tecnología que viene a ser el 3% de la capacidad de generación mundial.

En Japón aproximadamente el 10% de la energía eléctrica se obtiene de este tipo de aprovechamiento, mientras que en España las siete centrales de bombeo puro existente totalizan cerca de 2,5 GW de potencia instalada. [3,6]

En Europa y América del norte este tipo de tecnología se encuentra casi en su totalidad en explotación, mientras que donde aún queda potencial para desarrollarlas son las zonas de Asia y África, sin embargo, se prefiere desarrollar sistemas de almacenamiento de menor escala y con menores costes [3,6].

2.1.1 Principio de funcionamiento

Este sistema, bombea agua de un depósito inferior hacia otro a mayor altura, de esa forma convierte la energía eléctrica de la bomba en energía potencial, posteriormente cuando se necesita recuperar dicha energía en forma de energía eléctrica se hace pasar el agua, anteriormente bombeada, a través de una turbina hidráulica acoplado a un generador, el cual proporciona la energía que se necesita, de esta forma la central funciona como una central convencional de generación.

Afortunadamente este tipo de sistemas de almacenamiento disponen en la actualidad de la tecnología necesaria para ser implementada sin problemas, desgraciadamente es complicado encontrar una topografía favorable, además de los inconvenientes medioambientales que genera.

En estos sistemas el componente electromecánico más importante es un motor-generador o turbina-bomba reversible.

Inicialmente las centrales disponían de motores y generadores independientes debido al bajo rendimiento de dichas máquinas duales. Hoy día la mayoría de las centrales utilizan máquinas eléctricas que pueden funcionar tanto como generador o motor eléctrico.

Los tipos de centrales de bombeo son dos, las centrales mixtas, aquellas en las que el embalse superior puede recibir agua tanto del bombeo como de forma natural y las centrales de bombeo puras, únicamente reciben agua procedente del bombeo.

A continuación se explica de forma concisa el estado del arte de este tipo de tecnología a través de la Figura 2.1.



Figura 2.1. Central de bombeo [29].

Desde el embalse superior (1) el agua se deriva por un túnel horizontal a presión (3) a la cámara de válvulas desde donde arranca la conducción forzada (5) que desciende hasta la central. En la cabecera de dicha tubería suele haber una chimenea de equilibrio (4) o una cámara de alivio de presión y una cámara de válvulas. En ellas, se encuentran las válvulas de compuertas, principales válvulas de aislamientos automáticas que entran en funcionamiento en el caso de rotura de la conducción forzada. La chimenea de equilibrio se construye para evitar en las tuberías una sobrepresión inercial indeseada causada cuando el flujo se detiene por una disminución de la carga, si dicha presión es excesiva, el agua se vierte en el labio de la chimenea, esta chimenea también proporciona un volumen de reserva en el caso de un incremento instantáneo de la carga de la turbina. Se intenta que la central esté lo más cerca posible del embalse inferior en el que la conducción de descarga a de verter el agua turbinada.

2.1.2 Ventajas

Es una tecnología de las más maduras y muy estudiada, es fiable y tiene una larga vida.

En relación a la capacidad de almacenamiento de energía, pueden almacenar una gran cantidad de energía, y proporcionar grandes potencias, además de poseer un tiempo de respuesta rápido.

La eficiencia de esta tecnología es del orden del 75% muy similar a CAES.

2.1.3 Desventajas

Se puede considerar como desventaja la dependencia del diseño a formaciones geológicas específicas, es decir, no cualquier lugar es válido para implantar una central hidráulica de bombeo.

Por otro lado, se debe tener en cuenta consideraciones y legislaciones medioambientales, ya que grandes centrales de bombeo, pueden tener un impacto medioambiental perjudicial, mencionar a modo de ejemplo, el cambio del caudal de ríos, la calidad del agua y peligro para la fauna y especies protegidas.

Como último inconveniente, decir, que es un sistema de almacenamiento donde requiere de una inversión alta, como ejemplo, Los 1080 MW de la planta de Goldisthal han costado 700 millones de dólares (2002) [3].

Debido al estado de madurez de dicha tecnología, parece poco probable nuevos avances tecnológicos.

2.1.4 Aplicaciones y casos prácticos

Están concebidas para almacenar energía (bombear agua al embalse superior) en horas valle, allanando así la curva de demanda, mientras que en las horas pico, el sistema invierte su funcionamiento inyectando energía en la red. El bombeo reversible se suele emplear en situaciones en las que se requiere disponibilidad inmediata de potencia eléctrica, para hacer frente a subidas de punta en la demanda (Centrales de punta), para regular la frecuencia o controlar la tensión de la red.

Actualmente se están desarrollando nuevos conceptos encaminados hacia la sinergia como puede ser el concepto de “viento-acumulación por bombeo hidráulico”, donde se usa los excesos de energía eólica para llenar un depósito de agua, como puede ser el caso de la isla del Hierro.

También se están introduciendo los variadores de velocidad con la finalidad de mejorar el comportamiento dinámico y la eficiencia en torno a un 3%. Son turbo-bombas capaces de funcionar a distinta velocidad dependiendo del suministro o de la demanda eléctrica. Estas turbinas reversibles, permiten operar en un intervalo de velocidades de giro lo que permite variar la generación de electricidad en un 70% y el almacenamiento en un 40% son capaces de regular la frecuencia tanto en bombeo como en turbinación. Tienen un arranque más rápido y su frecuencia de giro variable permite a los operadores de la central evitar resonancias en el sistema con lo que aumentan la vida útil de los equipos y requieren un menor mantenimiento.

En España, el mayor sistema de bombeo reversible es el de La Muela, en la provincia de Valencia que entró en servicio en 1988. Permite almacenar la energía producida durante la noche de forma continua por la cercana central nuclear de Cofrentes, constituyendo al mismo tiempo, una considerable reserva de energía, una disponibilidad inmediata y elevada potencia para suplir cualquier desacoplamiento de un grupo térmico y estabilizar la red.

El embalse creado en el río Júcar actúa como depósito inferior. El emplazamiento de este sistema de almacenamiento tiene la ventaja de estar próximo a centros de consumo (50 km. aproximadamente a Valencia) como a centros de generación (11 km. a la central nuclear de Cofrentes) como por las formaciones geológicas locales.

El embalse superior (ver Figura 2.2) se crea por excavación en un gran depósito de 20 Hm³ cerrado por un dique de escollera de 4,5 km. de longitud y 30 metros de altura, la capacidad del depósito permite el funcionamiento ininterrumpido de la central durante 56 horas. Con el salto bruto máximo de 522 metros el almacenamiento de energía proporcionado por el sistema supera los 35 GWh. la central es subterránea formada por tres grupos idénticos de turbinas-bombas Francis, con una potencia de bombeo de 540 MW y en turbinación de 630 MW. El proyecto de ampliación de la central que se inició en 2007 permitirá en este año 2012 disponer de una potencia adicional de 850 MW.



Figura 2.2. Embalse superior de la central de bombeo de La Muela.

Las perspectivas de nuevos proyectos son pocas debido a la oposición de la opinión pública debido al daño ambiental, también en parte a la dificultad de encontrar situaciones geológicas válidas, por otro lado tenemos el empuje de las CAES, los cuales se desarrollan con un menor impacto ambiental y menos dependientes de formaciones geológicas [6].

2.2 C.A.E.S (Almacenamiento de Energía por Aire Comprimido)

Este tipo de sistema de almacenamiento a gran escala, aunque utiliza una tecnología madura y conocida, es relativamente nueva y poco desarrollada, con apenas un par de ejemplos prácticos en todo el mundo a gran escala.

2.2.1 Principio de funcionamiento

La tecnología empleada en el almacenamiento de energía mediante aire comprimido, es sencilla, consiste en elevar mediante un compresor la presión del aire en torno a 80 atmósferas, una vez elevada la presión del aire este puede ser almacenado en grandes cavernas subterráneas, minas abandonadas, o formación geológica similar, de esta forma se almacena energía eléctrica en energía de presión, posteriormente para transformar la energía almacenada en energía eléctrica, se invierte el proceso expandiéndose el aire a través de una turbina.

Diferenciar dos tipos de tecnologías. Al comprimir el aire este aumenta su temperatura, entonces, cuando el calor del aire comprimido también se almacena, para un posterior aprovechamiento, el almacenamiento se denomina *adiabático*, por el contrario si esta energía no se aprovecha el almacenamiento se denomina *híbrido*.

Sistemas híbridos y adiabáticos.

La siguiente fórmula, expresa que al aumentar la presión de un gas, este incrementará su temperatura.

$$T_2 = T_1 \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{(k-1)}{k}}$$

Donde T es temperatura y p presiones absolutas, k es el coeficiente politrópico y los subíndices 1 y 2 son los estados antes y después de la compresión, respectivamente.

Así pues, el calor producido en la compresión del aire, es almacenado, para posteriormente ser devuelto al aire antes de su expansión en la turbina. Esto se le conoce como *Sistema adiabático*. En ingles es conocido como AA-CAES (Advanced Adiabatic-Compressed Air Energy Storage). Un esquema de funcionamiento puede verse en la Figura 2.3 Este esquema de funcionamiento también es conocido como “0 emisiones”. Tener presente que esta tecnología requiere también de algún sistema de almacenamiento de energía térmica.

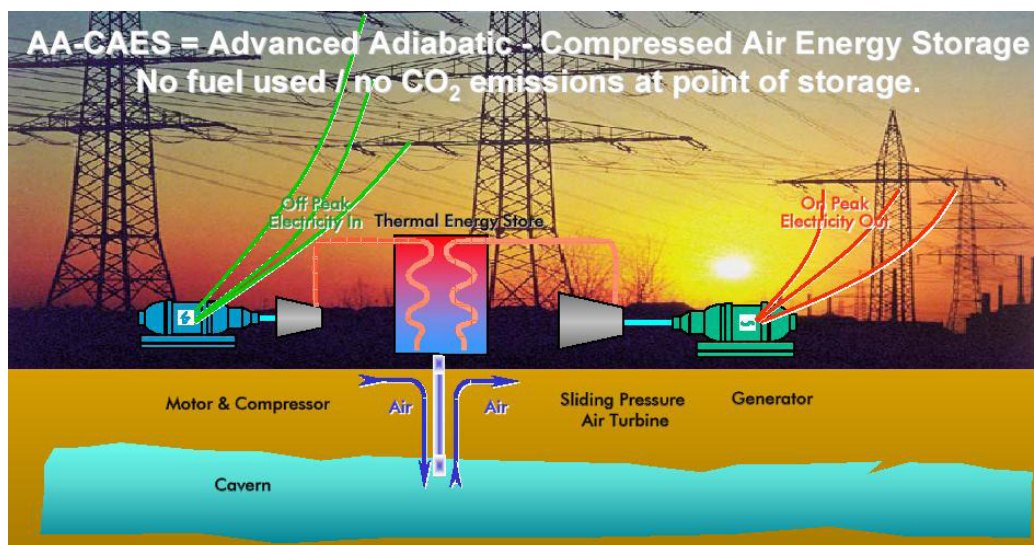


Figura 2.3. Funcionamiento de una Central AA-CAES.

El motivo de almacenar el calor procedente de la compresión, es mejorar el rendimiento de la instalación mediante aspectos termodinámicos del ciclo, al elevar la temperatura del aire a la salida manteniendo constante la presión el rendimiento térmico del ciclo aumenta.

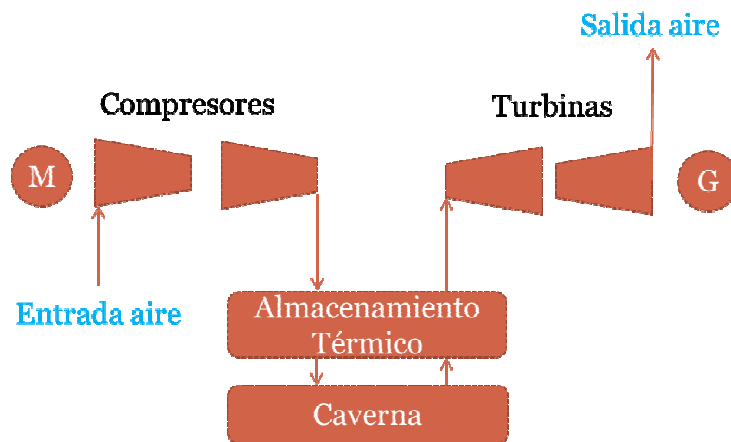


Figura 2.4. Esquema de funcionamiento de una Central AA-CAES.

En caso de no disponer de tecnología de almacenamiento térmico, se puede suministrar ese calor, a la entrada de la turbina, mediante la combustión del aire con un combustible, a este tipo de almacenamiento se conoce como *sistema híbrido*, debido a que utiliza la combinación de la energía del combustible y del aire a presión. Esta tecnología de almacenamiento debida al uso de combustibles fósiles no se considera como energía “limpia”.

En el esquema de la Figura 2.5, se aprovecha el estado térmico a la salida de la turbina de baja presión como fuente de calor para precalentar el aire a la salida de la caverna de esta forma se reduce la cantidad de combustible a suministrar en la cámara de combustión, una vez que los gases salen de la cámara de combustión pasan por las turbinas de alta y luego de baja presión, que accionan un generador proporcionando energía eléctrica.



Figura 2.5. Esquema de funcionamiento de planta CAES (Sistema Híbrido) [1].

Los depósitos utilizados en este tipo de actividad, están sometidos a fluctuaciones diarias de presión, humedad y temperatura, por ello, hace que no cualquier cavidad sea apropiada para el almacenamiento de energía. Los efectos a largo plazo de estas fluctuaciones todavía no son claros, como norma se utiliza al menos dos depósitos funcionando en paralelo. Entre los depósitos más capacitados destacan.

Cavernas en formaciones de sal; Formadas en domos salinos por la extracción por la disolución de sal. Utilizadas en el pasado para el almacenamiento de productos derivados del petróleo. Las investigaciones indican que son aptas para el uso de este tipo de almacenaje y a las fluctuaciones diarias a la que es sometida. Sus principales problemas son la geometría de este tipo de cavernas, su tamaño y luz de la bóveda principal, fugas de aire y rotura por fatiga de la roca salina.

Acuíferos naturales; Aparecen de forma natural en formaciones de roca porosa, muy utilizados para el almacenamiento de gas natural, sin embargo, están sometidos a fluctuaciones de años en lugar de días, tiene un coste menor, (los más utilizados), no han sido muy estudiados. Algunos problemas que pueden presentar es la fatiga cíclica por la roca porosa, movimiento de la interface agua-aire y la generación y el transporte de finos (partículas sólidas)

Cavernas excavadas en roca dura; Con el fin de mantener la presión del aire, se requiere la presencia de embalses superficiales de agua (balsa de compensación) es el más costoso de los tres, sin embargo también es el más estable en ausencia de grandes fluctuaciones de temperatura, como inconveniente citar, el *efecto champagne* efervescencia de aire en el embalse de agua, las propiedades de la roca dura bajo sollicitación cíclica y la resistencia residual de la roca tras un colapso inicial.

Contemplar, la posibilidad de almacenar el aire en depósitos artificiales, sin embargo, tiene dos grandes inconvenientes, la tecnología actual no está lo suficientemente desarrollada como para poder implementar esta técnica y además la capacidad de almacenaje de estos depósitos son bastante menores comparados con los depósitos naturales, con la consecuencia de que las aplicaciones que existen con este tipo de depósitos son a pequeña escala.

2.2.2 Ventajas

Este tipo de instalaciones, tienen la ventaja de tener una gran capacidad de almacenamiento de energía, por lo tanto, son capaces de proporcionar una gran potencia durante un largo periodo de tiempo.

Otro punto importante es que las pérdidas en el almacenamiento son pequeñas.

El tiempo de puesta en marcha es aproximadamente de unos 12 minutos, algo superior si se compara con las centrales de bombeo, pero mucho más rápido que las plantas de generación convencionales.

La vida útil de estos sistemas de almacenamiento se estima en 50 años.

2.2.3 Desventajas

La principal desventaja es la necesidad de una ubicación geológica conveniente y nuevamente las consideraciones medioambientales, por otro lado, la energía calorífica que posee el aire al comprimirse se pierde gran parte en el proceso de almacenamiento.

La baja eficiencia de estos sistemas es de las principales desventajas debido a que las máquinas que utilizan para generar electricidad son máquinas térmicas.

Otro inconveniente de las centrales en funcionamiento de este tipo, es la necesidad de utilización de combustible fósil para el calentamiento del aire a la salida de la caverna.

2.2.4 Aplicaciones y casos prácticos

Las aplicaciones de las plantas CAES son muy similares a las vista en las centrales de bombeo, la idea principal es almacenar energía en horas valle, para devolverla en las horas pico, haciendo frente a subidas de punta en la demanda.

Además también pueden utilizarse como centrales de reserva rodante, reserva de emergencia.

Aunque es una tecnología madura y tecnológicamente no aporta nada nuevo, el futuro de este almacenamiento pasa por aprovechar mediante el almacenamiento el calor generado en la compresión del aire (AA-CAES) aumentando de esta forma la eficiencia de este sistema. Precisamente si el camino a seguir con esta tecnología no fuese este, el futuro de la misma sería bastante cuestionable, pues la utilización de combustibles y el previsible incremento de este sería menos atractivo para la generación eléctrica.

En la actualidad, existen dos instalaciones de aire comprimido en explotación. Una de ellas en Alemania capaz de proporcionar 290 MW durante 2 horas y otra en EEUU de 110 MW durante 26 horas, ambas utilizan cavernas para el almacenamiento, en la Figura 2.6, se muestra una planta en Ohio, EEUU de 300 MW en desarrollo.

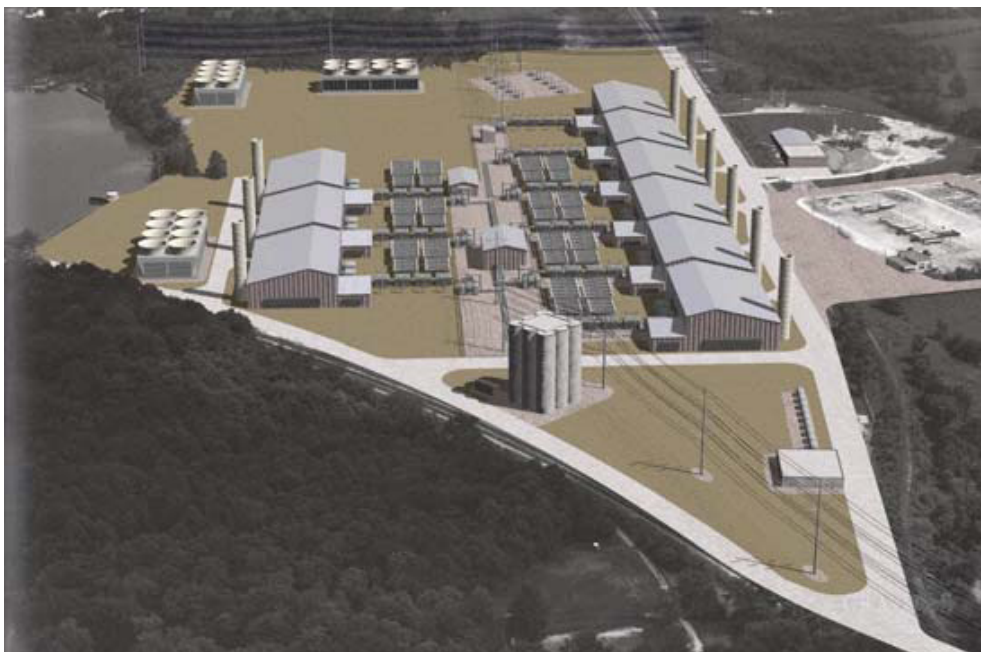


Figura 2.6. Planta CAES en Ohio.

2.3 Tecnología del hidrógeno

El hidrógeno es el elemento químico más ligero de la tabla periódica. Su símbolo es H y su número atómico es la unidad. En condiciones normales se encuentra en forma molecular como H₂. El hidrógeno es el tercer elemento más abundante en la tierra y el más abundante del universo. Como aplicaciones comunes, se utiliza en proceso de obtención de amoníaco, la hidrogenación de grasas y aceites, la obtención de metanol, aplicaciones criogénicas y de superconductividad, así como gas de relleno en globos y zeppelines.

2.3.1 Principio de funcionamiento

Los elementos esenciales de la tecnología de almacenamiento basado en la utilización de hidrógeno lo forman: una unidad de producción (se verán dos formas de producción), el componente de almacenamiento y un elemento de consumo para convertir la energía química contenida en el hidrógeno en energía eléctrica o similar.

Producción.

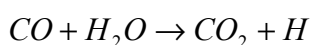
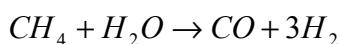
El hidrógeno no es una fuente de energía renovable sino que es un vector energético y deber ser producido mediante el uso de energía procedente de otras fuentes, ya sean renovables o no. luego, para que sea una verdadera alternativa a los combustibles fósiles, la producción de hidrógeno, se debería llevar a cabo mediante electrólisis (descomposición del agua utilizando electricidad como fuente de energía) y esta energía eléctrica debería provenir de fuentes de energías renovables.

Las vías de generación para la producción de hidrógeno a gran escala son los combustibles fósiles, la biomasa y la energía eléctrica y por ciclos termoquímicos

La producción, se puede realizar mediante dos métodos, el reformado de combustibles o mediante electrólisis.

Respecto al reformado de combustibles, el más implantado actualmente es el reformado con vapor (*Steam Reforming* SR) aproximadamente el 90% de la producción mundial de H₂ se realiza con este procedimiento y su eficiencia oscila entre el 70% y el 90%, obtenemos hidrógeno esencialmente del gas natural y el principal componente de este es el metano CH₄, aunque puede usarse el reformado con cualquier hidrocarburo. La reacción consiste en separar el carbono del hidrógeno. El proceso tiene lugar en dos etapas, en la fase inicial, el gas natural se convierte en hidrógeno, dióxido de carbono y monóxido de carbono y en la segunda fase producimos hidrógeno y dióxido de carbono del monóxido de carbono proveniente de la primera etapa. El monóxido de carbono es tratado con una corriente de vapor a alta temperatura produciéndose hidrógeno y dióxido de carbono.

A continuación se muestran las reacciones químicas más importantes del proceso (Para el reformador con metano):



El otro camino para producir H_2 es la electrólisis. Consiste en la producción de hidrógeno a partir del agua, el agua al aplicarle energía eléctrica rompe sus enlaces generando oxígeno e hidrógeno, esta forma de producir hidrógeno tiene la ventaja de poder utilizar como energía eléctrica la energía proveniente de las energías renovables, además esta tecnología de obtención del hidrógeno está muy avanzada y es una tecnología comercial (principales fabricantes; Linde, Hydrogenics, Teldyne).

El gran problema de los electrolizadores es que están programados para trabajar en unas condiciones nominales, sin embargo la energía que llega de las renovables son tensiones e intensidades variables, con lo que en esas condiciones los electrolizadores no tienen un buen comportamiento.

Por otro lado, la eficiencia es bastante baja comparada con otros métodos, de hecho solo el 4 % del hidrogeno es producido por este método. Comentar que la electrolisis a alta temperatura reduce el consumo de energía considerablemente, aumentando de esa forma su eficiencia.

Almacenamiento.

Unos de los problemas más graves del hidrógeno es su densidad, al tener una densidad baja, necesita de una gran cantidad de espacio para su almacenamiento. Para solucionar este problema, se debe almacenar hidrógeno a altas presiones pagando un alto coste energético por ello y además aflora un nuevo problema tecnológico ya que se debe buscar materiales capaces de soportar dichas presiones.

El almacenamiento del hidrógeno es una tecnología clave para el avance del resto de tecnologías del hidrógeno, en todo tipo de aplicaciones, tanto estacionarias como portátiles, así como en el sector transporte.

El hidrógeno, en comparación con los hidrocarburos (como la gasolina o el propano) es mucho más difícil de almacenar y transportar con la tecnología actual, quizás el almacenamiento de este combustible sea de lo que más desarrollo necesite y el cuello de botella para que este vector energético termine de afianzarse.

Recordemos que el H_2 tiene mayor unidad de masa que cualquier otro combustible y por ejemplo, en un kg de H_2 hay más energía que en 2.78 kg de gasolina, sin embargo, el volumen que ocuparía este kg de H_2 es uno de los grandes inconvenientes.

Como desventaja en condiciones normales de presión y temperatura, la energía contenida en un litro de H_2 es sólo de 10,7 kJ, tres órdenes de magnitud por debajo de lo que se requiere para aplicaciones prácticas.

Sobre lo que se requiere en un sistema de almacenamiento, se puede destacar, máxima densidad energética tanto en peso como en volumen, mínimas necesidades de instalaciones auxiliares, tecnología fiable y experimentada, mínimo consumo energético, capacidad de almacenamiento durante prolongados periodos sin pérdidas apreciables o con las mínimas pérdidas posibles, mínimo tiempo de recarga y disponibilidad para operar en diferentes condiciones ambientales.

Actualmente se está investigando el almacenamiento para aplicaciones móviles, para el almacenamiento intermedio entre generación y consumo, los tipos de los disponemos son tres.

Almacenamiento a presión.

Dado que los sistemas de producción de hidrógeno generan este elemento en estado gaseoso y su posterior utilización se realiza también en dicho estado, parece ventajoso almacenar el hidrógeno en forma gaseosa, sin embargo, este método presenta serios inconvenientes.

Un tanque de hidrógeno grande requeriría mayor espacio y será más pesado que un tanque pequeño utilizado para almacenar la misma cantidad de otro combustible. Incrementar la presión, mejoraría el volumen por densidad haciendo los tanques más pequeños, pero no más livianos. Esta tecnología de almacenamiento a presión es la más estudiada y difundida, se usan botellas cuya presión de almacenaje ronda los 200 bares, aunque nuevas investigaciones están consiguiendo llevar las presiones hasta 350 bares.

Por otro lado, obtener hidrógeno comprimido requiere energía para usar el compresor; mayor compresión significa más energía pérdida este consumo de energía oscila en torno al 13% del PCI del H_2

Otro inconveniente son los recipientes que se utilizan para este almacenamiento. Son caros debidos a los materiales que se necesitan para poder soportar las altas presiones.

Como aplicaciones se puede destacar en el uso a pequeña escala el uso de botellas y plataformas convencionales, mientras que a gran escala, el uso de cavernas, minas de sal acuíferos.

Almacenamiento licuado.

Tecnología empleada en aplicaciones espaciales y en criogenia cuando se requiere H_2 de gran pureza, la desventaja de este tipo de almacenamiento radica en que el H_2 ebulle aproximadamente a $-252\text{ }^{\circ}\text{C}$ por lo que el consumo de energía para poder llevar el hidrógeno a estado líquido es el 33% del PCI del H_2 siendo necesario llegar al 20% para que pueda llegar a ser una tecnología competitiva.

Los tanques también deben estar bien aislados para prevenir evaporación, estos tanques con aislante térmico suelen ser caros y delicados. Asumiendo que todo eso sea resuelto, la densidad sigue siendo un problema. Como ejemplo, El hidrógeno líquido tiene peor densidad por volumen que los combustibles de hidrocarburo de aproximadamente 4 a 1.

Estos son los principales puntos sobre el problema de densidad del hidrógeno puro: Hay alrededor de 64% más hidrógeno en un litro de gasolina (116 gramos) que en un litro de hidrógeno líquido puro (71 gramos).

Almacenamiento en hidruros metálicos.

El hidrógeno tiene una tercera forma de ser almacenado que le es característica y que no existe en el caso de otros combustibles líquidos o gaseosos. El almacenamiento en hidruros metálicos, el hidrógeno reacciona con distintos metales o compuestos intermetálicos formando hidruros. Estos pueden guardar aún más hidrógeno por unidad de volumen que el hidrógeno líquido. Bajo adecuadas condiciones de temperatura y presión esta reacción es reversible, una masa metálica puede ser cargada y descargada un número prácticamente ilimitado de veces, pudiendo utilizarse como un tanque para el almacenamiento sólido del hidrógeno.

Esta forma de almacenamiento tiene la ventaja que se requieren bajas presiones (menores a 1.01 atm.) y que éstos depósitos son muy seguros, pues en caso de producirse una pérdida brusca de hidrógeno, el sistema reaccionará inhibiendo la producción de liberaciones adicionales del gas. La desventaja de esta forma de almacenamiento es el peso, relativamente alto, asociado al material absorbente. En el mejor de los casos se llega a aproximadamente al 7% del peso del hidrógeno total. Esto impide la utilización de este método en el caso de la aeronavegación, por ejemplo. Sin embargo, tiene escasa relevancia en el caso de unidades estacionarias de almacenamiento.

El almacenamiento del hidrógeno como hidruros es especialmente útil y conveniente en el caso de pequeños sistemas energéticos aislados, como hogares en zonas rurales, dónde la electricidad puede generarse a partir de la energía eólica, solar o pequeñas plantas hidroeléctricas.

Consumo.

Para el consumo de hidrógeno hay dos aplicaciones o bien la pila de combustible, que transforma la energía química del hidrógeno en energía eléctrica o bien mediante algún tipo de máquina térmica como son los Motores de Combustión Interna Alternativos (M.C.I.A) o las turbinas de gas que pueden transformar la energía en energía mecánica o en energía eléctrica a través de un generador eléctrico.

Si se mira desde la perspectiva de la eficiencia energética, las pilas de combustibles (*Fuel Cell*) representan los equipos más interesantes, son dispositivos que transforman la energía química almacenada en el H_2 en energía eléctrica mediante una reacción electroquímica.

El principio de funcionamiento de una celda de una pila de combustible consiste en dos electrodos porosos separados por un electrolito. El combustible pasa a través del ánodo y el oxidante a través del cátodo. En el ánodo el combustible reacciona descomponiéndose en iones y electrones. Los electrones circulan a través del circuito eléctrico externo y los iones pasan a través del electrolito hacia el electrodo opuesto.

Una agrupación de celdas individuales, componen lo que se denomina *stack* y se entiende por pila de combustible al conjunto formado por el *stack* y todos los elementos necesarios para el funcionamiento como sistema de refrigeración, preparación del combustible, eliminación del agua.

Breve descripción de los componentes del *stack*.

Membrana. De tipo orgánica, su función es facilitar el paso de iones (H^+) a través de ella del ánodo al cátodo, también hace las veces de aislante eléctrico. Las nuevas tendencias de membranas van enfocadas a hacerlas más delgadas y con mejores propiedades frente al encharcamiento que el Nafion (membrana actual), reducir los costes de fabricación y disminuir la resistencia al paso de iones.

GDL. Capa de material poroso e hidrófobo, generalmente basado en carbono, las funciones de este componente son, difusor de gases, soporte mecánico para dar rigidez al sistema, así como canal para electrones y el agua formada por el cátodo.

Placas bipolares. Material de construcción: grafito, Metales(Al, Ti, Acero inoxidable., Ni) Composite C-C, Composite C-Polímero. Sus funciones son: conexión eléctrica entre celdas, eliminación del agua de la zona catódica distribución del gas a la MEA (Membrana+ Electrodo) rigidez mecánica y refrigeración del *stack*.

Electrodos. Es un material orgánico dopado con un catalizador; partículas de Pt o Pt+Ru. Su función es disociar las partículas de H_2 y O_2 y fomentar el paso de los iones a la membrana.

Las nuevas tendencias de este tipo de aparato siguen el camino de:

Disminuir costes de fabricación.

Disminuir efectos de CO.

Aumentar grado de contacto entre electrodo y membrana.

2.3.2 Ventajas

El hidrógeno por sí mismo no es contaminante, y cuando proviene de fuentes de energía como el viento, está libre de emisiones contaminantes. Es el elemento más abundante del universo y puede ser considerado como ilimitado. Tiene una densidad de energía elevada como se ha visto en el punto de almacenamiento que puede ser una ventaja en cuanto se solucione el problema de almacenamiento que presenta.

2.3.3 Desventajas.

La principal desventaja del hidrógeno es convertir la energía disponible en hidrógeno y pasar del hidrógeno a la energía deseada, estas transformaciones hacen que el proceso no sea barato. Por otro lado los equipos para la conversión actualmente son caros y el proceso requiere de un alto consumo energético. Esto hechos hacen que la eficiencia global se vea disminuida.

Otro inconveniente como se ha comentado en el apartado de almacenamiento es el hecho de que, la densidad de energía por volumen es muy baja. Lo que hace que se necesiten grandes depósitos y/o espacios de almacenamiento.

Su utilización presenta varios problemas: es inflamable, inodoro e incoloro (en caso de incendio no se ve) Este problema se suele solucionar mediante dispositivos de detección de hidrógeno.

2.3.4 Aplicaciones y casos prácticos.

Actualmente en el almacenamiento a gran escala el hidrógeno no puede competir con ninguna otra tecnología, las pérdidas en la producción, en el almacenamiento como en la conversión en la energía deseada son demasiado altas. Se espera que alrededor de 2030 esta tecnología pueda ser competitiva para utilizarla a gran escala (EERE, 2002).

El hecho de que las normas son cada vez más restrictivas sobre las emisiones de dióxido de carbono puede ser un elemento catalizador para acelerar el desarrollo de esta tecnología.

Los altos costes de los combustibles fósiles unido al aumento del coste marginal de extracción, pueden hacer que la alternativa del hidrogeno sea factible.

Así, el hidrógeno se ve como el sucesor de los combustibles fósiles. Las posibilidades parecen ilimitadas, con lo que a largo plazo se podría enfrentar a los retos actuales de la energía. Sin embargo, todavía no es una tecnología madura y para llegar a ser un vector energético necesita afianzarse tecnológicamente en los tres campos de la producción, el transporte y el consumo.

2.4 Volantes de inercia

La utilización de los volantes como sistemas de almacenamiento de energía eléctrica comenzó en los años 70. El funcionamiento es simple, un motor transmite energía a un volante, que almacena energía mecánica (energía cinética) y cuando se invierte el proceso el volante acciona por inercia al generador, cediendo la energía cinética en energía eléctrica.

Los primeros volantes eran de metal y en su diseño se intentaba distribuir la masa en la periferia del disco, en forma de anillo de manera que se aumentase el momento de inercia y con ello la energía cinética almacenada.

2.4.1 Principio de funcionamiento

Los volantes son una forma mecánica de almacenamiento de energía, en la que unos discos giratorios almacenan la energía en forma de energía cinética. Antiguamente se utilizaban para amortiguar pulsos de energía en máquinas de vapor y motores alternativos. Estos funcionaban almacenando parte de la energía desarrollada por los cilindros y devolviéndola durante periodos en los que no hay pulso de energía, de esa forma se conseguía que la velocidad y potencia desarrolladas en el fueran uniformes y continuas.

Últimamente el almacenamiento de energía en volantes se ha puesto de interés en los motores de vehículos, en los llamados vehículos híbridos, el volante almacena parte de la energía desarrollada por el motor en momentos de baja demanda y la libera en periodos de alta demanda, como pueden ser aceleraciones y cuestas. permitiendo un rendimiento más eficiente.

Un volante, puede ceder una gran cantidad de energía durante un periodo muy corto o una cantidad pequeña de energía durante un periodo de tiempo más largo. Cuando se desarrollaron los primeros volantes, la industria estaba interesada en obtener un almacenamiento de larga duración. Sin embargo, ello originaba una mayor reducción de la velocidad de giro.

En la Figura 2.5 se puede ver las partes que componen un volante de inercia.

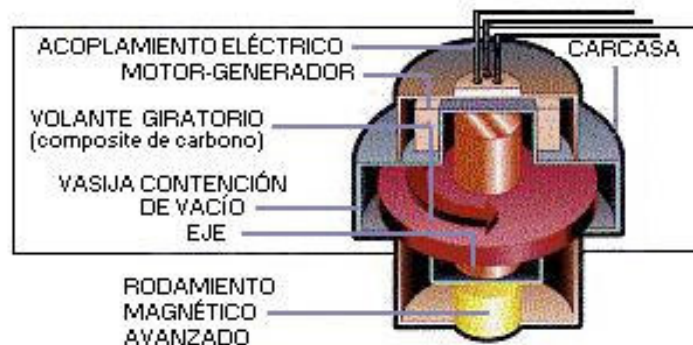


Figura 2.5 Componentes de un volante de inercia.

Cuando la velocidad de giro del volante disminuye, lo hace también la tensión. Esto es un problema ya que origina daños en los componentes de la carga. Por ello, la energía útil se solía limitar a un 5% del total de la energía almacenada por el volante. Actualmente para superar esta limitación, se emplean rectificadores que evitan la caída de tensión y de este modo, es posible aprovechar el 75% de la energía almacenada.

Otro aspecto importante en el diseño de volantes es el estado tensional al que están sometidos los volantes que giran a muy altas velocidades. La energía almacenada por unidad de masa del volante depende de la relación tensión y densidad. El grado de aprovechamiento de la resistencia mecánica de los materiales en el diseño de un cierto volante será máximo en materiales isotrópicos, mientras que será mínimo en materiales con una sola dirección de tensión, como es el caso de materiales de composite o materiales compuestos reforzados con fibras.

Los principales parámetros que determinan la idoneidad de los volantes para el almacenamiento de energía son el tipo de material (isotrópico, composite uniaxial, de densidad variable), así como de la geometría del volante (disco, tambor, varilla).

En algunos materiales como la fibra de vidrio o de carbono, tienen un límite elástico y densidad del material muy elevada, sin embargo, sus inevitables defectos de fabricación, que tienden a crecer a causa de la corrosión bajo tensión, hace que estos valores tan elevados se alcancen solo durante cortos periodos de tiempos o a temperaturas criogénicas. El funcionamiento cíclico origina fenómenos de fatiga y el crecimiento de pequeñas fisuras y grietas, por lo que las tensiones de trabajo admisibles para la mayoría de materiales son mucho menores.

Por consiguiente, la adecuación de un proyecto para el almacenamiento de energía depende del diseño, del material y de la ausencia de defectos de fabricación, así como de los métodos para detectar dichos defectos.

Actualmente los modelos comerciales giran en torno a 65000 rpm. El inconveniente es que no se pueden utilizar rodamientos convencionales que son incapaces de soportar velocidades de giro tan elevadas. Se necesitan rodamientos magnéticos, en los que las fuerzas magnéticas hacen levitar al rotor y eliminan las pérdidas de rozamiento de los elementos rodantes y del fluido lubricantes. Existen también pérdidas por rozamiento con el aire, por lo que requieren funcionar en el interior de un recinto en el que se ha realizado un vacío parcial. Este vacío impide la disipación de calor generado por las pérdidas óhmicas en el volante. Otras pérdidas del sistema de almacenamiento son la energía consumida por la bomba de vacío, las pérdidas por corrientes parasitas (histéresis en el hierro) y otras pérdidas de rendimiento motor-generator (o en los sistemas de transmisión de energía). A día de hoy estas pérdidas requieren de un esfuerzo importante reducirlas a valores que la hagan tanto técnica como económicamente atractivos este tipo de sistemas.

Para controlar las elevadas velocidades de giro del rotor, se han desarrollado los conocidos como rodamientos magnéticos (rodamientos HTS) Estos rodamientos repelen los campos magnéticos con apenas resistencia óhmicas. La repulsión entre electroimanes del rotor y bobinas o imanes permanentes distribuidas en el estator, mantienen el volante centrado.

2.4.2 Desarrollo

Como volantes de *primera generación*, caracterizados por estar contruidos de acero para aumentar la masa, alcanzaban una velocidad perimetral del orden de 50 m/s. cabe mencionar el sistema de 2000 MW compuesto de 6 volantes de acero, cada uno de 6,6 m de diámetro, utilizado en el tokamak experimental de fusión de Naka, Japón, cada uno de ellos pesa 1.100 toneladas girando entre 420 y 600 rpm, lo que da velocidades perimetrales de 65,7 m/s.

La introducción de materiales de composites da lugar a la *segunda generación* de volantes que permite alcanzar velocidades perimetrales entre 800 y 1000 m/s. estas máquinas están limitadas por la deformación radial del anillo del volante, que puede alcanzar entre un 1% y un 2% a velocidades elevadas, además de otros fenómenos de inestabilidad. Como ejemplo de esta generación el sistema ASD Voltage Support Solution, en los EEUU, ofrece 120 kW de potencia durante 20 segundos. Su peso 500 kg, y la velocidad de giro 50.000 rpm y la velocidad máxima perimetral de 800 m/s.

La *tercera generación*, combina una gran masa del volante con una gran velocidad de giro para maximizar la capacidad de almacenamiento. En este caso se utiliza una suspensión magnética del rotor que evita los problemas de los volantes de la primera y segunda generación. El campo magnético del rodamiento es, además ajustable para poder controlar las inestabilidades de giro que se suelen originar a grandes velocidades.

El desarrollo tecnológico actual permitiría que 40 volantes de 25 kW funcionaran en una misma instalación durante una hora proporcionando 1MWh de energía eléctrica.

2.4.3 Ventajas

La conversión de energía eléctrica a mecánica y de mecánica a eléctrica es un proceso muy eficiente que está alrededor del 90% dependiendo del rango de velocidad del volante (ESA, 2007).

El hecho de la incorporación de una cámara de vacío y por la suspensión magnética ha conseguido reducir las pérdidas por rozamiento, consiguiendo aumentar considerablemente la eficiencia de estos equipos.

Estos dispositivos tienen una larga vida útil y una gran densidad de energía, Se estima que poseen entre 50-100 Wh/kg [3].

Poseen de un rendimiento cercano al 90% dependiendo del rango de velocidades del volante [3].

Desde el punto de vista medioambiental, los volantes no precisan de productos químicos y los problemas de eliminación que ello conlleva al final de la vida útil del mismo, lo que los posiciona en clara ventaja respecto a las baterías [3].

Por otro lado, asegurando estrictas medidas de seguridad, debido a la cantidad de objetos pesados que poseen los volantes y a las altas velocidades que se manejan, no debe presentar ningún problema adicional.

Por último los tiempos de carga y descarga de los volantes son muy rápidos pudiendo producirse varios ciclos de carga y descarga en pocos minutos.

Como resumen de las ventajas, se podría decir que tienen una vida útil larga (20 años aproximadamente), poseen una densidad de energía elevada y que su eficiencia es tan competitiva como la de las baterías [7].

2.4.4 Desventajas

Siendo un dispositivo mecánico, el mantenimiento del mismo es elevado, tienen una energía específica muy baja, y el coste de esto es demasiado alto para competir con las baterías u otro sistema en el que la aplicación requiera de un funcionamiento de más de 10 minutos [7].

2.4.5 Aplicaciones y casos prácticos

Los volantes con tiempos de descarga relativamente cortos son adecuados para estabilizar la tensión y la frecuencia de la red, es decir, mantienen la calidad de suministro y la fiabilidad, cuando la duración de los volantes es un poco más larga, son útiles para amortiguar fluctuaciones de la carga.

La producción actual de los volantes de inercia está teniendo un incremento gradual, paralelo a las necesidades de los sistemas de almacenamiento ininterrumpido (SAI), los volantes de inercia presentan una ventaja clara respecto a las baterías y es que tienen un mantenimiento prácticamente nulo, las cuales deben ser sustituidas cada pocos años, y con un rendimiento superior a las baterías.

En algunos casos, los volantes se usan como SAI (Sistemas de Alimentación Ininterrumpida) donde los volantes se han acoplado a un motor/ generador para proveer de energía en caso de pérdida de tensión, del orden de segundos a minutos, hasta el total acoplamiento de los generadores auxiliares.

Beacon Power Corp ha desarrollado un modulo de 100 kW diferente al sistema tradicional, centrándose más en aumentar las velocidades que en la masa para conseguir un aumento de la energía almacenada, se ha desarrollado para evitar grietas que generan las fuerzas centrifuga, lo que favorece las medidas de seguridad. Otro desarrollo incorporado diferente a los sistemas tradicionales, es una cámara de vacío y la utilización suspensión magnética del rotor, todo esto con la finalidad de evitar pérdidas por rozamiento, así es posible alcanzar las 10000 rpm y una vida útil cercana a los 20 años.

En 2007 Beacon Power anunció la construcción de los primeros 20 MW para regulación de frecuencia en el estado de Nueva York.



Figura 2.7. Beacon Power's Smart Energy 25 kW flywheel.

La Compañía Eléctrica Okinawa y Toshiba habían desarrollado e instalado un sistema de almacenamiento basado en volantes de inercia llamado ROTES han sido utilizado en la red eléctrica de Okinawa para mejorar el control de la frecuencia, su potencia es de 23MW y su capacidad de rotación está en el orden de las 615 y las 585 rpm, este sistema de almacenamiento está en funcionamiento desde 1996. Como se sabe la influencia en de la frecuencia en la red depende en todo momento de demanda y oferta de energía, este efecto se ve incrementado en redes donde la capacidad es pequeña, como el caso de Okinawa, por eso la importancia de este dispositivo es aún mayor si cabe, ya que la frecuencia es más sensible en este tipo de redes.

2.5 Supercondensadores

Los Supercondensadores, es una tecnología de almacenamiento de energía eléctrica de tipo directo, es decir, almacena la energía eléctrica en energía eléctrica. Se basan en el mismo principio que los condensadores pero a mayor escala y con una tecnología superior y más compleja.

2.5.1 Principio de funcionamiento

Los condensadores como sistemas de almacenamiento de energía se han utilizado para aplicaciones de baja potencia y son el componente básico de los dispositivos electrónicos. Debido a la construcción de nuevos materiales de gran área interna y electrodos de baja resistencia, así como investigaciones de los procesos que ocurren en la superficie del material ha dado lugar a que actualmente los condensadores a gran escala puedan acumular más energía.

El principio de funcionamiento de los condensadores está basado en electrodos o placas paralelas de polaridad opuesta separada por un dieléctrico, almacenan cargas eléctricas en la superficie de las placas, esta energía almacenada es de corriente continua. Durante la descarga se extraen las cargas de las placas, produciéndose la corriente. En la Figura 2.8 se muestra un esquema de lo detallado anteriormente.

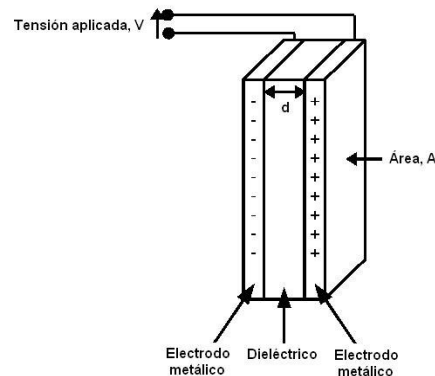


Figura 2.8. Componentes de un condensador.

La utilización de nuevos materiales ha hecho que esta tecnología se vea reforzada. Estos nuevos materiales tienen mayores constantes dieléctricas dando así una mayor capacidad de energía. Los primeros condensadores poseían una capacidad de decenas de miliFaradios, en la actualidad se puede encontrar Supercondensadores del orden de miles de Faradios, se podría decir que la línea que separa los condensadores de los Supercondensadores está en el orden del Faradio.

Los condensadores electrolíticos comúnmente llamado Supercondensadores o condensadores eléctricos de doble capa tienen un funcionamiento similar a las baterías de Li-Ion, estos dispositivos sustituyen el material dieléctrico por una disolución iónica. Almacenan la energía por la separación de cargas eléctricas ya que los iones al depositarse sobre los electrodos almacenan energía y liberan energía al regresar a la disolución. La distancia en la que se produce la separación de carga es de unos pocos angstroms.

El área superficial extremadamente grande hace que la capacidad y la densidad de energía de estos dispositivos sean de miles de veces más grandes que la de los condensadores convencionales. Dentro de los tipos de Supercondensadores, los condensadores con electrodos simétricos de carbono poroso constituyen el sistema más frecuente adoptado.

El electrolito de los Supercondensadores, es o bien acuoso u orgánico. Los condensadores con electrolito acuoso tienen una densidad de energía menor debido a una tensión de celda inferior, pero como ventaja son menos costosos y trabajan en un amplio rango de temperatura.

Respecto a los condensadores asimétricos que utilizan metal para uno de los electrodos (óxido de litio y titanio o de óxido de plomo) tienen una densidad de energía significativamente mayor que los no simétrico y también fugas de corriente menor, además parecen tener unos costes de fabricación menores y una mayor compacidad. En cuanto a su aplicabilidad parecen más prometedores que los condensadores simétricos en sistemas de almacenamiento a gran escala.

En comparación con las baterías de plomo ácido, los condensadores electroquímicos tienen menor densidad de energía, pero pueden tener cientos de miles de ciclos y son muchos más potentes que las baterías (carga y capacidad de descarga rápida).

2.5.2 Ventajas

Los Supercondensadores tienen la ventaja de que pueden cargarse y descargarse un número ilimitado de veces. Se pueden descargar en cuestión de milisegundos y son capaces de producir corrientes muy altas. Estas ventajas son debidas a que la acumulación de energía en un supercondensador se produce por separación de cargas y esta es puramente electrostática, lo que explica la rápida velocidad de carga y descarga de los Supercondensadores, así como su alta ciclabilidad.

No liberan calor durante la descarga y pueden trabajar en condiciones de temperatura diversas, su ciclo de vida es muy alto, por lo que no requiere de prácticamente de mantenimiento.

La principal virtud de los Supercondensadores es la gran capacidad de potencia, acumulando además grandes cantidades de energía.

Por último no presenta elementos tóxicos, ni sustancias peligrosas que puedan dañar el medio ambiente como pudieran tener las baterías. Su funcionamiento no se degrada con el tiempo.

Un rango típico de rendimiento o eficiencia de los supcondensadores es entre el 85 y el 98%.

2.5.3 Desventajas

La principal desventaja actualmente puede ser su precio y por otro lado la baja densidad energética que poseen, es decir, necesitamos un volumen muy grande para que nos proporcione energía durante un largo periodo.

Otro inconveniente, aunque no muy acusado es que la energía almacenada en el supercondensador es de corriente continua, luego para aplicaciones donde sea necesario el uso de corriente alterna sería necesario un convertidor, con lo que aumentaría el coste, se disminuiría eficiencia y la calidad de la señal.

2.5.4 Aplicaciones y casos prácticos

Los condensadores, son adecuados para aplicaciones de corta duración, como reserva de energía durante interrupciones del suministro breves. Son excelentes para la estabilización de la tensión y la frecuencia. Integrados adecuadamente en la red podrían resultar útiles a una escala de tiempo más larga.

Como aplicación se han usado Supercondensadores en los dispositivos de control de paso de hélice en aerogeneradores, para controlar la velocidad a la que aumenta o disminuye la potencia con los cambios de velocidad del viento. Esta funcionalidad es deseable en los aerogeneradores que están conectados a redes.

Aplicaciones de condensadores electroquímicos. Siemens ha desarrollado un sistema que emplea condensadores para capturar y almacenar la energía en trenes de tracción eléctrica, esta idea se considera aplicable a la industria automovilística, y como ejemplo, cabe destacar la inversión de Honda, que está desarrollando un supercondensador para servir como una fuente de energía suplementaria a las celdas de combustible de hidrógeno [Honda, 2007].

2.6 Bobinas magnéticas superconductoras (SMES)

Sistema de almacenamiento de energía magnética superconductora, frecuentemente conocido como SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage), es un dispositivo cuya finalidad es almacenar y descargar grandes cantidades de energía, en cortos periodos de tiempo.

2.6.1 Principio de funcionamiento

La energía se almacena en el campo magnético creado por una corriente continua en unas bobinas cuyas espiras son de un material superconductor que se enfría a temperaturas criogénicas. Al estar las bobinas constituidas por un material que se mantiene a una temperatura inferior a su temperatura de transición (temperatura por debajo de la cual el material es superconductor), una vez cargadas, la intensidad de la corriente no disminuye debido a la resistencia eléctrica y, por tanto, la energía almacenada se recupera posteriormente descargando la bobina.

La superconductividad es un fenómeno basado en los metales en el cual, al variar la temperatura varía la resistencia eléctrica, así se descubrió que la resistencia eléctrica descendía a cero cuando se enfriaba a temperaturas cercanas al cero absoluto.

Como dispositivo de almacenamiento de energía, el SMES se basa en un concepto relativamente simple. Se almacena energía en el campo magnético generado por una corriente continua que circula por las espiras de una bobina. Si la bobina se construye con un arrollamiento convencional de cobre, la energía magnética se disiparía en forma de calor debido a la resistencia del conductor al paso de la corriente eléctrica. Sin embargo, si las espiras son superconductoras (sin resistencia eléctrica), entonces la energía puede almacenarse de forma permanente, hasta que se necesite utilizar. El hecho de que los superconductores tengan resistencia nula al paso de la corriente continua a baja temperatura se ve reflejado en el hecho de que las pérdidas óhmicas de calor se eliminan, por ello es necesario un sistema que refrigere las bobinas a muy bajas temperaturas. Por otro lado en aplicaciones de corriente alterna sigue habiendo pérdidas, aunque pueden disminuirse con un buen diseño de los arrollamientos y el dispositivo. El ahorro energético que se consigue en los dos casos es significativo y compensa las pérdidas ocasionadas por la refrigeración.

El funcionamiento de un sistema SMES es sencillo. La tensión de la red de corriente alterna se reduce mediante un transformador desde kV hasta unos cientos de voltios. Esta corriente se convierte en corriente continua que alimenta a la bobina superconductora. Por tanto cuando la corriente circula desde la red hacia la bobina, la tensión en continua carga la bobina y esta energía se almacena en la misma.

Cuando la red de corriente continua demanda un aporte de energía, por ejemplo cuando se producen bajadas de tensión, picos, o inestabilidades de tensión o frecuencia, la bobina se descarga actuando como generador eléctrico y la tensión en continua se vuelve a convertir en alterna mediante un inversor.

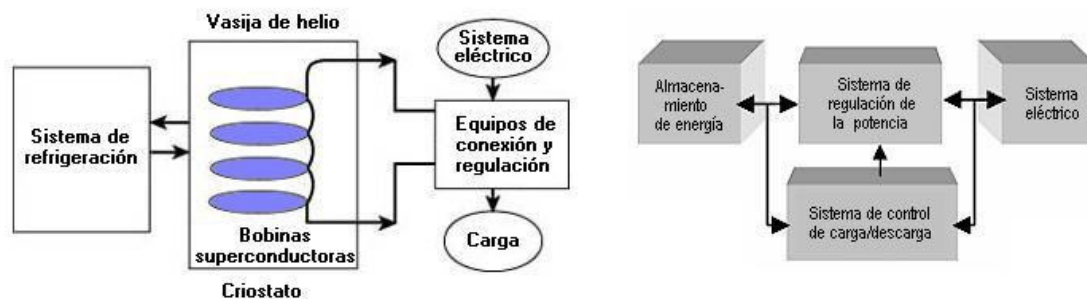


Figura 2.9. Esquema de almacenamiento y diagrama de bloques del sistema.

Fundamentalmente un sistema SMES incluye una bobina magnética, un equipo de conexión y regulación de corriente, un equipo refrigerador y una vasija de vacío o criostato. Estos dispositivos son muy eficientes a la hora de almacenar energía con rendimientos superiores al 97% y proporcionan estabilidad a la red de un sistema de distribución y calidad de energía eléctrica a ciertas industrias que requieren de suministro de calidad extrema, como, por ejemplo las fábricas de microchips.

De momento únicamente han funcionado a pequeña escala. No obstante, ya se han iniciado proyectos a escala comercial mucho mayor. Con esto se espera lograr una reducción de costes.

Las máximas potencias alcanzadas hasta ahora son del orden de 10 MW. En algunos prototipos experimentales se han logrado potencias mucho más altas, de alguno cientos de MW, aunque únicamente durante algunos segundos. Se estima que es posible llegar a 100 MW siendo capaz de almacenar 5000 MWh.

2.6.2 Ventajas

Los dispositivos SMES almacenan directamente la energía en energía eléctrica, el que no tenga otro tipo de energía intermedia, aumenta la eficiencia considerablemente. Al no poseer prácticamente partes móviles en los dispositivos el mantenimiento que requiere es mínimo y su ciclo de vida es prácticamente ilimitado.

Los tiempos de respuesta de este sistema de almacenamiento son muy rápidos, del orden de milisegundos.

Un sistema SMES es capaz de almacenar energía con unas pérdidas de tan solo un 0,1% cada hora (lo necesario para que funcione el equipo de refrigeración) por tanto se considera que un SMES tiene rendimientos de entre 97-98%.

La tecnología es buena medioambientalmente.

2.6.3 Desventajas

Su mayor inconveniente es el precio, el convertidor de energía representa una parte importante de los costes totales, los avances en electrónica de potencia pueden hacer que el coste de este componente se reduzca en los próximos años, sin embargo los costes de criogenia seguirán siendo un factor muy importante.

La estabilidad de estos sistemas sigue siendo un punto importante, un sistema SMES siempre tiene un riesgo de aparición de zonas normales de conducción y esa pérdida de superconductividad pueda dañar la bobina gravemente.

Un punto a seguir, serán los materiales de alta temperatura superconductora HTS (High Temperature Superconducting) los cuales permiten mayores temperaturas de operación, reduciendo así la criogenia y con ello la energía y los costes. Sin embargo en contraposición estos materiales todavía no son útiles en SMES debido a las inestabilidades de los campos. Se espera que la segunda generación de materiales HTS no presenten dicho problema y puedan ser aplicados a los sistemas SMES.

Otro problema de importancia en estos dispositivos viene del diseño mecánico, el hecho de colocar una masa estructural muy grande para contener la energía del campo magnético origina importantes fuerzas centrífugas en el solenoide. La masa de la bobina es proporcional a la densidad del material y a la energía almacenada y es inversamente proporcional a las tensiones.

2.6.4 Aplicaciones y casos prácticos

La primera propuesta de un SMES se remonta al año 1969, se proyectó una gran bobina toroidal capaz de suministrar un almacenamiento diario de energía eléctrica para toda Francia. El coste del mismo sin embargo era tan alto que la idea fue desechada. En 1971 en EEUU, en la Universidad de Wisconsin inicio un proyecto que buscaba conocer la interacción básica entre una unidad SMES y el sistema de distribución eléctrico, esto condujo a la construcción de los primeros dispositivos de almacenamiento de energía magnética.

En 1986, Hitachi construyo y ensayo en Japón un sistema SMES de 5MJ conectado a una línea de 6600 voltios.

En 1998 dentro del programa ISTEK se construyo también en Japón un SMES de 100kWh.

Recientemente ACCEL Instruments GmbH ha diseñado en Alemania un mini-sistema SMES de 2 MJ para asegurar la calidad de suministro eléctrico a una planta, este dispositivo se muestra en la Figura 2.10.



Figura 2.10. Sistemas SMES de la compañía ACCEL [3].

Como aplicaciones de esta tecnología, se puede mencionar que los sistemas SMES se han utilizado desde hace algunos años para mejorar la calidad del suministro eléctrico a industrias y proporcionar un servicio de gran calidad a consumidores vulnerables a las fluctuaciones de tensión. El sistema de almacenamiento magnético se recarga en cuestión de minutos y puede repetir ciclos de carga y descarga miles de veces sin propinar daños en las bobinas.

2.7 Baterías

Los avances tecnológicos de los últimos 20 años en las baterías han sido impulsados principalmente por las baterías de consumo electrónico. Sin embargo, en los últimos 10 años los avances de esta tecnología han ido encaminados hacia el uso en la red eléctrica. Estos usos en aplicaciones de la red han sido posibles gracias a los avances en electrónica de potencia. La red eléctrica usa la corriente alterna mientras que las baterías requieren de corriente continua, con lo que se necesitan convertidores de potencia. Afortunadamente existen y llevan años utilizándose, con lo que hay una amplia gama de baterías que pueden ser utilizadas en aplicaciones de la red.

A continuación se realizará un análisis de las baterías más relevantes existentes en el mercado.

2.7.1 Baterías de altas temperaturas. Baterías de Sulfuro de Sodio (NAS)

Es uno de los dos tipos de baterías de alta temperatura, también denominada NAS, comercializadas por NGK de Japón y son las más desarrolladas dentro de este tipo de baterías, incluso de las que más aplicaciones prácticas reales han tenido en la red eléctrica.

➤ Principio de funcionamiento

Consisten en sulfuro líquido (fundido) en el electrodo positivo (ánodo) y sodio líquido (fundido) en el electrodo negativo (cátodo), separados por un electrolito sólido que es una cerámica especial de Beta-Alúmina (óxido de aluminio). El electrolito permite que sólo los iones positivos de sodio pasen a través de él y se combinan con el azufre para formar polisulfuros de Sodio. Durante la descarga, el flujo de iones positivos de sodio atraviesan el electrolito y el flujo de electrones en el circuito externo de la batería producen alrededor de 2V. El esquema de funcionamiento interno puede verse en la Figura 2.11.

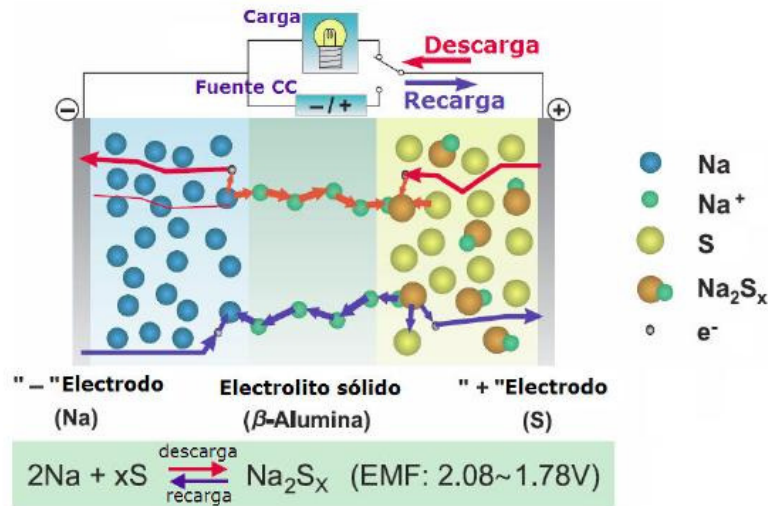


Figura 2.11. Celda electroquímica de la Batería de NAS.

Este proceso es reversible ya que la carga hace que los polisulfuros de sodio liberen los iones positivos de sodio y estos regresan a través del electrolito para recombinarse en sodio.



Figura 2.12. Principales Partes de una celda de Sodio-azufre.

Como datos técnicos nombrar, que son baterías que operan en torno a los 300°C, y que su vida útil se estima en 15 años con ciclos de vida de 2500 a 4500 de carga/descarga y rendimientos hasta entre el 80-85 %.

➤ Ventajas

Es un tipo de batería que puede ofrecer soluciones de almacenamiento a gran escala, con tiempos de descarga que pueden llegar a las 8 horas y con densidades de energía que rondan entre 150-240 Wh/kg. El fenómeno de autodescarga en las baterías de NAS tienen muy poca presencia además no muestran efecto “memoria”.

Presentan altos valores de eficiencia y densidad volumétrica de energía con lo que se gana en compacidad, ciclo de vida elevado.

Elevado rendimiento en el ciclo completo de carga y descarga de energía, así como escasos requerimientos de mantenimiento y operación.

Se puede decir que el desarrollo técnico inicial de las baterías NAS es completo y aunque el coste aún sigue siendo un obstáculo, conforme el volumen de comercialización y de fabricación aumente se espera una reducción del coste tanto en la fabricación como en la instalación.

Por otro lado, es de las baterías que menos mantenimiento requiere, se estima una revisión cada 3 años.

➤ Desventajas

Cualquier batería electroquímica implica el uso de reactivos y estos entrañan cierto componente de peligro. El uso de Sodio y Azufre son peligrosos y se ven acentuados por la necesidad de mantenerlos fundidos a altas temperaturas.

El sodio líquido y el azufre líquido son tóxicos y arden en presencia del aire, por otra parte los óxidos e hidróxidos de sodio dañan la piel, con lo que también tienen un componente corrosivo.

Medioambientalmente estas baterías durante su utilización no presentan ningún tipo de problema, sin embargo, al finalizar su vida útil, el sodio, los sulfuros y polisulfuros son residuos peligrosos, que necesitan ser gestionados. Por otra parte estas baterías son reciclables en su totalidad.

La temperatura de operación de estas baterías también presenta un hándicap, ya que al ser elevadas, conllevan unas medidas de seguridad importantes.

➤ Aplicaciones y casos prácticos

Como aplicaciones más comunes; aplazar o reducir la inversión en infraestructuras tanto en centrales como en líneas de transporte y distribución.

Puede proporcionar una gestión eficiente de las plantas existentes y de las líneas de distribución y transporte.

Reduce las pérdidas por transporte y mejora la viabilidad del suministro eléctrico.

La tecnología de las baterías de NAS fue desarrollada en los años 60 para el uso en un principio de vehículos eléctricos, pero más tarde se abandonó esta aplicación. Años después, esta tecnología se perfeccionó en Japón para aplicaciones a gran escala.

Las baterías de NAS han sido pioneras en Japón desde 1983 (TEPCO y NGK). Desde 2004 se han registrado más de 59 Sistema de almacenamiento de NAS con una capacidad nominal superior a 500 kW. En total más de 100MW de Sistemas NAS han sido instalados en su mayoría en Japón donde este sistema de almacenamiento de energía es ya una realidad comercial.

En la actualidad hay más de 190 Sistemas de Baterías en servicio en Japón, con un total más de 270 MW de capacidad.

La mayor instalación de baterías de NAS es de 34 MW, 245 MWh, para la estabilización de la energía eólica de 51 MW en el norte de Japón, ver Figura 2.13.



Figura 2.13. 34 MW Junto a Parque Eólico de 51 MW, Japón.

En Estados Unidos, tienen instalado 9 MW de este tipo de baterías para posibles cortes de energía y reserva de energía. Una de estas instalaciones está en Charleston con 1,2 MW de potencia nominal y 7,2 MWh de capacidad de almacenamiento.

2.7.2 Baterías de altas temperaturas. Baterías ZEBRA

Otras baterías de alta temperatura, utilizadas en Europa para aplicaciones en la red de transporte, son las llamadas baterías ZEBRA, este nombre proviene de las siglas Zeolite Battery Research África Project. Su nombre técnico es "Batería de Na-NiCl₂".

Estas baterías operan a 250 °C, utilizan cloraluminato de sodio como electrolito. El electrodo negativo es sodio y el positivo es níquel cuando la batería está descargada y cloruro de níquel cuando está cargada, se necesita un separador cerámico de Beta- Alúmina.

Esta batería tiene una energía específica de 90 Wh/kg y una potencia específica de 150 W/kg

Sus ciclos de vidas están entre los 1500-3000 ciclos.

Las ventajas y las desventajas de estas baterías son similares a las de las baterías de NAS.

Si las tasas de producción aumentaran los costes de producción bajarían, esto se reflejaría en precios más competitivos y podría verse una aceptación de mercado.

2.7.3 Baterías de ion-litio

En los primeros prototipos de baterías de litio, el electrodo positivo (cátodo) era un óxido o sulfuro metálico con capacidad de intercalar y desintercalar iones litio en los procesos de descarga y carga de la batería de manera reversible; el electrodo negativo (ánodo) en estos primeros sistemas estaba constituido por litio metálico que debía sufrir procesos igualmente reversibles de disolución durante la descarga y deposición durante la recarga.

Estas baterías para llegar a ser realmente útiles han tenido que superar graves inconvenientes. El más serio es debido a la gran reactividad del litio metálico que podría representar problemas de funcionamiento y seguridad; Afortunadamente estos problemas se han resuelto de forma satisfactoria con la introducción de dos variantes dentro de esta tecnología: las baterías de "ion-litio", y el desarrollo de electrolitos poliméricos plásticos, menos reactivos que sus análogos líquidos.

En las baterías de ion-litio el ánodo no está formado por litio metálico sino por otro material mucho más seguro, como por ejemplo el grafito, capaz de "almacenar" iones de litio en una forma menos reactiva que la del litio metálico, sin un notable detrimento de su densidad energética.

Los problemas de estas baterías se ha ido solventando entre otros por el continuo desarrollo de la tecnología para aplicaciones PHEV (Vehículos Híbridos) que ha dado lugar a nuevos tipos de celdas de ion- Litio con sistemas de gestión más sofisticados mejorando seguridad y rendimiento. Las baterías de Ion-Litio que se aplica en los nuevos diseños de PHEV es una combinación de litio, níquel, cobalto y óxido de aluminio conocido como celda de NCA.

Aunque el número producido de estas baterías es alto, su potencia y energía es relativamente pequeña si se compara con otras baterías.

➤ Ventajas

Es la tecnología con las más amplias aplicaciones hoy en día, lo que la coloca en cabeza de futuras posibles investigaciones. Puede ser aplicada en variedad de tamaños y formas, como por ejemplo en ordenadores, móviles, etc.

Las baterías de Li-ion, tienen una de las densidades de energía más altas de las baterías que están en el mercado, su densidad de energía oscila entre 100-150 Wh/kg. Estas baterías son de peso ligero en comparación con otras baterías, como por ejemplo, las de Plomo-ácido.

Por otro lado disponen de una larga vida útil estimada en 10 años y precisan de poco mantenimiento. No presentan efecto memoria y tienen baja tasa de autodescarga.

La alta eficiencia de estos equipos también es un aspecto a tener en cuenta, la carga/descarga está entre el 90%-100%.

Las baterías de litio tienen un limitado impacto ambiental ya que las sales y los óxidos del litio se pueden reciclar.

➤ Desventajas

El principal obstáculo relacionado con el almacenamiento a gran escala mediante baterías de Li-ion es el alto coste (420 €/kWh) debido a un embalaje especial y los circuitos internos para protección de sobrecargas [3]. La industria del automóvil es una de las que está conduciendo este desarrollo.

Otras desventajas que presentan son; degradación a altas temperaturas, pérdida de capacidad cuando se sobrecargan y daños irreversibles en descargas bajo un límite.

➤ Aplicaciones y casos prácticos

La elevada densidad de energía los hace aptos para multitud de aplicaciones, especialmente en telecomunicaciones, SAI's y en vehículos eléctricos.

El desarrollo de estas baterías pasa por investigaciones de electrodos de nanocomposites (Li-Pol), en un futuro se estima que puedan proporcionar densidades de energía mayores a los 200 Wh/kg [3].

En los últimos años las baterías Li-ion tienen alrededor del 50% del mercado de pequeñas baterías, sin embargo, deben darse algunos cambios para poder fabricar estas baterías a gran escala [3]. Cuando esta tecnología se desarrolle y se considere una tecnología madura podría ser apta para aplicaciones domésticas como apoyo a paneles solares sobre tejados o microaerogeneradores.

La industria del automóvil está implicada en estas baterías desarrollando tecnologías de Li-ion, por ejemplo, en el Tesla Roadster utiliza un sistema de baterías de Li-ion. El sistema del Tesla, está compuesto por 6800 pequeñas celdas de estas baterías y proporciona alrededor de 200 kW de potencia eléctrica.

Los márgenes de comercialización son mayores para baterías de tamaño pequeño, esto hará que dichos productos tengan salida comercial para aplicaciones portátiles.



Figura 2.14. Sistema de almacenamiento Li-Ion de 100kW.

2.7.4 Baterías de Plomo ácido

Las baterías de Plomo-ácido son baterías de celdas electroquímicas y poseen una de las tecnologías más antigua y desarrolladas. El coste de almacenamiento de energía está en torno 150 \$/kWh, ha cambiado poco desde 1990, esto puede deberse a la madurez de la tecnología que se ha comentado anteriormente.

Están basadas en una reacción química donde el plomo está sumergido en ácido sulfúrico, cuando la batería está descargada el Pb se convierte en sulfato de plomo (PbSO_4) liberando dos electrones, mientras que el óxido de plomo (PbO_2) se convierte en sulfato de plomo absorbiendo esos dos electrones.

Los ciclos de vida de las baterías oscilan entre los 1200 si la descarga es del 75% o de 4500 si la descarga es del 30%, esto se debe a que durante el proceso se acumula una pequeña capa de sulfato de plomo no convertible [1].

En términos anuales, estas baterías gozan de un periodo de vida en torno a los 5, 6 años, y la eficiencia ronda entre en 70-80% tomándose este último valor de eficiencia para ciclos diarios%.

Si las baterías se reemplazan cada 6 años, hay un coste de operación y mantenimiento, aunque en algunos casos es necesario programar un mantenimiento más detallado, el agua debe ser reemplazada cada pocas semanas, la temperatura deber ser medida en varios puntos si la instalación es grande, como ejemplo, se estima que, en la operación y el mantenimiento para una planta de 20 MW, es necesario una persona 8 horas/día 365 días al año, esto es aproximadamente 15 \$/kW-año.

➤ Ventajas

Como principal ventaja se destaca que es un tipo de batería totalmente desarrollada, la tecnología es conocida y madura, y hay una rápida disponibilidad comercial, es decir, hay un amplio espectro de cantidades, tamaños y diseños [2].

Estas baterías poseen un bajo coste comparado con las tecnologías de otras baterías, tienen, aproximadamente un coste 8 veces inferior a las Li-ion y alrededor de 13 veces menos caras que las baterías de Níquel.

Como otros puntos a tener en cuenta, tienen un comportamiento moderado a bajas y altas temperaturas, las celdas soportan un voltaje elevado en comparación con otras celdas y los componentes aunque son medioambientalmente peligrosos, también son fácilmente reciclables.

➤ Desventajas

Debido a la alta densidad de los materiales que componen la batería en su mayoría plomo (material muy denso), se traduce en una densidad de energía baja, siendo la batería con la densidad más baja de las baterías existente, 25-45 kW/kg. La potencia y la energía específica también son bajas.

El ciclo de vida de estos equipos es relativamente corto y se estima entre 5 y 6 años.

Hay necesidad de un mantenimiento que en algunos casos se puede considerar elevado.

Los fenómenos de memoria y autodescarga (estimado entre el 2-5% mes) están presentes en estos equipos.

Por último, la utilización de plomo y ácido sulfúrico son una importante amenaza medioambiental. El plomo usado en estas baterías es tóxico y por lo tanto debe ser reciclado. El ácido sulfúrico usado como electrolito es corrosivo y cuando se sobrecarga genera hidrógeno con el consecuente riesgo de explosión [3].

➤ Aplicaciones y casos prácticos.

En aplicaciones donde la densidad de energía es poco importante, los sistemas de almacenamiento de energía basados en Plomo-Ácido acaparan este mercado debido a su bajo coste, su uso en automóvil es la aplicación más conocida.

Algunas aplicaciones del almacenamiento a gran escala se muestran a continuación.

8,5 MWh BEGAG planta en Berlín, fue construido en 1986 cuando el este de Berlín era una isla eléctrica. El sistema BEGAG proporcionaba una reserva importante para la regulación de la frecuencia.

5 MWh en la planta de reciclaje de Vernon en California. El sistema de 4 millones de Dolares sirve principalmente como un Sistema de Alimentación Ininterrumpida (SAI). Si la planta de reciclaje perdiera el suministro eléctrico el sistema de almacenamiento proporcionaría hasta 5 MW de potencia, siendo capaz de operar toda la planta durante una hora en caso de necesidad. Este sistema también se utiliza ante corte de suministros.

1,4 MWh Planta Metlakatle instalada en 1997, el sistema fue utilizado para acondicionar una central hidroeléctrica que alimenta a un aserradero en una comunidad de la Isla rural. Aunque el aserradero cerró antes de colocar el Sistema de almacenamiento.

En relación a los costes, se puede mencionar que los precios a 1995 en BEGAG y Vernon fueron de 707 y 305 \$/kWh respectivamente.

2.7.5 Baterías de Níquel

En la actualidad, hay multitud de baterías cuya base es el Níquel, y otras tantas en fase de desarrollo. Como pueden ser, Ni-Cd, Ni-MH (Níquel-Metal Hidruro). Ni-Zn, Na-NiCl₂. Las baterías de Ni-Cd y Ni-MH destacan entre las más desarrolladas, sin embargo, la eficiencia en la descarga de estos dos tipos es pequeña, La descarga ronda el 70% de la energía almacenada durante la carga.

Las Baterías de Ni-Cd se desarrollaron durante los años 20 y ya en los años 90, copaban la mayoría del mercado electrónico de baterías recargables.

Estas baterías también son de celdas electroquímicas. Las baterías de NiCd utilizan en el ánodo hidróxido de níquel y en el cátodo un compuesto de cadmio. El electrolito es hidróxido de potasio [2].

Las baterías de Ni-MH aparecieron en los años 80 y han ido reemplazando a las Ni-Cd en numerosas aplicaciones electrónicas. En lo que respecta al mercado eléctrico, a pesar de ser usado en las baterías eléctricas de los vehículos (Toyota Prius), hay pocas aplicaciones.

Las baterías de Níquel-Hidruro Metálico se componen de dos electrodos de níquel y de una aleación de metal que contiene hidrógeno [2].

El rango en el que se mueven es entre 20-120 Wh/kg, el tiempo de vida de las baterías está determinado por el número de cargas y descargas que se realicen. Las baterías Ni-Cd y Ni-MH pueden realizar un alto número de ciclos comparado con otras alternativas, (rondan los 1500 ciclos). Ni-Zn y Na-NiCl₂ tienen una vida más corta. Ni-Cd tienen además un fuerte efecto memoria, mientras que en las baterías Ni-MH tienen un efecto mucho menos significativo [3].

➤ Ventajas

Comparadas con otras alternativas tecnológicas en baterías, las baterías de Ni-Cd y Ni-MH poseen un alto número de ciclos (rondan los 1500 ciclos), tienen buen comportamiento a bajas temperaturas y una construcción robusta.

➤ Desventajas

Uno de los problemas más significativos de las baterías de Ni-Cd es la alta toxicidad del Cd presente en dichas baterías, a pesar de ser muy reciclable es altamente tóxico. Por otro lado la mayoría de Ni se recupera al final de su vida y se puede utilizar como metal resistente a la corrosión por ejemplo, en el acero inoxidable.

Tanto Ni-Cd como Ni-HM son caras de fabricar si las comparamos con otro tipo de baterías, probablemente es 2 veces más costosa que las baterías de Ion-litio y 4 veces el coste de las baterías de Plomo-ácido.

El ratio de autodescarga en las baterías Níquel-Hidruro es mayor que en las Ni-Cd.

➤ Aplicaciones y casos prácticos

The Golden Valley Electric Association (GVEA) en Fairbanks, Alaska, instaló a gran escala Baterías de Ni-Cd para proporcionar 27 MW durante un mínimo de 15 minutos con objeto de estabilizar la red eléctrica en el caso de pérdida de generación.

2.7.6 Baterías de flujo.

Almacenan y liberan energía a través de una reacción reversible electroquímica entre dos electrodos. Hay 4 tipos de baterías de flujo que se están produciendo o en las últimas etapas de desarrollo.

Zinc-Bromo. (ZBB)

Redox de Vanadio (VRB)

Polisulfuro de bromuro (Regensys)

Cerio-Zinc

Las baterías de flujo, funcionan de forma similar a las celdas de combustible de hidrógeno. Emplean electrolitos líquidos que fluyen a través de la celda del stack, intercambiando iones a través de una membrana microporosa, lo que genera una carga eléctrica [4].

- **Zinc-Bromo**

En concreto, la batería ZBB funciona con una sal de bromuro de Zinc disuelto en agua y esto se almacena en dos tanques y posteriormente son bombeados a la celda donde se produce la reacción [4].

La batería se carga o se descarga a través del bombeo de los electrolitos hacia la celda, donde se produce la reacción. Durante el ciclo de carga, el zinc metálico de la solución electrolítica se deposita en la superficie del electrodo negativo de la celda de la pila, como se muestra en la Figura 2.15.

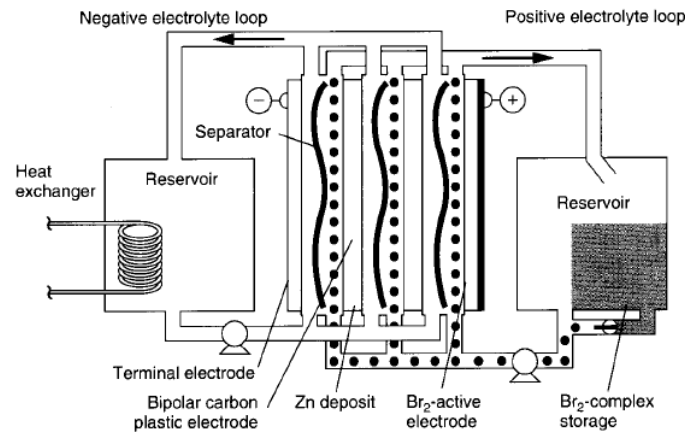


Figura 2.15. Batería de Zinc-Bromo.

El bromuro es convertido a bromo en la superficie del electrodo positivo en la celda del reactor y luego es almacenado en el otro tanque electrolítico como un líquido aceitoso seguro químicamente. Para descargar la batería el proceso se invierte y el zinc metálico en el electrodo negativo se disuelve en la solución electrolítica y están disponibles para el próximo ciclo.

➤ **Ventajas**

Una ventaja de las baterías de flujo es su capacidad para escalar sistemas de forma independiente, dependiendo de los términos de potencia y energía. Estas baterías funcionan a temperatura ambiente [4]

➤ **Aplicaciones y casos prácticos**

Las baterías de Flujo de Zinc-Bromo, se utilizan en numerosas aplicaciones, debido a la versatilidad que posee pudiendo ser utilizadas tanto en almacenamiento de redes como en automóviles debido a la alta densidad de energía que tienen.



Figura 2.16. Baterías de flujo de Zinc-Bromo 1(500 kW, durante 2 horas).

El coste total de un Sistema ZBB de 2MWh podría ser de 1.8 Millones de €.

➤ **Ventajas**

Una de las ventajas de las baterías de flujo, es su construcción la cual está basada en componentes plásticos, el resultado es que esas baterías son realmente ligeras en peso y tienen una larga vida, además del bajo coste que esto supone. Las típicas baterías de flujos se pueden utilizar en cualquier ciclo de trabajo.

Estas baterías poseen una densidad de energía entre los 65-75 Wh/kg.

El desarrollo de nuevos electrodos de carbono y otros componentes están aumentando la vida útil hasta los 2000 ciclos de Carga-Descarga.

Otros puntos a destacar son, buena eficiencia energética que ronda entre el 70-80% y buen nivel de energía específica.

Capacidad de carga rápida y no sufren daños al realizar descargas 100%, densidad de potencia adecuada para la mayoría de aplicaciones.

➤ **Desventajas**

Necesidad de sistema auxiliar para circulación de los electrolitos y control de temperatura, además se debe tener un especial cuidado medioambiental al emplear electrolitos tóxicos.

A pesar de ser un tipo de batería desarrollada, se encuentra en un estado poco maduro en comparación con otros tipos. Estos sistemas presentan problemas de ruidos y otros tipos de problemas que requieren un mantenimiento regular.

- **Baterías Redox de Vanadio**

Otro tipo de baterías de flujo son las Baterías Redox de Vanadio conocidas por sus siglas VRB (Vanadium Redox Battery). Este caso destaca que los electrodos son de vanadio, evitando formación de dendritas o la contaminación por difusión a través de la membrana, mientras que el electrolito que se usa es ácido sulfúrico.

Estos sistemas tienen los reactivos químicos separados mediante tanques de las celdas electroquímicas a través de la cual, la carga y descarga tiene lugar. La capacidad de almacenamiento depende pues del tamaño del tanque de electrolito, mientras que la potencia de salida depende del tamaño de la celda de combustible, esto hace que capacidad y potencia estén desacopladas. En la siguiente figura puede verse un esquema de funcionamiento de estos equipos.

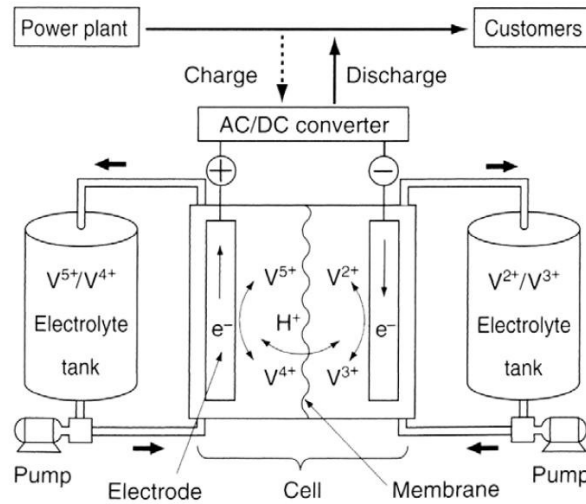


Figura 2.17. Principio de funcionamiento Redox-Vanadio.

➤ Ventajas

Son baterías que no se dañan al permanecer descargada largos periodos de tiempo.

Otra ventaja, es la fabricación de este tipo de baterías que se realiza de forma modular de manera que haya diferentes ratios de potencia y tiempos de duración. Por otro lado el hecho de que la capacidad se base en el tamaño de los tanques de electrolito los hace no tener límites en capacidad y poder aumentar la misma con el de aumentando el tamaño de los tanques de electrolito. Otra ventaja de la utilización de los electrolitos en tanques separados es que se pueden cargar por simple sustitución de electrolito. Y si los electrolitos se mezclan accidentalmente no se dañan.

Otra gran ventaja de las baterías VRB es su gran ciclo de vida, estimado en 12000 ciclos, lo que los posiciona en este aspecto en clara ventaja respecto a cualquier otro tipo de batería. Como ejemplo, un VRB instalado en Sapporo (Japón) ha conseguido llegar a los 14000 ciclos.

El tiempo de respuesta es reducido y se pueden descargar totalmente sin reducir sus expectativas de vida además de trabajar a temperatura ambiente.

➤ Desventajas

La densidad de energía de los sistemas VRB son pobres si se comparan con otras baterías como Pb-ácido, Li-ion y NAS, como mucho alcanzan los 35 Wh/kg.

Uno de los problemas más graves de este tipo de tecnología es el impacto ambiental y cuestiones de reglamentación por el uso del ácido sulfúrico. Es necesario conocer la potencia y escala de estos sistemas para conocer el grado significativo de impacto ambiental, ya que pueden ser necesarias cantidades importantes de espacio para los tanques de electrolito. Esto debe ser tenido en cuenta en la fase de diseño de la batería.

Necesidad de sistema auxiliar para circulación.

➤ Aplicaciones y casos prácticos

Las aplicaciones de este tipo de baterías comienzan a ser de las primeras verdaderamente capaces de generar energía a gran escala.

Los sistemas VRB empiezan a implantarse en campos eólicos alrededor de todo el mundo. Un claro ejemplo es el campo eólico en Sorne, (Irlanda). Con una potencia de 1,5 MW y 12 MWh de capacidad.

El coste de un sistema VRB es aproximadamente de 6 Millones de € para 2 MW (12MWh).

HydroTasmania (Australia) 200kW- 800 kWh.

Las eficiencias de estos sistemas varían desde el 70 % de las Zinc-Cerio y el 85% del vanadio Redox. (Fuente de 2006). Aunque otras fuentes citan el rendimiento de las VRB entre el 65%-75%.

2.7.7 Baterías de Metal-Aire

Las baterías de metal-aire son celdas electroquímicas. Estas baterías son las más compactas de las baterías disponibles (fecha de 2007).

De todos los sistemas Metal-Aire desarrollados el más avanzado es la batería de Zinc-Aire, a pesar del hecho de que otros tienen una alta densidad de energía teórica. El desarrollo de estas baterías está limitado a la pequeña escala. (Como pueden ser audífonos).

La capacidad de recarga de estas baterías deber ser mejorada para poder en un futuro competir con otras tecnologías en baterías.

Su densidad de energía va desde los 110-420 Wh/kg.

➤ Ventajas

El coste de estas baterías está considerado como uno de los menos caros, sin embargo, estos costes deben ser tratados con precaución ya que hay que tener en cuenta que son muy complicadas e ineficientes en sus recargas [3].

Medioambientalmente las baterías de Metal-aire son relativamente inertes ya que no tienen materiales tóxicos involucrados en su construcción, tienen en común con otras baterías que materiales como el Zinc o el aluminio pueden ser reciclados.

➤ Desventajas

La desventaja más significativa de este tipo de baterías es la ineficiente recarga eléctrica un valor típico de carga/descarga ronda el 50%.

Finalmente todo lo comentado en este capítulo se muestra en la Tabla 2.1 las características y especificaciones más singulares de cada sistema de almacenamiento.

Tabla 2.1. Resumen características de Tecnologías de Almacenamiento.

Tecnología	Características									
	Rendimiento	Densidad de energía	Tiempo de descarga	Ciclo de vida	Potencia	Estimación de Costes	Efecto Memoria	Autodescarga*	Utilidad	Notas
Bombeo Hidroeléctrico	75-85%	No aplica	12 horas	50 años aprox	200 MW-2 GW	0,65 Mil €/MW	No aplica	No aplica	Gestión de la energía.	Difícil de aplicar en la actualidad
Sistemas de energía de aire comprimido	70-80%	No aplica	2-24 horas	<50 años aprox	25 MW-2,7 GW	400 €/KWh	No aplica	No aplica	Gestión de la energía.	Difícil de aplicar en la actualidad
Hidrógeno	25-60%	Baja densidad de energía	> 5 Horas			6000-30000 €/kWh	No aplica	No aplica	Transporte/ distribución/ calidad de la energía	
Volantes de inercia	90-95%	50-100 Wh/kg	15 s-15 min	20 años aprox	5 kW-2 MW	3-1000 €/kW	No aplica	No aplica	Control de tensiones/frecuencia, calidad energía	Es necesario mantener girando los volantes constantemente
Supercondensadores	90-95%	1-5 Wh/kg	Orden de segundos a minutos	10 años aprox	<150 kW	200-1000 €/kW				Almacena en CC, es necesario el uso de convertidor
Bobinas magnéticas superconductoras	90-95%		Segundos	30 años aprox	10 kW-3MW	350-2000 €/kW	No aplica	No aplica		
Baterías NAS	80-85%	150-240 wh/kg	8 Horas	15 años aprox	34 MW	1800- 2000 €/kW	No presentan efecto memoria		Gestión de la energía.	Operan a altas temperaturas.
Baterías ZEBRA	80-85%	90 Wh/ kg	Hasta 8 Horas	1500-3000 ciclos	<10 MW	1500-2000 €/kW				
Baterías Ion-Li	90-100%	80-150 Wh/kg	desde 15 minutos hasta varias horas	10-15 años	5 MW	150-250 €/kWh				
Baterías Pb-Ácido	70-80%	24-45 Wh/kg	desde 10 s hasta varias hrs	4-8 años	3-20 MW	50-200 €/kWh				
Baterías Níquel	60-91 %	20-120 Wh/kg	Horas	1500 ciclos		200-750 €/ kWh	Presentan efecto memoria en mayor o menor medida	dependiendo del tipo, tienen mayor o menor grado de autodescarga	Calidad de energía. Transporte.	Gran variedad de este tipo de baterías
Baterías de Flujo. Zn-Br	70-80%	65-75 Wh/kg	2-4 hrs	20 años	40 kW-2MW	1000 €/kWh			Gestión de la energía.	Potencia y capacidad desacoplados. No sufren daños al realizar descargas al 100%
Baterías de Flujo. VRB	70-85%	20 Wh/l	4-8 hrs	10 años aprox	4 MW	1280 €/kWh			Gestión de la energía.	Puede alcanzar las potencias y capacidades que se quieran siempre que se encuentre espacio para los dispositivos
Baterías de Metal-Aire	50% aprox	110-420 Wh/kg	3-4 hrs	unos pocos de cientos de ciclos	20 kW-10 MW	3000-5000 €/kW			Apenas hay utilidades, pequeños audífonos, telecomunicaciones	Muy baja eficiencia.

Capítulo 3

Casos analizados

3.1 Caso 1. Planta Industrial

En este primer caso se trata de analizar las posibilidades que ofrecen los dispositivos de almacenamiento de energía para un gran consumidor industrial, tanto desde el punto de vista técnico como económico. La estrategia básica de funcionamiento del dispositivo de almacenamiento será la de acumular energía durante el periodo de horas valle y descargar en horas punta. Con esta estrategia de operación podría reducirse la facturación doblemente, ya que, por un lado, se reduce la demanda de potencia pico, lo que permitiría reducir la facturación en el término correspondiente a la potencia contratada. Por otro lado, se reduce la energía consumida durante el periodo de hora punta. El dispositivo de almacenamiento permite desplazar la energía no consumida en el periodo de hora punta, mayorada en el rendimiento de un ciclo completo carga-descarga del dispositivo de almacenamiento, al periodo de hora valle, con la consiguiente reducción de coste en la facturación. El ahorro en la facturación debería compensar la inversión necesaria para instalar el dispositivo de almacenamiento así como sus costes de operación.

En este caso se considera una pequeña parte de la red de distribución que alimenta la instalación industrial, en la que se considera que se ha instalado un único dispositivo de almacenamiento centralizado, como se muestra en el esquema de la Figura 3.1.

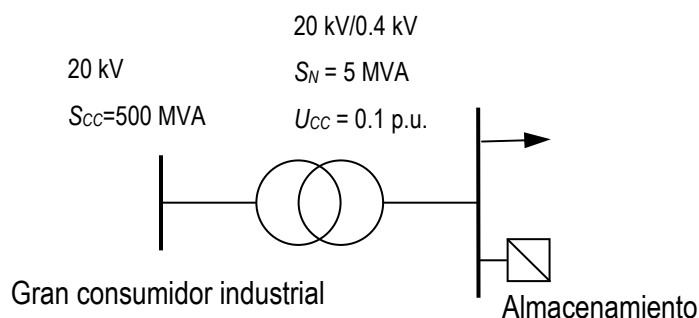


Figura 3.1. Esquema sistema eléctrico simulado.

Como punto de partida se dispone de un archivo histórico de los datos de consumo de la instalación, desde el 1 de enero de 2010 hasta el 31 de diciembre de 2010. En este archivo aparecen los valores de potencia activa y potencia reactiva, registrados cada 15 minutos, un ejemplo de lo que se describe aparece en la Tabla 3.1

Tabla 3.1. Fragmento del fichero de datos.

Fecha	Hora	Cuarto	Potencia (kW)
01/01/2010	0	1	420
01/01/2010	0	2	424
01/01/2010	0	3	408
01/01/2010	0	4	412

También se dispone de información relativa a la instalación eléctrica, como pueden ser secciones de los cables, sus impedancias, intensidades máximas.

3.1.1 Análisis del sistema eléctrico

La instalación eléctrica de la planta industrial analizada dispone de una acometida en 20 kV conectada a la red de distribución. A partir de la misma se alimentan un centro de transformación en el que se alojan dos transformadores de relación 20 kV/380 V y 2.5 MVA de potencia, cada uno.

Tras la transformación a baja tensión en 400 V, se realiza la distribución eléctrica a la planta industrial en baja tensión.

3.1.2 Análisis de la curva de demanda

En la Tabla 3.2 se representan los consumos máximos y mínimos de la planta, de esa forma se obtiene el rango de potencia demandada en el que oscila la planta industrial.

Tabla 3.2. Consumos máximos y mínimos de la planta industrial del Caso 1.

	Potencia (MW)	Fecha	Hora
Máximo	4,57	25/11/2010	14:00-14:15
Mínimo	0	16/10/2010	19:00-19:15

Es interesante observar el hecho de que el valor mínimo de potencia demandada sea nulo. En las siguientes líneas se analizará este fenómeno.

En la Figura 3.2 se representa la curva de demanda del día donde se produce el valor nulo de demanda, 16/10/2010 (sábado). En ella se observa cómo se producen dos descensos bruscos, el primero de ellos entre las 5:00 y las 7:00 horas, aunque el que interesa, es el segundo descenso, que origina que la planta tenga un consumo nulo, que se produce entre las 15:00 y las 18:00 horas.

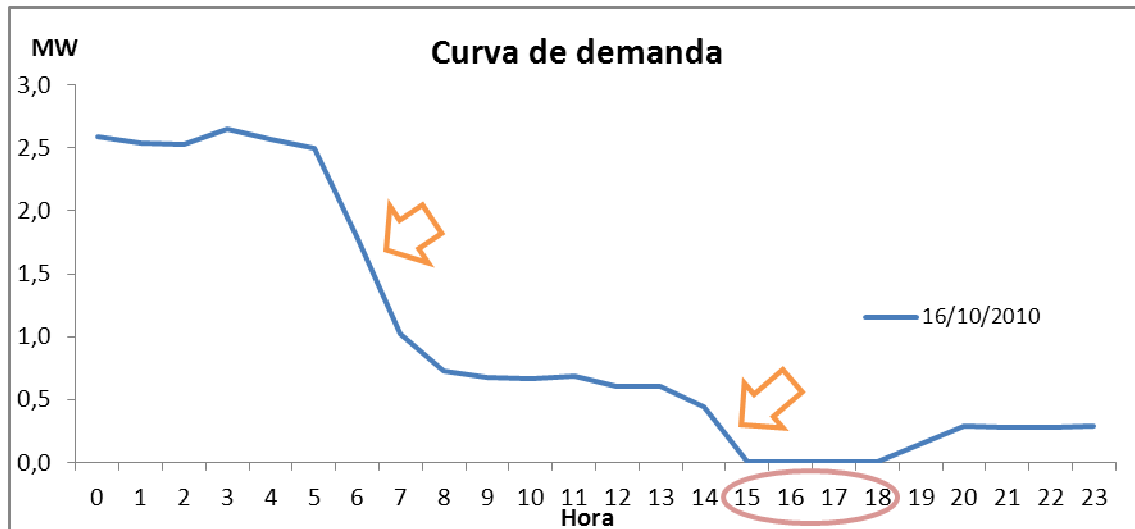


Figura 3.2. Curva de demanda correspondiente al día 16/10/2010.

Este consumo nulo, si bien pudiera deberse a algún tipo de avería o a un error de medida, es más probable que se deba a una interrupción del suministro eléctrico. Por ello se descarta el valor nulo y se busca otro mínimo de consumo más realista, descartando los datos de consumo de energía de este día. El hallazgo de este dato en el fichero histórico pone de manifiesto la conveniencia de realizar una depuración de los mismos, previa a su utilización.

Así, el consumo mínimo no nulo se encuentra para el día 1/03/2010, miércoles. Como puede verse en la Figura 3.3, que muestra la evolución del consumo de ese día, no se aprecia ninguna anomalía en la misma.

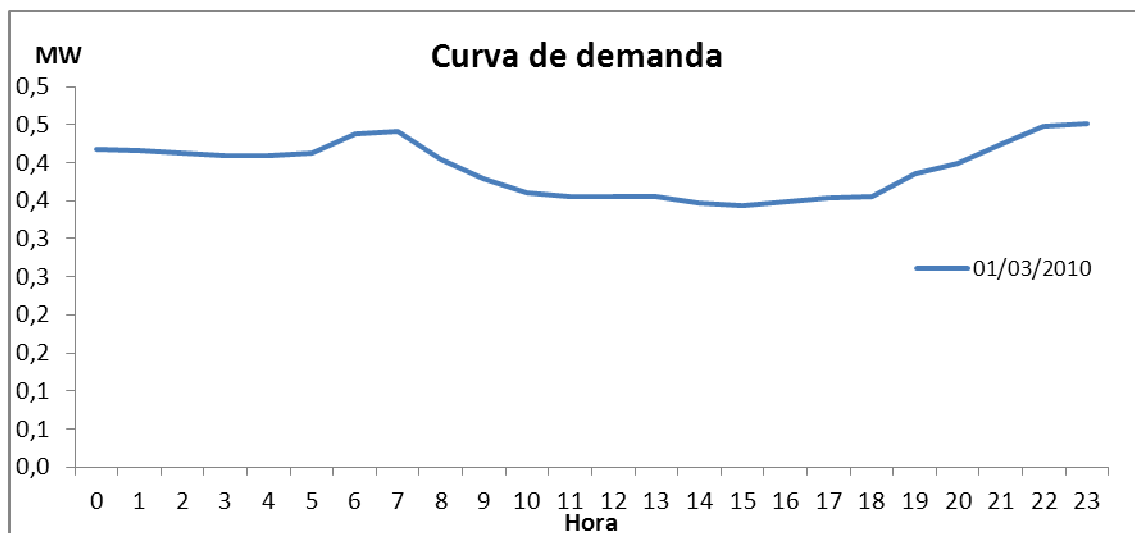


Figura 3.3. Curva de demanda correspondiente al día 1/3/2010.

Como dato a tener en cuenta, el valor máximo se encuentra en jueves mientras que el valor mínimo se da un miércoles. El hecho de que el consumo mínimo se dé un miércoles es algo extraño al ser, teóricamente, un día laborable. Sin embargo, pudiera darse el caso de que este miércoles concreto no fuese laborable, lo que justificaría el escaso consumo de energía. Además, esta conjetura puede estar reforzada por el hecho de que es una curva de consumo muy plana, sin apenas cambios apreciables de potencia a lo largo del día.

Finalmente, a efectos de este estudio, los datos de consumos de energía máximo y mínimo entre los que oscilan los consumos de la planta se presentan en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Consumos máximos y mínimos de la planta industrial considerada en el Caso 1.

	Potencia (MW)	Fecha	Hora
Máximo	4,57	25/11/2010	14:00-14:15
Mínimo	0,34	01/03/2010	14:15-14:30

Como primera parte del análisis de la demanda se tratará de identificar los patrones de consumo típicos (promedios) de cada día de la semana.

Se procederá a estudiar inicialmente los días laborables (lunes-viernes).

En la Figura 3.4 se comparan dos curvas de demanda, una de ellas corresponde a un lunes arbitrario y la otra a la media de todos los lunes, de ambas curvas se desprenden que tienen un comportamiento similar.

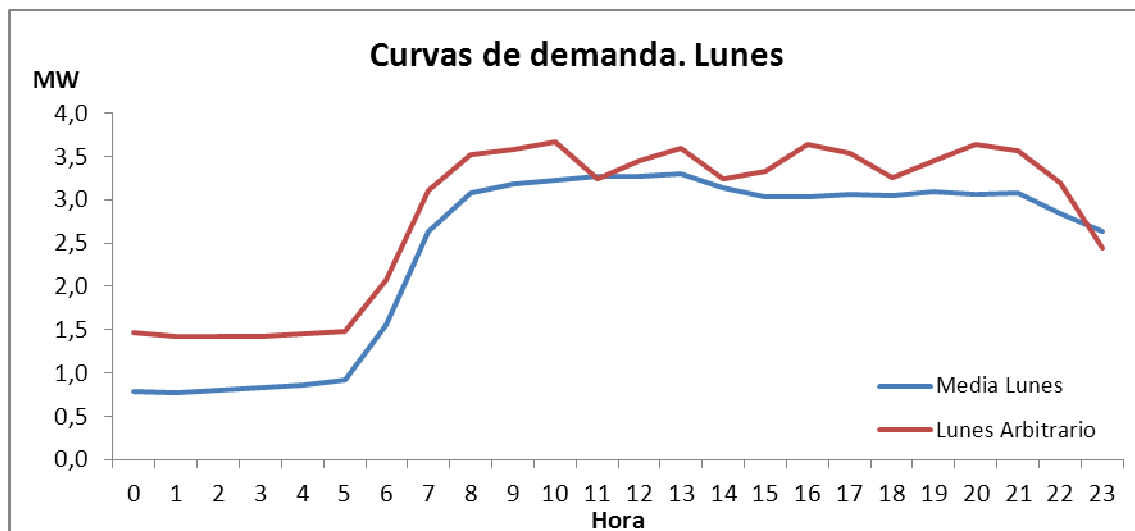


Figura 3.4. Curva de demanda correspondiente a dos lunes.

Hay una baja demanda de energía durante las 6 primeras horas del lunes (00:00-6:00) y a partir de ahí aparece una curva que se asemeja a un escalón. Se podría considerar, que a partir de las 6:00 horas de la mañana del lunes la planta comienza a ser operativa.

Falta ahora ver en qué día de la semana la planta deja de estar operativa, para ello, antes se va a observar el comportamiento del consumo de la planta en el resto de días laborables, en la Figura 3.5, se muestra la curva de demanda media de los días martes, miércoles, jueves y viernes.

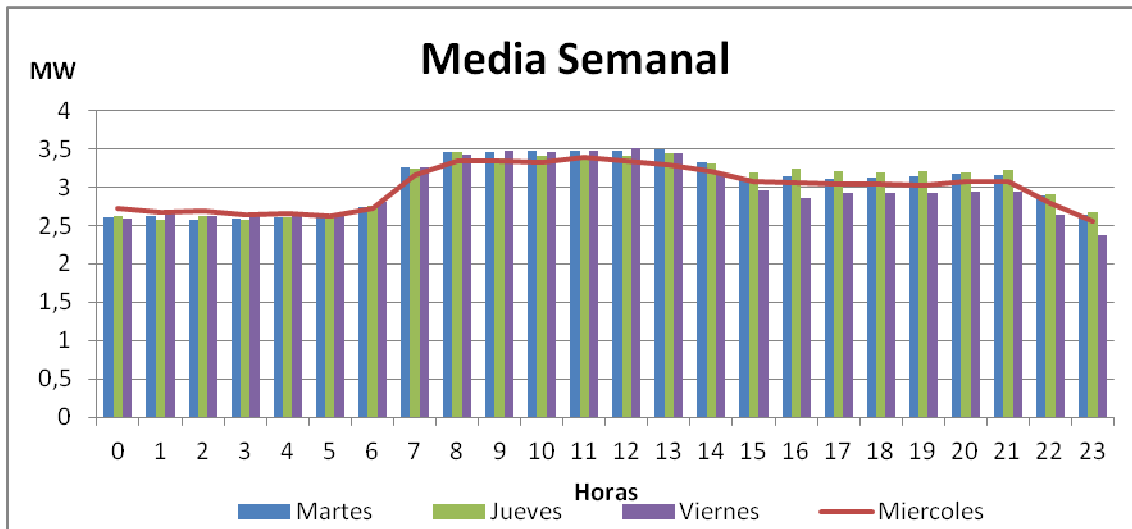


Figura 3.5. Curva de demanda de los días martes, miércoles, jueves y viernes.

En la figura anterior se observa formas de las curvas muy similares unas entre otras, y con una demanda de energía que hace intuir que la planta en estos días está operativa.

Una vez analizado los días laborales, se procederá a hacer un razonamiento análogo con los fines de semana (sábados y domingos), la curva media resultante de todos los fines de semana se representa en la Figura 3.6 que se compara con la curva de consumo de un fin de semana elegido de forma aleatorio.

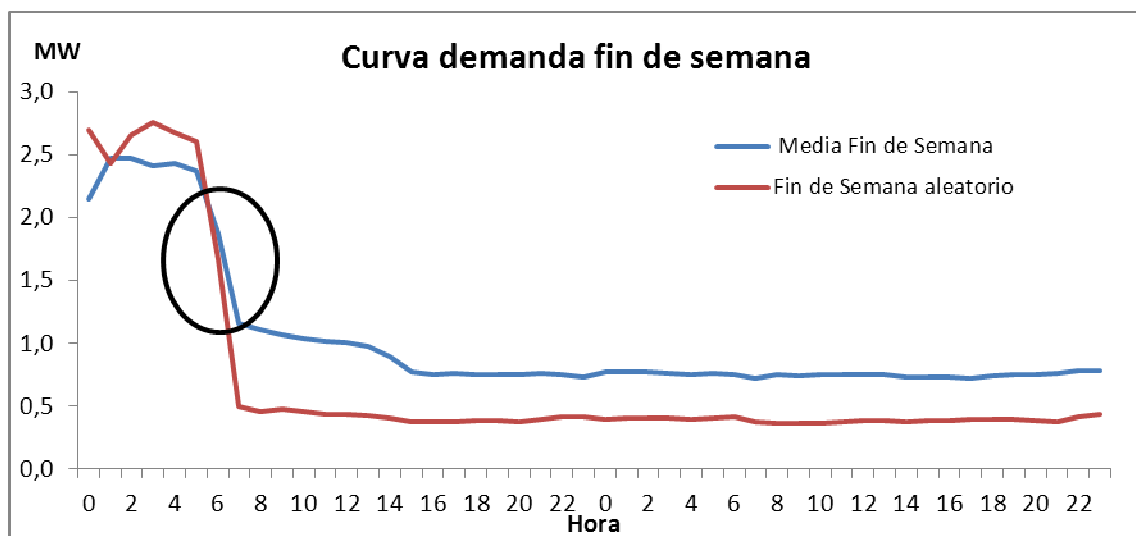


Figura 3.6. Curva de demanda del fin de semana.

Como puede verse, la forma de ambas curvas es muy similar, con un descenso acusado y casi simultáneo en torno a las 6:00 horas. Este descenso, podría deberse al igual que ocurría en la Figura 3.2 a una avería o corte de suministro. Sin embargo, el hecho de que ocurra a la par en ambas curvas, y que posteriormente la demanda de energía permanezca constante el resto del fin de semana, hace pensar que pueda deberse al cierre de la planta por ser fin de semana o a que la utilización de la misma no sea del 100%.

Otro punto que refuerza esta hipótesis de cierre de planta, es el hecho de que a partir de las 6:00 horas la demanda baja hasta niveles muy inferiores en comparación con el resto de días laborales, para afinzar esta hipótesis se muestra la Figura 3.7 que muestra la media de demanda

de los diferentes días de la semana y en la que se aprecia como el sábado y el domingo la demanda cae muy por debajo del resto del día.

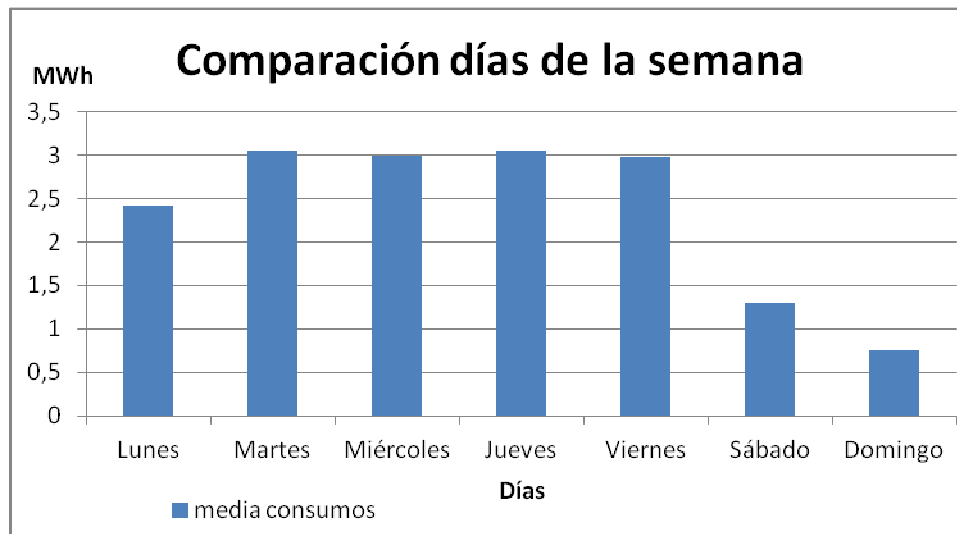


Figura 3.7. Media de consumos de los diferentes días de la semana.

Los martes, miércoles, jueves y viernes, tienen medias de consumo más elevadas y muy similares, no así sábados y domingos, por lo que se ha comentado anteriormente.

Mención especial merece el lunes que, debido a que la planta no comienza a estar en funcionamiento hasta las 6:00 de ese día, repercute en que el consumo este un poco por debajo de la media en comparación con el resto de días. Esto se debe al desfase que existe entre los turnos de producción de la planta y el ciclo convencional de comienzo y fin del día.

Siguiendo con el análisis, en lo que sigue se trata de caracterizar el consumo estacional de la planta industrial. Es decir, las diferencias en cuanto a consumo entre los meses de verano e invierno.

En la Tabla 3.4 se reflejan las potencias medias de los días de la semana, tanto para verano como para invierno. En la última fila se representa la media de todos los días de la semana para ambas estaciones del año, mientras que en la última columna se muestra de manera porcentual la reducción de potencia que se produce en verano respecto a la estación invernal.

Tabla 3.4. Media potencia en las estaciones de verano e invierno.

	Potencia Media (MW) (enero, febrero, noviembre,diciembre)	Potencia Media Verano (MW) (Junio,Julio,Agosto,septiembre)	Porcentaje
Lunes	2,57	2,36	8,0%
Martes	3,14	3,04	3,0%
Miercoles	3,17	2,94	7,2%
Jueves	3,17	2,98	6,2%
Viernes	3,12	2,88	7,6%
Sabado	1,19	1,19	0,4%
Domingo	0,72	0,68	6,4%
Media	2,44	2,30	6,0%

Como puede verse, los valores medios de consumo en verano son un 6% inferior a los de invierno. Esto puede deberse a la disminución de operarios por ser época veraniega y por tanto disminución de la producción, como consecuencia baja el consumo energético.

3.1.3 Análisis del caso

Se considera que el dispositivo se cargará y descargará a lo largo del día (24 horas). Esto hace que el perfil horario necesario para las simulaciones es de un día “tipo”. Queda por tanto decidir con qué tipo de curva de demanda se va a realizar las simulaciones.

Como es lógico se descartan los fines de semana, puesto que tienen un consumo inferior, al resto de días de la semana, y se considerará que el dispositivo estará operativo el tiempo que la planta esté operativa.

El lunes se descarta para tomarlo como modelo ya que, hay parte de ese día (6 horas) en que la planta sigue estando sin operar.

Finalmente, el perfil horario medio sobre el que se realizarán las simulaciones será el promedio de los días martes, miércoles, jueves y viernes, cuyo resultado se muestra en la Figura 3.8.

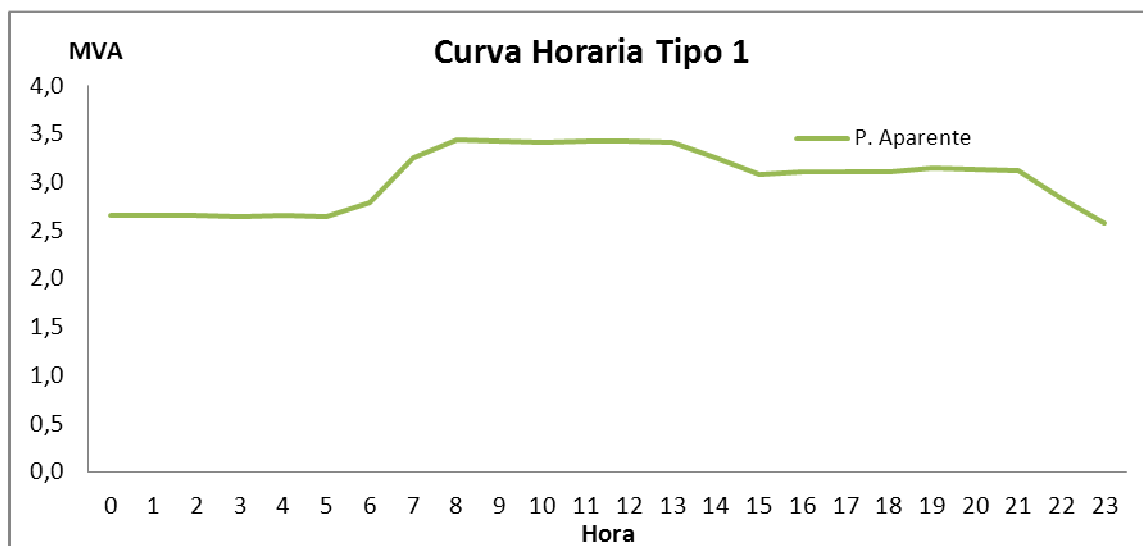


Figura 3.8. Curva Horaria Tipo 1.

A partir de las curvas horarias de demanda de este gran consumidor industrial se trata de analizar los siguientes puntos.

3.1.4 Pérdidas en el transformador de alimentación

Las pérdidas de los transformadores se van a estimar mediante simulaciones en PowerWorld.

Para la Curva Horaria Tipo 1 las estimaciones de pérdidas en los transformadores son las que se indican en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5. Pérdidas en los transformadores según la Curva Horaria Tipo1.

Pérdidas	1 Hora	1 Día (24 horas)	1 Año (365 días)
Activa (kWh)	0,27	6,42	2.343,30

Las simulaciones se han realizado para cada hora de la Curva Tipo Horaria Tipo 1, así las pérdidas de un día son la suma de las pérdidas que salen en cada simulación.

El dato de pérdidas de una hora se ha estimado como una media de las pérdidas en un día, observándose los resultados de las simulaciones, estas oscilan entre 0,2 kWh en las horas de mínima demanda y las 0,34 kWh en las horas de máxima demanda. Las desviaciones del máximo y mínimo no son muy significativas.

Las pérdidas que aparecen en la Tabla 3.5 están basadas en la Curva Horaria Tipo 1, que, como se ha comentado, no tiene en cuenta los días lunes, sábados y domingos. Por ello para tener una visión diferente con los que respecta a las pérdidas y para ampliar la información respecto a las mismas, se ha creado la Curva Horaria Tipo 2, véase Figura 3.9 esta gráfica, se ha creado de la misma forma que la Curva Horaria Tipo 1, pero con la salvedad de que sí se ha tenido en cuenta los días lunes, sábados y domingos.

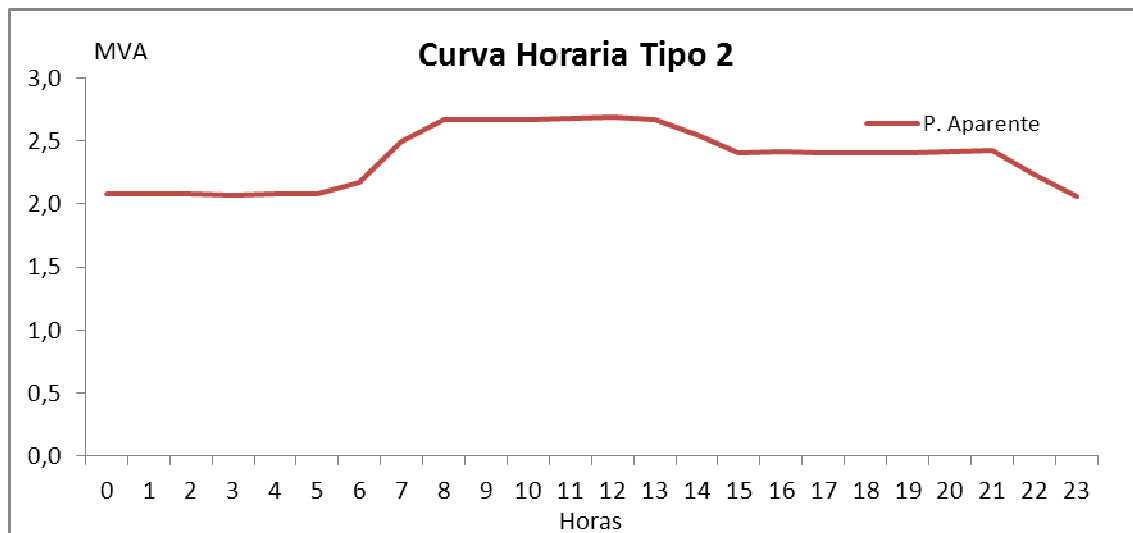


Figura 3.9. Curva Horaria Tipo 2.

La estimación de pérdidas para esta curva de demanda, realizadas las simulaciones con el programan se recogen en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6. Pérdidas en los transformadores según la Curva Horaria Tipo 2.

Pérdidas	1 Hora	1 Día (24 horas)	1 Año (365 días)
Activa (kWh)	0,16	3,81	1.390,65

Se ha realizado un análisis similar al de la Tabla 3.5 y se han observado los resultados de pérdidas dados por las simulaciones. En la hora de mínimo consumo las pérdidas en los transformadores son de 0,12 kWh mientras que en las horas de máximo consumo se tiene, 0,2 kWh. Al igual que antes las desviaciones del máximo y mínimo no son tan significativas.

Las mayores pérdidas que experimenta el transformador aparecen en la hora de máxima demanda de energía, esta demanda máxima se pudo ver en el apartado “Análisis de la curva de demanda” de esta forma la cota máxima de pérdidas que alcanza el transformador es la que aparece en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7. Pérdidas en la hora punta.

	Pérdidas (MWh)	Potencia (MW)
Activa	0,64	4,57

3.1.5 Grado de congestión del transformador

Se realiza la simulación en el intervalo horario donde se produce la mayor demanda de energía. De esa forma, se conoce el grado de congestión máximo del transformador y se tendrá una cota máxima de las pérdidas que se pueden dar en los transformadores.

Realizando la simulación con PowerWorld, se obtienen que el grado de congestión del Transformador es del 94%, en el caso de máxima demanda de energía. Puede verse el resultado de la simulación en la Figura 3.10.

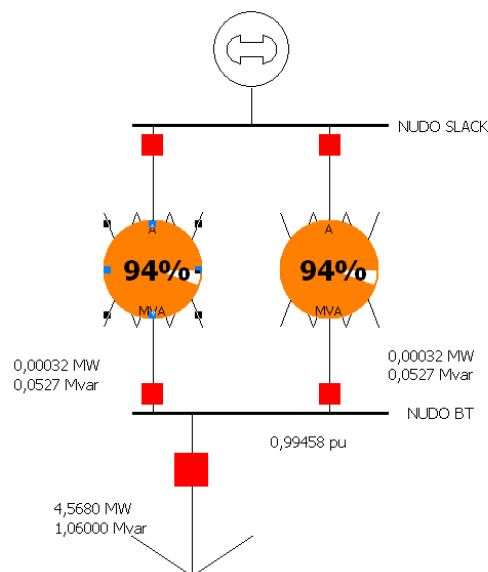


Figura 3.10. Congestión de los transformadores en el momento de mayor consumo.

El resto de horas del año, la congestión del transformador y las pérdidas del mismo serán inferiores a los datos que aparecen tanto en la Tabla 3.7 como en la Figura 3.10.

Para profundizar un poco más en el análisis, se realiza una simulación con un consumo tal que se dé el 90% de congestión de los transformadores, posteriormente se hace un barrido en el fichero histórico para detectar cuantas veces la demanda supera el 90% de congestión de los transformadores.

Realizado el estudio, se detecta que, aproximadamente un 20,5% del tiempo se supera el 90% de carga de los transformadores, con lo en principio parece una cifra a tener en cuenta en lo que a la congestión de los transformadores se refiere. Conseguir disminuir este porcentaje con la incorporación de un sistema de almacenamiento parece ser una razón para su justificación.

3.1.6 Caída de tensión en el nudo de conexión

Se trata ahora de ver la caída de tensión en el nudo, en la hora de máxima demanda, mediante una simulación en PowerWorld, en este caso, se ve que la caída de tensión del nudo es de 0,9946 pu, no repercute ningún problema, y está dentro de los límites que marca la legislación, en adelante no se le prestará más importancia, hasta que se disponga del dispositivo de almacenamiento.

La caída de tensión no parece ser un problema para tener en consideración.

3.1.7 Costes horarios, diarios y anuales de la energía

Para la realización de la estimación de costes, se utilizarán las Curvas Horarias promedio de cada mes y se comparará con la Curva Horaria Tipo 1, observando las diferencias y similitudes en los costes.

Los datos de tarificación eléctricas están recogidos en el RD 116/2001 (orden ITC/3801/2008 y posteriores modificaciones, así como la orden ministerial ITC/688/2011 por la que se establecen los peajes de acceso a partir del 1 de abril de 2011).

En el caso de estudio, la planta industrial consume energía en 20 kV con una potencia instalada de 5MVA con lo que la tarifa de acceso corresponde a la 6.1 ya que el nivel de tensión de servicio se encuentra entre 1kV y 36 kV y la potencia contratada en alguno de los periodos es mayor de 450 kW.

Los periodos tarifarios para esta tarifa de acceso son seis y los términos de potencia y energía se muestran en las Tabla 3.8 y Tabla 3.9. Corresponden a los publicados en la orden ITC 688/2011.

Tabla 3.8. Término de potencia: €/kW y año.

Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
16,594064	8,304214	6,077305	6,077305	6,077305	2,772859

Tabla 3.9. Término de energía en €/kWh.

Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
0,071035	0,053050	0,028269	0,014069	0,009086	0,005689

Por otro lado, la distribución anual de los diferentes periodos horarios, correspondiente a la península, se muestran en la Tabla 3.10

Tabla 3.10. Periodos horarios tarifa 6.1.

Península	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Enero	P2	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2
Febrero	P2	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2
Marzo	P4	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4
Abril	P5	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Mayo	P5	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
1º Q. Junio	P4	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4
2ª Q Junio	P2	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2
Julio	P2	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2
Agosto	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
Septiembre	P4	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4
Octubre	P5	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Noviembre	P4	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4
Diciembre	P2	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2

Utilizando como perfil horario la Curva Horaria Tipo 1 los costes aproximados para cada periodo horario se reflejan por meses en la Tabla 3.10.

Los costes de energía se muestran en la Tabla 3.11, esta tabla se ha construido tomando una curva horaria para cada mes del año y calculando sus costes en función de la distribución de periodos visto en la Tabla 3.10.

Tabla 3.11. Costes medio mensuales de energía, sin dispositivo.

Mes	Costes (€)	Mes	Costes (€)
Enero	65.948	Julio	70.647
Febrero	67.544	Fin Sem	8.806
Marzo	24.458	Agosto	21.993
Abril	11.184	Septiembre	13.130
Mayo	13.382	Octubre	26.523
1ª Q Junio	10.329	Noviembre	61.351
2ª Q Junio	33.490	Diciembre	14.541

En la Tabla 3.11 se comparan estos costes con los que se tendrían si sólo se utilizara una única curva horaria para todos los meses (Curva Horaria tipo 1).

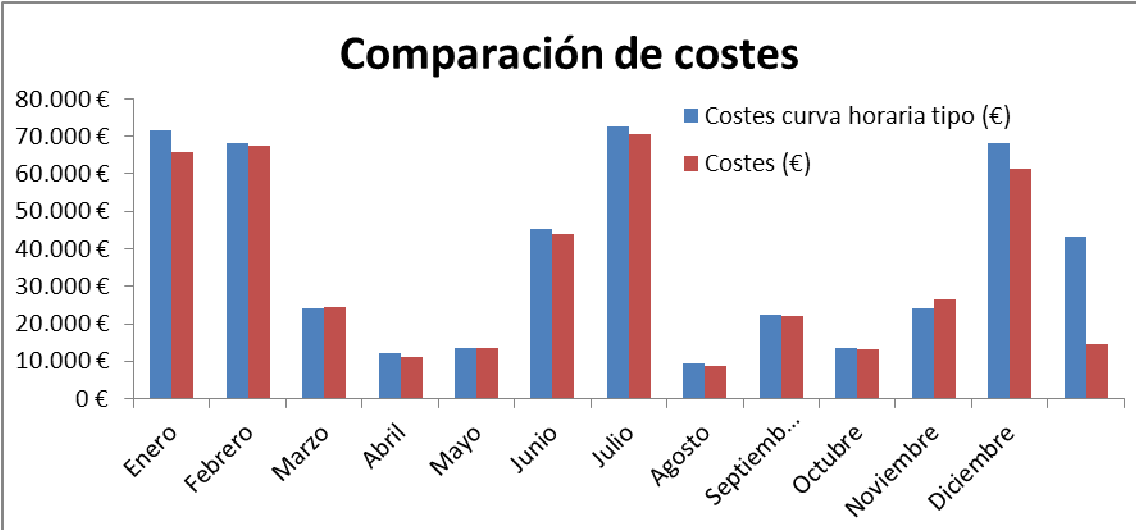


Figura 3.11. Comparación de costes por meses entre Curvas Horarias de cada mes y la Curva Horaria Tipo 1.

Los costes anuales de energía obtenidos, contando únicamente los meses donde se pretende utilizar el dispositivo de almacenamiento son los siguientes;

Tabla 3.12. Comparación de costes anuales.

	Costes (€)
Curva horaria/ mes	419.976
Curva Horaria Tipo 1	436.205

Como se aprecia en la Tabla 3.12 la diferencia de costes es aproximadamente 16000 € siendo en porcentajes inferior al 4 % respecto al total.

Con esta forma se justifica el hecho de utilizar la Curva Horaria Tipo 1 para realizar las estrategias de funcionamiento del equipo de almacenamiento que se verá en los posteriores puntos, además de esto, de la Figura 3.11 se pueden obtener varias conclusiones.

De la columna perteneciente a Fin Sem (Fines de Semana) se observa que el consumo de energía y por ende el coste energético es muy inferior comparado con cualquier otro mes, lo que refuerza la idea de que el dispositivo de almacenamiento no opere en estos días, de esa forma se alargaría la vida del dispositivo, sin repercutir esta medida en una disminución de los beneficios del almacenamiento.

Por otro lado, el mes de agosto aunque puede ser significativo en cuanto a demanda de energía, se aprecia que los costes también son muy inferiores al resto de meses, con lo que podría ser conveniente que el sistema de almacenamiento no operara en el mes de agosto, nuevamente repercutiría con el alargamiento de la vida útil del dispositivo y además se podrían realizar trabajos de mantenimiento en dicho dispositivo en caso de necesitarlo sin perjuicio para la planta industrial.

3.1.8 Análisis del caso con dispositivo de almacenamiento

Se decide instalar un dispositivo de almacenamiento en la planta industrial para reducir el consumo en horas pico y aumentarlo en las horas valle.

Ahora, se trata de analizar, entre otras cosas, la potencia del dispositivo de almacenamiento para transferir el máximo consumo de la horas pico a las valle.

Como se ha comentado anteriormente, el dispositivo tendrá ciclos de carga y descarga diarios, sin tener en cuenta los fines de semana ni el mes de agosto por tener este mes una tarificación de energía baja.

Se tendrá que identificar las horas valles y picos diarias, para ello se observa la curva horaria de consumo 1 (no confundir con la Curva Horaria Tipo 1). En la curva horaria de consumo están incluidas las pérdidas producidas por los transformadores y líneas.

Así, el perfil horario que se presenta es el siguiente.

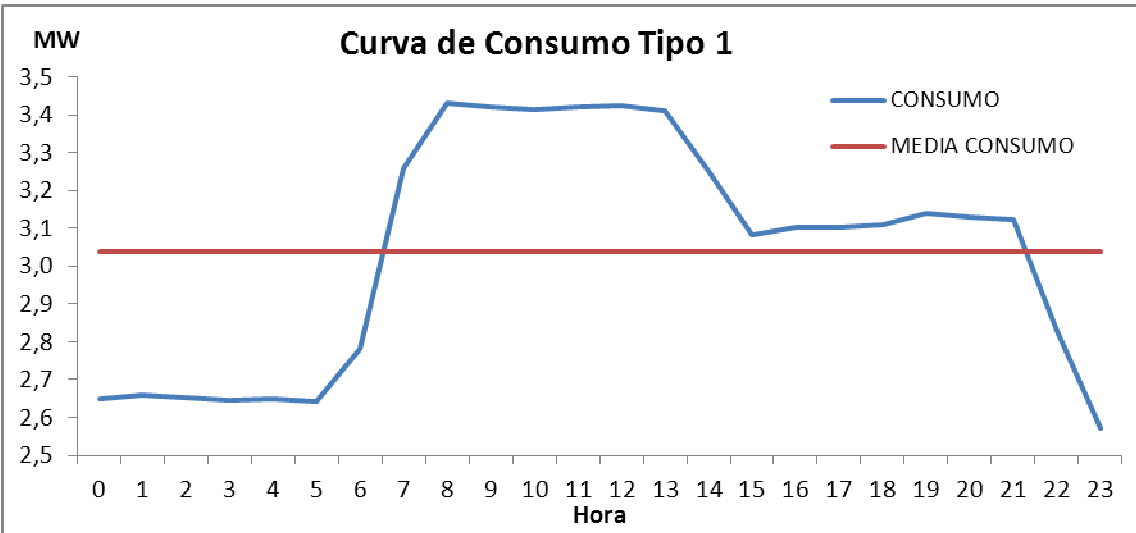


Figura 3.12. Curva Horaria de consumo Tipo 1.

De la Figura 3.12, se define en la Tabla 3.13 las horas picos y valles. Considerando las horas valles aquellas por debajo de la línea media de consumo, y las horas picos aquellas horas que están por encima.

Tabla 3.13. Definición de Horas Pico/Valle.

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Pico/Valle	V	V	V	V	V	V	V	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	V	V

Inicialmente, se admitirá que el dispositivo de almacenamiento únicamente consume potencia activa, lo que se traduce en un factor de potencia de 1 y que su rendimiento será del 90% tanto en la carga como en la descarga, lo que da un rendimiento del ciclo del 81%.

La estrategia a llevar a cabo será la de minimizar los costes, esta política puede llevar al caso en que sea interesante consumir más energía en horas pico si en ese instante la energía esta barata y por el contrario puede suceder que en horas valle no sea rentable almacenar energía si en ese periodo la energía está cara.

Para poder ver qué interesa para cada hora se realiza una comparación entre las horas picos y valles de nuestro consumo y la tarifa horaria en cada caso.

La siguiente Tabla 3.14 recoge los 5 de los 6 tipos de tarificación horaria que hay a lo largo de un año.

Tabla 3.14. Comparación entre tarificación horaria y horas pico/valle.

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Pico/valle	V	V	V	V	V	V	V	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	V	V
Ene, Feb, Dic	P2	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2
Mar, Nov	P4	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4
Abr, May, Oct	P5	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
1ºQ Jun, Sep1	P4	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4
2ºQ jun, Jul	P2	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2

En azul se marcan las horas donde a pesar de considerarse horas pico sería conveniente almacenar energía debido al bajo precio de la misma.

En marrón, son horas donde la lógica diría que sería conveniente almacenar energía, pero el alto coste de la misma desaconseja esta medida.

Detectadas las horas picos y valle, queda decidir qué y cuánto almacenar. Se propone una estrategia de almacenamiento, en la que el dispositivo cuente con una capacidad de almacenamiento de energía de 4,2 MWh y una potencia máxima de 0,6 MW, en principio se considera que el dispositivo de almacenamiento puede adaptarse al rango de potencia que desee en cada momento.

De esa forma, la estrategia de carga/descarga del dispositivo será la que aparece en la Figura 3.13.

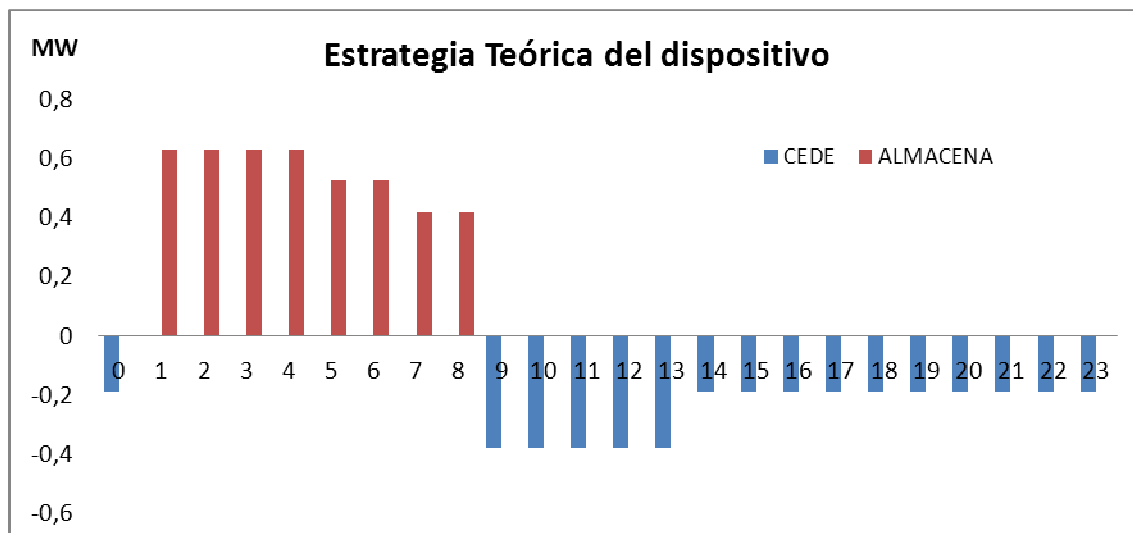


Figura 3.13. Estrategia teórica de funcionamiento del dispositivo.

Se aprecia como desde las 1:00 horas hasta las 8:00 horas, la estrategia a seguir será la de almacenar energía, llegando al máximo de su potencia en las 1:00,2:00 y 3:00 horas, por otro lado, desde las 9:00 horas hasta las 00:00 horas, la estrategia será la de descargar el dispositivo, sin sobrepasar en ningún momento las 0,5 MW de potencia.

La Figura 3.13 lleva como título estrategia teórica, porque es el funcionamiento teórico que tendrá el dispositivo. Al aplicar el rendimiento deberá consumir más energía y cederá al sistema menos energía de la almacenada por el dispositivo.

Esta estrategia de funcionamiento del dispositivo se aplicará a la Curva Consumo Tipo 1, que es la que realmente tiene en cuenta las pérdidas del transformador.

Quedando las curvas de consumo como siguen.

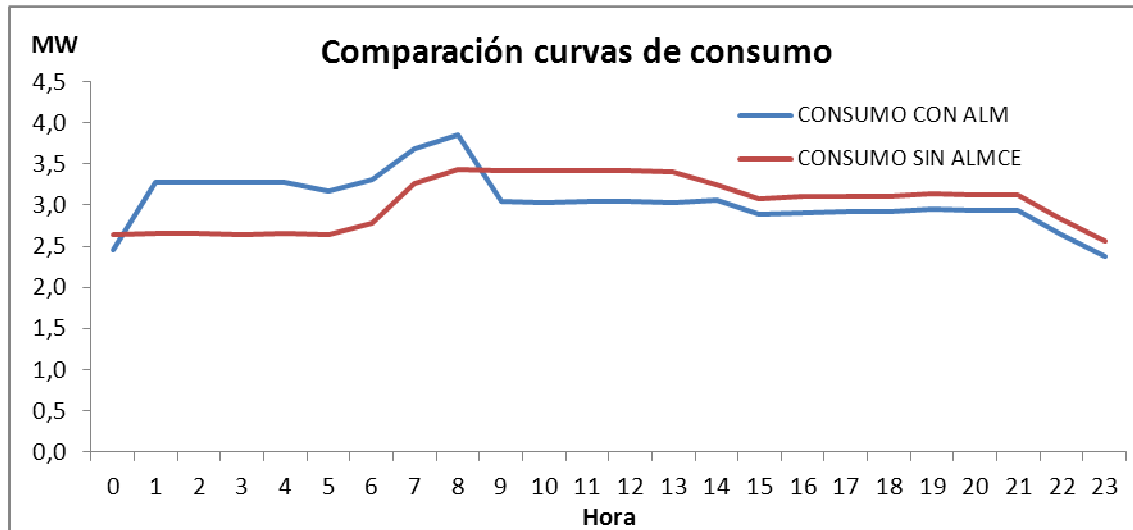


Figura 3.14. Comparación de las curvas de consumo, con almacenamiento y sin almacenamiento.

En la Figura 3.14 se aprecia un allanamiento de la curva de demanda, efecto que ocurre debido a la colocación del dispositivo de almacenamiento. El pico que aparece a las 8:00 horas se debe a lo comentado anteriormente acerca de almacenar energía en horas pico de la planta, en las que al ser horas con baja tarificación es rentable almacenar energía.

En la Tabla 3.15 se comparan los costes mes a mes y total anual con dispositivo de almacenamiento y sin dispositivo de almacenamiento.

Notar que la columna de Costes SA, no son iguales a los costes que aparecen en la Tabla 3.11, ya que en aquella tabla, los costes se refieren a las curvas que se generan para cada mes, mientras que la columna de Costes SA se refiere a la Curva Horaria Tipo 1 teniendo en cuenta las pérdidas de los transformadores.

Tabla 3.15. Comparación entre costes con dispositivo y sin dispositivo.

Mes	Costes CA (€)	Costes SA (€)	Mes	Costes CA (€)	Costes SA (€)
Enero	66.549	71.527	Julio	63.429	72.765
Febrero	63.524	68.275	FS	43.121	43.121
Marzo	15.009	24.127	Agosto	9.536	9.536
Abril	11.233	12.286	Septiembre	13.329	22.476
Mayo	12.303	13.456	Octubre	12.303	13.456
1º Junio	7.331	12.362	Noviembre	15.009	24.127
2º Junio	28.831	33.075	Diciembre	63.524	68.275
			Total	425.031	488.863

Como se aprecia en la tabla anterior la reducción de costes se estima en aproximadamente 64.000 euros anuales, lo que supone una reducción del 13% en la facturación debido únicamente al consumo de energía.

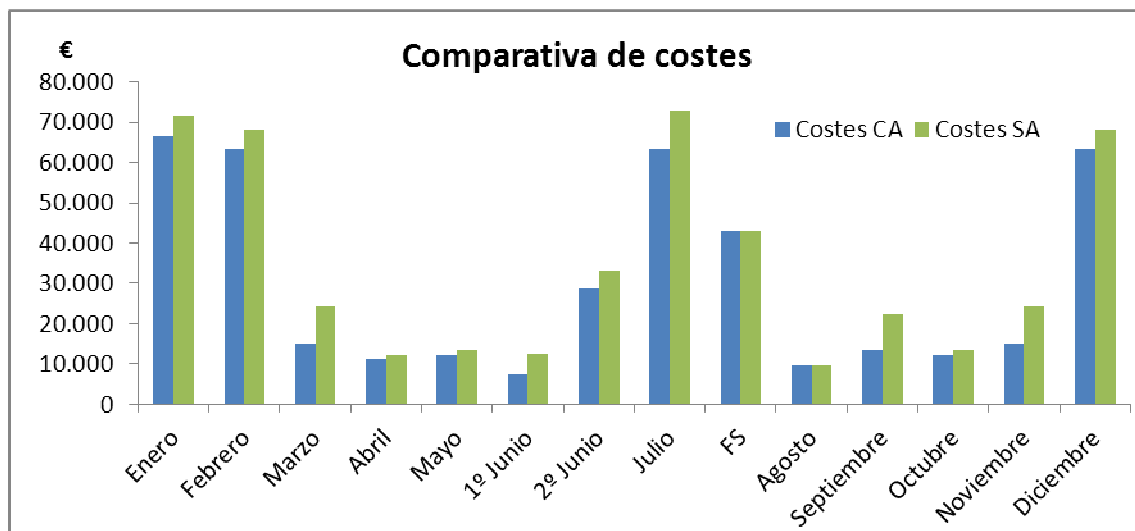


Figura 3.15. Comparación costes mes a mes con dispositivo y sin dispositivo.

En la Figura 3.15 se aprecia como en los meses donde la tarificación es mayor, el ahorro por disponer de almacenamiento también es mayor y por ende se produce también un descenso más significativo de los costes.

Esto hace pensar que la estrategia tomada inicialmente sobre capacidad y potencia del dispositivo era la correcta, aunque puede bien no ser los parámetros óptimos.

En el siguiente punto se intentará de valorar distintas opciones tecnologías sobre dispositivos de almacenamientos.

En este apartado se ha visto que el dispositivo de almacenamiento que se ha tomado tenía del orden de 4,2 MWh de capacidad y 0,6 MW de potencia.

A continuación se hará una breve descripción sobre que características técnicas de los diferentes sistemas de almacenamiento se ajusta mejor a esta aplicación.

En este caso, se necesitan niveles bajos de potencia y moderados en capacidad, por este motivo se pueden desechar las alternativas de volantes de inercia, Supercondensadores y bobinas conductoras. Estos sistemas descargan la energía en periodos cortos de tiempo con lo que la capacidad de almacenamiento es baja.

Las tecnologías que mejor parecen encajar en esta aplicación son los diferentes tipos de batería, así como el aire comprimido y el bombeo hidráulico. Si bien, para estas dos últimas tecnologías, su utilización queda en entre dicho. En primer lugar, por la necesidad complicada de necesidades geológicas específicas y por otro lado por la escalabilidad a nivel de industria.

Se debería tener también en consideración la tecnología del hidrógeno, pero su falta de madurez tanto tecnológica como comercial desaconsejan su utilización.

Finalmente, dentro de las baterías, las NiCd y las de plomo ácido debido a sus problemas medioambientales y sus ciclos de vida cortos, hacen que este tipo de baterías no sean una buena solución.

Dentro del amplio rango de baterías, las más apropiadas parecen ser, las NAS, baterías de flujo, así como las de Ion-Li.

3.1.9 Las pérdidas en el transformador durante los periodos de carga y descarga

En lo que se refiere a las pérdidas del transformador en las horas de carga y descarga, estas se muestran en la siguiente tabla, en ella, la columna anexa especifica si el dispositivo se encuentra en periodo de carga o descarga en esa hora.

Tabla 3.16. Pérdidas del transformador en las horas de carga/descarga.

Hora	Activa (kWh)	Carga/descarga	Hora	Activa (kWh)	Carga/descarga
0	0,18	Descarga	12	0,26	Descarga
1	0,30	Carga	13	0,26	Descarga
2	0,30	Carga	14	0,26	Descarga
3	0,30	Carga	15	0,24	Descarga
4	0,30	Carga	16	0,24	Descarga
5	0,28	Carga	17	0,24	Descarga
6	0,32	Carga	18	0,24	Descarga
7	0,38	Carga	19	0,24	Descarga
8	0,42	Carga	20	0,24	Descarga
9	0,28	Descarga	21	0,24	Descarga
10	0,26	Descarga	22	0,20	Descarga
11	0,26	Descarga	23	0,16	Descarga

En la Figura 3.16, se establece la comparación de pérdidas en los transformadores en los casos de dispositivo de almacenamiento y sin dicho dispositivo.

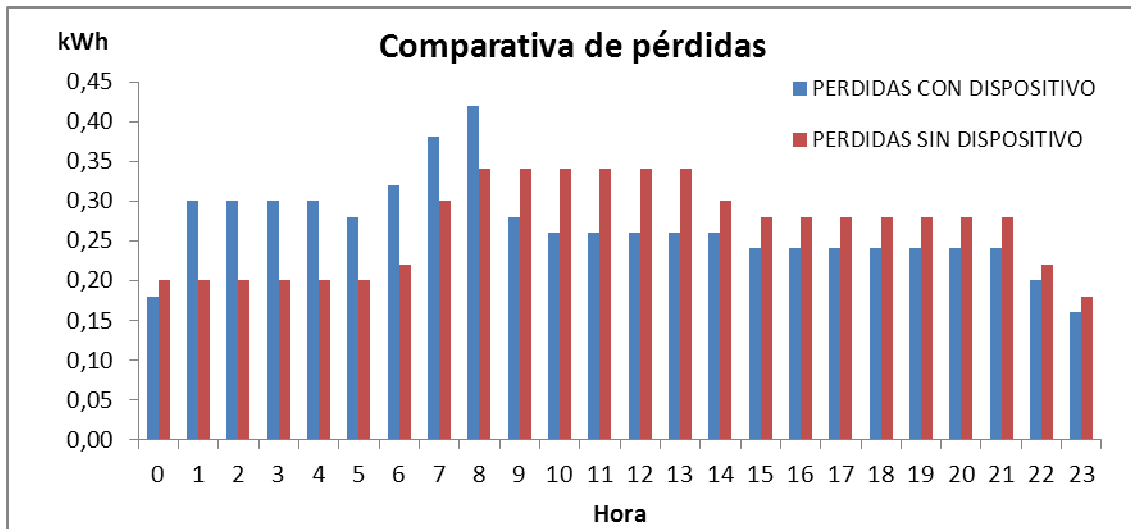


Figura 3.16. Comparativa de las pérdidas con almacenamiento y sin dispositivo de almacenamiento.

Apreciar que cuando el dispositivo de almacenamiento está en modo almacenaje (desde las 2:00 hasta las 8:00) las pérdidas en los transformadores aumentan sobremanera mientras que cuando el dispositivo cede energía al sistema (horas desde las 9:00 hasta las 00:00) las pérdidas de los transformadores son menores que sin el dispositivo.

3.1.10 Reducción total de las pérdidas horarias, diarias y anuales

En la Tabla 3.17 se muestra una comparativa de pérdidas a lo largo del día y del año, se observa que estas pérdidas por la utilización del dispositivo son ligeramente inferiores a las pérdidas donde no se utiliza el dispositivo de almacenamiento.

Tabla 3.17. Comparativa de pérdidas diarias y anuales.

Pérdidas	Día		Año	
	Con Disp.	Sin Disp	Con Disp.	Sin Disp
Activa (kWh)	6,40	6,42	2.336	2.343

El porcentaje de reducción de pérdidas que se obtiene por la incorporación del dispositivo es de un 0,31% porcentaje casi despreciable. La reducción de pérdidas por la utilización del sistema de almacenamiento, se debe sobre todo a que la estrategia de almacenamiento que se ha adoptado es la de minimizar costes y no pérdidas.

3.1.11 Descongestión del transformador durante los periodos de descarga del dispositivo de almacenamiento

Tomando como referencia la Curva Horaria Tipo 1, y considerando que no actúa el dispositivo de almacenamiento los transformadores están cargados un máximo del 69%. Colocando el dispositivo de almacenamiento este porcentaje se eleva hasta el 72%.

Que se dé un porcentaje mayor con el dispositivo de almacenamiento que sin él, es debido a la estrategia de almacenamiento que se ha supuesto, ya que interesa almacenar energía (por tener una tarificación baja) en un periodo donde la demanda de la planta es alta, congestionando de esa forma aun más los transformadores.

Habrá que observar las horas de carga del dispositivo y comparar estas horas con el fichero de datos detectando en este fichero cuales son las horas de máxima demanda y ver en qué porcentaje de carga tienen los transformadores.

En las horas de carga del transformador, la máxima demanda se detecta para la hora:

Tabla 3.18 Máxima demanda en horas donde el dispositivo carga energía.

Máxima Demanda	Activa (MW)	4,508
19/11/2010 8:00 Horas	Reactiva (MVar)	0.144

Con estos datos de consumo y suponiendo que la demanda del dispositivo son 0.4 MWh, la congestión del transformador ronda el 94 %, los resultados de la simulación puede verse en la Figura 3.17. Congestión de los transformadores con la máxima demanda con el dispositivo en carga.

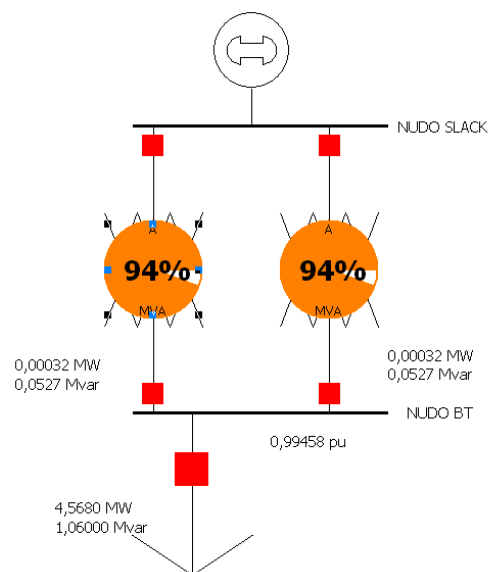


Figura 3.17. Congestión de los transformadores con la máxima demanda con el dispositivo en carga.

Por otro lado, se tendrá que hacer un estudio a la inversa. En las horas donde el dispositivo est  en descarga, ver qué horas son las de máxima demanda de energía y cómo afecta esto a los transformadores. Este efecto puede verse en la Figura 3.18.

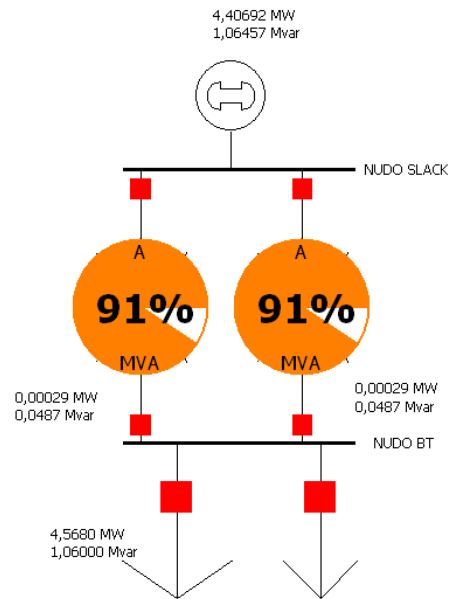


Figura 3.18. Congestión de los transformadores con la máxima demanda con el dispositivo en descarga.

3.2 Caso 2. Distribución con almacenamiento concentrado

En este tercer caso se trata de analizar las posibilidades que ofrecen los dispositivos de almacenamiento de energía para una empresa distribuidora en una zona urbana. Para ello se considera una parte de la red de distribución con dos líneas, como se muestra en la Figura 3.19. En la Línea 1 el consumo es predominantemente urbano, mientras que en la Línea 2 hay consumo industrial y urbano. Se suponen conocidos los perfiles horarios de cada línea así como sus parámetros eléctricos (secciones, impedancias, intensidades máximas, etcétera).

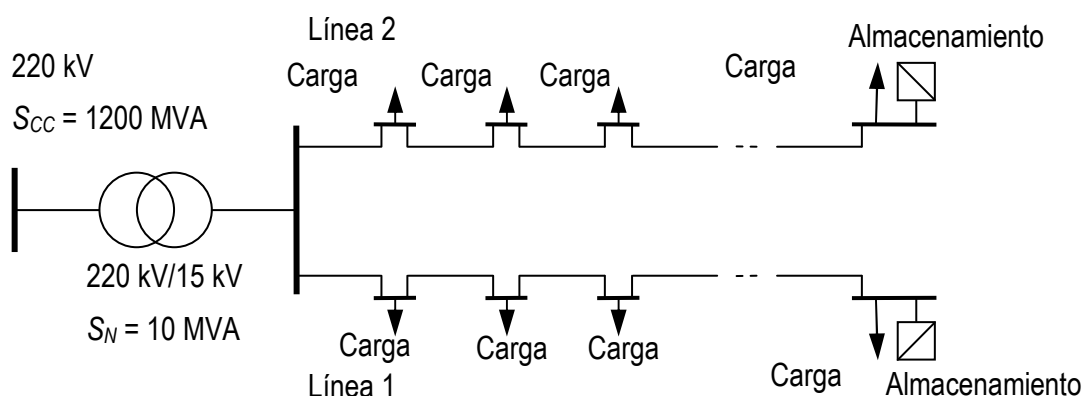


Figura 3.19. Esquema de la red de distribución urbana correspondiente al Caso 3.

3.2.1 Análisis de la curva de demanda

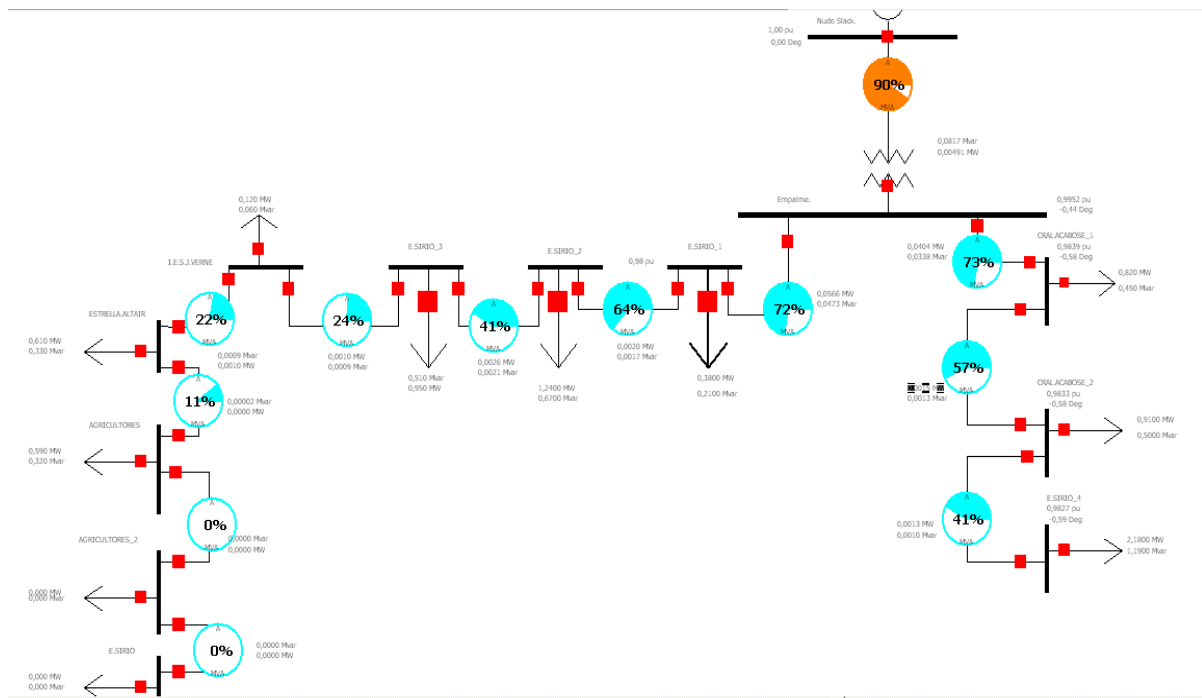


Figura 3.20. Esquema en PowerWorld de las líneas sobre las que se han realizado simulaciones.

En el esquema de la Figura 3.20 se aprecian dos líneas que parten de la subestación “Empalme” de 15 kV. La línea de la derecha se llamará en adelante “Empalme-Corral del Acabose”, y la de la izquierda recibirá el nombre de “Empalme-Estrella Sirio”.

En la línea “Empalme-Estrella Sirio” se observa que los dos últimos nudos no tienen carga y por ello el grado de congestión de las líneas es del 0%. Esto ocurre para todas las horas de la curva de demanda.

Por otro lado, las curvas de demanda que se van a utilizar para cada línea serán las que se muestran en las Figura 3.21 y Figura 3.22. En ambas curvas se muestran, en azul el término de potencia activa y en rojo el término de potencia reactiva.

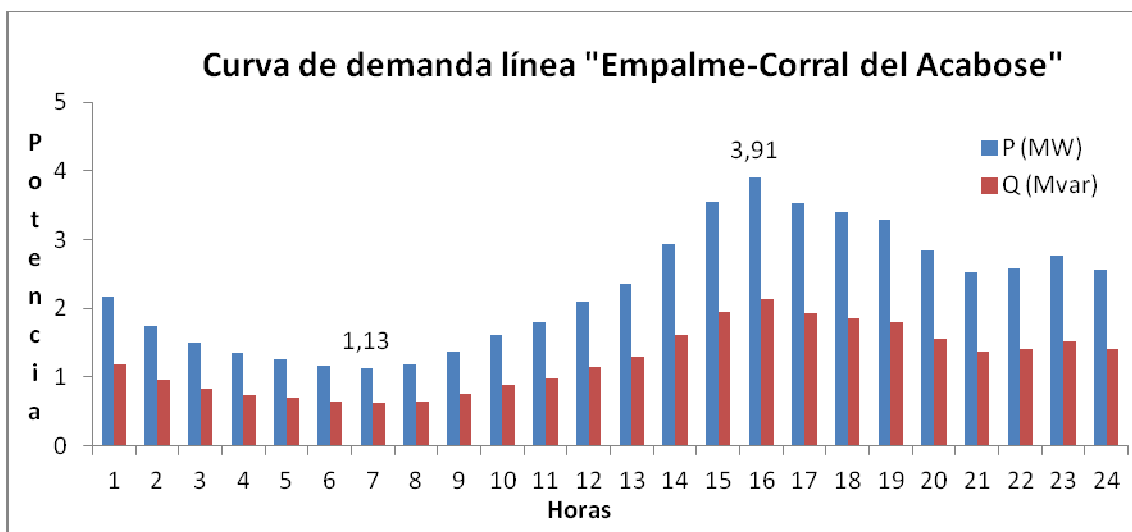


Figura 3.21. Curva de demanda de la línea “Empalme-Corral del Acabose”.

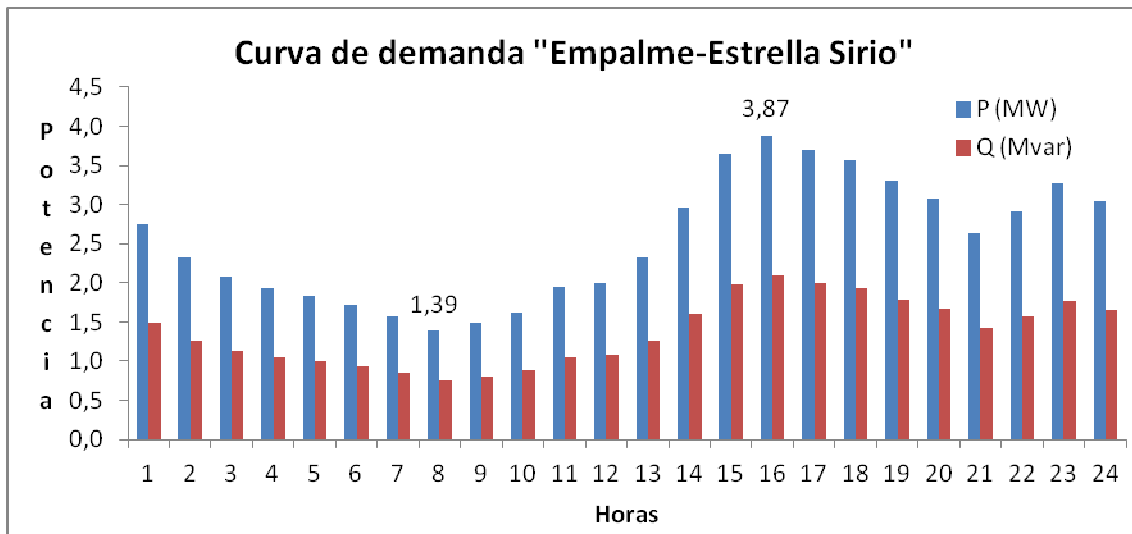


Figura 3.22. Curva de demanda de la línea "Empalme-Estrella Sirio".

Puede apreciarse como la potencia reactiva es más elevada que en el caso 1, lo que hace indicar que ambas líneas son urbanas. Esto hace que la congestión de la línea como de los transformadores tengan altos valores, desaprovechando de esa forma parte de su potencia.

Conocidas las curvas de demanda de cada una de las líneas se trata de analizar los siguientes puntos antes de conectar los dispositivos de almacenamiento.

3.2.2 Pérdidas en las líneas y el transformador de alimentación

Con los perfiles horarios de las líneas y realizando las correspondientes simulaciones en PowerWorld, las pérdidas en ambas líneas y en el transformador son las que se presentan en la Figura 3.23 "Pérdidas".

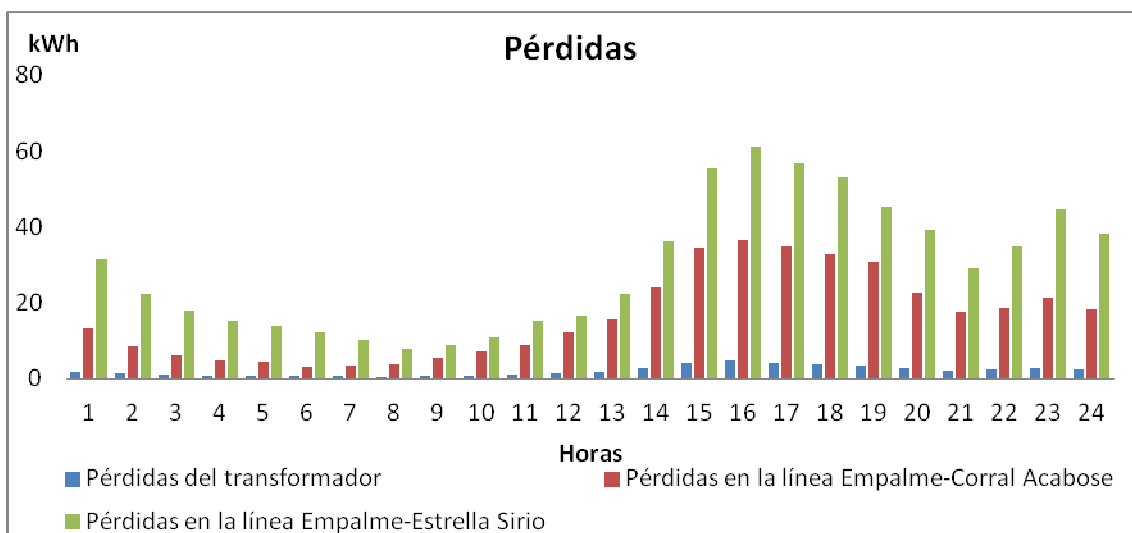


Figura 3.23. Pérdidas en líneas y transformador.

Como se aprecia en la Figura 3.23 las pérdidas debidas al transformador son menores, comparadas con las pérdidas de las líneas, por otro lado, las pérdidas en la línea “Empalme-Estrella Sirio” son mucho mayores que en la otra línea, este fenómeno puede parecer extraño al tener la línea “Empalme-Estrella Sirio” menores consumos, pero mayores pérdidas que la línea “Empalme-Corral del Acabose” esta evidencia se puede deber a hay un mayor número de nudos de consumo, con lo que la distancia desde la subestación hasta el último nudo en esta línea es mayor que en la “Empalme-Corral del Acabose”.

La estimación de pérdidas totales de ambas líneas y el transformador a lo largo del día y de forma anual, se muestran en la Tabla 3.19.

Tabla 3.19. Pérdidas totales diarias y anuales.

	MWh
Pérdidas Totales (día)	1,14
Pérdidas Totales (anuales)	414,68

Más adelante, cuando se incluyan los dispositivos se realiza un análisis teniendo en cuenta as pérdidas con y sin dispositivo tanto de las líneas como de los transformadores.

3.2.3 Caída de tensión en cada nudo para cada hora del día

Dentro de las simulaciones realizadas con PowerWorld, se han recopilado los datos de caída de tensión en cada hora y para cada nudo, obteniéndose los resultados que se muestran en las Tabla 3.20. En estas tablas se ha marcado en rojo aquellos valores críticos de tensión y en naranja aquellos nudos a los que se les debe prestar especial atención cuando se coloque el dispositivo de almacenamiento.

Tabla 3.20. Caída de tensión para la línea “Empalme-Corral del Acabose”.

Nudos “Empalme-Corral del Acabose”							
Hora	Cral. Acabose_1	Cral. Acabose_2	E.Srio_4	Hora	Cral. Acabose_1	Cral. Acabose_2	E.Srio_4
1	0,991	0,990	0,990	13	0,990	0,990	0,990
2	0,992	0,992	0,988	14	0,988	0,988	0,987
3	0,994	0,993	0,993	15	0,986	0,985	0,985
4	0,994	0,994	0,994	16	0,984	0,983	0,983
5	0,994	0,994	0,994	17	0,986	0,985	0,984
6	0,995	0,995	0,995	18	0,986	0,985	0,985
7	0,995	0,995	0,995	19	0,986	0,986	0,985
8	0,995	0,995	0,995	20	0,988	0,988	0,987
9	0,994	0,994	0,994	21	0,990	0,989	0,989
10	0,993	0,993	0,993	22	0,989	0,989	0,988
11	0,993	0,992	0,992	23	0,988	0,988	0,987
12	0,991	0,991	0,991	24	0,989	0,989	0,988

Para esta curva de demanda y sin dispositivo de almacenamiento, la máxima caída de tensión y por tanto, la máxima demanda se da a las 16:00 en todos los nudos de consumo de la línea “Empalme-Corral del Acabose”.

Por otro lado a las 17:00 se da una caída importante en el nudo “E. Sirio_4” que debería ser tenido en cuenta en posteriores análisis.

La máxima caída de tensión, equivale a una tensión de 14,74 kV que corresponde a un 1,73 %. En principio no repercute ningún tipo de problema, para la estabilidad del sistema eléctrico.

La siguiente tabla muestra las caídas de tensión de los nudos de consumo de la línea “Empalme-Estrella Sirio”.

Tabla 3.21. Caída de tensión de la línea “Empalme-Estrella Sirio”.

Nudos “Empalme-Estrella Sirio”								
Hora	E.Sirio_ 1	E.Sirio_ 2	E.Srio_ 3	I.E.S. J.Verne	Estrella Altair	Agricultores	Agricultores _2	E. Sirio
1	0,986	0,985	0,984	0,984	0,983	0,983	0,983	0,983
2	0,988	0,988	0,987	0,986	0,986	0,986	0,986	0,986
3	0,989	0,989	0,988	0,988	0,987	0,987	0,987	0,987
4	0,990	0,990	0,989	0,989	0,988	0,988	0,988	0,988
5	0,991	0,990	0,990	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989
6	0,991	0,991	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990
7	0,992	0,992	0,991	0,991	0,990	0,990	0,990	0,990
8	0,993	0,993	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992
9	0,992	0,992	0,992	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991
10	0,991	0,991	0,991	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990
11	0,990	0,990	0,989	0,989	0,988	0,988	0,988	0,988
12	0,989	0,989	0,988	0,988	0,987	0,987	0,987	0,987
13	0,988	0,987	0,987	0,986	0,985	0,985	0,985	0,985
14	0,984	0,984	0,983	0,982	0,982	0,981	0,981	0,981
15	0,981	0,980	0,979	0,978	0,977	0,977	0,977	0,977
16	0,979	0,979	0,977	0,977	0,976	0,976	0,976	0,976
17	0,980	0,980	0,979	0,978	0,977	0,977	0,977	0,977
18	0,981	0,981	0,979	0,979	0,978	0,978	0,978	0,978
19	0,982	0,982	0,981	0,980	0,979	0,979	0,979	0,979
20	0,984	0,983	0,982	0,982	0,981	0,981	0,981	0,981
21	0,986	0,986	0,985	0,984	0,984	0,984	0,984	0,984
22	0,985	0,984	0,983	0,983	0,982	0,982	0,982	0,982
23	0,983	0,982	0,981	0,981	0,980	0,980	0,980	0,980
24	0,984	0,984	0,983	0,982	0,981	0,981	0,981	0,981

Al igual que en la Tabla 3.20 se marca en rojo las máximas caídas de tensión, para esta línea, la más desfavorable corresponde a una tensión de 14,63 kV. Este dato porcentualmente equivale a un 2,44 % aproximadamente de caída de tensión.

Mientras que se marcan en naranja aquellos nudos que sin estar tan sobrecargados como los rojos también se les debe prestar especial atención.

Destacar que en esta línea la caída es del 2,44% mientras que en la línea “Empalme-Corral del Acabose” la caída es 1,73%, la explicación aquí, es la misma que para el caso de las pérdidas, es decir, aunque en la línea “Empalme-Corral del Acabose” haya mayor demanda de energía, en la otra línea es donde se producen las mayores distancias desde la subestación hasta los últimos nudos, provocando así mayores caídas de tensión.

3.2.4 Grado de congestión

Si se observa las dos últimas tablas se aprecia que la máxima caída de tensión se daba para las 16:00 horas, es en esta hora donde además se da también la máxima demanda de energía y por tanto las máximas congestiones del transformador y líneas.

Para el transformador y todas las líneas, se analizan las horas donde se dan las máximas demanda de energía, comprendidas entre las 15:00 y las 18:00.

Tabla 3.22. Grado de congestión de las líneas y el transformador en hora punta.

Línea "Empalme-Estrella Sirio"					
Hora	15	16	17	18	19
Transformador	86%	90%	86%	85%	84%
E.Sirio_1	68%	72%	68%	66%	61%
E.Sirio_2	60%	64%	61%	59%	54%
E.Sirio_3	39%	41%	39%	38%	35%
I.E.S. J. Verne	22%	24%	23%	22%	20%
Estrella. Altair	20%	22%	21%	20%	19%
Agricultores	10%	11%	10%	10%	9%
Agricultores_2	0%	0%	0%	0%	0%
E. Sirio	0%	0%	0%	0%	0%
Línea "Empalme-Corral del Acabose"					
Hora	15	16	17	18	19
Cral.Acabose_1	65%	73%	65%	63%	61%
Cral.Acabose_2	51%	57%	51%	49%	48%
E.Sirio_4	37%	41%	37%	36%	35%

La congestión del transformador es bastante alta para las horas de máxima demanda de energía.

Notar que las líneas que van hacia los nudos “Agricultores_2” y “Estrella Sirio”, están totalmente descongestionadas al no tener ningún tipo de demanda. Por otro lado las líneas más congestionadas son las más cercanas a la subestación “Empalme”, esto entra dentro de la lógica debido a que toda la energía que va a los diferentes nudos pasa por estos dos tramos de línea.

Por último, ninguna línea presenta valores excesivos de congestión, especial atención se le deberá prestar al transformador, que está bastante tiempo por encima del 80% de su capacidad.

3.2.5 Análisis del caso con dispositivo de almacenamiento

Se considera el caso en que la distribuidora ha decidido instalar un dispositivo de almacenamiento en el extremo de la Línea “Empalme-Estrella Sirio” o la “Empalme-Corral del Acabose”, para cada uno de estos casos se va a analizar.

La ubicación y el tamaño del dispositivo de almacenamiento en potencia y cantidad de energía. Más adelante se considerarán varias tecnologías y se realizan comparaciones.

En este caso la estrategia de almacenamiento a seguir está enfocada para realizar una gestión más eficiente y sencilla por parte de la empresa distribuidora de las horas valle/pico de consumo, de forma que se tenga una curva de demanda lo más plana posible, consiguiendo una reducción de la utilización del transformador en horas pico, donde su carga es excesiva, así como un posible retraso en inversiones de nuevas infraestructuras, además se estudiará si es posible una reducción de las pérdidas en las líneas.

Las potencias y capacidades de los dispositivos de almacenamiento se ha tomado de manera que estos parámetros no sean excesivos, la idea es que si están al final de una línea, estas, probablemente puedan estar ubicadas en un centro de transformación, lo que puede limitar bastante el tamaño del dispositivo, así se ha intentado que no excediera de los 2,5 MWh de capacidad. Respecto a la potencia que es capaz de proporcionar el dispositivo, se ha tomado como máximo $1/3$ de la diferencia entre el pico de demanda y la curva media.

Se muestra en las siguientes figuras la estrategia de funcionamiento del acumulador en las distintas líneas, así como la nueva curva de demanda de cada línea debido a la instalación del dispositivo.

En la Figura 3.24 puede verse la estrategia de funcionamiento del dispositivo en línea “Empalme-Corral del Acabose” y los efectos que tiene en la curva de demanda. Aun habiéndose tomado valores muy restrictivos para el dispositivo de almacenamiento se ve que el allanamiento en la curva de demanda es bastante significativo.

La curva de color morado muestra las horas de carga y descarga del equipo, mostrándose en negativo cuando el dispositivo descarga energía a la red y en positivo cuando la energía es absorbida, la curva roja es la curva de demanda de dicha línea sin el dispositivo, la línea verde la curva de demanda con el dispositivo suponiendo rendimiento del equipo, por último la curva celeste representa la demanda media.

Como puede apreciarse, la idea ha sido allanar la curva de demanda, de manera que tengan menos presencia las horas picos y valle, y así mejorar la gestión de la energía (el dispositivo ayuda a prevenir las oscilaciones en la demanda) para ello, el dispositivo almacena o cede energía en función de la demanda de energía, para conseguir una curva de demanda lo más plana posible, pudiendo variar lo que almacena/cede en todo instante.

La demanda media de energía es de 2,28 MWh, de manera instantánea la potencia máxima demandada es de 3,91 MW que corresponde a las 16:00 horas y la menor potencia demandada 1,13 MW pertenece a las 7:00 horas de esa forma e intentando acercarse a la potencia media, la potencia máxima que debe tener el dispositivo será el mínimo entre la diferencia de los extremos y el valor medio de energía. En este caso para realizar las simulaciones y como se ha comentado anteriormente se ha tomado aproximadamente $1/3$ de esta diferencia.

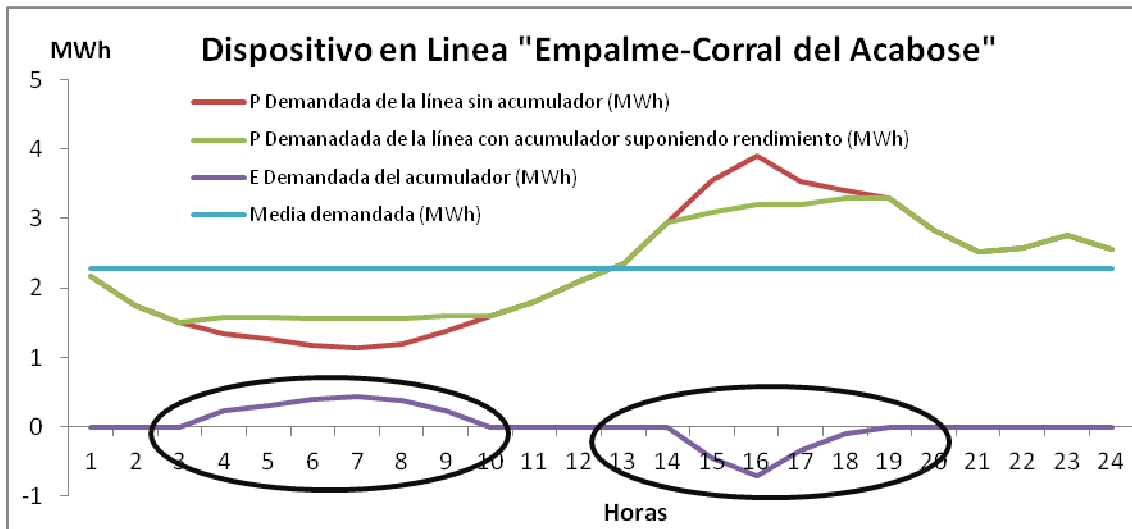


Figura 3.24. Almacenamiento en la línea "Empalme-Corral del Acabose".

Estimada la curva de demanda de esta línea, la estrategia de almacenamiento será, almacenar energía entre las 4:00 y 10:00 horas y descarga de energía en las 15:00 y 19:00 horas, esto puede verse en la curva de la figura anterior "E demandada del acumulador" cuyos periodos de funcionamiento del dispositivo están marcado por un círculo.

Las energías que cede y almacena por el acumulador se muestran en la Tabla 3.24.

Tabla 3.23. Energía demandada y cedida por el acumulador en línea "Empalme-Corral del Acabose".

Horas	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	15:00	16:00	17:00	18:00
E demandada (kWh)	225	308	389	427	374	224				
E cedida (kWh)							450	707	335	105

Se puede ver que la energía demandada por el acumulador no es la misma que la energía cedida, esto es debido al rendimiento del equipo. La energía que demanda, no es realmente la que almacena y la energía que cede no es realmente la energía que tenía almacenada. Para los cálculos se ha estimado un rendimiento del ciclo del dispositivo en torno al 81 %. La energía almacenada (eliminando pérdidas) ronda el 1,77 MWh.

Realizando un análisis similar en la línea "Empalme-Estrella Sirio". Se supondrá el mismo rendimiento anterior, con una capacidad de almacenamiento en torno a 2,6 MWh. El dispositivo se tendrá ciclos de 6 horas de almacenamiento y 5 horas de descarga. Esto puede verse en la Tabla 3.24.

Tabla 3.24. Energía demandada y cedida por el acumulador en línea "Empalme-Estrella Sirio".

Horas	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00
P demandada(kWh)	245	381	508	693	610	450					
P cedida(kWh)							497	725	542	413	146

En la puede Figura 3.25 verse el resultado que tiene colocar este dispositivo en el extremo de esta línea en la curva de demanda.

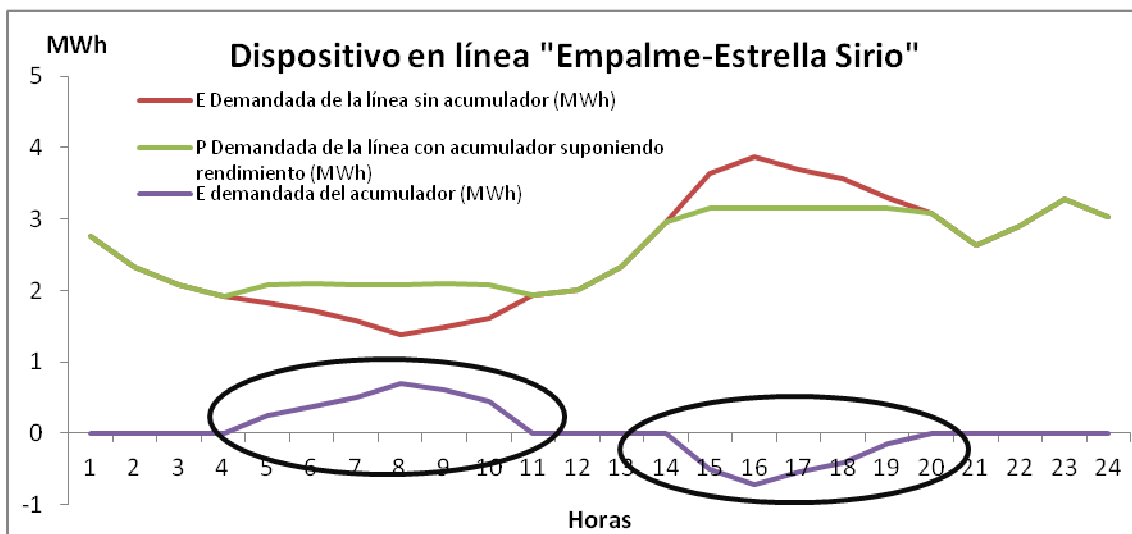


Figura 3.25. Almacenamiento en la línea “Empalme-Estrella Sirio”.

Los colores de las curvas muestran lo mismo que en la gráfica anterior pero referida a la línea “Empalme-Estrella Sirio”.

A continuación se muestra la Figura 3.26 que es la curva de demanda desde la subestación empalme, en esta figura puede verse como se modifica la demanda colocando en un lado u en otro el dispositivo de almacenamiento o en las dos líneas.

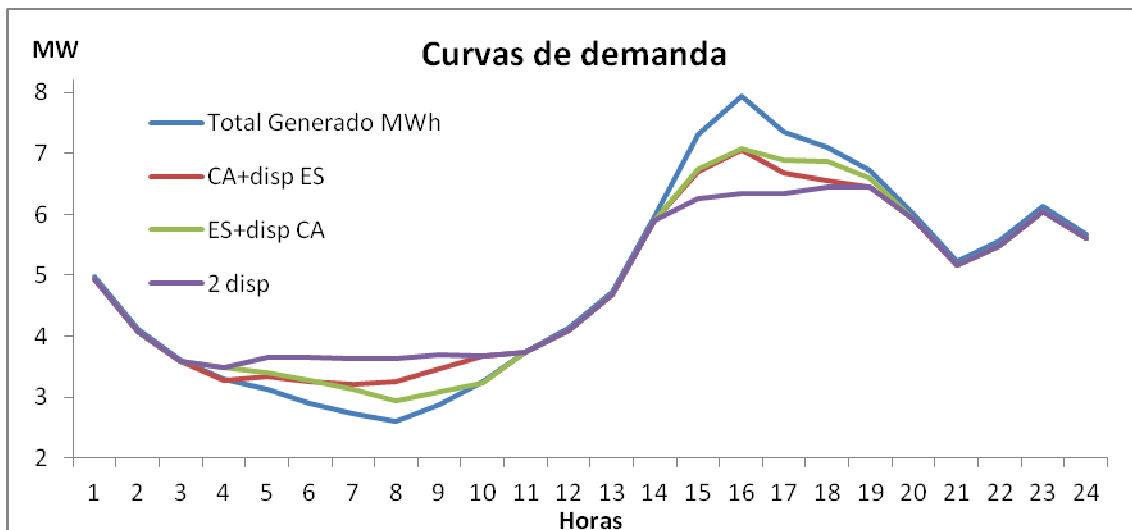


Figura 3.26. Curva de demanda.

“CA+disp. ES”, Curva de demanda de la línea “Empalme-Corral del Acabose” y demanda de la línea “Empalme Estrella Sirio” con dispositivo de almacenamiento.

“ES+disp. CA”, demanda de la línea “Empalme-Estrella Sirio” y demanda con dispositivo en línea “Empalme- Corral del acabose”.

“2 disp”, demanda de energía con los dispositivos en funcionamiento simultáneamente.

La curva “2 disp” es la energía que suministra la subestación en el caso de que ambos dispositivos funcionasen simultáneamente, sin embargo, aunque esta tipología se podría haber estudiado no se contempla y en principio se propone para trabajos futuros.

Por otro lado la hora de mayor demanda de energía que sucedía para las 16:00 horas se muestra una reducción del consumo de energía de más del 12%, otro dato a tener en cuenta es el considerable allanamiento de la curva de demanda vista desde la subestación.

Se considera ahora varias alternativas de almacenamientos de energía que tengan aplicabilidad en este caso. La primera criba que se debe a las capacidades que se tratan, del orden del megavatio, por ello se descartan los sistemas de almacenamiento a gran escala, como pueden ser CAES o el bombeo hidráulico, además de desconocer si las condiciones físicas y geológicas son apropiadas. Por otro lado también se descartan los sistemas de almacenamiento de poca capacidad, cuya aplicabilidad o función principal es la calidad y fiabilidad del suministro eléctrico, dentro de estos sistemas están, los volantes de inercia, o Supercondensadores. Así, un apropiado sistema de almacenamiento para esta aplicación podrían ser las baterías o bien las pilas de combustibles, inclinándose por las primeras al existir un abanico más amplio, estar más desarrollada y tener menos dificultades técnicas para su utilización que la tecnología del hidrógeno. Dentro del abanico de baterías disponibles, se podrían proponer tres tecnologías, las baterías NAS, comercialmente aceptadas, y con respaldo empresarial. (NGK es una empresa japonés fabricante y suministrador de este tipo de baterías), las altas temperaturas a las que operan y el estar cerca de transformadores desaconsejarían su utilización. Las baterías de flujo, si bien, tienen la ventaja de que capacidad y potencia están desacopladas, pero la necesidad de un alto mantenimiento, y que a día de hoy están orientadas al almacenamiento a gran escala, las hace desaconsejable para este tipo de aplicaciones. Por último las baterías de litio, con alta densidad de energía y mantenimiento escaso, así como una larga vida útil las posiciona de forma ventajosa con el resto, además en este caso el espacio jugaría un papel fundamental al tener que ubicar las baterías en el mismo emplazamiento que un centro de transformación.

3.2.6 La máxima inyección en el extremo de la línea

Otro punto importante que se va a estudiar a continuación es la cantidad máxima de energía que se puede inyectar en los extremos de la línea, de forma que la subida de tensión no exceda el límite admisible.

Así, conocida la curva de demanda de la línea y observando cual es el caso más desfavorable, se conozca el efecto del dispositivo sobre la tensión de los nudos.

En primer lugar, para la línea “Empalme-Estrella Sirio”.

En esta línea, los dos últimos nudos no tienen demanda de energía y es en el último nudo “Estrella Sirio” donde se ubica el dispositivo de almacenamiento.

Siguiendo la estrategia de almacenamiento para esta línea vista en la Figura 3.25, la máxima potencia descargada del acumulador es de 0,725 MW dada para las 16:00.horas.

Se tienen las siguientes tensiones para este nudo.

Tabla 3.25. Tensiones a las 16:00 horas con y sin dispositivo.

	Nudo			
	Estrella Sirio		Empalme	
	PU Volt	Volt (kV)	PU Volt	Volt (kV)
Sin dispositivo	0,976	14,633	0,995	14,929
Con dispositivo	0,979	14,683	0,995	14,929

El incremento de tensiones en el nudo “Estrella Sirio” por la incorporación del acumulador es mínimo y no presenta ningún efecto pernicioso para el sistema. Por otro lado, en la subestación “Empalme”, las diferencias de tensiones que se presentan con y sin el dispositivo son casi inapreciables.

Se van a comparar estos resultados con una simulación en la que se suponga que el acumulador descarga una potencia de 6 MW (se ha tomado esta potencia porque está cercana al límite de capacidad de las líneas como puede verse en la Figura 3.27) en la hora menos apropiada para hacerlo (hora de menor consumo de energía) 8:00 horas.

Un esquema de esta última simulación puede verse en la Figura 3.27.

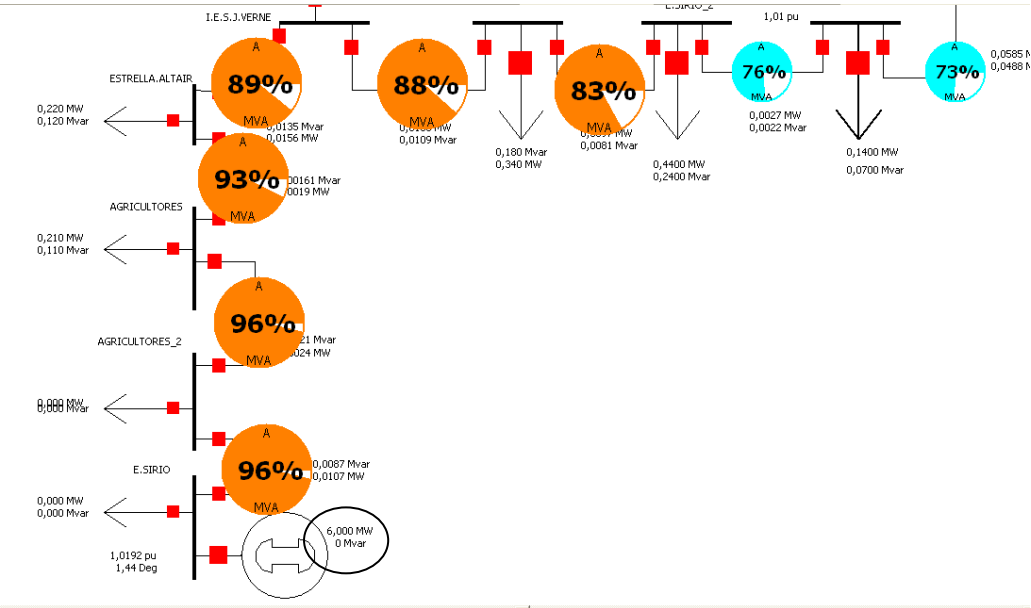


Figura 3.27. Simulación PowerWorld inyección 6 MVA. Sólo activa.

Los resultados de la simulación arrojan los siguientes datos sobre tensiones.

Tabla 3.26. Tensiones con acumulador a 6 MW a las 8:00 Horas.

	Nudo			
	"Estrella Sirio"		"Empalme"	
	PU Volt	Volt (kV)	PU Volt	Volt (kV)
Con dispositivo	1.019	15.285	0,999	14.985

La sobretensión en el nudo “Estrella Sirio” no excede de 15.285 kV.

Como conclusión se puede decir que no se aprecian problemas de sobretensión por la instalación del dispositivo de almacenamiento.

Para la línea “Empalme-Corral del Acabose”.

Se va a realizar un análisis similar supuesto el dispositivo en el extremo de la línea “Empalme-Corral del acabose”.

En este caso el acumulador descarga un máximo de 0,707 MW a las 16:00 horas, para este caso, las tensiones de los nudo “Empalme” y “Estrella Sirio_4” son los que aparecen en la Tabla 3.27.

Tabla 3.27. Tensiones a las 16:00 horas sin y con dispositivo en línea “Empalme-Corral del Acabose”.

	Nudo			
	“Estrella Sirio_4”		“Empalme”	
	PU Volt	Volt (kV)	PU Volt	Volt (kV)
Sin dispositivo	0.983	14.745	0.995/0.979	14.929/
Con dispositivo	0.984	14.765	0.995	14.929

A continuación se va a realizar la simulación al igual que antes para el caso de una descarga del dispositivo de 6 MW considerando el escenario más desfavorable, como puede ser la menor demanda de energía que corresponde a las 8:00 horas.

Tabla 3.28. Tensiones con acumulador a 6 MW a las 8:00 horas en línea “Empalme-Corral del Acabose”.

	Nudo			
	“Estrella Sirio”		“Empalme”	
	PU Volt	Volt (kV)	PU Volt	Volt (kV)
Con dispositivo	1.009	15.135	0,999	14.985

Al igual que en el caso anterior, no hay un incremento apreciable de la tensión en los nudos por la incorporación del dispositivo de almacenamiento, incluso considerando potencias de descargas que no están contempladas en la estrategia de almacenamiento, que sin embargo, podrían darse en un futuro en el que se decidiera la ampliación de potencia del dispositivo.

Tener presente que los dispositivos de almacenamiento se han tomado con $\cos \phi$ igual a 1, en la realidad esto es complicado que suceda, con lo que las simulaciones y resultados mostrados tienen sus limitaciones. Para constatar esto, se ha vuelto a realizar la simulación en PowerWorld de la Figura 3.27, manteniendo los 6 MVA que descarga el dispositivo, pero en este caso se ha supuesto un $\cos \phi$ de 0,95, teniendo en esta simulación inyección de reactiva por parte de los dispositivos.

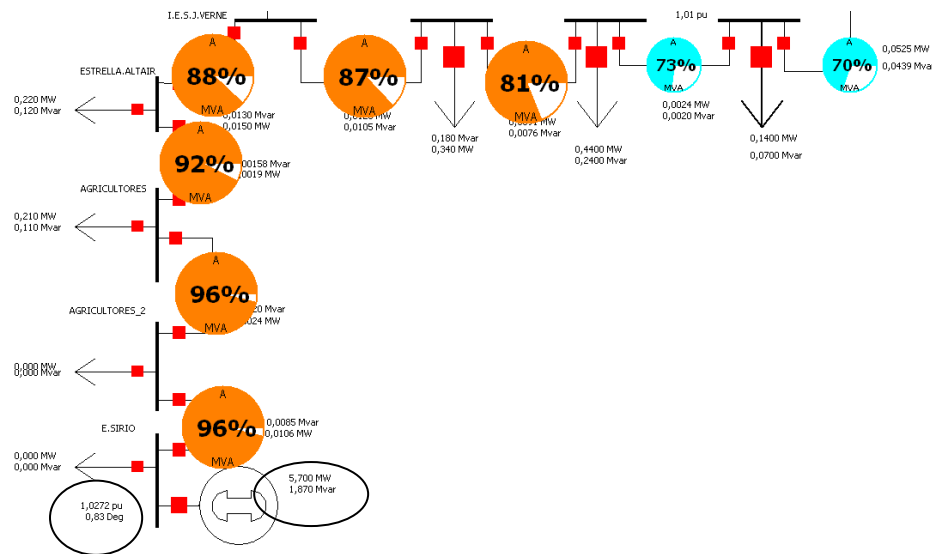


Figura 3.28. Simulación PowerWorld con inyección de reactiva.

En la Figura 3.28 se muestra como al inyectar reactiva en la red, la tensión en el nudo es mayor que el de la Figura 3.27 a pesar de tener en ambas simulaciones la misma potencia aparente (6 MVA). Se propone como trabajo futuro la realización de simulaciones teniendo en cuenta el factor de potencia de los dispositivos de almacenamiento.

3.2.7 Pérdidas durante las cargas y descargas del dispositivo de almacenamiento

De las simulaciones realizadas con PowerWorld, las pérdidas del dispositivo de almacenamiento, en los periodos de carga y descarga son.

Dispositivo colocado al final de la línea “Empalme-Estrella Sirio”. Las horas de carga del dispositivo están entre las 5:00 y las 10:00 horas, mientras que las horas de descarga oscilan entre las 15:00 horas y las 19:00 horas.

Así en la Tabla 3.29 aparecen la estimación de pérdidas del dispositivo si este se coloca en la línea “Empalme-Estrella Sirio” y suponiendo un rendimiento del ciclo del 81%.

Tabla 3.29. Estimación de pérdidas del dispositivo en línea “Empalme-Estrella Sirio”.

Periodo	Carga						Descarga				
Horas	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00
Pérdidas (kWh)	20	40	50	70	60	50	60	80	60	50	20

Si el dispositivo se coloca en el extremo de la línea “Empalme-Corral del Acabose” las pérdidas para este caso aparecen en la Tabla 3.30.

Tabla 3.30. Estimación de pérdidas del dispositivo en línea “Empalme-Corral del Acabose”.

Periodo	Carga						Descarga			
Horas	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	15:00	16:00	17:00	18:00
Pérdidas (kWh)	22	31	39	43	37	22	50	79	37	12

En este caso, las horas de carga del dispositivo van desde las 4:00 hasta las 9:00 horas, mientras que las horas de descarga oscilan entre las 15:00 y las 18:00 horas.

Las pérdidas totales diarias y anuales del dispositivo en función del lugar donde se ubique se muestran en la Tabla 3.31.

Tabla 3.31. Estimación de pérdidas diarias y anuales del dispositivo.

Dispositivo en:	Pérdidas	
	Diaria (kWh)	Anual (MWh)
“Empalme-Corral del Acabose”	37,2	135,86
“Empalme-Estrella Sirio”	54,7	199,57

Desde el punto de vista de pérdida de energía compensaría en principio colocar el dispositivo en la línea “Empalme-Corral del Acabose” pues las pérdidas anuales del dispositivo son menores, aunque hay que tener en cuenta que la capacidad de almacenamiento de este dispositivo es menor que el colocado en la línea “Empalme-Estrella Sirio”.

A continuación se presentan los resultados del estudio realizado sobre la posible reducción de pérdidas por la instalación del dispositivo de almacenamiento, el estudio se ha basado principalmente en la reducción de pérdidas tanto diarias como anuales para ambas líneas y el transformador, estos resultados pueden verse en la Tabla 3.32.

Tabla 3.32. Resultados reducción de pérdidas.

Dispositivo en:		Pérdidas (MWh)		Reducción
		Diarias	Anuales	
“Empalme-Corral del Acabose”	Líneas	1,094	399,35	-0,65%
	Transformador	0,049	17,70	1,24%
“Empalme-Estrella Sirio”	Líneas	1,056	385,37	2,87%
	Transformador	0,048	17,651	1,53%
Sin dispositivo	Líneas	1,087	396,76	0%
	Transformador	0,049	17,93	0%

Las comparaciones sobre la reducción de pérdidas, se han realizado suponiendo que el 100% de estas se corresponden a la situación “Sin dispositivo”.

Se observa que, las celdas con color rojo, lejos de reducirse las pérdidas por la colocación del dispositivo, se incrementan, donde si se aprecia una bajada considerable de pérdidas es cuando se conecta el dispositivo en la línea “Empalme-Estrella Sirio”.

Se desglosa este análisis un poco más observándose las pérdidas diarias con y sin dispositivo en función de donde se coloque el dispositivo de almacenamiento. Esto se muestra en la Tabla 3.33. Se puede ver como la colocación del dispositivo genera una disminución de las pérdidas en las líneas. Este fenómeno es más significativo en la línea “Empalme-Estrella Sirio” por varios motivos, uno de ellos es que hay más nudos de consumo y más alejados de la subestación en esta línea que en la línea “Empalme-Corral del Acabose” y el dispositivo colocado es de mayor capacidad luego el traslado de carga de las horas pico a las valle es mayor.

Tabla 3.33. Pérdidas en líneas con y sin dispositivo.

Línea y dispositivo en;	Sin dispositivo (MWh)	Con dispositivo (MWh)	Reducción %
"Empalme-Corral del Acabose"	0,389	0,387	0,41%
"Empalme-Estrella Sirio"	0,698	0,669	4,12%

La tabla anterior pone de manifiesto lo comentado en [9] y [10] y donde puede verse fácilmente en la Figura 3.29. Esta figura muestra como un incremento de carga en horas valles genera un pequeño incremento de pérdidas, mientras que una disminución de carga en los periodos pico provoca una gran reducción de pérdidas.

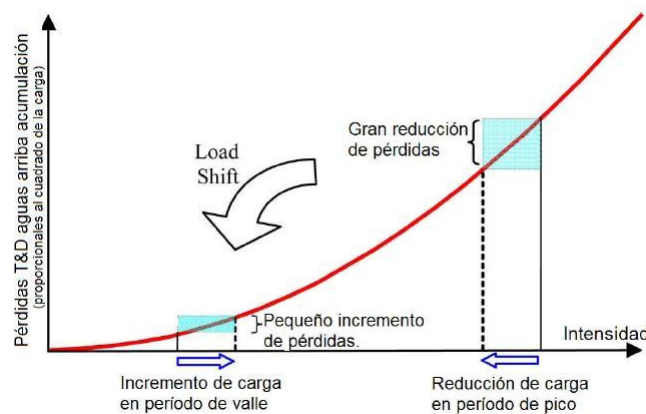


Figura 3.29. Traslado de demanda frente a reducción de pérdidas.

Por último, pudiera parecer que no es rentable energéticamente disponer de equipos de almacenamiento debido a las pérdidas por rendimientos (dependerá también del buen o mal rendimiento del dispositivo), por eso es necesario tener el punto de vista de la gestión de energía ya que como se ha comentado al inicio del caso, el allanar la curva de demanda, hace que la gestionar la energía sea más sencillo y fiable por parte de la distribuidora. Se observa en la Figura 3.30 el aumento de energía media generada al colocar los dispositivos de almacenamiento (tener en cuenta que en esta figura están incluidas las pérdidas del dispositivo, cosa que no estaba incluida en la tabla anterior).

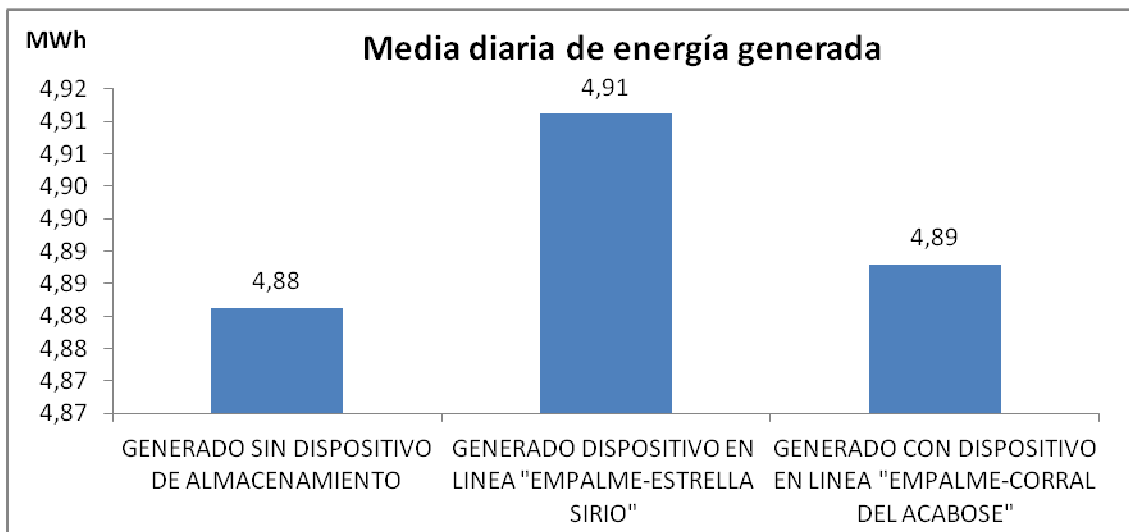


Figura 3.30. Energía diaria media generada con dispositivo y sin él.

Así, en el peor de los casos pasar de una generación media 4,88 MWh (sin dispositivo) a 4,91 MWh (con dispositivo) es un incremento de un 0,61 %. Por otro lado, si se observa la Figura 3.26 se aprecia que a las 16:00 horas donde se produce la mayor demanda de energía, gracias a los dispositivos de almacenamiento se consigue una reducir la demanda en más del 12%. Esto puede prolongar la vida útil de las instalaciones y favorecer un retraso de inversiones para acometer ampliaciones de potencia.

3.2.8 Las tensiones en cada uno de los nudos durante los periodos de carga y descarga del dispositivo de almacenamiento

Considerando el dispositivo en la línea "Empalme-Estrella Sirio", que los periodos de carga del dispositivo comprenden desde las 5:00 horas hasta las 10:00 horas, las tensiones en pu son;

Tabla 3.34. Tensiones en los nudos con el dispositivo en carga en la línea "Empalme-Estrella Sirio".

Hora	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00
Empalme	0,9981	0,9982	0,9983	0,9984	0,9982	0,9980

Línea "Empalme-Estrella Sirio"

Hora	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00
E.Sirio_1	0,9898	0,9901	0,9905	0,9908	0,9908	0,9901
E.Sirio_2	0,9895	0,9898	0,9902	0,9905	0,9905	0,9898
E.Sirio_3	0,9889	0,9891	0,9895	0,9898	0,9898	0,9891
I.E.S. J. Verne	0,9883	0,9886	0,9889	0,9892	0,9892	0,9886
Estrella Altair	0,9878	0,9880	0,9883	0,9885	0,9885	0,9880
Agricultores	0,9877	0,9879	0,9882	0,9885	0,9885	0,9879
Agricultores_2	0,9877	0,9879	0,9882	0,9884	0,9884	0,9879
E.Sirio	0,9876	0,9878	0,9880	0,9882	0,9882	0,9877

Línea "Empalme-Corral del Acabose"

Hora	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00
Cral.Acabose_1	0,9945	0,9945	0,9951	0,9950	0,9943	0,9934
Cral.Acabose_2	0,9943	0,9943	0,9949	0,9948	0,9941	0,9932
E.Sirio_4	0,9941	0,9941	0,9947	0,9946	0,9939	0,9929

Se observa como en los nudos de la línea donde está ubicado el dispositivo (celdas en verde) la caída de tensión es menor que en esas mismas horas cuando el dispositivo no estaba conectado, ver Figura 3.31 esto se debe a que al estar el dispositivo en carga la demanda de energía de la línea es mayor y por ende la tensión disminuye y la caída de tensión es mayor.

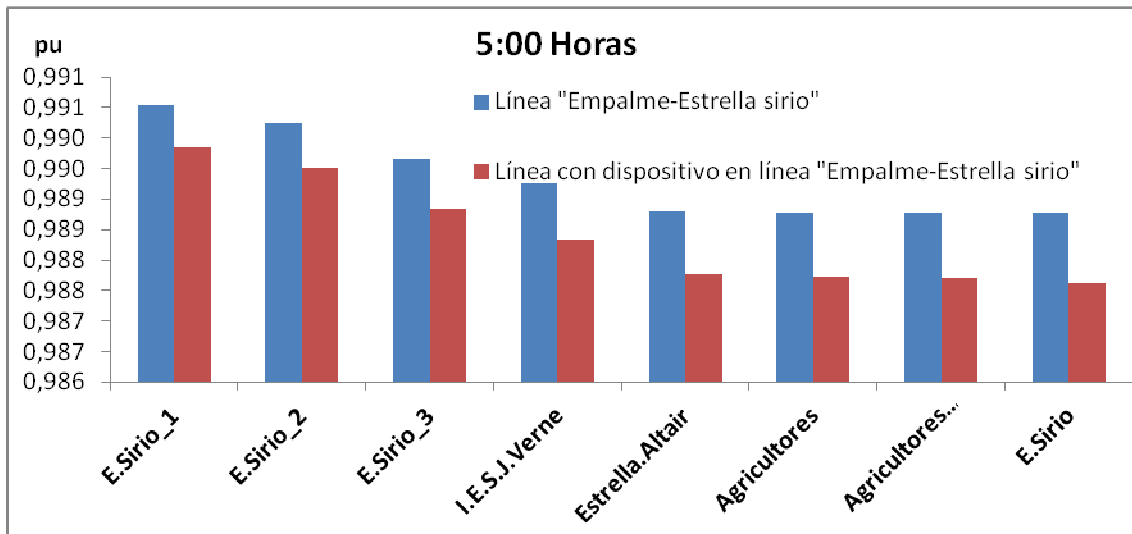


Figura 3.31. Disminución de tensiones con dispositivo en carga en línea "Empalme-Estrella Sirio".

En la figura anterior se observa como la caída de tensión es mayor cuando el dispositivo esta cargándose, en concreto se ha representado la caída de todos los nudos de la línea "Empalme-Estrella Sirio" para la 16:00 horas. En rojo se muestra las tensiones en pu con el dispositivo en carga.

Otra característica es que dentro de los nudos de la línea "Empalme-Estrella Sirio" la mayor caída de tensión para cada hora se produce en el nudo donde está colocado el dispositivo que coincide con el nudo "E-Sirio", es decir el nudo más alejado de la subestación.

Ahora, para la misma línea pero considerando ahora los periodos de descarga (15:00-19:00 horas) se tiene en pu.

Tabla 3.35. Caídas de tensión en los nudos con dispositivo en descarga en Línea "Empalme-Estrella Sirio".

Hora	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00
Empalme	0,9957	0,9953	0,9957	0,9958	0,9960

Línea "Empalme-Estrella Sirio"

Hora	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00
E.Sirio_1	0,9821	0,9812	0,9820	0,9823	0,9828
E.Sirio_2	0,9816	0,9807	0,9815	0,9817	0,9823
E.Sirio_3	0,9807	0,9797	0,9805	0,9808	0,9813
I.E.S.J.Verne	0,9801	0,9792	0,9800	0,9802	0,9807
Estrella.Altair	0,9795	0,9786	0,9794	0,9795	0,9780
Agricultores	0,9794	0,9786	0,9794	0,9795	0,9799
Agricultores_2	0,9795	0,9787	0,9794	0,9795	0,9799
E.Sirio	0,9796	0,9789	0,9796	0,9797	0,9800

Línea "Empalme-Corral del Acabose"

Hora	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00
Cral.Acabose_1	0,9856	0,9839	0,9856	0,9859	0,9864
Cral.Acabose_2	0,9851	0,9834	0,9851	0,9854	0,9860
E.Sirio_4	0,9845	0,9827	0,9845	0,9849	0,9854

En este caso al inyectar energía en el nudo "Estrella-Sirio" la caída de tensión en este punto es menos pronunciada. Alcanzando la tensión más baja el valor 14,634 kV para las 17:00.

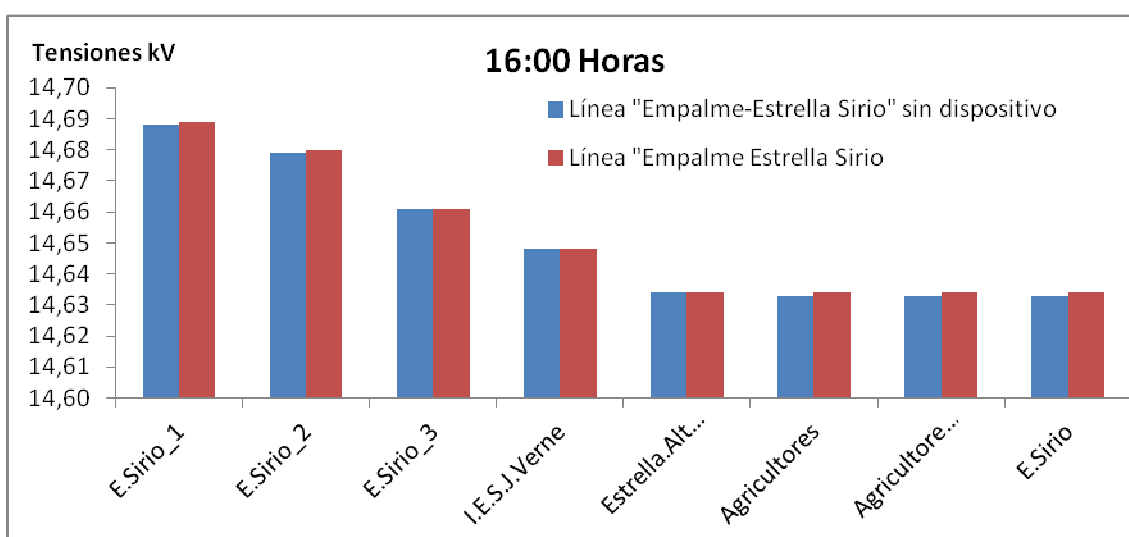


Figura 3.32. Aumento de tensiones en línea "Empalme-Estrella Sirio".

Se aprecia como en los nudos de la línea donde está ubicado el dispositivo la caída de tensión es menor que en esas mismas horas cuando el dispositivo no estaba conectado, ver Figura 3.32. Esto se debe a que al estar el dispositivo en descarga se está inyectando más potencia en ese nudo y por ende la tensión aumenta y por ello la caída de tensión disminuye.

Se mostrarán ahora los datos en el caso de que el dispositivo se ubique al final de la línea "Empalme-Corral del Acabose".

En este caso los periodos de carga del dispositivo van desde la 4:00 horas hasta las 9:00 horas.

Tabla 3.36. Caídas de tensión en los nudos con dispositivo en carga en Línea "Empalme-Corral del Acabose".

Hora	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00
Empalme	0,9980	0,9981	0,9985	0,9983	0,9984	0,9983

Línea "Empalme-Estrella Sirio"

Hora	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00
E.Sirio_1	0,9902	0,9905	0,9914	0,9919	0,9928	0,9922
E.Sirio_2	0,9898	0,9902	0,9912	0,9917	0,9926	0,9920
E.Sirio_3	0,9892	0,9896	0,9906	0,9912	0,9921	0,9915
I.E.S. J.Verne	0,9888	0,9892	0,9902	0,9908	0,9918	0,9912
Estrella. Altair	0,9884	0,9888	0,9898	0,9905	0,9915	0,9908
Agricultores	0,9883	0,9888	0,9898	0,9905	0,9915	0,9908
Agricultores_2	0,9883	0,9888	0,9898	0,9905	0,9915	0,9908
E.Sirio	0,9883	0,9888	0,9898	0,9905	0,9915	0,9908

Línea "Empalme-Corral del Acabose"

Hora	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00
Cral.Acabose_1	0,9937	0,9939	0,9947	0,9942	0,9943	0,9939
Cral.Acabose_2	0,9935	0,9936	0,9945	0,9940	0,9941	0,9936
E.Sirio_4	0,9933	0,9934	0,9943	0,9937	0,9938	0,9934

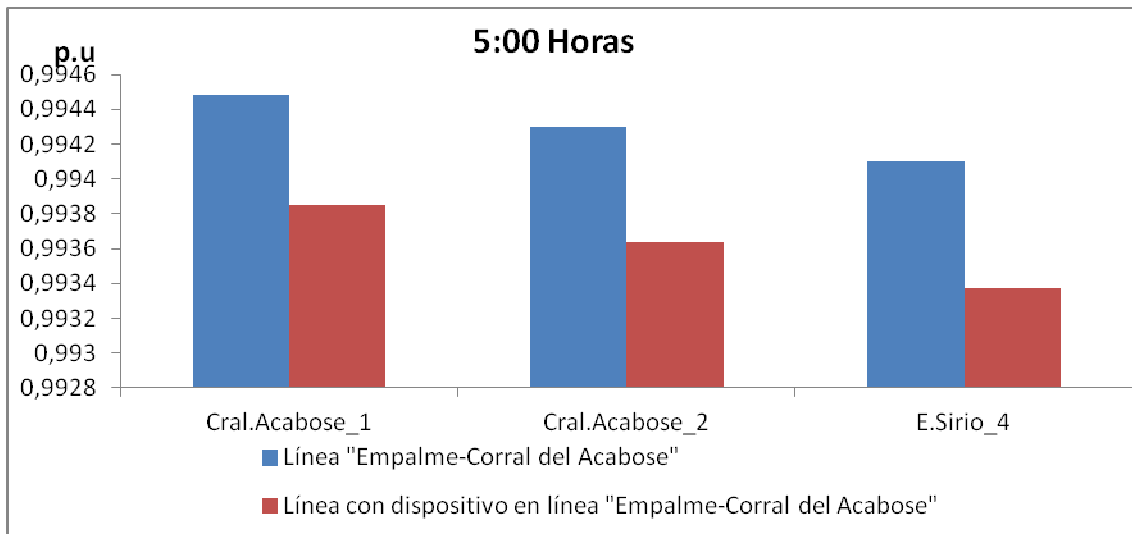


Figura 3.33. Disminución de tensiones con dispositivo en carga en línea "Empalme-Corral del Acabose".

En la Figura 3.33 se aprecian las mismas observaciones que se han comentado para la Figura 3.31 para los periodos de carga.

Tabla 3.37. Caídas de tensión en los nudos con dispositivo en descarga en Línea "Empalme-Corral del Acabose".

	15:00	16:00	17:00	18:00
Empalme	0,9957	0,9953	0,9957	0,9958

Línea "Empalme-Estrella Sirio"

Hora	15:00	16:00	17:00	18:00
E.Sirio_1	0,9807	0,9793	0,9805	0,9811
E.Sirio_2	0,9801	0,9787	0,9799	0,9805
E.Sirio_3	0,9790	0,9774	0,9787	0,9794
I.E.S.J.Verne	0,9782	0,9766	0,9779	0,9786
Estrella .Altair	0,9773	0,9756	0,9770	0,9777
Agricultores	0,9773	0,9756	0,9770	0,9777
Agricultores_2	0,9773	0,9756	0,9770	0,9777
E.Sirio	0,9773	0,9756	0,9770	0,9777

Línea "Empalme-Corral del Acabose"

Hora	15:00	16:00	17:00	18:00
Cral.Acabose_1	0,9865	0,9853	0,9862	0,9861
Cral.Acabose_2	0,9860	0,9849	0,9858	0,9856
E.Sirio_4	0,9856	0,9844	0,9853	0,9851

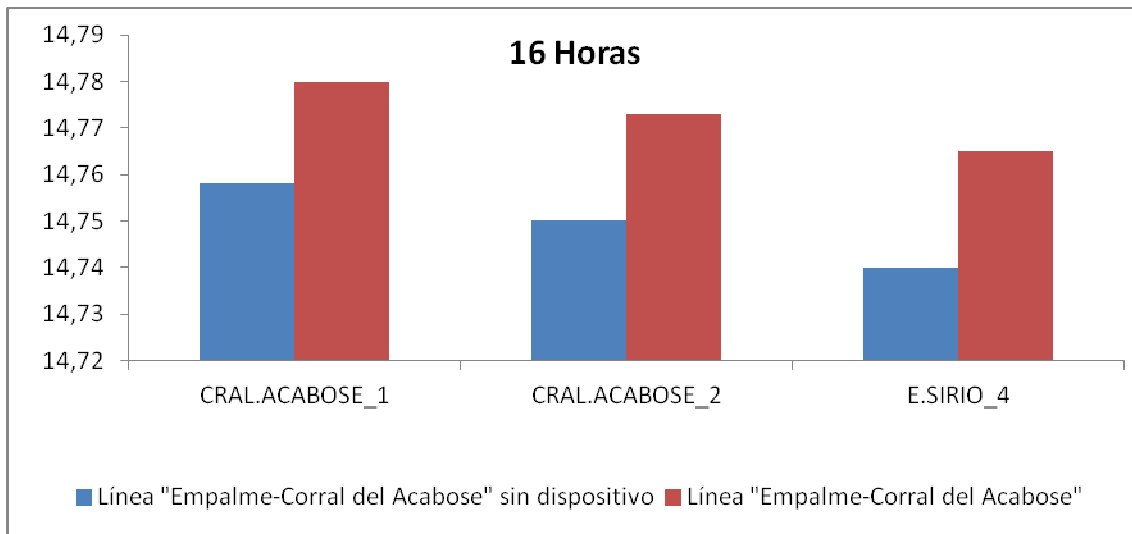


Figura 3.34. Aumento de tensiones en la línea "Empalme-Corral del Acabose".

3.2.9 Grado de descongestión del transformador y líneas con el dispositivo de almacenamiento

En este punto se comparará la congestión del transformador en los periodos de descarga y cómo afecta a las líneas según se conecte el dispositivo en un lado de la línea o en otro.

El periodo de descarga del dispositivo va desde las 15:00 horas hasta las 19:00 horas ubicado en "Empalme-Estrella Sirio" y desde las 15:00 horas hasta las 18:00 horas en la línea "Empalme-Corral del Acabose".

En la Tabla 3.38 y Tabla 3.39 se recogen las comparaciones de ambas líneas con y sin dispositivo en las horas de descarga de los mismos.

Tabla 3.38. Dispositivo en línea “Empalme-Estrella Sirio”.

Hora	15:00		16:00		17:00		18:00		19:00	
Transformador/línea	E-E-S	S/disp	E-E-S	S/disp	E-E-S	S/disp	E-E-S	S/disp	E-E-S	S/disp
Empalme	84%	86%	85%	90%	84%	86%	83%	85%	84%	84%
E.Sirio_1	60%	68%	62%	72%	61%	68%	60%	66%	59%	61%
E.Sirio_2	53%	60%	54%	64%	53%	61%	53%	59%	52%	54%
E.Sirio_3	32%	39%	32%	41%	32%	39%	32%	38%	33%	35%
I.E.S. J.Verne	16%	22%	15%	24%	16%	23%	17%	22%	18%	20%
Estrella.Altair	14%	20%	13%	22%	14%	21%	15%	20%	16%	19%
Agricultores	5%	10%	5%	11%	5%	10%	5%	10%	7%	9%
Agricultores_2	8%	0%	11%	0%	9%	0%	7%	0%	2%	0%
E.Sirio	8%	0%	11%	0%	9%	0%	7%	0%	2%	0%
Cral.Acabose_1	65%	65%	73%	73%	65%	65%	63%	63%	61%	61%
Cral.Acabose_2	51%	51%	57%	57%	51%	51%	49%	49%	48%	48%
E.Sirio_4	37%	37%	41%	41%	37%	37%	36%	36%	35%	35%

Congestión de las líneas y equipos con dispositivo en la línea “Empalme-Estrella Sirio” y congestión sin ningún tipo de dispositivo de almacenamiento.

La primera conclusión que se aprecia es que la línea que no dispone de dispositivo de almacenamiento no nota ningún tipo de reducción de congestión en sus líneas.

Tabla 3.39. dispositivo en línea “Empalme-Corral del Acabose”.

Hora	15:00		16:00		17:00		18:00	
Tipo	E-C-A	S/disp	E-C-A	S/disp	E-C-A	S/disp	E-C-A	S/disp
Empalme	84%	86%	86%	90%	84%	86%	84%	84%
E.Sirio_1	67%	68%	72%	72%	68%	68%	66%	68%
E.Sirio_2	60%	60%	64%	64%	61%	61%	59%	61%
E.Sirio_3	39%	39%	41%	41%	39%	39%	38%	39%
I.E.S.J.Verne	22%	22%	24%	24%	23%	23%	22%	23%
Estrella.Altair	20%	20%	22%	22%	21%	21%	20%	21%
Agricultores	10%	10%	11%	11%	10%	10%	10%	10%
Agricultores_2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
E.Sirio	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Cral.Acabose_1	59%	65%	63%	73%	60%	65%	62%	65%
Cral.Acabose_2	45%	51%	47%	57%	46%	51%	48%	51%
E.Sirio_4	31%	37%	32%	41%	32%	37%	35%	37%

3.3 Caso 3. Distribución con almacenamiento distribuido

En este tercer caso se trata de analizar las posibilidades que ofrecen los dispositivos de almacenamiento de energía para una empresa distribuidora en una zona urbana, se considera, por un lado, el efecto de un almacenamiento distribuido y por otro, el crecimiento anual de la demanda.

Un fuerte crecimiento de la demanda obligará a la distribuidora a reforzar los tramos más congestionados de la línea o, incluso, el transformador de la subestación. Se trata de ver cómo la presencia de una cantidad de almacenamiento distribuido permitiría demorar estos refuerzos de la distribución.

Este caso también trata de simular el efecto de una cierta flota de vehículos eléctricos en la red. Para ello se considera una parte de la red de distribución con dos líneas, como se muestra en la Figura 3.35 (misma línea utilizada en el caso 3.3) Se suponen conocidos los perfiles horarios de cada línea así como sus parámetros eléctricos (secciones, impedancias, intensidades máximas, etcétera). También se suponen conocidos los datos agregados de las instalaciones de carga/descarga de las baterías. Se estudiarán varios escenarios de penetración (% de potencia del dispositivo).

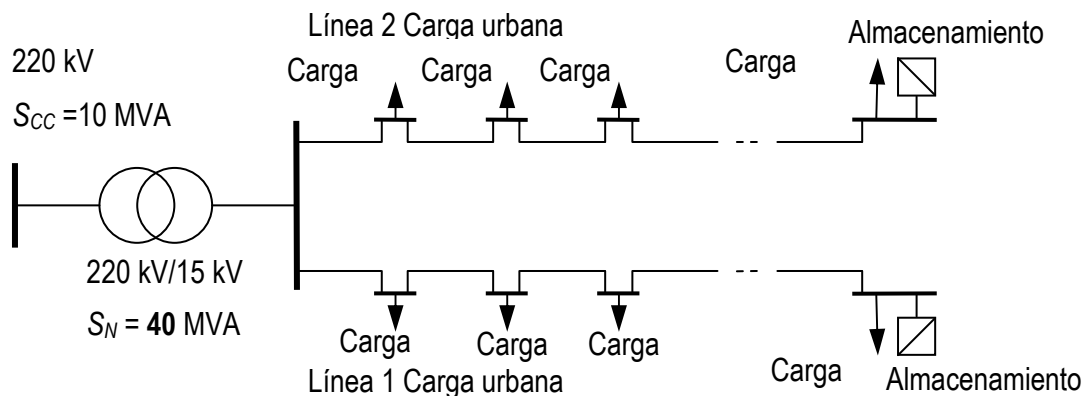


Figura 3.35. Esquema de la red de distribución urbana correspondiente al Caso 3.

3.3.1 Análisis de la curva de demanda

Del caso 2 se conocen las curvas de demanda de la línea “Empalme-Estrella Sirio” y de la línea “Empalme-Corral del Acabose”. De estas curvas se supondrá que la demanda crece un 5% anual respecto al año 0, considerando la demanda del “año 0” la utilizada en el caso 3.2.

Así, los resultados de crecimiento de demanda considerándose un 5% anual de crecimiento aparecen en la Figura 3.36 para la línea “Empalme-Corral del Acabose” y en la

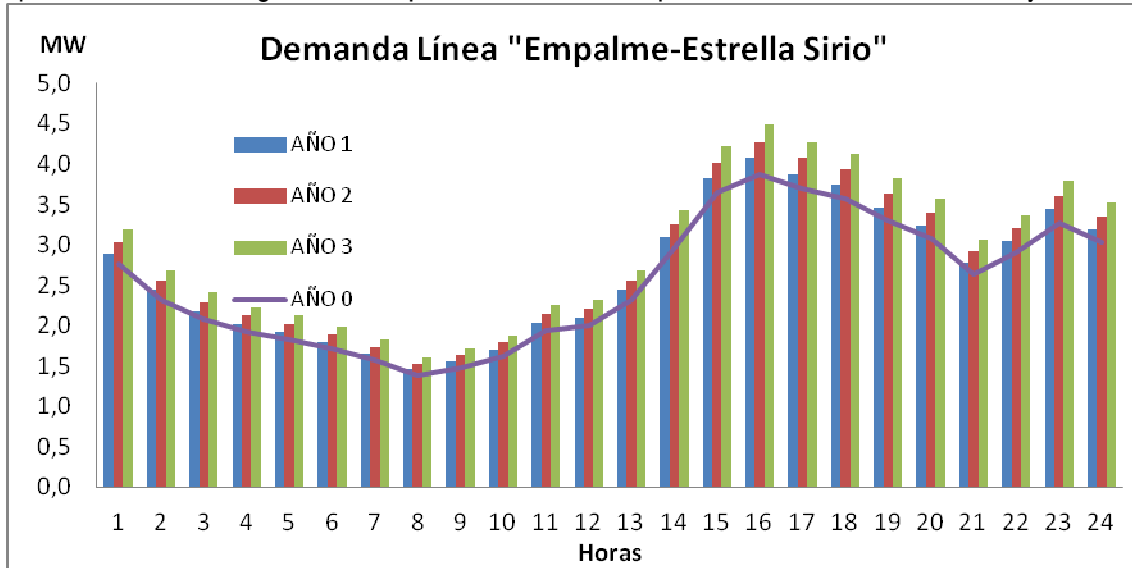


Figura 3.37 para la línea “Empalme-Estrella Sirio”. Mientras que para el “año 0” se usa una curva morada, para el resto de años se utiliza un gráfico de columnas.

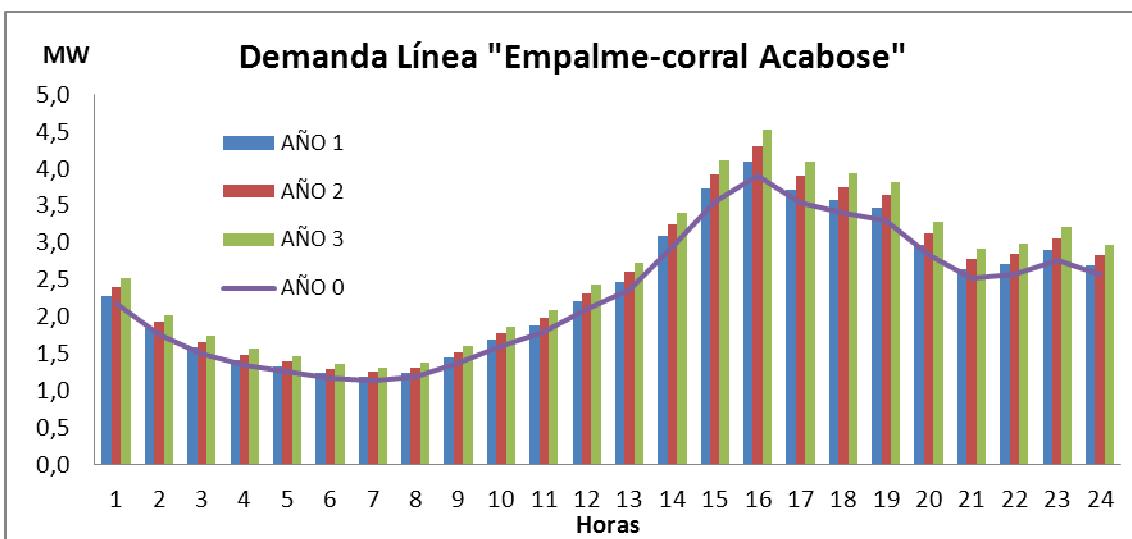


Figura 3.36. Demanda en línea “Empalme-Corral del Acabose”.

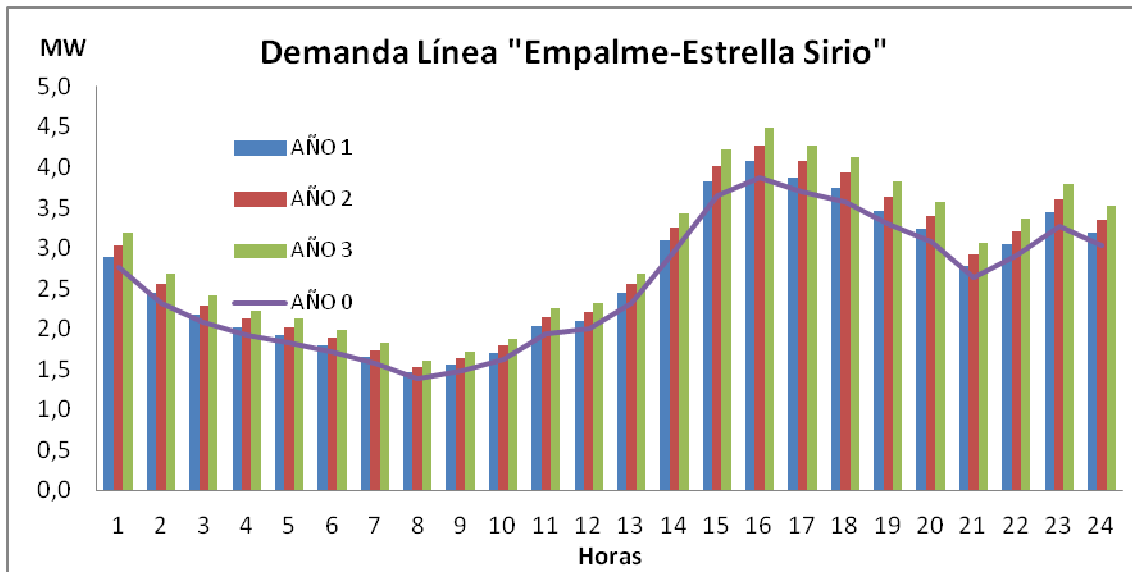


Figura 3.37. Demanda en línea "Empalme-Estrella-Sirio".

En las figuras anteriores, se muestra la demanda para cada uno de los años, así, el año 1 tiene un incremento de la demanda de un 5% respecto al año 0, el año 2 un 10% y el año 3 un 15% respecto al año 0.

En la Figura 3.38, se muestra la energía total demandada de un día para cada línea y la suma de energía de ambas líneas.

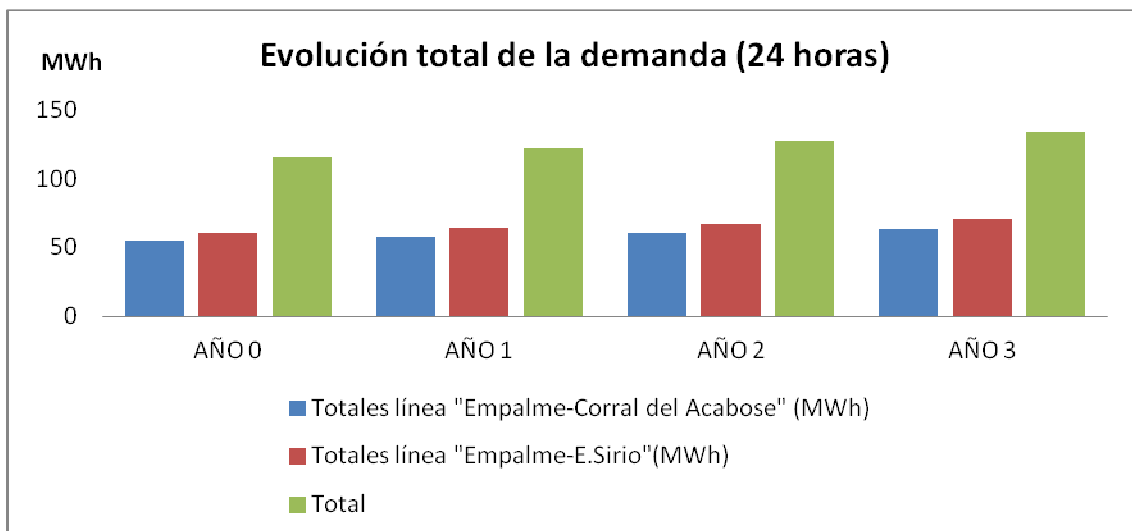


Figura 3.38. Evolución de la demanda.

Con los datos de las curvas de demanda de cada línea y su evolución en los próximos años, se tratará de analizar los siguientes puntos.

3.3.2 Pérdidas en las líneas y en el transformador

Para conocer las pérdidas que sufren las líneas y el transformador, se han realizado simulaciones con el programa PowerWorld para cada hora a cada una de las curvas de demanda vista en la Figura 3.36 y

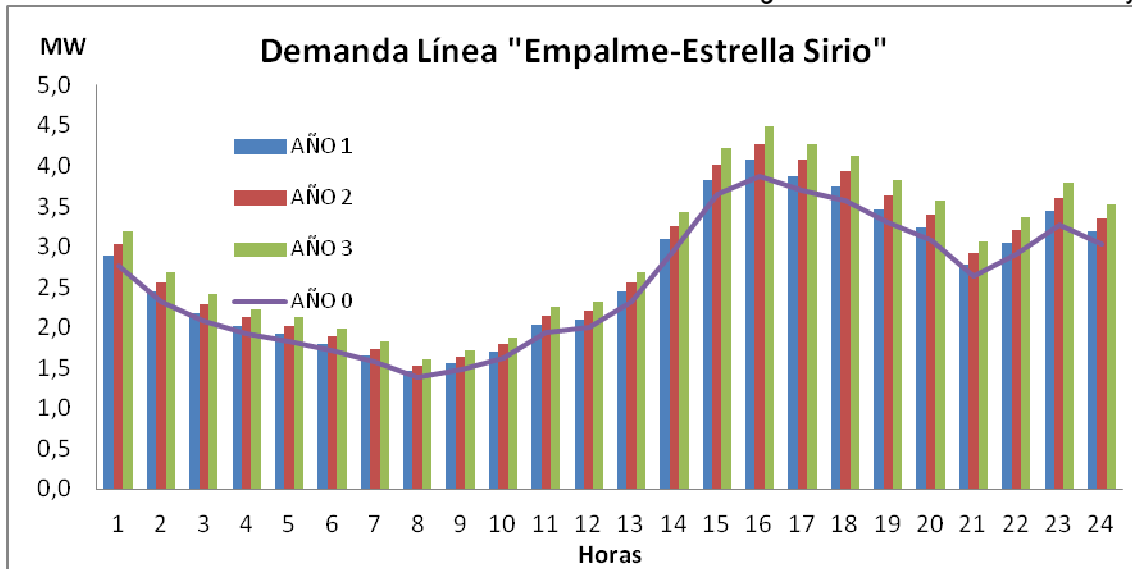


Figura 3.37.

Con los datos de la simulación se determina las pérdidas que hay a lo largo del día y en función de estas se realizará una estimación de las pérdidas para cada año, se debe tener en cuenta que estas pérdidas pueden variar considerablemente de las reales debido a que no se ha valorado las curvas estacionales o las curvas de demanda que se tienen en fines de semana.

En la Figura 3.39 se muestran las curvas horarias de pérdidas de ambas líneas y el transformador para un día desde el año 0 hasta el año 3.

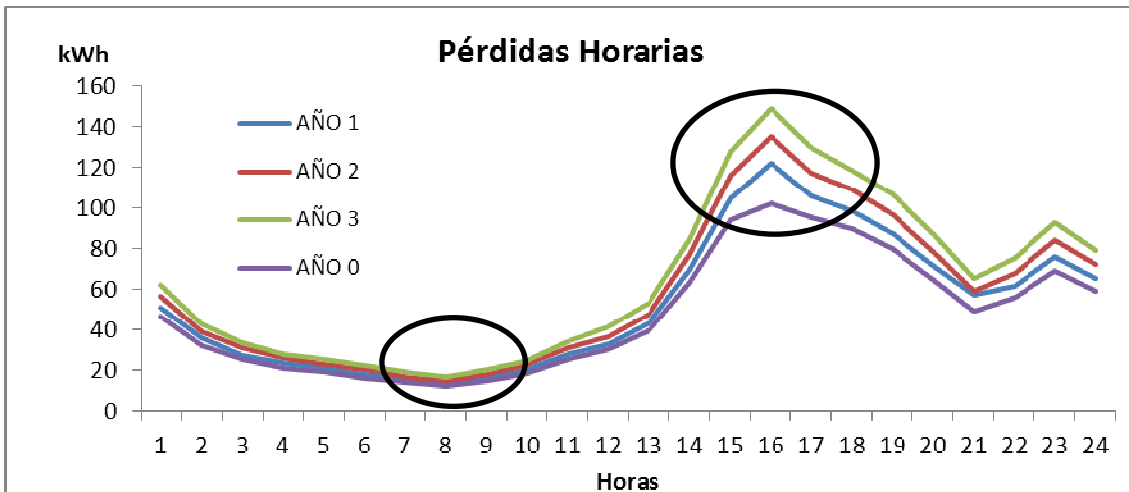


Figura 3.39. Pérdidas totales para cada año.

Se observa, como entre las 4:00 y 10:00 horas donde el consumo es menor las pérdidas son muy próximas unas de otra, mientras que la diferencia entre curvas es más acusada a medida

que la demanda de energía aumenta, alcanzando la máxima diferencia entre curvas a las 16:00 horas.

De manera porcentual se muestra en la Tabla 3.40, el incremento de pérdidas para cada hora respecto a las pérdidas en el año 0, marcando en amarillo la hora en la que se produce el menor incremento de pérdidas y en rojo donde se produce el mayor incremento.

Puede verse, como la hora de mayores pérdidas, es aquella en la que se produce el mayor consumo de energía, mientras que, si bien, el menor incremento no se produce exactamente en la hora de menor consumo si es de las horas donde la demanda es de las más pequeñas.

La explicación de este fenómeno puede estar en el consumo independiente de cada línea, es decir, puede que esta hora tenga un consumo mayor en una de las líneas de menor distancia y por ende, dé menores pérdidas.

Tabla 3.40. Incremento porcentual de pérdidas respecto al año 0.

Pérdidas				Hora		Pérdidas			
Año1	Año2	Año3	Total(kWh)			Año1	Año2	Año3	Total(kWh)
10,1%	21,5%	34,2%	46,5	1	13	9,9%	21,5%	35,4%	39,5
12,5%	21,6%	34,1%	32	2	14	10,3%	21,8%	34,5%	63,2
10,0%	23,6%	34,8%	25	3	15	11,6%	23,3%	35,9%	94,1
11,5%	25,0%	34,6%	20,8	4	16	19,4%	32,0%	45,9%	102,41
7,8%	19,8%	32,3%	19,2	5	17	11,1%	22,7%	35,5%	95,7
12,5%	25,0%	38,1%	16	6	18	10,2%	21,5%	32,6%	89,6
11,3%	14,8%	34,5%	14,2	7	19	10,1%	21,5%	34,1%	79,5
11,7%	23,3%	36,7%	12	8	20	10,4%	21,3%	34,6%	64,7
8,1%	20,8%	34,9%	14,9	9	21	17,5%	21,3%	34,0%	48,8
10,2%	21,9%	32,6%	18,7	10	22	9,6%	21,4%	34,0%	56,1
11,5%	22,6%	35,7%	25,2	11	23	10,0%	21,8%	34,4%	68,9
9,6%	20,2%	36,8%	30,2	12	24	10,5%	22,2%	34,8%	58,9

Otro dato que puede apreciarse en la Tabla 3.40, es que el incremento de pérdidas de un año respecto a otro es aproximadamente al 10%.

A continuación, en la Tabla 3.41 se realizará una estimación de las pérdidas totales diarias y anuales para cada año.

Tabla 3.41. Pérdidas totales diarias y anuales.

Pérdidas	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3
Diaria (kWh)	1136,1	1267,7	1395,2	1541,0
Anual (MWh)	414,7	462,7	509,3	562,5
Incremento	0,0%	11,6%	22,8%	35,6%

Además de las pérdidas totales diarias y anuales, la última fila refleja el incremento de pérdidas de manera porcentual respecto al año 0 y donde se extrae en conclusión que, un 5% de aumento de la demanda no corresponde a un 5% de aumento de pérdidas.

Si se demostrase que el dispositivo de almacenamiento consigue reducir las pérdidas, podría ser un motivo de peso para la incorporación del mismo.

3.3.3 Caída de tensión

Se va a estudiar las caídas de tensión en cada nudo y para cada hora del día de los casos más conflictivos, que son las horas de mayor consumo de energía que es por otro lado, las horas donde la caída de tensión puede ser mayor.

Por ello las horas que se van a estudiar oscilan entre las 15:00 y las 19:00 horas.

Las 16:00 horas es la más conflictiva en cada uno de los años estudiados, los datos de caída de tensión para esta hora, y en el nudo más desfavorable ("Estrella Sirio") se presentan en la Tabla 3.42.

Tabla 3.42.Caída de tensión en el nudo "Estrella Sirio" para las 16:00 horas.

16:00 Horas	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3
Tensión Pu	0,976	0,974	0,973	0,972
Tensión (kV)	14,63	14,62	14,60	14,58

Como puede verse en la tabla, la caída de tensión no es significativa como para que presente un problema en años venideros, manteniéndose dentro de límites aceptables entre del 3 y 5 %.

3.3.4 Grado de congestión a la hora punta

En este punto se verá el grado de congestión que presentan tanto las líneas como el transformador para la hora punta. Como se ha comentado en apartados anteriores, la hora punta corresponde a las 16:00 horas.

Tabla 3.43.Congestión de las líneas y el transformador para las 16:00 horas.

Grado de congestión en % para las 16:00		AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3
Transformador		81	95	99,7	105
"Empalme-Corral del Acabose"	Empalme-Cral.Acabose_1	73	76	80	84
	Cral Acabose_1-Cral.Acabose_2	57	60	63	66
	Cral Acabose_2-E.Sirio_4	41	44	46	48
"Empalme-Estrella Sirio"	E.Sirio_1	72	76	79	83
	E.Sirio_2	64	67	70	74
	E.Sirio_3	41	43	45	48
	I.E.S. J.Verne	24	25	26	28
	Estrella.Altair	22	23	24	25
	Agricultores	11	11	12	12
	Agricultores_2	0	0	0	0
	E.Sirio	0	0	0	0

Se ha marcado en naranja aquellas líneas que superan el 80% de su capacidad, en amarillo las que superan el 90% y en rojos aquellos que superan el 100%.

Gráficamente puede apreciarse mejor en la Figura 3.40, que muestra la congestión de las líneas para el año 3 a las 16:00 horas.

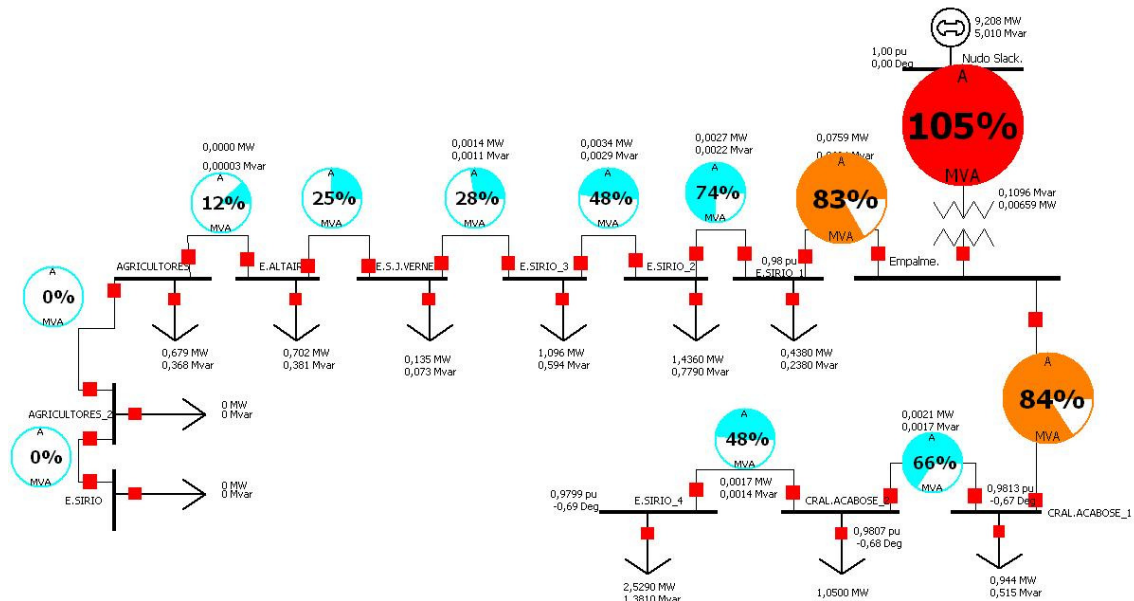


Figura 3.40. Esquema PowerWorld máxima congestión hora 16.

Es interesante observar que los puntos más conflictivos son los más cercanos a la subestación, y por consiguiente se podría considerar que es el cuello de botella de la instalación y el primer punto donde se debería colocar alguna medida correctora.

En la Figura 3.41 se observa la distribución de congestión del transformador.

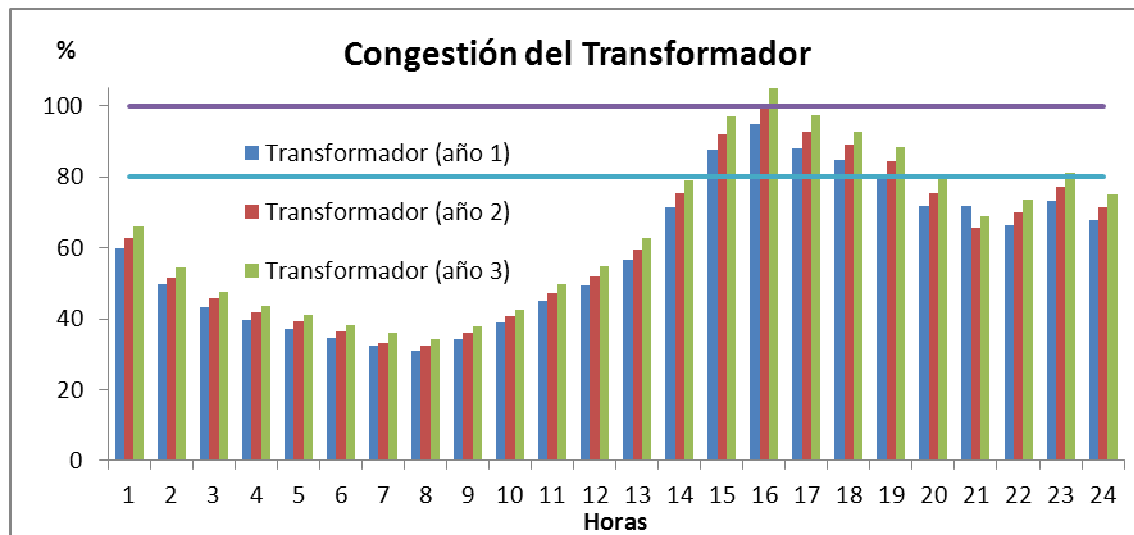


Figura 3.41. Congestión del transformador para cada año. Antes de colocar el dispositivo.

Como puede apreciarse en la Tabla 3.43 en el año 3 el transformador pasaría a estar por encima del 100% de su capacidad, concretamente a un 104,8 %, lo que conllevaría por parte de la empresa distribuidora a acometer algún tipo de actuación para resolver esta contingencia, aunque no es solo este el motivo por el que la empresa distribuidora debería tomar medidas correctoras, pues en los tres años, hay 4 horas al día en las que se supera el 85% de carga del transformador, considerando que estos datos son únicamente un modelo matemático para un día, es probable que se pueda superar el 85% de congestión a lo largo de estos 3 años y que en momentos puntuales pueda llegar incluso al 100% de capacidad.

Otro punto a tener en cuenta, es la gran diferencia que hay en la carga del transformador entre las horas valle y las horas pico, en las horas valle mínimamente se supera el 25% de carga del transformador, mientras que como se ha comentado en el párrafo anterior en horas pico se supera el 85% de carga, lo que hace que el transformador tenga grandes desequilibrios de carga en un periodo relativamente pequeño de tiempo.

Analizados estos puntos, se considera ahora la incidencia de un cierto número de dispositivos de almacenamiento distribuidos, que bien se podrían considerar por ejemplo, vehículos eléctricos, estos se cargan en las horas valle y descargan en las horas punta, con esta hipótesis, se pretende analizar:

3.3.5 Máxima energía desplazada de horas pico a valle

Este punto pretende ver la máxima cantidad de energía que se puede desplazar de las horas pico a las valle en función del grado de penetración de los dispositivos de almacenamiento, es decir en función del porcentaje de funcionamiento de los dispositivos.

Se tomará como hipótesis de partida el escenario más desfavorable, es decir, el año 3 en el que se analizará la incidencia de almacenamiento distribuido en las líneas, donde se almacenan en horas valle y se descargan en hora punta.

La máxima cantidad de energía que se puede gestionar, se estudiará a partir de la curva de demanda y la curva media de demanda del año 3, ambas curvas se muestran en la Figura 3.42.

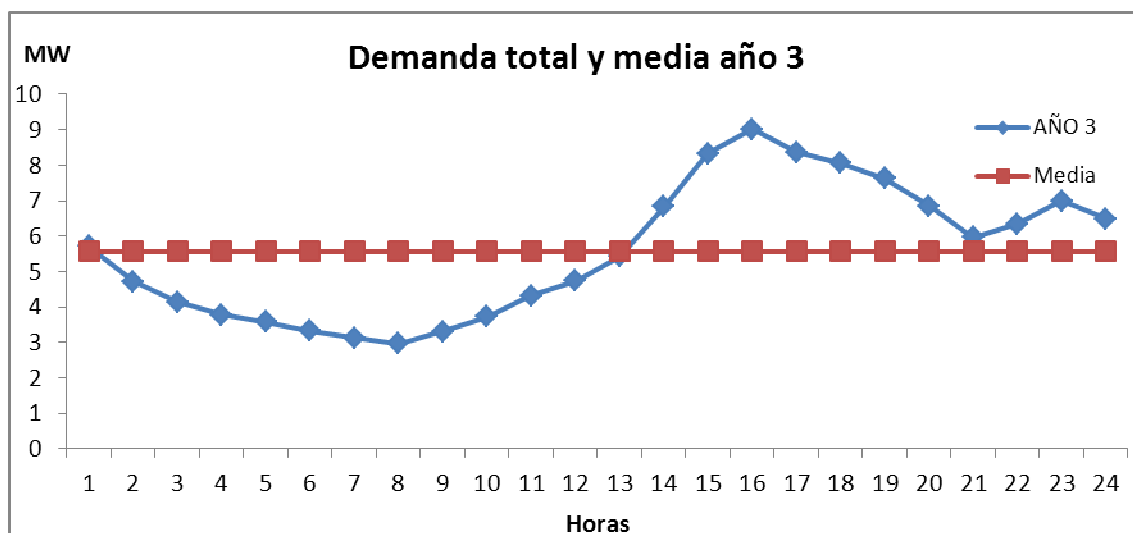


Figura 3.42. Demanda horaria y media correspondiente al año 3.

La máxima cantidad de energía teórica que se podría desplazar desde las horas picos a las valles es de 19,69 MWh que es el area que hay entre la curva de demanda y la curva media de demanda. Aunque esta energía es puramente teórica, puede tomarse como punto de partida.

Tomar 19,69 MWh para la capacidad del sistema de almacenamiento parece una mala referencia, puesto que habría que considerar las pérdidas adicionales del dispositivo de almacenamiento y además podría estar el equipo sobredimensionado ya que esta curva de demanda es una aproximación de la realidad y la demanda real es complicada de predecir con precisión.

Así para saber cual es la máxima cantidad de energía que se puede gestionar, se conderarán dispositivos de almacenamiento en cada uno de los nodos del sistema y se irá incrementando la capacidad de almacenamiento de los mismos en un 25% en cada caso hasta llegar a los 19,69 MWh, es decir, hasta llegar al 100 % de penetración.

Se tienen disponibles 11 nudos, la Tabla 3.44, muestra la estrategia a llevar a cabo en las simulaciones que se harán suponiendo que existe dispositivo de almacenamiento en cada uno de los nudos. Y suponiendo que el rendimiento del ciclo completo es del 81%.

Tabla 3.44. Estrategia de almacenamiento.

Energía (MWh)	Capacidad o penetración	Energía/nodo(MWh)
4,9	25%	0,45
9,8	50%	0,90
14,8	75%	1,34
19,7	100%	1,79

La Tabla 3.44 muestra la energía que debe almacenar cada dispositivo en cada nudo en función del grado de penetración del dispositivo.

Ahora queda decidir cuales serán las horas de carga y descarga del dispositivo. La manera más sencilla es distribuir la energía entre las horas valles y hacer lo propio con las horas pico, así desde las 2:00 hasta las 12:00 horas se consideran horas valle y desde las horas 14:00 a 20:00 se consideran horas valle.

En total se dispone de 11 horas valle y 10 horas pico, quedando 3 horas, donde ni se almacena ni se descarga el dispositivo, estas tres horas corresponden a las horas donde la curva de demanda se aproxima bastante a la media de la curva de demanda.

Así, una vez realizadas y analizadas las simulaciones con PowerWorld, las curvas horarias que salen en función de la penetración del dispositivo son las que se muestran en la siguiente figura.

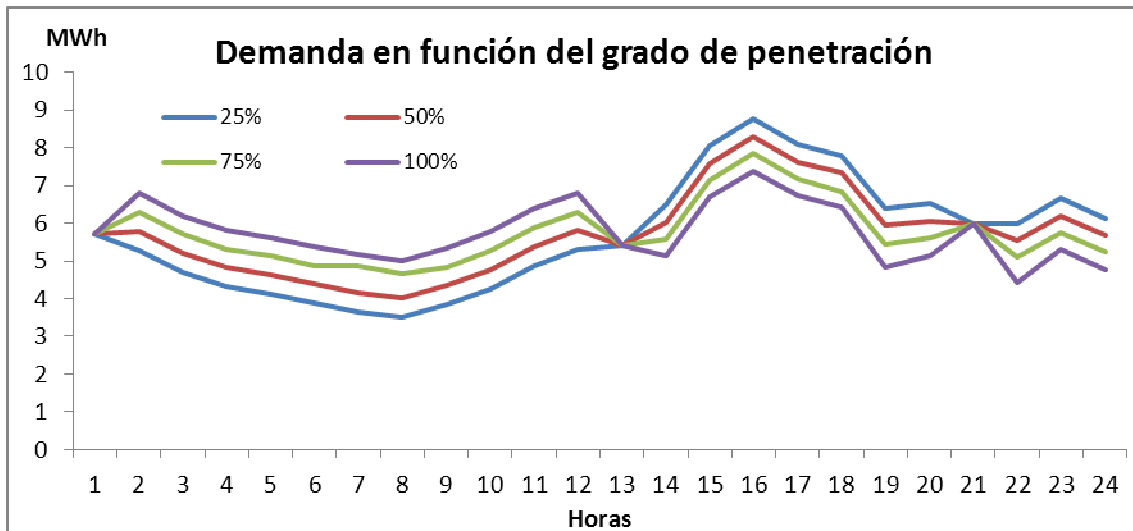


Figura 3.43. Demanda en función del grado de penetración de los dispositivos.

En la siguiente figura se mostrará la demanda antes de los dispositivos y la demanda con los dispositivos al 100% de penetración.

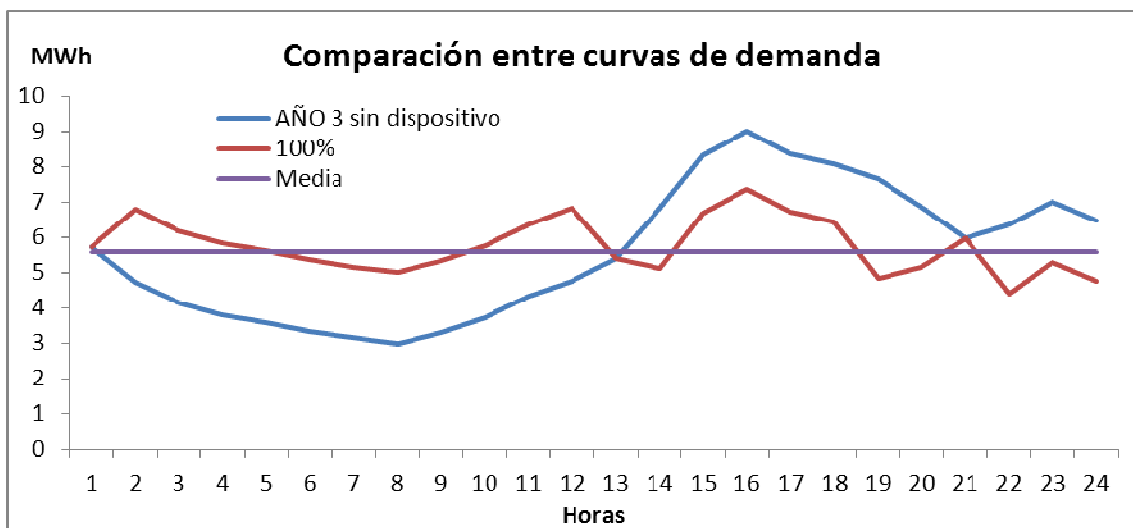


Figura 3.44. Comparación entre curvas de demanda.

Como puede apreciarse en la curva, con la utilización de los dispositivos al 100% se ajusta más a la demanda media (Curva en morado) que la curva sin la utilización de los dispositivos.

Este aplanamiento de la curva de demanda con los dispositivos penetrando al 100% se corrobora si se compara las desviaciones estándar de ambas curvas. Obteniendo de la curva sin dispositivos una desviación estándar de 1,90 MWh mientras que con la incorporación de los dispositivos y un 100% de penetración es de 0,77 MWh.

En la Tabla 3.45 se observa las desviaciones estándar en función del grado de penetración de los dispositivos y como a medida que la penetración de los dispositivos es mayor el ajuste de la nueva curva a la media demandada también es mayor.

Tabla 3.45. Desviación estándar en función del grado de penetración.

Grado	Desviación Estandar
sin dispositivo	1,9
25%	1,51
50%	1,13
75%	0,82
100%	0,77

3.3.6 Pérdidas durante los periodos de carga y descarga de los dispositivos

Como se ha especificado anteriormente, se ha considerado para cada dispositivo de almacenamiento un rendimiento del ciclo completo del 81%, además el factor de potencia de los mismos se ha tomado la unidad, es decir, no “inyectan, ni consumen reactiva de la red”, esto puede no aproximarse a la realidad, pero simplifica considerablemente las simulaciones y los resultados. En estudios posteriores podría ser interesante el hecho de incluir el efecto de la reactiva en los dispositivos y comparar si los resultados obtenidos difieren mucho de los actuales.

A continuación se mostrarán las pérdidas que se generan por la incorporación de los dispositivos en función del grado de penetración de los mismos.

En la Figura 3.45 puede verse la distribución totales de pérdidas a lo largo del día, tanto en el transformador como en las líneas para los cuatro grados de penetración estudiados.

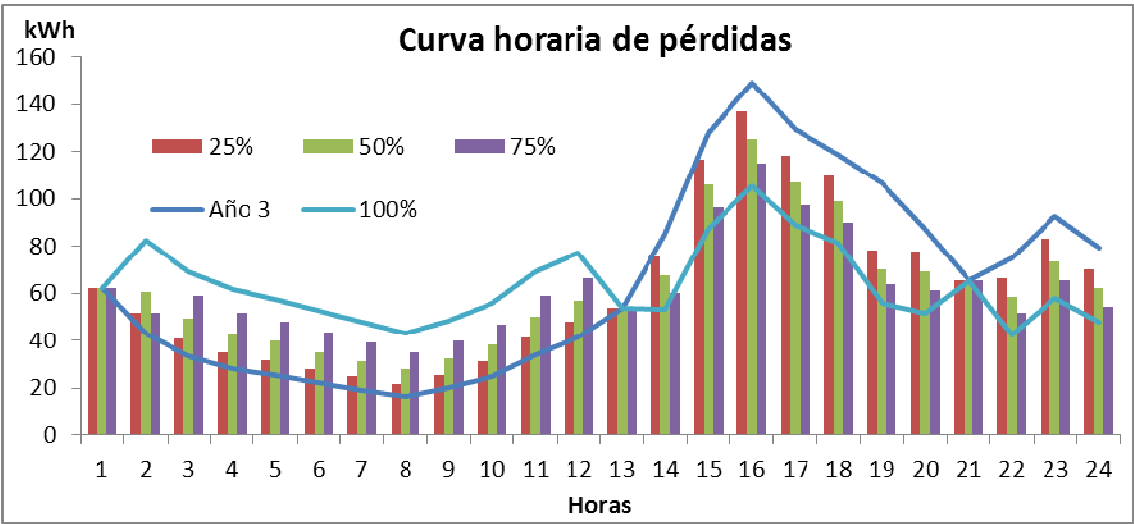


Figura 3.45. Distribución de pérdidas.

Como puede observarse, las pérdidas en los periodos donde el dispositivo esta almacenando energía las pérdidas aumentan, mientras que ocurre lo opuesto cuando el dispositivo está descargando. Además puede verse como la inclusión del dispositivo de almacenamiento hace que el transformador trabaje en unos rango de potencia, más estrechos pudiendo de esa forma ajustar de manera más eficiente la potencia del transformador. Otra ventaja adicional es el hecho de tener un funcionamiento más uniforme del transformador, de forma que la gestión del mismo sea más sencilla.

Las pérdidas que se muestran en la Tabla 3.46 son las correspondientes al transformador y a las líneas que componen el sistema en estudio, para un día.

Tabla 3.46. Pérdidas diarias totales.

Periodo	kWh
año3	1541,0
25%	1495
50%	1485,5
75%	1476
100%	1509,9

En la Tabla 3.46 puede verse como las pérdidas son menores a medida que la penetración de los dispositivos en la red es mayor.

Por otro lado comentar que las pérdidas que sufre el dispositivo no están tenidas en cuenta debido a que no son pérdidas que la distribuidora tenga que soportar, notar que si hubiera que tener en cuenta las pérdidas de energía de los dispositivos sin duda alguna no se disminuirían las pérdidas con la penetración de los mismos, sino todo lo contrario.

La conclusión que se saca es que desde el punto de vista de la distribuidora, interesa el hecho de colocar dispositivos de almacenamiento distribuido en lo que a disminución de pérdidas se refiere, pues como se ve, se verán reducidas.

Por último se muestra la estimación de pérdidas anuales, en función nuevamente del grado de penetración y en la última columna se muestra la reducción en % de pérdidas respecto a las pérdidas del año 3.

Tabla 3.47. Pérdidas totales anuales y reducción en %.

Periodo	MWh	%
año 3	562,5	0,00
25%	545,7	2,99
50%	542,2	3,60
75%	538,7	4,22
100%	554,7	1,39

3.3.7 Grado de descongestión durante los periodos de carga y descarga del dispositivo

Como se ha visto, en el año 3 a las 16:00 horas se alcanza un grado de congestión del transformador del 104,8 %, así como otras líneas que superaban de manera holgada el 80 % de congestión. Este suceso pone en peligro la fiabilidad de la red antes picos inesperados de demanda.

En este punto se tratará de ver el efecto que tiene la congestión sobre el transformador y las líneas el hecho de colocar el dispositivo de almacenamiento.

Como se ha hecho en puntos anteriores, se ha supuesto la colocación de los dispositivos en el año 3 y con diferentes grado de penetración, a partir de ahí, se va a estudiar la disminución en la congestión tanto del transformador como de las líneas por el efecto de colocar los dispositivos de almacenamiento.

Suponiendo una penetración del 25 %.

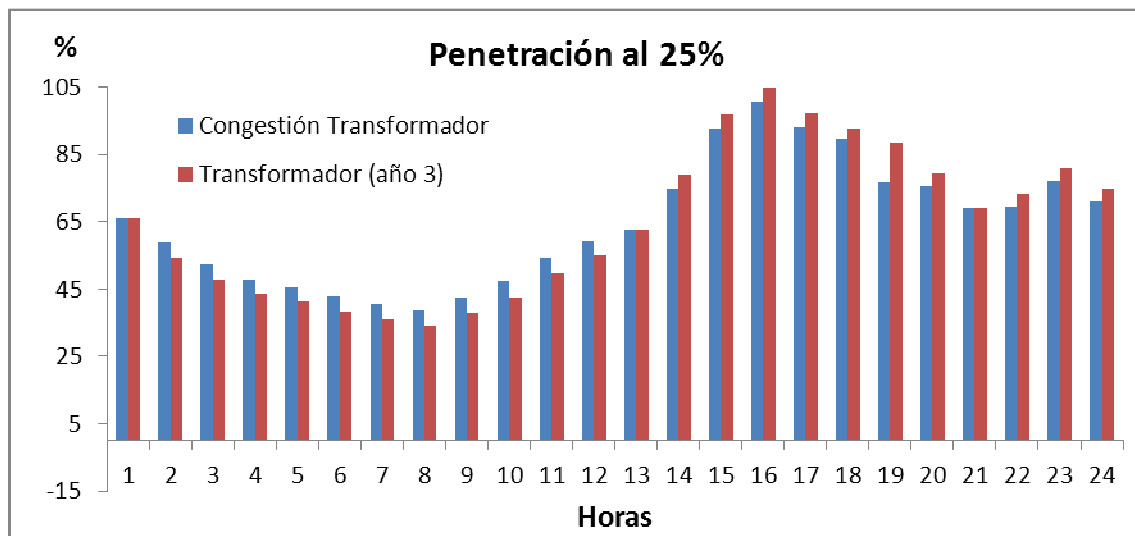


Figura 3.46. Congestión del Transformador con dispositivos al 25%.

En esta figura se observa como con la penetración al 25% de los dispositivos se consigue que una de las horas que antes estaba por encima del 85% ahora este por debajo, pasando de cuatro a tres las horas en las que el transformador supera el 85% de carga. Otro efecto positivo es el aumento de la utilización del transformador en las horas valle incrementando levemente la carga para estas horas.

Se verá ahora el caso extremo de penetración, es decir, aquella en que la penetración de los dispositivos es del 100%.

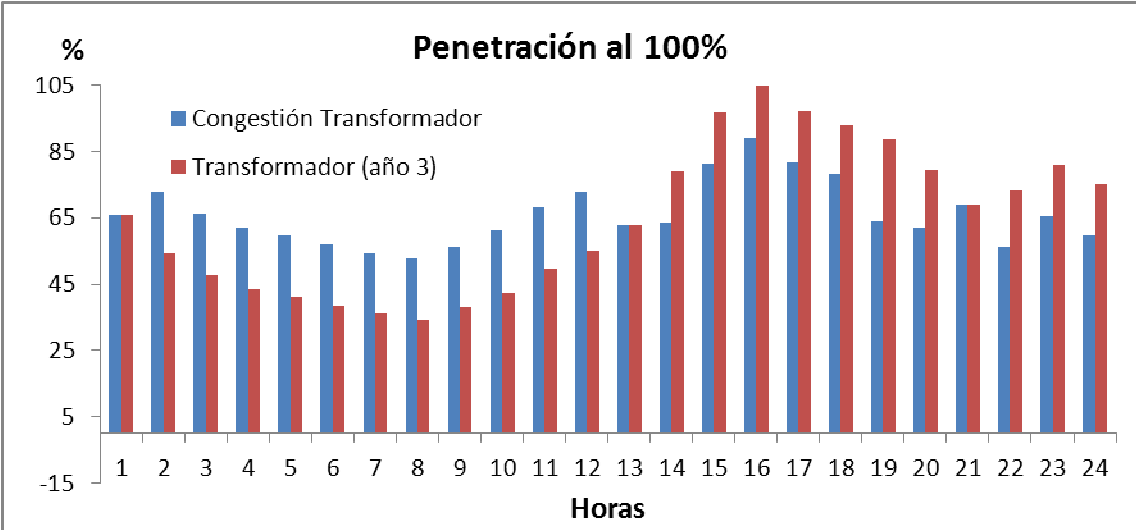


Figura 3.47. Congestión del transformador con dispositivos al 100%.

En este caso en el que la penetración de los dispositivos es del 100%, se aprecia un funcionamiento del transformador más uniforme, oscilando la carga del transformador entre el 53% en el caso mínimo y el 89%, además, comentar, que el resto de hora la congestión del transformador está por debajo del 85%.

El hecho de colocar dispositivos de almacenamiento de esta capacidad de manera distribuida hace reducir en más de 15 puntos porcentuales la demanda del transformador en hora punta. (16:00 horas), desde los 104,8 % hasta el 89% con lo que se consigue “resolver” el problema que se planteaba en un principio.

3.3.8 Demora de medidas correctoras

En este punto se estimará el tiempo en demorar acciones correctivas en la red, el transformador o tramo de línea más congestionado, debido al uso de dispositivos de almacenamiento o el grado de penetración del mismo, tener en cuenta que este almacenamiento distribuido bien podría deberse en casos futuros a la penetración del vehículo eléctrico.

En la siguiente tabla se muestra lo que se ha comentado en párrafos anteriores.

Tabla 3.48. Estimación de la congestión del transformador

		Crecimiento					
		1%	2%	3%	4%	5%	
Congestión %	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	3
	90,2	91,2	92,2	93,2	94,3	94,3	4
	91,2	93,2	95,2	97,2	99,3	99,3	5
	92,2	95,2	98,2	101,2	104,3	104,3	6
	93,2	97,2	101,2	105,2	109,3	109,3	7
							Año

Se observa en los resultados de la simulación la congestión en función de una estimación del crecimiento de la demanda, en ella puede observarse que si la demanda crece a más de un 3% anual, el tiempo estimado en que el transformador no supera el 100% de su capacidad son no llega a 5 años, mientras que si sigue un aumento de un 5% anual el máximo tiempo que no supera la congestión es de 3 años.

Capítulo 4

Conclusiones y trabajos futuros

4.1 Conclusiones y trabajos futuros.

Este proyecto ha pretendido revisar los diferentes tipos de tecnologías de almacenamiento más desarrolladas en la actualidad para su uso en la industria eléctrica, indicando las ventajas e inconvenientes, así como sus casos prácticos y aplicaciones industriales más comunes, ya sea desde la distribución, el transporte como la calidad y fiabilidad del suministro eléctrico.

Desde el punto de vista de su aplicabilidad, se ha visto cómo en mayor o menor medida y con mayores o menores ventajas, la utilización de sistemas de almacenamiento puede ser una gran baza para el ahorro de costes, tanto para industrias con curvas de demanda con grandes diferencias de consumo entre horas valle y pico, como para empresas distribuidoras, donde una inversión en sistemas de almacenamiento no solo repercute en un retraso de sus inversiones para ampliación de potencia en líneas, sino que mejora sobremanera la gestión de la energía eléctrica haciéndola más fiable, eficaz y segura.

No se debe olvidar, aunque en el proyecto no se haya insistido en este aspecto, la gran aplicabilidad que se puede extraer de las tecnologías de almacenamiento para su uso en las energías renovables, dotándolas de una mayor previsibilidad consiguiendo de esa forma mantener un equilibrio entre generación y consumo y con el gran reto, en un futuro, de conseguir una sinergia entre energías renovables y almacenamiento de energía para que sean capaces de asentarse como centrales de base.

Si bien, la viabilidad económica de un proyecto de este tipo, puede estar en entre dicho, debido en parte a los altos costes por la poca comercialización de estos dispositivos de almacenamiento, también es cierto, que a medida que el precio de los recursos fósiles aumentan, este tipo de tecnología se acerca más a un punto de inflexión.

En el Capítulo 3, se han desarrollado, estudiado y analizado el impacto de este tipo de tecnologías. La aplicación utilizada para la realización de las simulaciones ha sido el programa PowerWorld. Dicho programa resulta ser bastante potente para el análisis y estudios más profundos o de mayor complejidad de sistemas eléctricos de potencia (cálculo de cortocircuitos, despacho económico, análisis de contingencias, entre otros), además de ser muy intuitivo y con una interface agradable y fácil para su uso, pudiendo identificar en todo momento los equipos presentes en el sistema eléctrico y siendo posible cambiar los parámetros de los equipos en cualquier instante, sin embargo, también presentaba una serie de desventajas, entre las que se puede destacar la complejidad en el tratamiento de datos y el hecho de no poder introducir una curva horaria de demanda para cada equipo, lo que hacía tedioso la realización de simulaciones, debiendo realizarlas hora a hora, volcando después los datos en una hoja Excel para su posterior tratamiento.

Los métodos de simulación que permite el programa son, el método de Newton-Raphson, Gauss-Seidel, el OPF (Flujo de potencia óptimo), el método de desacoplado rápido, entre otros.

En nuestro caso, para la resolución de las simulaciones se ha optado por el método de Newton-Raphson el cual, es un método bastante fiable y de una rápida convergencia.

En el primer caso práctico, se han estudiado las posibilidades de los dispositivos de almacenamiento para un gran consumidor industrial. Como primera conclusión, se extrae que, debido a la gran cantidad de datos de consumos de partida, (aproximadamente 35.000 datos en un año) los resultados obtenidos hayan podido ser más fiables que en los otros dos casos posteriores. Esto puede deberse a que el ajuste de la curva de demanda tipo, ha sido realizada con más precisión que el resto. En los resultados expuestos en este primer caso, se aprecia que por el hecho de colocar el dispositivo de almacenamiento y “jugar” con las diferentes tarifificaciones se puede conseguir una importante reducción de costes económicos.

Otro punto a tener en cuenta, sería reducir la facturación en el término correspondiente a la potencia contratada, aunque en esta ocasión la falta de datos (hubiera sido interesante conocer la potencia contratada de la industria) ha hecho que no sea posible este estudio, aconsejándose el mismo para futuros trabajos. El uso de sistemas de almacenamiento puede verse reforzado si además se consigue una reducción adicional de costes en el término de potencia, por el hecho de su incorporación.

Por último, la estrategia de almacenamiento, podría haber tenido dos enfoques, el del ahorro energético, más aceptable desde un punto de vista medioambiental, pero que no se sostiene debido a que la energía que necesita satisfacer la industria es la misma con dispositivo que sin él, además de que un dispositivo de almacenamiento para proporcionar 1kWh ha debido recibir algo más de 1kWh. El otro enfoque y el que finalmente se ha llevado a cabo es el económico, más interesante para las empresas.

En el estudio realizado, la capacidad y potencia del dispositivo con la que se han realizado los cálculos demuestran que son correctos, (para reducción de costes), sin embargo, es muy probable que pueda optimizarse aún más estas dos variables de capacidad y potencia, por ello se aconseja como trabajo futuro un estudio más exhaustivo de estas dos variables que pueden proporcionar mayor rentabilidad.

Para el segundo caso, se ha estudiado por separado la incorporación de un dispositivo de almacenamiento al final de cada una de las dos líneas que componen el sistema. Se propone como trabajo futuro, el efecto que produciría utilizar los dos dispositivos simultáneamente al final de cada una de las líneas. El estudio del punto 3.2.8 sobre caídas de tensión muestra que cuando el dispositivo se coloca en un extremo de la línea, las tensiones del otro extremo permanecen inalterables. Esto puede considerarse como un indicio, de que el efecto de los dos dispositivos por separado podría extrapolarse a los dos dispositivos funcionando simultáneamente. Otro síntoma de este fenómeno es la congestión a la que están sometidas las líneas con y sin dispositivo, de las dos líneas, aquella a la que se le conecta el dispositivo ve como la congestión se modifica en función de si el dispositivo está en descarga o en carga, mientras que la otra línea que no dispone de dispositivo ve inalterable su congestión, independientemente si el dispositivo en la otra línea está o no cargado.

En el estudio sobre caídas de tensión se ha mostrado como la inyección de reactiva está “más acoplada” con la tensión que la potencia activa. En este proyecto, las simulaciones se han realizado con el factor de potencia igual a la unidad, sería conveniente continuar este análisis sobre tensiones considerando varias posibilidades con respecto al factor de potencia de los dispositivos de almacenamiento y su repercusión a las tensiones en los nudos. Estos análisis se proponen como trabajos futuros.

Del último caso, aunque también podría ser aplicable al caso 2 es la escasa información de partida con la que se han realizado las simulaciones, mientras que en el caso 1 la información era abundante y permitía realizar un análisis bastante exhaustivo del consumo de la industria estudiada, para estos dos casos la información que se disponía era únicamente de una curva de demanda, luego se debe mantener en cautela los resultados obtenidos, si bien, estos estudios sirven como base sólida para posteriores estudios donde los datos sí predominen.

Bibliografía

- [1] Física y tecnología energética. Almacenamiento de energía.
- [2] Pedro Raúl de León Guerra. "Trabajo Fin de Máster". Universidad de Sevilla. 2010.
- [3] Dr. Chris Naish, Dr. Ian McCubbin, Mr. Oliver Edberg, Mr Michael Harfoot. "Study energy storage final". European Parliament. Policy Department, Economic and Scientific Policy. February 2008.
- [4] Bradford Roberts. "Capture Grid Power". IEE Power and Energy magazine. July/August 2009
- [5] Shin-ichi Inage. "Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids". International Energy Agency, IEA. 2009.
- [6] Capítulo 14. Almacenamiento de energía a gran escala.
- [7] Stijn Cole, Dirk Van Hertem, Leonardo Meeus and Ronnie Belmans "Energy storage on production and transmission level: a SWOT analysis", Katholieke Universiteit Leuven, 2009
- [8] Ministerio de Industria, Transporte, Turismo y Comercio "La energía en España" Edición 2009.
- [9] Eduardo Gil González Madroño "Tecnologías de acumulación de energía para su uso en la compañía eléctrica- Baterías de sodio-azufre-". Universidad Carlos III de Madrid. Febrero 2009.
- [10] Ali Nourai, I Kogan Chris M Schafer, "Load leveling reduces T&D line losses", IEEE transaction on Power Delivery. Volume 23. Número 4. Octubre 2008, 2007
- [11] Hussein Ibrahimab, Adrian Ilincaa, Jean Perronb, "Comparison and Analysis of Different Energy Storage Techniques Based on their Performance Index" IEEE 2010.
- [12] Vallvé X., Graillot A., Gual S. Colin, H. "Micro storage and Demand Side Management in distributed PV grid-connected installations"
- [13] Susan M. Schoenung and William V. Hassenzahl. "Long vs Short-Term Energy Storage Technologies Analysis. A Life-Cycle Cost Study". Sandia National Laboratories, California, August 2003.
- [14] Swanbarton Limited; "Status of Electrical Energy Storage System". 2004
- [15] Swanbarton Limited, "Regenesys Utility Scale Energy Sotrage". 2004
- [16] NGK INSULATORS, LTD <<http://www.ngk.co.jp/>>
- [17] <<http://www.eia.doe.gov/>>
- [18] CNE: <<http://www.cne.es/>>
- [19] OMEL: <[http:// www.omel.es](http://www.omel.es)>
- [20] REE: <<http://www.ree.es>>
- [21] ESA: <<http://www.electricitystorage.org>>
- [22] Luis Marcos Anticoi Durán. "Implementación y aplicaciones del programa de simulación PowerWorld". Universidad de la Frontera 2005

- [23] Piyasak Poonpum and Ward T. Jewell. " Analysis of the Cost per Kilowatt Hour to Store Electricity" IEEE Transaction on energy conversion, Vol. 23, N° 2, June 2008.
- [24] Dr. Rahul Walawalkar and Dr Jay Apt "Market Analysis of Emerging Electric Energy Sotrage Systems" Carnegie Mellon University. July 2008 .
- [25] Electricity Advisory Committee. "Bottling Electricity: Storage as a Strategic Tool for Managing Variability and Capacity Concerns in the Modern Grid". December 2008.
- [28] Ward Jewell, Phanikrishna Gomatton, Lokendra Bam, Rudra Kharel. "Evaluation of Distributed electric Energy Storage and Generation. Wichita State University. July 2004.
- [29] UNESA: <http://www.unesa.es>
- [30] Juan Luis Plá de la Rosa. "Hidrógeno y pilas de combustible: Estado actual y perspectiva inmediata" IDEA. 2008
- [31] REE; "El sistema eléctrico Español". Informe 2008