



PROYECTO FIN DE CARRERA

Título del Proyecto: Estudio de la recarga de vehículos eléctricos en sistemas autónomos de producción de energía en edificios.

Autor: José María González Gutiérrez;

Director: Mario Maza Frechín;

Escuela de Ingeniería y Arquitectura;

Año: 2011;

RESUMEN

El presente proyecto tiene como finalidad el estudio de la recarga de vehículos eléctricos en sistemas autónomos de producción de energía.

El proyecto parte de la necesidad de realizar un estudio de los sistemas de recarga en vehículos eléctricos, para ello se realiza un análisis del consumo energético de los vehículos basándose en los ciclos de conducción, un análisis de los modos y sistemas de carga de los vehículos y un estudio de potencias, consumos y capacidades de las principales baterías existentes en el mercado para este tipo de vehículos.

Para obtener la energía necesaria para la recarga de los vehículos se instala en el edificio de estudio situado en Zaragoza dos sistemas autónomos de generación de energía: una instalación fotovoltaica y una instalación conjunta de 4 mini-eólicos, realizando el cálculo y dimensionamiento de los sistemas generadores.

En el proyecto se realiza un balance energético global del edificio teniendo en cuenta el consumo necesario para el transporte vertical de las personas en el edificio, el consumo de las viviendas y el necesario para la recarga de los vehículos.

TABLA DE CONTENIDOS

TABLA DE CONTENIDOS.....	2
INDICE DE FIGURAS	4
INDICE DE TABLAS	5
1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	6
1.1.- Objetivos.....	7
2. VEHÍCULO ELÉCTRICO	8
2.1.-Introducción	8
2.2.-Tipos de vehículos eléctricos	8
2.2.1.-Electrificación del Vehículo eléctrico.....	9
2.2.2.-Vehículos híbridos eléctricos enchufables y vehículos eléctricos “puros”	11
2.3.-Baterías	14
2.3.1.- Tipos de baterías	15
2.3.2.- Modo de repostaje de energía eléctrica.....	16
2.3.3.- Lugares para realizar el repostaje.....	19
2.3.4.-Tiempo de recarga e impacto en la red	20
3. -CONSUMO ELÉCTRICO DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS E HÍBRIDOS	23
3.1.-Introducción	23
3.2.-Ciclo Europa	23
3.2.1.- Descripción del ciclo NEDC	24
3.3.- Estimación del Consumo.	25
4.-SISTEMAS AUTÓNOMOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA.....	26
4.1.-Introducción	26
4.2.-Energía eléctrica producida por la instalación fotovoltaica	26
4.2.1.-Emplazamiento	26
4.3.-Energía eléctrica producida por la instalación mini-eólica.....	31
5.- CONSUMO ELÉCTRICO TRANSPORTE VERTICAL	34
6.-BALANCE ENERGÉTICO DEL EDIFICIO.....	36
6.1.- Introducción	36
6.2.- Producción de energía.....	36
6.3.-Consumo de energía.....	36
6.4.- Balance económico	37

Estudio de la recarga de vehículos eléctricos en sistemas autónomos de producción de energía en edificios.

6.5.- Emisiones de CO ₂	39
7.- CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS DE TRABAJO.....	41
7.1.- Conclusiones.....	41
7.2.- Líneas Futuras.....	42
ANEXOS.....	43
ANEXO A: SISTEMA CONDUCTIVO DE CARGA PARA VEHÍCULOS ELECTRICOS. REVISIÓN DE LA NORMA UNE-EN 61851.....	44
ANEXO B: ESTACIONES DE RECARGA PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS E HÍBRIDOS	52
ANEXO C: BATERÍAS.....	66
ANEXO D: CICLOS DE CONDUCCIÓN.....	81
ANEXO E: PROYECTO MOVELE.....	93
ANEXO F: FICHA TÉCNICA VEHÍCULOS.....	104
ANEXO G: PLAN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES (PANER)	115
ANEXO H: ENERGÍA FOTOVOLTAICA	120
ANEXO I: ENERGÍA EÓLICA	151
ANEXO J: CATÁLOGO FOTOVOLTAICA	184
ANEXO K: CATÁLOGO MINI-EÓLICA.....	188
ANEXO L: CATÁLOGO ASCENSORES	192
BIBLIOGRAFÍA:	196

INDICE DE FIGURAS

Figura 1:Diagrama Sankey de la energía en España [MITyC]	6
Figura 2; Arquitecturas de los VEH. (a) Serie, tracción eléctrica. (b) Paralelo, mayoritariamente tracción térmica. (c) Serie-paralelo, tracción mixta (d) Complejo, tracción mixta.	10
Figura 3; Hoja de ruta VE.	11
Figura 4; Configuración moderna de un VE puro.....	12
Figura 5; Distribución del tren de potencia eléctrico en los VEs “puros”.	13
Figura 6, Ejemplo de situaciones de carga en C.A. y en C.C.[IEC 61851-1]	18
Figura 7; Recarga estándar en horas valle. Fuente REE.	21
Figura 8; Recarga semi-rápida en hora pico. Fuente REE.	22
Figura 9; Recarga semi-rápida en horas valle. Fuente REE.	22
Figura 10; Curva de carga deseable en la integración del VE. Fuente:REE.	22
Figura 11; Ciclo referencia para la homologación de consumos.	23
Figura 12; Parte urbana ciclo NEDC.....	24
Figura 13; Parte extraurbana del ciclo Europa.	24
Figura 14; Emplazamiento del edificio de estudio.	26
Figura 15; Planta del edificio de estudio.	27
Figura 16; Azimut α e inclinación β de una superficie receptora.....	28
Figura 17; Evolución de la energía a lo largo del año.....	29
Figura 18; Evolución de la irradiación a lo largo del año.	29
Figura 19; Roseta de los vientos;	31
Figura 20; Curva de potencia del aerogenerador.....	32
Figura 21; Mezcla de producción sistema eléctrico español.....	40

INDICE DE TABLAS

Tabla 1; diferencias entre los VEHEs y los VEs.....	14
Tabla 2, Clasificación de las baterías recargables.....	15
Tabla 3; Tipos de carga. Fuente: Proyecto Verde.	20
Tabla 4; Radiación y Energía media recibida.	28
Tabla 5; Características técnicas del panel.....	30
Tabla 6; Datos de velocidad y porcentaje de viento.....	31
Tabla 7; Características de los ascensores NTE-ITA.....	34
Tabla 8; Factores de emisión de CO ₂ . Fuente REE.....	40

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

En estos momentos la energía es la base del desarrollo, crecimiento y bienestar de la sociedad moderna, y nuestra comunidad se enfrenta al reto de buscar cada vez métodos más eficientes de producción y que a su vez sean responsables con el entorno que nos rodea.

El aumento de la población mundial ha producido que el nivel de demanda de combustibles fósiles esté por encima de la regeneración de este combustible, lo que nos lleva a un ciclo insostenible. En particular en nuestro país existe una fuerte dependencia al no producir combustibles fósiles ya que alrededor del 80 % de la energía primaria proviene de estos combustibles y el 47,9 % de esta energía primaria proviene del petróleo como se aprecia en la siguiente figura 1.

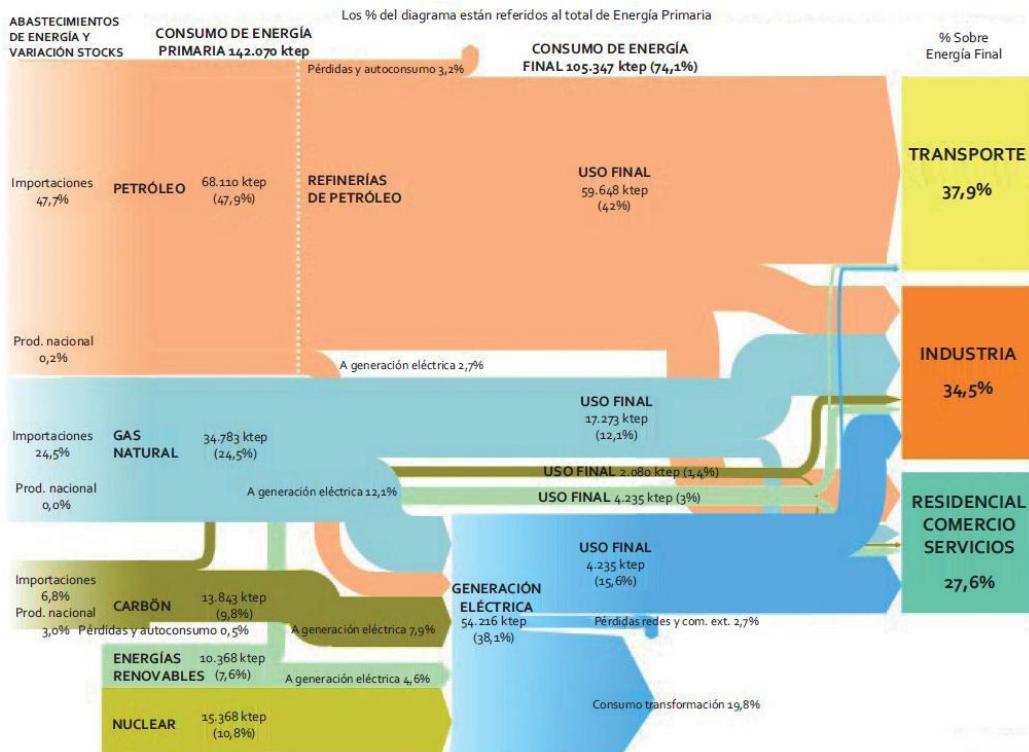


Figura 1: Diagrama Sankey de la energía en España [1]

En la figura 1, observamos como el sector del transporte es el que más energía primaria consume en forma de petróleo, lo que provoca una gran dependencia energética de nuestro país y un bajo índice de autoabastecimiento. Además de tener una repercusión directa en la producción de CO₂, causante del efecto invernadero y responsable del calentamiento global de la atmósfera.

Como resultado, surge la necesidad de investigar y desarrollar tecnologías alternativas que utilicen otro tipo de energías para implementar en el sector del transporte.

La tecnología que ha tenido más aceptación por parte de los fabricantes de automóviles y la administración, tanto a nivel nacional como internacional, ha sido el desarrollo de los vehículos eléctricos.

Este desarrollo nos permitiría reducir la dependencia energética del petróleo de nuestro país, reducir las emisiones de CO₂ en el sector del transporte y favorecer la penetración de las energías renovables.

1.1.- Objetivos

El principal objetivo de este proyecto es realizar un estudio sobre la recarga de los vehículos eléctricos e híbridos, para ello realizaremos el estudio de un edificio energéticamente eficiente situado en la localidad de Zaragoza cuyos sistemas autónomos de producción de energía abastecen tanto el consumo de las familias como el transporte vertical y la recarga de las baterías de los vehículos.

En el capítulo 2 se describirán este tipo de vehículos y sus principales elementos, además de los diferentes modos y tiempos de carga.

En el capítulo 3 se calculará la demanda energética de los vehículos existentes dentro del edificio, utilizando para ello un análisis de los ciclos de conducción, en particular el ciclo Europeo NEDC.

En el capítulo 4 realizaremos el dimensionamiento y cálculo de los sistemas autónomos de producción de energía instalados en el edificio energéticamente eficiente.

En el capítulo 5 se realizará el cálculo de la demanda energética anual para realizar el transporte vertical de las personas dentro del edificio.

En el capítulo 6 se desarrollará el balance global del edificio.

Por último, se expondrán las diferentes conclusiones a las que se ha llegado con el estudio de este proyecto, además de las posibles líneas futuras que se puedan desarrollar.

En lo referente a anexos, es preciso mencionar que a lo largo de este proyecto es necesario recurrir a ellos ya que explican y apoyan las partes de la memoria. Todos ellos están presentados por orden al final de la memoria.

La bibliografía se encuentra en la última página del proyecto.

2. VEHÍCULO ELÉCTRICO

2.1.-Introducción

El paso de los vehículos térmicos convencionales hacia los vehículos eléctricos “puros” no es un camino fácil de recorrer, especialmente porque hay que resolver el problema de la autonomía de estos vehículos investigando en el desarrollo de baterías que doten al vehículo eléctrico de una mayor autonomía y flexibilidad con respecto a los actuales y así poder equipararse a las características técnicas de los vehículos térmicos.

Esta limitación, junto con las barreras legales y sociales, ha provocado que los grandes fabricantes y demás agentes involucrados, piensen en tecnologías transitorias que vayan desarrollando los diferentes aspectos, con tal de que en un futuro se pueda implementar el vehículo eléctrico “puro”.

A continuación se muestra un resumen de la transición de las diferentes tecnologías que utilizan de alguna forma un tren de potencia eléctrico, prestando especial atención a los vehículos eléctricos enchufables. Luego se explicarán los elementos relacionados con la gestión de las baterías, puesto que es el elemento clave en la operación de los vehículos eléctricos enchufables.

2.2.-Tipos de vehículos eléctricos

Los VEs (vehículos eléctricos) se pueden agrupar según el tipo de vehículo y según las características de su tren de potencia.

Con respecto al tipo de vehículo, cuando se habla de VE se suele pensar en turismos, sin embargo, este tipo de propulsión puede utilizarse también para motocicletas, automóviles comerciales y automóviles públicos.

En España, el proyecto Movele por ejemplo, subvenciona la adquisición de los siguientes tipos de VEs [2, 3]:

- 25 tipos de turismos, de los cuales el más vendido hasta la fecha es el THINK city.
- 76 tipos de motocicletas, de las cuales la más vendida hasta la fecha ha sido la marca Vectrix.
- 39 tipos de vehículos comerciales.
- 2 tipos de vehículos públicos.

Con respecto a las características del tren de potencia, las tecnologías de transición hacia el VE “puro”, se están desarrollando en el concepto de la tecnología híbrida, que es la tecnología donde, de una u otra forma, se utilizan dos fuentes de energía. En este caso, las dos fuentes de energía son: la energía química del producto petrolífero y la energía eléctrica.

De esta manera, los VEs pueden ser diferenciados según el grado de electrificación, cuya caracterización está dada por el tamaño del motor de combustión, el tamaño de la batería, el tamaño del motor eléctrico, los patrones de operación de los dos trenes de potencia y la arquitectura de distribución física de los diferentes componentes.

2.2.1.-Electrificación del Vehículo eléctrico

La electrificación de los vehículos está siguiendo el siguiente proceso, los primeros han sido los vehículos eléctricos no enchufables, después los vehículos eléctricos no enchufables con mayor grado de electrificación, los vehículos eléctricos enchufables, los vehículos eléctricos enchufables “range extender” y como objetivo final, el vehículo eléctrico “puro”. A continuación se explican sus características de forma resumida.[23]

- Vehículos híbridos eléctricos no enchufables: Vehículos híbridos en donde su tren principal de propulsión es el motor de combustión y que cuenta con una batería y motor eléctrico, que trabajan de apoyo.

Existen dos arquitecturas para este tipo vehículo híbridos (figura:2): La arquitectura en paralelo (Honda Insight) y la arquitectura mixta o combinada (Toyota Prius). En la primera, el motor eléctrico da su potencia en la salida y en la aceleración, mientras que en la segunda, el motor eléctrico tiene más protagonismo. A bajas velocidades trabaja solo y a altas velocidades trabaja en conjunto con el motor térmico.

- Vehículos híbridos eléctricos no enchufables, con mayor grado de electrificación: Vehículos híbridos en donde el principal tren de potencia es el eléctrico (baterías más grandes) y en el que el motor de combustión actúa como cargador de las baterías, por medio de un generador.

La arquitectura que se utiliza en este tipo de vehículos es la arquitectura en serie, y en ella el motor térmico alimenta a un generador que a su vez alimenta al motor eléctrico (ver Fig:2).

- Vehículos híbridos eléctricos enchufables: En este tipo de vehículo, el propulsor principal es el motor eléctrico y la energía almacenada en las baterías es tomada directamente de la red eléctrica.

Con respecto al funcionamiento del motor combustión, este entra en funcionamiento una vez se han descargado las baterías y dado que su tamaño aún

continúa siendo importante, puede proveer una amplia autonomía, superando así los vehículos eléctricos puros.

- Vehículos híbridos eléctricos enchufables de rango extendido (“range extender”): En este tipo de vehículos el motor principal y único que mueve el vehículo es el eléctrico. El motor de combustión ejerce de apoyo, recargando a las baterías en caso de que estas se agoten y no se encuentre donde recargarlas. De esta manera, en comparación con el vehículo anterior, el motor de combustión en este caso es mucho más pequeño.

- Vehículos eléctricos “puros”: Son vehículos propulsados únicamente por uno o varios motores eléctricos, prescindiendo por completo de los motores de combustión interna tradicionales. La energía eléctrica es provista por las baterías, que son recargadas directamente por medio del sistema eléctrico.

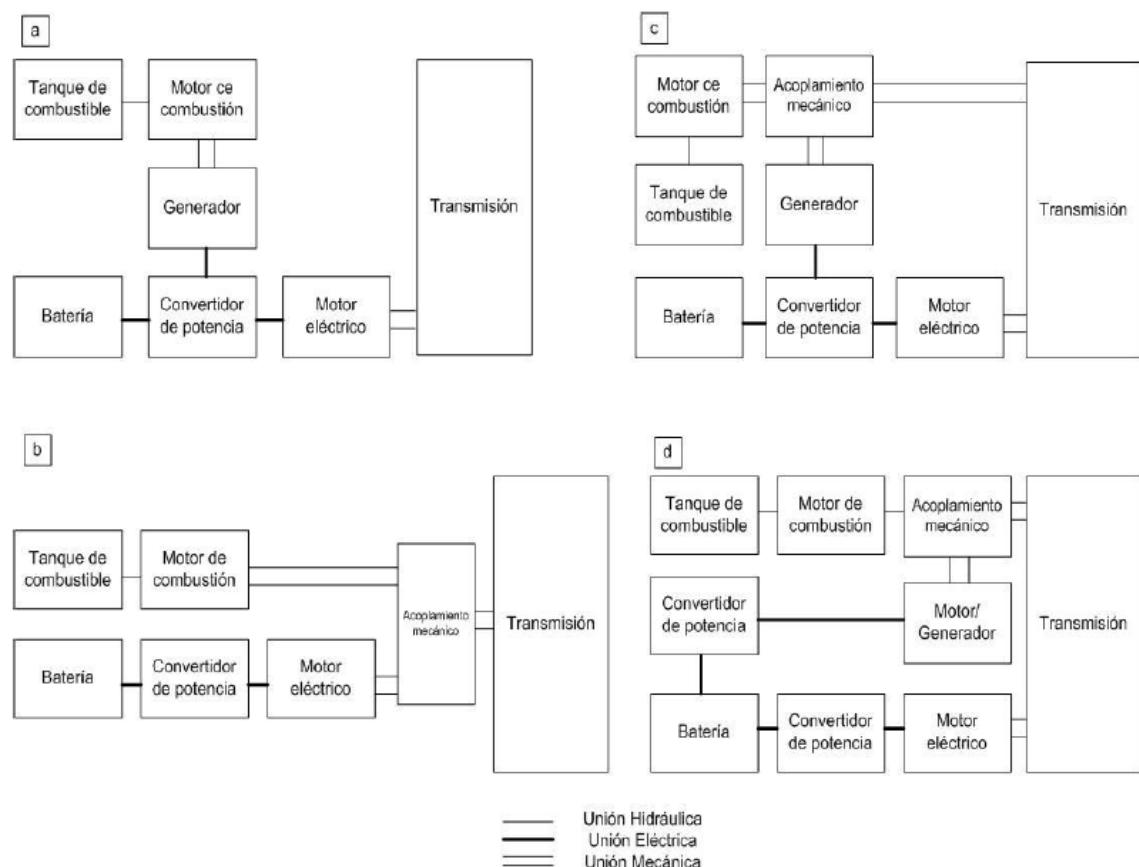


Figura 2; Arquitecturas de los VEH. (a) Serie, tracción eléctrica. (b) Paralelo, mayoritariamente tracción térmica. (c) Serie-paralelo, tracción mixta (d) Complejo, tracción mixta.[4]

A continuación se muestra la figura: 3; donde se ve el grado de electrificación y el tipo de baterías de los vehículos en la evolución en el tiempo.

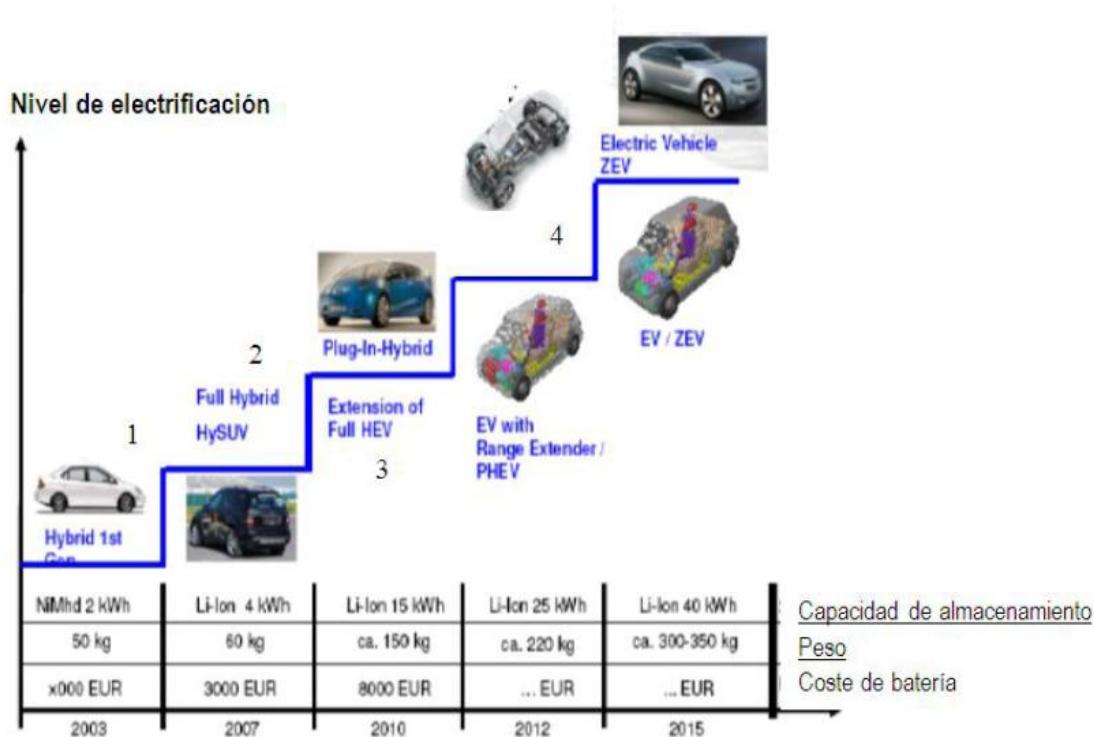


Figura 3; Hoja de ruta VE.[4]

Los vehículos eléctricos enchufables son junto con los vehículos eléctricos puros los vehículos que interaccionan en nuestro edificio de estudio, por lo que en el siguiente apartado se describirán las principales características de ambos.

2.2.2.-Vehículos híbridos eléctricos enchufables y vehículos eléctricos “puros”

La configuración del sistema de potencia de los vehículos híbridos eléctricos enchufables (VEHE) está diseñada con base a los vehículos híbridos no enchufables, con la diferencia que la energía eléctrica puede ser suministrada de forma externa directamente desde el sistema eléctrico.

Esto quiere decir que en este tipo de vehículos híbridos, se pueden utilizar las arquitecturas utilizadas para los vehículos híbridos no enchufables (Fig: 2). Las diferencias radican, en la estrategia de control del sistema energético, el diseño del almacenamiento de energía, un mayor tamaño de las baterías y algún pequeño retoque en el motor eléctrico.

Estas diferencias se deben especialmente a las diferentes funcionalidades que se le exigen a las baterías. Naturalmente se necesitan unas baterías con mayor capacidad de almacenamiento, puesto que se pretende extender la operación del tren de potencia eléctrico. Y por otro lado, las baterías tendrán que ser capaces de soportar profundos

niveles de descargas y un gran número de ciclos de carga y descarga, a diferencia de los híbridos no enchufables; cuyas baterías mantienen un modo de carga prácticamente constante.

Además de esto, dado que las baterías del VEHE no poseen tanta capacidad como la pueden tener las baterías de los VEs “puros”, estas tienen que tener diferentes configuraciones para poder asumir la entrega de energía en diferentes niveles, como el reposo del motor térmico y el estado de mayor aceleración.

Con relación a los VEs “puros”, a pesar de que fueron pensados hace años, la limitación de la autonomía, el peso y la intención de integrarlo con base a la estructura del vehículo térmico, hicieron que la tecnología no prosperara. Aún así, hoy en día gracias al avance de las baterías y la electrónica, la estructura de los VEs (ver Fig.: 4) está hecha según sus requerimientos especiales y hace que se use de mejor forma la flexibilidad de la propulsión eléctrica.

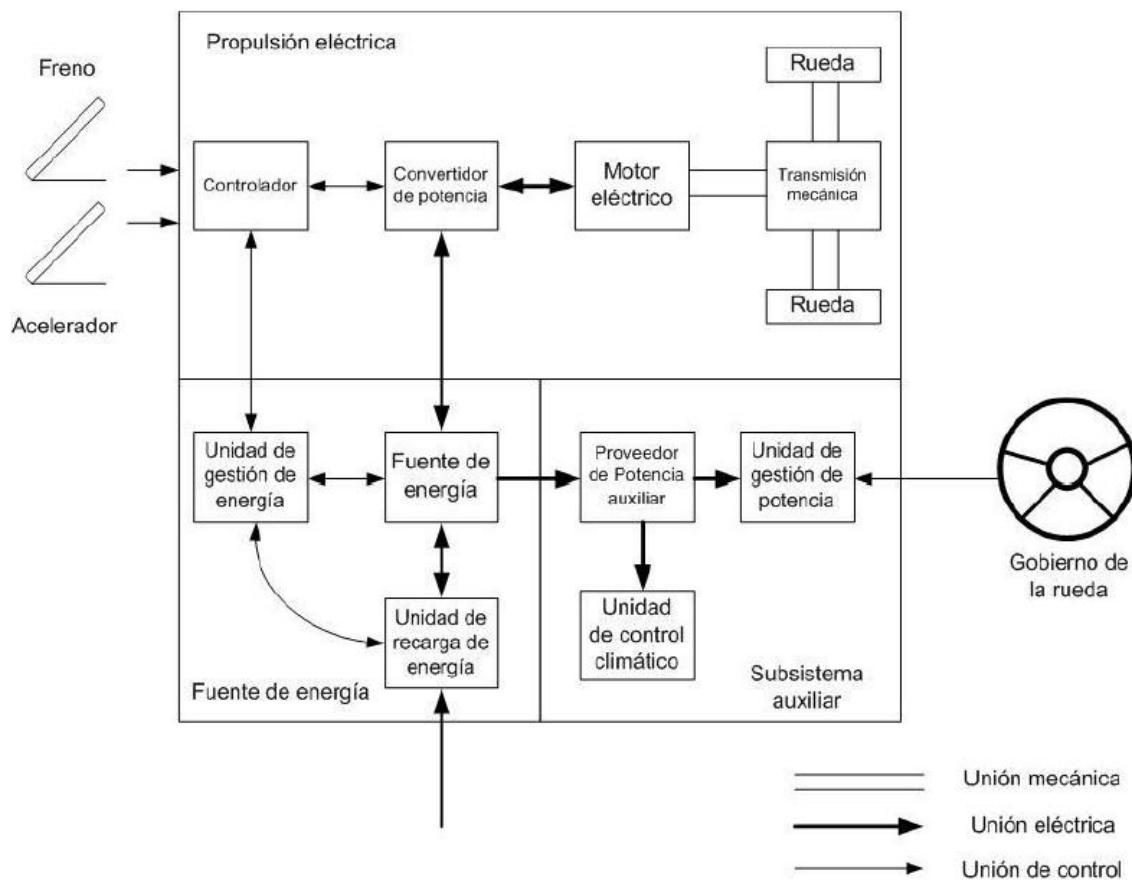


Figura 4; Configuración moderna de un VE puro.[4]

La arquitectura de los VEs “puros” que se muestra en la Fig:4; está compuesta por un tren de potencia eléctrica, un conjunto de elementos que cargan, gestionan y almacenan la energía eléctrica y un sistema auxiliar que alimenta la unidad de gestión de potencia y la unidad de control climático. Esta arquitectura es general, por lo que los elementos que la componen pueden tener otras distribuciones. Concretamente, con

respecto al tren de potencia, algunas distribuciones que se pueden encontrar son las que se muestran en la siguiente figura: 5.

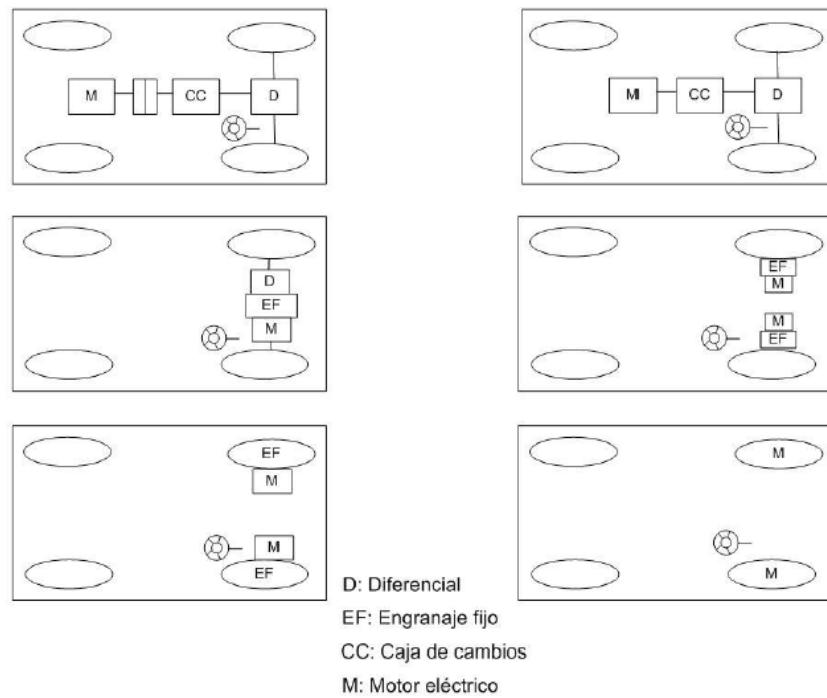


Figura 5; Distribución del tren de potencia eléctrico en los VEs “puros”.[4]

Dadas las diferencias entre los VEHEs y los VEs “puros” se ha realizado la siguiente Tabla: 1, donde se detallan los aspectos más importantes a tomar en cuenta para la introducción de los mismos en el mercado, mostrando las características propias de cada tipo.

ASPECTOS	VEHE	VE "puros"
Infraestructura	Una instalación en casa es prerrequisito para todos los usuarios. La infraestructura pública no será tan importante hasta que los vehículos no tengan una autonomía tal que los puntos de carga sean valiosos para aquellos que necesiten cargar durante el día.	Necesita una instalación en casa e infraestructura urbana para que la operatividad sea mayor. Es necesario que se instale y coordine la infraestructura de carga rápida, para aumentar la flexibilidad.
Proceso de Introducción	Para alcanzar economías de escala necesita una producción menor que la necesaria por los VEs puros. Pero si es necesario que la producción de baterías sea de gran volumen	Se necesita una producción de 100.000 vehículos por año para lograr economías de escala. El número de baterías debe de ser mayor contando con que se instalen baterías similares en todos los modelos.
Autonomía del Vehículo	La capacidad óptima de la batería depende del mercado y el consumidor. Un punto importante será concienciar a la gente para pagar un precio mayor a cambio de una mayor autonomía.	La autonomía óptima variara por regiones. En Europa y Japón se necesitará menor autonomía que en el Norte de América. El objetivo por el momento es conseguir entre 100 y 150 Km.
Aceptación del Consumidor	Muchos consumidores pueden ser conscientes de pagar un extra puesto que esta tecnología utiliza dos fuentes de energía.	Los primeros usuarios serán aquellos que tengan unas necesidades específicas, se utilizarán para trayectos cortos al principio.
Estandarización relacionada con los combustibles	La norma SAE J1711 y la norma UNECE R101 son estándares que pueden regular la medición de las emisiones y el consumo de combustibles.	La norma SAE J1634 y la norma UNECE R 101 pueden ser los estándares que evalúen el consumo y la autonomía de los VEs "puros".

Tabla 1; diferencias entre los VEHEs y los VEs

2.3.-Baterías

La batería junto con los tipos de carga, son los elementos clave en la producción de los VEHEs y los VEs "puros". El tipo y la capacidad de la batería condicionan la velocidad máxima del vehículo, la autonomía entre recargas, el tiempo de recarga y el ciclo de vida de la misma. [5]

En este apartado se hablará de los tipos de baterías que existen en el mercado en la actualidad, y de las baterías que mayor utilización tienen en los vehículos actuales o en los próximos vehículos que lleguen al mercado, en el anexo C se hace una descripción detallada de los diferentes tipos de baterías y sus características.

Además se explicarán las diferentes posibilidades de repostaje que puedan existir para estos tipos de vehículos.

2.3.1.- Tipos de baterías

Últimamente las características de las baterías han mejorado notablemente debido a su continuo desarrollo y se espera que sigan mejorando sus propiedades ayudándose del desarrollo de la electrónica en sectores como el de la telefonía móvil, la informática y la electrificación del transporte, tema que nos atañe.

Las baterías recientemente han aumentado la cantidad de ciclos de carga y la capacidad de almacenamiento por unidad de peso y volumen, se han eliminado en algunos tipos el efecto memoria y se ha aumentado el ciclo de vida de las baterías.

En la siguiente tabla: 2; de detallan las principales tecnologías que se utilizan en la electrificación del transporte.

Tipo de baterías recargables	Densidad energética (Wh/Kg)	Energía/volumen (Wh/litro)	Potencia/Peso (W/Kgr.)	Número de ciclos	Eficiencia energética%
Zebra (NaNiCl)	125	300	150	1.500	92,5
Polímero de Litio	200	300	300	1.000	90,0
Iones de Litio	80-160	170-450	1.800	1.000 – 3.000	90,0
Níquel-Hidruro Metálico (NiMH)	70-80	140- 300	200- 1.000	300-600	70,0
Níquel-Cadmio (NiCd)	60	50-150	250	1.500	72,5
Plomo-Ácido	10-35	60-75	250	400-800	82,5

Tabla 2, Clasificación de las baterías recargables.

Mención especial merecen las baterías de ion litio, puesto que son las que tienen mejores prestaciones, reflejadas fundamentalmente por su alta densidad energética. Por tal motivo, son las que más opciones tienen de utilizarse en los vehículos híbridos enchufables y en los vehículos eléctricos puros.

Una muestra de esta mayor aplicación, es que la inmensa mayoría de los turismos que figuran en el catálogo Movele, utilizan la batería de ion litio en sus baterías.

El funcionamiento de las baterías de iones de litio se basa en el intercambio de un ion litio metálico entre el ánodo y cátodo; y debido a su alta densidad de energía, la ausencia de efecto memoria y su poca pérdida de carga, son ampliamente utilizadas en todo tipo de electrónica.

Sin embargo, para su aplicación en los vehículos eléctricos se necesitará que la nueva generación de baterías de litio proporcionen una mayor densidad de energía, tengan un menor costo y usen materiales abundantes.

Las características de las baterías de iones de litio dependen de los materiales que forman el cátodo, el ánodo y el electrolito por lo que las investigaciones se centran en los mejores materiales para su utilización.

Para la utilidad en los vehículos híbridos enchufables y vehículos eléctricos puros, se ha pensado en materiales sintéticos nanoestructurados, que puedan ser más seguros y aportar mejores características como por ejemplo el LiFePO₄ (fósfato de hierro – litio), que se puede utilizar en el cátodo, y que a pesar de que en su forma natural es un mineral con baja conductividad electrónica, en su forma sintética a escala nanométrica, puede ofrecer buenas propiedades.

Con respecto al ánodo, también se ha trabajado en materiales nanoestructurados, como por ejemplo, el carbón duro o compuestos de Si-C, de los cuales se espera que aumenten la densidad de energía en un 20-30 por ciento.

Otros puntos a investigar, para desarrollar totalmente la tecnología de las baterías son:

- Gestión de las baterías.
- Principios básicos, materiales de los componentes y reciclaje.
- Integración de las baterías en el vehículo.
- V2G y aplicaciones de almacenamiento estacionario.

2.3.2.- Modo de repostaje de energía eléctrica

Para la carga de los vehículos eléctricos, se pueden diferenciar tres formas: Carga conductiva, carga inductiva y sustitución de baterías.

La primera forma parece ser la forma más sencilla y barata de instalación. La segunda, a pesar de que puede ser la forma más cómoda para los usuarios (no necesita ninguna conexión por cable) y existen varios proyectos piloto, su marco regulatorio está poco desarrollado, es difícil de instalar y es menos eficiente. En relación a la tercera forma, a pesar de eliminar la barrera de la poca autonomía, existe un escepticismo generalizado con respecto a su instalación y distribución.

Las características más importantes de las diferentes formas de repostaje son:

- Carga conductiva:

El sistema conductivo es una conexión directa a la red, tan simple como enchufar el vehículo mediante cables especiales de alta capacidad con conectores que protejan al conductor de los altos voltajes.

Actualmente, todos los agentes involucrados trabajan especialmente en el desarrollo y estandarización de dispositivos y modos de carga (lento, normal, rápido y ultra rápido) referentes al acoplamiento conductorio.

De esta manera, este modo de repostaje parece postularse como el predominante al menos en la etapa inicial del proceso de introducción del VE. Esto ha llevado a que el marco regulatorio de la carga conductiva esté más desarrollado en las diferentes organizaciones de normalización. Concretamente en el IEC, está el comité TC69, y constan las siguientes normas:

-IEC 61851 (Sistema conductorio de carga para vehículos eléctricos): Esta norma define el sistema conductorio de carga para el VE, los modos de carga, tipos de conexión y las funciones generales obligatorias del SAVE (Sistema de Alimentación del Vehículo Eléctrico). Algunos ejemplos de situaciones de carga de forma conductiva en C.C. y en C.A. son detallados en la Figura:6.

También se está trabajando en la revisión de la especificación 61851-23, que determina los requerimientos para una estación de carga conductiva en corriente continua.

-IEC 62196 (Enchufes, acopladores y entradas, para la carga conductiva): esta norma define el interfaz de conexión para todos los modos de carga del VE. Concretamente se definen tres tipos definidos: Tipo 1 (enchufe monofásico), tipo 2 (enchufe monofásico y trifásico) y tipo 3 (enchufe monofásico – trifásico con obturador).

En la Fig:6, se pueden ver los cuatro modos de carga que toma en cuenta la norma IEC 61851, el amperaje de trabajo, las fases y la interface que puede utilizar según la norma 62196. Dichas interfaces están definidas de la siguiente forma:

- B: interfaz básica.
- U32: interfaz universal en alterna sólo para 32 A.
- Ua: interfaz universal en alterna sólo para 32/250 A.
- Ud: interfaz universal en continua sólo para 32/400 A.

Los modos de carga al igual que los tipos de conexión y un estudio detallado de los cargadores además de un resumen de la normativa se recogen en el anexo A.

Estudio de la recarga de vehículos eléctricos en sistemas autónomos de producción de energía en edificios.

Modos	Amperios	Fases	interfaz del vehículo					Equipos de carga					Comentarios	
			Pines usados y tierra	Pines de control	Tipo	62196	Caso	En linea con la centralita	Pines usados y tierra	Pines de control	Tipo	62196	Caso	
1	16	1	1 + N, o 2	Ninguno	Cualquiera	A	B	1 + N, o 2	Ninguno	Cualquiera	B or U32	B	Mirar Nota 1	
		3	3 + N	Ninguno	Cualquiera				Ninguno	Cualquiera				
		1	1 + N, o 2	Ninguno	Cualquiera	B	B	Si	1 + N, o 2	1	B or U32	B	Usado en linea	
		3	3 + N	Ninguno	Cualquiera				3 + N	1				
2	32	1	1 + N, o 2	Ninguno	Cualquiera	B	B	Si	1 + N, o 2	1	B or U32	B	Usado en linea	
		3	3 + N	Ninguno	Cualquiera				3 + N	1				
		1	1 + N, o 2	4	B o U32	A	B	1 + N, o 2 3+N	4	B or U32	A	Usado en linea		
		3	3 + N	4					3 + N	4				
3	250	1							A	B	Usado en linea			
		3			B o U33	A	B	1+N, o 2 @ 32A. 1+N, o 2 @ 250A. 3 @ 32A + N. 3 @ 250A.					4	
									C	A	Usado en linea			
4	400	-						3 @ 32A + N. 2 @ 400A dc	4		Ua	C	Usado en linea	

Figura 6, Ejemplo de situaciones de carga en C.A. y en C.C.[IEC 61851-1]

- Carga inductiva:

El acoplamiento inductivo tiene la ventaja de imposibilitar cualquier electrocución, pero hoy en día es más caro y menos eficiente que el primero; por lo que es un sistema en el que, en la actualidad, se trabaja menos. Por esta razón, la norma internacional IEC 61980 hasta hace poco ha sido actualizada y puesta en circulación, en espera de ser aprobada.

Aún así, existen ciertas iniciativas como:

- Sistema Plugless Power de una empresa americana llamada Evatran.
- Sistema de carga inductiva en el que trabaja Nissan.

- Sustitución de baterías.

Con respecto a la sustitución de baterías, la empresa israelí “Better Place” considera que este tipo de repostaje junto con la carga conductiva, son los elementos clave para lograr que los vehículos eléctricos puedan ofrecer las mismas o mejores prestaciones que los vehículos con motor térmico. Entre los beneficios que puede ofrecer, se suman:

- Realización de trayectos largos.
- Evita el sobre costo que suponen las baterías para los VEs, en relación a los vehículos tradicionales (renting de baterías).

- Permite que la carga de las baterías sea totalmente gestionada por parte de las empresas eléctricas, cargándolas cuando más le beneficie al sistema eléctrico.

2.3.3.- Lugares para realizar el repostaje

La infraestructura necesaria para la correcta operación de los vehículos eléctricos, se tendrá que desplegar en diferentes tipos de localizaciones. Aunque muchos aspectos no dependen del lugar de instalación, hay características especiales de cada tipo de localización que deben ser tomados en cuenta de cara al desarrollo de un correcto marco regulatorio y a establecer las capacidades necesarias de los dispositivos de medición, en el anexo B, se describen detalladamente.

Dichos tipos de localización se engloban en los siguientes grupos:

- Instalación de acceso público y propiedad pública:

Este tipo de instalaciones están ubicadas en lugares como los parkings públicos (bien sea en la superficie o soterrados) y la vía pública.

Se prevé que al principio la mayoría de estos puntos de recarga estén habilitados para un modo de carga lento o estándar, y luego, a medida que se vaya aumentando el nivel de introducción de los VEs y los nuevos modelos estén provistos de una mayor autonomía, se tendrá que coordinar y planificar la instalación de más puntos de recarga habilitados para cargar de forma rápida. Así, estas instalaciones significarán un gran valor para los usuarios que necesiten una carga extra durante el día.

- Instalación de acceso público y propiedad privada:

Este tipo de instalaciones estarán ubicadas en lugares como los centros comerciales y estaciones de puntos de carga, que se entienden como instalaciones integrales que estarán habilitadas para la carga lenta (modos de carga 1,2 y 3 según la norma IEC 61851), carga rápida (modo de carga 4 según la norma 61851), intercambio de baterías y demás servicios que puedan surgir relacionados con el VE.

- Instalación de acceso privado y propiedad privada:

Este tipo de instalaciones son las referentes a nuestro edificio, serán las que estarán ubicadas en las casas particulares, en las comunidades de vecinos y en entornos empresariales con o sin flotas. Se les conoce también como las “instalaciones vinculadas”, ya que los dueños y usuarios de los VEs, son los mismos. Comentar en este punto que el Reglamento Eléctrico de Baja Tensión (REBT) limita la instalación monofásica con un máximo de 15 kW.

En los parkings de las casas se prevé que el vehículo esté conectado especialmente en las noches, y dicha instalación podrá proveer una carga lenta,

tal como provee a los electrodomésticos convencionales. Con el avance de la implantación de los sistemas de medida avanzados y las TICs (Tecnologías de la información y la comunicación), se espera que la instalación doméstica sea más dinámica e interactiva con el sistema eléctrico, con tal de participar de forma activa en la demanda de energía eléctrica.

2.3.4.-Tiempo de recarga e impacto en la red

Para realizar el estudio del impacto en la red de los diferentes tipos de carga, no existe demasiado consenso respecto a cuanta potencia corresponde a cada nivel y estos niveles pueden variar dependiendo del país o el continente en el que nos encontremos.

En la actualidad se está trabajando en la implantación de los siguientes tipos de recarga para los vehículos eléctricos, en la tabla 3 se muestran sus características:

TIPO DE CARGA	POTENCIA (Kw)	TENSIÓN/ AMPERIOS	CORRIENTE	TIEMPO RECARGA
Carga estándar (lenta)	3,7	230V, 16 A, monofásica	CA	6h-8h
Carga-semirápida	Hasta 20	400V, hasta 68 A.	CA	2h-4h
Carga rápida	Hasta 80	400V, hasta 200 ^a .	CC	15-30 min.

Tabla 3; Tipos de carga. [6]

Para realizar la carga estándar o lenta se utiliza una conexión monofásica como la utilizada en los aparatos electrodomésticos, la regulación se encuentra en el anexo A. El tiempo necesario para la recarga de una batería de 10 kWh es aproximadamente de 3 horas, para una batería de 20 kWh es 5,5 horas y para una batería de 40 kWh 11 horas. Para esta carga lenta se considera una potencia máxima de 3,7 kW, un voltaje de 230 V y un consumo de intensidad de 16A.

Con la utilización de la carga semi-rápida, se estima que la reducción del intervalo de carga para una batería de 10Kwh está entre 15-30 minutos, y hasta 2 horas para una batería con una capacidad de 40 kWh En este tipo de carga la conexión es trifásica, el voltaje es 400 V, la intensidad se sitúa entre 32 y 68 A y la potencia instalada está entre 22 y 44 kW.

La carga rápida se realiza en corriente continua, suministrando intensidades de 250 a 400 Amperios, con unas tensiones de entre 500 y 600 Voltios y unas potencia instalada de 220 a 240 KW. Este tipo de carga permite reducir los tiempos de carga a unos pocos minutos (entre 15 y 30 minutos) y puede rivalizar con los repostajes de los vehículos convencionales.

Para la implantación de los tipos de recarga semi-rápido y rápido a corto plazo no se estudian como una opción viable ya que se necesita la ampliación de la potencia instalada en las viviendas y una adaptación de la red eléctrica y los conectores como

indica la normativa. Además para la recarga rápida se necesita un rectificador para pasar de CA a CC por lo que no se contempla como una opción para las viviendas en los edificios.

El modo en el que se realice la recarga va a influir en la gestión de la demanda eléctrica de los VE ya que dependiendo del tipo de recarga y el momento de realizarla afectará de diferente manera a la curva de la demanda.

A continuación se van a mostrar unos ejemplos de cómo afecta la recarga a dicha curva. En la figura: 7; se puede observar que la recarga lenta si se realiza durante las horas de baja demanda (entre las 24h y las 9h) ayuda a suavizar la curva de demanda, mientras que si esta recarga se produjese entre las horas de mayor demanda (entre las 17h y las 23h) se produciría un pico de demanda y una sobrecarga de la red.



Figura 7; Recarga estándar en horas valle. [7].

El escenario idóneo por lo tanto, será cargar durante las horas valle para no saturar la red y conseguir un precio más bajo de la electricidad. Esta situación solo se podría dar con la carga lenta y semi-rápida, para la carga rápida suponemos que se producirá de carácter de urgencia en situaciones ocasionales.

En las siguientes imágenes se muestran diferentes situaciones de recarga.

En la figura: 8, se muestra una recarga semi-rápida en un punto de la curva de demanda de gran consumo produciendo un pico de consumo.

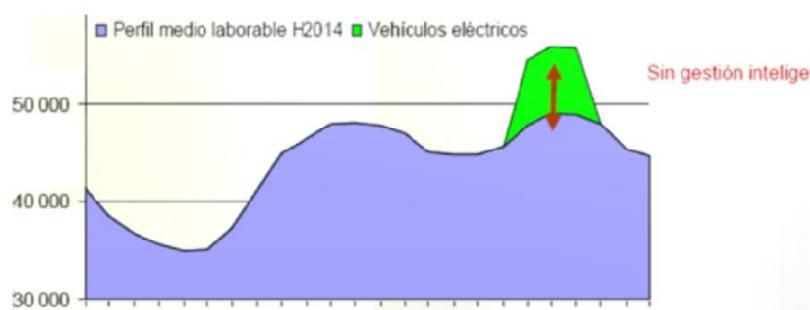


Figura 8; Recarga semi-rápida en hora pico. [7].

En la siguiente figura: 9, se muestra cómo afecta a la curva de la demanda la recarga semi-rápida producida en horas valle.

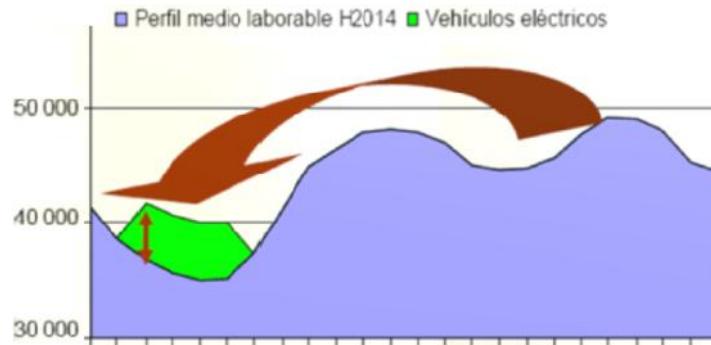


Figura 9; Recarga semi-rápida en horas valle. [7].

El objetivo final, es conseguir con la introducción del vehículo eléctrico una curva de la demanda como se muestra en la figura: 10; para ello será necesario la utilización de sistemas de gestión inteligente y medidas para fomentar la recarga en horas valles. De este modo se conseguirá maximizar el beneficio de energías renovables como la eólica y se evitaría desconectar los parques eólicos por los bajos índices de demanda de energía en las horas nocturnas y conseguiríamos un mayor aprovechamiento de los recursos naturales.

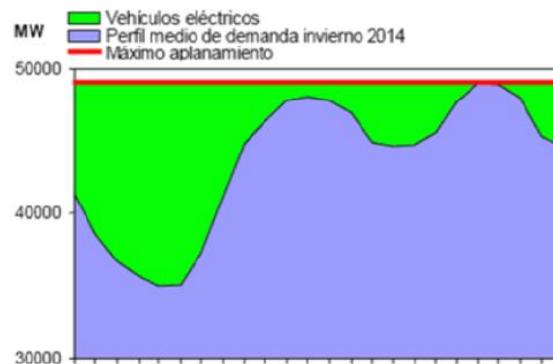


Figura 10; Curva de carga deseable en la integración del VE. [7].

3. -CONSUMO ELÉCTRICO DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS E HÍBRIDOS

3.1.-Introducción

Para estimar el consumo eléctrico de los vehículos que se encuentran en nuestro edificio se ha realizado una estimación del número de vehículos eléctricos e híbridos que se encuentran en el edificio. Según el INE [8], la media nacional es de 1,75 vehículos por hogar, por lo que calculamos que en un edificio con 28 familias el número de vehículos será aproximadamente 50.

Los consumos de los vehículos que se comercializan en el mercado español se homologan a partir de la realización de ciclos de conducción en bancos de rodillos, los principales ciclos de conducción se describen en el Anexo C, el ciclo utilizado por los fabricantes para estimar el consumo eléctrico es el ciclo Europa, que se describe a continuación.

3.2.-Ciclo Europa

El ciclo Europeo utilizado para estimar el consumo de los vehículos es el NEDC además también se estima con este ciclo la emisión de contaminantes [9,10]. Es una combinación de 4 ciclos ECE-15 y un ciclo EUDC al final, para tratar de simular las proporciones entre circulación urbana y extraurbana que se realizan en la Unión Europea. La duración del ciclo es de 1180 segundos y se representa en la siguiente figura 11.

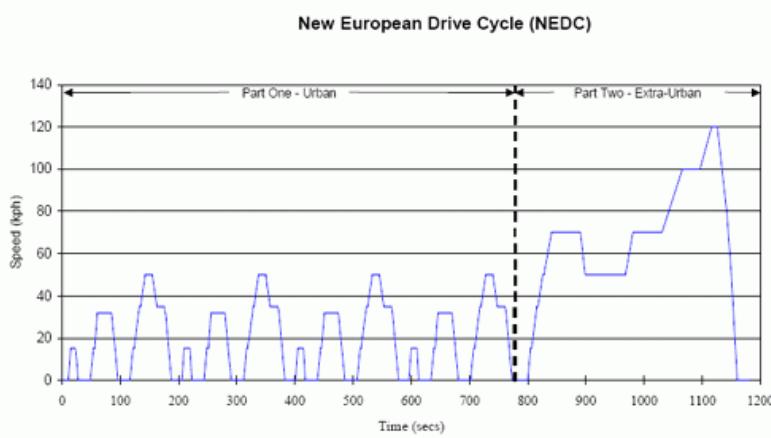
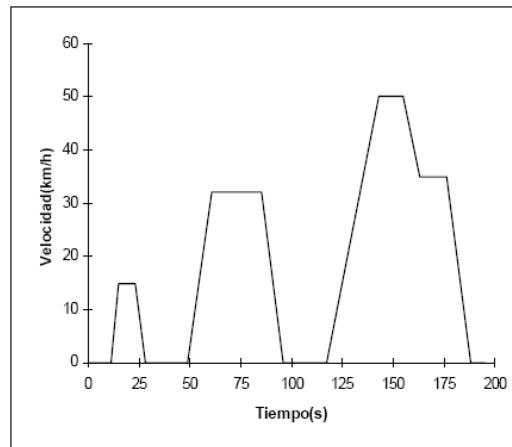


Figura 11; Ciclo referencia para la homologación de consumos.

3.2.1.- Descripción del ciclo NEDC

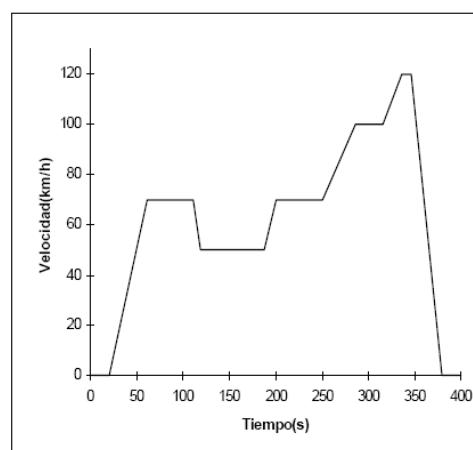
Este ciclo esta compuesto por dos partes, la primera que se repite 4 veces, simula la circulación puramente urbana, en esta circulación las velocidades no superan los 50 km/h, que en nuestro caso coincide con el máximo permitido para circulación urbana. La velocidad media de esta primera parte es 18,35 Km/h resultado de realizar 3 aceleraciones de 0 a 15, 32 y 50 Km respectivamente, tal y como se muestra en la siguiente figura:12, el tiempo es 13 min., la distancia 3976,11 m. y la velocidad máxima 50 Km/h.



Operación	At(s)	T(s)	V-(km/h)	V+(km/h)	Distancia(m)
Parada	0	0	0	0	0,00
Parada	11	11	0	0	0,00
Aceleración	4	15	0	15	8,33
Velocidad constante	8	23	15	15	41,67
Desaceleración	5	28	15	0	52,08
Parada	21	49	0	0	52,08
Aceleración	12	61	0	32	105,42
Velocidad constante	24	85	32	32	318,75
Desaceleración	11	96	32	0	367,64
Parada	21	117	0	0	367,64
Aceleración	26	143	0	50	548,19
Velocidad constante	12	155	50	50	714,86
Desaceleración	8	163	50	35	809,31
Velocidad constante	13	176	35	35	935,69
Desaceleración	12	188	35	0	994,03
Parada	7	195	0	0	994,03

Figura 12; Parte urbana ciclo NEDC.

La segunda parte del ciclo, donde se pretende simular la circulación por los extrarradios, se repite tan solo una vez. En esta ocasión el vehículo circula durante más de 6 minutos acelerando progresivamente hasta 120km/h y recorriendo una distancia de más de 6,5 Km. La velocidad media de este ciclo es de 61Km/h, dicho recorrido es similar al realizado por un vehículo en rondas o vías de circunvalación. La normativa de tráfico actual prevé que en estas vías la velocidad máxima de circulación sea de 80km/h, claramente superior a la velocidad media de este ciclo. En la siguiente figura: 13; se muestra esta etapa, siendo la distancia recorrida 6.822,22 m., el tiempo 6,67 minutos.



Operación	At(s)	T(s)	V-(km/h)	V+(km/h)	Distancia(m)
Parada	0	0	0	0	0,00
Parada	20	20	0	0	0,00
Aceleración	41	61	0	70	398,61
Velocidad constante	50	111	70	70	1.370,83
Desaceleración	8	119	70	50	1.504,17
Velocidad constante	69	188	50	50	2.462,50
Aceleración	13	201	50	70	2.679,17
Velocidad constante	50	251	70	70	3.651,39
Aceleración	35	286	70	100	4.477,78
Velocidad constante	30	316	100	100	5.311,11
Aceleración	20	336	100	120	5.922,22
Velocidad constante	10	346	120	120	6.255,56
Desaceleración	34	380	120	0	6.822,22
Parada	20	400	0	0	6.822,22

Figura 13; Parte extraurbana del ciclo Europa.

3.3.- Estimación del Consumo.

Para calcular el consumo eléctrico vamos a realizar dos suposiciones. En la suposición “A” estimamos para el cálculo que la mitad de los vehículos del edificio son eléctricos y la otra mitad son vehículos híbridos. Para la segunda suposición “B” estimamos que todos los vehículos son eléctricos puros. Para las suposiciones consideramos una media de 12.500 Km anuales recorridos por cada vehículo según el INE [8].

El consumo de los diferentes vehículos los obtenemos de las fichas técnicas del catálogo Movele[3], se muestran en el anexo G, los vehículos elegidos han sido turismos comerciales y los mostramos a continuación:

Vehículos eléctricos:

- Nissan Leaf: 173Wh/Km;
- Reva Intercity Deluxe: 90 Wh/Km;
- Mitsubishi iMiev: 135 Wh/Km;
- Think city: 144 Wh/km;

Calculando una media entre los vehículos eléctricos obtenemos:

$$\text{Consumo}_{\text{eléctrico}} = 135,5 \text{ Wh/Km};$$

Vehículos híbridos:

- Toyota Prius: 62Wh/Km;
- Seat León Twin Drive: 240 Wh/Km;

De donde obtenemos el $\text{Consumo}_{\text{híbrido}}$: 151 Wh/Km;

El consumo anual para la suposición “A” es igual:

$$P_{\text{anual}}^{\text{"A"}} = 25 V.E * 135,5 \frac{\text{wh}}{\text{Km}} * 12.500 \frac{\text{km}}{\text{año}} + 25 V.H * 151 \frac{\text{wh}}{\text{Km}} * 12.500 \frac{\text{km}}{\text{año}} =$$

$$P_{\text{anual}}^{\text{"A"}} = 89.531.250 \text{ wh anuales} = 89.531,25 \text{ kWh anuales.}$$

El consumo anual para la suposición “B” es igual:

$$P_{\text{anual}}^{\text{"B"}} = 50 V.E * 135,5 \frac{\text{wh}}{\text{Km}} * 12.500 \frac{\text{km}}{\text{año}} = 84.687.500 \text{ wh anuales.}$$

$$P_{\text{anual}}^{\text{"B"}} = 84.687,5 \text{ kWh anuales.}$$

El consumo superior como era de esperar es para los vehículos eléctricos e híbridos, y para futuros cálculos este será el valor utilizado.

4.-SISTEMAS AUTÓNOMOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

4.1.-Introducción

En este tema, vamos a realizar el dimensionamiento y cálculo de los sistemas autónomos de energía utilizados para la alimentación de nuestro edificio energéticamente eficiente.

Como ya se ha comentado anteriormente, la energía producida por estos sistemas será utilizada para abastecer los diferentes consumos del edificio, formados por el consumo de las viviendas, el transporte vertical y los vehículos eléctricos e híbridos.

4.2.-Energía eléctrica producida por la instalación fotovoltaica

La energía producida por la instalación fotovoltaica viene impuesta por varios factores característicos como son la localización del edificio y la orientación e inclinación de los paneles.

4.2.1.-Emplazamiento

El emplazamiento del edificio afecta a la capacidad fotovoltaica generadora en un doble sentido: por una parte, el lugar determina el potencial de la radiación solar incidente (cantidad, distribución temporal); por otro lado, la ubicación particular del generador (orientación, inclinación y sombras) determina el grado de aprovechamiento de dicho potencial.

En la siguiente figura: 14; se puede ver el emplazamiento donde se sitúa la instalación fotovoltaica [11].



Figura 14; Emplazamiento del edificio de estudio.

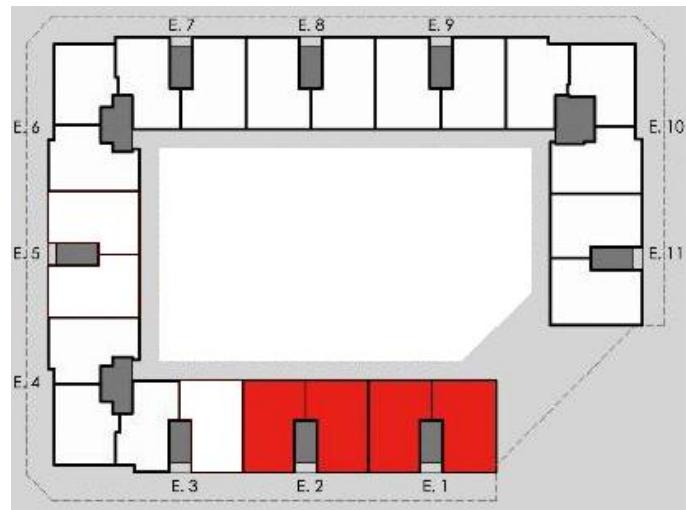


Figura 15; Planta del edificio de estudio.

En la anterior figura: 15; se ha señalado en rojo las viviendas de nuestro edificio de estudio.

La distribución de los módulos sobre la azotea se ha de realizar con el fin de maximizar la producción anual de energía. El edificio se encuentra orientado al sur cuya orientación es óptima para la instalación. Por otro lado vamos a calcular la inclinación de la superficie óptima para obtener la máxima irradiación, el ángulo que define dicha inclinación es $\beta_{óptimo}$, la ecuación para el cálculo de dicho ángulo la obtenemos del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid.

$$\beta_{óptimo} = 3,7 + 0,69 * \theta ; \quad (\text{Ec.:4.1});$$

Donde θ es la latitud, que para nuestro estudio tiene un valor de $\theta = 41,65^\circ$, y

$$\beta_{óptimo} = 32,44^\circ;$$

En la siguiente figura se muestra gráficamente el valor del azimut α (ángulo de desviación respecto al Sur) de la superficie receptora y β su inclinación respecto a la horizontal como se muestra en la siguiente figura: 16;

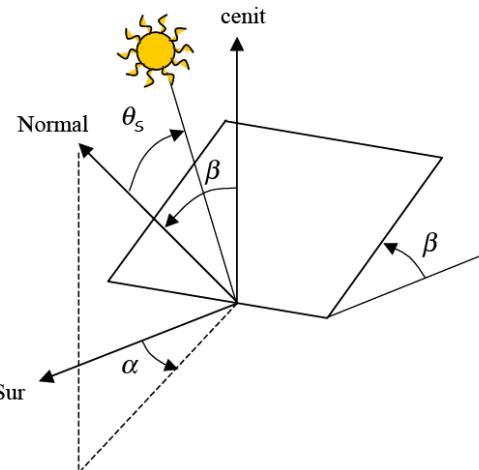


Figura 16; Azimut α e inclinación β de una superficie receptora.

Con este valor de $\beta_{óptimo}$ podemos calcular el valor de la energía “E” y la irradiación incidente “G” sobre nuestra superficie, en la siguiente tabla: 4; se muestran los valores de la energía y la irradiación obtenidos de la fuente [12]

Sistema fijo: $\beta = 32,44^\circ, \alpha: 0$;				
MES	E_d (Kwh)	E_M (Kwh)	G_d (Kwh/m ²)	G_M (Kwh/m ²)
Enero	2,22	68,7	2,74	84,9
Febrero	2,78	77,8	3,49	97,8
Marzo	2,71	115	4,82	149
Abril	3,83	115	5,05	152
Mayo	4,11	127	5,55	172
Junio	4,32	130	5,98	179
Julio	4,44	138	6,18	192
Agosto	4,26	132	5,92	184
Septiembre	4,07	122	5,51	165
Octubre	3,25	101	4,28	133
Noviembre	2,42	72,7	3,05	91,5
Diciembre	2,00	62,0	2,46	76,4
Año	3,45	105	4,59	140
Total por Año		1260		1680

Tabla 4; Radiación y Energía media recibida.

En los siguientes figuras: 17 y 18; se muestran la evolución de la energía y la irradiación a lo largo del año respectivamente.

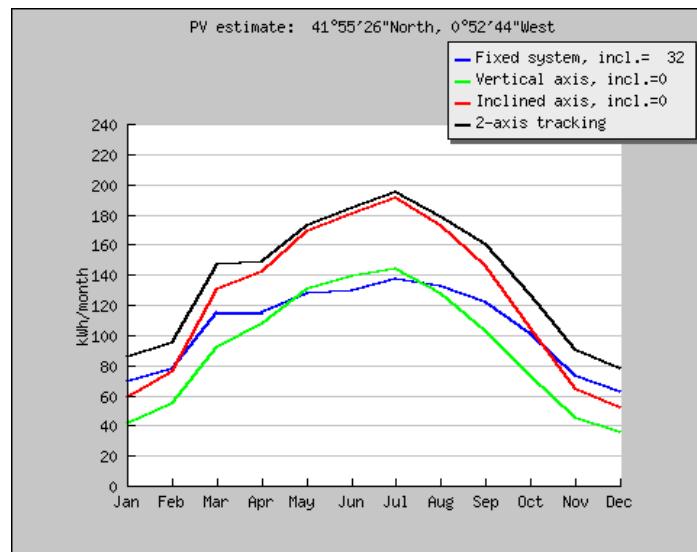


Figura 17; Evolución de la energía a lo largo del año.

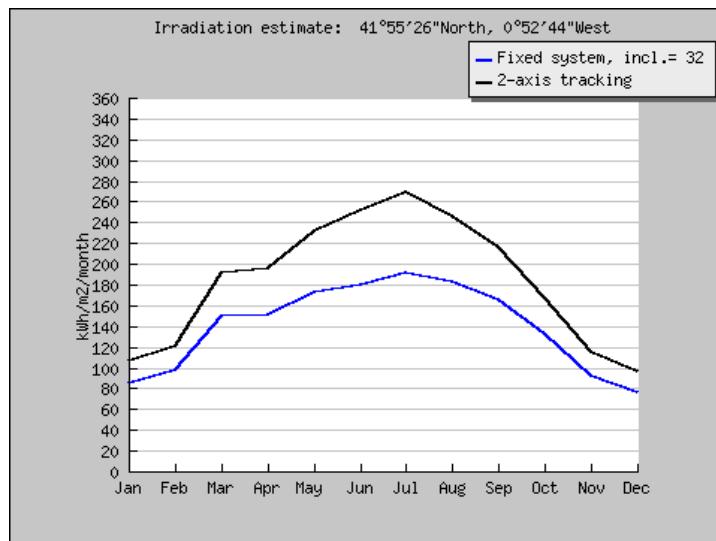


Figura 18; Evolución de la irradiación a lo largo del año.

Para calcular la producción anual esperada utilizaremos la ecuación:, que es la propuesta por el I.D.A.E. En su Pliego de Condiciones Técnicas.

$$E_p = \frac{G_M(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR}{G_{cem}} (Kwh/dia); \quad (\text{Ec: 4.3});$$

Donde:

- E_p : Energía inyectada a la red (kWh/día).
- G_{dm} (α, β) : Valor medio anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador (kWh/m². Día), siendo α el azimut de la instalación, en nuestro caso al estar orientado al sur es 0° , y β la inclinación de los paneles que en nuestro caso es de $32,44^\circ$.
- P_{mp} : Potencia del generador fotovoltaico (kW).

- PR: Performance Ratio.
- G_{CEM} : Constante de irradiación que tiene valor $1(\text{kW}/\text{m}^2)$.

Para realizar la instalación, los paneles elegidos han sido SUNPOWER225 [21], los cuales poseen un elevado porcentaje de eficiencia, un 18% y son muy ligeros en relación a su potencia. Las características de estos paneles se recogen en la siguiente tabla: 5, el catalogo de dicho panel se encuentra en el anexo J.

MODELO	SUNPOWER 225
Nominal Power P_{mp}	225Wp
Power tolerance%	+/- 3%
Voltage at nominal Power U_{mp}	41,00(V)
Current at nominal Power I_{mp}	5,49 (A)
Open-circuit voltage U_{oc}	48,50(V)
Short-circuit current I_{SC}	5,87(A)
Module efficiency level %	18%
Temperature at TONC T_{TONC}	47,00°C
Coefficients:	
Power T_K	-0,38(%/K)
Open-circuit voltage $T_K(U)$	-132,5(mV/K)
Short-circuit current $T_K(I)$	3,5(mA/K)
Largo	1559 (mm)
Ancho	798(mm)
Peso	15Kgr.

Tabla 5; Características técnicas del panel.

El valor de P_{mp} , es la potencia del generador fotovoltaico, y es igual a:

$$P_{mp} = \text{Potencia nominal del Panel} * \text{Número de Paneles}; \quad (\text{Ec: 4.4});$$

Para calcular el número de paneles máximos que podemos instalar en el edificio, estimamos la superficie ocupable máxima por la instalación fotovoltaica como un 0,5 de la superficie total de la azotea que tiene un valor igual a $S_{edificio} = 414 \text{ m}^2$. El área de los paneles fotovoltaicos es igual a $A_{panel} = 1,244 \text{ m}^2$.

$$Nº \text{ paneles} = \frac{S_{útil}}{A_{panel}} = \frac{0,5 * S_{edificio}}{A_{panel}} = \frac{207}{1,244} = 166,39 \text{ paneles} \approx 166 \text{ paneles};$$

(Ec: 4.5);

$$P_{mp} = 166 \text{ paneles} * 225 \text{ Wp/panel} = 37.350 \text{ Watos}; \quad (\text{Ec: 4.6});$$

El valor de PR integra las pérdidas debidas a la temperatura de operación de las células solares, las pérdidas por dispersión de potencia, las pérdidas por suciedad sobre los módulos, las pérdidas por inclinación y acimut, las pérdidas por sombras, las pérdidas por degradación fotónica y las pérdidas eléctricas. Este valor PR para una instalación conectada a red como la nuestra se encuentra entre unos valores tipo de 0,7 y 0,75. Para nuestro edificio vamos a considerar un valor medio de $PR=0,725$.

Con los datos establecidos para nuestra instalación y aplicándolos a la ecuación del IDAE [2] nos da una producción de energía fotovoltaica anual:

$$E_p = \frac{G_M(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR}{G_{cem}} = \frac{1680 \left(\frac{Kwh}{m^2} \right) * 37.350W * 0.725}{1 \left(\frac{Kw}{m^2} \right)} = 45492300 \text{ wh} = \mathbf{45.492,3Kwh anuales.}$$

4.3.-Energía eléctrica producida por la instalación mini-eólica

Para obtener la energía producida por la instalación mini-eólica debemos de comenzar describiendo las propiedades del aerogenerador y las condiciones del viento en el lugar de la instalación, debemos de tener en cuenta que no existe normativa específica para este tipo de instalaciones mini-eólicas conectadas a la red.[17]

El edificio de estudio se encuentra en Zaragoza, y los datos de la velocidad y la dirección del viento las obtenemos del CENER [13].

En la siguiente tabla: 6; se muestran los valores de la velocidad del viento y la probabilidad de ocurrencia, estos datos han sido obtenidos de la roseta de los vientos de la página del CENER para esta localización exacta.

Velocidad (m/s)	Porcentaje (%)
0	5
2	9
4	18
6	27
8	36
20	5

Tabla 6; Datos de velocidad y porcentaje de viento.

La roseta de los vientos para esta localización se muestra en la siguiente figura: 19.

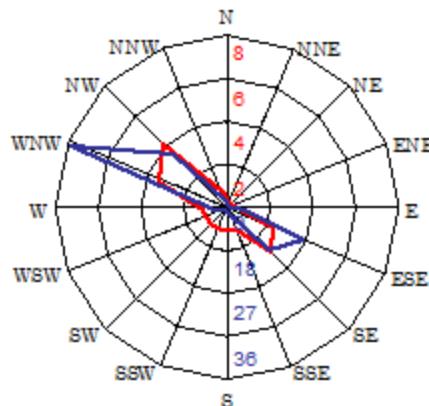


Figura 19; Roseta de los vientos;

Como se puede apreciar en la roseta, el porcentaje de viento no suma el 100%, por lo que para completar la suma de porcentajes hasta 100 realizamos una estimación de vientos a una velocidad de 0 m/sg. Con una frecuencia del 5% y otro porcentaje de 5% para vientos de 20m/sg.

También necesitamos saber las propiedades de la máquina seleccionada para calcular la energía anual producida por nuestra instalación. Las principales propiedades se describen a continuación, y el resto de características técnicas se encuentran en el Anexo K.

Principales características:

- Potencia Nominal (P_N):5,5 kW.
- Longitud hélice: 4,6 m.
- Diámetro: 4m.
- Velocidad de inicio (v_{in}):2,7m/sg.
- Velocidad Máxima ($v_{máx}$):49,6 m/sg.
- Velocidad Nominal (v_N): 13 m/sg.
- Rendimiento: 0,22213;

El área de barrido para este aerogenerador mini-eólico es igual a $18,4 \text{ m}^2$, por lo que cumple con la Normativa Internacional que establece el área de barrido máxima de estos molinos para esta tecnología no debe de superar las 200 m^2 .

La curva de potencia que describe dicho generador, se muestra en la siguiente figura: 20,[16];



Figura 20; Curva de potencia del aerogenerador.

La energía producida anualmente por un aerogenerador de este tipo y con las propiedades del viento para esta zona la podemos calcular a partir de la siguiente fórmula:

$$P_{anual} = \eta \frac{1}{2} \rho A v^3; \quad (\text{Ec: 4.7});$$

Siendo:

ρ (Densidad del aire): 1,225 kgr/m³;

A: Longitud hélice* Diámetro= 4*4,6 = 18,4 m²;

La velocidad la calculamos como una media ponderada según los porcentajes obtenidos en la tabla: 4.3; del número de horas anuales. La energía anual producida por este generador es **$P_{anual} = 7.982,677 \text{ Kwh anuales}$** .

La instalación mini-eólica está formada por 4 aerogeneradores iguales, situados cada uno sobre una vivienda respectivamente, en la figura: 4.2; se muestra la disposición de las viviendas en planta. Por lo tanto, la producción de energía anual por la instalación mini-eólica será:

$P_{inst-eólica} = P_{anual} * 4 = 31.930,708 \text{ Kwh anuales}$.

5.- CONSUMO ELÉCTRICO TRANSPORTE VERTICAL

Los sistemas autónomos de producción de energía instalados en el edificio tienen como principal objetivo abastecer el transporte vertical de personas dentro del mismo, para ello se realiza un cálculo del consumo energético necesario para dicho transporte.

El edificio está formado por 28 viviendas, las cuales están distribuidas en 7 plantas con una distribución similar de 4 pisos por planta. El modelo elegido para dar servicio a las familias es la instalación de 2 ascensores trabajando en paralelo, los ascensores escogidos son de la marca ENOR [19] y sus principales características se describen en el anexo I.

Las características de los ascensores haciendo referencia a la Norma NTE-ITA se describen en la siguiente tabla: 7;

Tipo	Carga(kg)	Nº de Personas	Velocidad(m/s)	Potencia(Kw)
ITA-1	400	5	0,63	4,5
ITA-2	400	5	1	7,5
ITA-3	630	8	1	11,5
ITA-4	630	8	1,6	18,5
ITA-5	1.000	13	1,6	29,5
ITA-6	1.000	13	2,5	46
ITA-7	1.600	21	2,5	73,5
ITA-8	1.600	21	3,5	103

Tabla 7; Características de los ascensores NTE-ITA [22]

Los ascensores escogidos estarán en el grupo ITA-2 y las principales propiedades para estimar el consumo son:

- velocidad: 1m/s.

- Potencia: 7,5kW;

El principal parámetro para determinar el consumo eléctrico de los ascensores es el número de horas de servicio, para ello utilizaremos la siguiente fórmula:

$$t = 27,375 * \frac{N * P}{A * V * C}; \quad \text{Ec: 5.1;}$$

Donde:

- t: es el número de horas de servicio al año. (Horas/año).
- N: Número de viviendas totales.
- P: N° de paras o plantas del edificio.
- A: N° de ascensores que trabajan en paralelo.
- V: Velocidad del ascensor en m/sg. Si dispone de 2 velocidades será la mayor.
- C: Capacidad o número máximo de personas del ascensor.

El valor de “t” para nuestro edificio es $t = 447,125$ horas/año. Con este dato ya podemos calcular la energía consumida por el grupo motriz multiplicando por la potencia motriz P_m .

$$P_m = 7,5 \text{ Kw} * 447,125 \text{ horas/año} = 3.353,4375 \text{ Kwh anuales.}$$

Además también se produce un consumo eléctrico por parte de la iluminación de los ascensores que tenemos que tener en cuenta, según el RD 1314/1997 se deberá de reducir el consumo en iluminación y solo se mantendrán encendida durante su utilización, estimando que el 75% del día el ascensor se encuentra parado y no necesita la iluminación. [20]

$$T_{encendido} = 24 \frac{\text{horas}}{\text{día}} * \frac{25}{100} * 365 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 2190 \frac{\text{horas}}{\text{año}};$$

Para la iluminación de cada ascensor se utilizarán 2 fluorescentes de 30 Watios cada una por lo tanto, el consumo en iluminación será:

$$P_i = 2 \frac{\text{lámparas}}{\text{ascensor}} * 2 \frac{\text{ascensores}}{\text{edificio}} * 30 \frac{W}{\text{lámpara}} * 2190 \frac{\text{horas}}{\text{año}} = 262.800 \frac{W}{\text{año}} = 262,8 \text{Kwh al año};$$

Obteniendo la potencia final del ascensor como suma de la potencia motriz y la de iluminación.

$$P_{ascensor} = P_m + P_i = \mathbf{3.616,2375 \text{ Kwh anuales};}$$

6.-BALANCE ENERGÉTICO DEL EDIFICIO

6.1.- Introducción

En este capítulo se va a realizar el balance energético del edificio de estudio, para ello se realizará el cálculo de la energía producida por los sistemas autónomos de generación de energía y el cálculo de la energía consumida en el edificio. Por otro lado se realizará un balance económico utilizando las tarifas actuales de mercado y por último una estimación de la reducción de CO₂ emitido a la atmósfera.

6.2.- Producción de energía

La producción de energía en el edificio es llevaba a cabo por la instalación fotovoltaica y por la instalación mini-eólica, los cálculos se han realizado en el capítulo 4.

La instalación fotovoltaica tiene una producción anual de:

P_{fotovoltaica}=45.492,3 kWh anuales.

La instalación mini-eólica está formada por 4 aerogeneradores como se describió en el anterior capítulo, por lo que la producción de energía anual es:

P_{inst-eólica}= 31.930,708 kWh anuales.

La suma de ambas potencias da como resultado la potencia producida anual por los sistemas de energías renovables.

P_{Total}= P_{fotovoltaica}+ P_{inst-eólica}= 77.432,008 kWh anuales; (Ec: 6.1);

Esta energía producida es equivalente al 43,2% del total de la energía consumida por el edificio y el 86,48% de la energía necesaria para recargar las baterías de los vehículos anualmente.

6.3.-Consumo de energía

El consumo de energía en el edificio está formado por 3 consumos principalmente: consumo del transporte vertical, el consumo de las familias residentes en el edificio y el consumo de los vehículos eléctricos e híbridos.

El consumo de las familias se ha estimado considerando el consumo medio eléctrico que realizan las familias en unas condiciones semejantes, para ello se han obtenido el valor de consumo medio anual de dos fuentes diferentes; según el IDAE el consumo medio anual para las familias es de 3.300 kWh anuales y para IBERDROLA

es 2.850 Kwh anuales, por lo tanto se ha realizado una media ponderada de ambos valores y el resultado es.

$$P_{familias} = \frac{3.300 + 2.850}{2} = 3.075 \text{ kWh anuales}; \quad (\text{Ec: 6.2});$$

Nuestro edificio de estudio está formado por 7 plantas con 4 viviendas por planta, por lo que hay 28 familias en el edificio. El consumo total de las familiar del edificio es:

$$P_{familias-total} = P_{familias} * 28 = 86.100 \text{ kWh anuales.} \quad (\text{Ec: 6.3});$$

Por otro lado, está el consumo tanto del transporte vertical en el edificio, como el consumo del transporte horizontal formado por los vehículos eléctricos e híbridos. Ambos consumos se han calculado en el capítulo 5 y 3 respectivamente.

Consumo transporte vertical:

$$P_{ascensores} = 3.616,2375 \text{ kWh anuales;}$$

Consumo de los vehículos eléctricos e híbridos:

$$P_{anual''A''} = 89531250 \text{ wh anuales} = 89.531,25 \text{ kWh anuales.}$$

$$P_{anual''B''} = 84.687,5 \text{ kWh anuales.}$$

Para el cálculo de la potencia total consumida por el edificio, tomaremos la mayor potencia en el caso de los vehículos, considerando que la mitad de los vehículos son eléctricos y la otra mitad son híbridos. El consumo total de energía es el resultado de la suma de todos los consumos anteriormente citados:

$$P_{CONSUMO-TOTAL} = P_{familias-total} + P_{ascensores} + P_{anual''A''} = \quad (\text{Ec: 6.4});$$

$$P_{CONSUMO-TOTAL} = 86.100 + 3.616,2375 + 89.531,25 = 179.247,4875 \text{ kWh anuales;}$$

Como se puede apreciar del total de la Ec:6.4, el consumo mayoritario del edificio es destinado a la recarga de las baterías de los vehículos siendo un 49,9% del consumo total.

6.4.- Balance económico

Para realizar el balance económico del edificio se va a tener en cuenta el balance solo entre la energía consumida y la energía producida, el estudio de la amortización de ambas instalaciones será una parte de las líneas futuras a seguir.

La energía producida por los sistemas autónomos de producción es vendida en su totalidad a la red eléctrica por lo que no es necesaria la instalación de acumuladores de energía.

Para estimar la producción económica de nuestra instalación debemos de obtener el precio por kWh producido, y este precio varía dependiendo de la fuente de energía renovable en la que nos encontramos.

Para la instalación mini-eólica no existe ninguna legislación específica por lo que la tramitación y retribución para la conexión a red es la misma que la eólica general, la prima a la que se acoge este tipo de energía renovable según el RD 661/2007 es de 0,0732 €/kWh.

Por el contrario, para la producción de energía fotovoltaica existe un sistema más flexible según el RD1578/2008 por el que el precio de la energía fotovoltaica es:

- Potencia menor a 20 kW. Su retribución es de 34 cent € kW/h.
- Potencia superior a 20kW. Su retribución es de 32 cent € kW/h.

Nuestra instalación tiene una potencia de 37,35 kW como es superior a los 20 kW, nuestra retribución será de 32 cent € kW/h.

La producción económica anual del edificio de estudio será:

- Energía mini-eólica: 31.930,708 kWh anual* 0,0732€/kWh = 2.337,327 € al año.
- Energía Fotovoltaica: 45.492,3kWh anual * 0,32 €/kWh = 14.557,536 € al año.

Y la producción económica total será: 2.337,327 € +14.557,536 € = **16.894,86 €** al año.

Por otro lado, para realizar el cálculo del gasto de la energía consumida debemos de seleccionar la tarifa que mejor se adapte a nuestras necesidades, la potencia contratada por las familias será inferior a 10kW y las tarifas en estudio son:

- Tarifa “a”: sin discriminación horaria: 0,142319 €/kWh;
- Tarifa “b”: con discriminación horaria:
$$\begin{cases} \text{Periodo 1: 0,172825€/kWh;} \\ \text{Periodo 2: 0,064047€/kWh;} \end{cases}$$

El periodo de discriminación horaria es entre las 22h y las 12h, los datos han sido obtenidos de IBERDROLA.[23]

El consumo de todo el edificio con la tarifa “a” será:

179.247,4875 kWh anual *0,142319 €/kWh = **25.510,23 € al año;**

Para calcular el consumo con la tarifa “b” debemos de justificar en que periodo de día se produce cada consumo para así realizar el cálculo.

Suponemos que el consumo del transporte vertical y el consumo familiar se produce 1/3 del tiempo durante el periodo 2 y 2/3 durante el periodo 1. Por otro lado

haciendo referencia al capítulo 1 donde se exponen los tiempos y los modos de carga de los vehículos eléctricos realizamos la suposición de que los vehículos serán recargados durante la noche, donde se produce el valle de la curva de la demanda energética y así conseguir una integración de las energías renovables.

El consumo para esta tarifa “b” será:

- En el periodo 1:

$$\text{Consumo 1} = \frac{2}{3} (\text{Pfamilias} + \text{Pascensores}) * \frac{0,172825\text{€}}{\text{kwh}} =$$
$$= \frac{2}{3} (86.100 + 3.616,2375) * \frac{0,172825\text{€}}{\text{kwh}} = \mathbf{10.330,8 \text{ € al año};}$$

- En el periodo 2: 0,064047€/kwh

$$\text{Consumo 2} = \frac{1}{3} (\text{Pfamilias} + \text{Pascensores}) * \frac{0,064047\text{€}}{\text{kwh}} + \text{P_vehículos} * \frac{0,064047\text{€}}{\text{kwh}} =$$
$$\text{Consumo 2} = \frac{1}{3} (86.100 + 3.616,2375) * \frac{0,064047\text{€}}{\text{kwh}} + 84.687,5 * \frac{0,064047\text{€}}{\text{kwh}} =$$

Consumo 2 = 7.339,33€ al año;

Consumo “b” = Consumo 1 + Consumo 2 = **10.330,8 + 7.339,33 = 17.670,13€ al año;**

Como el consumo con la tarifa “b” es inferior al consumo con la tarifa “a” la tarifa más adecuada para las familias del edificio será la “b” con discriminación horaria.

El balance económico con las tarifas que se encuentran en el mercado energético es:

Producción económica – Consumo económico = 16.894,86 € -17.670,13€ = **-775,27€;**

El balance económico es muy favorable ya que el edificio solo consume 775,27€ anualmente en general, lo que supone un consumo medio para cada familia de 27,69 € anuales frente a los 631,071€ si no se hubiese instalados los sistemas autónomos de producción de energía. Esta diferencia 603,38€ por cada familia y por año pueden ser destinados a la amortización de los sistemas autónomos de generación de energía.

6.5.- Emisiones de CO₂

En este apartado se va a realizar el cálculo del ahorro de emisiones de CO₂ a la atmósfera del edificio de estudio.

El sistema eléctrico español genera unas emisiones de CO₂ para producir la energía que se consume en las viviendas, dependiendo de la fuente de energía con que se genere, las emisiones serán distintas. El factor de emisiones de CO₂ para cada fuente

de energía viene expresado en toneladas de CO₂ por megavatio hora (tCO₂/MWh) y representa las toneladas de dióxido de carbono emitido a la atmósfera al generar una cantidad de energía eléctrica igual a un MWh.

En la siguiente tabla: 6.1; se muestran los factores de emisión de CO₂ para las diferentes fuentes.[7]

Fuente de Energía	Factor de emisión (tCO ₂ /MWh)
CT Carbón	0,95
CTCC Gas Natural	0,37
CT Fuel + Gas	0,7
Hidráulica	0
Nuclear	0
Eólica	0
Resto Régimen Especial	0,25

Tabla 8; Factores de emisión de CO₂. Fuente REE.

Por otro lado, el desglose de la mezcla de tecnologías de producción nacional para obtener la energía eléctrica se muestra en el siguiente gráfico[7]:

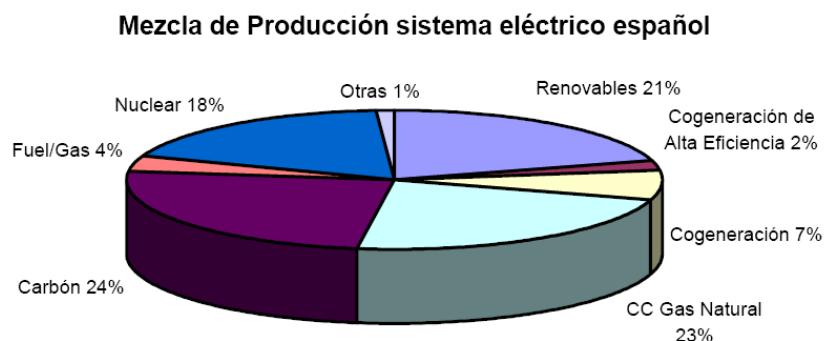


Figura 21; Mezcla de producción sistema eléctrico español.

Nuestro edificio produce una potencia anual $P_{Total} = 77.432,008$ kWh anuales, y con los porcentajes del gráfico y sus correspondientes factores de emisión calculamos la cantidad de CO₂ que no emitimos a la atmósfera.

Del cálculo se estima que la cantidad de CO₂ que no se emiten a la atmósfera es de **28,1547** Toneladas de CO₂.

7.- CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS DE TRABAJO

7.1.- Conclusiones

El objetivo de este proyecto es evaluar las necesidades energéticas de la recarga de vehículos eléctricos e híbridos enchufables utilizando las pautas definidas en los ciclos de conducción más comunes, en especial el ciclo NEDC utilizado para estimar los consumos de los vehículos y las emisiones de CO₂ por los fabricantes de automóviles.

En el capítulo 2 se realiza un análisis detallado del vehículo eléctrico destacando el elemento principal de este tipo de vehículos: las baterías. Además se realiza un estudio de los diferentes modos de carga para el vehículo (lento, semi-rápido y rápido) prestando atención a los tiempos de carga de las baterías y al impacto sobre la curva de demanda de nuestro edificio. Dentro de los modos de carga se realiza una análisis detallado de la recarga conductiva con ayuda de la norma IEC 61851.

En el capítulo 3 se calcula la demanda anual energética de los vehículos existentes en el edificio de estudio, para ello se realiza un análisis de los ciclos de conducción y en particular del ciclo Europeo NEDC.

En el capítulo 4 se realiza el dimensionamiento y cálculo de los sistemas autónomos de producción de energía renovable instalado en el edificio: mini-eólico y fotovoltaico. El resultado del cálculo obtenido para nuestro edificio nos da una producción total de energía:

- $P_{\text{Total}} = P_{\text{fotovoltaica}} + P_{\text{inst-eólica}} = 77.432,008 \text{ kWh anuales}$;
- $P_{\text{fotovoltaica}} = 45.492,3 \text{ kWh anuales}$.
- $P_{\text{inst-eólica}} = 31.930,708 \text{ kWh anuales}$.

En el capítulo 5 se realiza el cálculo del consumo eléctrico necesario para realizar el transporte vertical con ascensores de las personas del edificio. Para nuestro edificio formado por 28 familias distribuidas en 7 plantas con 4 pisos por planta, se ha optado por la instalación de 2 ascensores en paralelo de la compañía ENOR modelo EC5G10 con un consumo total de: $P_{\text{ascensor}} = 3.616,2375 \text{ kWh anuales}$;

En el capítulo 6 se ha realizado el balance global del edificio situado en la localidad de Zaragoza. Del balance energético observamos que la energía producida por los sistemas autónomos (77.432,008 kWh anuales) es inferior a la energía consumida por el edificio ($P_{\text{CONSUMO-TOTAL}} = P_{\text{familias-total}} + P_{\text{ascensores}} + P_{\text{anual}^{\prime\prime}\text{A}^{\prime\prime}} = 179.247,4875 \text{ kWh anuales}$). Por otro lado observamos que para obtener la producción total de energía necesaria para el edificio solo con una instalación fotovoltaica, la superficie necesaria sería 815,61 m² por la actual instalación formada por 207 m²; y para obtener la producción de energía solo con una instalación mini-eólica sería necesaria la instalación de 25 aerogeneradores similares al instalado.

También se ha realizado un balance económico anual del edificio, analizando las diferentes tarifas eléctricas en el mercado y llegamos a la conclusión de que el gasto por familia anual de electricidad es 27,69€ frente a los 631,071€ si no se hubiese instalados los sistemas autónomos de producción de energía. Para este estudio no se ha tenido en cuenta las amortizaciones de las instalaciones, solo el balance entre la energía consumida y la energía vendida a la red eléctrica.

Para concluir con el balance global, se ha estimado el ahorro de emisiones de CO₂ producido al generar la energía con sistemas renovables, produciendo un ahorro de emisiones de 28,1547 Toneladas de CO₂ vertidas a la atmósfera.

Como conclusión general, la introducción del vehículo eléctrico en la sociedad actual genera una disminución de la dependencia de combustibles fósiles con la consiguiente reducción de emisiones de CO₂ y favorece la penetración de las energías renovables. Por otro lado se puede afirmar que los sistemas de generación eléctrica instalados en el edificio son útiles para suministrar la demanda de energía, convirtiendo la edificación en energéticamente eficiente ya que se consigue generar el 43,2 % del total de la energía consumida con los vehículos eléctricos y sin contar el consumo de los vehículos se abastece el 86,3% de la energía.

7.2.- Líneas Futuras

En este apartado se van a plantear diferentes líneas de trabajo que en este proyecto no se han desarrollado para realización de futuros proyectos.

En primer lugar una línea de trabajo a seguir desde los vehículos eléctricos se podría basar en la implantación de mecanismos de gestión de la demanda (GdD) para los vehículos eléctricos. Otra línea de trabajo sería realizar un estudio de los lugares donde se deberían de instalar los puntos de recarga para estos vehículos y las características de estos puntos de recarga según la normativa.

Otra línea de trabajo sería realizar el estudio implementando sistemas de almacenamiento de energía y evaluar el edificio energéticamente y económicoamente.

Otra línea podría ser el tema relacionado con el almacenamiento y transporte de la electricidad generada por los sistemas autónomos, estudiando el transporte de electricidad desde los sistemas de generación hasta los puntos de abastecimiento de los vehículos.

Dentro de los sistemas autónomos de generación de energía, estudiar la posibilidad de instalar otros sistemas como: solar térmica y biomasa.

Por último, otra línea de investigación podría ser la realización del manual de mantenimiento para este tipo de instalaciones de generación situados en las azoteas de los edificios.

ANEXOS

ANEXO A: SISTEMA CONDUCTIVO DE CARGA PARA VEHÍCULOS ELECTRICOS. REVISIÓN DE LA NORMA UNE-EN 61851.

En el anexo A comenzaremos realizando las definiciones de las principales figuras y elementos relacionados con la carga de los vehículos, luego se verán los diferentes modos de carga posibles, los diferentes tipos de conexión del VE a la red de c.a. y la interfaz de conexión entre la alimentación y el VE y por último se verá un circuito de control PWM

Vehículo eléctrico (VE). Vehículo de carretera eléctrico (ISO): Cualquier vehículo impulsado por un motor eléctrico que extrae corriente desde una batería acumulador recargable o desde otros dispositivos de acumulación de energía portátiles (recargables, utilizando energía desde una fuente exterior al vehículo como un servicio eléctrico público o residencial), que está fabricado principalmente para su utilización en vías públicas, carreteras o autopistas.

Sistema de alimentación del VE (SAVE). Los conductores, incluyendo los conductores fase, neutro y de toma de tierra de protección, los acoplamientos del VE, clavijas de sujeción, y todos los demás accesorios, dispositivos, enchufes de salida de potencia o aparatos instalados específicamente con el fin de suministrar energía desde el cableado del edificio al VE y permitir la comunicación entre ellos si es necesario.

Cable de carga. Equipo que se usa para establecer la conexión entre el VE y el SAVE. Puede estar fijado y dentro de uno de estos dispositivos, o ser desmontable.

Incluye el cable flexible y el conector y/o clavija necesaria para una correcta conexión.

Cargador. Convertidor de potencia que realiza las funciones necesarias para cargar una batería.

Cargador que no está a bordo. Cargador conectado al cableado de la red de c.a. del edificio y diseñado para operar fuera del vehículo. En este caso, se suministra al vehículo corriente continua.

Cargador dedicado que no está a bordo. Cargador que no está a bordo diseñado para su utilización con un tipo específico de VE solamente, que puede tener las funciones o comunicación de control de carga.

Cargador de a bordo. Cargador montado en el vehículo y diseñado para funcionar en el vehículo solamente.

Piloto de carga. El conductor en el cable que conecta la caja de control o la parte fija del SAVE y la tierra del VE a través del circuito de control en el vehículo. Puede utilizarse para llevar a cabo varias funciones.

Para la carga del vehículo eléctrico existen 4 modos posibles diferentes, en la figura 1.1 se muestra un resumen de los diferentes métodos de carga.

Carga en modo 1. En este modo se realiza la conexión a lado de c.a. utilizando tomas de corriente normalizadas de hasta 16 A en el lado de alimentación monofásicas o trifásicas. Se pueden utilizar los conductores de fase, neutro y conductor de toma de tierra de protección. Para permitir este modo de carga se debe asegurar la presencia de un dispositivo de corriente residual (DCR) en el lado de alimentación.

Carga en modo 2. Se realiza la conexión a la red de c.a. utilizando igualmente tomas de corriente normalizadas monofásicas o trifásicas utilizando fases, neutro y conductores de tierra de protección además de un conductor piloto de control entre el VE y la clavija o la caja de control.

Carga en modo 3. En este modo se conecta directamente el VE a la red de c.a. utilizando SAVE dedicados donde el conductor piloto de control se extiende al equipo permanentemente conectado a la red de c.a.

Carga en modo 4. La conexión del VE a la red de c.a. se realiza de forma indirecta utilizando un cargador externo donde el conductor piloto de control se extiende al equipo permanentemente conectado a la red de c.a.

Clasificación				Interfaz del vehículo		Equipos de carga			CPL	Arquitectura para modo
CPL	Modo	Situación	Tipo de potencia	Caso A	Caso B o C	Caso A o B		Caso C	CPL	
Sin señal piloto de control	1	Doméstico hasta 16A por fase	1-fase hasta 3,7 kW	Si				No	sin piloto de control proporcionado por equipos de pared	Contactos de potencia
			1 a 3-fases hasta 11 kW	Si				No		
Piloto de control aceptado por el vehículo	2	Doméstico hasta 32A por fase	1-fase hasta 7,4 kW	Si				No	proporcionado piloto de control	Contactos de señal
			1 a 3-fases hasta 22 kW	Si				No		
3		Dedicado hasta 32A por fase	1-fase 7,4 kW	Si				No	proporcionado piloto de control	interfaz básica solamente red c.a.
			3-fase 22 kW	Si				No		
4	Carga rápida	c.c. hasta 400A	No		Caso B no aplicable					interfaz universal red c.a. y alta potencia c.c.

Figura: 1.1; Resumen de las características de los distintos modos de carga.

También podemos hablar de 3 tipos diferentes de modos de conexión del VE a la red eléctrica de c.a.:

Conexión caso “A”. En este modo, la conexión entre el VE y la red de c.a. se realiza mediante un cable de alimentación y una clavija permanentemente unidas al VE como se muestra en la figura 1.2.

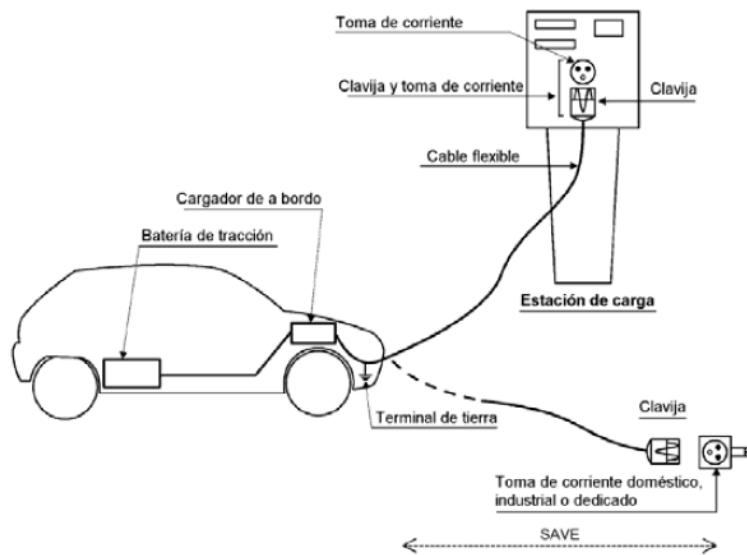


Figura: 1.2; Conexión caso A. Conexión de un VE a una c.a. utilizando un cable de alimentación y una clavija permanentemente unidos al VE.

Conexión caso “B”. La conexión del VE a la red de c.a. se realiza en este modo utilizando un cable de carga desmontable con un conector del vehículo y un equipo de alimentación en c.a., en la siguiente figura 1.3 se muestra la conexión.

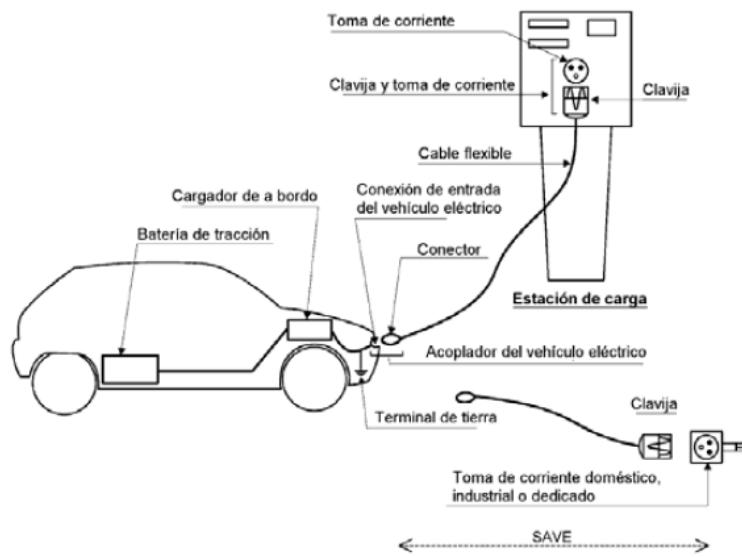


Figura: 1.3; Conexión caso B. Conexión de un VE a la red c.a. utilizando un conjunto de cable desmontable con un conector y un equipo de alimentación en c.a.

Conexión caso “C”. El cable de alimentación y el conector del vehículo permanecen permanentemente unidos al equipo de alimentación como se aprecia en la figura 1.4. Este caso es el único permitido para el modo 4 de carga.

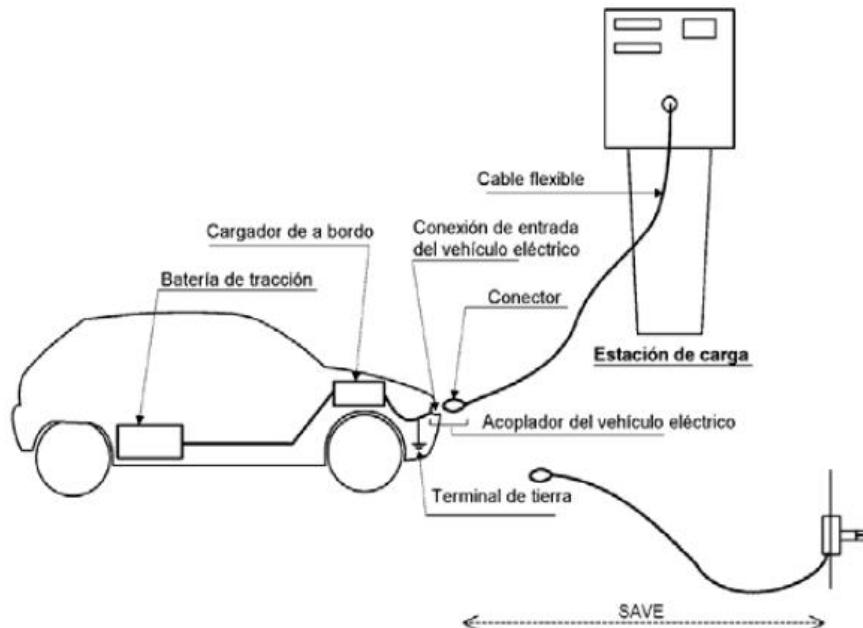


Figura: 1.4; Conexión caso C. Conexión de un VE a la red de c.a. utilizando un cable de alimentación y un conector permanentemente unidos al equipo de alimentación.

Interfaz de conexión entre la alimentación y el VE

Existen dos tipos de conexión física entre la alimentación y el vehículo eléctrico.

Interfaz universal. Debe constar de hasta 12 contactos con una única configuración física de posiciones de contacto. Estas posiciones serán usadas en unos modos de carga u otros y los valores eléctricos asignados a cada posición se muestran en la siguiente tabla 1.1.

TIEMPO DE CARGA(min)	230V(IF)	400V(IIIF)	700V(DC)
CARGA LENTA (12A)	326,09	108,25	107,14
CARGA NORMAL(50A)	78,26	25,98	25,71
CARGA FAST(300A)	13,04	4,33	4,29
CARGA VERY FAST(500A)	7,83	2,60	2,57

Tabla: 1.1; Tiempos de carga en minutos para diferentes cargas.

La conexión de entrada universal del vehículo debe poder acoplarse tanto con el conector de c.a. de alta potencia como con el conector de c.c. de alta potencia.

Además se debe asegurar mediante algún medio en la conexión de entrada del vehículo y los conectores de potencia que el conector de alimentación de corriente continua no puede acoplarse con la conexión de c.a. y viceversa.

Interfaz básica. Esta interfaz constará de hasta 8 contactos de señal o potencia, las posiciones de contacto quedarán también fijadas físicamente en el conector.

El conector de entrada básico del vehículo debe poder acoplarse tanto al conector monofásico como al trifásico.

Circuito Piloto de Control PWM

El circuito piloto de control está formado por el conductor piloto de control, el conductor de toma de tierra de protección, electrónica de control del SAVE y demás sistemas electrónicos a bordo del VE.

La norma recomienda la implementación para el circuito piloto de control que se muestra en la siguiente figura 1.5.

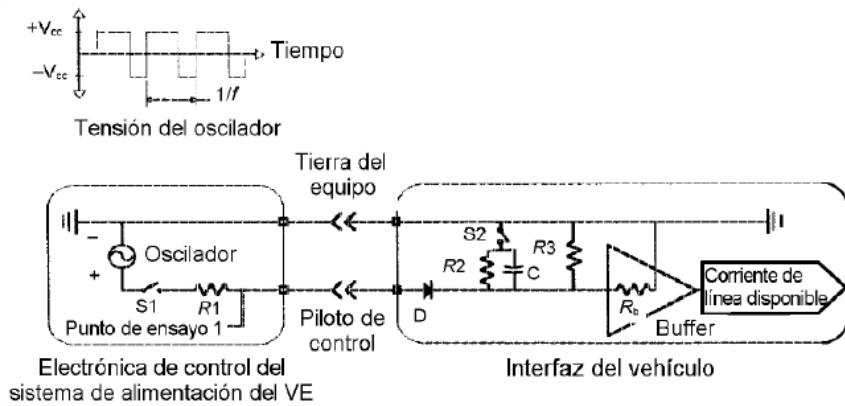


Figura: 1.5; Circuito piloto de control típico.

Dicho circuito realiza las funciones de verificación de la correcta conexión entre el VE y el SAVE además de asegurar la continuidad del conductor de toma de tierra.

Una vez realizada la conexión, el sistema SAVE podrá informar al vehículo eléctrico de que la infraestructura está preparada para suministrar energía, para ello cerrará el interruptor S1.

En ese momento, cuando el vehículo esté asimismo preparado para recibir energía, mediante el cierre del interruptor S2 se dará continuidad al circuito piloto de control permitiendo en ese caso al equipo de alimentación cerrar el contactor principal y comenzar la carga del VE.

En los modos de carga 2, 3 y 4 es necesaria la existencia del circuito piloto de control.

El circuito piloto de control además de ser capaz de llevar a cabo unas funciones obligatorias puede ser capaz de realizar otras funciones adicionales que se describen a continuación.

Funciones obligatorias:

- Verificación de que el vehículo está correctamente conectado. El SAVE debe ser capaz de determinar si el conector está insertado correctamente en la conexión de entrada y conectado correctamente a un VE.

- Comprobación continua de la integridad del conductor de toma de tierra de protección. La conexión de toma de tierra del equipo del vehículo debe proporcionar un camino de retorno para la corriente piloto de control. Se asegurará la continuidad de la toma de tierra entre el SAVE y el propio vehículo midiendo el flujo de corriente a través de la línea piloto.

- Activación del sistema. Si se establece correctamente el circuito piloto de control se permitirá la activación del sistema.

- Desactivación del sistema. Si por cualquier motivo se interrumpe el circuito piloto de control, la alimentación de potencia al cable de carga debe ser interrumpida pero el circuito de control puede permanecer activado.

- Selección de la velocidad de carga. Se debe proponer un medio manual o automático para asegurar que la velocidad de carga no supera la capacidad nominal de la red de c.a.

Funciones opcionales:

- Determinación de requisitos de ventilación durante la carga. Si se requiere ventilación adicional durante la carga, solamente podrá permitirse la carga si se proporciona dicha ventilación.

- Detección/ajuste de la corriente de carga disponible en tiempo real del equipo de alimentación. Se deben proporcionar los medios para asegurar que la velocidad de carga ni debe superar la corriente de carga disponible en tiempo real del equipo de alimentación.

-Retención/liberación del acoplador. Se debería proporcionar un medio mecánico para retener/liberar el acoplador.

La comunicación de datos serie debe ser como sigue en los diferentes modos de carga:

Carga en modo 1. No se utiliza la comunicación de datos.

Carga en modo 2 y 3. Comunicación de datos opcional.

Carga en modo 4. Comunicación de datos obligatoria para permitir al vehículo controlar el cargador que no está a bordo excepto en el caso de cargadores que no están a bordo dedicados.

ANEXO B: ESTACIONES DE RECARGA PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS E HÍBRIDOS

1.-INTRODUCCIÓN

En este anexo se va a realizar una descripción detallada de las estaciones de recarga para vehículos eléctricos.

2.-ELEMENTOS PRESENTES EN UN PUNTO DE RECARGA: DEFINICIONES.

Las siguientes definiciones han sido tomadas de la “Especificación Técnica de Puntos de Recarga para vehículos eléctricos” elaborada por el Proyecto de Movilidad Eléctrica, también conocido como Movele.

2.1.-Instalación de enlace

Según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT): “se denominan instalaciones de enlace aquellas que unen la caja general de protección o cajas generales de protección, incluidas éstas, con las instalaciones interiores o receptoras del usuario.

Comenzarán, por tanto, en el final de la acometida y terminarán en los dispositivos generales de mando y protección. Estas instalaciones se situarán y discurrirán siempre por lugares de uso común y quedarán de propiedad del usuario, que se responsabilizará de su conservación y mantenimiento.”

Acometida

Parte de la instalación eléctrica comprendida entre la red de distribución existente y la Caja General de Protección (CGP). Será propiedad de la compañía distribuidora.

Acometida/Caja General de Protección

Es la caja que aloja los elementos de protección de la Línea General de Alimentación (LGA). En los suministros para un solo cliente (o en ocasiones dos si lo permite el armario), al no existir LGA, podrá simplificarse la instalación agrupando en un mismo elemento el CGP y el equipo de medida. Este elemento se designa como Caja General de Protección y Mediad (CPM). Será propiedad del cliente.

2.2.- Estación de recarga

Se denomina estación de recarga al conjunto de equipos destinados a suministrar corriente alterna a vehículos eléctricos. Contiene las tomas de corriente, que son cada uno de los puntos de alimentación para vehículos eléctricos presentes en una estación de recarga.

En la siguiente figura 1.1, se muestra la apariencia de un poste de recarga.



Figura: 1.1; Apariencia de un poste de recarga.

2.3.- Centro de adquisición de datos

Sistema centralizado capaz de gestionar datos estadísticos e incidencias de todas las estaciones de recarga que formen parte del sistema de recarga para vehículos eléctricos.

2.4.- Cables

Cable instalación de enlace – estación de recarga.

Cable subterráneo, existente en la tipología de puntos de recarga, que enlaza la instalación de enlace con la estación de recarga.

Cable estación de recarga - vehículo.

Cable existente en la tipología de punto de recarga situado en la superficie que enlaza la toma de corriente de la estación de recarga con el vehículo eléctrico.

Cable centro de adquisición de datos local – toma de corriente individual.

Cable existente en la tipología de punto de recarga situado en el subsuelo que enlaza el centro de adquisición de datos local con la toma de corriente individual.

Cable toma de corriente individual – vehículo

Cable existente en la tipología de punto de recarga situado en el subsuelo que enlaza la toma de corriente individual con el vehículo eléctrico.

2.5.- Instalaciones del cliente

Son instalaciones privadas, destinadas al consumo de energía eléctrica, en locales, instalaciones o emplazamientos de su propiedad. Para este proyecto se emplearán plazas de garaje en un edificio privado situado en la ciudad de Zaragoza formando una red de estaciones de recarga.

2.6.- Comunicaciones

GPRS:

Son las siglas de General Packet Radio Service o servicio general de paquetes vía radio.

ADSL:

Corresponden con las siglas Asymmetric Digital Subscriber Line o Línea de Suscripción Digital Asimétrica. Consiste en una transmisión de datos digitales (aunque la transmisión es analógica) apoyada en el par simétrico de cobre que lleva la línea telefónica convencional o línea de abonado.

Wi-Fi:

Siglas en inglés de Wireless Fidelity, es un sistema de envío de datos sobre redes computacionales que utiliza ondas de radio en lugar de cables, además de una marca de la Wi-Fi Alliance (anteriormente conocido por la WECA: Wireless Ethernet Compatibility Alliance), la organización comercial que adopta, prueba y certifica que los equipos cumplen los estándares 802.11.

PLC:

Las siglas corresponden con Power Line Communication, un término inglés que puede traducirse por comunicaciones mediante cable eléctrico, y que se refiere a diferentes tecnologías que utilizan las líneas de energía eléctrica convencionales para transmitir señales de radio para convertirla en una línea digital de alta velocidad de transmisión de datos, permitiendo, entre otras cosas, el acceso a internet mediante banda ancha.

Fibra Óptica:

Consta de un material muy fino, transparente en algunos casos, por los que se envían pulsos de luz que son los datos a transmitir. El haz de luz queda en el cable de fibra óptica como resultado de que el material posee (para una fuente determinada de luz, a saber, LED o láser) un ángulo de reflexión por encima del ángulo de reflexión total.

3.-FUNCIONES DE LAS INSTALACIONES DE RECARGA

A continuación se presentan las funciones que deben poseer los elementos que se establecen en las estaciones de recarga:

-La estación de recarga debe ofrecer una conexión eléctrica para la carga del vehículo.

- El punto de recarga tiene que contener protecciones eléctricas que aseguren tanto a los equipos como a las personas.
- Además, el punto de recarga debe tener un sistema de enclavamiento del cable (al conector) para la carga del vehículo eléctrico.
- La estación de recarga debe ser intuitiva en su uso, por lo que debe contener una señal luminosa que informe el estado de la estación de recarga, de forma que el usuario sepa si la estación está operativa o no.
- Por otra parte, si el poste de recarga no dispone de una pantalla informativa del estado de la carga, el sistema de identificación luminosa, mediante un código de colores, deberá proporcionar información sobre el mismo: si se muestra una luz roja el poste estará fuera de servicio, si es verde está disponible, y si es azul el poste de recarga está cargando al vehículo.
- Una de las funciones más importantes es que la estación de recarga deberá confirmar que el vehículo se encuentra conectado correctamente y, por tanto, puede comenzar la carga de las baterías del mismo.
- Una vez que la verificación de que el vehículo se encuentra conectado al poste de recarga se ha realizado satisfactoriamente, la estación de recarga deberá ser capaz de activar el sistema de carga.
- Al final de cada carga, la estación de recarga deberá ser capaz de desactivar el sistema, de forma que tanto los equipos como las personas estén seguras.
- La estación de recarga deberá permitir gestionar la carga, es decir, optimizar la misma, tanto en términos de potencia disponible como de coste económico, según las condiciones a las que se encuentre la red en un instante determinado.
- El poste de recarga deberá poseer un sistema de retención del conector durante la carga que permita la liberación del mismo una vez haya finalizado y el usuario haya realizado el pago del servicio efectuado.
- Además, la estación de recarga, a través de su sistema de protecciones eléctricas debe realizar la comprobación continua de la integridad del conductor de puesta a tierra de protección, de forma que se garantice un funcionamiento seguro de los equipos.
- Otro aspecto a tener en cuenta es la duración de las recargas. La estación de recarga deberá conocer, mediante software, la duración del alquiler de cada usuario, por lo que es de esperar la recepción de un número determinado de vehículos a unas horas determinadas. Conociendo la recepción de vehículos podemos limitar en tiempo la carga del vehículo, pudiendo distribuir la energía disponible en varios automóviles.

4.- VEHÍCULO-PUNTO DE RECARGA

Es necesario que exista un protocolo de comunicación entre el vehículo y el punto de recarga, y por su futura extensión en el mercado, se utilizará el protocolo indicado en la normal IEC 61851, descrita en el anexo A.

5.- CENTRO DE GESTIÓN – POSTES DE RECARGA

Como es de suponer, también es necesario que exista comunicación entre el centro de gestión que se encarga de controlar y gestionar la estación de recarga con los postes de recarga, que son los elementos que suministran la energía eléctrica a los vehículos.

La comunicación existente deberá ajustarse a la norma IEC 61851, pero debido a que IEC no ha desarrollado un protocolo específico para la comunicación entre el centro de gestión y el punto de recarga, es necesario que el centro de gestión esté equipado con un software que permita la supervisión desde el centro de adquisición de datos.

6.- PUNTOS DE RECARGA – SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Es conveniente que los puntos de recarga sean capaces de comunicarse con los sistemas de distribución de energía eléctrica, con el objetivo de conocer a tiempo real el funcionamiento y las necesidades de las operadoras eléctricas.

Esta comunicación es útil para conocer la potencia disponible para realizar la carga en una estación de recarga o las necesidades de energía eléctrica de una determinada subestación eléctrica, ya que puede ser útil que la estación de recarga venda energía eléctrica a la operadora en el caso de que ésta la necesite.

En el caso de la existencia de comunicaciones entre el sistema de distribución eléctrica y el poste de recarga deberá utilizarse el protocolo de comunicaciones IEC-104 con el perfil que defina cada compañía.

7.- CARACTERÍSTICAS Y TIPOLOGÍA DE LOS PUNTOS DE RECARGA.

Existen diferentes tipos de puntos de recargas si atendemos al lugar de la instalación del mismo, que puede realizarse en el interior de garajes (ya sean públicos o privados), en la vía pública, o en entornos controlados. A continuación se exponen las características de los puntos de recarga que han de ser comunes para toda la tipología.

7.1.-Características comunes de los puntos de recarga

7.1.1.- Constructivas:

- Teniendo en cuenta que el poste de recarga debe soportar posibles actos vandálicos deberá estar fabricado de algún material que se capaz de soportarlos, como

por ejemplo poliuretano o de material metálico. Además ambos deberán estar decorados con pintura aislante eléctrica y recubrimiento antigrafiti.

-La construcción del punto de recarga permitirá la conexión de uno o dos vehículos, y las conexiones deben ser independientes, por lo que el poste contará con tomas de corriente con controles independientes.

-El grado de protección de los puntos de recarga deberá ser IP 44(Norma UNE 20324) en la cual se especifica que no debe entrar una cantidad determinada de agua a presión (10 litros minuto a 90 KN/m²) y no pueden entrar partículas mayores de 1 milímetro. Además deberá satisfacer la protección IK 10 (según la norma UNE-EN 50102).

-Para ayudar a las personas minusválidas en el uso de los puntos de recarga, la altura del conector deberá satisfacer una altura determinada, situándose entre 0,9 m y 1,2 m sobre distancia al suelo.

-El poste incluirá señales luminosas con el objetivo de que los usuarios conozcan el estado del mismo.

-El poste también incluirá un sistema de protección del conector que proteja de actos vandálicos y realice la desconexión de la red eléctrica ante fallos, golpes, o cuando la batería haya sido recargada.

-Las partes del poste de recarga que vayan a estar en contacto con la mano del usuario deberán estar como máximo a una temperatura entre 50 y 60°C para una temperatura ambiente de 40°C.

-El poste debe contar con espacio suficiente para la instalación de accesorios necesarios para el control de armónicos, por ejemplo, y para realizar fácilmente el mantenimiento. Además, contará con un conector de datos tipo RJ-45.

7.1.2.- Placa de características e instrucciones de uso.

Todo poste de recarga debe contar con una placa de características que informen, tanto al usuario como a los operarios de la estación y de mantenimiento, de los parámetros eléctricos que caracterizan al poste de recarga. Estos parámetros son:

- Nombre del fabricante.
- Referencia del equipo.
- Número de serie.
- Fecha de fabricación
- Tensión asignada (V).
- Frecuencia asignada (Hz).

- Corriente asignada (A).
- Número de fases.
- Grado de protección IK e IP.
- Uso al que está destinado dicho poste de recarga.

Por otra parte se debe incluir en el poste de recarga, y en un tamaño que permita una fácil lectura, las instrucciones de uso.

7.2.- Tipología de los puntos de recarga

7.2.1.- Vía Pública.

La construcción de dicho poste de recarga debe realizarse en la acera y en las plazas reservadas a dicho acto con el objetivo de organizar los estacionamientos en la vía pública.

Como característica específica, el poste de recarga deberá estar situado en una zona de la acera con alumbramiento adecuado para su operación durante las horas de ausencia de luz solar.

7.2.2.-Entorno Controlado

El entorno controlado está definido como un aparcamiento en superficie cuyo acceso está restringido. Al igual que en la vía pública, el poste de recarga debe estar instalado en la acera y lo más próximo posible a la calzada.

Al estar situado en un aparcamiento con acceso restringido se pueden eliminar los requerimientos antivandálicos.

- Sistemas multipunto:

Estos sistemas están caracterizados por N puntos de recarga y una unidad de control que gestione las cargas de todos los puntos de recarga.

Se debe incorporar un sistema de autenticación mediante un lector de tarjetas RFID para autorizar la carga a un grupo de usuarios restringido. Este sistema debe estar presente individualmente en cada poste de recarga, y una vez que el usuario ha sido autenticado electrificar dicho punto.

La central de gestión debe contener el software adecuado para realizar histogramas de carga, con el objetivo de maximizar el rendimiento de la estación.

7.2.3.-Interior

Estos postes de recarga se sitúan en garajes de interior que usualmente se encontrarán controlados. Al estar en garajes de interior se permite que el grado de protección sea:

-IP 21 según la norma UNE 20324, en la cual indica que no puede introducirse partículas esféricas con un diámetro mayor de 12,5 milímetros, y no debe entrar agua a

razón de 3 mm³ si se deja caer libremente desde una altura de 200 milímetros desde la altura del equipo.

-IK 08 según la norma UNE-EN 50102. Los postes de interior pueden ser multipunto, si un garaje colectivo decide instalar dicha instalación, o monopunto en el caso de que sea un propietario de una plaza el que decida instalarlo.

8.-ESQUEMA ELÉCTRICO

En esta sección se presentan las especificaciones de los componentes de la estación de recarga.

8.1.- Instalación de enlace

Las pertinentes instalaciones de enlace se realizarán de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (RBET), y atendiendo a las normas que cada compañía distribuidora imponga. Se puede distinguir:

- Nueva acometida y nuevo punto de suministro: Es el caso en el que se instala una estación de recarga en la vía pública realizando una nueva acometida y un nuevo punto de suministro. Tanto la acometida como el punto de suministro deberán realizarse en función de las normas de la empresa distribuidora. Algunos parámetros importantes son una corriente de cortocircuito de la red de baja tensión de 10kA y un sistema de tensiones de 230V si es monofásico y 3x230/400 V en el caso de que sea un sistema trifásico.

- Acometida existente y nuevo punto de suministro: Es el caso, por ejemplo, de una instalación en la vía pública en la que se utiliza la acometida de los semáforos, pero hay que realizar un punto de suministro nuevo para el punto de recarga.

Se deberá tener en cuenta si la acometida existente satisface las necesidades de potencia instalada que demandará la estación de recarga.

- Acometida y punto de suministro exteriores: Un ejemplo de esta instalación es la introducción de puntos de recarga en parkings ya construidos, utilizando tanto la acometida como el punto de suministro existentes. Por lo tanto se deberá realizar un aumento de la potencia contratada según los puntos de recarga a instalar.

- Aumento de potencia en todos los casos anteriores: Para todos los casos anteriormente expuestos se debe realizar un aumento en la potencia contratada a la distribuidora eléctrica que varía en función de los puntos de recarga a instalar.

A continuación, en la siguiente tabla, se adjuntan las potencias a aumentar en función de los puntos de recarga.

Nº de postes	Potencia Monofásica (Kw)	Potencia Trifásica (Kw)
2	7,4	21,76
3	11,1	43,52
4	14,8	65,28
5	18,5	87,04
6	22,2	108,08
7	25,9	130,56
8	29,6	152,32
9	33,3	174,08
10	37	195,84

Tabla: 8.1; Potencia a ampliar según el número de puntos de recarga.

- DGCP: dispositivos generales de mando y protección: Se deben tener en cuenta los siguientes dispositivos generales de mando y protección:

- Protección contra sobrecargas y cortocircuitos.
- Protecciones contra contactos directos e indirectos.
- Protecciones contra sobretensiones.
- Instalación de puesta a tierra.
- Interruptor manual para seccionamiento.

En la tabla: 8.2, se muestran las protecciones a instalar según la potencia instalada.

Potencia a instalar	Protección diferencial		Interruptor general automático				DCGP
	Corriente (A)	Sensibilidad (mA)	Corriente (A)	P. Corte (kA)	Térmico (A)	Magnético	
17,32	40	30 o 300	25	≥4,5	25	5 veces térmica actuando 0,02s	80
20,78			30		30		
24,24			35		53		
27,71			40		40		
31,17			45		45		
34,64			50		50		
43,63			63		55		

Tabla: 8.2; Protecciones a instalar según la potencia.

8.2.- Cable de la instalación de enlace a estación de recarga.

Podemos distinguir dos tipos de cables que conectan la instalación de enlace con la estación de recarga según dónde se ubiquen éstos:

- Superficie: Deberán cumplir la norma ITC-BT-19, en la cual se exige una caída de tensión máxima del 6% y se emplearán los cálculos habituales especificados en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión para obtener la sección y caída de tensión de los mismos.
- Subsuelo: Aparte de lo mencionado en el punto anterior “superficie”, se aplicará la norma ITC-BT-28 en el caso de que se trate de una instalación de pública concurrencia. Además, se tendrá en cuenta la ITC-BT-29 en función de las características del subsuelo.

8.3.- Estación de carga

Las características de las estaciones de carga van en función del tipo de conexiones: monofásica o trifásica. La conexión monofásica únicamente permitirá cargas lentas mientras que con una conexión trifásica se podrán realizar cargas rápidas.

8.3.1.-Conexión monofásica:

Con la conexión monofásica la estación de recarga es capaz de realizar cargas lentas, y la alimentación que se hace al vehículo es, obviamente, monofásica. Mediante este tipo de conexión somos capaces de suministrar 16A de corriente en una toma de 230 V ($\pm 10\%$) y una frecuencia de 50 Hz ($\pm 1\%$).

Por tanto el conector puede ser de tipo SCHUKO (CEE 7/4) que es capaz de suministrar intensidades de corriente de hasta 16A. La estación de recarga recibirá de la red eléctrica 16 A con una tensión de 230 V ($\pm 10\%$), y una frecuencia de 50 Hz ($\pm 10\%$).

8.3.2.-Conexión trifásica:

Mediante este tipo de conexión la estación de recarga es capaz de proporcionar cargas rápidas, y la alimentación al vehículo es trifásica. La estación de recarga es conectada a la red, la cual es capaz de proporcionar 63^a, 400V ($\pm 10\%$), y una frecuencia de 50 Hz ($\pm 1\%$); por otra parte la misma es capaz de entregar al vehículo una intensidad de corriente de 63^a con una tensión de 400 V ($\pm 10\%$), y una frecuencia de 50 Hz ($\pm 10\%$).

El conector puede ser de tipo CETAC que corresponde con un conector que se ajusta a la norma IEC 60309, pudiendo suministrar corrientes desde 32 A a 63 A.

8.3.3.-Protecciones eléctricas de la estación de recarga:

- Para contactos directos e indirectos se podrá emplear un diferencial de 40 A con una sensibilidad de 30mA. Además, antes del rearme tiene que controlar si la corriente de defecto se ha extinguido, en cuyo caso se iniciará el rearme.

- La protección contra sobrecargas y/o cortocircuitos a emplear será un interruptor magnetotérmico de 16 o 32 A según si la conexión es monofásica o trifásica por punto de recarga, con una curva de disparo de tipo “d”.

- La estación de recarga equipará una toma de tierra si la envolvente de la estación de recarga es metálica, para descargar las posibles tensiones residuales en la carcasa.

-Interruptor individual para cada poste de recarga con el objetivo de poder realizar el corte de suministro de potencia eléctrica individualmente.

9.- MEDIDAS A REGISTRAR EN CONTADORES

Las estaciones de recarga deberán equipar los contadores necesarios para hacer las medidas necesarias de consumo de energía eléctrica para controlar el coste económico de la recarga y para conocer los valores de los parámetros más importantes durante el proceso de carga.

Pero no sólo hay que medir la energía consumida por cada poste de recarga, si no que tendrá que registrarse la hora del comienzo y fin de cada recarga, así como la potencia requerida en la recarga.

Opcionalmente la estación de recarga podrá contar con un software de sistemas de información que le permita almacenar todos estos datos para conocer y entender los procesos de carga, pudiendo obtener información sobre el rendimiento de la estación de recarga.

9.1.- Magnitudes a medir

9.1.1.-Energía eléctrica:

Para realizar la facturación al usuario final, o en nuestro caso, a la empresa encargada del negocio del sistema de alquiler de vehículos eléctricos, es necesario que obtener las medidas de la energía eléctrica activa y reactiva. Estas magnitudes se miden en kWh y kWArh. Es adecuado que los medidores mecánicos tengas una resolución de, al menos, 3 enteros y 2 decimales.

9.1.2.- Tensión de salida:

Como forma de control de los parámetros de la carga es obligatorio equipar nuestra estación de recarga con un voltímetro que nos proporcione la tensión de salida del poste de recarga. Esta medida se lleva a cabo para asegurar que la tensión de servicio se suministra de forma adecuada, por lo que ningún componente se verá dañado. Esta magnitud se mide en V.

9.1.3.- Intensidad de salida:

Hacer histogramas de las magnitudes durante los procesos de carga es adecuado para optimizar la explotación de la instalación, por lo que se deberá medir la intensidad de salida del poste de recarga. Se mide en A.

9.1.4.-Potencia activa:

Para conocer el funcionamiento de la red de energía eléctrica a la que se conecta nuestra estación de recarga, y por tanto, las situaciones más desfavorables a las que se ve sometida, es conveniente medir la potencia activa. Con esta magnitud facilitaremos

Estudio de la recarga de vehículos eléctricos en sistemas autónomos de producción de energía en edificios.

la gestión de demanda en instalaciones con varios puntos de recarga. La potencia activa se mide en kW.

9.1.5.-Otras magnitudes:

Tasa de armónicos (TDH). Se debe medir la tasa de armónicos de tensión e intensidad y hora del inicio y del final de la recarga.

9.2.- Características de los contaderos de magnitudes:

Como aspecto fundamental, aquellas magnitudes que tengan que medirse para facturar deberán realizarse con aparatos de medida homologados y que estén de acuerdo con la legislación metrológica vigente: RD 889/2006 (BOE 2/08/06).

Por otra parte, en determinadas circunstancias las magnitudes presentes en las estaciones de recarga resultan peligrosas para las personas, por lo que se realizarán medidas indirectas, en el caso de puntos de recarga trifásicos, mediante el uso de transformadores de intensidad de gama extendida, con clase 0,5s y 10VA.

Además, la estación de recarga deberá equipar un software que posibilite el almacenaje de las medidas en una base de datos durante 30 días. En cuanto al periodo de registro de las magnitudes eléctricas a medir, éste podrá ser programable al menos entre 1 minuto y una hora.

En la siguiente tabla 8.3; se muestra un resumen de las características de los contadores.

	P.Recarga Monofásico	P.Recarga Trifásico
Tipo de Medida	directa	indirecta
Tensión de referencia	230 V	3x230/400 V
Intensidad de corriente	10A	/5A
Intensidad máxima	30A	1,2 x In
Frecuencia	50 Hz	
Clase de precisión	B	

Tabla: 8.3; Características generales de los contadores.

10.- COMUNICACIÓN Y GESTIÓN DE DATOS

En este apartado se exponen los requerimientos para realizar la comunicación y envío de datos entre el vehículo eléctrico, el poste de recarga, centro de adquisición de datos de la estación de recarga, y red distribuidora de energía eléctrica.

Las diferentes formas de realizar el envío y recepción de datos son: fibra óptica, PLC, Bluetooth, Wi-Fi, radio digital, ADSL y GPRS. En consecuencia con la tecnología existente en el medio en el que se sitúe la instalación de la estación de recarga se dispondrá por uno u otro.

10.1.- Almacenamiento de datos

Los datos y medidas de magnitudes serán recogidos en un fichero ASCII de formato abierto. Por otra parte se utilizará una conexión tipo Ethernet (conector RJ45) en el caso en el que sea necesaria la recogida de datos de manera directa.

El módulo de almacenamiento de datos tiene que contener la memoria física suficiente para guardar datos de medidas de 30 días.

Además, hay varios momentos en los que se realiza el almacenamiento de datos dependiendo del proceso del estado de la recarga. Así, por ejemplo, se deben almacenar datos de forma cíclica, en tiempo real para identificar usuarios, comprobar el pago o por averías; de forma puntual si el centro de datos lo requiere, y en el momento en el que un usuario se identifica.

10.2.- Datos enviados

Los datos que se tienen que intercambiar en cada proceso de recarga son:

- Parámetros de identificación del usuario:

Parámetros de la identificación del usuario, si puede ser, mediante una tarjeta RFID.

- Identificación del punto de recarga:

Identificación del punto de recarga al que el vehículo eléctrico ha sido conectado.

- Fecha y Hora:

Fecha y hora tanto del inicio como del final de la recarga.

- Parámetros de la carga:

Consumo, tensión y medida de potencia utilizada por la carga.

- Estado de la recarga:

Disponible, funcionando o en avería.

ANEXO C: BATERÍAS

1. INTRODUCCIÓN

Las baterías son el elemento principal dentro de los coches eléctricos, bien sean eléctricos totales o híbridos. Una batería está formada por dos o más células eléctricas unidas entre sí que transforman energía química en eléctrica. Las células están formadas por dos electrodos (uno positivo y uno negativo) unidos mediante un electrolito. En la reacción química entre los electrodos y el electrolito es cuando se genera energía eléctrica en forma de corriente continua.

Si la batería es secundaria, quiere decir que esta reacción se puede revertir y recargar la batería utilizando energía eléctrica, este tipo de baterías son las que se utilizan para estos vehículos.

2. PRINCIPALES PARAMETROS DE LAS BATERÍAS

Las prestaciones de las baterías van a depender de las características que tengan las celdas o elementos utilizados para su fabricación. Los parámetros utilizados para caracterizar dichas baterías son[5]:

2.1.- Voltaje de célula y batería

Todas las células tienen un voltaje nominal que da el voltaje aproximado al que funcionará cuando esté entregando energía eléctrica. Este voltaje nominal, según el tipo de batería estará entre 1 y 3 V aproximadamente por célula.

Para tener una batería en un vehículo, se necesita un voltaje superior y es por esto por lo que se conectan células en serie hasta tener un voltaje adecuado.

Sin embargo, este voltaje no es constante debido a que las baterías tienen una resistencia interna, que provoca que si la corriente aumenta el voltaje cambie. Como se puede apreciar según la fórmula:

$$V = E - I \times R ; \quad (\text{Ec: 2.1});$$

V: Tensión en bornes de la carga;

E: Voltaje en vacío de la batería;

I: Corriente que circula por el circuito;

R: Resistencia interna de la batería;

Si la batería se está descargando, V bajará cuando aumente I; si se está cargando la batería, V aumentará con I (ya que I invierte el sentido).

2.2.- Capacidad de carga

La carga (Q) que puede proporcionar una batería es uno de los parámetros más importantes, ya que nos da una idea de la cantidad de energía que podría entregar. La unidad del sistema internacional para carga es el Coulomb (C) que equivale a un flujo de 1 A por segundo. Esta unidad es demasiado pequeña, por lo que en baterías se habla de Ah, es decir un flujo constante de 1 A por hora.

No obstante, la capacidad disminuye a medida que aumenta el flujo, es decir, una batería de 5 Ah calculado con un tiempo de descarga de 5 h (es decir 1 A de flujo) entregará 5 A durante menos de 1 hora pero entregará más de 0,5 A durante 10 horas. En la práctica, la capacidad de una batería de vehículo se da considerando un tiempo de descarga de 5 h.

2.3.- Energía almacenada

La energía almacenada depende proporcionalmente del voltaje de la batería y de su capacidad.

La unidad del sistema internacional es el Joule (J), pero como en el caso del Coulomb es una unidad demasiado pequeña, por lo que se trabaja con el Watt·hora (Wh) unidad que nos permite expresar la capacidad en la forma de Ah y el voltaje en V. La fórmula es tan sencilla como:

$$E_{\text{alm}} = V Q; \quad (\text{Ec:2.2});$$

2.4. Energía específica

Es la cantidad de energía que puede almacenar una batería por unidad de masa, en este caso por kilogramo. Se expresa en $\text{Wh}\cdot\text{kg}^{-1}$. Es un parámetro simplemente orientativo, ya que la energía almacenada varía con factores como la temperatura y el tiempo de descarga, pero puede ayudar a cuantificar de manera aproximada el tamaño de batería necesario para nuestro vehículo.

2.5. Densidad de energía

Es la cantidad de energía que puede almacenar una batería por unidad de volumen, en este caso por m^3 . Se expresa en $\text{Wh}\cdot\text{m}^{-3}$. Sirve para dimensionar el volumen necesario de una batería para entregar la energía requerida, o bien, si se tiene una limitación de espacio, para calcular la energía de la que se podría disponer con esas limitaciones.

2.6. Potencia específica

Expresa la cantidad de potencia que se puede obtener por unidad de masa, en este caso por kilogramo. Se expresa en $\text{W}\cdot\text{kg}^{-1}$. Es un parámetro muy variable ya que la potencia a entregar depende más de la carga que de la propia batería. Para lo que puede resultar más significativo es para dar una idea de lo rápido que se puede entregar la energía.

2.7.- Eficiencia de carga

Da una idea para saber la cantidad de energía que se pierde en el proceso de carga de la batería, ya que expresa el porcentaje de carga almacenada respecto a la carga introducida. Es un valor que depende de diferentes factores tales como el tiempo de carga o bien la temperatura del proceso, además de con el estado de carga, tanto inicial como final.

2.8.-Eficiencia energética

Expresa el porcentaje de energía suministrada por una batería respecto a la energía necesaria para devolverla al estado inicial antes de esta descarga.

2.9.- Auto-descarga

Muchas baterías, cuando se dejan un tiempo sin utilizar, se descargan solas. Esto es lo conocido como auto-descarga. Esto es importante, ya que implica que muchas baterías no pueden dejarse sin recargar durante periodos largos, ya que si no se recargaran ofrecerían unas prestaciones muy por debajo de las habituales.

3.- TIPOS DE BATERÍAS

Los tipos de baterías que se utilizan para los vehículos eléctricos e híbridos se describen a continuación, detallando sus principales características:

3.1.- Plomo-Ácido

Este tipo de baterías son las más antiguas y las más disponibles, su nombre en inglés es Lead Acid como son más comúnmente conocidas.

Son las más utilizadas en la automoción, tanto para vehículos eléctricos como vehículos de combustión interna. La diferencia es que el electrolito de las usadas en vehículos eléctricos es un gel (han de ser más robustas y almacenar más energía) en lugar de un líquido.

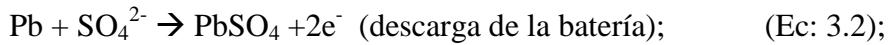
El material activo de las placas negativas de las células es plomo esponjoso y el material activo de las placas positivas es dióxido de plomo. El electrolito es de ácido sulfúrico diluido.

La reacción global que se produce en la batería es:



Las reacciones que se producen por separado son:

En el electrodo negativo:



En el electrodo positivo:



En el electrolito:



Con estas baterías para conseguir una autonomía de 50 km con una velocidad punta de 70 km/h se necesitan más de 400 kg de baterías de plomo-ácido. El periodo de recarga puede oscilar entre 8 y 10 horas para estas baterías.

Ventajas:

- Tensión elevada ($E=2.1$ V)
- Capaz de suministrar elevadas intensidades de corriente.
- Tecnología fácil de implantar.
- Batería recargable con coste bajo. Es la más barata.
- Tasa de reciclaje $> 90\%$.
- Tecnología muy contrastada.

Desventajas:

- Baja energía específica (10-35 Wh/kg).
- Moderado nº de ciclos de vida para profundidades de descarga elevadas (400-800 ciclos).
- Ocupan mucho espacio y pesan mucho.
- Presencia de compuestos tóxicos.

- Riesgo de explosión por desprendimiento de hidrógeno.

Entre los coches que utilizan estas baterías destaca el Reva i, que es el más vendido del mundo. Las características técnicas de este vehículo se muestran en el anexo G.

3.2.- Baterías de base Níquel

3.2.1. -Ni-Cd

Existen varios tipos de baterías de base níquel: níquel-hidruro metálico (Ni-MH), níquel-cadmio (Ni-Cd), níquel-hierro o níquel-zinc; sin embargo las 2 últimas apenas se utilizan, por lo que sólo son viables las de Ni-MH y las de Ni-Cd.

Las baterías Ni-Cd fueron consideradas como una gran alternativa a las baterías de plomo-ácido, ya que su energía específica es aproximadamente el doble. Usan oxihidróxido de níquel en el electrodo positivo y cadmio metálico en el negativo.

La reacción global es la siguiente:



Sus ventajas son:

- Alto poder específico.
- Gran número de ciclos de vida aproximadamente 1500 ciclos.
- Capacidad para trabajar en un amplio rango de temperaturas.
- Buen almacenaje a largo plazo.
- Han sido desarrolladas para cargas rápidas.

Por contra, sus principales desventajas son:

- El Cadmio es un metal pesado muy tóxico, por lo que estas baterías han sido prohibidas en la Unión Europea.
- Baja densidad energética (60Wh/kg.)
- Se ven afectadas por el efecto memoria.
- Por su baja eficiencia de carga a altas temperaturas, deben ser enfriadas antes de cargarse.
- Alto coste del Níquel y del Cadmio.

3.2.2. - Ni-MH:

Las baterías de Ni-MH tienen un funcionamiento similar a las de Ni-Cd pero cuentan con la ventaja de que en el electrodo negativo se usa hidrógeno en forma de hidruro metálico, con lo que se elimina la utilización del cadmio.

El funcionamiento de este electrodo negativo es igual que el de una pila de combustible. La reacción global es:



Están consideradas como una de las mejores opciones de futuro, sus principales ventajas y desventajas son:

Ventajas:

- Notable aumento de la energía específica respecto a las baterías Pb-ácido (unos 70 Wh/kg).
- Admiten recargas rápidas (1-3 horas).
- Bajo impacto ambiental por la eliminación del cadmio y el plomo.
- No necesitan mantenimiento.

Desventajas:

- Moderadas prestaciones electroquímicas, especialmente a elevadas intensidades de corriente.
- Corrosión de los hidruros metálicos durante el reciclaje.
- Moderado número de ciclos (300-600).
- Precio elevado. De 2 a 3 veces más caras que las de Pb-ácido.
- Se ven afectadas por el efecto memoria, aunque en menor proporción.

Actualmente, más de 2 millones de coches híbridos funcionan con estas baterías, por ejemplo, Toyota Prius, Honda Insight, Honda Civic Híbrido, Ford Escape y Chevrolet Malibu Híbrido. La mayoría de estas baterías están fabricadas por PEVE (Panasonic) y Sanyo bajo licencia de ECD/Cobasys. También llevan estas baterías los PHEV General Motors EV1 y el Honda EV Plus.

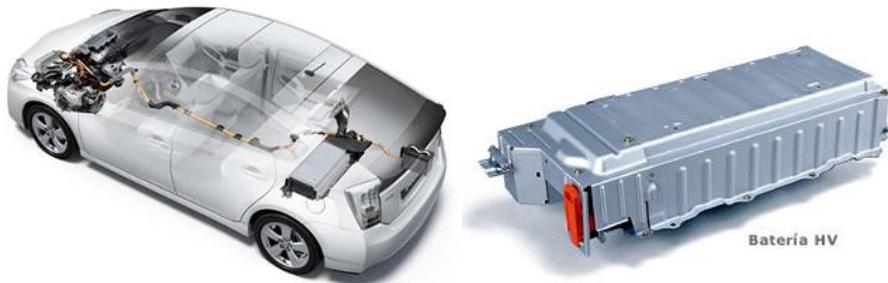


Imagen: 3.1, Toyota Prius y su batería.

3.3.-Baterías de Litio

Las baterías de Litio pueden ser de dos tipos: Polímero de Litio y las de Ion de Litio. Estas baterías son usadas desde la década de los 80 en el siglo XX, y tienen una densidad de energía superior al resto de las baterías, al igual que su precio también es superior al resto de las baterías.

Las baterías de polímero de litio utilizan un óxido de metal de transición para el electrodo positivo y litio en forma de metal sólido para el negativo. La reacción básica es:



Las principales ventajas y desventajas del uso de este tipo de baterías son:

Ventajas:

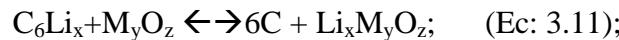
- Mayor densidad de energía que las de ión-litio.
- Diseño ultraligero (muy útil para equipos ultraligeros).
- Menor autodescarga.

Desventajas:

- Alta inestabilidad de las baterías si se sobrecargan y si la descarga se produce por debajo de cierto voltaje.
- Fabricación cara.
- Problemas de seguridad.
- Perdida del rendimiento debido a la formación de películas en el pasivo.

Las baterías de ión de litio (Li-Ion) usan óxido de metal de transición de litio para el electrodo positivo y carbonato de litio para el negativo. El electrodo puede ser una solución líquida orgánica o un polímero sólido.

La reacción química que se produce es:



Las principales ventajas y desventajas de este tipo de baterías son:

Ventajas:

- Elevada tensión (E=4V).
- Alta densidad energética, unos 140 Wh/kg.
- Ausencia de efecto memoria.
- Mayor vida, unos 1200 ciclos.
- Lenta pérdida de carga cuando no está en uso.
- Se puede diseñar para distintas formas y tamaños.
- Más ligeras.
- Bajo impacto ambiental por tener menos contaminantes.
- Amplio rango de temperaturas de trabajo (-20-60°C).

Desventajas:

- El tiempo de carga aumenta con el tiempo de vida de la batería.
- Los altos niveles de carga y las altas temperaturas que alcanzan provocan una pérdida de capacidad de la batería.
- Necesitan una buena ventilación.
- Alto coste.
- Baja tolerancia al abuso, este tipo de baterías se degrada cuando se sobredescargan o se sobrecargan.

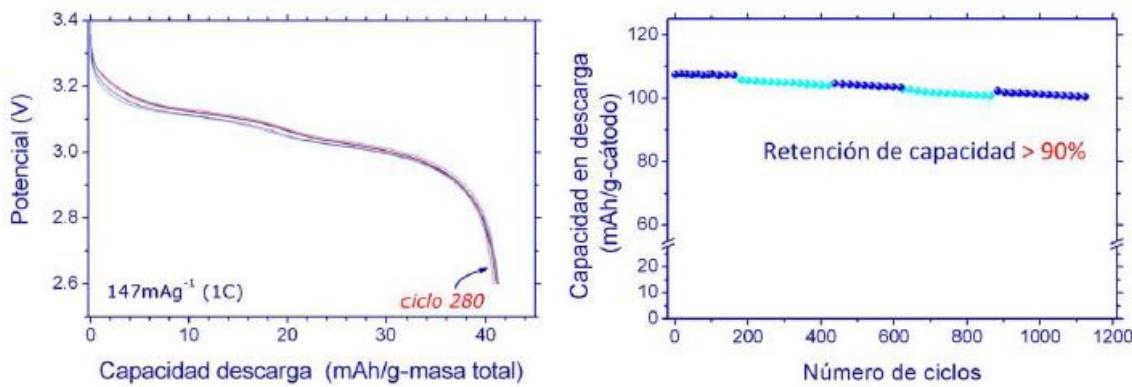


Figura: 3.2, Resultados de la caracterización electroquímica de las baterías de Ión-Litio.

Las baterías de Litio por sus elevadas prestaciones electroquímicas, están llamadas a ser la tecnología más utilizada tanto en los coches eléctricos de baterías como en los vehículos híbridos enchufables.

De hecho, ya se están utilizando en vehículos eléctricos como el Tesla Roadster con una alta autonomía u otros como GM, Hyundai, Toyota, Tata Motors o Prius.[23]



Figura: 3.3, Esquema y fotografía del Tesla Roadster, vehículo eléctrico impulsado por baterías de Ión-Litio.

Ahora se muestra una tabla: 3.1; con la comparación de dos tipos de vehículos eléctricos utilizando baterías de Ión-Litio.

TIPO DE VEHÍCULO	PESO DE PRUEBA(Kg.)	POTENCIA MÁXIMA (Kw)	MÁXIMA DENSIDAD DE POTENCIA (kw/Kg.)	ENERGÍA DE LA BATERÍA (KWh)	DENSIDAD DE ENERGÍA (Wh/Kg.)	PESO DE LA BATERÍA
COCHE COMPACTO	1133	50	280	25	140	178
SUV DE TAMAÑO MEDIO	1604	77	268	40	140	285

Tabla: 3.1; Comparación de dos vehículos con baterías de Ión-Litio.

3.4.- Baterías de base Sodio

Estas baterías se desarrollaron a finales siglo XX y la mayor diferencia que tienen con el resto de baterías es que necesitan trabajar a altas temperaturas; motivo que provoca que sólo sean útiles en sistemas grandes, como coches eléctricos.

Usan un electrodo negativo de sodio líquido y un electrolito cerámico sólido. Destacan el sodio-azufre y las de cloruro metálico de sodio (conocidas como baterías ZEBRA).

Las baterías de sodio-azufre trabajan a temperaturas de entre 300 y 350 °C, lo que obliga a que las células estén encerradas en un recinto aislado. Su energía específica es alrededor de 6 veces la de las pilas de plomo ácido, sin embargo, debido a la masa del contenedor este potencial se reduce a la mitad. El electrodo negativo es de sodio fundido y el positivo de polisulfatos de azufre fundidos; el electrolito es alúmina beta cerámica.

Hay que precalentarlas lentamente hasta su temperatura de trabajo antes de usarlas y si se dejan sin usar más de un día hay que mantenerlas calientes mediante calentadores eléctricos.

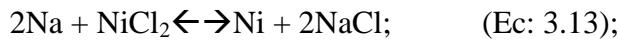
La reacción química básica que se produce es:



Sus características son un poco superiores a las de las baterías de Ni-MH, no obstante, hay preocupación por la reactividad de los materiales cosa que quedó demostrada con ensayos realizados en vehículos durante los que se produjeron varios incendios.

Las baterías Zebra poseen las ventajas de las baterías de sodio-azufre y además eliminan todos o casi todos los problemas de seguridad de las anteriores.

El electrodo positivo es de cloruro de níquel y el negativo de sodio líquido. El electrolito es doble, sólido al lado del electrodo negativo y líquido al lado del positivo, siendo la parte sólida de cerámica beta y la parte líquida de cloruro de sodio-aluminio. La reacción química global es:



Las baterías Zebra necesitan trabajar a temperaturas de alrededor de 320 °C, por lo que se usan dentro de un contenedor de acero inoxidable de doble capa, con una capa de 2-3 cm de vacío entre ellas. Sin embargo, cuando no se usan, hay que dejarlas conectadas a la red para evitar que se enfrién y degraden.

Las principales ventajas y desventajas del uso de estas baterías son;

Ventajas:

- Su principal ventaja es su bajo precio (unas cuatro veces menos que las baterías de Li-ion con características similares).
- Posee tres veces más energía específica (125 Wh/kg) que las baterías de plomo-ácido.
- Posee unos 2.000 ciclos de vida y tiene una autonomía de unos 120 km.
- Necesita 6 horas para llegar a la carga completa en modo normal de carga. En modo de carga rápida necesita 1 hora para cargarse al 80%.

Desventajas:

- Operan en un rango de temperaturas que va de 270°C a 350°C, lo que requiere un aislamiento.
- Elevadas pérdidas térmicas cuando no se usa la batería.
- Limitación en su tamaño y capacidad.

Modec Electric Van usa estas baterías para el modelo de 2007. El automóvil eléctrico Th!nk City va equipado con baterías Zebra Na-NiCl de 17,5 kWh.

Actualmente, en pleno desarrollo de las baterías para los vehículos eléctricos las dos baterías mejor posicionadas por sus características técnicas y por su precio son las baterías Ión-Litio y ZEBRA (NaNiCl2).

3.5.-Supercondensadores

Los supercondensadores tienen también gran importancia como dispositivo de almacenamiento de energía en los vehículos eléctricos.

Estos dispositivos están formados por dos placas conductoras separadas por un dieléctrico. Cuando se conecta a corriente continua, una de las placas se carga positivamente mientras que la otra lo hace negativamente; estas cargas opuestas se atraen y por consiguiente almacenan energía. Cuando pueden almacenar gran cantidad de energía se les denomina supercondensadores.

La energía almacenada depende directamente de la capacidad del supercondensador así como del cuadrado de la diferencia de potencial entre placas. El problema es que el voltaje entre placas es muy pequeño (entre 1 y 3 V habitualmente para no dañarlos) y esto hace necesario conectar varios condensadores en serie, incrementando el coste y disminuyendo la capacidad de los condensadores (la inversa de la capacidad equivalente es la suma de inversas de las distintas capacidades de los condensadores en serie).

Los supercondensadores pueden ser fuentes de energía primaria durante la aceleración y las subidas, así como para recuperar la energía del frenado porque son excelentes proporcionando ráfagas rápidas de energía.

Usando un supercondensador en conjunto con una batería, se combina la potencia de actuación del primero con la buena capacidad de almacenamiento de energía de la última. Puede extender la vida de la batería, ahorrar en sustituciones y mantener costes, y permitir la reducción de tamaño de la batería. A la vez, puede incrementar la energía disponible para suministrar los picos de potencia cuando sea necesario. Sin embargo, la combinación de supercondensador y batería requiere electrónica de potencia adicional, como un convertidor DC/DC, que incrementaría el coste del vehículo.

El uso del supercondensador para el frenado regenerativo puede mejorar notablemente la eficiencia del combustible bajo condiciones de conducción urbana de parada y marcha. Solo los supercondensadores pueden capturar y almacenar grandes cantidades de energía eléctrica (generada por frenado) y liberarla rápidamente para la siguiente aceleración.

3.6.-Baterías de BaTiO₃

Existe otra batería con excelentes características diseñada por la compañía americana “EESTor”, la batería de BaTiO₃. Esta batería no utiliza ningún tipo de reacción química para producir electricidad.

Las características más notables de las baterías de BaTiO₃ son:

- Coste de fabricación y peso menores que las baterías de ácido.
- Fabricación sencilla.
- No existe prácticamente límite de veces de carga.
- Contamina menos que las baterías normales por los materiales con los que está fabricada.
- Tiene una carga máxima de 52 kW/h, lo que equivale a 10 veces la capacidad de las actuales baterías.
- Son capaces de cargarse por completo en 5 minutos.

ZENN Motor Company, fabricante de coches eléctricos, ha anunciado que lanzará un modelo con estas baterías. La velocidad máxima es de 125 km/h, y autonomía de 400 km. Es un coche pequeño pensado para ciudad y su precio ronda los 16.000 \$. Firmó un acuerdo con EESTor en 2004 para adquirir los derechos de uso de estas baterías. En la tabla 3.2; se muestran las especificaciones técnicas de la batería de EESTor, EESU (Electrical Energy Storage Unit), frente a otras tecnologías de baterías.

	Ceramics EESU	Ni MH	Plomo-Acido (gel)	Ión-Litio
Peso (Kg)	135	780	1655	340
Volumen (pulgada cúbica)	4493	17881	43045	5697
Ratio de descarga	0.02% /30días	5%/30días	1%/30días	1%/30días
Tiempo de carga para EV(lleno)-100% carga	3-6 minutos	>3horas	3-15 horas	>3horas
Pérdida de vida con los ciclos	Nada	Alto	Muy Alto	Alto
Materiales Tóxicos	Nada	Si	Si	Si
Temperatura vs Efecto en almacenamiento de energía	Despreciable	Alta	Muy Alta	Alta
Coste por Kwh	Bajo	Medio	Bajo	Muy Alto

Tabla: 3.2; Especificaciones técnicas: EESTor vs otras tecnologías de baterías.

A continuación, en la siguiente tabla: 3.3; se muestran las distintas baterías y su fabricante más común, su aplicación y sus características. En ella se observa, que efectivamente, las baterías de Ión Litio son las de mayor potencia específica.

Batería	Aplicación	Ah	V	Wh/Kg	Resistencia (mΩ)	W/Kg	SOC útil
Plomo- Ácido							
Panasonic	HEV	25	12	26.3	7.8	389	28%
Panasonic	EV	60	12	34.2	6.9	250	---
NiMH							
Panasonic Ev	EV	6.5	12	68	8.7	240	---
Panasonic Ev	HEV	6.5	7.2	46	11.4	1093	40%
Ovonic	EV	85	13	68	10	200	---
Ovonic	HEV	12	12	45	10	1.000	30%
Saft	HEV	14	1.2	47	1.1	900	30%
Ion-litio							
Saft	HEV	12	4	77	7.0	1550	20%
Saft	EV	41	4	140	8.0	476	---
Shin-kobe	EV	90	4	105	0.93	1344	---
Shin-kobe	HEV	4	4	56	3.4	3920	18%

Tabla: 3.3; Características de varias tecnologías/tipos de baterías para uso en EV y HEV

En la figura: 3.4; se muestran las capacidades de algunos sistemas de almacenamiento. En baterías avanzadas se incluyen las de Plomo ácido, Ni-Cd e Ion-Litio.

La capacidad del sistema viene determinada por la densidad de energía, la potencia de los dispositivos y el tiempo de descarga.

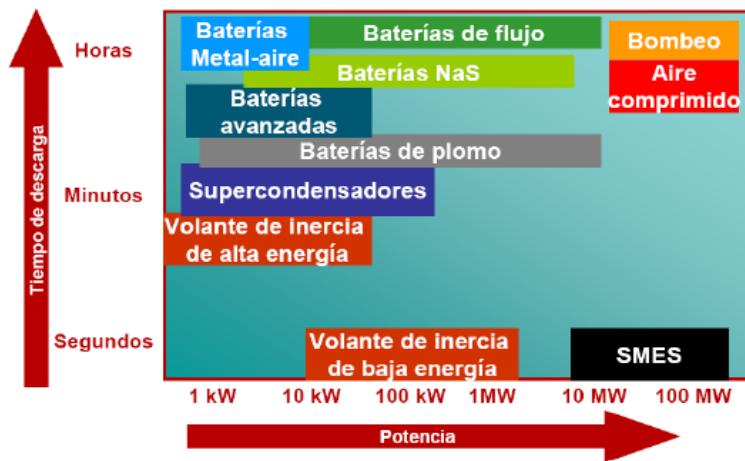
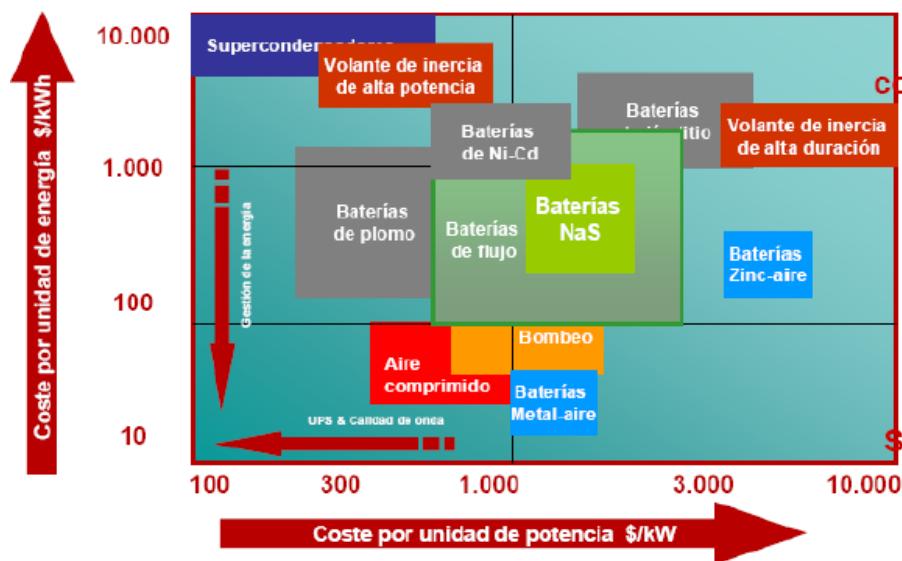


Figura: 3.4, Capacidades de los sistemas de almacenamiento.

En la figura: 3.5; se presenta el coste de la energía almacenada por esos sistemas a día de hoy.



Gráfica: 3.5. Coste de la energía almacenada.

ANEXO D: CICLOS DE CONDUCCIÓN

1.-INTRODUCCIÓN

Una cuestión importante para valorar si el vehículo es factible es conocer su autonomía. Este es un punto crítico en la búsqueda de soluciones alternativas a los motores de combustión.

Para tratar de conocer el rango de kilómetros que se pueden recorrer con un vehículo existen dos tipos de test:

1. Test a velocidad constante: Muy simple pero nada realista, por lo que no suele ser utilizado.
2. Test realista: Con cambios de velocidad, aceleraciones y frenadas; situaciones que se aproximan a la conducción habitual.

Estos test realistas se crearon con la idea de prever las emisiones contaminantes de los vehículos y también se usan para conocer la autonomía de los vehículos.

Para realizar la simulación, el vehículo seguirá uno de estos ciclos, puesto que los datos facilitados por los fabricantes son extraídos de realizar un ensayo en un banco de pruebas siguiendo alguno de ellos. Están regulados en la Unión Europea, en Estados Unidos y en Japón y son los denominados ciclos de conducción estándar (Standard driving cycles). Estos ciclos se realizan siempre suponiendo que el coche circula en llano. [9,10]

Los hay de dos tipos, ciclos transitorios (transient cycles) que son ciclos que tratan de representar la realidad de manera fidedigna y los ciclos modales (modal cycles) que son ciclos teóricos, basados en tramos de aceleraciones y velocidades constantes. Los transitorios son más empleados en los Estados Unidos y por contra, los modales lo son en Europa y Japón.

2.- CICLOS DE CONDUCCIÓN ESTÁNDAR DE ESTADOS UNIDOS

Son los ciclos más realistas pero por ello son los más difíciles de simular, ya que para cada segundo se tiene una velocidad del vehículo distinta. Uno de los primeros que hubo fue el ciclo LA-4 basado en el flujo de tráfico de Los Ángeles y desarrollado en la década de los 70 del siglo XX. Actualmente, se utilizan los ciclos FTP 72, SFUDS, FTP 75, HFEDS, IM 240, LA-92, NYCC y US 06.

2.1.- FTP 72

Es el antiguo ciclo LA-4, también denominado FUDS o UDDS. Es un ciclo de conducción urbana que tiene una duración de 1369 segundos y consiste de una serie de varios ciclos transitorios (cada uno de diferente duración) en el primero de los cuales se alcanza una velocidad máxima aproximada de 55 km/h y en el segundo se llega a la velocidad máxima del ciclo (91,2 km/h). La ruta simulada consta de 12,07 km y la velocidad media es de 31,5 km/h. Se representa en la figura 2.1.

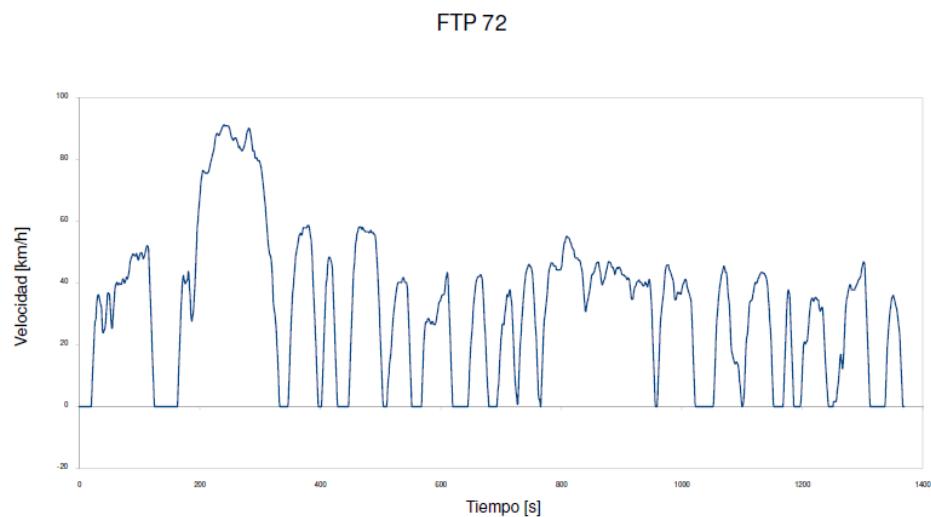


Figura:2.1; Ciclo de conducción FTP 72

2.2.-SFUDS

Es una versión simplificada del FTP 72 con las mismas proporciones de aceleraciones y frenadas y una duración de 360 segundos. Se representa en la anterior figura 2.2.

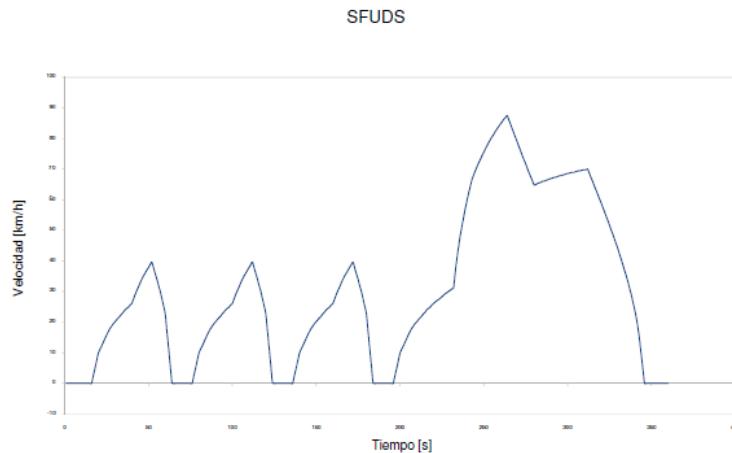


Figura: 2.2; Ciclo de conducción SFUDS

2.3.- FTP 75

Es igual al FTP 72 pero se le añade al final del proceso una repetición de los primeros 505 segundos de éste. Son 1874 segundos a una velocidad media de 34,1 km/h y se representa en la siguiente figura 2.3.

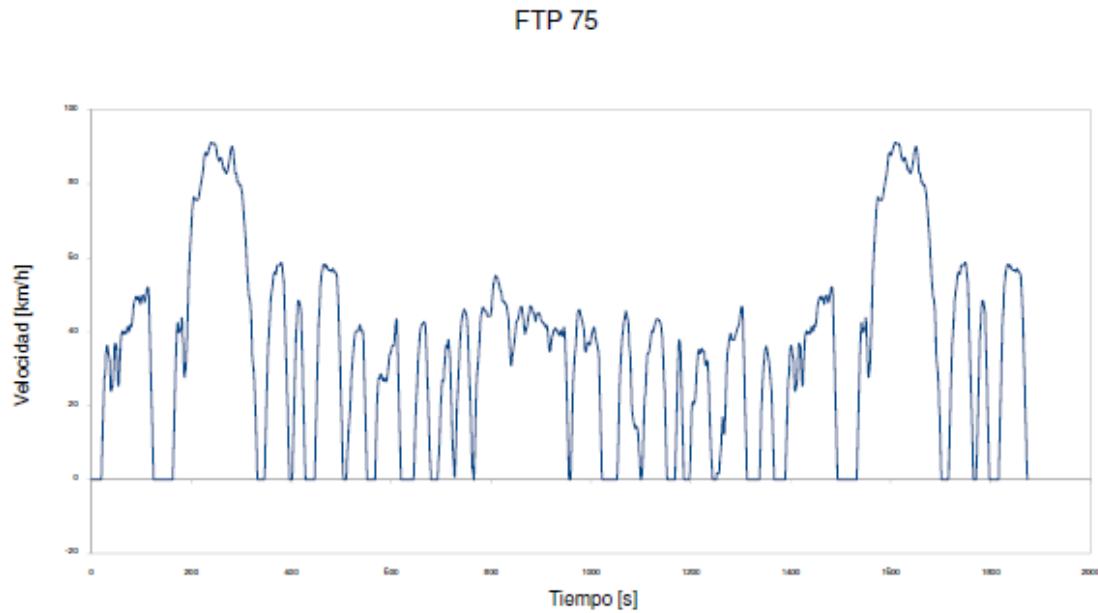


Figura: 2.3, Ciclo de conducción FTP 75

2.4.- HFEDS

Ciclo que representa una conducción mixta por carreteras extraurbanas y por autopistas durante 765 segundos a una velocidad media de 77,7 km/h. Prácticamente ha

dejado de usarse porque la velocidad máxima no es realista para una autopista (en torno a 100 km/h). Su sustituto ha sido el ciclo US 06. En la siguiente figura se puede ver el ciclo HFEDS.

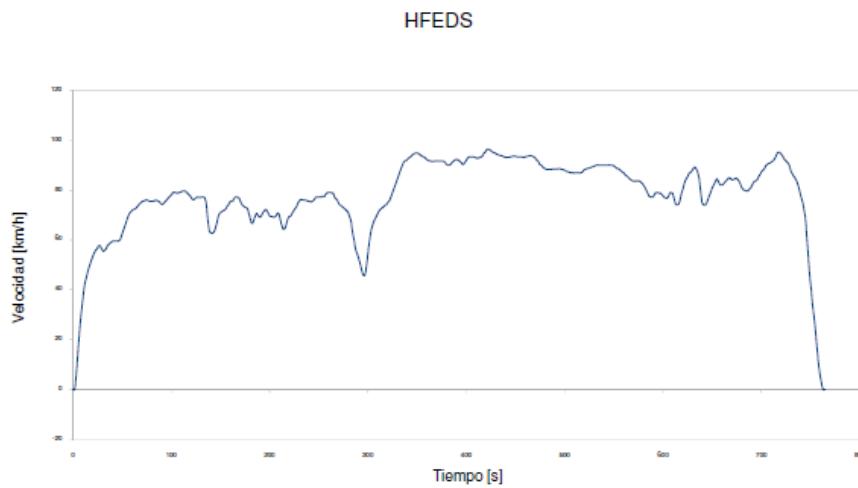


Figura: 2.4, Ciclo de conducción HFEDS

2.5.- IM 240

Es un ciclo usado en inspecciones. Sólo se utiliza para medir emisiones de los vehículos durante los mantenimientos periódicos. Dura 240 segundos a una velocidad media de 47,3 km/h, una velocidad máxima de 91,2 km/h y se representa en la siguiente figura 2.5.

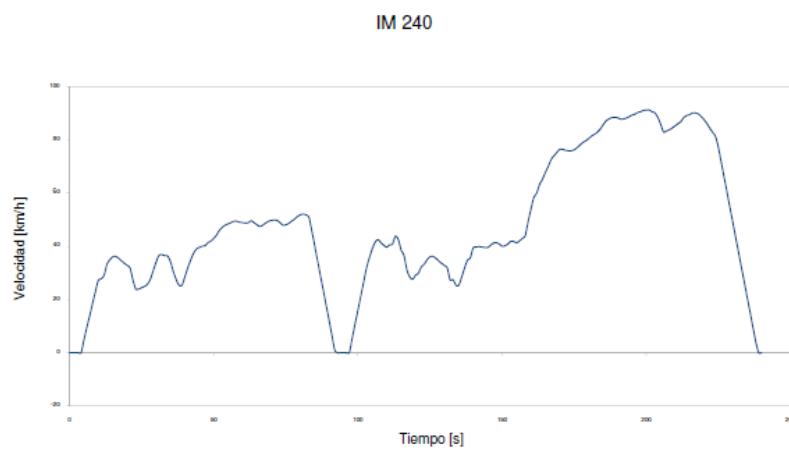


Figura2.5: Ciclo de conducción IM240.

2.6.- LA-92

Es una actualización del ciclo FTP 72 llevada a cabo en 1992 adaptándolo a las circunstancias del momento. La velocidad media es mayor (39,6 km/h) y dura 1435 segundos. También se denomina UCDS o UC. Se representa en la siguiente figura 2.6.

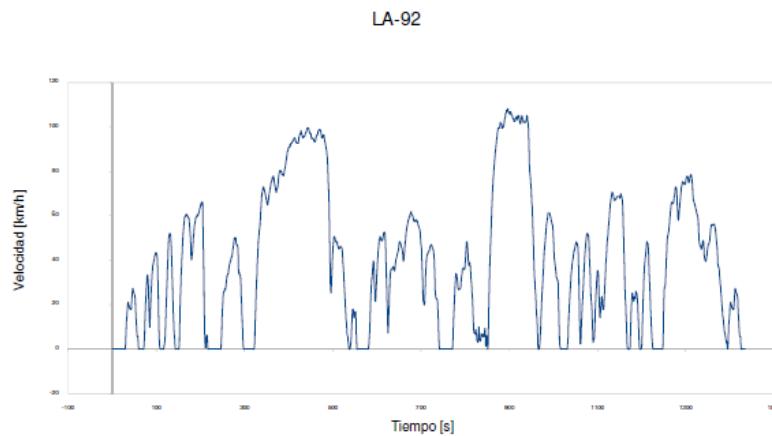


Figura 2.6: Ciclo de conducción LA-92

2.7.- NYCC

Representa una ruta urbana por la ciudad de Nueva York. Destaca por su baja velocidad media, ya que es una ciudad con grandes problemas de densidad de tráfico. 598 segundos a una velocidad media de 11,4 km/h y un pico máximo de 44,6 km/h. En la siguiente figura 2.7, se representa el primer ciclo.

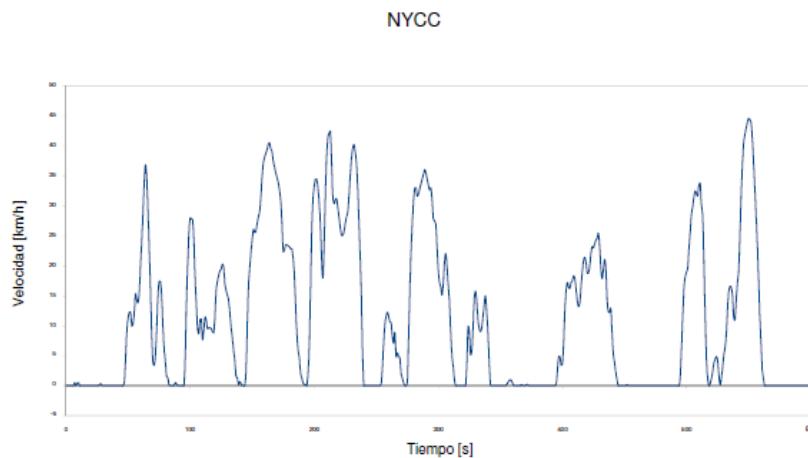


Figura: 2.7, Ciclo de conducción NYCC.

2.8.-US 06

Representa una conducción agresiva por autopista, con grandes aceleraciones y frenadas. Son 596 segundos a una velocidad media de 77,9 km/h y una velocidad máxima de 129,2 km/h. En la siguiente figura 2.8, se representa el ciclo.

US 06

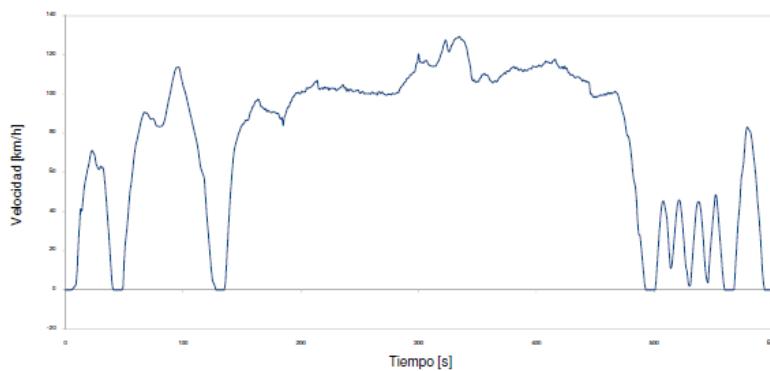


Figura: 2.8, Ciclo de conducción US 06.

3.- CICLOS DE CONDUCCIÓN ESTÁNDAR DE JAPÓN

A diferencia de los ciclos estadounidenses, los ciclos japoneses son muy teóricos y se ajustan menos a la realidad. Poseen períodos a velocidad constante y las aceleraciones y deceleraciones también se realizan de un modo constante que nada se ajusta a la realidad. Los más empleados son los ciclos modo 10, modo 15 y modo 10-15. Además, los ciclos japoneses destacan por las bajas velocidades a las que se realizan.

En 2005 se aprobó un nuevo test, mucho más realista y similar a los estándares estadounidenses, el JC08. Tras un periodo de transición, a partir de octubre de 2011 será el test a realizar para medir las emisiones en Japón sustituyendo al modo 10-15, ya que es más exigente que el 10-15 y está más adaptado a la actual situación.

3.1.-Modo 10

Ciclo que representa una conducción urbana durante 135 segundos. La velocidad media es de 17,7 km/h y la máxima de sólo 40 km/h. Actualmente está en desuso pero es importante conocerlo debido a que forma parte del ciclo 10-15, el más utilizado hasta la primera década del siglo XXI. Se puede ver el ciclo modo 10 en siguiente figura 3.1.

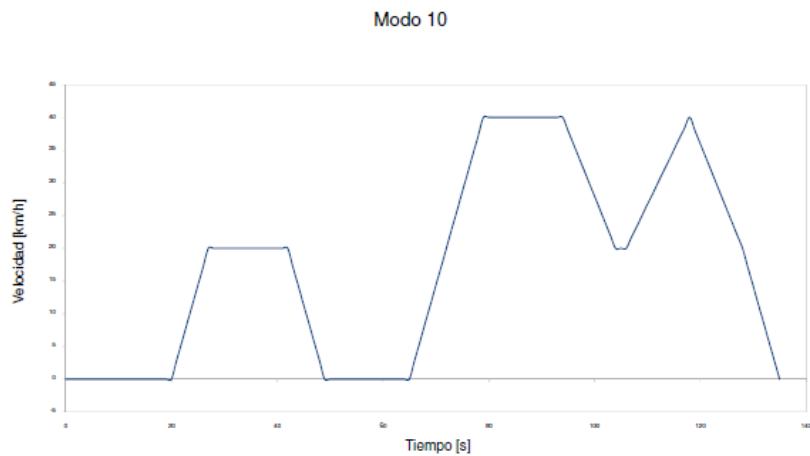


Figura: 3.1; Ciclo de conducción Modo 10

3.2.- Modo 15

Ciclo que representa una conducción mixta entre urbana y extraurbana. La velocidad máxima es de 70 km/h y su duración de 230 segundos. En la siguiente figura 3.2, se ve representado.

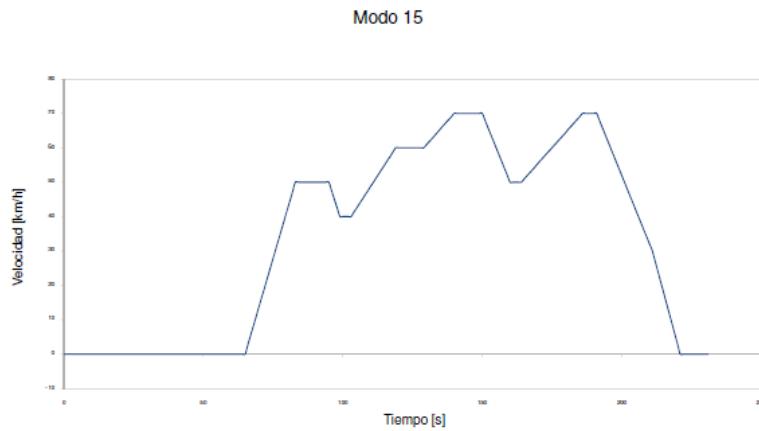


Figura: 3.2, Ciclo de conducción Modo 15

3.3.- Modo 10-15

Ciclo que combina una primera fase modo 15, seguida de tres fases modo 10 y una última fase en modo 15 nuevamente, con una duración total de 830 segundos. Hasta 2011 es el ciclo usado para evaluar emisiones contaminantes y la autonomía de los vehículos en Japón. En la siguiente figura 3.3, se ve la combinación de los ciclos.

Modo 10-15

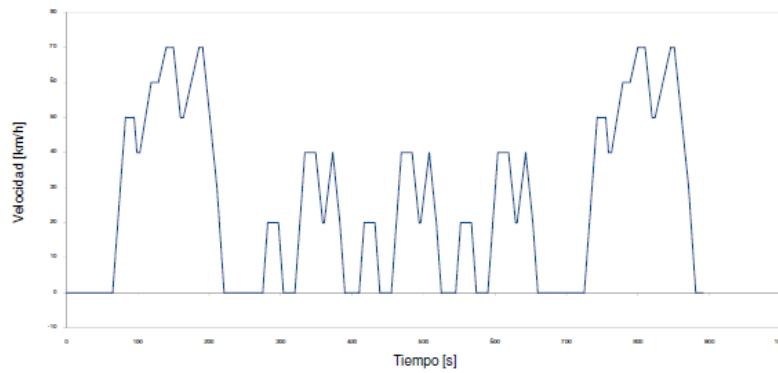


Figura: 3.3, Ciclo de conducción Modo 10-15

3.4.-JC08

Nuevo ciclo, más realista, similar a los utilizados en Estados Unidos. Contempla tramos de tráfico urbano congestionado. Son 1376 segundos y la velocidad máxima es inferior a 82km/h. Será obligatorio en Japón a partir de octubre de 2011. En la siguiente figura 3.4, se representa el ciclo JC08.

JC08

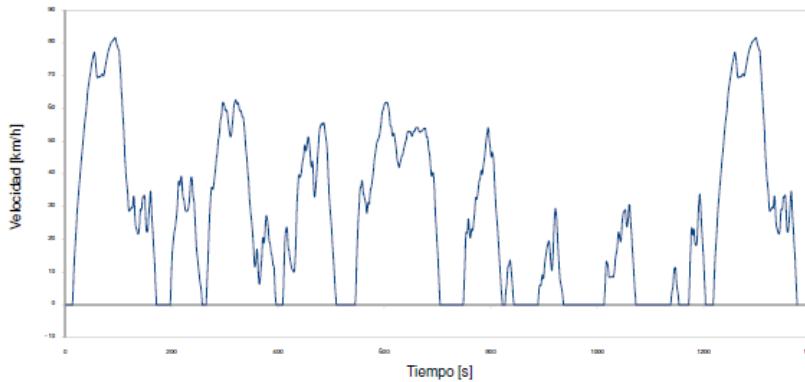


Figura: 3.4, Ciclo de conducción JC08.

4.-CICLOS DE CONDUCCIÓN ESTÁNDAR EN LA UNIÓN EUROPEA

Son ciclos teóricos, similares a los ciclos modales japoneses. Los más utilizados son el ciclo ECE-15, el EUDC, el EUDCL y el NEDC. Cabe destacar que en Europa existen unos ciclos no oficiales, que gozan de cierta importancia que son los ciclos conocidos como HYZEM, ciclos realistas que pueden resultar útiles pero cuyos resultados no pueden validarse debido a su falta de oficialidad.

4.1.- ECE-15

Representa un ciclo urbano con velocidades limitadas a 50 km/h y una duración de 195 segundos. Consta de 3 períodos de aceleración constante, 4 tramos de deceleración constante y 4 zonas a velocidad constante. En la siguiente figura 4.1, se muestra el perfil de velocidades ECE-15

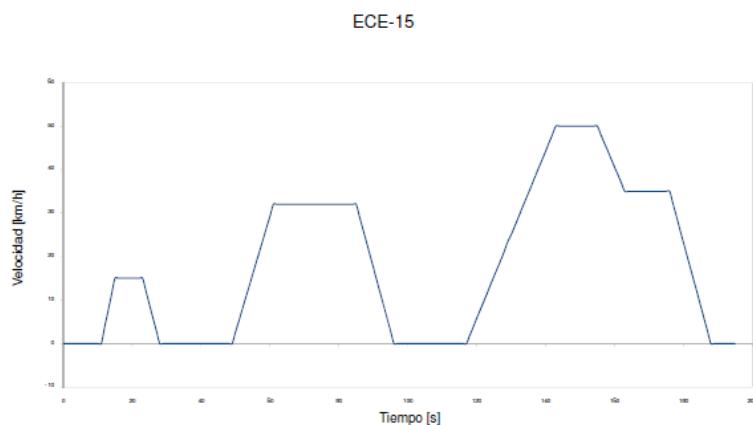


Figura: 4.1, Ciclo ECE-15

4.2.- EUDC

Representa una conducción extraurbana (velocidad entre 50 y 70 km/h) finalizando con una incorporación a una autopista (en dos fases, primero aceleración hasta 100 km/h y luego hasta 120 km/h) antes de frenar hasta detener el vehículo. Dichas aceleraciones y la frenada se pueden observar en la siguiente figura 4.2.

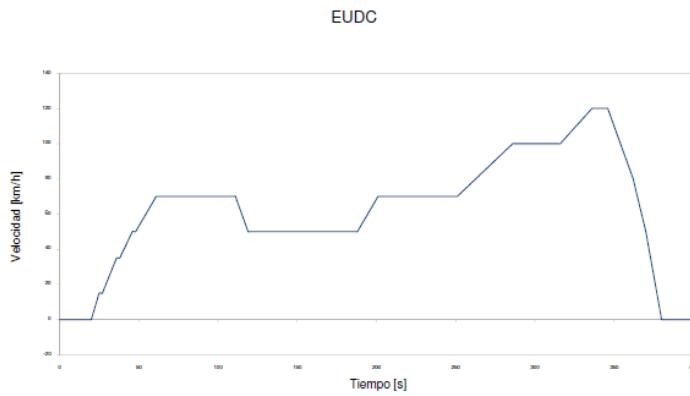


Figura: 4.2, Ciclo de conducción EUDC

4.3.-EUDCL

Es igual que el ciclo EUDC pero limitado a 90 km/h, es decir, los tramos del EUDC en los que se superan los 90 km/h en éste se sustituyen por tramos a velocidad constante de 90 km/h. Esto es debido a que es un ciclo ideado para vehículos de bajas prestaciones. Se representa en la siguiente figura 4.3.

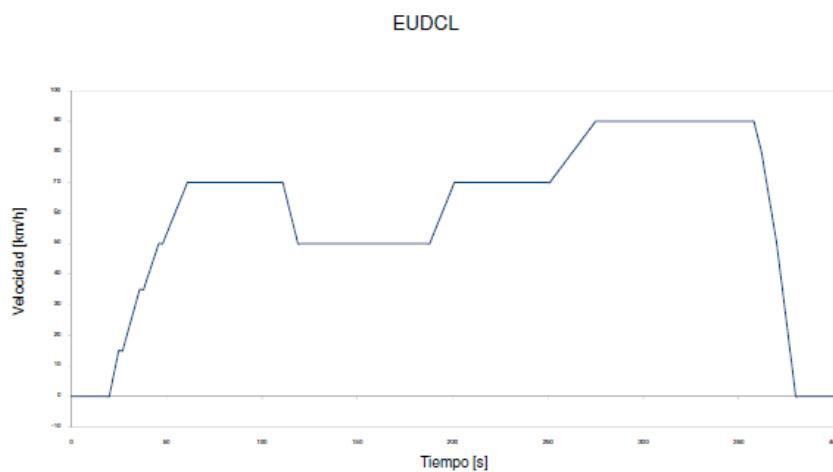


Figura: 4.3, Ciclo de conducción EUDCL

4.4.-NEDC

Es el ciclo oficial para homologar emisiones contaminantes y autonomía de vehículos en Europa. También conocido como MVEG-A, es una combinación de 4 ciclos ECE-15 y un ciclo EUDC al final, para tratar de simular las proporciones entre circulación urbana y extraurbana que se realizan en la Unión Europea. La duración del ciclo es el 1180 segundos y se representa en la siguiente figura 4.4.

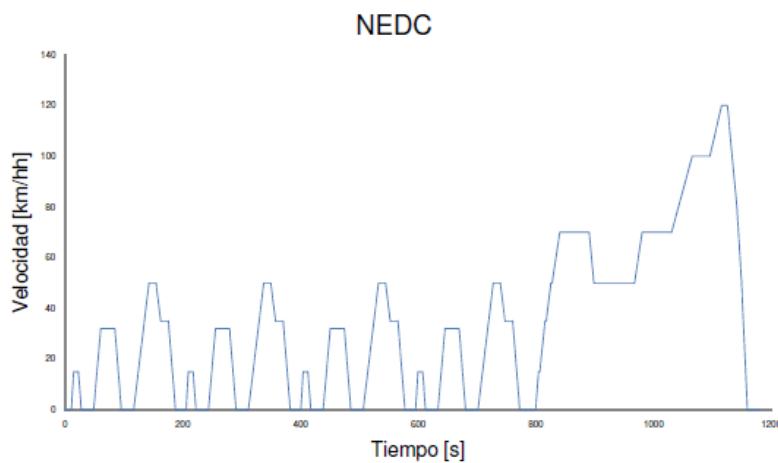


Figura: 4.4, Ciclo de conducción NEDC

4.5.- HYZEM

Los ciclos HYZEM (Hybrid technology approaching efficient Zero Emission Mobility) son ciclos derivados de patrones reales de conducción en Europa. Consisten de un ciclo urbano, un ciclo extraurbano y un ciclo de autopista. Están diseñados para vehículos híbridos.

ANEXO E: PROYECTO MOVELE

1.- INTRODUCCIÓN

El proyecto MOVELE [3] es una experiencia piloto, gestionada y coordinada desde la IDAE [23], que persigue demostrar la viabilidad técnica y energética de la movilidad eléctrica en los entornos urbanos y periurbanos mediante la adopción de un conjunto de acciones que suavicen los obstáculos detectados para su desarrollo.

Del mismo modo, el proyecto va dirigido a activar dentro de las administraciones locales implicadas, medidas impulsoras que permitan generar una infraestructura de recarga y circulación de estos vehículos, con la creación de puntos de suministro público en las calles, reserva de plazas de aparcamiento y aparcamientos públicos. En esta línea en proyecto deberá contar con el apoyo de las empresas capacitadas para realizar este suministro con garantías (empresas eléctricas) y la participación de otros agentes implicados en el sector como empresas de seguros y de financiación.

Finalmente este proyecto deberá servir como base para el impulso de medidas normativas que favorezcan estas tecnologías, como medidas fiscales en la compra o uso de los vehículos, tarifas especiales de suministro y modificación de normas que impidan su evolución (acceso a puntos de recarga en viviendas comunitarias, homologación, etc...)

2.- Justificación y Objetivos

El Plan de Activación del Ahorro y la Eficiencia Energética 2008-2011 aprobado por el consejero de ministros del 1/08/2008 incluye como medidas específicas de movilidad el desarrollo de un proyecto piloto de introducción de vehículos eléctricos con el objetivo de demostrar la viabilidad técnica, energética y económica de esta alternativa de movilidad.

El proyecto MOVELE consiste en la introducción en un plazo de 2 años (2009-2010), dentro de entornos urbanos de un mínimo de 2.000 vehículos eléctricos de diversas categorías, prestaciones y tecnologías, en un colectivo amplio de empresas, instituciones y particulares, así como en la instalación de, al menos, 500 puntos de recarga para estos vehículos en las ciudades de Sevilla, Madrid y Barcelona con los siguientes objetivos:

- Demostrar la viabilidad técnica y energética de la movilidad eléctrica en entornos urbanos y periurbanos, posicionando a España entre las escasas experiencias reales de demostración de la tecnología de movilidad con energía eléctrica.
- Activar dentro de las administraciones locales implicadas medidas impulsoras de este tipo de vehículos: infraestructura pública de recarga, reserva de plazas de aparcamiento, circulación por carriles bus-taxi, etc.

- Implicar a empresas del sector privado en la introducción del vehículo eléctrico: empresas eléctricas, empresas de seguros y de financiación (renting, leasing y otros), etc.
- Servir como base para la identificación e impulso de medidas normativas que favorezcan esta tecnología: medidas fiscales en la compra o uso de estos vehículos, tarifas de suministro, modificación de normas que impidan su evolución (acceso a puntos de recarga en viviendas comunitarias, homologación) etc.

3.- DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto consiste en poner a disposición de un conjunto de usuarios específicos los medios y la infraestructura necesaria para acceder a la Movilidad Eléctrica Urbana con garantías y fiabilidad.

A partir de este objetivo básico, se persigue evaluar la experiencia de estos usuarios e identificar las barreras para un futuro desarrollo a mayor escala.

Por otra parte, el proyecto y su monitorización, obtendrán un conjunto de valores informativos que permitirán una difusión posterior de resultados, con un claro valor de promoción institucional de la eficiencia energética del transporte en entornos urbanos y metropolitanos.

El proyecto va dirigido a todo tipo de usuarios, aunque los objetivos básicos del mismo determinarán la necesidad de centrar los esfuerzos en flotas:

- Particulares que realicen desplazamientos habituales durante la semana laboral, con recarga en garajes privados o estaciones públicas de recarga.
- Empresas privadas, con aplicaciones en reparto urbano y uso general del vehículo, con recarga en recintos privados de la propia empresa. Entre las potenciales empresas privadas usuarias estarían las empresas de seguridad, servicio o reparto de mercancías.
- Instituciones públicas, con amplia diversidad de usos y aplicaciones y recarga en el emplazamiento de la propia institución, tales como el Parque Móvil del Estado, Policía Municipal, Correos, etc.

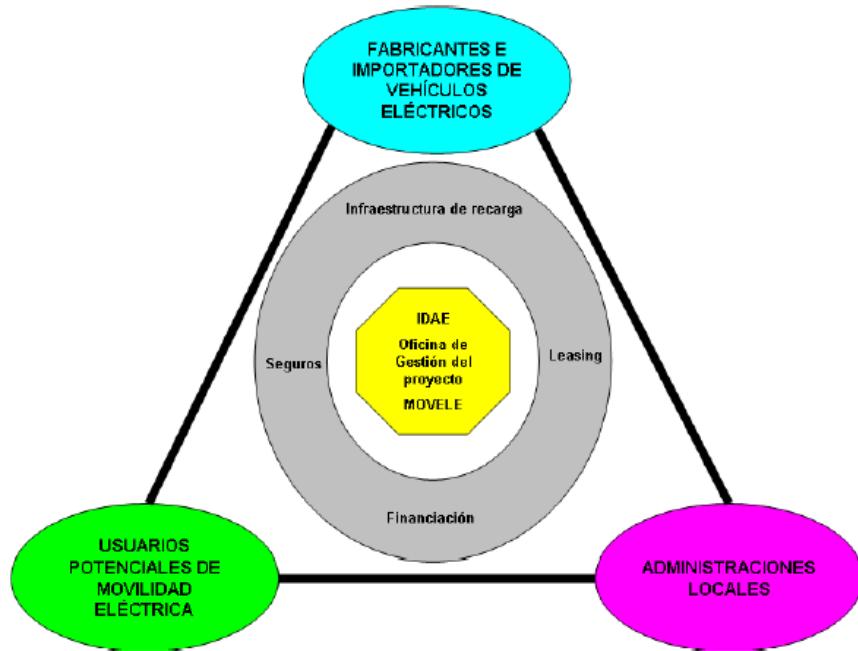


Figura: 3.1; Esquema del desarrollo del proyecto.

Para fomentar la participación de usuarios en el proyecto, se ofrecen dos tipos de instrumentos económicos:

- Ayudas para la adquisición de los vehículos. Se procederá a la elaboración de un catálogo de vehículos incluidos en el Proyecto, basado en las especificaciones requeridas por los potenciales usuarios y contando con la mayor participación de fabricantes e importadores. Se pretende cubrir diversas categorías de vehículos, desde motocicletas eléctricas, hasta furgonetas de reparto urbano, determinando la ayuda en función de la eficiencia energética del vehículo.
- Ayudas para la creación de la infraestructura de recarga necesaria. En el despliegue de la infraestructura intervendrán:
 - Administración local, instalando infraestructura pública de recarga.
 - Empresas privadas e instituciones públicas, instalando su propia infraestructura de recarga.
 - Empresas eléctricas, facilitando asistencia para la instalación de puntos de recarga en lugares públicos y privados.

Asimismo, durante la ejecución del proyecto se considerará el apoyo de empresas de financiación de vehículos (renting o leasing) empresas de seguros de automóviles, clubes de conductores y e instituciones de homologación de vehículos.

4.- BASES DEL PROYECTO

El enfoque propuesto es cubrir los siguientes elementos:

- Vehículos eléctricos.
- Infraestructura y servicios de recarga.
- Servicios de movilidad (usuarios potenciales).

Los vehículos que inicialmente se podrían incluir en el proyecto piloto son de diversas categorías: desde motocicletas eléctricas, hasta furgonetas de reparto urbano, incluso microbuses. Todos se deberán caracterizar por su calidad y fiabilidad y, sobre todo, porque en prestaciones y capacidades permiten desplazar/sustituir un vehículo de combustión en condiciones normales de operación.

La definición de los vehículos susceptibles de ser incorporados al Proyecto (Catalogo Movele) será consecuencia del cumplimiento de unas especificaciones mínimas y máximas desarrolladas con el mayor consenso posible de los fabricantes y con las demandas de los potenciales usuarios, buscando también el mayor efecto energético posible.

Las ayudas previstas para la adquisición de estos vehículos serán acordes con criterios de eficiencia (prestaciones, autonomía, consumo, etc.) de forma que se incentive de forma efectiva la movilidad eléctrica frente a la convencional. Para ello, sobre la base de la capacidad de respuesta del mercado al proyecto, se definirá un marco de apoyos al efecto.

Dentro de la propuesta, con vistas a su mayor fiabilidad técnica, se incluirá la opción de adquirir los vehículos eléctricos y dejar el mantenimiento de las baterías como elemento de alquiler, lo que puede garantizar un uso y gestión óptima del suministro.

Finalmente, como elemento básico del proyecto, se incluirá la instalación de diversos modelos de estaciones de recarga con capacidad en función de la demanda existente por parte del usuario de gestionar la propia recarga.

4.1.-Participes del proyecto

Los diferentes intervinientes en el desarrollo del proyecto:

- IDEA: responsable del proyecto y soporte institucional de la actuación como responsable de la política de eficiencia energética. Apoya económicamente en la adquisición de vehículos a las empresas e instituciones, según criterios de iniciativas similares y la creación de una infraestructura de puntos de recarga públicos. Se dispondrá de una asistencia técnica para la gestión del proyecto dentro del Departamento de Transporte de la IDEA.
- Administración local: soporte local que facilita la instalación de puntos de recarga y adquisición de vehículos como usuario.

- Empresas eléctricas: asistencia técnica y apoyo en la instalación de puntos de recarga en lugares públicos y privados, suministro de energía eléctrica en el periodo de prueba y adquisición de vehículos como usuarios.
- Fabricantes e importadores de vehículos: aprovisionamiento de vehículos y puntos de recarga, servicio posventa, mantenimiento y garantías.
- Usuarios de vehículos: a partir de la Convocatoria Pública de las ayudas asociada al Programa MOVELE, se identificarán un conjunto de potenciales usuarios interesados en utilizar los vehículos del proyecto en uso real. Estos usuarios asumirán determinados compromisos sobre las condiciones de utilización de los vehículos que serán definidos en la Convocatoria (incidencia, suministro de información sobre movilidad, consumo energético, etc.)
- Otras empresas: en este ámbito se deberían considerar los apoyos de empresas de financiación de vehículos (renting, leasing, etc.), empresas de seguro del automóvil, clubes de conductores e instituciones de homologación de vehículos.

4.2.- Fases del proyecto

Para llevar a cabo esta iniciativa, cuyo desarrollo deberá responder a las capacidades y forma de actuación de la IDEA, será necesario llevar a cabo un conjunto de tareas específicas que permitan lanzar la convocatoria de ayuda pública a aquellas empresas, instituciones y particulares objetivo de estas formas de movilidad:

Fase I: estudios, recopilación de información, reuniones con fabricantes de vehículos, coordinación con otras instituciones implicadas, etc., destinadas a conocer con mayor precisión las posibilidades de alcance del proyecto en el plazo temporal del mismo.

Fase II: elaboración, publicación, presentación y evaluación de las distintas partes que van a componer la Convocatoria Pública de apoyos a este proyecto.

Fase III: lanzamiento del proyecto, gestión de las ayudas acordadas por IDAE a los usuarios e instaladores de cargadores, recepción y valoración de la información recibida de los diferentes partícipes del proyecto, seguimiento de resultados, valoración de obstáculos, etc.

Fase IV: análisis y evaluación de resultados, conclusiones y propuestas de desarrollo de normativas que apoyen esta movilidad.

4.3.- Presupuesto del proyecto

Con base a las escasas experiencias previas, el presupuesto define los diferentes conceptos que cubrirá el proyecto en su horizonte temporal.

El capítulo más destacado serán los apoyos públicos a la inversión para alcanzar un conjunto de al menos, 2.000 vehículos eléctricos y un número mínimo de 500 puntos de recarga públicos. Estos apoyos públicos irán destinados a incentivar la creación de una oferta de estas tecnologías y generar una demanda por parte de los usuarios que permitan alcanzar los objetivos estratégicos, energéticos y tecnológicos perseguidos por el proyecto.

Estas ayudas serán generadas por el proyecto, mediante una fórmula de cálculo que recoja la mayor eficacia de los diferentes vehículos en función de la demanda de movilidad que se persigue cubrir con el proyecto piloto.

Del mismo modo, dentro de los apoyos se recogerá la creación de unas condiciones favorables que permitan construir y operar una red de estaciones de suministro de energía eléctrica para hacer viables, técnicamente, el uso de los mismos.

Finalmente, dentro del presupuesto se incluyen los gastos de gestión, seguimiento y evaluación de resultados, así como la posibilidad de ejecutar otros proyectos de menor rango, consecuencia de los citados resultados.

En resumen, se estima que los costes totales del proyecto para un periodo de 24 meses, se eleva a 10.000.000 € por estos diferentes conceptos.

4.4.- Impacto energético y medioambiental

La puesta en circulación de 2.000 vehículos eléctricos en un entorno urbano, sustituyendo un número similar de vehículos impulsados con gasolina y gasóleo, supone la reducción del consumo en estos productos por valor de 4.672.000 litros/año, equivalente a 4.282 tep/ año en energía primaria.

El consumo asociado a la movilidad eléctrica se estima en 7.008.000 Kwh/año, con una equivalencia de 1.510 tep/año en energía primaria.

En consecuencia, de alcanzar los objetivos del proyecto MOVELE en el periodo planteado, se obtendría un ahorro energético total de 2.772 tep/año en energía primaria.

Por otra parte el balance de emisiones de CO₂, atendiendo a los valores de emisión media actual del mix eléctrico (411,5 g/Kwh generado) supone la reducción de estos gases en 4.471 tCO₂/año.

4.5.- Extrapolación de resultados

La mayor eficiencia energética de los motores eléctricos frente a los motores de combustión interna, unido a la mejora de la eficiencia energética el mix de generación eléctrica en España con la incorporación de nuevas tecnologías renovables y ciclos combinados de gas natural, permitan afirmar que la movilidad eléctrica sustitutiva de los vehículos convencionales impulsados con productos derivados del petróleo, genera un destacado ahorro energético, reduce la dependencia energética exterior y conlleva ventajas medioambientales en forma de reducción de emisiones contaminantes.

De acuerdo a los datos de un reciente estudio elaborado por el Departamento de Transporte de IDAE “Estimación del impacto energético y medioambiental de la introducción del vehículo eléctrico en los entornos urbanos de España” de fecha Febrero 2008, considerando la renovación de la flota en los términos expresados en la siguiente tabla:4.1; se obtendría un ahorro energético de productos derivados del petróleo de 555 ktel/año (equivalente a 1.633.433 litros diarios) y una reducción de las emisiones de 866 KtCO₂/año.

Año	Coche	Furgoneta	Moto	Autobús
2015	1%	1%	3%	5%
2020	5%	5%	8%	12%
2030	10%	10%	15%	20%

Tabla: 4.1; Hipótesis de introducción de Vehículos Eléctricos.

A partir de estas hipótesis de sustitución, se obtendrían los siguientes valores cuantitativos de vehículos, en los diferentes horizontes temporales, Tabla 4.2

Año	Energía diaria demandada (Kwh)	Nº de coches eléctricos	Nº de furgonetas eléctricas	Nº de motos eléctricas	Nº de autobuses eléctricos
2015	1.044.565	68.564	15.491	16.678	463
2020	4.860.179	354.019	79.789	45.927	1.148
2030	10.004.415	733.418	167.218	89.200	1.982

Tabla: 4.2; Hipótesis de valores cuantitativos de VE en el horizonte temporal.

Uno de los elementos más destacados de este cambio tecnológico favorable a la movilidad eléctrica es el hecho de que la carga nocturna de los vehículos incide de manera positiva en la estabilización del sistema eléctrico, reduciendo las diferencias entre los períodos punta y valle, y permitiendo en consecuencia la introducción de mayor potencial de energías renovables en los momentos de menor demanda.

Por tanto se podría afirmar que este cambio hacia la movilidad eléctrica, favorece la introducción de las tecnologías renovables de generación, que, a su vez, suponen una mejora de la eficiencia energética global del sistema eléctrico, lo que beneficia a la propia recarga de vehículos eléctricos.

4.6.- Desarrollo de infraestructuras públicas de recarga.

Uno de los requisitos para el éxito del Proyecto MOVELE es la localización de aquellas ciudades que puedan ofrecer a priori mejores condiciones para el uso e implantación de los vehículos eléctricos, así como el apoyo para la creación de unas condiciones favorables que permitan construir y operar una red de estaciones de suministro de energía eléctrica que haga técnicamente posible el uso de los mismos.

La existencia de estas condiciones favorables de debe valorar desde varios puntos de vista:

- Disposición por parte de los municipios a crear una red de estaciones de recarga en su entorno urbano, siendo un elemento de selección geográfico la existencia de proyectos municipales de creación de esta red de suministros.
- Existencia de incentivos municipales a la movilidad eléctrica, con lo que se compense los gastos adicionales en comparación con la movilidad tradicional.
- Políticas de continuidad con apoyo municipal, con el fin de dar credibilidad a los beneficios económicos destinados a esta alternativa de movilidad.

Con estas premisas, IDAE procedió a invitar aquellos municipios con una población superior a 300.000 habitantes, a darle a conocer su interés en este tipo de proyectos a fin de llevar a cabo Convenios de Colaboración para apoyar económicamente los proyectos que resulten mejor valorados, con la intención de no sobrepasar el número de 4 municipios y la dotación de 1,5 millones de Euros.

Las ciudades que manifestaron su interés en el proyecto piloto fueron: Madrid, Barcelona y Sevilla.

La puesta en marcha en estas ciudades supone la instalación de 546 puntos de recarga para vehículos eléctricos, 193 cubiertos y 353 en las vías públicas. La inversión en estos 3 proyectos asciende a 2.559.164 Euros con una aportación de la IDAE de 1.017.000 Euros.

4.7.- Vehículos Incentivables

Los vehículos susceptibles de recibir apoyo serán aquellos vehículos nuevos que pertenezcan alguna de estas categorías: motocicletas, cuadriciclos pesados, turismos o comerciales de menos de 6.500 Kgr de MMA y microbuses.

Deberán igualmente equipar alguna de estas tecnologías:

- Vehículos Eléctricos (BEV): alimentados con baterías recargables de la red general eléctrica.
- Vehículos Híbridos Enchufables (PHEV): aquellos vehículos que entre sus diferentes modos de funcionamiento, disponen de capacidad de tracción únicamente eléctrica con una capacidad de acumulación de energía en las

baterías mediante alimentación de la red general eléctrica tal, que la autonomía en modo solo eléctrico sea superior a los 32 Km.

- Vehículos Eléctricos de Autonomía Ampliada (REEV): se definen como tal aquellos vehículos que disponen de capacidad de tracción únicamente eléctrica, con una capacidad de acumulación de energía eléctrica en las baterías mediante alimentación de la red general eléctrica tal, que la autonomía en modo solo eléctrico sea superior a los 32 Km.

Los vehículos susceptibles de ser apoyados por el Programa Movele deberán de figurar en el Catálogo de Vehículos publicado en la página web de la IDAE.

4.8.- Cuantía de las ayudas

La cuantía de las ayudas estará en función de la tipología tecnológica y la categoría de vehículo al que pertenezca, será indicada en el catálogo del Proyecto y será de un 15% o un 20% del precio del vehículo, según los datos técnicos del vehículo se sitúen por debajo o por encima de la curva de eficiencia energética y tendrán un límite en valor absoluto para cada categoría, como se muestra en la tabla 4.3.

Categoría (Según Directivas 2002/24/CE y 70/156/CEE anexo II)	SUPERIOR(20% del precio de venta del vehículo)	INFERIOR(15% del precio de venta del vehículo)
Motocicletas (L3e)	1.200 €	750 €
Cuadriciclos (L7e)	3.500 €	2.000 €
Turismos / comerciales (M1 y N1)	7.000 €	5.000 €
Micrabuses / comerciales (M2 y N2 < 6.500 Kgr.)	20.000 €	15.000 €
Híbridos Enchufables (M1 y N1)	7.000 €	5.000€

Tabla: 4.3; Límites de ayuda según categorías.

Los sistemas “a bordo” de seguimiento y monitorización de datos de consumo energético en los vehículos objeto de ayudas, supondrá la ampliación del valor de la ayuda señalado en el Catalogo de un 15 %.

Los sistemas de gestión de la demanda, monitorización y análisis de datos en los puntos de recarga de las flotas de vehículos eléctricos objeto de ayudas del programa, tendrán una ayuda máxima de 300 Euros por punto de recarga o el 20% de la inversión asociada a estos sistemas.

En las actuaciones mediante arrendamiento, los niveles de ayuda destinados a cada vehículo serán los señalados en el Catalogo para cada modelo, y el objeto de la ayuda será la reducción del esfuerzo financiero de las cuotas de arrendamiento para los arrendatarios.

Las ayudas previstas en este programa no serán acumulables con aquellas otras ayudas, para el mismo concepto, que se desarrollen en virtud de actuaciones del IDAE y de las Comunidades Autónomas de acuerdo a los convenios de colaboración que implementan medidas de ahorro y de eficiencia energética dentro del Plan de Acción del 2008-2012 de la E4, en particular en lo referido a las diversas órdenes de ayuda de las Comunidades Autónomas para la renovación de flotas de vehículos turismo.

ANEXO F: FICHA TÉCNICA

VEHÍCULOS

1.- INTRODUCCIÓN

En este anexo se va a describir las principales características de los vehículos eléctricos e híbridos utilizados para el balance energético de nuestro edificio de estudio.[3]

2.- FICHAS TÉCNICAS DE LOS VEHÍCULOS

2.1 Vehículos Eléctricos

Los vehículos eléctricos elegidos son: Nissan Leaf, Reva Intercity Deluxe, Mitsubishi iMiev y Think city. Las fichas técnicas han sido obtenidas del catálogo MOVELE.

Ficha Técnica: Mitsubishi iMiev;

Fabricante:	Mitsubishi Motors Corporation
Marca:	Mitsubishi
Modelo:	i MiEV
Versión:	
Segmento:	Turismo
Categoría:	
Tipo:	Vehículo Eléctrico (BEV)
Código:	03B07



Motor y Prestaciones

Potencia nominal(kW/CV):	35
Potencia máxima(kW/CV):	49
Velocidad máxima(km/h):	130
Aceleración 0-50 km/h (seg):	No Disponible
Rango de autonomía (km):	150
Consumo(Wh/km):	135
Capacidad útil de carga(kg):	350

Peso y Dimensiones

Peso en vacío con baterías(kg):	1.110
Longitud(mm):	3.475
Ancho(mm):	1.475
Alto(mm):	1.610
Capacidad del maletero(l):	227,00
Plazas:	4
Puertas:	5

Frenos/Suspensión y Neumáticos

Sistema de frenos delantero:	Discos ventilados
Sistema de frenos trasero:	Tambor
Suspensiones delanteras:	Conjunto Mc Pherson y estabilizadora
Suspensiones traseras:	3-link de Dion
Neumáticos delanteros:	145/65/15
Neumáticos traseros:	175/55/15

Batería

Tecnología:	Litio Ion
Capacidad(Ah):	50
Voltaje(V):	330
Ciclos de carga/descarga:	No Disponible
Tiempo de recarga al 100%(h):	6
Tipo de carga:	Normal
Garantía de la batería(años):	5

Equipamiento de seguridad y otros

ABS:	Sí	Radio CD:	Sí
Airbag:	Sí	Cargador a bordo:	Sí
Control de estabilidad:	Sí	Tipo de cargador:	Monofásico, 230V
Control de tracción:	Sí	Cargador dotado de inteligencia:	Sí
Dirección asistida:	Sí	Cargador dotado de enclavamiento:	Sí
Indicador eficiencia de la conducción:	Sí	Longitud cable de recarga (m):	5,00
Aire acondicionado:	Sí	Cable con protección antivandálica:	Sí
Climatizador:	No	Ecualizacion de baterias:	Sí

Ficha Técnica: Nissan Leaf;

Fabricante:	Nissan Motor Co.,Ltd.
Marca:	Nissan
Modelo:	LEAF
Versión:	
Segmento:	Turismo
Categoría:	
Tipo:	Vehículo Eléctrico (BEV)
Código:	03B30



Motor y Prestaciones

Potencia nominal(kW/CV):	No Disponible
Potencia máxima(kW/CV):	80
Velocidad máxima(km/h):	145
Aceleración 0-50 km/h (seg):	No Disponible
Rango de autonomía (km):	175
Consumo(Wh/km):	173
Capacidad útil de carga(kg):	395

Peso y Dimensiones

Peso en vacío con baterías(kg):	1.525
Longitud(mm):	4.445
Ancho(mm):	1.770
Alto(mm):	1.550
Capacidad del maletero(l):	330,00
Plazas:	5
Puertas:	5

Frenos/Suspensión y Neumáticos

Sistema de frenos delantero:	Regenerativo - Discos delanteros ventilados
Sistema de frenos trasero:	Discos traseros ventilados
Suspensiones delanteras:	Independiente McPherson
Suspensiones traseras:	Barra de torsión
Neumáticos delanteros:	Bridgestone ECOPIA - 205/55R16
Neumáticos traseros:	Bridgestone ECOPIA - 205/55R16

Batería

Tecnología:	Laminada Iones de Litio
Capacidad(Ah):	66
Voltaje(V):	360
Ciclos de carga/descarga:	No Disponible
Tiempo de recarga al 100%(h):	8
Tipo de carga:	Normal
Garantía de la batería(años):	5

Equipamiento de seguridad y otros

ABS:	Sí	Radio CD:	Sí
Airbag:	Sí	Cargador a bordo:	Sí
Control de estabilidad:	Sí	Tipo de cargador:	Monofásico, 230V
Control de tracción:	Sí	Cargador dotado de inteligencia:	Sí
Dirección asistida:	Sí	Cargador dotado de enclavamiento:	Sí
Indicador eficiencia de la conducción:	Sí	Longitud cable de recarga (m):	6,00
Aire acondicionado:	Sí	Cable con protección antivandálica:	No Disponible
Climatizador:	Sí	Ecualización de baterías:	No Disponible

Ficha Técnica: Reva Intercity Deluxe;

Fabricante:	REVA ELECTRIC CAR COMPANY PVT. LTD.
Marca:	REVA
Modelo:	NXR
Versión:	Intercity Deluxe
Segmento:	Turismo
Categoría:	
Tipo:	Vehículo Eléctrico (BEV)
Código:	03B16



Motor y Prestaciones

Potencia nominal(kW/CV):	No Disponible
Potencia máxima(kW/CV):	25
Velocidad máxima(km/h):	104
Aceleración 0-50 km/h (seg):	No Disponible
Rango de autonomía (km):	160
Consumo(Wh/km):	90
Capacidad útil de carga(kg):	No Disponible

Peso y Dimensiones

Peso en vacío con baterías(kg):	850
Longitud(mm):	3.280
Ancho(mm):	1.514
Alto(mm):	1.560
Capacidad del maletero(l):	145,00
Plazas:	4
Puertas:	3

Frenos/Suspensión y Neumáticos

Sistema de frenos delantero:	Disco
Sistema de frenos trasero:	Tambor
Suspensiones delanteras:	MacPherson
Suspensiones traseras:	Eje rígido con amortiguadores
Neumáticos delanteros:	165/65R13
Neumáticos traseros:	165/65R13

Estudio de la recarga de vehículos eléctricos en sistemas autónomos de producción de energía en edificios.

Batería

Tecnología:	LiFePo (Li-Ion)
Capacidad(Ah):	190
Voltaje(V):	72
Ciclos de carga/descarga:	1500
Tiempo de recarga al 100%(h):	8
Tipo de carga:	Normal
Garantía de la batería(años):	3

Equipamiento de seguridad y otros

ABS:	No	Radio CD:	Sí
Airbag:	Sí	Cargador a bordo:	Sí
Control de estabilidad:	No	Tipo de cargador:	Monofásico, 230V
Control de tracción:	No	Cargador dotado de inteligencia:	Sí
Dirección asistida:	No Disponible	Cargador dotado de enclavamiento:	No Disponible
Indicador eficiencia de la conducción:	Sí	Longitud cable de recarga (m):	5,00
Aire acondicionado:	Sí	Cable con protección antivandálica:	No Disponible
Climatizador:	No	Ecualización de baterías:	Sí

Ficha Técnica: Think City;



Estudio de la recarga de vehículos eléctricos en sistemas autónomos de producción de energía en edificios.

DATOS TÉCNICOS			
Motor y Prestaciones		Peso y Dimensiones	
Potencia nominal (kW/CV):	17,00/22,95	Peso en vacío con baterías (kg):	1.115
Potencia máxima (kW/CV):	30,00/40,50	Longitud (mm):	3.120
Velocidad máxima (km/h):	100	Ancho (mm):	1.604
Aceleración de 0-50 km/h (seg):	7	Alto (mm):	1.548
Rango de autonomía (km):	203	Capacidad del maletero (l):	No Disponible
Consumo (Wh/km):	144	Plazas:	4
Capacidad útil de carga (kg):	284	Puertas:	3
Frenos/Suspensión y Neumáticos		Batería	
Sistema de frenos delantero:	Frenos de disco	Tecnología:	NiNa Sodium
Sistema de frenos traseros:	Frenos de tambor	Capacidad (Ah):	224
Suspensiones delanteras:	McPherson	Voltaje (V):	371
Suspensiones traseras:	Trailing arm rear axle	Ciclos de carga/descarga:	No Disponible
Neumáticos delanteros:	165/65 x 14	Tiempo de recarga al 100% (h):	10
Neumáticos traseros:	165/65 x 14	Tipo de carga:	Normal
		Garantía de la batería (años):	3
Equipamiento de seguridad y otros			
ABS:	Sí	Radio CD:	No
Airbag:	Sí	Cargador a bordo:	Sí
Control de estabilidad:	No	Tipo de cargador:	Monofásico, 230V
Control de tracción:	No	Cargador dotado de inteligencia:	Sí
Dirección asistida:	Sí	Cargador dotado de enclavamiento:	Sí
Indicador eficiencia de conducción:	No	Longitud cable de recarga:	2,50
Aire acondicionado:	Sí	Cable con protección antivandálica:	No Disponible
Climatizador:	No	Ecuación de baterías:	Sí
Fecha de disponibilidad en España: 01-10-2009		DATOS COMERCIALES	
Unidades disponibles anuales:	600	PVP Total sin IVA(€):	34.810
Garantía del vehículo (años):	3	Coste mensual del Leasing (€):	No Disponible
		Periodo de Leasing (meses):	No Disponible
		Ayuda MOVELE (€):	No Disponible

2.2.-Vehículos Híbridos

Los vehículos híbridos elegidos en el estudio son: Toyota Prius, Seat León Twin Drive. Las fichas técnicas han sido obtenidas del catálogo Movele. [3]

Ficha Técnica: Toyota Prius;

Fabricante:	TOYOTA MOTOR CORPORATION
Marca:	TOYOTA
Modelo:	PRIUS PLUG-IN HYBRID
Versión:	PRIUS PLUG-IN HYBRID
Segmento:	Turismo
Categoría:	
Tipo:	Vehículo Híbrido Enchufable (PHEV)
Código:	03P27



Motor y Prestaciones

Potencia nominal(kW/CV):	73
Potencia máxima(kW/CV):	136
Velocidad máxima(km/h):	180
Aceleración 0-50 km/h (seg):	No Disponible
Rango de autonomía (km):	22
Consumo(Wh/km):	62
Capacidad útil de carga(kg):	5

Peso y Dimensiones

Peso en vacío con baterías(kg):	1.577
Longitud(mm):	4.460
Ancho(mm):	1.745
Alto(mm):	1.490
Capacidad del maletero(l):	391,00
Plazas:	5
Puertas:	5

Frenos/Suspensión y Neumáticos

Sistema de frenos delantero:	DISCOS VENTILADOS
Sistema de frenos trasero:	DISCOS SOLIDOS
Suspensiones delanteras:	Mc Pherson, triangulo inferior y estabilizadora
Suspensiones traseras:	Eje Torsional con corrección convergencia
Neumáticos delanteros:	195 / 65 R 15
Neumáticos traseros:	195 / 65 R 15

Batería

Tecnología:	ION-LITIO
Capacidad(Ah):	15
Voltaje(V):	345,6
Ciclos de carga/descarga:	No Disponible
Tiempo de recarga al 100%(h):	1
Tipo de carga:	Normal
Garantía de la batería(años):	5

Equipamiento de seguridad y otros

ABS:	Sí	Radio CD:	Sí
Airbag:	Sí	Cargador a bordo:	Sí
Control de estabilidad:	Sí	Tipo de cargador:	Monofásico, 230V
Control de tracción:	Sí	Cargador dotado de inteligencia:	Sí
Dirección asistida:	Sí	Cargador dotado de enclavamiento:	Sí
Indicador eficiencia de la conducción:	Sí	Longitud cable de recarga (m):	4,00
Aire acondicionado:	Sí	Cable con protección antivandálica:	No Disponible
Climatizador:	Sí	Ecualización de baterías:	Sí

Ficha Técnica: Seat León Twin Drive;

Fabricante:	SEAT, S.A.
Marca:	SEAT
Modelo:	LEON TWIN DRIVE ECOMOTIVE
Versión:	TWIN DRIVE ECOMOTIVE
Segmento:	Turismo
Categoría:	
Tipo:	Vehículo Híbrido Enchufable (PHEV)
Código:	03P12



Motor y Prestaciones

Potencia nominal(kW/CV):	90
Potencia máxima(kW/CV):	150
Velocidad máxima(km/h):	190
Aceleración 0-50 km/h (seg):	7
Rango de autonomía (km):	700
Consumo(Wh/km):	240
Capacidad útil de carga(kg):	375

Peso y Dimensiones

Peso en vacío con baterías(kg):	1.500
Longitud(mm):	4.315
Ancho(mm):	1.768
Alto(mm):	1.459
Capacidad del maletero(l):	220,00
Plazas:	5
Puertas:	4

Frenos/Suspensión y Neumáticos

Sistema de frenos delantero:	Convencional con recuperación de energía
Sistema de frenos trasero:	Convencional con discos de freno
Suspensiones delanteras:	Mcpherson
Suspensiones traseras:	Multilink
Neumáticos delanteros:	205/55 R16
Neumáticos traseros:	205/55 R16

Batería

Tecnología:	LiFePO4
Capacidad(Ah):	40
Voltaje(V):	300
Ciclos de carga/descarga:	2000
Tiempo de recarga al 100%(h):	5
Tipo de carga:	Normal
Garantía de la batería(años):	2

Equipamiento de seguridad y otros

ABS:	Sí	Radio CD:	Sí
Airbag:	Sí	Cargador a bordo:	Sí
Control de estabilidad:	Sí	Tipo de cargador:	Monofásico; 230V
Control de tracción:	Sí	Cargador dotado de inteligencia:	Sí
Dirección asistida:	Sí	Cargador dotado de enclavamiento:	Sí
Indicador eficiencia de la conducción:	Sí	Longitud cable de recarga (m):	No Disponible
Aire acondicionado:	No	Cable con protección antivandálica:	No Disponible
Climatizador:	Sí	Ecualización de baterías:	Sí

ANEXO G: PLAN NACIONAL DE **ENERGÍAS RENOVABLES (PANER)**

1.-PLAN DE ACCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES, ENERGÍA FOTOVOLTAICA.

En este apartado se mencionan varios extractos del Plan De Acción Nacional de Energías Renovables, relacionados con la energía fotovoltaica.[15]

Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER)

- Particularidades del sistema de apoyo a la energía solar Fotovoltaica.

En agosto de 2007 se superó el 85% del objetivo de incremento de 363 MW previsto para el periodo 2005-2010 en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER), por lo que se estableció un plazo de 12 meses en el cual las instalaciones que fueran inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial (RIPRE) en este periodo tendrían derecho a la tarifa regulada establecida en el R.D. 661/2007, de 25 de mayo.

Pasados estos 12 meses, mediante el Real Decreto 1578/2008 se definió un nuevo régimen económico, además de la creación de un Registro de preasignación de retribución para la tecnología fotovoltaica (PREFO), que afecta a las instalaciones que se inscriban definitivamente en el RIPRE a partir de septiembre de 2008. Este nuevo marco se basa en un sistema de cupos crecientes y tarifas decrecientes, que potencia las instalaciones sobre edificaciones.

Se establece un cupo de potencia de aproximadamente 500 MW al año, y establece dos tipologías de instalaciones, una para instalaciones sobre edificaciones y otra para instalaciones sobre suelo, cada una con sus correspondientes cupos y tarifas.

La tipología de instalaciones sobre edificios contempla dos subgrupos de instalaciones: las menores de 20 kW y las que tienen entre 20 kW y 2 MW, tabla 1.1. La segunda tipología agrupa al resto de instalaciones no situadas sobre edificaciones urbanas, y permite instalaciones con un máximo de 10 MW. Las tarifas descienden alrededor de un 10% anual, dependiendo del modo en que se cubran los cupos asignados.

		Potencia	Tipología de instalaciones
TIPO I	I.1	$P = < 20 \text{ kW}$	Cubiertas o fachadas con usos:
	I.2	$20 \text{ kW} \leq P \leq 2 \text{ MW}$	Residencial, Servicios, Comercial, Industrial, Agropecuario. Aparcamiento de esos usos. (Parcela con REF. Catastral Urbana)
TIPO 2	II	$P \leq 10 \text{ MW}$	Resto, no incluidas en Tipo I

Tabla: 1.1; Grupos definidos en el R.D. 1578/2008

Estudio de la recarga de vehículos eléctricos en sistemas autónomos de producción de energía en edificios.

Para asignar la potencia de los cupos, el R.D. 1578/2008 crea un Registro de preasignación en el que se deben inscribir los proyectos fotovoltaicos para conseguir las tarifas correspondientes. Dividido en cuatro convocatorias anuales, una por cada trimestre, el Registro de preasignación garantiza el cumplimiento, sin desviaciones, de la planificación energética.

Los proyectos que concurren al Registro deben aportar la autorización administrativa, la licencia de obras, el punto de conexión concedido por la compañía eléctrica y el resguardo de la constitución de aval en la Caja General de Depósitos de 50 €/kW, en el caso de instalaciones en edificación menores de 20 kW, y de 500 €/kW en los demás casos. Al adjudicar los proyectos en cada convocatoria, se tiene en cuenta la fecha más reciente de esos documentos, para ordenar las solicitudes cronológicamente y dar preferencia a las más antiguas.

El marco de tarifas y cupos para el año 2009, se muestra en la siguiente tabla 1.2:

		2009				
		TIPO	1C	2C	3C	4C
TARIFA (c€/ Kwh)	I.1	34,0000	34,0000	34,0000	34,0000	
	I.2	32,0000	32,0000	32,0000	32,0000	
	II	32,0000	30,7189	29,9113	29,0857	

		CUPO	INSCRITO	CUPO	INSCRITO	CUPO	INSCRITO	CUPO	INSCRITO
CUPO MW	I.1	6,675	1,669	6,675	3,631	6,675	2,786	6,675	4,670
	I.2	60,075	20,916	60,075	31,691	60,075	35,601	60,075	60,104
	II	58,250	66,113	94,552	94,718	89,512	90,411	85,620	89,955

Tabla: 1.2; Tarifas y cupos para las 4 convocatorias de 2009;

A fecha de este informe se ha resuelto provisionalmente la tercera convocatoria del año 2010 de la cual ya se conocen las tarifas y los cupos.

		2010			
		TIPO	1C	2C	3C
TARIFA (c€/ Kwh)	I.1	34,0000	33,4652	33,0597	
	I.2	31,1665	30,3099	29,5200	
	II	28,1045	27,3307	26,5509	

		CUPO	INSCRITO	CUPO	INSCRITO	CUPO	INSCRITO
CUPO MW	I.1	6,675	6,016	6,653	5,760	6,675	
	I.2	61,640	62,522	61,439	61,480	61,640	
	II	50,033	50,894	51,339	52,380	52,105	

Tabla: 1.3; Tarifas y cupos para las convocatorias de 2010;

En el caso de que para cada tipo se inscriba menos del 75% de su cupo la tarifa correspondiente se mantiene para la siguiente convocatoria, lo que ha ocurrido para los

tipos I.1 y I.2. Si se cumple más del 75% la tarifa se reduce proporcionalmente a la potencia inscrita, siendo la reducción cero si se inscribe exactamente el 75% del cupo, y del 2,6% si se inscribe exactamente el 100% del cupo. Esto es lo que ha sucedido en la tipología II. Existe un mecanismo establecido que permite traspasar entre ambos grupos la potencia que pueda sobrar en el caso de que no se llegue a completar alguno de los cupos.

De otro extracto del mismo documento extraemos la evolución de la energía solar fotovoltaica.

La contribución previsible de energía solar fotovoltaica al cumplimiento de los objetivos vinculantes para 2020 se estima en 14.316 GWh, generados por una potencia instalada acumulada en 2020 de 8.367 MW. El incremento de potencia en el periodo 2011-2020 se estima en 4.346 MW.

Se ha considerado la continuidad del marco actualmente vigente, que establece un sistema de cupos y tarifas asociadas para dos tipologías de instalaciones, en edificaciones y en suelo.

La estimación de energía generada en este periodo se basa en la suposición de un parque con un 67% de instalaciones fijas en edificaciones y un 33% en suelo con seguimiento. Se ha considerado un desplazamiento progresivo de la ubicación de las instalaciones hacia las zonas con mayor radiación.

A partir de 2015 se prevé una penetración creciente de la energía solar fotovoltaica en sistemas para autoconsumo de energía interconectados con la red de distribución y asociados a suministros existentes, según se vaya alcanzando la “paridad” del coste de generación con el coste de la energía para el consumidor, mediante el desarrollo de sistemas basados en los conceptos de balance neto, compensación de saldos de energía etc.

2.-PLAN DE ACCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES, ENERGÍA MINIEÓLICA.

En este apartado mencionamos un extracto del Plan De Acción Nacional de Energías Renovables, donde trata el tema de la energía minieólica.

Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER)[15]

Es un hecho que los parques eólicos de gran potencia son fundamentales para aumentar la contribución de la energía de origen renovable en el sistema eléctrico nacional. Sin embargo, todavía no se ha aprovechado en España la capacidad de la tecnología eólica para aportar energía renovable de forma distribuida, mediante su integración en entornos urbanos, semi-urbanos, industriales y agrícolas, especialmente asociada a puntos de consumo de la red de distribución.

Las instalaciones eólicas de pequeña potencia tienen una serie de ventajas adicionales respecto a la gran eólica, como una potencial mayor eficiencia global por las pérdidas evitadas en las redes de transporte y distribución, y que permiten la integración de generación renovable sin necesidad de crear nuevas infraestructuras eléctricas. Además, pueden fomentar la implicación ciudadana en la mejora de la eficiencia energética y la lucha contra el cambio climático.

Para permitir el despegue de todas estas aplicaciones, es necesario diferenciarlas de la generación masiva de electricidad mediante parques eólicos, facilitando su tramitación administrativa y su conexión a las redes de distribución. Además, es necesario contar con un marco retributivo adecuado, que reconozca sus características diferenciadas en cuanto al estado de la tecnología, costes y ventajas específicas. Con las medidas planteadas para el despliegue de las instalaciones eólicas de pequeña potencia, se espera que la potencia en servicio aumente progresivamente desde los 5 MW en 2011 hasta unos 50 MW/año durante 2015 y los siguientes años hasta 2020. Ello totalizaría unos 370 MW en el período 2011-2020.

En resumen, se consideran los siguientes objetivos eólicos en el horizonte 2020:

Eólica en tierra: 35.000 MW, desglosados en:

- Media y gran potencia: 34.630 MW, incluyendo la repotenciación de los parques eólicos obsoletos.
- Pequeña potencia: 370 MW.

Eólica Marina: 3.000 MW.

ANEXO H: ENERGÍA FOTOVOLTAICA

1.-PANELES FOTOVOLTAICOS

1.1-Principio de funcionamiento

La conversión de la energía de la radiación solar en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como el efecto fotovoltaico, fue en 1954 a partir de los trabajos de Chaplin, Fuller y Pearson en que se obtuvo la primera célula solar capaz de convertir con eficiencia la energía solar en energía eléctrica.[24]

Cuando la luz del Sol incide sobre ciertos materiales llamados semiconductores, los fotones que la constituyen, son capaces de transmitir su energía a los electrones de valencia del semiconductor, rompiendo el enlace que les mantiene ligados. Por cada enlace roto, se genera un electrón libre, una partícula con carga negativa (-), capaz de circular a través de la estructura del sólido y, como consecuencia, se genera un hueco capaz también de desplazarse, comportándose como una partícula con carga positiva (+).

El movimiento de los electrones y huecos en direcciones opuestas genera una corriente eléctrica en el semiconductor capaz de circular por un circuito externo y liberar la parte correspondiente de energía cedida por los fotones al crear los pares electrón-hueco.

1.2.- Fotogeneración de corriente.

Para producir este movimiento de cargas en direcciones opuestas, e impedir que se restablezca el enlace, se precisa un campo eléctrico (y su correspondiente diferencia de potencial).

En las células solares este campo eléctrico se consigue en la unión de dos regiones de diferente conductividad, de un cristal semiconductor. El material semiconductor mayoritariamente empleado, por su disponibilidad y coste, es el silicio.

Las dos regiones diferenciadas se producen efectuando la inclusión (dopaje) de elementos aportadores y deficitarios en electrones, en este caso fósforo con cinco electrones en su capa exterior uno más que el silicio. Cuando en una red cristalina de silicio, uno de estos átomos se sustituye por uno de fósforo, el electrón adicional que aporta este elemento adquiere la suficiente energía, a temperatura ambiente, para saltar y moverse libremente por el cristal, con lo que puede conducir corriente eléctrica creando una concentración de carga tipo “n”, mientras que el boro con tres electrones en su capa exterior, posee un electrón deficitario, un hueco que, a temperatura ambiente, también puede moverse libremente por el cristal creando una concentración de carga tipo “p”.

Así pues, en la ruptura de un enlace de silicio, se generan simultáneamente, un electrón y un hueco, ambos capaces de conducir la corriente eléctrica, mientras que con la ruptura de un átomo de fósforo se genera un electrón, capaz de conducir corriente y un ion positivo fijo en la estructura de la red, no capaz para conducir corriente y, por último, con la ruptura de un átomo de boro, se genera un hueco que puede moverse libremente por el cristal y un ion negativo incapaz de desplazarse.

Cuando se efectúa la unión dos cristales de silicio uno de tipo “n” y otro de tipo “p” de tal forma que por la superficie de unión pueden circular libremente electrones y huecos se produce difusión desde la zona “n” excedentaria en electrones hacia la zona “p”; este movimiento de electrones por difusión produce un desequilibrio en la carga eléctrica de los cristales originarios: el cristal tipo “n” por perder electrones queda con carga neta positiva, mientras que el cristal tipo “p”, por ganar electrones, queda con carga neta negativa. Por el mismo razonamiento, hay también una difusión de huecos, esta vez desde la zona “p” hacia la zona “n”.

Estas cargas netas originan un campo eléctrico E dirigido de la región “n” a la región “p” y que tiende a arrastrar a huecos y electrones precisamente en sentido contrario al de la difusión hasta alcanzar una situación de equilibrio.

Este campo eléctrico es el responsable de separar los electrones y huecos adicionales que se generan cuando la célula está iluminada por la luz del sol.

La energía que se precisa aportar al átomo de silicio para generar un par electrón-hueco es de 1,12 eV. La cantidad de energía que aporta un fotón es función de su longitud de onda λ ó de la frecuencia v ; de acuerdo con la expresión:

$$\text{Energía} = h v = h \frac{c}{\lambda}; \quad (\text{Ec.1.1})$$

donde: h es la constante de Planck ($4,136 \times 10^{-15} \text{ eV}\cdot\text{s}$) ; $c = \lambda v$; v es la velocidad de la luz, ($3 \times 10^8 \text{ ms}^{-1}$) ; y es $h \cdot c = 1.240 \text{ eV}\cdot\text{m}$;

La energía de un fotón con $\lambda = 1.100 \text{ nm}$, esta longitud de onda corresponde a una banda del espectro solar que se denomina infrarrojo cercano, ligeramente por encima de lo que es capaz de ver el ojo humano, igual o superior 1,12 eV.

Todos los fotones que corresponden a las bandas del visible ($400 \text{ nm} \leq \lambda \leq 700 \text{ nm}$) y del ultravioleta ($\lambda \leq 400 \text{ nm}$) son capaces de romper enlaces, generando pares electrón-hueco en un cristal de silicio. Sin embargo, los fotones que corresponden a la banda del infrarrojo ($\lambda \geq 1.100 \text{ nm}$) no pueden ser absorbidos por un cristal de silicio, estos fotones atraviesan el cristal sin interaccionar con él; el silicio es transparente para cualquier luz de color “más rojo” que $\lambda \geq 1.100 \text{ nm}$.

La corriente, y por tanto, la potencia eléctrica de una célula solar dependen directamente de la radiación incidente. Así las células solares entregan su mayor energía con cielos despejados y máxima insolación. Con luz difusa la célula solar genera una potencia menor.

En condiciones ideales la intensidad de la luz solar, o irradiancia, en la superficie de la Tierra es 1 kW/m^2 de acuerdo con una distribución espectral. Las células solares industriales poseen una eficiencia del orden del 12% al 17% en convertir esta energía en electricidad.

La máxima potencia de una célula solar se determina con una irradiación de 1000 W por metro cuadrado de superficie y una temperatura de célula de 25° C. Se la denomina potencia “pico” y se la consigna como W_p (watos pico). Una sola célula con una superficie de 100 cm^2 y una eficiencia en convertir la energía solar en electricidad del 15% entrega, en tales condiciones, una potencia de 1,5 W. La potencia es directamente proporcional al tamaño de la célula, células de doble tamaño entregan, con la misma eficiencia, el doble de potencia.

1.3.- Ecuación de la célula solar

De forma muy esquemática una célula solar consiste en una simple unión p-n con un contacto metálico en forma de rejilla por la cara iluminada y un contacto metálico posterior, la luz penetra a través de la rejilla en el interior de la célula provocando la generación de pares electrón-hueco, que el campo eléctrico E asociado a la unión p-n se encarga de separar. Debido precisamente a este campo, dirigido de la zona n a la zona p, los huecos generados por la iluminación se desplazan hacia la zona p, mientras que los electrones lo hacen hacia la zona n.

Las resultantes acumulaciones de huecos en la zona p y de electrones en la zona n originan, a su vez, la aparición de un campo eléctrico de sentido contrario al anterior, E^\wedge es decir, dirigido de la zona p a la zona n que tiende a juntar las cargas que el primero separó.

Para un nivel de iluminación y temperatura determinadas, las acumulaciones de cargas, cuando se alcanza el equilibrio, dependen de lo que esté conectado a los contactos de la célula. Para mejor comprensión veamos tres situaciones:

1.3.1.- En circuito abierto:

En esta situación todas las cargas que genera la iluminación y separa el campo de la unión p-n deben forzosamente recombinarse en el interior de la célula. El campo eléctrico asociado a la acumulación de las cargas E^\wedge , alcanza su valor máximo, y con él lo hace la tensión entre la cara n y p de la célula. Esta tensión puede medirse con un voltímetro, pinchando en los contactos metálicos de la célula, se conoce con el nombre de voltaje o tensión de circuito abierto V_{OC} . Ver figura1.

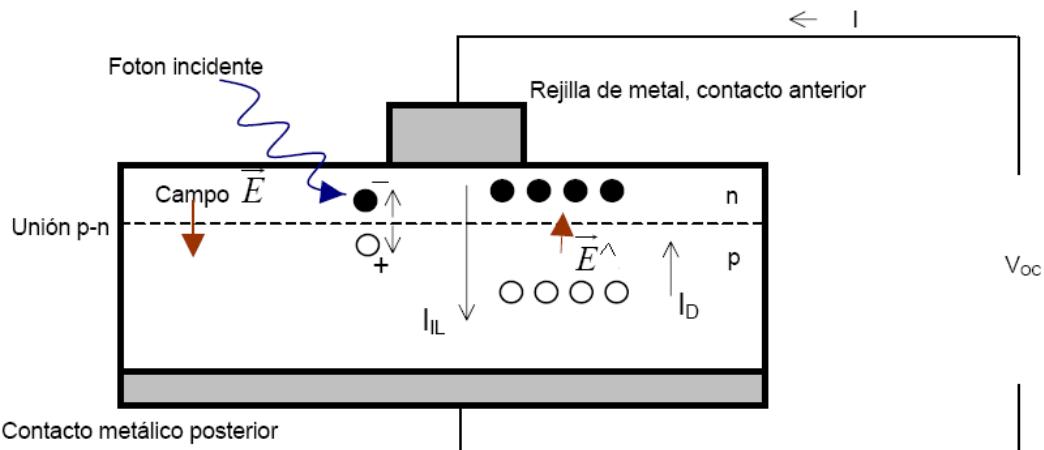


Figura 1: Célula solar conectada en circuito abierto.

Se puede comprender, de manera intuitiva, que si aumenta la iluminación, también aumenta el número de cargas eléctricas que se generan en la célula y por tanto, el de las que se recombinan dentro de ella; la acumulación de cargas, la intensidad del campo eléctrico asociado E^\wedge y el valor de V_{oc} .

Por otra parte, para una iluminación dada, cuanto más fácil sea que dos portadores de signo contrario se encuentren y recombinen, menor será la tendencia a acumularse, menor el campo eléctrico asociado E^\wedge a esta acumulación y menor la V_{oc} correspondiente.

Físicamente, la facilidad que encuentren los portadores para recombinarse, están relacionadas con la calidad de la red cristalina y con la temperatura.

Así cualquier alteración de la estructura cristalina representa una zona de recombinación de portadores, la superficie de la célula es un lugar donde esta alteración es más acusada, por el mero hecho de que la red termina y no se repite más, es pues una zona de fuerte recombinación; cuando la célula está constituida sobre un mosaico de cristales con diferente orientación, como en el caso del silicio policristalino, las fronteras de cada uno de los granos cristalinos son fuertes centros de recombinación. Estas fronteras de grano son, precisamente, la causa de que el voltaje en circuito abierto y con él, la eficiencia de estas células sea inferior al de las células de silicio monocristalino.

Por otro lado la temperatura aumenta la agitación de los portadores en el interior del cristal lo que facilita el que se encuentren y por ello la recombinación. Por lo tanto a mayor temperatura, menor voltaje de circuito abierto y menor eficiencia de las células solares.

La relación entre la corriente eléctrica que circula por el interior de una unión p-n debido a la recombinación de cargas I_D depende exponencialmente de la tensión V entre sus caras según la ecuación (Ec.1.2).

$$I_D(V) = I_0 \left[\exp \left(\frac{eV}{mkT_C} \right) - 1 \right] \text{ con } 1 < m < 2; \quad (\text{Ec.1.2});$$

donde:

- e: es la carga eléctrica del electrón;
- k: es la constante de Boltzman;
- Tc: es la temperatura absoluta;
- m: es el factor de idealidad;

I_0 es la corriente de saturación, la cual depende de la temperatura e indicativa de la facilidad que encuentran las cargas para recombinarse; a mayor valor de I_0 , mayor facilidad de recombinación.

Si I_{IL} es la corriente generada por la iluminación es inmediato deducir que $I_{IL} = I_D(V)$ y es:

$$I_{IL} = I_0 \left[\exp \left(\frac{eV_{OC}}{mkT_C} \right) - 1 \right]; \quad (\text{Ec.1.3});$$

$$V_{OC} = m \left(\frac{mKT_C}{e} \right) \ln \left(\frac{I_{IL}}{I_0} + 1 \right); \quad (\text{Ec.1.4});$$

Y es fácil ver que I_{IL} es igual al producto de la carga del electrón e, por el número de pares electrón-hueco que se generan en la unidad de tiempo y hay una relación lineal entre este número y la intensidad de la iluminación que recibe la célula. Llamando irradiancia G a esta intensidad, podemos escribir:

$$I_{IL} = C_1 G; \quad (\text{Ec.1.5});$$

Combinado con la (Ec.1.4) lleva a:

$$V_{OC} = m \left(\frac{mKT_C}{e} \right) \ln \left(\frac{C_1 G}{I_0} + 1 \right); \quad (\text{Ec.1.6});$$

De esta ecuación podemos deducir [31], que la variación de VOC con la iluminación es de aproximadamente 8% en la franja de 200 W/m² a 1000 W/m².

1.3.2.- En Cortocircuito:

En esta situación todas las cargas que genera la iluminación y separa el campo de la unión p-n pueden recombinarse con total facilidad a través de la conexión conductora externa, que cortocircuita ambas caras de la célula solar y que por ser su resistencia eléctrica nula, representa un camino cómodo para los portadores. Por tanto, el equilibrio no exige ni que se recombinen cargas eléctricas en el interior de la célula ni, en consecuencia, que se desarrolle un campo eléctrico en su interior. Ver figura 1.2.

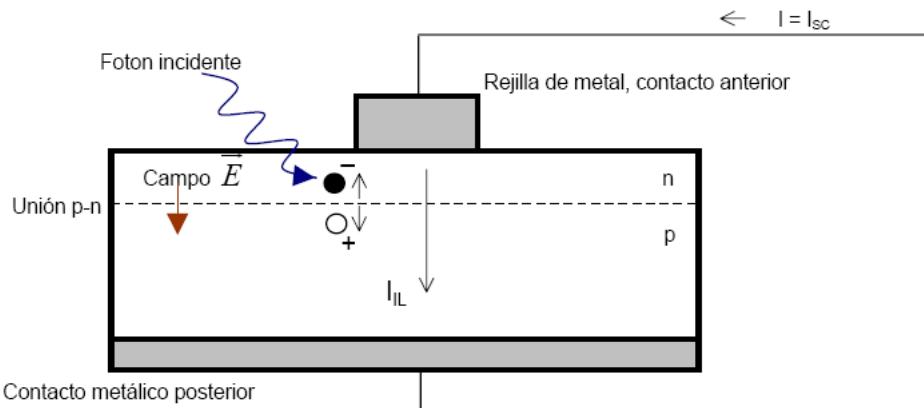


Figura: 1.2; La célula solar conectada en cortocircuito.

En esta situación, la corriente que circula por el conductor coincide con la generada por la iluminación y es la máxima que cabe imaginar. La corriente de cortocircuito $I_{sc}=I_{IL}$ y de acuerdo con la (Ec.1.5), lineal con la iluminación e independiente de la temperatura.

La corriente de cortocircuito puede medirse con un amperímetro, lo que representa un método sencillo para conocer el valor de I_{sc} de una manera sencilla. Una célula de silicio entrega, como máximo, hasta 38 mA/cm^2 reales, cuando se ilumina con $G = 1000 \text{ W/m}^2$.

Para acercarse lo más posible a estos valores de intensidad y debido a que el silicio, que es de un color gris plateado, refleja hasta un 33% de la radiación solar que recibe (índice de refracción 3,6), se cubre la superficie de las células solares con capas antirreflectantes, a base de óxido de titanio, óxido de tántalo, nitruro de silicio, que tienen un índice de refracción de entre 1,8 a 2 lo que permite acoplar la óptica de la cadena aire-vidrio-capa antirreflectante-silicio y reducir las pérdidas por reflexión a menos de un 10%. Estas capas de material antirreflectante son las que confieren el color azul característico de muchas células solares; además se “texturiza” la superficie de la célula, mediante un ataque químico para que deje de ser lisa y se cubra de micropirámides que la hacen rugosa; con ello se consigue reducir la reflectividad a un tercio del valor correspondiente a la superficie lisa.

1.3.3.- Conectada a una resistencia

Para que una célula solar pueda entregar potencia es necesario conectarle una resistencia (carga) externa entre sus caras. Entonces, una parte de los portadores que genera la iluminación y separa el campo eléctrico asociado a la unión p-n se recombinan en el interior de la propia célula y otra parte lo hace a través del circuito externo. El reparto de la recombinación entre estas dos alternativas depende precisamente del valor de la resistencia. Cuanto mayor es su valor, mayor es la dificultad que ofrece al paso de corriente eléctrica y menor es la proporción de portadores que se recombinan circulando a través de ella; y mayor la proporción que lo hacen en el interior de la célula. Ver figura 1.3.

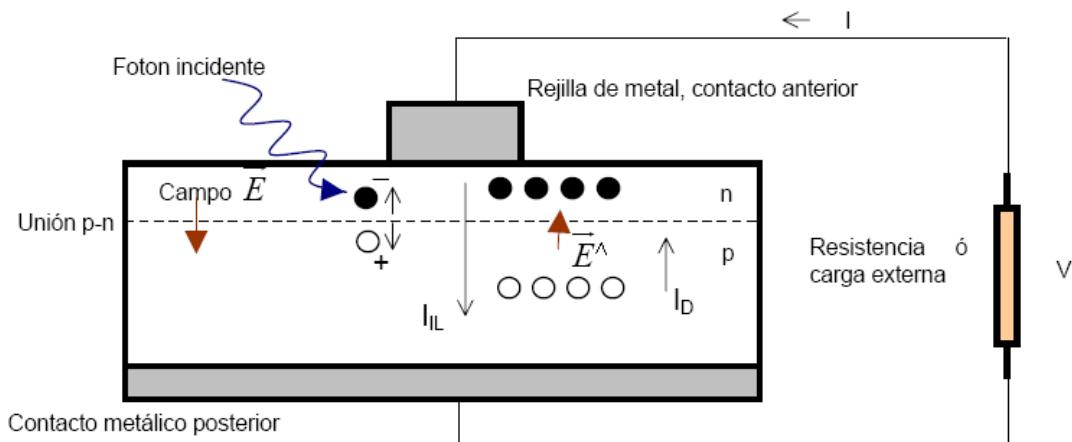


Figura: 1.3; La célula solar conectada a una resistencia.

Podemos aproximarnos a la ecuación básica de la célula solar razonando que el número de portadores que se generan debe ser igual a la suma de los que se recombinan por el interior más los que se recombinan circulando a través de la resistencia externa. En otras palabras la corriente fotogenerada debe ser igual a la suma de la corriente por el interior del diodo y la que circula por la resistencia. Es decir:

$$I(V) = I_{IL} - I_D(V) = I_{IL} - I_0 \left[\exp \left(\frac{eV_{OC}}{mkT_C} \right) - 1 \right]; \quad (\text{Ec.1.7});$$

Esta ecuación describe bien el comportamiento de la célula, cuyo gráfico genérico, es el recogido en la figura 1.4.

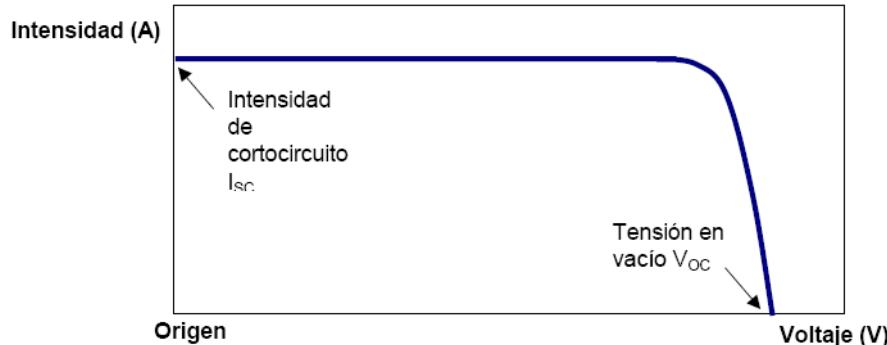


Figura: 1.4; Curva característica I-V de la célula solar.

Esta forma de representación indica que en el plano I-V corresponde al funcionamiento de la célula entregando corriente a una carga bajo tensión positiva; es decir corresponde al funcionamiento del dispositivo como generador de energía.

1.4.- Punto de Máxima Potencia

Cuando la energía de la célula solar es suministrada a una carga resistiva, la potencia entregada a la resistencia viene dada por el producto $P=IV$ y existe un punto de funcionamiento (I_M , V_M) para el que la potencia entregada es máxima. Es el punto de máxima potencia.

De la condición de máximo $\frac{dP}{dV} = 0$; o bien $0 = d(IV)_M = I_M dV + V_M dI$; (Ec.1.8);

que también puede escribirse como $\left(\frac{dI}{dV}\right)_M = -\left(\frac{I_M}{V_M}\right)$; (Ec.1.9);

que representa una condición general de máximo; que aplicada a una célula solar descrita por la (Ec.1.7).

$I(V) = I_{IL} - I_D(V) = I_{IL} - I_0 \left[\exp\left(\frac{eV_{OC}}{mkT_C}\right) - 1 \right]$; y derivando esta ecuación

$\frac{dI}{dV} = -I_0 \exp\left(\frac{eV}{mkT_C}\right) \left(\frac{e}{mkT_C}\right)$; (Ec.1.10)

De la condición (Ec.1.9)

$\left(\frac{dI}{dV}\right)_M = -I_0 \exp\left(\frac{eV}{mkT_C}\right) \left(\frac{e}{mkT_C}\right) = -\left(\frac{I_M}{V_M}\right)$ y obtenemos $-I_0 \exp\left(\frac{eV}{mkT_C}\right) = -\left(\frac{I_M}{V_M}\right) \left(\frac{mkT_C}{e}\right)$;

que sustituida en la (Ec.1.7) en el punto M

$I_M = I_{IL} - I_M \left(\frac{mkT_C}{eV_M}\right) + I_0$ y de aquí $I_M + I_M \left(\frac{mkT_C}{eV_M}\right) = I_{IL} + I_0$;

Y se obtiene al final que:

$I_M = \frac{I_{IL} + I_0}{1 + \left(\frac{mkT_C}{eV_M}\right)}$; (Ec.1.11);

Que junto con la ecuación de la célula (Ec.1.7);

$I_M = I_{IL} - I_0 \left[\exp\left(\frac{eV_{OC}}{mkT_C}\right) - 1 \right]$; (Ec.1.7);

Forman un sistema del que pueden calcularse I_M y V_M ; en la figura .1.5.

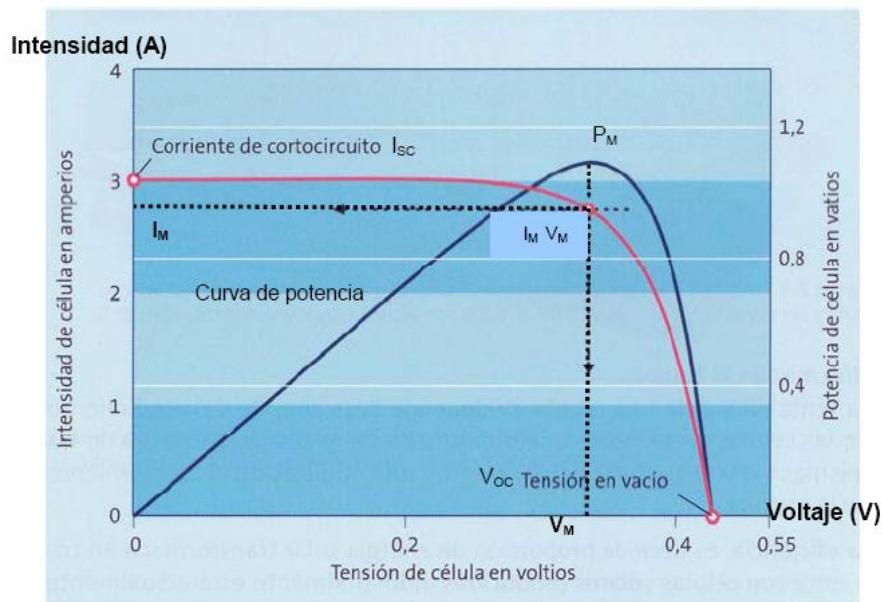


Figura: 1.5; Punto de máxima potencia.

1.5.- Efectos de la iluminación y la temperatura.

Las condiciones de operación de una célula solar varían a lo largo del tiempo. Así la intensidad de la iluminación puede variar entre 0 W/m^2 a 1000 W/m^2 , mientras que la temperatura de operación de las células puede oscilar entre la temperatura ambiente y unos 40°C por encima de ella.

La intensidad de iluminación o irradiancia G afecta linealmente a I_{IL} y I_{SC} y afecta muy poco a V_{OC} , ver figura 1.6, por lo que en la práctica de la ingeniería fotovoltaica, V_{OC} se considera constante.

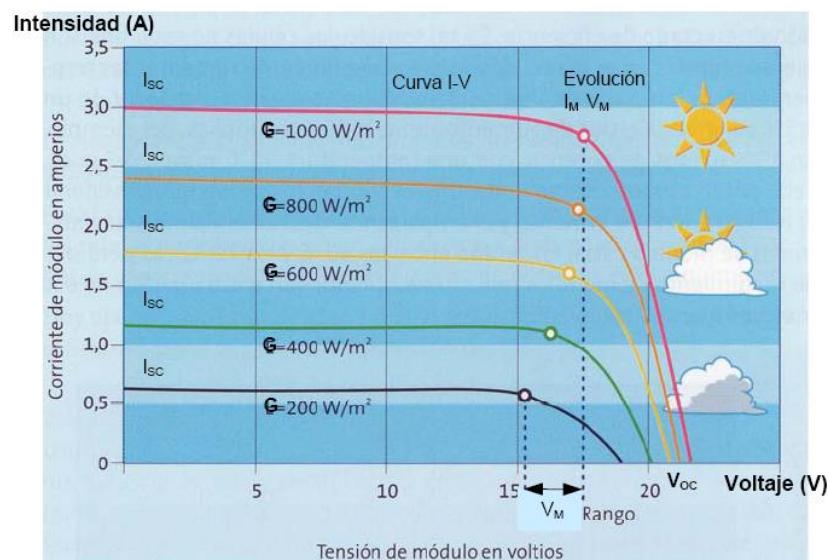


Figura: 1.6; Evolución de I-V con la irradiancia G .

Por otro lado la temperatura de operación afecta poco, en el caso del silicio, a la corriente de cortocircuito I_{SC} ; así el valor de I_{SC} ($70^{\circ}C$) es un 1,5% superior al de $I_{SC}(20^{\circ}C)$.

Hemos visto que la temperatura facilita los mecanismos de recombinación de portadores, por lo que es de esperar que los incrementos de aquella sean en detrimento del valor de V_{OC} ; de hecho (Ec.1.4 ó Ec.1.6) $\frac{dV_{OC}}{dT_C} = -2,3 \text{ mV}^{\circ}\text{C}$; ver figura 1.7.

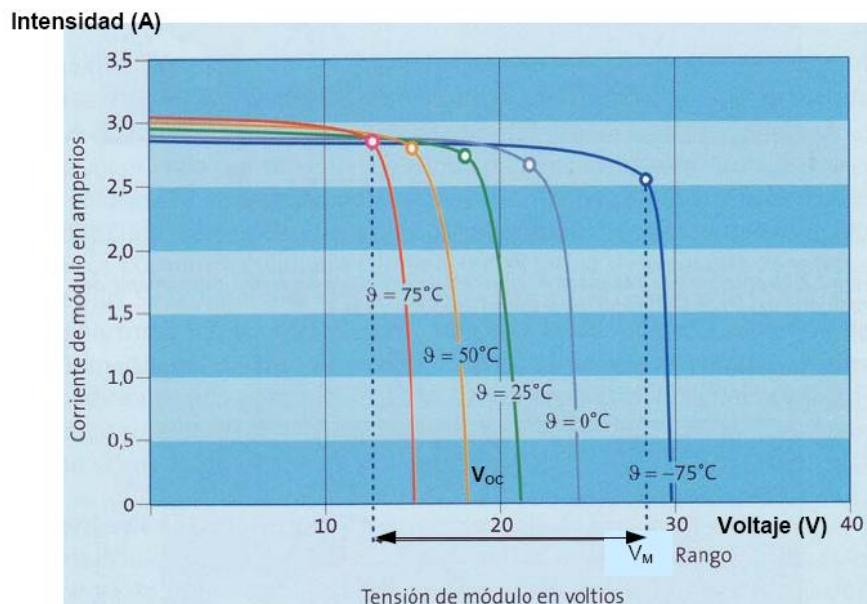


Figura: 1.7; Evolución I-V con la temperatura de célula T_C .

La tensión de circuito abierto V_{OC} disminuye a razón de 0,4% por cada grado que aumenta la temperatura; esta disminución se refleja en la potencia máxima P_M , y con ello en la eficiencia de la célula solar:

$$\eta(T_{C,2}) = \eta(T_{C,1}) \left[1 - \left(\frac{0,4}{100} \right) (T_{C,2} - T_{C,1}) \right] \quad (\text{Ec.1.12});$$

1.6.- Parámetros Característicos de la Célula Solar.

Una célula solar se caracteriza por los parámetros medidos en condiciones estándar y que corresponden a una irradiancia de 1000 W/m^2 una masa de aire (AM) o distribución espectral de 1,5 y una temperatura de célula (T_C) de 25°C .

La masa de aire ó distribución espectral es la relación entre el camino que recorren los rayos directos del Sol a través de la atmósfera para llegar a la superficie receptora y el que recorrerían en caso de incidencia normal y superficie al nivel del mar. Consideraciones geométricas llevan a que.

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_{ZS}}; \quad (\text{Ec.1.13});$$

Siendo θ_{ZS} la distancia cenital, es decir, el ángulo formado por la dirección del Sol y la vertical (cénit) del lugar.

Los parámetros recogidos son:

- Potencia nominal o potencia máxima P_M ; P_{MP} ó P_{MPP} (maximum power point) en Watios pico (WP).
- Voltaje a potencia nominal V_M ; V_{MP} ó V_{MPP} en Volts (V)
- Intensidad a potencia nominal I_M ; I_{MP} ó I_{MPP} en Amperios (A)
- Tensión de circuito abierto V_{OC} en Volts (V)
- Intensidad de cortocircuito I_{SC} en Amperios (A)
- Eficiencia η en %

También es habitual presentar estos parámetros para las condiciones normales de operación de la célula (NOCT) y que corresponden a una irradiancia de 800 W / m² una masa de aire (AM) o distribución espectral de 1,5, una velocidad del viento de 1 m/s y una temperatura ambiente (T) de 20°C.

En este caso los parámetros recogidos son:

- Potencia nominal o potencia máxima P_M ; P_{MP} ó P_{MPP} (maximum power point) en Watios pico (WP).
- Voltaje a potencia nominal V_M ; V_{MP} ó V_{MPP} en Volts (V)
- Tensión de circuito abierto V_{OC} en Volts (V)
- Intensidad de cortocircuito I_{SC} en Amperios (A)
- Temperatura de la célula en °C T_{NOCT}

También se suelen incluir los coeficientes de variación con la temperatura:

- Coeficiente variación de Potencia $T_K(P_M)$ en % / °K
- Coeficiente variación de Tensión de circuito abierto $T_K(V_{OC})$ en mV / °K
- Coeficiente variación de Corriente de cortocircuito $T_K(I_{SC})$ en mA / °K

1.7.- Estructura de la Célula Solar

La estructura de una célula solar convencional puede verse en la figura 1.8.

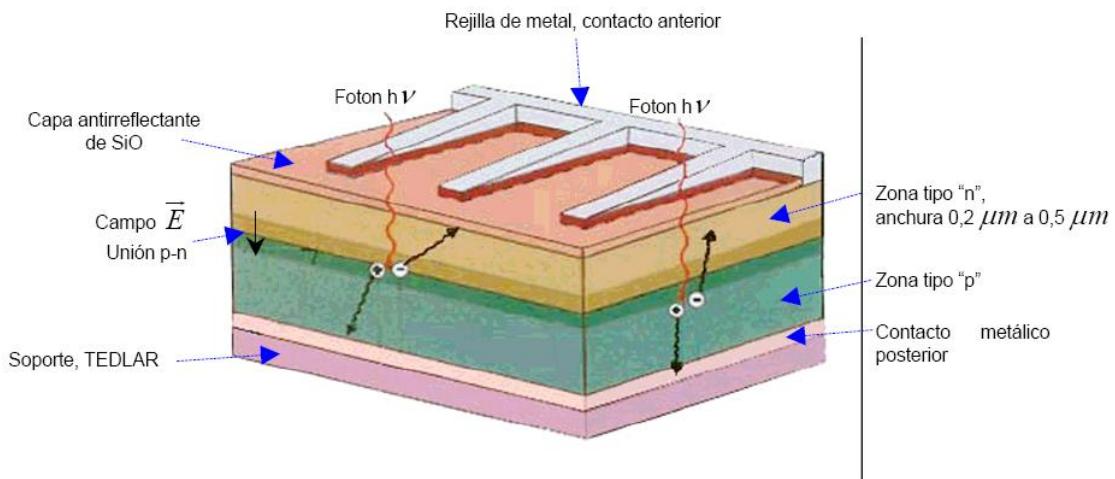


Figura: 1.8; Estructura de una célula de silicio convencional.

Prácticamente todas las células solares disponibles en la actualidad están constituidas por una unión p-n. En las células de silicio, la unión se consigue difundiendo una capa de fósforo en una oblea de silicio originalmente toda ella impurificada con boro; la capa difundida es muy superficial con espesores de $0,2 \mu m$ a $0,5 \mu m$, esta es la zona “n”.

El contacto eléctrico sobre la cara iluminada, que es la cara difundida, ha de hacerse de tal forma que deje al descubierto la mayor parte de su superficie, a fin de que penetre la luz en el semiconductor, pero proporcione a la vez una baja resistencia eléctrica. La solución de compromiso adoptada consiste en utilizar contactos en forma de peine, aún así se produce una pérdida del orden del 3%, por el contrario el contacto eléctrico sobre la cara no iluminada cubre toda el área.

Habitualmente la cara iluminada se cubre también con una capa de material antirreflectante para aumentar el porcentaje de energía solar absorbida por la célula.

El mercado ofrece varios tipos de células, de acuerdo con su mayor a menor eficiencia de conversión tenemos: Monocristalinas, policristalinas, capa fina de diseleniuro de cobre e indio (CIS), capa fina de teluro de cadmio (CdTe) y de silicio amorfo.

En general el proceso de elaboración de células monocristalinas, parte de una colada de silicio ultrapuro del 99,999% (silicio grado electrónico) y se hacen crecer monocristales sin dislocaciones en la red, introduciendo el silicio en un crisol junto con impurezas de boro, formando una masa fundida a $1400^{\circ}C$, entonces se dispone una varilla, que gira lentamente, cuyo extremo tiene un germe de silicio y que al ponerse en contacto con la masa inicia el proceso de cristalización; esta varilla se va extrayendo y va solidificando un tocho metálico de un diámetro relacionado con la velocidad de extracción y giro de la varilla, (método Czochralsky). En la elaboración de células policristalinas se recurre al procedimiento de bloque fundido y enfriado de forma

controlada lo que origina cristales orientados irregularmente. En la elaboración de células a partir de silicio amorfo, se aplica vaporizando silicio sobre un material base que puede ser vidrio o material flexible, los espesores son reducidos y se habla entonces de células elaboradas en tecnología de capa fina.

En la elaboración de células monocristalinas, primero se obtienen bloques de silicio de sección circular que se cortan en discos de entre $200 \mu m$ a $300 \mu m$ de grosor (obleas). Estos discos de brillo plateado constituyen la base de la célula. Para mejorar la integración en la construcción del panel, las células redondas, son recortadas, con obtención de abundante residuo (se llega a desperdiciar hasta un 40% de material) consiguiendo una forma más o menos cuadrada de 5" a 6" de lado (una pulgada son 25,4 mm); se completa el proceso con el dopaje de la cara superior, la incorporación de la capa antirreflectante y de los contactos metálicos anteriores y posteriores, que suelen ser de aluminio o cobre.

Este tipo de células, fabricadas industrialmente, tienen grados de eficiencia de entre el 12 al 17%. La compañía Sun Power está comercializando una célula (módulo) de silicio monocristalino, con optimización de la rejilla de contacto anterior, lo que, mejora en un 1% las pérdidas por sombreado debidas a la rejilla y produce una eficiencia del 18%, hay que tener en cuenta que en laboratorio la máxima eficiencia conseguida para este tipo de células es del 24%.

El hecho de que este rendimiento sea bajo, se debe a los siguientes factores:

- Energía de los fotones incidentes:

No todos los fotones que contiene la energía de la luz solar disponen de suficiente energía como para romper el enlace covalente y crear el par electrón-hueco. Y también se da el caso contrario, si el fotón incidente tiene más energía de la necesaria, el exceso se disipa en forma de calor. Un 50% de la energía incidente en nuestra célula fotovoltaica se pierde sin producir electricidad.

-Pérdidas por recombinación:

El hecho de que parte de los electrones liberados por los fotones ocupen de nuevos huecos vecinos (recombinación) hace que la tensión de vacío V_{OC} disminuya desde aproximadamente 1,12 V (tensión teórica) hasta la obtención de valores de 0,5 V a 0,6 V de tensión de circuito abierto. Recordemos, como hemos comentado anteriormente que el proceso de fabricación incide sobre estas pérdidas y la temperatura. Por el efecto recombinación un 15% de la energía incidente en nuestra célula fotovoltaica se pierde sin producir electricidad.

- Pérdidas por reflexión:

Con la utilización de recubrimientos antirreflectantes en la célula solar de silicio, conseguimos que sólo un 9% a un 10% de la energía incidente se pierda.

- Pérdidas por los contactos eléctricos:

Parte de la superficie de captación de radiación se ve obstruida por la rejilla metálica. Las pérdidas pueden evaluarse entre un 6% al 7% y dependen del diseño de los contactos frontales de la célula. La empresa “Sun Ware” ha conseguido un diseño en que la rejilla eléctrica penetra más en el material activo, disminuyendo el grosor frontal y alcanzando una mejora del 1%.

- Pérdidas por resistencia serie:

Son las debidas al efecto Joule que se produce al circular la corriente eléctrica. Representan un 2% a 3% del total de la radiación. Sumando los distintos valores de pérdidas, se obtiene que, industrialmente, la eficiencia real de la célula solar no pueda superar el 18%, siendo habituales valores de 12% a 16%.

En la siguiente tabla 1.1. Se muestra una comparación entre los diferentes tipos de células.

Tipo de célula	Estructura	Eficiencia laboratorio %	Eficiencia Industrial %	Superficie Necesaria para 1KWP	Nivel de desarrollo
Monocristalina	Cristalina Uniforme “monocristal”	24	13-17	7-9 m ²	Industrial
Policristalina	Cristalina Uniforme “Secciones”	18	11-15	9-11 m ²	Industrial
Capa fina CIS	Tecnología capa fina	18	10-12	11-13 m ²	Industrial
Capa fina CdTe	Tecnología capa fina	17	9-10	13-14 m ²	Industrial
Amorfa	Atomos desordenados Capa fina	11-12	5-8	16-20 m ²	Industrial

Tabla 1.1; Tipos de células fotovoltaicas.

En nuestro proyecto emplearemos células y paneles elaborados a partir de silicio cristalino por su mayor eficacia y menor superficie necesaria de captación por kWp.

1.8.- El Módulo o Panel Fotovoltaico.

La intensidad de corriente de una célula solar depende linealmente de la radiación incidente y del tamaño de la célula. El voltaje de la célula apenas varía con la variación de radiación, es dependiente con la temperatura de la célula y es específico del tipo de material; así en el caso del silicio es de alrededor de 0,5 V a 0,6 V, si no hay variaciones de temperatura. De este modo, para su aprovechamiento técnico sólo puede

lograrse un incremento de voltaje mediante la conexión en serie de varias células solares, formando el módulo ó panel solar fotovoltaico.

En la fabricación de módulo o panel solar fotovoltaico se interconectan eléctricamente varias células solares para lograr, ya en la salida de un módulo individual, voltajes e intensidades de corriente útiles. Las células se conectan en serie para aumentar el voltaje o en paralelo para aumentar la intensidad de la corriente asimismo, los parámetros eléctricos de las células conectadas deben estar comprendidos en un rango estrecho para evitar las descompensaciones que se producirían en el interior del módulo si unas células generaran más corriente que las vecinas. Son importantes los test de certificación dentro de su proceso de producción, las más importantes son la IEC 61.215:2005 y la IEC 61.730:2004.

Cada serie de células solares está protegida mediante un diodo by-pass para evitar, en caso de sombreado de células individuales, daños o defectos por calentamiento excesivo y limitar así la consiguiente merma de rendimiento de todo el panel ó módulo y de los otros módulos conectados a él.

La exigencia de una buena manejabilidad del módulo limita el número máximo de células. El peso y las dimensiones exteriores deben permitir el montaje en el tejado incluso en condiciones difíciles y con pocos operarios.

Las células solares se cubren, por su parte frontal, con una lámina de vidrio endurecido y por detrás con una segunda lámina de vidrio o con una lámina de plástico Tedlar.

El cristal debe ser en su parte anterior y exterior, sumamente liso y capaz de no retener la suciedad.

Para poder resistir al menos durante 25 años la intemperie y la humedad, las células se adhieren a una capa de etilen vinil acetato (EVA), estas materias plástico debe presentar una excelente transmisión a la radiación solar, así como una nula degradación frente a las radiaciones ultravioletas UV ya que si no es así disminuye el rendimiento del módulo, el encapsulante protege y amortigua las posibles vibraciones e impactos que se puedan producir. Las células así quedan envueltas y protegidas, ver la siguiente figura 1.9.

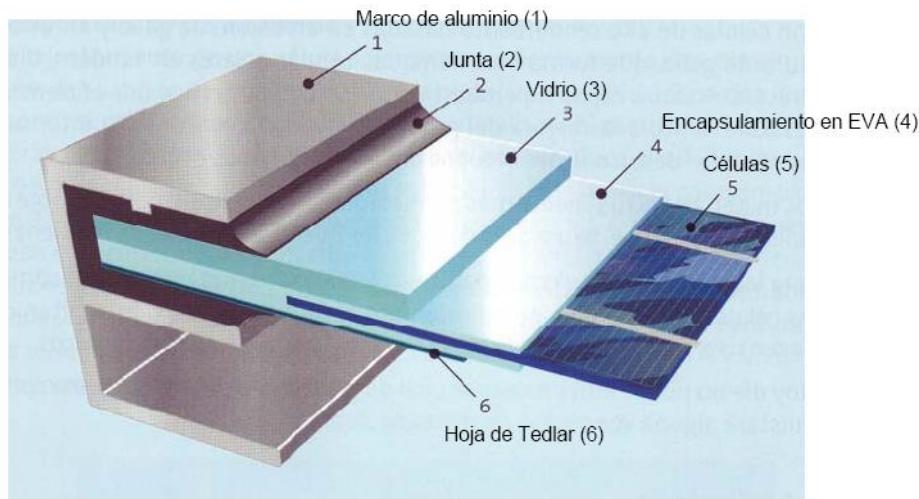


Figura: 1.9; Estructura de un módulo ó panel solar.

La capa de Tedlar posterior debe proteger contra los agentes atmosféricos y la humedad; el Tedlar es 2300 veces menos absorbente de la humedad que la silicona. Ha de ser de color blanco para favorecer el rendimiento del panel ya que refleja la radiación incidente a través de los intersticios de las células, reflejándose en el vidrio por su parte interior e incidiendo de nuevo sobre las células.

El marco suele ser de aluminio anodizado o acero inoxidable. Los marcos soporte deberán llevar los taladros necesarios para su anclaje en bastidor. Un marco no debe ser taladrado bajo ningún concepto, ya que las vibraciones producidas pueden hacer estallar el cristal. Es preciso que lleven instaladas tomas de tierra.

Los contactos eléctricos deben ser accesibles a través de una caja de conexión IP65 con los diodos bypass incorporados.

Como se indicaba anteriormente, deben cumplir las certificaciones IEC 61.215:2005 y IEC61.730:2004. Si se trata de construcción con células cristalinas.

Los ensayos principales son:

- Inspección visual
- Medidas en las condiciones estándar (1000 W/m² ; Tc 25°C, AM 1.5)
- Ensayo de aislamiento eléctrico.
- Medida de los coeficientes de dilatación térmica.
- Medida de la temperatura de operación nominal TONC.
- Funcionamiento en condiciones de TONC.
- Funcionamiento a baja irradiancia.
- Ensayo de exposición en exterior.

Estudio de la recarga de vehículos eléctricos en sistemas autónomos de producción de energía en edificios.

- Ensayo a la resistencia en la formación de “puntos calientes”.
- Pruebas de resistencia a la radiación ultravioleta UV.
- Ensayo de ciclos térmicos (200 ciclos de -40°C a $+85^{\circ}\text{C}$).
- Prueba de humedad / congelación.
- Ensayo continuo de calor húmedo (1000 horas a 85°C y 85% de humedad relativa).
- Ensayo de resistencia a granizo (granos de 25 mm de diámetro a 23 m/s (83 km/h) dirigidos a 11 zonas de impacto).
- Ensayo de carga mecánica (3 ciclos de carga uniforme de 2400 Pa aplicados durante 1 h en la zona frontal y posterior alternativamente).
- Prueba de robustez de terminales.
- Prueba de torsión.

1.8.1.- Vida útil de los módulos fotovoltaicos.

Hablar de vida útil puede hacerse desde dos puntos de vista: el teórico, por simulación de pruebas de envejecimiento prematuro y el propio de la experiencia. Con el primero de estos análisis y tras numerosas pruebas de laboratorio, parece deducirse que, con el estado actual de la tecnología, tendría que situarse en una vida esperada de varias décadas.

- La experiencia indica que la vida útil de los módulos puede superar los 40 años.
- Estamos ante un dispositivo con capacidad de horas de servicio muy elevada.
- Es determinante la calidad en el proceso de elaboración de la célula y el panel solar.

Sin embargo, de acuerdo con estudios realizados de degradación, demuestran una relación lineal entre la reducción porcentual de la potencia del módulo y la exposición a la radiación UV. El porcentaje de degradación promedio es del 0,71% anual, lo que se traduce a una reducción de prácticamente el 80% en 25 años. Aparecen 4 posibles causas origen de esta degradación:

1. Obscurecimiento o absorción por la capa de cristal protectora.
2. Obscurecimiento o absorción por la capa de etil vinil acetato EVA.
3. Degradación de las uniones p-n.

4. Degradación térmica.

En cualquier caso esta degradación debe tenerse presente en el cálculo de la capacidad de generación.

1.8.2.- Pérdidas por dispersión.

El cálculo de la característica I-V de una asociación serie de células fotovoltaicas puede, en principio, abordarse por el procedimiento de sumar, los voltajes de las células que componen la rama serie ó la intensidad de las células que componen la rama paralela.

El análisis estadístico de los parámetros de módulos fotovoltaicos de diversos fabricantes reflejan que la tensión se ajusta a distribuciones Gausianas, mientras que los relacionados con la corriente lo hacen según una distribución Weibull con sesgo negativo.

La casi totalidad de los generadores actuales se construyen asociando primero módulos cuya dispersión en el valor de características sea homogénea, de forma que es habitual que los fabricantes, al efectuar esta clasificación previa, ofrezcan tolerancias del orden del 3% al 4%.

1.8.3.- El problema del punto caliente.

Esta situación se produce en situaciones de sombreado parcial del módulo fotovoltaico. Supongamos un módulo fotovoltaico compuesto por N células asociadas en serie, una de las cuales, está afectada por una sombra procedente de suciedad ó por un elemento constructivo cercano, en estas condiciones, en lugar de generar corriente, la intensidad cambia de polaridad y lo que hace es disiparla actuando de receptor y calentarse por efecto Joule.

En situación límite puede estar disipando la potencia generada por las otras N-1 células. Al calentarse por efecto Joule, si el valor de la temperatura de la célula supera los 85°C, el riesgo de dañar el módulo es significativo. Para célula cuadradas de 10 cm de lado y TONC = 45°C esta temperatura se alcanza con un valor de potencia disipada de 16 W, que correspondería a una irradiancia de 400 W/m².

Los fabricantes entregan los módulos fotovoltaicos conectando diodos de paso en paralelo con grupos de células asociadas en serie, si la polaridad del diodo es opuesta a la de las células, cuando éstas se polarizan inversamente, aquel lo hace positivamente y entra en modo de conducción y limita la máxima potencia a disipar por una célula a la generada por las que componen su propio grupo.

2.- TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Hay dos formas de utilizar la energía eléctrica generada a partir del efecto fotovoltaico:

- En instalaciones aisladas de la red eléctrica.
- En instalaciones conectadas a la red eléctrica convencional

Mientras que en las primeras la energía generada se almacena en baterías para así disponer de su uso cuando sea preciso, en las segundas toda la energía generada se envía a la red eléctrica convencional para su distribución donde sea demandada.

2.1.- Sistemas aislados de la red eléctrica

Estos sistemas se emplean sobre todo en aquellos lugares en los que no se tiene acceso a la red eléctrica y resulta más económico instalar un sistema fotovoltaico que tender una línea entre la red y el punto de consumo. Como los paneles sólo producen energía en las horas de Sol y la energía se necesita durante las 24 horas del día, es necesario un sistema de acumulación. Durante las horas de luz solar hay que producir más energía de la que se consume, para acumularla y posteriormente poder utilizarla cuando no se esté generando. La cantidad de energía que se necesita acumular se calcula en función de las condiciones climáticas de la zona y el consumo de electricidad. De tal manera que en una zona donde haya muchos días soleados al año habrá que acumular poca energía. Si el periodo sin luz no es suficientemente largo, hay que acumular más energía. El número de paneles a instalar debe calcularse teniendo en cuenta:

- La demanda energética en los meses más desfavorables.
- Las condiciones técnicas óptimas de orientación e inclinación, dependiendo del lugar de la instalación.

Para optimizar el sistema es necesario calcular correctamente la demanda con el fin de no sobredimensionar la instalación. Conviene utilizar electrodomésticos e iluminación de bajo consumo, para que de esta manera el sistema sea más económico. Actualmente existe una gran variedad de productos de bajo consumo.

2.1.1 Elementos del sistema aislado fotovoltaico.

Básicamente estos sistemas fotovoltaicos constan de los siguientes elementos:

- Generador fotovoltaico: Transforma la energía del Sol en energía eléctrica y carga las baterías.

- Regulador de carga: Controla la carga de la batería evitando que se produzcan sobrecargas o descargas excesivas, que disminuyen la vida útil del acumulador. Puede incorporar un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia, que es un dispositivo que aumenta el rendimiento de la instalación.

- Sistemas de acumulación. Baterías: Acumulan la energía entregada por los paneles. Cuando hay consumo, la electricidad la proporciona directamente la batería y no los paneles.

- Inversor-Ondulador: La corriente que entrega la batería es corriente continua y la mayoría de los electrodomésticos que se comercializan, funcionan con corriente alterna. Por este motivo se utilizan onduladores que convierten la corriente continua en alterna.

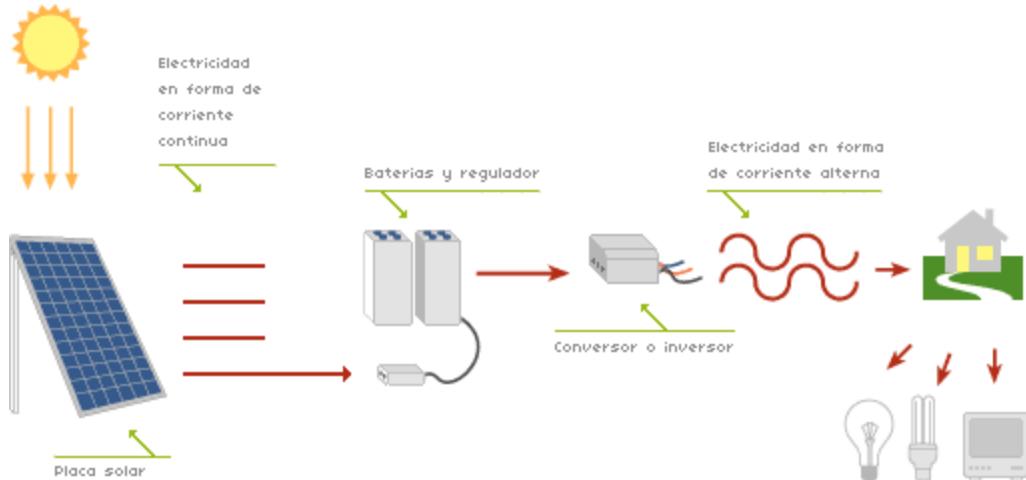


Figura: 2.1; Esquema básico de un sistema solar fotovoltaico aislado.

2.1.2 Mantenimiento del sistema aislado fotovoltaico.

El generador fotovoltaico se estima que tiene una vida útil superior a 30 años, siendo la parte más fiable de la instalación. La experiencia indica que los paneles nunca dejan de producir electricidad, aunque su rendimiento pueda disminuir ligeramente con el tiempo.

Por otro lado las baterías con un correcto mantenimiento tienen una vida aproximada de diez años.

Las operaciones de mantenimiento son:

- Los paneles que forman el generador apenas requieren mantenimiento, basta limpiarlos con algún producto no abrasivo cuando se detecte suciedad.
- El regulador de carga no requiere mantenimiento, pero sí necesita ser revisado para comprobar su buen funcionamiento.
- En las baterías se debe controlar que el nivel de agua del electrolito esté dentro de unos límites aceptables. Para reponerlo se utiliza agua desmineralizada o destilada. Además se debe revisar mensualmente en cada uno de los elementos y mantener los bornes de conexión libres de sulfato. La medida de la densidad del electrolito puede avisar de posibles averías. Actualmente existen baterías sin mantenimiento o de electrolito gelificado que no necesitan reposición de agua.

- El ondulador no necesita mantenimiento especial, únicamente debe ser revisado para comprobar su buen funcionamiento.

2.1.3 Aplicaciones del sistema aislado fotovoltaico.

Las principales aplicaciones de los sistemas aislados de la red eléctrica son:

- **Aplicaciones Espaciales:** Desde los orígenes de la aventura espacial los satélites y naves espaciales han utilizado paneles solares, fotovoltaicos para alimentar sus equipos electrónicos.

- **Sector de gran consumo:** Calculadoras, relojes, etc.

En la siguiente imagen se puede apreciar la aplicación de células fotovoltaicas en aparatos de gran consumo.



Figura: 2.2; Aplicación de células fotovoltaicas.

- **Telecomunicaciones:** Existen multitud de equipos de telecomunicaciones situados en zonas de difícil acceso, alejados de la red eléctrica, alimentados por energía solar fotovoltaica. En estos casos, normalmente, la solución solar es la más económica y fiable. Son ejemplos característicos: Repetidores de televisión, equipos de radio, antenas de telefonía móvil, etc.

- **Señalización:** La señalización marítima terrestre es una de las grandes aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos. Así son numerosos los ejemplos en balizamiento de aeropuertos, señalización de carretas y puertos, etc.

- **Bombeo:** Al estar los pozos alejados de la red eléctrica, el bombeo con energía fotovoltaica es una solución muy adecuada. Estas instalaciones se adaptan muy bien a las necesidades ya que en los meses más soleados, que es normalmente cuando más agua se necesita, es cuando más energía se produce.

- **Zonas protegidas:** En parajes naturales donde, por motivos de protección ambiental, se recomienda no instalar tendidos eléctricos aéreos, en ocasiones, resulta más rentable utilizar sistemas fotovoltaicos en lugar de tendidos subterráneos o grupos electrógenos que utilizan combustibles fósiles.

- **Electrificación de viviendas aisladas:** La distancia del punto de consumo a la red eléctrica puede hacer, en muchos casos, más rentable esta aplicación debido no solo al coste del instalar el tendido eléctrico sino también a la calidad del suministro eléctrico al evitarse cortes de electricidad, muy frecuentes en lugares aislados.

- Alumbrado de calles y carreteras: La posibilidad de utilizar sistemas de iluminación autónomos de fácil instalación y mínima obra civil hace que sea una solución adecuada en muchas ocasiones. En la siguiente figura 2.3, se muestra un ejemplo de este uso.



Figura: 2.3; Utilización de panel fotovoltaico para la iluminación de una farola.

- Sistemas centralizados para poblaciones rurales aisladas: Cuando hay que electrificar una pequeña población rural aislada, la solución más idónea es instalar un sistema centralizado que gestione y distribuya la energía de los habitantes de la pequeña población.

2.2.- Sistema conectado a la red eléctrica

En los núcleos de población que disponen del fluido eléctrico, la conexión a la red de los sistemas fotovoltaicos es una solución idónea para contribuir a la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera. Esta aplicación se ajusta muy bien a la curva de demanda de la electricidad. El momento en que más energía generan los paneles, cuando hay luz solar, es cuando más electricidad se demanda.

En España, la electricidad generada con sistemas fotovoltaicos goza de una prima que mejora su rentabilidad económica. Al instalar un sistema fotovoltaico conectado a la red, se dispone de una minicentral eléctrica que inyecta KWh verdes a la red para que se consuman allí donde sean demandados.

Para que estas instalaciones sean técnicamente viables es necesario:

- La existencia de una línea de distribución eléctrica cercana con capacidad para admitir la energía producida por la instalación fotovoltaica.
- La determinación, con la compañía distribuidora, del punto de conexión.
- Proyectar un sistema que incluya equipos de generación y transformación de primera calidad, con las protecciones establecidas y debidamente verificados y garantizados por los fabricantes, de acuerdo a la legislación vigente.
- Una instalación realizada por un instalador cualificado.

En las instalaciones conectadas a red, el tamaño de la instalación no depende del consumo de electricidad de la vivienda o edificio, simplificando enormemente su

diseño. Para dimensionar la instalación es necesario conocer la inversión inicial, el espacio disponible y la rentabilidad que se quiere obtener.

Es importante recordar que el consumo de electricidad es independiente de la energía generada por los paneles fotovoltaicos. El usuario sigue comprando la electricidad que consume a la distribuidora al precio establecido y además es propietario de una instalación generadora de electricidad que puede facturar los KWh producidos a un precio superior.

2.2.1 Elementos del sistema fotovoltaico conectado a la red

Comenzaremos mostrando un esquema de una instalación conectada a la red como se muestra en la figura 2.4.

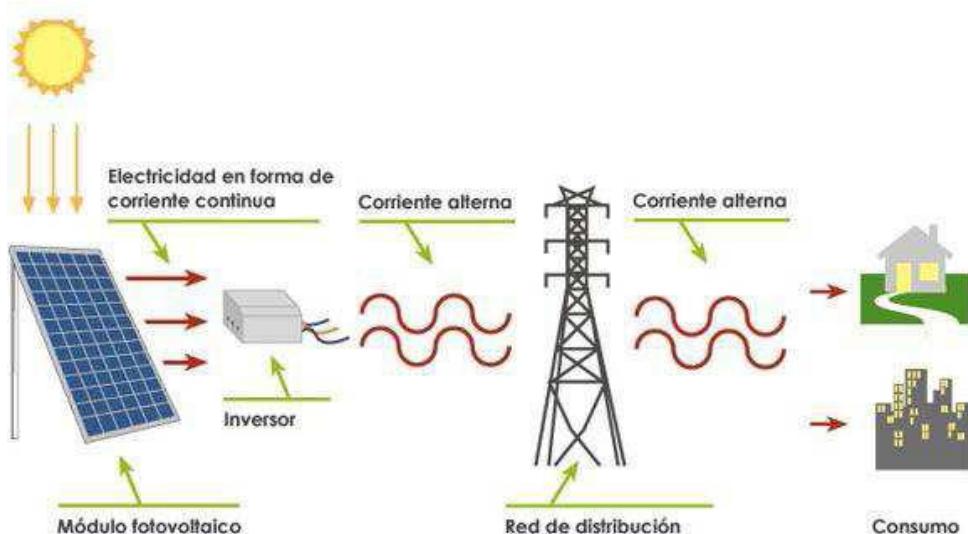


Figura: 2.4; Esquema de la estructura de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red.

Los elementos que componen la instalación son:

- Generador fotovoltaico: Que transforma la energía solar en energía eléctrica. Está constituido por paneles solares y estos a su vez están formados por varias células iguales conectadas eléctricamente entre si, en serie y/o en paralelo, de forma que la tensión y corriente suministradas por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. La mayor parte de los paneles solares se construyen asociando primero células en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado, y luego asociando en paralelo varias asociaciones serie de células para alcanzar el nivel de corriente deseado. Además, el panel cuenta con otros elementos a parte de las células solares, que hacen posible la adecuada protección del conjunto frente a los agentes externos; asegurando una rigidez suficiente, posibilitando la sujeción a las estructuras que lo soportan y permitiendo la conexión eléctrica.

- Caja general de protección: La caja general de protección es la encargada de salvaguardar toda la instalación eléctrica de un posible cortocircuito o punta de intensidad la cual afectaría a todos los componentes conectados a la red. Esta caja general de protección podrá llevar tanto protecciones térmicas como fusibles.

- Inversor: Es el equipo encargado de transformar la energía recibida del generador fotovoltaico (en forma de corriente continua) y adaptarla a las condiciones requeridas según el tipo de cargas, normalmente en corriente alterna y el posterior suministro a la red.

Los inversores vienen caracterizados principalmente por la tensión de entrada, que se debe adaptar al generador, la potencia máxima que puede proporcionar y la eficiencia. Esta última se define como la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega a la utilización (potencia de salida) y la potencia eléctrica que extrae del generador (potencia de entrada).

Aspectos importantes que habrán de cumplir los inversores:

- Deberán tener una eficiencia alta, pues en caso contrario se habrá de aumentar innecesariamente el número de paneles para alimentar la carga.

- Estar adecuadamente protegidos contra cortocircuitos y sobrecargas.

- Incorporar rearme y desconexión automáticos.

- Admitir demandas instantáneas de potencia mayores del 150% de su potencia máxima. Cumplir con los requisitos, que establece el Reglamento de Baja Tensión.

- Baja distorsión armónica.

- Bajo consumo.

- Aislamiento galvánico.

- Sistema de medidas y monitorización.

- Contadores: Un contador principal mide la energía producida (kWh) y enviada a la red para que pueda ser facturada a la compañía a los precios autorizados. Un contador secundario mide los pequeños consumos de los equipos fotovoltaicos (kWh) para descontarlos de la energía producida.

- Estructura de soporte de las placas: El bastidor es el encargado de sujetar el panel solar, y muchas veces será un kit de montaje para instalarlo adecuadamente. En el caso de que no se suministrara en kit el instalador lo realizará de acuerdo a la normativa existente, además de tener en cuenta la fuerza del viento entre otras cosas. La estructura deberá soportar como mínimo una velocidad del viento de 150 Km./h. Esta estructura es la que fijará la inclinación de los paneles solares.

Hay varios tipos de estructuras: desde un simple poste que soporta 4 paneles solares, hasta grandes estructuras de vigas aptas para aguantar varias decenas de ellos.

Para anclar estos paneles utilizaremos hormigón y tornillos de rosca (acero inoxidable), siendo tanto la estructura como los soportes de acero inoxidable, hierro galvanizado o aluminio anodinado, de un espesor de chapa 1mm y han de dejar una altura mínima entre el suelo y el panel de 30cm, y en la montaña o lugares donde llueve mucho, algo mayor, para evitar que sean alcanzados o enterrados por la nieve o el agua. No obstante es recomendable consultar el reglamento electrotécnico de baja tensión M.B.T. 039.

Si se instalan mástiles, se tendrá que arriostrar, y si su base es de hormigón, la reforzaremos con tiras de acero, o introduciendo piezas metálicas en el hormigón cuando este esté blando, para que quede bien sujeto (éste es el método más empleado).

Pero si se montan las placas en postes, se utilizarán flejes de acero inoxidable grapados o unidos con una hebilla del mismo material.

- Puesta a tierra: La puesta a tierra de la instalación es muy importante ya que delimita la tensión que pueda presentarse en un momento dado en las masas metálicas de los componentes, asegurando la actuación de las protecciones y eliminando el riesgo que supone el mal funcionamiento o avería de alguno de los equipos. Tomas a tierra se establecen principalmente a fin de limitar la tensión que puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

- Cableado de Interconexión: Es el encargado de conectar los distintos paneles solares con las cajas de interconexión y con otra instrumentación.

Este cableado de paneles se realizará con materiales de alta calidad para que se asegure la durabilidad y la fiabilidad del sistema a la intemperie. El cableado evidentemente tendrá que cumplir con el reglamento técnico de baja tensión. Las conexiones, cables, equipos y demás elementos tendrán que tener el grado de protección IP.535, concepto que se define en la norma UNE 20-234.

Los cables utilizados tendrán una última capa de protección con un material resistente a la intemperie y la humedad, de tal forma que no le afecten internamente los agentes atmosféricos.

Entre las conexiones eléctricas entre paneles usaremos siempre terminales. Los terminales de los paneles pueden ser bornas en la parte de detrás del panel o estar situados en una caja de terminales a la caja espalda del mismo. En el primer caso tendremos capuchones de goma para la protección de los terminales contra los agentes atmosféricos. La caja de terminales es una buena solución en el caso de que cumpla con el grado de protección IP.535.

En instalaciones donde se monten paneles en serie y la tensión sea igual o mayor a 24V instalaremos diodos de derivación.

La sección del cable de conexión no debe de ser superior a 6mm. Es necesario también cuidar los sistemas de paso de los cables por muros y techos para evitar la entrada de agua en el interior. Las técnicas y tendido para la fijación de los cables han de ser las habituales en una instalación convencional. Los conductores pueden ir bajo tubo al aire, en el primer caso puede ir empotrado o no. La sujeción se efectuará mediante bridas de sujeción, procurando no someter a una excesiva doblez a los radios de curvatura. Los empalmes se realizarán con accesorios a tal efecto, usando cajas de derivación siempre que sea posible.

Adjuntamos en la figura: 2.5; el esquema unifilar del sistema fotovoltaico conectado a la red de baja tensión y que no contempla la posibilidad de interconectar con los cuadros de distribución de consumo interno.

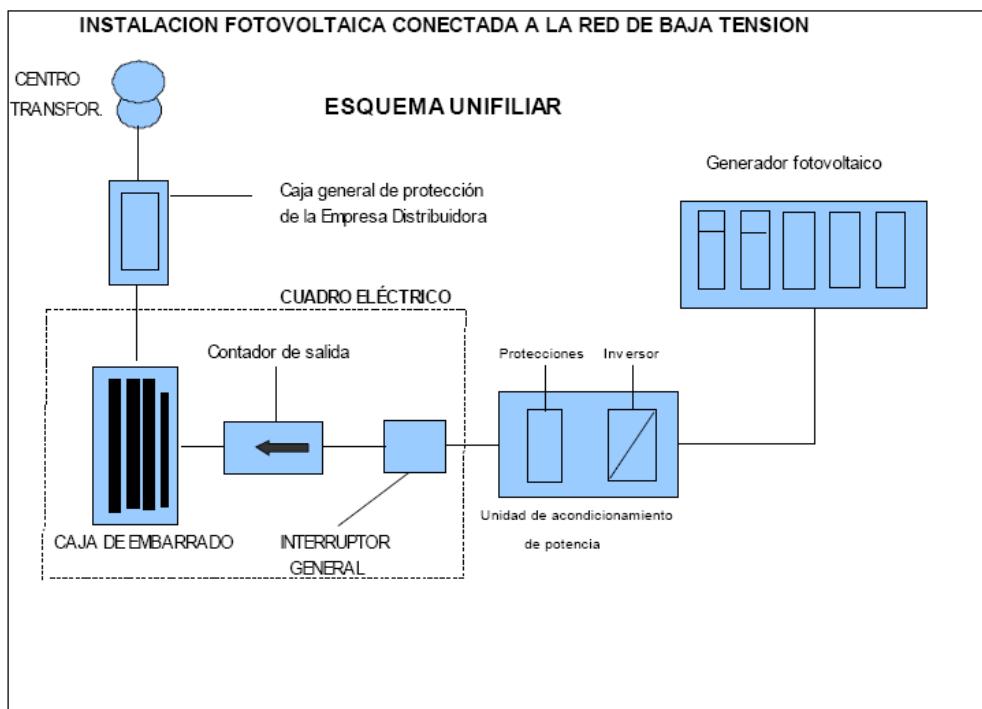


Figura: 2.5; Esquema instalación fotovoltaica conectada a la red.

2.2.2 Mantenimiento de sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

El mantenimiento se reduce a la limpieza de los paneles, cuando se detecte suciedad, y a la comprobación visual del funcionamiento del inversor. La vida media de la instalación se estima superior a treinta años.

2.2.3 Aplicaciones de sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Las principales aplicaciones de los sistemas conectados a la red eléctrica son:

- Tejados de viviendas: Son sistemas modulares de fácil instalación donde se aprovecha la superficie de tejado existente para sobreponer los módulos fotovoltaicos. Una instalación de unos 3kWp que ocupa cerca de 30 m² de tejado, inyectaría a la red tanta energía como la consumida por la vivienda a lo largo del año.

Para ofrecer una solución más económica se están utilizando sistemas prefabricados que reducen notablemente el tiempo de realización de la instalación.

Una vez terminada la instalación, el sistema fotovoltaico es un elemento más de la vivienda, aportando una fuente adicional de producción de electricidad y un gran

valor ecológico añadido. Por sus características y la actual reglamentación en España, se prevé que sea la aplicación más extendida en los próximos años.

En la siguiente figura 2.6, se muestra un ejemplo de aplicación en un tejado.



Figura: 2.6; Aplicación de paneles fotovoltaicos en el tejado de un edificio residencial.

- **Plantas de producción:** Existen algunos ejemplos de plantas de producción, aunque la mayoría han sido proyectos de demostración. Las plantas de producción de electricidad son aplicaciones de carácter industrial que pueden instalarse en zonas rurales no aprovechadas para otros usos o sobrepuertas en grandes cubiertas de áreas urbanas (aparcamientos, zonas comerciales, áreas deportivas, etc.). Para aumentar la capacidad de producción de una planta fotovoltaica de producción eléctrica hasta en un 25% se suelen utilizar sistemas de seguimiento del Sol.

En la siguiente figura: 2.7, se muestra una planta de producción fotovoltaica.



Figura: 2.7; Planta de producción fotovoltaica.

- **Integración en edificios:** En esta aplicación es prioritario el nivel de integración del elemento fotovoltaico en la estructura del edificio. Por integración fotovoltaica se debe entender la sustitución de elementos arquitectónicos convencionales por nuevos elementos arquitectónicos que incluyen el elemento fotovoltaico, y que por lo tanto son generadores de energía.

Tanto para aplicaciones aisladas de la red eléctrica, como para las conectadas a ella es necesario cuidar la incorporación de los sistemas fotovoltaicos al entorno, rural o urbano. Pero es en las aplicaciones urbanas conectadas a red, en las que se unen exigencias urbanísticas a las motivaciones medioambientales, donde la integración tiene más relevancia.

La demanda de energía del sector terciario en la Unión Europea está creciendo de forma significativa, por lo que la integración de sistemas fotovoltaicos en edificios, con aportaciones energéticas en las horas punta, contribuye a reducir la producción diurna de energía convencional.

Las aplicaciones de integración en edificios más frecuentes son:

- Recubrimiento de fachadas.
- Muros cortina.
- Parasoles en fachada.
- Pérgolas.
- Cubiertas planas acristaladas.
- Lucernarios en cubiertas.
- Lamas en ventanas.
- Tejas.

En la siguiente figura 2.8, se muestra una aplicación de placas fotovoltaicas integradas en edificios.

Estudio de la recarga de vehículos eléctricos en sistemas autónomos de producción de energía en edificios.



Figura: 2.8; Edificio con placas fotovoltaicas integradas en su fachada.

2.3.- Sistemas Híbridos

En muchas ocasiones el dimensionado de la instalación fotovoltaica por sí solo se encuentra por debajo del margen de seguridad que garantiza la cobertura del suministro eléctrico todo el año, ya sea por motivos económicos o bien porque se dispone de otra fuente de generación eléctrica que completará la generada por la instalación. Incluso, aunque el dimensionado sea el correcto se pueden producir puntas de consumo muy por encima del habitual, o simplemente, tener períodos anormalmente largos de tiempo nublado y que por diferentes necesidades se deba garantizar en cualquier situación. Por tanto, en estos casos se recomienda dispone de algún sistema de generación auxiliar que permita hacer frente con seguridad frente las circunstancias anteriormente mencionadas, garantizando así un estado de carga aceptable en los acumuladores y una prolongación de su vida útil.

Estos sistemas son una combinación entre un sistema fotovoltaico y otra fuente de suministro de energía eléctrica complementaria que no se trate de la red eléctrica, como son los generadores diesel o eólicos, pequeñas plantas hidroeléctricas y, en general, cualquier otro tipo de fuente energética.

Uno de los sistemas de generación está formado por un sistema modular de paneles fotovoltaicos que mediante su regulador de carga está conectado al sistema de acumuladores, y en paralelo a este sistema se encuentra un grupo auxiliar de los anteriormente citados que, mediante un rectificador se conecta a las baterías para, en casos extremos, poder cargar los acumuladores. No obstante, el diseño óptimo de sistemas híbridos es muy complicado, debido a la variabilidad de la energía solar y la demanda de carga, así como las características no lineales de algunos componentes.

Aunque son muchos los resultados que muestran las ventajas de un sistema híbrido frente a un sistema que sólo utiliza paneles fotovoltaicos o generadores diesel como fuente de energía.

En la siguiente figura: 2.9, se muestra un ejemplo de sistema híbrido.

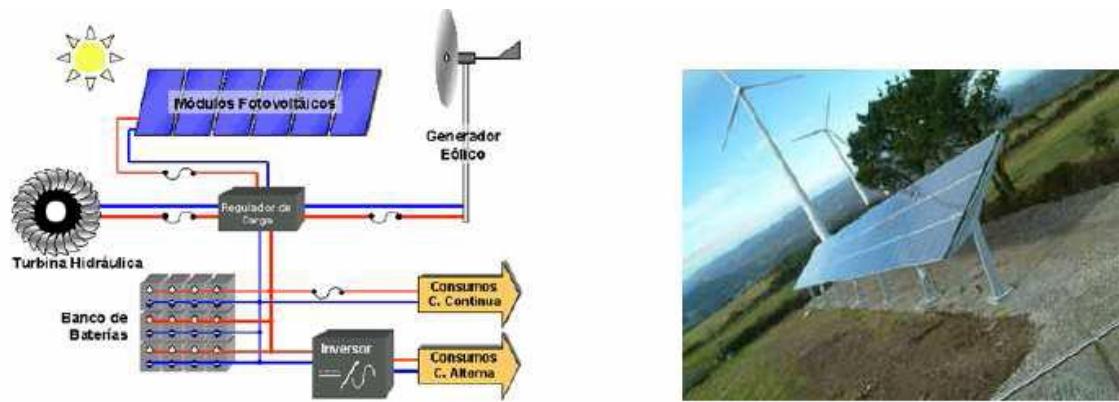


Figura: 2.9; Esquema de la estructura de un sistema solar fotovoltaico híbrido.

ANEXO I: ENERGÍA EÓLICA

1.- INTRODUCCIÓN

La energía eólica es una forma indirecta de la energía solar, puesto que son las diferencias de temperatura y de presión inducidas en la atmósfera por la absorción de la radiación solar las que ponen en movimiento los vientos.

Se calcula que un 2 % de la energía solar recibida por la Tierra se convierte en energía cinéticas de los vientos. La cantidad de energía correspondiente es enorme: unos 30 millones de TWh por año, o sea, 500 veces el consumo mundial de energía en 1975. Incluso teniendo en cuenta que sólo el 10 % de esta energía se encuentra disponible cerca del suelo, el potencial sigue siendo considerable; así, es difícil concebir en la actualidad la explotación de una parte notable de este potencial. En efecto, sería necesario cubrir las tierras emergidas y las superficies marinas con enormes motores eólicos.

En estas condiciones, es más razonable estimar que por mucho tiempo las aplicaciones de la energía eólica se limitaran a utilizaciones locales, en regiones aisladas a un nivel de potencia de algunos kW a algunas decenas de kW(o bien a un papel de fuente complementaria en la alimentación de las redes eléctricas) con niveles de potencia de hasta algunos MW. Las zonas más favorables para la implantación de grandes motores eólicos son las regiones costeras y las grandes estepas, donde vientos constates soplan regularmente: es necesaria una velocidad media del viento superior a 30 km/h. índice de fuerza 5 en la escala de Beaufort como se muestra en la siguiente tabla1.1.[15]

TABLA DE ESPECIFICACIONES PARA LA ESCALA BEAUFORT DE VIENTO.						
Número Beaufort	TÉRMINO DESCRIPTIVO	Velocidad del viento.			ESPECIFICACIONES	
		m/seg	km/h	Millas por hora		
0	Calma	0 a 0,2	1	1	0	Calma, el humo se eleva verticalmente.
1	Ventolina	0,3 a 1,5	1 a 5	1 a 3	1 a 3	La dirección del viento se revela por el movimiento del humo, pero no por la veleta.
2	Brisa suave	1,6 a 3,3	6 a 11	4 a 7	4 a 6	El viento se percibe en el rostro; las hojas se agitan; la veleta se mueve
3	Brisa leve	3,4 a 5,4	12 a 19	8 a 12	7 a 10	Hojas y ramitas agitadas constantemente; el viento despliega banderolas
4	Brisa moderada	5,5 a 7,9	20 a 28	13 a 18	11 a 16	El viento levanta polvo y hojas de papel; ramitas agitadas.
5	Viento fresco	8,0 a 10,7	29 a 38	19 a 24	17 a 21	Los arbustos con hojas se balancean; se forman alitas con cresta en las aguas interiores.
6	Viento fuerte	10,8 a 13,8	39 a 49	25 a 31	22 a 27	Las grandes ramas se agitan; los hilos telegráficos silban; el uso de paraguas se hace difícil.
7	Viento muy fuerte	13,9 a 17,1	50 a 61	32 a 38	28 a 33	Los árboles enteros se agitan; la marcha contra del viento es penosa.
8	Temporal	17,2 a 20,7	62 a 74	39 a 46	34 a 40	El viento rompe las ramas; es imposible la marcha contra el viento.
9	Temporal fuerte	20,8 a 24,4	75 a 88	47 a 54	41 a 47	El viento ocasiona ligeros daños en las viviendas (arranca cañerías, chimeneas, tejados).
10	Temporal muy fuerte	24,5 a 28,4	89 a 102	55 a 63	48 a 55	Raro en los continentes; árboles arrancados; importantes daños en las viviendas.
11	Tempestad	28,5 a 32,6	103 a 117	64 a 72	56 a 63	Observado muy raramente; acompañado de extensos destrozos.
12	Huracán	32,7 o más	118 o más	73 o más	64 o más	Estragos graves y extensos.

Tabla: 1.1; Tabla de especificaciones para la escala Beaufort de viento.

2.- FUNDAMENTOS DE ENERGÍA EÓLICA

Se puede afirmar que todas las fuentes de energía renovables (excepto la maremotriz y la geotérmica), e incluso la energía de los combustibles fósiles, provienen, en último término, del sol.

Este astro irradia 174.423.000.000.000 kWh de energía por hora hacia la Tierra, es decir, el globo terráqueo recibe $1,74 \times 10^{17}$ Watt de potencia. Alrededor de un 1% a un 2% de la energía proveniente del sol es convertida en energía eólica. Esto supone una energía alrededor de 50 a 100 veces superior a la convertida en biomasa por todas las plantas de la tierra.

La atmósfera es una capa muy fina alrededor del globo. El globo tiene un diámetro de 12.000 km. La troposfera, que se extiende hasta los 11 Km. de altitud (1/1200 del diámetro del globo), es donde tienen lugar todos los fenómenos meteorológicos y el efecto invernadero.

La energía calorífica de la radiación solar es la generatriz de todos los procesos meteorológicos y climáticos que se dan en la tierra. Al incidir sobre el planeta, atraviesa el gas atmosférico sin apenas calentarla; en cambio sí calienta la superficie terrestre que es la que acaba transmitiendo el calor al aire atmosférico en contacto con ella. Así pues, es la tierra la que calienta directamente la atmósfera y no la radiación solar. Esto tiene una importante trascendencia para entender la dinámica de todos los procesos que se dan en meteorología.



Figura: 2.1; Diferencia de incidencia de los rayos solares sobre el globo terrestre.

Sin embargo, no toda la superficie de la tierra recibe por igual la misma energía: los polos son las que menos y las zonas ecuatoriales son las que más, como se muestra en la fig: 2.1. De este modo, la superficie de la tierra no transmite de una forma uniforme el calor al aire que tiene sobre ella. La tierra del ecuador se calienta más por la acción solar que la de los polos, debido a que recibe mayor radiación por unidad de superficie.

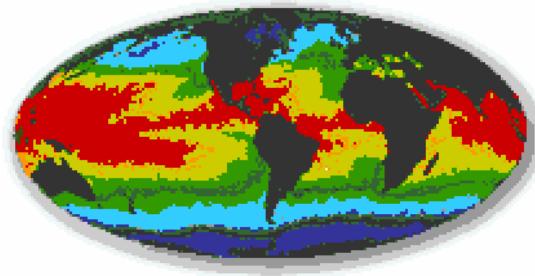


Figura: 2.2; Foto Satélite Infrarrojo Globo Terráqueo.

Si se observa la foto: 2.2, infrarroja satelital del globo terráqueo sobre la superficie del mar, se muestra que las eras más calientes (adyacentes al ecuador) son indicadas en color rojo, naranja y amarillo (foto tomada por el satélite de la NASA, NOAA-7).

Las diferencias de calor en la atmósfera, produce que el aire experimente una similar modificación en la temperatura. El viento es causado por estas diferencias; el desigual calentamiento de las diversas zonas de la Tierra y de la atmósfera. El viento es la variable de estado de movimiento del aire.

Se considera viento a toda masa de aire en movimiento, que surge como consecuencia del desigual calentamiento de la superficie terrestre, siendo la fuente de energía eólica, o mejor dicho, la energía mecánica que en forma de energía cinética transporta el aire en movimiento.

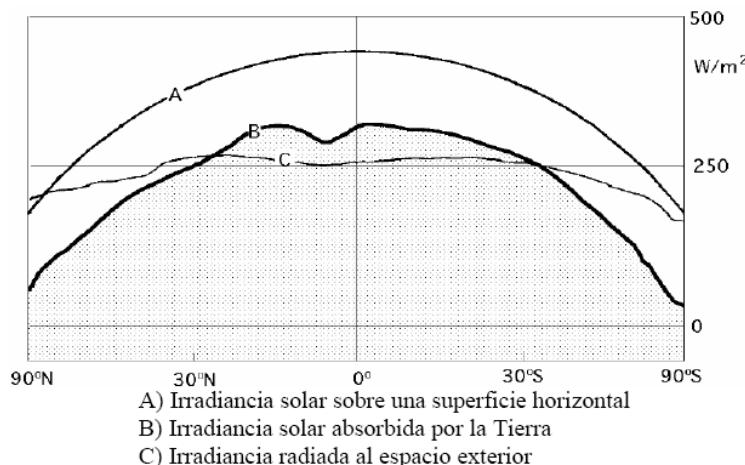


Figura: 2.3; Irradiación solar.

El aire caliente es más ligero que el aire frío, de modo que subirá en la atmósfera hasta alcanzar una altura de aproximadamente de 10 km y se extenderá hacia las zonas más frías, el polo norte y sur. Si el globo terráqueo no rotase, el aire solamente llegaría al Polo Norte y al Polo Sur, para luego descender y volver a la región ecuatorial. Pero la Tierra posee un movimiento de rotación sobre su eje, generando una fuerza de curvatura denominada Fuerzas de Coriolis, en honor al matemático francés Gustave Gaspard Coriolis (1792-1843).

En 1835, Coriolis publicó su teoría del comportamiento de los cuerpos en movimiento sobre una superficie rotante. En la Tierra, la fuerza de Coriolis es perpendicular a la velocidad relativa de los objetos y se orienta hacia la derecha en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el hemisferio sur. Su magnitud es proporcional al producto de la masa del objeto, su velocidad, la velocidad angular de la Tierra y el seno de la latitud.

La fuerza de Coriolis es muy pequeña y produce cambios significativos sólo en grandes sistemas meteorológicos. De hecho, en el hemisferio norte el viento tiende a girar en el sentido contrario al de las agujas del reloj (visto desde arriba) cuando se acerca a un área de bajas presiones. En el hemisferio sur el viento gira en el sentido de las agujas del reloj alrededor de áreas de bajas presiones, ver figura 2.4.



Figura.2.4; Composición vectorial de cualquier movimiento de traslación sobre la superficie terrestre.

Como se ha mencionado la diferencia de temperatura hace que el viento sube desde el ecuador y se desplaza hacia el norte y hacia el sur en las capas más altas de la atmósfera. Alrededor de los 30° de latitud en ambos hemisferios la fuerza de Coriolis evita que el viento se desplace más allá. En esa latitud se encuentra un área de altas presiones, por lo que el aire empieza a descender de nuevo. Cuando el viento suba desde el ecuador habrá un área de bajas presiones cerca del nivel del suelo atrayendo los vientos del norte y del sur. En los polos, habrá altas presiones debido al aire frío.

En general, las principales causas del origen del viento son:

- La radiación solar que es más importante en el Ecuador que en los Polos.
- La rotación de la Tierra que provoca desviaciones hacia la derecha en el Hemisferio Norte y hacia la izquierda en el Hemisferio Sur.
- Las perturbaciones atmosféricas.

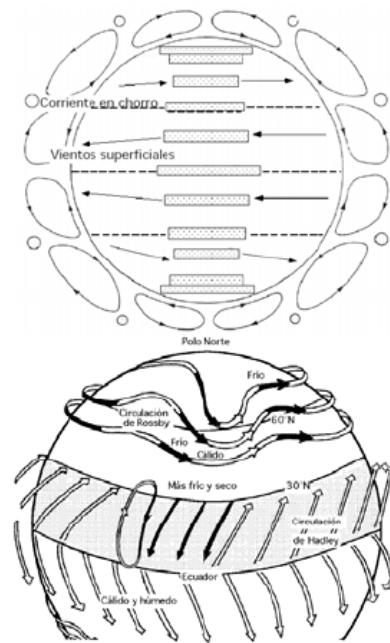


Figura: 2.5; Circulación general del aire en su superficie.

3.1.- VIENTOS

El conocimiento de los vientos generales no es suficiente para una correcta utilización y ubicación de máquinas accionadas por el viento, por cuanto existen factores que modifican el régimen general y que deben ser conocidos y tenidos en cuenta a la hora de realizar un proyecto.

Es importante mencionar que en los vientos se considera el movimiento tanto horizontal como verticalmente. Los movimientos verticales del aire caracterizan los fenómenos atmosféricos locales, como la formación de nubes de tormenta.

Los vientos generados, principalmente, por las diferencias de temperatura, así como por las de presión, y que apenas son influenciados por la superficie de la tierra son los denominados vientos geostróficos; éstos se encuentran a una altura de 1.000 metros a partir del nivel del suelo. A menos de los 100 m sobre el suelo circulan unos vientos mucho más influenciados por la superficie terrestre, y frenados por: la rugosidad del terreno y los obstáculos. Estos son los llamados vientos de superficie.

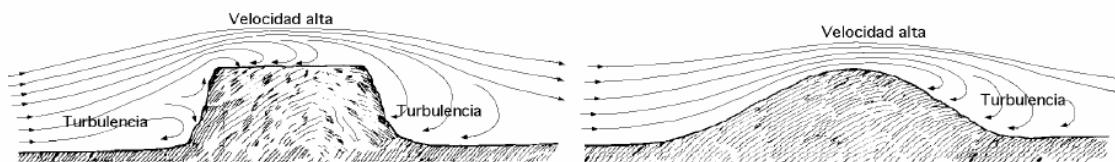


Figura: 3.1; Influencia de obstáculos topográficos sobre la velocidad del viento.

Las direcciones del viento cerca de la superficie son ligeramente diferentes de las de los vientos geostróficos debido a la rotación de la tierra a través de las fuerzas de Coriolis.

Pese a que los vientos globales son de importancia en la determinación de los vientos dominantes en un área específica del planeta, las condiciones climáticas del área local son factores que potencialmente influyen sobre las direcciones de viento más comunes. Estos vientos de un área local específica son los denominados vientos locales, y en sistemas eólicos a gran escala casi siempre se superponen, es decir, que la dirección del viento es influenciada por la suma de los efectos del viento global y el local. En el caso, en que los vientos globales son suaves, los vientos locales son quienes dominan los regímenes de viento.

Las denominadas brisas se producen por el desfase existente en el proceso de calentamiento del mar y de la tierra por la acción de la radiación solar, figura 3.2. Es común conseguir que estos vientos térmicos sean el producto de diferencia de temperaturas entre la tierra y el mar, distinguiéndose: brisas marítimas y brisas terrestres.

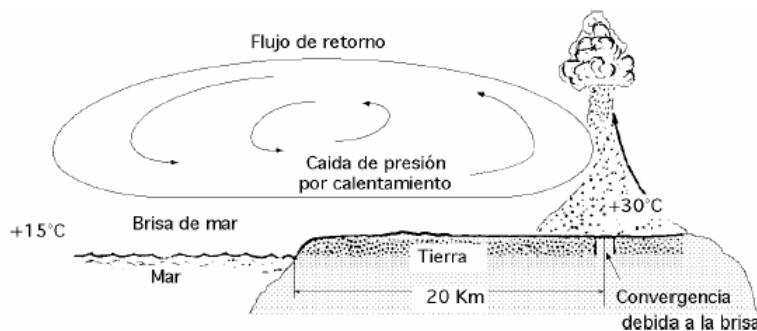


Figura: 3.2; Esquema general de un viento particular tierra-mar y viceversa (brisas).

Durante el día, a medida que el sol asciende va calentando la tierra más rápidamente que el agua del mar. La tierra va calentando el aire en contacto con ella que asciende al aligerarse; su lugar viene a ocuparlo el aire del mar que está más frío. Es decir, se origina un gradiente térmico que, a su vez, origina un gradiente de presión que causa el desplazamiento del aire de la zona de mayor presión (la superficie del mar) al de menor presión (la superficie de la tierra), generándose así un viento del mar hacia la tierra que se denomina brisa marina, ver figura: 3.3.



Figura: 3.3; Esquema de movimientos de brisa marina.

Cuando la radiación solar desaparece, la superficie del mar conserva más tiempo el calor captado durante el día que la tierra, la cual se enfriá con más rapidez. Se

produce un gradiente térmico y de presión inverso al caso diurno: el aire más caliente del mar se eleva y su lugar pasa a ser ocupado por el aire más frío proveniente de la tierra. Se origina así la brisa terrestre o terral, ver figura 3.4.

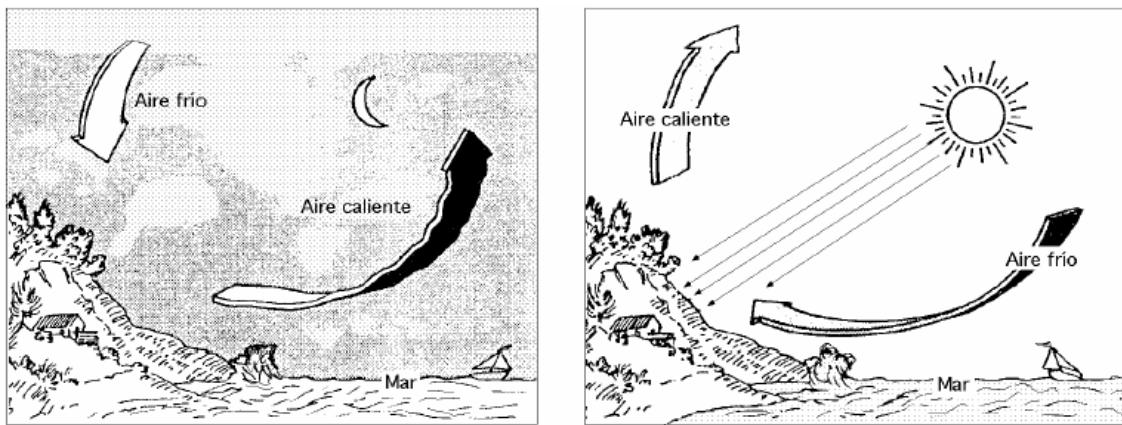


Figura: 3.4; Vientos particulares y locales. Brisas del mar.

El conocido monzón del sureste asiático es en realidad una forma a gran escala de la brisa marina y la brisa terrestre, variando su dirección según la estación, debido a que la tierra se calienta o enfriá más rápidamente que el mar.

Las regiones montañosas muestran modelos de clima muy interesantes. El viento del valle que se origina en las laderas que dan al sur (ó en las que dan al norte en el hemisferio sur). Cuando las laderas y el aire próximo a ellas están calientes la densidad del aire disminuye, y el aire asciende hasta la cima siguiendo la superficie de la ladera.

Durante la noche la dirección del viento se invierte, convirtiéndose en un viento que fluye ladera abajo. Si el fondo del valle está inclinado, el aire puede ascender y descender por el valle; este efecto es conocido como viento de cañón. Los vientos montaña-valle son más intensos durante los días claros de verano en que los vientos predominantes son flojos y mientras el aire de las laderas asciende durante el día y desciende durante la noche. Con frecuencia ese aire ascendente y en expansión forma cúmulos en las cumbres dando chaparrones.

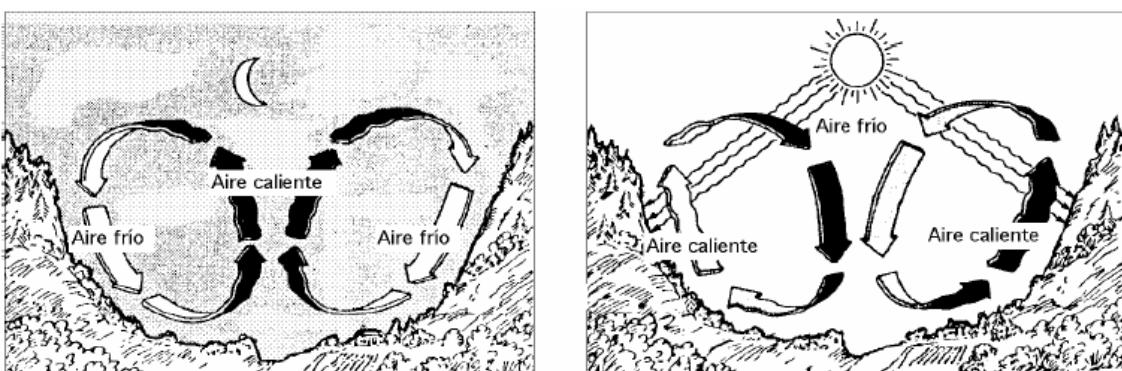


Figura: 3.5; Vientos de valles y montañas.

4.- ENERGÍA DEL VIENTO

En general, una corriente de aire de densidad ρ , y velocidad v , como se indica en la figura 4.1. La potencia eólica disponible que atraviesa una superficie A y hace un recorrido L en el tiempo t , viene dada por la expresión:

$$P_{viento} = \frac{E_{cinética}}{t} = \frac{\frac{mv^2}{2}}{t} = \frac{v^2}{2t} (vtA\rho) = Kv^3; \quad (\text{Ec.:4.1});$$

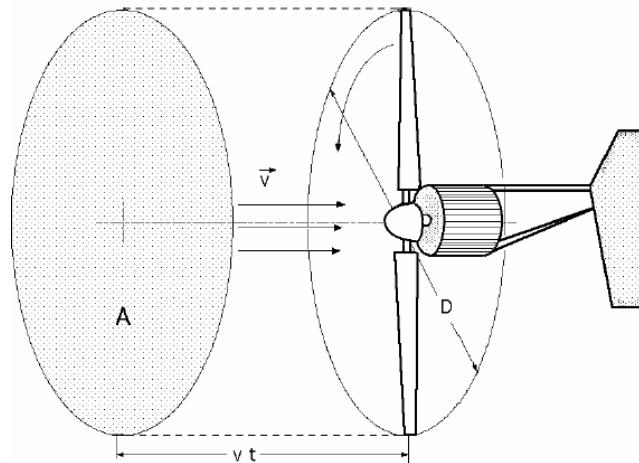


Figura: 4.1; Área A barrida por el rotor de diámetro D.

Para un aerogenerador de eje horizontal y diámetro de hélice D , la sección A es:

$$P_{viento} = \frac{\pi\rho D^2 v^3}{8}; \quad (\text{Ec.:4.2});$$

La velocidad del viento varía con el tiempo y, por lo tanto su potencia P , también variará. Se puede considerar el valor medio de ambas, por ejemplo, a lo largo de un año, se logra:

$$P_{viento-anual} = \frac{1}{2} \rho A v_{anual}^3; \quad (\text{Ec.:4.3});$$

De las ecuaciones anteriores se desprende:

- La potencia del viento P_{viento} , varía fuertemente con la velocidad v , siendo preciso hacer las mediciones de v , en el lugar exacto donde se quiere instalar la aeroturbina.
- La potencia del viento P_{viento} , varía con la densidad del aire ρ , a causa de las variaciones de presión y temperatura, en valores que pueden oscilar de un 10% a un 15% a lo largo del año.

El aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento en un par (fuerza de giro) actuando sobre las palas del rotor. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de: la densidad del aire, del área de barrido del rotor y de la velocidad del viento.

Se conoce que la energía cinética de un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa (o peso), de tal modo que la energía cinética del viento depende de la densidad del aire, es decir, de su masa por unidad de volumen. En otras palabras, cuanto más pesado sea el aire más energía recibirá la turbina. A presión atmosférica normal y a 15°C el aire pesa unos 1,225 kg/m³, aunque la densidad disminuye ligeramente con el aumento de la humedad.

Además, el aire es más denso cuando hace frío que cuando hace calor. A grandes altitudes (en las montañas) la presión del aire es más baja y el aire es menos denso.

Temperatura ° Celcius	Temperatura ° Farenheit	Densidad, masa de aire seco. Kg/m ³	Contenido Máximo de agua Kg/m ³
-25	-13	1.423	
-20	-4	1.395	
-15	5	1.368	
-10	14	1.342	
-5	23	1.317	
0	32	1.292	0.005
5	41	1.269	0.007
10	50	1.247	0.009
15	59	1.225	0.013
20	68	1.204	0.017
25	77	1.184	0.023
30	86	1.165	0.030
35	95	1.146	0.039
40	104	1.127	0.051

Tabla: 4.1; Densidad del aire y Humedad en función de las temperaturas.

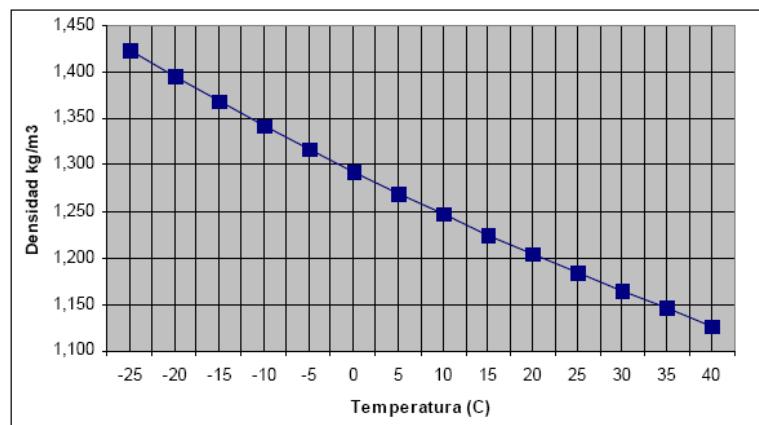


Figura: 4.2; Densidad del aire en función de la Temperatura.

El área del disco cubierto por el rotor (junto con la velocidad del viento) determina cuanta energía del viento es capaz de capturar una turbina eólica. La siguiente figura 4.3; presenta una aproximación de los tamaños de rotor normales en aerogeneradores.

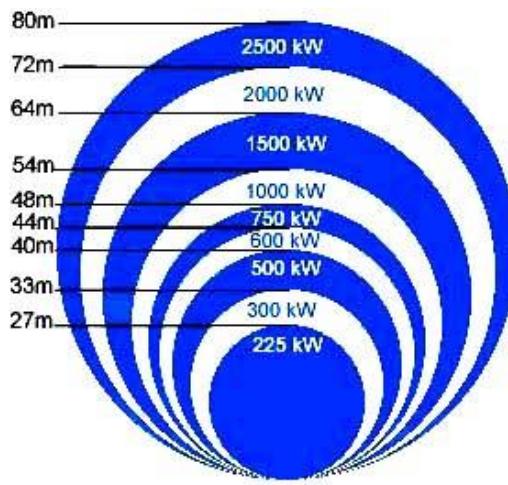


Figura: 4.3; Potencia de los aerogeneradores en función del diámetro del rotor.

Las principales razones para instalar turbinas de gran tamaño se nombran a continuación:

- Existen economías de escala en las turbinas eólicas, es decir, las máquinas más grandes son capaces de suministrar electricidad a un costo más bajo que las máquinas más pequeñas.
- Están particularmente bien adaptadas para la energía eólica en el mar.
- En áreas en las que resulta difícil encontrar emplazamientos para más de una única turbina, una gran turbina con una torre alta utiliza los recursos eólicos existentes de manera más eficiente.

Por otro lado las razones para elegir turbinas más pequeñas queda dada por:

- La red eléctrica local puede ser demasiado débil para manipular la producción de energía de una gran máquina.
- Hay menos fluctuación en la electricidad de salida de un parque eólico compuesto de varias máquinas pequeñas.
- El costo de usar grandes grúas, y de construir carreteras lo suficientemente fuertes para transportar los componentes de la turbina, puede hacer que en algunas áreas las máquinas más pequeñas resulten más económicas.
- Se aumenta la confiabilidad y disponibilidad ya que con varias máquinas más pequeñas el riesgo se reparte, en caso de fallo temporal de la máquina.
- Consideraciones estéticas en relación al paisaje.

5.-CURVA DE POTENCIA

Para la industria eólica es muy importante ser capaz de describir la variación de las velocidades del viento. Los proyectistas de turbinas necesitan la información para optimizar el diseño de sus aerogeneradores, así como para minimizar los costos de generación. De modo que se puede estimar sus ingresos por producción de electricidad.

Mediante las curvas de potencia se puede conocer cuando la aeroturbina suministra energía. Cuando el viento supera la velocidad mínima $v_{conexión}^3$ (normalmente los aerogeneradores están diseñados para comenzar a girar a velocidad alrededor de los 3-5 m/s) la máquina comienza a suministrar potencia aumentando ésta a medida que aumenta la velocidad del viento, hasta que éste alcanza una velocidad $v_{nominal}$ que se corresponde con la potencia nominal del generador; para velocidades superiores los sistemas de control mantienen constante la potencia, evitando una sobrecarga en la turbina y en el generador.

Las curvas que relacionan la velocidad del viento, con el número de horas de funcionamiento del aerogenerador, $t = f(v)$, indican el número de horas al año en que la velocidad del viento supera un cierto nivel. A partir de estas curvas se puede obtener la curva de potencia disponible del viento, y la curva de potencia eléctrica suministrada por el aerogenerador.

El área encerrada por esta última, proporciona la energía eléctrica generada en un año, siendo frecuente expresar estas potencias y energías, por unidad de superficie barrida por el rotor.

Dadas las características tan dispersas y aleatorias de la energía eólica, es obvio que la única manera de estudiar si un emplazamiento es adecuado o no, es utilizando la estadística. Para ello se recurre a la representación de la velocidad del viento como una variable aleatoria con una cierta función de distribución.

Normalmente se suele utilizar la distribución de Weibull; se trata de una distribución de dos parámetros: el parámetro de escala c y el parámetro factor de distribución de forma k , ver figura: 5.1.

El factor de distribución de forma de energía eólica k , se define como la relación entre la energía obtenida en un año, E_{anual} , y la energía E que se obtendría en ese año si la velocidad del viento se mantuviera constante e igual a la velocidad media v .

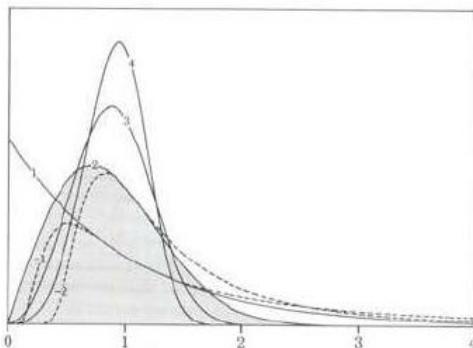


Figura: 5.1; Características principales de una Distribución de Weibull.

Analizando estas distribuciones de frecuencias de la velocidad del viento y una distribución de direcciones de velocidades, lo que finalmente obtenemos es una distribución de direcciones de velocidades, también llamada Rosa de los Vientos.

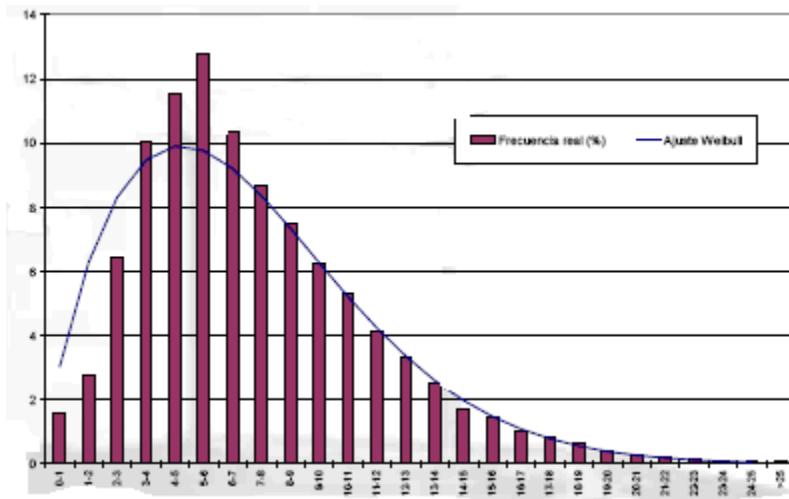


Figura: 5.2; Distribución de frecuencia de velocidades.

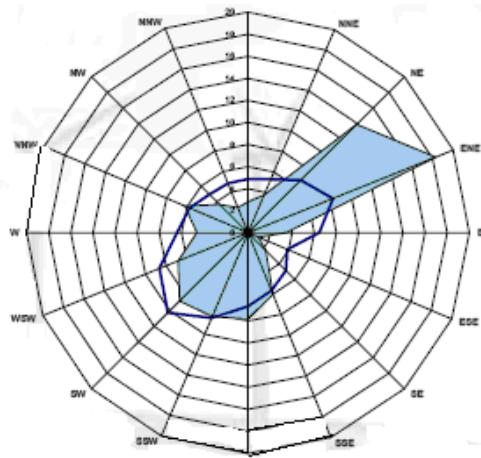


Figura: 5.3; Rosa de los Vientos.

Con los datos disponibles de la velocidad del viento en un determinado lugar, se puede encontrar la ecuación de distribución de Rayleigh que describe la distribución de velocidades del viento con una aproximación razonable dentro de ciertos límites, siendo la velocidad media del mismo un parámetro a tener en cuenta, muy característico.

Para velocidades del viento por debajo de 15 km/hora, la distribución de Rayleigh tiene poca precisión, no siendo útil su aplicación en lugares con una velocidad media del viento inferior a 13 km/hora.

El potencial de energía por segundo (la potencia) varía proporcionalmente al cubo de la velocidad del viento, y proporcionalmente a la densidad del aire. Se puede combinar: si se multiplica la potencia de cada velocidad del viento con la probabilidad

de cada velocidad del viento de la gráfica de Weibull, se habrá calculado la distribución de energía eólica a diferentes velocidades del viento = la densidad de potencia. La curva de Weibull anterior cambia de forma, debido a que las altas velocidades del viento tienen la mayor parte de la potencia del viento.

La curva de potencia de un aerogenerador es un gráfico que indica cuál será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador a diferentes velocidades del viento, ver figura: 5.4.

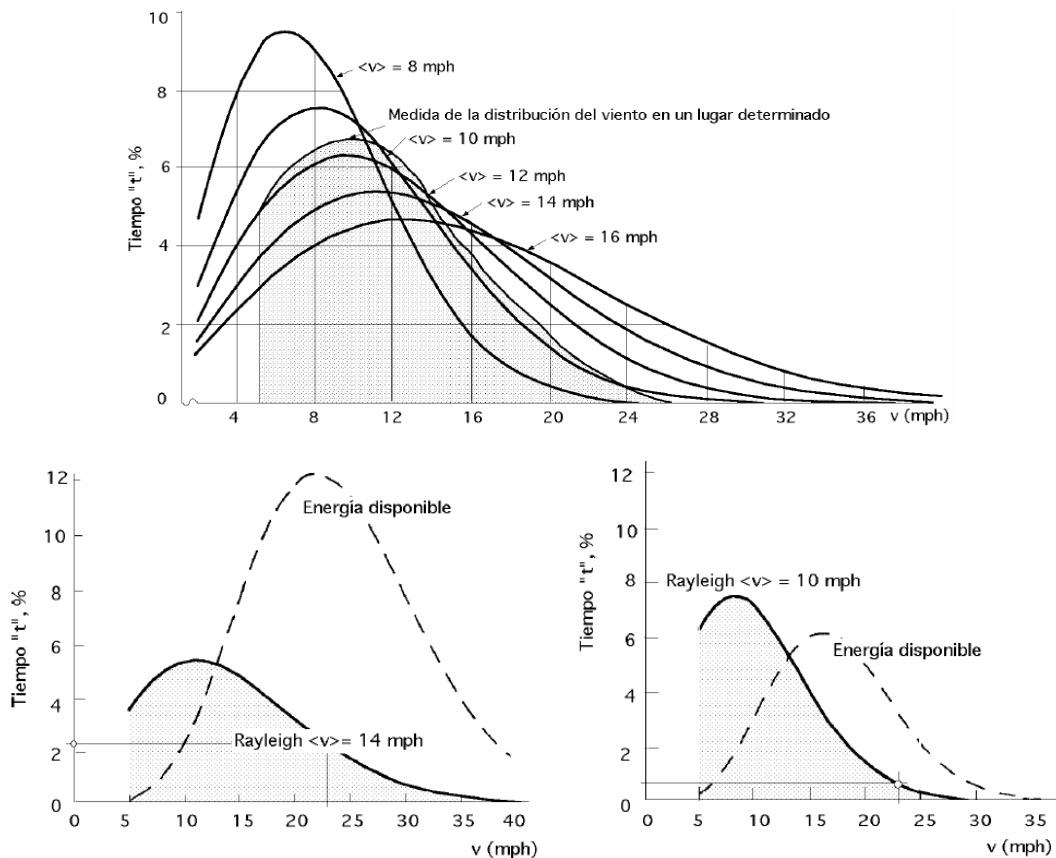


Figura: 5.4; Comparación de la energía disponible con la curva de Rayleigh correspondiente.

El empleo de un método más elaborado requeriría disponer de más datos, caso en el que se usaría la distribución general de Weibull.

El coeficiente de potencia indica con qué eficiencia el aerogenerador convierte la energía del viento en electricidad. Simplemente dividiendo la potencia eléctrica disponible por la potencia eólica de entrada, para medir como de técnicamente eficiente es un aerogenerador.

En otras palabras, se toma la curva de potencia y se divide por el área del rotor para obtener la potencia disponible por metro cuadrado de área del rotor. Posteriormente, para cada velocidad del viento, se divide el resultado por la cantidad de potencia en el viento por metro cuadrado.

6.- MODELO TEÓRICO DE BETZ

Cuanto mayor sea la energía cinética que un aerogenerador extraiga del viento, mayor será la ralentización que sufrirá el viento que deja el aerogenerador.

Si se intenta extraer toda la energía del viento, el aire saldría con una velocidad nula, es decir, el aire no podría abandonar la turbina. En ese caso no se extraería ninguna energía en absoluto, ya que obviamente también se impediría la entrada de aire al rotor del aerogenerador. En el otro caso extremo, el viento podría pasar a través del tubo de corriente sin ser para nada estorbado. En este caso tampoco se habría extraído ninguna energía del viento.

Se puede asumir que debe haber alguna forma de frenar el viento que esté entremedio de estos dos extremos, y que sea más eficiente en la conversión de la energía del viento en energía mecánica útil.

La ley de Betz dice que sólo puede convertirse menos de 16/27 (el 59 %) de la energía cinética en energía mecánica usando un aerogenerador. La ley de Betz fue formulada por primera vez por el físico alemán Albert Betz en 1919. Su libro "Wind-Energie", publicado en 1926, proporciona buena parte del conocimiento que en ese momento se tenía sobre energía eólica y aerogeneradores. Es sorprendente que se pueda hacer una afirmación general tan tajante que se pueda aplicar a cualquier aerogenerador con un rotor en forma de disco.

La ecuación de Betz proporciona el límite superior de las posibilidades de un aerogenerador, pero en sí es poco fina, pues no tiene en cuenta una serie de factores como:

- La resistencia aerodinámica de las palas.
- La pérdida de energía por la estela generada en la rotación.
- La compresibilidad del fluido.
- La interferencia de las palas.
- El rendimiento práctico depende del tipo de rotor.

En realidad habrá que tener en cuenta además el rendimiento de los diversos mecanismos que componen el aerogenerador, por lo que considerando el siguiente balance del mismo para los distintos componentes:

Rendimiento de Betz 59,3%

Rendimiento de la hélice..... 85%

Rendimiento del multiplicador..... 98%

Rendimiento del alternador..... 95%

Rendimiento del transformador..... 98%

Se obtiene un rendimiento global de la instalación del orden del 46%.

En la práctica el rendimiento del aerogenerador será aún menor, por lo que se puede aceptar como un valor bastante razonable para la potencia del mismo.

7.- PARÁMETROS DE DISEÑO

7.1.-Relación de Velocidades Periféricas TSR

La relación de velocidad específica o periférica TSR, Tip-Speed-Ratio, es un término que sustituye al número de revoluciones por minuto n del rotor; sirve para comparar el funcionamiento de máquinas eólicas diferentes, por lo que también se le suele denominar velocidad específica.

El TSR indica que la periferia de la pala circula a una velocidad TSR veces mayor que la velocidad del viento v y es la relación entre la velocidad periférica u de la pala, R_w , la del punto más exterior sobre la misma a partir del eje de rotación, y la velocidad r del viento v , en la forma:

$$TSR = \frac{\text{Velocidad de la Periferia de la Pala}}{\text{Velocidad del Viento}} = \frac{R_w}{v} = \cot \theta = \frac{\pi R n}{30 v}; \quad (\text{Ec: 7.1});$$

Si se conoce la velocidad v del viento, el radio de la pala y el número n de rpm a las que funciona, se puede calcular el TSR a cualquier distancia r comprendida entre el eje de rotación del rotor y la periferia de la pala, relación entre velocidades que se conoce como SR, y es de la forma:

$$SR = \frac{2\pi r n}{60 k v} = 0,105 \frac{r n}{k v}; \quad (\text{Ec: 7.2});$$

En la que k es una constante de ajuste de las diversas unidades que se pueden emplear, tomando los siguientes valores:

- $k = 1,47$ cuando la velocidad del viento v venga en millas por hora y el radio en pies (ft).

- $k = 1$ cuando v venga en pies/seg y el radio en pies.

- $k = 1$ cuando v venga en metros/seg y el radio en metros.

- $k = 3,6$ cuando v venga en km/hora y el radio en metros.

Tipo de Máquina	TSR de Diseño	Tipo de Pala
Bomba de agua	1	Placa Plana
	1	Placa Curva
	1	Ala de Tela
Generadores Eólicos Pequeños	3 - 4	Perfil Simple
	4 - 6	Perfil Alabeado
	3 - 5	Ala de Tela
Generadores Eólicos Grandes	5 - 15	Perfil Alabeado

Tabla: 7.1; Máquinas de viento de eje horizontal.

7.2.- Rendimiento Aerodinámico η .

Se ha definido el rendimiento aerodinámico η como la relación entre la potencia generada por el aerogenerador y la energía del viento que atraviesa el rotor, en la forma:

$$\eta = \frac{\text{Potencia del aerogenerador}}{\text{Potencia del viento}} = \frac{P}{\frac{\rho A v^3}{2}}; \quad (\text{Ec: 7.3});$$

En la siguiente figura 7.1, se indica la relación entre el rendimiento aerodinámico η , la velocidad específica TSR y el número de palas, para una relación $D/L \rightarrow \infty$.

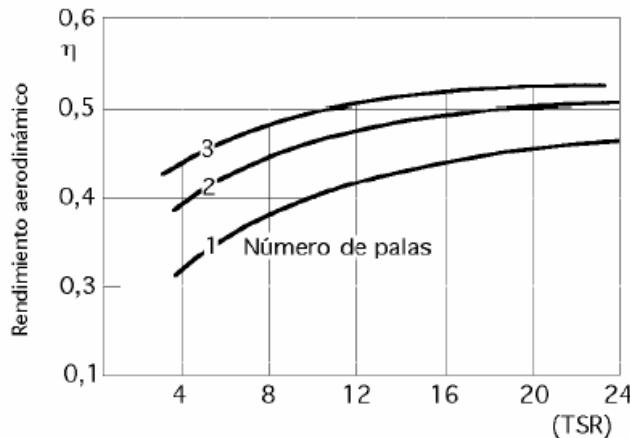


Figura: 7.1; Relación entre el rendimiento Aerodinámico, el TSR y el número de palas para, $D/L \rightarrow \infty$.

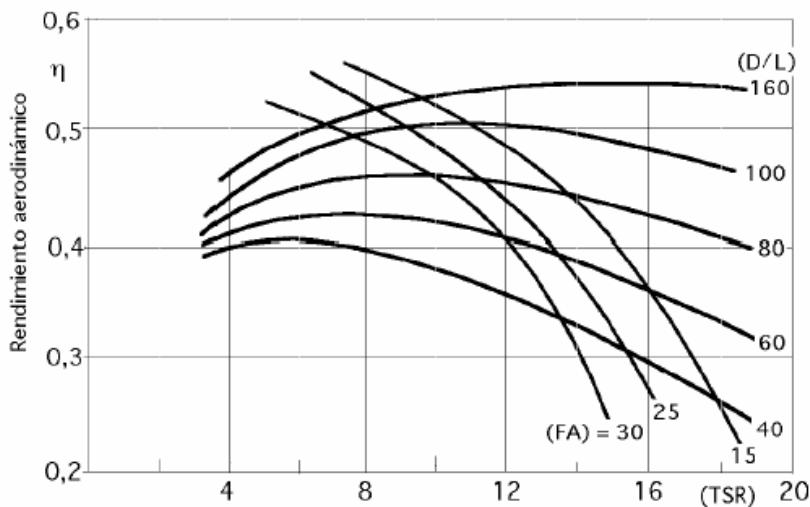


Figura: 7.2; Relación entre el rendimiento Aerodinámico, el TSR y la relación D/L;

7.3.- Coeficiente de Par C_M .

Se define el coeficiente de par C_M como:

$$C_M = \frac{\text{Par del aerogenerador}}{\frac{\text{Potencia del viento}_R}{v}} = \frac{\eta_{\text{aerodinamico}}}{TSR} = \frac{C_{\text{potencia}}}{TSR}; \quad (\text{Ec: 7.4});$$

Para el caso particular de un rotor de hélice, el valor del área frontal barrida es, $A = \pi R^2$ y el coeficiente de par C_M correspondiente:

$$C_M = \frac{C}{\frac{1}{2}\rho\pi v^2 R^3}; \quad (\text{Ec:7.5});$$

El par motor se puede expresar también en función del rendimiento aerodinámico o coeficiente de potencia C_{potencia} y de la potencia útil del viento en la forma:

$$C = \frac{P_{\text{útil}}}{W} = \frac{\eta_{\text{aerodinámico}} P_{\text{viento}}}{W}; \quad (\text{Ec: 7.6});$$

Teniendo en cuenta lo anterior, podemos determinar la calidad de una máquina eólica, considerando las curvas del tipo ($\eta_{\text{aerod}} - TSR$), de las que en primer lugar se puede hacer una clasificación mediante la representación gráfica de la figura 7.3, obteniéndose las siguientes conclusiones:

- Los molinos multipala y Savonius obtienen su máximo rendimiento aerodinámico para TSR pequeños, es decir, giran a baja velocidad; asimismo funcionan con velocidades v del viento pequeñas.
- El rendimiento aerodinámico y, por tanto, la potencia útil es superior en los aparatos Darrieux y hélice.

- El rendimiento aerodinámico se mantiene siempre por debajo del límite de Betz, y se aproximaría a él si el TSR tendiese a infinito.
- Si el TSR es mayor que 3,5 las palas funcionan principalmente por empuje ascensional, y si es menor que 3,5 funcionan por arrastre.

En la figura 7.3; se ha hecho una representación ($\eta_{aerod} - TSR$).

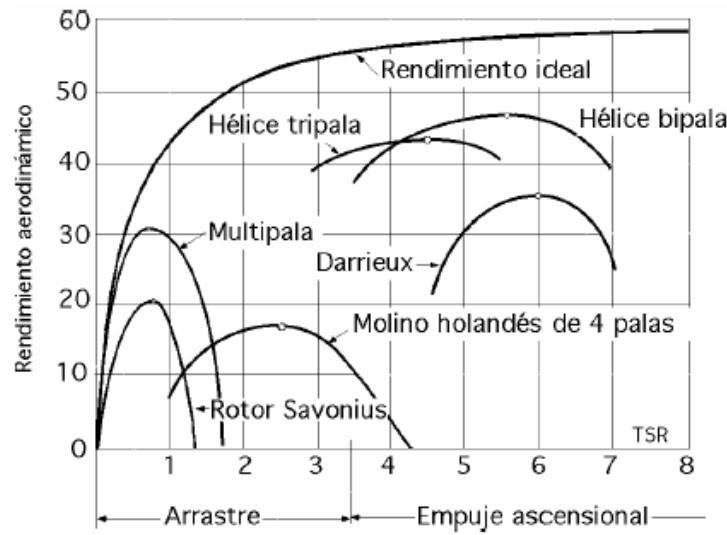


Figura: 7.3; Curvas ($\eta_{aerod} - TSR$);

Para hélices en función del nº de palas, relaciones D/L, y $f = \text{Fasc/Farr}$, respectivamente, se muestra en la siguiente figura 7.4;

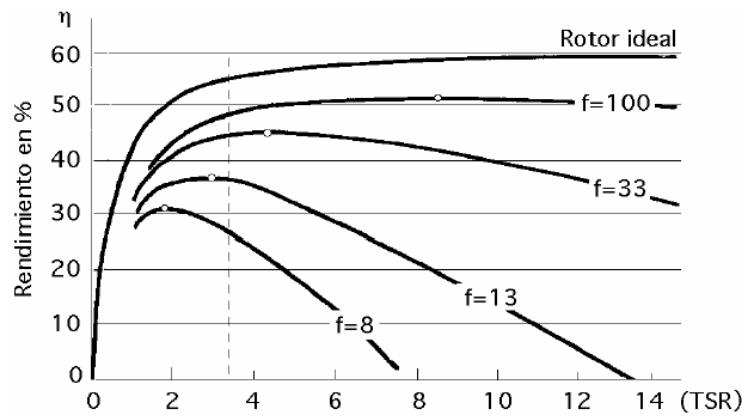


Figura 7.4; Relación entre ($\eta_{aerod} - f$);

En la siguiente tabla.:7.2, se muestran los valores estimados de la eficiencia.

Máquina Eólica	Eficiencia	
	Construcción simplificada	Diseño óptimo
Bomba de agua múltiple	10	30
Bomba de agua de palas de tela	10	25
Bomba de agua Darrieux	15	30
Aeromotor Savonius	10	20
Prototipo de aeromotores pequeños de menos de 2 Kw.	20	30
Prototipo de aeromotores medianos de 2 a 10Kw	20	30
Prototipos grandes de más de 10 Kw	---	30 - 40
Generador eólico Darrieux	15	35

Tabla 7.2; Valores estimados de la eficiencia de máquinas eólicas.

7.4.- Área Frontal Barrida por la Pala

El área A barrida por el rotor y que este presenta frontalmente al viento, es un parámetro que se utiliza con cierta frecuencia en los cálculos de energía eólica.

Este área, para una hélice, es la superficie total barrida por las palas del rotor, perpendicular a la dirección del viento.

Para un rotor de hélice, de eje horizontal, paralelo a la dirección del viento, y diámetro d , el valor de A es:

$$A = \frac{\pi d^2}{4}; \quad (\text{Ec: 7.7});$$

Para máquinas de eje vertical (viento transversal), con un radio uniforme alrededor del eje de rotación igual a $d/2$, siendo d su diámetro, y h su altura, el área A barrida sería:

$$A = Altura \times Anchura = h d; \quad (\text{Ec: 7.8});$$

La aplicación al rotor Savonius y a los rotores Darrieux de palas planas tipo giromill. En un rotor Darrieux, la curva envolvente proporciona el área A que generalmente se calcula mediante una integral elíptica. Sin embargo, en algunos casos, esta curva envolvente se puede aproximar bastante bien, mediante dos medias paráolas, por lo que el área frontal sería, aproximadamente, igual a:

$$A = 2,67 d h; \quad (\text{Ec: 7.9});$$

Siendo d el diámetro máximo de giro y h la altura del aparato, (distancia entre los extremos del rotor).

El tamaño y dimensiones de un rotor eólico se determinan calculando, en primer lugar, el área frontal A del mismo; para ello se le puede suponer como una máquina motriz, a la que de antemano se tiene que prefijar y asignar la energía que se desea genere; al mismo tiempo se determina el promedio de energía que se puede obtener a partir de los recursos eólicos del lugar donde se

vaya a instalar la máquina eólica. Conocidos estos datos energéticos, de máquina y de fuente energética, se igualan, y se determina el área A barrida por el rotor, para así calcular la longitud de las palas. El diseño de la máquina es relativamente sencillo, mientras que el estudio y elección de un lugar con recursos eólicos puede ser más complicado, pudiéndose obtener resultados muy ajustados entre la energía que se desea obtener y la energía del viento disponible y necesario para conseguirla.

7.5.- Tamaño de las Palas y Coeficiente de Solidez Ω .

Cuando una máquina eólica dispone de un número determinado de palas Z, la superficie total de las mismas se calcula:

Área total de las palas = $Z S = \text{Solidez } \Omega \times \text{Área A barrida por el rotor}$;
(Ec: 7.10);

Por lo que la solidez Ω del rotor se puede interpretar como la relación entre el área geométrica de la pala, $S = R L$, y el área barrida por ella en su giro, es decir:

$$\Omega = \frac{ZS}{\pi R^2} = \frac{ZRL}{\pi R^2} = \frac{ZL}{\pi R}; \quad (\text{Ec: 7.11});$$

Para obtener la superficie de una pala se divide el área total así obtenido por el número de ellas. El coeficiente de solidez Ω guarda una relación inversa con el TSR.

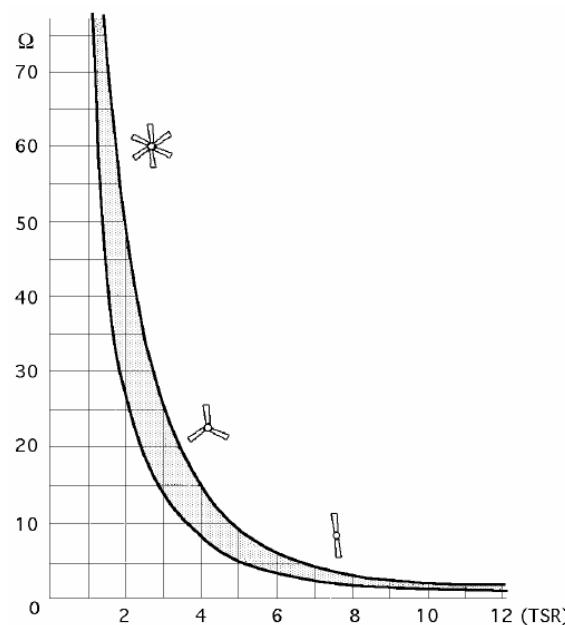


Figura: 7.5; Relación entre el coeficiente de solidez Ω y el TSR.

8.-CLASIFICACIÓN DE AEROGENERADORES SEGÚN LA POSICIÓN DE SU EJE

Las máquinas eólicas han sido estudiadas por el hombre en forma intensiva y dentro de ellas existen en la actualidad diferentes tipos que van desde pequeñas potencias, a las grandes máquinas americanas y alemanas de varios MW.

Son numerosos los dispositivos que permiten el aprovechamiento de la energía eólica, pudiéndose hacer una clasificación de los mismos según la posición de su eje de giro respecto a la dirección del viento.

En las máquinas eólicas de eje horizontal, para obtener en las palas una velocidad angular regular y uniforme ω , para una determinada velocidad del viento v se requiere que tanto la dirección del viento, como su velocidad, se mantengan constantes con respecto a las palas.

Por el contrario, en las máquinas eólicas de eje vertical, manteniendo las mismas condiciones regulares en la velocidad del viento y en la velocidad angular de las palas, resulta que éstas pueden estar sometidas a un viento aparente de dirección y velocidad continuamente variables, por lo que en estas máquinas, el flujo aerodinámico resulta ser muy complicado, ignorándose en muchas ocasiones las verdaderas posibilidades de las mismas.

Las máquinas eólicas se pueden clasificar en:

- Aeroturbina de eje horizontal y de eje vertical.
- Sistemas giromill (eje vertical y palas verticales, con o sin distribuidor).
- Sistemas especiales.

Dentro de ellas las aeroturbina de eje horizontal se encuentran más desarrolladas, tanto desde el punto de vista técnico como comercial.

8.1 Máquinas Eólicas de Eje Horizontal

Las aeroturbina de eje horizontal se suelen clasificar según su velocidad de giro o según el número de palas que lleva el rotor aspectos que están íntimamente relacionados, en rápidas y lentas; las primeras tienen un número de palas no superior a 4 y las segundas pueden tener hasta 24.

Los principales tipos de máquinas eólicas de eje horizontal, son:

- Máquinas que generan un movimiento alternativo, que se utilizan para el bombeo de agua.
- Máquinas multipalas.
- Hélices con palas pivotantes (ángulo de ataque variable).
- Hélices con palas alabeadas, muy sofisticadas, que incluyen clapetas batientes y alerones de ángulo variable.

Los aerogeneradores de eje horizontal tipo hélice (Figura 8.1), constan de una aeroturbina, de una góndola o naveccilla que contiene al generador eléctrico, dinamo o alternador, al sistema de acoplamiento que puede ser a su vez multiplicador del número de revoluciones proporcionadas por la hélice y al sistema de control y orientación; todo éste va montado sobre una torre similar a las de las líneas eléctricas, en la que hay que vigilar con sumo cuidado sus modos de vibración.

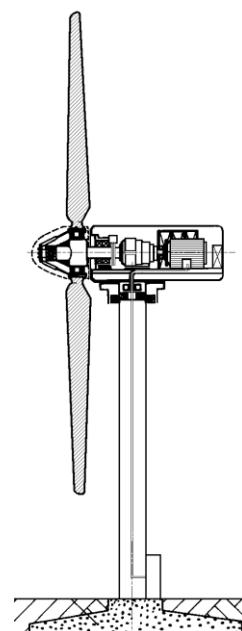


Figura: 8.1. Aerogenerador de eje horizontal.

La hélice puede presentar dos tipos de posiciones frente al viento, como son:

- Barlovento upwind, en la que el viento viene de frente hacia las palas, teniendo el sistema de orientación detrás, aguas abajo.

- Sotavento downwind, en la que el viento incide sobre las palas de forma que éste pasa primero por el mecanismo de orientación y después actúa sobre la hélice.

Las aeroturbina lentas tienen un TSR4 pequeño y gran número de palas; sus aplicaciones van destinadas generalmente al bombeo de agua. Las aeroturbina rápidas tienen un TSR alto y el número de palas tiende a ser menor. Suelen ser tripalas TSR = 4 y en algunos casos bipalas TSR = 8, habiéndose diseñado y construido, incluso, aeroturbinas con una sola pala.

El proceso de funcionamiento de estas máquinas es diferente, por lo que respecta al tipo de la acción debida al viento que las hace funcionar; en las máquinas lentas la fuerza de arrastre es mucho más importante que la de sustentación, mientras que en las máquinas rápidas la componente de sustentación es mucho mayor que la de arrastre. El número de palas también influye en el par de arranque de la máquina, de forma que un rotor con un gran número de palas requiere de un par de arranque mucho mayor.

8.2.- Máquinas Eólicas de eje Vertical

Entre las máquinas eólicas de eje vertical se pueden citar:

- El aerogenerador Savonius que puede arrancar con poco viento, siendo muy sencilla su fabricación; tiene una velocidad de giro pequeña y su rendimiento es relativamente bajo, ver figura: 8.2.



Figura: 8.2; Aerogenerador tipo Savonius.

- El aerogenerador Darrieux o de catenaria, requiere para un correcto funcionamiento, vientos de 4 a 5 metros por segundo como mínimo,

manteniendo grandes velocidades de giro y un buen rendimiento; se construyen con 2 ó 3 hojas, ver figura: 8.3.

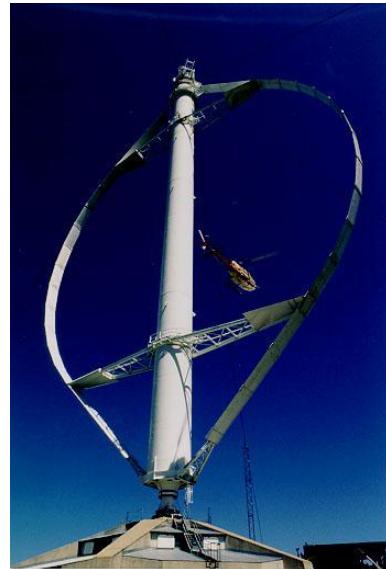


Figura: 8.3; Aerogenerador tipo Darrieux.

- El molino vertical de palas tipo giromill o ciclogiro que deriva del Darrieux; tiene entre 2 y 6 palas, ver figura: 8.4.



Figura: 8.4; Aerogenerador tipo Giromill;

El modelo Darrieux arranca mal, mientras que el Savonius se puede poner en funcionamiento con una pequeña brisa; debido a ello se puede hacer una combinación sobre un mismo eje de ambas máquinas de forma que un rotor Savonius actúe durante el arranque y un rotor Darrieux sea el que genere la energía para mayores velocidades del viento.

Las ventajas de estos aerogeneradores frente a los de eje horizontal, son:

- No necesitan sistemas de orientación.
- Los elementos que requieren un cierto mantenimiento pueden ir situados a nivel del suelo.
- No requieren mecanismos de cambio de revoluciones, por cuanto no suelen emplearse en aplicaciones que precisen una velocidad angular constante.

Por otro lado, las ventajas de los aerogeneradores de eje horizontal respecto de los de eje vertical son:

- Mayor rendimiento.
- Mayor velocidad de giro (multiplicadores más sencillos).

8.3.- Componentes del Aerogenerador

Un aerogenerador típico, posee como elementos los siguientes:

- **Góndola:** Es la estructura que contiene los componentes claves del aerogenerador, tales como el multiplicador, y el generador eléctrico. En función del tamaño del aerogenerador, puede tener puertas de acceso para el personal de mantenimiento.
- **Palas del rotor:** El aerogenerador típico emplea las palas del rotor, para capturar el viento y transmitir la energía cinética del mismo al buje. El diseño de las palas posee un fundamento aerodinámico semejante al de las alas de los aviones. El tamaño, número, y demás especificaciones, provienen de un delicado diseño.
- **El Buje:** Es el eje que está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador para la transferencia de uno a otro de la energía mecánica.
- **El eje de baja velocidad:** Es el encargado de entregar a la energía rotativa proveniente de buje al multiplicador. Este eje dispone de un sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos.
- **El eje de alta velocidad con su freno:** Típicamente éste eje gira a una velocidad que ronda los 1500 R.P.M., y sirve para impulsar el generador

eléctrico. Este eje está equipado con un freno de disco mecánico para las emergencias o en el caso del mantenimiento de la turbina.

- El multiplicador. Es un sistema mecánico empleado para el cambio de velocidad, por uno de sus extremos entra el eje de baja velocidad y en el otro se entrega energía mecánica en el eje, a una velocidad muy superior a la entrada. Típicamente se trata de 50 veces mayor a la entrada.

- El generador eléctrico. Suele llamarse generador asincrónico o de inducción. En los aerogeneradores actuales, la potencia máxima de salida puede estar entre 500 y 1500 kW y más.

- El controlador electrónico. Este dispositivo contiene una computadora que en forma continua monitorea las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación. Bajo situación de anormalidad, por ejemplo: sobrecalentamiento en el multiplicador o en el generador, el sistema de control en forma autónoma efectúa acciones tendentes a preservar la integridad del equipo.

- El Sistema Hidráulico. Es el encargado de restaurar los frenos aerodinámicos del aerogenerador.

- Unidad de Refrigeración. Este sistema tiene un ventilador eléctrico que es empleado para mantener la temperatura operativa del generador a valores normales. Además contiene una unidad de refrigeración del aceite empleada para enfriar el empleado en el multiplicador. Existen aerogeneradores que son refrigerados por medio de agua.

- La Torre. Esta es la estructura que se encarga de soportar la góndola y el rotor. Típicamente es una ventaja emplear una torre alta, ya que la velocidad del viento tiende a aumentar a mayores alturas sobre el terreno. En los grandes aerogeneradores las torres tubulares pueden ser de acero, de celosía o de hormigón.

Las torres tubulares tensadas con vientos sólo se utilizan en aerogeneradores pequeños (cargadores de baterías, etc.). La mayoría de los grandes aerogeneradores se entregan con torres tubulares de acero, fabricadas en secciones que luego son ensambladas en el sitio. Las torres de celosía, por su parte, son fabricadas utilizando perfiles de acero soldados, siendo una ventaja básica su coste, puesto que requiere sólo la mitad de material que una torre tubular sin sustentación adicional con la misma rigidez, pero en contrapartida su principal desventaja es la apariencia visual (aunque esa cuestión es claramente debatible).

En cualquier caso, por razones estéticas, las torres de celosía han desaparecido prácticamente en los grandes aerogeneradores modernos. Muchos de los

aerogeneradores pequeños están construidos con delgadas torres de mástil sostenidas por cables tensores. La ventaja es el ahorro de peso y, por lo tanto, de coste. Las desventajas son el difícil acceso a las zonas alrededor de la torre, lo que las hace menos apropiadas para zonas agrícolas. Finalmente, este tipo de torres es más propensa a sufrir actos vandálicos, lo que compromete la seguridad del conjunto.

- Mecanismo de orientación: Activado por el controlador electrónico, persigue vigilar la dirección del viento empleando una veleta y actuando sobre la dirección del aerogenerador.

Los aerogeneradores normalmente poseen solo un poder de orientación de unos pocos grados cada vez, ante los cambios de dirección del viento. Casi todos los aerogeneradores de eje horizontal emplean la orientación forzada, en la cual emplean un mecanismo que mantiene la turbina en contra del viento mediante motores eléctricos y multiplicadores.

- La Veleta. El anemómetro y la veleta, son los dispositivos empleados para medir la velocidad y la dirección del viento, respectivamente.

Señales electrónicas provenientes del anemómetro son empleadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectar al aerogenerador cuando el viento alcanza aproximadamente 5 m/seg. En el caso que la velocidad del viento supere los 25 m/seg, la computadora del sistema de control detendrá al aerogenerador para la protección de la turbina y sus alrededores.

Por otra parte, las señales de la veleta son empleadas por el controlador electrónico para hacer girar al aerogenerador contra el viento, mediante el mecanismo de orientación.

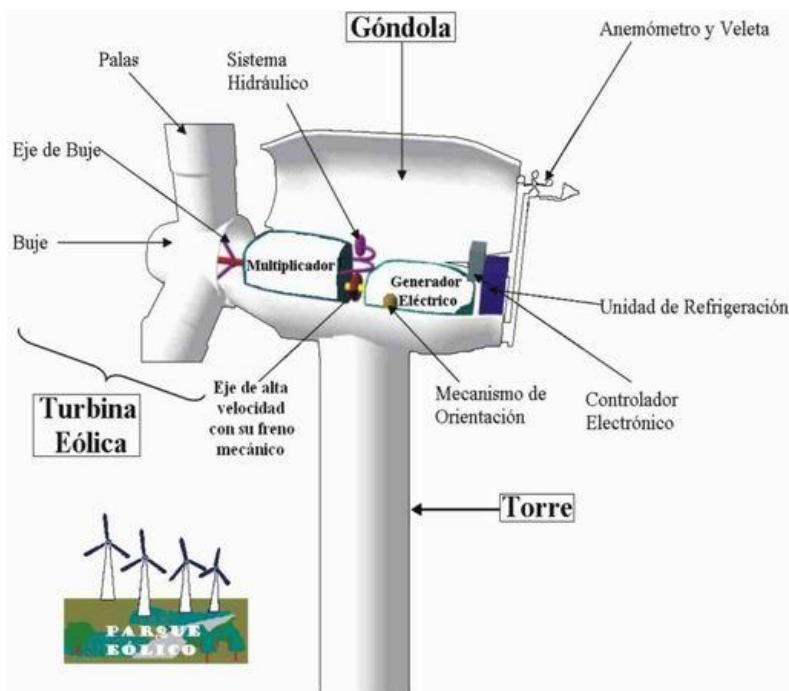


Figura: 8.5; Principales partes de un generador eólico horizontal.

9.- DISPOSICIÓN Y POSIBILIDADES DE LOS AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL

Las máquinas de arrastre diferencial presentan la ventaja de evitar todo tipo de dispositivos de orientación a causa de su configuración simétrica y de su construcción, que es muy simple. El modelo más sencillo de máquinas de arrastre diferencial es el anemómetro de cucharillas. El movimiento de rotación de las máquinas de este tipo se funda en el movimiento que el viento ejerce sobre los cuerpos huecos o disimétricos originando fuerzas de intensidad muy diferente según la orientación de los cuerpos respecto a la dirección del viento.

Por tanto, si el viento actúa sobre la parte hueca (cónica) de una semiesfera, siendo C el coeficiente aerodinámico, la expresión de la fuerza actuante es:

$$F = \frac{\rho C S v^2}{2}; \quad (\text{Ec: 9.1});$$

El valor de $C = 1,33$, es más elevado que cuando la corriente de aire se ejerce sobre la parte convexa de la esfera $C = 0,34$. Para un semicilindro estos mismos coeficientes se elevan a 2,3 y 1,2. Debido a la disimetría de los elementos constituyentes que es causa de las diferencias en las resistencias que se oponen al desplazamiento del aire, la acción del viento sobre el conjunto del dispositivo se traduce en la aparición de un par motor sobre el eje y la rueda se pone en movimiento.

Una teoría aproximada del molino de eje vertical del tipo de acción diferencial simple consiste en suponer que el centro de las paletas gira con una velocidad periférica:

$$u = \frac{Rw}{2}; \quad (\text{Ec: 9.2});$$

Con un viento de velocidad v . Las fuerzas aerodinámicas que se ejercen sobre las palas bajo la acción del viento son aproximadamente proporcionales a $(v - u)^2$ y $(v + u)^2$, por lo que la potencia útil desarrollada por el molino se puede poner en la forma:

$$P_{\text{util}} = \frac{\rho S [C_1(v-u)^2 - C_2(v+u)^2]u}{2}; \quad (\text{Ec: 9.3});$$

Donde C_1 y C_2 son dos coeficientes que se suponen constantes. Esta potencia es máxima cuando:

$$u_{\text{optima}} = \frac{2av - v\sqrt{4a^2 - 3b^2}}{2}; \text{ en la que } \begin{cases} a = C_1 + C_2 \\ b = C_1 - C_2 \end{cases}; \quad (\text{Ec: 9.4});$$

Para:

$$\begin{cases} C_1 = 3C_2 \rightarrow u_{óptima} = \frac{v}{6} \\ C_2 = 0 \rightarrow u_{óptima} = \frac{v}{3} \end{cases}$$

En la práctica se verifica que el rendimiento de las ruedas del tipo de acción diferencial simple, es máximo para valores del $TSR = 0,3 \div 0,6$.

9.1.- Aerogenerador de Savonius

El aerogenerador Savonius fue inventado por el finlandés de igual nombre en el año 1924 y patentado en 1929. Se compone de dos semicilindros de igual diámetro, de ejes paralelos acoplados al eje de giro y separados una cierta distancia, ver figura: 9.1.

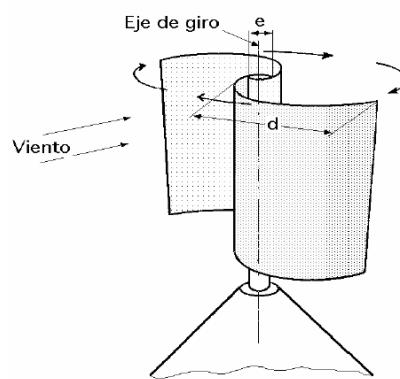


Figura: 9.1; Aerogenerador Savonius.

Las fuerzas que ejerce el viento en la parte cóncava y convexa son diferentes y ello hace que el conjunto gire alrededor de un eje, ver figura 9.2. Para el rotor Savonius de dos palas o canaletas, el coeficiente de arrastre es aproximadamente la unidad para el curvado cóncavo (intradós), y oscila entre 0,12 y 0,25 para la parte opuesta (extradós) a donde sopla el viento. El rotor siempre está sometido a un par aerodinámico suplementario debido a las dos desviaciones sucesivas que experimenta el viento, formando un ángulo de 180° por efecto de las palas.

Con estos datos se puede calcular fácilmente la fuerza de arrastre, resultante de la diferencia de las fuerzas de arrastre correspondientes a los dos flancos, así como el par motor neto del aparato.

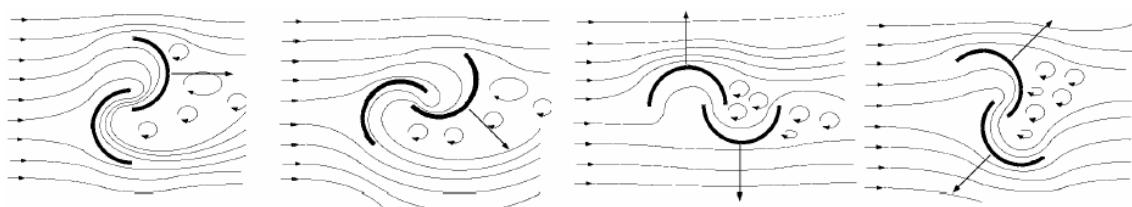


Figura: 9.2; Líneas de corriente en un rotor Savonius.

Por lo que respecta a la regulación sabemos que para un rotor de palas se utilizan formas de orientación y gobierno que actúan en el sentido de preservar a la máquina de la acción del viento para no encontrarse bajo estas fuerzas acelerativas.

Cuando el rotor Savonius se embala es muy difícil de gobernar; si para disminuir la velocidad de rotación se le aplica un freno, el par ejercido sobre el rotor aumenta y puede llegar a averiarle, por lo que este sistema de frenado no es muy adecuado.

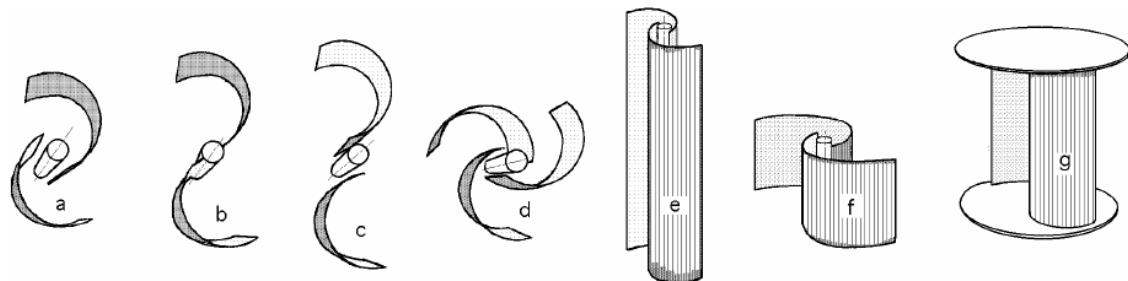


Figura: 9.3; Diversas opciones de diseño de un rotor Savonius.

Si las palas (canaletas) se mueven de forma que el rotor Savonius se convierta en un cilindro, la superficie resultante, cilíndrica, no estaría en condiciones de realizar un trabajo y, por lo tanto, ésta es la forma más usual de regulación en este tipo de motores; en esta situación, por lo tanto, dejaría de comportarse como tal máquina eólica.

9.2.- Aerogenerador de Darrius

Los aerogeneradores de eje vertical fueron recuperados por Darrieux en los años veinte. El rotor Darrieux fue patentado en 1931, y está constituido por hojas perfiladas que giran alrededor de un eje vertical. En la siguiente figura se muestra un ejemplo de rotor Darrieux de tres hojas de aluminio extruido; el alternador sincrónico gira a 1500 rpm y la relación de velocidades (alternador-rotor Darrieux) es de 16,78.

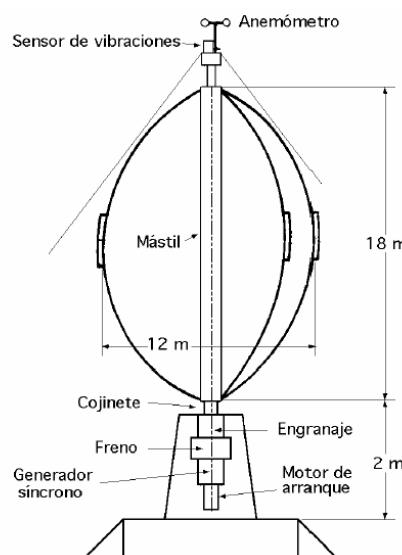


Figura: 9.4; Dimensiones del rotor Darrieus de 25kW.

En lo alto del mástil lleva un anemómetro y un sensor de vibraciones, a cuyas señales anómalas el Darrieux se frena. Para evitar sobrecargas y exceso de velocidad en el alternador, se colocan unos contrapesos ensamblados en las hojas del aparato para absorber la energía extra del viento durante los períodos de alta velocidad; el peso total es de 3 Tm y la potencia generada en el alternador es de 25 kW para velocidades del viento del orden de 12 m/seg.

A continuación en las siguientes imágenes se muestran diferentes configuraciones y construcciones de aerogeneradores.

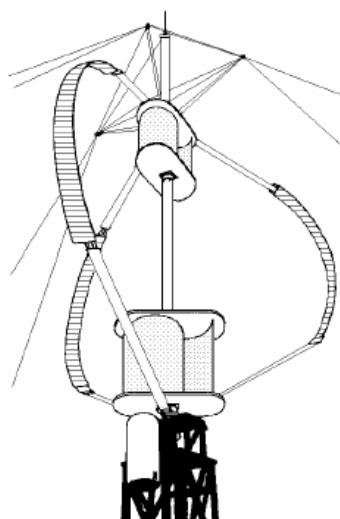


Figura: 9.5; Aerogenerador Darrieus con dos aerogeneradores Savonius acoplados que actúan como motor de arranque.

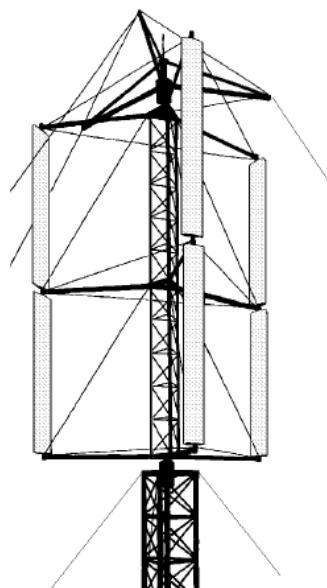


Figura: 9.6; Prototipo Giromill 500kW

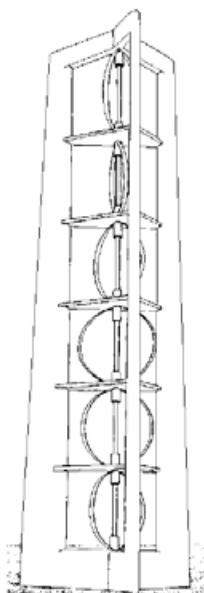


Figura: 9.7; Torre de 6 generadores Darrieus acoplados en serie.

ANEXO J: CATÁLOGO FOTOVOLTAICA

En el siguiente anexo se muestran las características técnicas del panel SUN POWER 225 [21] seleccionado para realizar la instalación fotovoltaica.

MODELO	SUNPOWER 225
Nominal Power P_{mp}	225Wp
Power tolerance%	+/- 3%
Voltage at nominal Power U_{mp}	41,00(V)
Current at nominal Power I_{mp}	5,49 (A)
Open-circuit voltage U_{oc}	48,50(V)
Short-circuit current I_{sc}	5,87(A)
Module efficiency level %	18%
Temperature at TONC T_{TONC}	47,00°C
Coefficients:	
Power T_K	-0,38(%/K)
Open-circuit voltage $T_K(U)$	-132,5(mV/K)
Short-circuit current $T_K(I)$	3,5(mA/K)
Largo	1559 (mm)
Ancho	798(mm)
Peso	15Kgr.

Tabla 1.1; Características técnicas paneles fotovoltaicos.

SUNPOWER

VENTAJAS

Alta eficiencia
La eficiencia del 18,1% del panel es mayor que la de cualquier panel de similar tamaño disponible en el mercado.

Más potencia
El SunPower 225 proporciona hasta un 50% más de potencia por superficie que los paneles solares convencionales y un 100% más que los paneles solares de capa fina.

Menores costes de instalación
Más potencia por panel significa menos paneles por instalación. Esto supone un ahorro de tiempo y dinero.

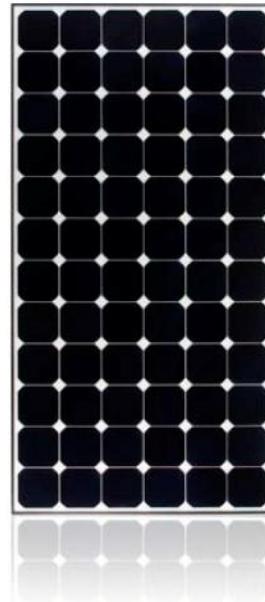
Diseño fiable y robusto
Este panel se adapta con total fiabilidad a diversas configuraciones de montaje, debido a sus materiales de eficiencia demostrada, su vidrio frontal templado y su resistente bastidor anodizado.



SPR-225-WHT-I

PANEL SOLAR 225

EFICIENCIA Y RENDIMIENTO EXCEPCIONALES



El Panel Solar 225 de SunPower proporciona la mayor eficiencia y rendimiento que se pueda encontrar en el mercado. Con 72 células solares de contacto posterior de última generación de SunPower y un diseño del panel optimizado, el 225 de SunPower proporciona una eficiencia de conversión total del panel sin precedentes del 18,1%. El reducido coeficiente voltaje-temperatura del panel 225, y su excepcional rendimiento con baja intensidad de radiación solar, suministran una mayor cantidad de energía por Wp.

La ventaja de la Alta Eficiencia de SunPower – hasta el doble de potencia

Sistemas comparables con 1000 m ² de cobertura			
	Capa fina	Convencional	SunPower
Vatios / Panel	65	165	225
Eficiencia	9,0%	12,0%	18,1%
kWs	90	120	181



Figura: 1.2; Ficha Técnica SUN POWER 225.



PANEL SOLAR 225

EFICIENCIA Y RENDIMIENTO EXCEPCIONALES

Datos Eléctricos

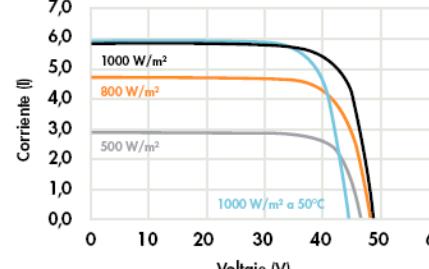
Medidos en condiciones de prueba estandar (STC) : Irradiación de 1000 W/m², 1,5 g de masa de aire y 25°C de temperatura de cables

Potencia nominal (+/-3%)	P _{nom}	225 W
Voltaje en el punto de máxima potencia	V _{mp}	41,0 V
Corriente en el punto de máxima potencia	I _{mp}	5,49 A
Voltaje de circuito abierto	V _{oc}	48,5 V
Corriente de cortocircuito	I _{sc}	5,87 A
Voltaje máximo del sistema	I _{EC}	1000 V
Coeficientes de temperatura:		
Potencia	-0,38% /K	
Voltaje (V _{oc})	-132,5 m V/K	
Corriente (I _{sc})	3,5 mA/K	
Corriente nominal de fusibles en serie	20 A	
Potencia pico por superficie	181 W/m ²	

Datos mecánicos

Células solares	72 células monocristalinas de contacto posterior de SunPower
Vidrio frontal	3,2 mm templado
Caja de conexiones	IP65 con 3 diodos de derivación (= by pass)
Cables de salida	Cable de 900 mm de longitud / conectores MultiContact
Bastidor	Aluminio anodizado tipo 6063
Peso	15 kg

Gráfica IV



Características corriente/voltaje dependiendo de la irradiación y la temperatura del módulo

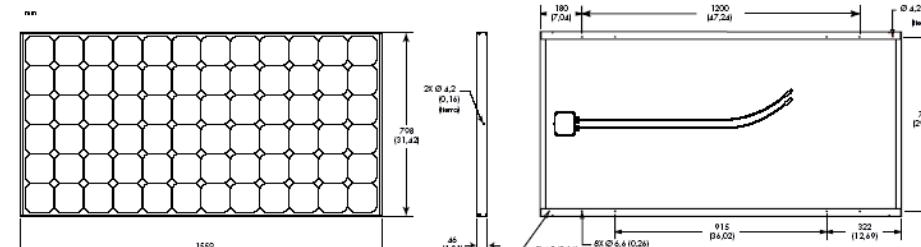
Condiciones de prueba para certificaciones

Temperatura	-40°C hasta +85°C
Carga máxima	240 kg/m ² frontal y posterior
Resistencia al impacto	Granizo - 25 mm a 23 m/s

Garantía y certificaciones

Garantía	Garantía limitada de potencia durante 25 años
	Garantía limitada del producto durante 10 años
Certificaciones	IEC 61215, IEC 61730

Dimensions



PRECAUCIÓN: LEA LAS INSTRUCCIONES DE SEGURIDAD E INSTALACIÓN ANTES DE UTILIZAR EL PRODUCTO.
Para obtener información detallada, visite www.sunpowercorp.es/paneles

Acerca de SunPower

SunPower diseña, fabrica y suministra tecnología solar fotovoltaica de alto rendimiento en todo el mundo. Nuestras células solares de alta eficiencia generan hasta un 50% más de potencia que las células solares convencionales. Nuestros paneles, tejas y seguidores solares proporcionan significativamente más energía que los sistemas de la competencia.

© Abril 2008 SunPower Corporation. Reservados todos los derechos. Las especificaciones incluidas en esta hoja informativa de datos están sujetas a cambios sin aviso previo.

Impreso en papel reciclado

Figura: 1.3; Ficha Técnica SUN POWER 225.

ANEXO K: CATÁLOGO MINI- EÓLICA

En este anexo se van a describir las características técnicas del aerogenerador utilizado para nuestra instalación mini-eólica, también se adjuntará la ficha obtenida en la página web del fabricante.[16]

FALCON 5.5 KW	
Comportamiento:	
Potencia Nominal (P _N)	5,5 Kw
Velocidad Inicio (V _{in})	2,7 m/sg
Velocidad Nominal (V _N)	13m/sg
Velocidad del viento Máxima (V _{máx})	49,6 m/sg
Rendimiento	0,222
Parámetros Físicos:	
Diámetro rotor	4 m
Longitud pala	4,6 m
Altura Torre	5,5 m
Voltaje de salida	90-340 AC
Nivel de sonido	32 dB

Tabla:1.1; Características Técnicas FALCON 5.5Kw



Figura: 1.1; Aerogenerador FALCON.

Falcon 5.5kW

Vertical Axis Wind Turbine

Grid Equipped • Eligible for State and Federal Rebates and Incentives • Qualifies for Net Metering





Suitable for any Application; Urban to Rural, Residential to Commercial, Industrial to Institutional



TECHNICAL SPECIFICATIONS

Performance

Instantaneous Rated Power	5.5kW*
Rated Wind Speed	29 mph (13 m/s)
Cut-In Speed	6 mph (2.7 m/s)
Maximum Wind Speed	111 mph (49.6 m/s)

Physical Parameters

Size	13'1" (4m) Rotor Diameter X 15'1" (4.6m) Blade Length
Tower Height	18' (5.5m)
Gross Weight	2,167 lbs (985 kg) Excluding Tower

Noise Level

15 mph (6.7 m/s) @ 9' distance (3m)	32 dB
-------------------------------------	-------

Output Controller

Output Voltage (DC)	90 - 340V AC (Grid Connected)
---------------------	-------------------------------

Generator

Type	Permanent Magnet Direct Drive
Rated Temperature	-40°F to 239°F (-40°C to 115°C)

Grid Connected Inverter (CSA listed to UL 1741)

Output (AC)	208~277V AC
The grid connected inverter is supplied to meet local grid specifications.	

Electronic Overspeed Protection

Governed Speed Style	Automatic Aerodynamic Variable Pitch
Secondary Brake	Automatic Electromagnetic

Poles

18'	Standard
30'	Upgrade

Annual Energy Production

Assuming Wind Capture 10-40% of the Time at Rated Speed

4,818 kWh - 19,270 kWh Annually*

5.5kW Power Curve



Represented by:

The information contained herein may change without notice. *Individual performance results may vary. © 2010 WePOWER, LLC. All rights reserved.

Figura: 1.2; Catálogo FALCON




FALCON MODELS					
TECHNICAL SPECIFICATIONS	600W	1.2kW	3.4kW	5.5kW	12kW
Grid Tie	Off Grid	Off Grid	On Grid	On Grid	On Grid
Annual Energy Production					
Assuming Wind Capture 10-40% of the Time at Rated Speed	525 kWh - 2,100 kWh Annually*	1,051 kWh - 4,200 kWh Annually*	2,978 kWh - 11,912 kWh Annually*	4,818 kWh - 19,270 kWh Annually*	10,512 kWh - 42,000 kWh Annually*
Performance					
Instantaneous Rated Power	600W*	1.2kW*	3.4kW*	5.5kW*	12kW*
Rated Wind Speed	29 mph (13 m/s)	29 mph (13 m/s)	29 mph (13 m/s)	29 mph (13 m/s)	29 mph (13 m/s)
Cut-In Speed	6 mph (2.7 m/s)	6 mph (2.7 m/s)	6 mph (2.7 m/s)	6 mph (2.7 m/s)	6 mph (2.7 m/s)
Maximum Wind Speed	111 mph (49.6 m/s)	111 mph (49.6 m/s)	111 mph (49.6 m/s)	111 mph (49.6 m/s)	111 mph (49.6 m/s)
Physical Parameters					
Size	5'5" (1.3m) X 3'3" (1m)	5'10" (1.78m) X 6'7" (2m)	9'10" (3m) X 11'10" (3.6m)	13'1" (4m) X 15'1" (4.6m)	19'8" (6m) X 20'4" (6.2 m)
Rotor Diameter X Blade Length					
Tower Height	18' (5.5m)	18' (5.5m)	18' (5.5m)	18' (5.5m)	18' (5.5m)
Gross Weight Excluding Tower	194 lbs (88 kg)	350 lbs (160 kg)	1,393 lbs (633 kg)	2,167 lbs (985 kg)	4,190 lbs (1905 kg)
Noise Level					
15 mph (6.7 m/s) @ 9' distance (3m)	32 dB	32 dB	32 dB	32 dB	32 dB
Output Controller					
Output Voltage (Off Grid)	24V DC	48V DC			
Output Voltage (On Grid)			110 - 400V AC	90~340V DC	90~340V DC
Generator					
Type	Permanent Magnet Direct Drive	Permanent Magnet Direct Drive	Permanent Magnet Direct Drive	Permanent Magnet Direct Drive	Permanent Magnet Direct Drive
Rated Temperature	-40°F to 239°F (-40°C to 115°C)	-40°F to 239°F (-40°C to 115°C)	-40°F to 239°F (-40°C to 115°C)	-40°F to 239°F (-40°C to 115°C)	-40°F to 239°F (-40°C to 115°C)
Grid Connected Inverter					
Output (AC)	N/A	N/A	208~277V AC	208~277V AC	208~277V AC
The grid connected inverter is supplied to meet local grid specifications.					
Electronic Overspeed Protection					
Governed Speed Style	Electronic Dump Load	Automatic Aerodynamic Variable Pitch			
Secondary Brake	Automatic Electromagnetic	Automatic Electromagnetic	Automatic Electromagnetic	Automatic Electromagnetic	Automatic Electromagnetic

www.WEPOWER.us
sales@wepower.us
866 385-WIND (9463)



32 JOURNEY SUITE 250
ALISO VIEJO, CA 92656

The information contained herein may change without notice. *Individual performance results may vary. © 2010 WePOWER, LLC. All rights reserved.

Figura: 1.3; Catálogo FALCON.

ANEXO L: CATÁLOGO ASCENSORES

1.- DATOS BÁSICOS

En este anexo se van a describir las características técnicas del ascensor seleccionado para realizar el transporte vertical dentro de nuestro edificio, el ascensor seleccionado es de la compañía ENOR y el modelo esEC5G10, y la documentación que aquí se muestra ha sido obtenida de la página web del fabricante.[19]

Las principales características se muestran en la siguiente tabla: 1.1;

Características EC5G10	
Recorrido Máximo	40 m.
Nº mínimo/máximo de pisos	2/ 14
Capacidad	6-8 personas
Carga	450-630 Kgr.
Velocidad	1m/sg

Tabla: 1.1. Características ascensor.

2.- DIMENSIONES Y PARTES DEL ASCENSOR

EC5G10	Capacidad	Velocidad	Carga	Accesos	Cabina	Puertas	Hueco	Foso	Recorrido seguridad	Modelo	Ficha
	pers.	(m/s)	Q (kg)		A (ancho)	B (fondo)	E (luz)	C (ancho)	D (fondo)	K	U
Recorrido máximo:	40 m							1510	1550		
Nº mín/máx pisos:	2/14	6	1.0 (VVVF)	450	1 2 (180°)	1000	1250	800	1510	1040	3450
Capacidad:	6 – 8 personas									EC5 610	1
Carga:	450 – 630 Kg	8	1.0 (VVVF)	630	1 2 (180°)	1100	1400	800 900 800 900	1610 1700 1610 1850		
Velocidad:	1,0 m/s									EC5 810	2 3 4

A Ancho de cabina

B Fondo de cabina

C Ancho de hueco

D Fondo de hueco

E Luz de puertas

K Profundidad de foso

Q Capacidad de Carga

R Recorrido máximo 75m

U Recorrido de seguridad

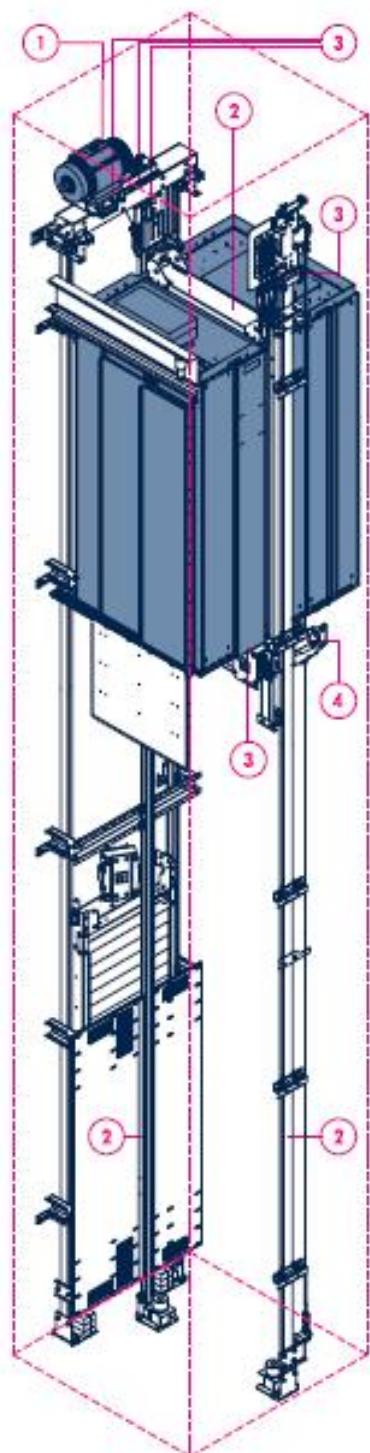
Sección

Transversal

1 Acceso

2 Accesos 180°

1 Acceso con cuadro de maniobra en última parada



1 Motor
2 Guiado Centrado
3 Aislamientos
4 Sistemas de seguridad



BIBLIOGRAFÍA:

- [1] Ministerio de Industria Turismo y Comercio
- [2] IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía)
- [3] Proyecto Movele <http://www.movele.es/>
- [4] Fuente MAGNA (Austria) IDEA.
- [5] Baterías www.evwind.com
- [6] Proyecto VERDE
- [7] Red Eléctrica de España (REE) <http://www.ree.es/>
- [8] INE (Instituto Nacional de Estadística)
- [9] Ciclos de Conducción www.dieselnet.com/standarts/cycle
- [10] Ascensores www.dopper.com/pubs/ascensor-montagargas
- [11] Piso. www.arcosur.net/
- [12] Photovoltaic Geographical Information System <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- [13] CENER <http://www.cener.com/es/index.asp>
- [14] APPA (Asociación de Productores de Energía Renovables)
- [15] Plan Nacional de Energías Renovables
- [16] www.wepower.us
- [17] Manual Práctico de Evaluación de una Instalación de Energía Eólica
- [18] www.allsmallturbine.com
- [19] www.enor.es
- [20] ATECOS www.atecos.es/
- [21] www.us.sunpowercorp.com
- [22] www.tecnicaindsutrial.es
- [23] IBERDROLA <https://www.iberdrola.es>
- [24] “Movilidad Eléctrica” IDAE 2009