



Trabajo Fin de Grado

**Sistema fotovoltaico de consumo instantáneo
controlado por microcontrolador.**

**Photovoltaic system of instant consumption
controlled by microcontroller.**

Autor/es

Diego Benedicto Cubel

Director/es

Pedro Abad Martín
Antonio Pardina Carrera

Grado en Ingeniería Eléctrica.



**Escuela de
Ingeniería y Arquitectura
Universidad Zaragoza**



RESUMEN:

El presente trabajo de fin de grado ha consistido en el estudio y viabilidad de un sistema solar fotovoltaico, aplicado a una vivienda o un edificio público. Mediante un acumulador de ACS (Agua Caliente Sanitaria), se calienta el agua con la energía obtenida del sol, a través de unos paneles fotovoltaicos. En este proyecto hemos realizado un análisis del sistema destinado a un autoconsumo para una vivienda.

Se ha realizado un prototipo utilizando dos placas solares de unos 370 W aproximadamente, y su salida regulada mediante un microcontrolador y una etapa amplificadora DC/DC tipo BOOST. Se han realizado los cálculos y simulaciones pertinentes para el diseño de la parte electrónica, desde el cálculo de la bobina hasta la etapa BOOST .

Al considerarse consumo instantáneo, se evita el uso de baterías, evitando así uno de los grandes problemas como es el almacenar energía eléctrica y su problemática derivada (coste de las baterías, vida útil, lugar de ubicación, etc.).

Por otra parte, la energía que se consume en las resistencias del acumulador para calentar el agua se pasa a éstas directamente en forma de corriente continua, igual que las que nos sacan los paneles fotovoltaicos, evitando de tal manera la instalación de inversores, que pudieran elevar el coste de la instalación.

La idea por la que surgió este proyecto de instalación aislada de red, fue para evitar tener que cumplir con las características del *Real Decreto RD 900/2015*, sobre conexiones de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. Actualmente este Real Decreto ha sido derogado, y las condiciones de conexión son menos restrictivas.

Se realiza un estudio económico con la potencia fotovoltaica instalada, y el ahorro energético que supondría para una vivienda a lo largo de un año, además de la potencia fotovoltaica ideal necesaria para el correcto funcionamiento en la vivienda de un municipio de Zaragoza, para lograr satisfacer las necesidades de ACS en el peor caso posible.



ABSTRACT:

The present final degree project has consisted in the study and viability of a photovoltaic solar system, applied to a house or a public building. Through an ACS (Hot Sanitary Water) accumulator, the water is heated with the energy obtained from the sun, through photovoltaic panels. In this project we have carried out an analysis of the system destined to self-consumption for a house.

A prototype has been made using two solar panels of approximately 370 W, and its output regulated by a microcontroller and a DC / DC amplifier stage type BOOST. The relevant calculations and simulations have been carried out for the design of the electronic part, from the calculation of the coil to the BOOST stage.

As it is considered for instant consumption, the use of batteries is avoided, thus avoiding one of the big problems such as storing electrical energy and its derivative problems (cost of batteries, useful life, place of location, etc.).

On the other hand, the energy that is consumed in the resistance of the accumulator to heat the water is passed directly to these in the form of direct current, just like the ones that the photovoltaic panels take out, thus avoiding the installation of inverters, which could raise the cost of the installation.

The idea for which this isolated network installation project arose was to avoid having to comply with the characteristics of Royal Decree *RD 900/2015*, on connections of photovoltaic installations connected to the low voltage network. Currently this Royal Decree has been repealed, and the connection conditions are less restrictive.

An economic study is carried out with the installed photovoltaic power, and the energy saving that it would suppose for a house over a year, in addition to the ideal photovoltaic power necessary for the correct functioning in the housing of a municipality of Zaragoza, to achieve the needs of ACS in the worst possible case.



ÍNDICE:

RESUMEN:	3
ABSTRACT:	4
1. INTRODUCCIÓN	6
1.1 Energía solar en España.....	6
2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	8
2.1. El efecto fotoeléctrico.....	8
2.2. Diferencias entre solar térmica y solar fotovoltaica.....	9
2.3. Aplicaciones	10
2.4 Autoconsumo.....	11
2.4.1. Ventajas	12
2.4.2. Inconvenientes.....	12
2.5. Características de los paneles fotovoltaicos seleccionados.	13
2.2.1. Curva característica paneles fotovoltaicos.	13
3. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.....	16
3.1. Descripción de la instalación.....	16
3.2. Localización.....	17
3.2.1. Radiación solar.....	18
3.2.1.1. Orientación de paneles fotovoltaicos.....	19
3.3. Demanda de la vivienda (ACS).	22
3.4. Gasto energético de la vivienda.....	25
4. DISEÑO REGULADOR FOTOVOLTAICO	28
4.1. Equipos comerciales	28
4.2. Etapa elevadora BOOST DC/DC	29
4.2.1. ¿Qué es?.....	29
4.2.2. Etapa Diseñada.	31
4.2.3. Pérdidas en el MOSFET	43
4.2.4. Etapa de excitación MOSFET	46
4.3 Esquema completo.....	48
4.3.1. Instalación de autoconsumo.....	50
4.4. Acumulador (ACS).	51
4.4.1. Legionelosis.....	51
4.4.2. Cargas resistivas	52
4.5. MPPT.....	53
4.5.1. Implementación del código en ARDUINO.	54
4.6. Simulación	57
5. Estudio económico.	62
5.1. Energía generada.	62
5.1.1. Irradiancia del Lugar.	62
5.2. Viabilidad y ahorro.	63
5.3. Coste de la instalación y amortización.	66
6. SEGURIDAD	69
7. CONCLUSIONES.....	70
8. AGRADECIMIENTOS.....	71
9. REFERENCIAS	72
ANEXOS	73

1. INTRODUCCIÓN.

1.1 Energía solar en España.

Actualmente en España con la reciente derogación del “impuesto sol”, en octubre de 2018, regulado por el *Real Decreto de Autoconsumo RD 900/2015*. Se abre un campo de posibilidades en lo que a las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo se refiere, tanto para una vivienda privada como para la industria.

Con una mayor conciencia para la reducción de las emisiones de CO₂ tanto en España como en el mundo en general, se empieza cada vez más a desarrollar instalaciones de producción de energía mediante métodos renovables. En el caso de la energía fotovoltaica, si comparamos la potencia instalada que tenemos con respecto a las horas de sol, y lo comparamos con otros países europeos con menos horas de luz solar, veremos que: “en proporción hay mayor potencia fotovoltaica instalada en países vecinos”. Como se puede observar en el siguiente mapa en España hay un 6,6% sobre el total de potencia instalada de potencia solar frente a por ejemplo los 19,6% de Alemania o incluso los 10,2% de Reino Unido.

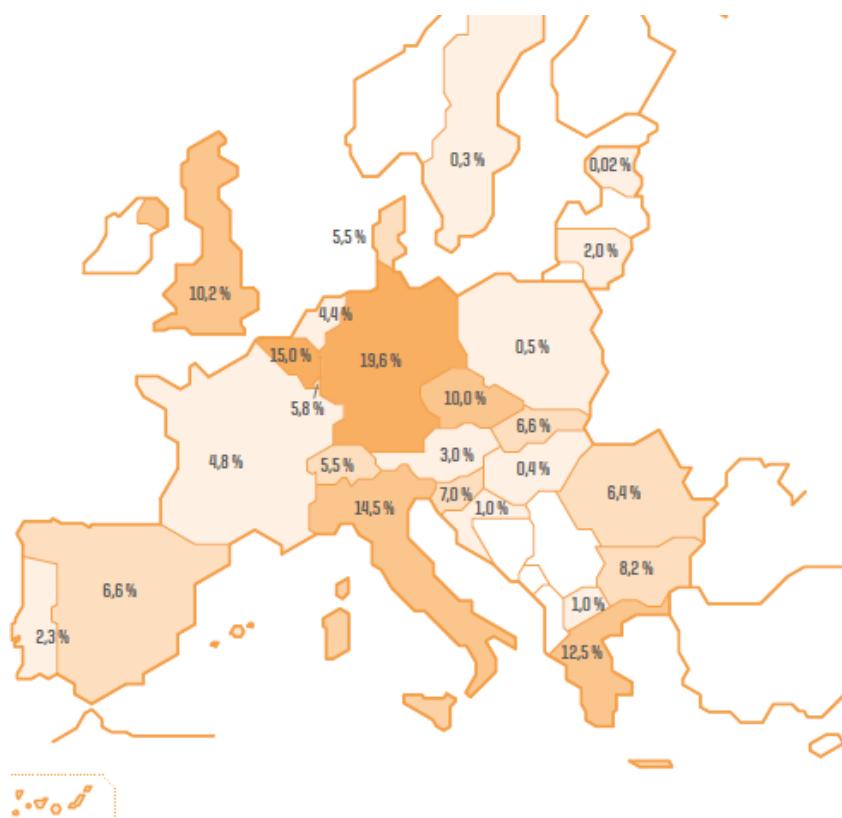


Figura 1: Potencia solar instalada (% sobre total) países UE. Fuente REE.

Si nos centramos solamente en la energía solar fotovoltaica, excluyendo la solar térmica, en España a diciembre de 2018 había instalado un 4,5% de la potencia instalada total como se puede observar en la figura 2

Potencia eléctrica instalada peninsular a 31 de diciembre del 2018 [%]

Nuclear	7,2%	Eólica	23,4%
Carbón	9,7%	Hidráulica	17,3%
Ciclo combinado	24,9%	Solar fotovoltaica	4,5%
Cogeneración	5,8%	Solar térmica	2,3%
Residuos no renovables	0,5%	Otras renovables	0,9%
Turbinación bombeo	3,4%	Residuos renovables	0,1%

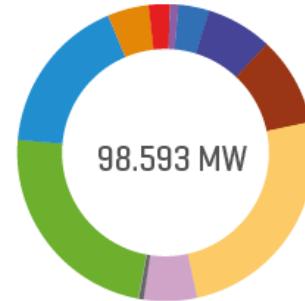


Figura 2: Potencia eléctrica instalada peninsular. Fuente REE.

Las previsiones de futuro de la energía solar fotovoltaica son muy prometedoras, con el abaratamiento de la tecnología fotovoltaica y el abaratamiento de los materiales con los que se fabrican los paneles solares, además, de las nuevas normativas que se están implantando para un desarrollo sostenible y la reducción de las emisiones de CO₂ hacia la atmósfera.

El precio de la electricidad se encuentra en aumento constante debido a que la generación con combustibles fósiles cada vez es más costosa, mientras que la generación con energía solar fotovoltaica se abarata con su tecnología.

El 17 de marzo de 2017 se aprobó el nuevo CTE (Código Técnico de Edificación) dentro de las normativas de ahorro energético se obliga a que los edificios de nueva construcción o rehabilitados, cuenten con instalaciones solares térmicas y fotovoltaicas para reducir el impacto ambiental por el consumo de combustibles fósiles.

2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

Se llama instalación fotovoltaica al conjunto de dispositivos capaces de transformar la energía solar (radiación) en energía eléctrica.

Para captar la radiación solar utilizamos los paneles fotovoltaicos, que nos suministran la energía eléctrica en forma de corriente continua. Los ensayos de este proyecto se han realizado con un panel fotovoltaico SUNTECH STP185S-24/ad. Ver Anexo I.

2.1. *El efecto fotoeléctrico.*

Efecto fotoeléctrico se llama a la “liberación de electrones por un material al ser sometido a una radiación electromagnética”. Cuanto mayor es la radiación electromagnética mayor es la emisión electrónica.

Las células de los paneles solares son fabricadas a partir de semiconductores, normalmente de Silicio (Si) (cristalino, policristalino, y amorfo) también de Arseniuro de Galio (GaAs) y otros. Los materiales para la fabricación son elegidos en base a sus características de absorción y los costes de fabricación.

Una celda solar es un semiconductor construido mediante una unión PN cuando sobre este incide la luz solar, se produce el efecto fotoeléctrico.

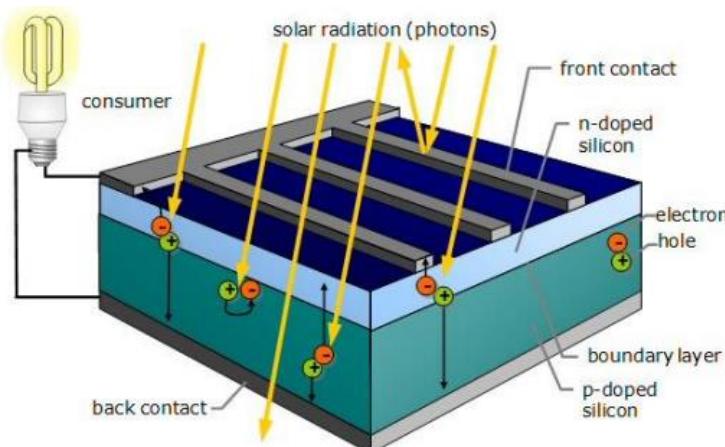


Figura 3: Esquema célula fotovoltaica. Fuente: apuntes IPEER.

Una celda PV o celda Solar, se comporta como una fuente de corriente con un diodo en paralelo, una resistencia de contacto y una corriente de fuga provocada por la unión semiconductor P-N.

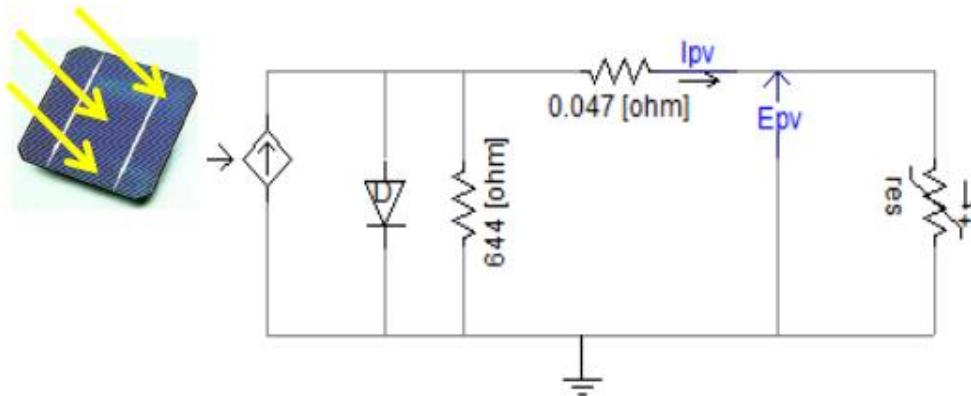


Figura 4: Esquema equivalente de una célula solar. Fuente apuntes IPEER.

Un módulo solar fotovoltaico está compuesto por un determinado número de celdas en serie y paralelo.

2.2. Diferencias entre solar térmica y solar fotovoltaica.

La gran ventaja de la energía solar fotovoltaica frente a la energía solar térmica es que su mantenimiento es prácticamente nulo, siendo el único mantenimiento la limpieza de la superficie de los paneles, para evitar tener pérdidas de eficiencia por la suciedad acumulada. Mientras que los paneles solares utilizados en la energía solar térmica, requieren un mayor mantenimiento, debido a que para su funcionamiento la solar térmica necesita de un circuito con líquido caloportador, un acumulador, una bomba para el circuito el cual necesita de un mantenimiento cada cierto tiempo. Y su eficiencia solo se obtiene el 100% de su capacidad en verano, que es cuando menos agua caliente se tiende a gastar en una vivienda.

En este proyecto se ha desarrollado una instalación fotovoltaica pero aplicado al almacenamiento térmico de la energía, es decir se ha desarrollado un sistema mixto que combina paneles fotovoltaicos con un acumulador de ACS. Para conseguir un ahorro en la factura eléctrica.

2.3. *Aplicaciones.*

La energía solar fotovoltaica tiene inmensas posibilidades de aplicación, y éstas pueden ir desde la aplicación más simple como pudiera ser una calculadora y relojes solares, hasta las más complejas como las grandes plantas de generación eléctrica o los sistemas de alimentación para satélites artificiales.

Las instalaciones solares fotovoltaicas pueden ser básicamente de dos tipos:

- **Instalaciones aisladas de red:** destinadas principalmente a aplicaciones de bombeo, señalización, comunicaciones, y pequeñas iluminaciones en zonas rurales, a las que no llega el suministro eléctrico.



Figura 8: Ejemplo de instalación fotovoltaica aislada de red, para bombeo. Fuente Baena Solar

- **Instalaciones conectadas a la red eléctrica:** se destinan principalmente a la venta de energía eléctrica y al autoconsumo eléctrico.



Figura 9: Ejemplo de planta fotovoltaica conectada a red. Fuente Acciona.



2.4 Autoconsumo.

El autoconsumo fotovoltaico como su propio nombre indica, hace referencia a la propia producción de electricidad mediante paneles fotovoltaicos, para el propio consumo.

El autoconsumo está regulado por el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, en él se contemplan las condiciones del autoconsumo, y se distinguen las posibles configuraciones en las instalaciones de generación.

Las instalaciones de autoconsumo se pueden diferenciar en:

- **Instalaciones Individuales:** Cuando el consumidor es el único asociado a esa instalación.
- **Instalaciones colectivas:** Cuando existen varios consumidores asociados a la misma instalación, por ejemplo, en una comunidad de un edificio de viviendas.

Las instalaciones de autoconsumo tienen varias modalidades, con excedentes o sin excedentes.

Sin excedentes: Cuando no se produce inyección a red eléctrica de la energía sobrante de la instalación, esta energía sobrante se almacena en baterías para un consumo posterior en horas de más demanda de los usuarios.

Con excedentes: Se trata de las instalaciones de autoconsumo que pueden inyectar energía sobrante de la instalación a la red de distribución. Además, estas instalaciones con excedentes pueden ser a su vez, remuneradas o no remuneradas, si es remunerada el valor de la energía de la instalación de autoconsumo que es vertida a la red se compensa en la factura del usuario al final de cada mes. Mientras que, si se trata de una instalación sin compensación, esta energía se vuelca a la red instantáneamente y se obtiene por ella el valor del mercado eléctrico.



En el caso de este trabajo fin de grado, el modelo de autoconsumo empleado y desarrollado ha sido el siguiente: Se trata de una instalación de autoconsumo **Individual**, aunque también se podría aplicar a una instalación colectiva en un edificio de viviendas. Se trata de una modalidad **sin excedentes**, no se produce inyección de energía eléctrica a la red, y se produce el almacenamiento de la energía en forma de calor en un termoacumulador de ACS. Con lo cual toda la energía disponible se disipa en las resistencias de este.

2.4.1. Ventajas.

El autoconsumo fotovoltaico tiene innumerables ventajas, es una alternativa limpia y respetuosa con el medio ambiente, se trata de un sistema barato para la obtención de energía eléctrica dando una cierta independencia energética, reduciendo la huella de carbono que podría generar un edificio o una vivienda y por lo tanto reduciendo así la emisión de gases de efecto invernadero.

Puede ser una fuente de empleo presente y futura, ya que con las nuevas legislaciones se está favoreciendo y facilitando la posibilidad de realizar estas instalaciones fotovoltaicas en viviendas privadas, además del abaratamiento de la tecnología fotovoltaica que ha reducido su precio considerablemente en los últimos años.

A todo esto, además se le suma el ahorro económico que puede suponer las instalaciones de este tipo

2.4.2. Inconvenientes.

Uno de los mayores inconvenientes de la energía solar fotovoltaica es que al proceder de una fuente de energía renovable se trata de un recurso limitado, en el cual solo disponemos de él a su totalidad en un día totalmente soleado, cuando se producen sombras debido a una nube, los paneles fotovoltaicos pierden gran parte de su potencia en un instante determinado, quedando en ese momento sin suministro eléctrico.

Otro de los grandes inconvenientes es el gran coste que supone la inversión inicial de la instalación, y los años que pueden tardarse hasta que se rentabiliza la instalación.

Además de estos inconvenientes también sigue existiendo el problema del almacenamiento, a pesar de las mejoras en la tecnología de las baterías.



2.5. Características de los paneles fotovoltaicos seleccionados.

Para este proyecto se ha contado con dos paneles fotovoltaicos de 185 W cada uno, modelo STP185S-24/Ad – SUNTECH, se trata de un panel monocristalino con una eficiencia del 14.5%

Los paneles se han dispuesto en serie, para conseguir una tensión de unos 72 V (36.5V por panel) a la salida y una potencia de unos 370W. En la *figura 5* podemos observar las características técnicas de los paneles empleados, estos cuentan con una distribución de 72 celdas (6x12)

Open - Circuit Voltage (Voc)	45.0V
Optimum Operating Voltage (Vmp)	36.4V
Short - Circuit Current (Isc)	5.43A
Optimum Operating Current (Imp)	5.09A
Maximum Power at STC (Pmax)	185Wp
Operating Temperature	-40°C to +85°C
Maximum System Voltage	1000V DC
Maximum Series Fuse Rating	15A
Power Tolerance	±3 %

STC: Irradiance 1000W/m², Module temperature 25°C, AM=1.5

Figura 5: Características de Panel fotovoltaico. Fuente technosun.

2.2.1. Curva característica paneles fotovoltaicos.

La curva característica o curva I-V de los paneles fotovoltaicos representa la corriente frente a la tensión de los paneles fotovoltaicos en un determinado rango de funcionamiento de radiación solar y temperatura, como se puede observar en la *figura 6*, además, en ella se distingue el punto de máxima potencia para distintas radiaciones. Nos podemos mover por esta curva dependiendo de la carga conectada, para lograr obtener la máxima potencia del panel en unas condiciones determinadas, para ello utilizaremos un regulador **MPPT** (Maximum Power Point Tracker) o también llamado, seguidor de punto de máxima potencia (*ver apartado 4.5*).

Cuanto mayor es la radiación solar mayor es la potencia que pueden sacar los paneles fotovoltaicos, a continuación, se hace un análisis para 3 radiaciones solares distintas y podemos ver como se comportaría este modelo de panel fotovoltaico frente a las diferentes radiaciones:

- **Para 1000W/m^2** de radiación se consigue la máxima eficiencia del panel, obteniendo la potencia máxima para una tensión de unos **35,5 V** y para una corriente de unos **5 A**, por lo que se obtiene una potencia de unos **180W**.
- **Para 800W/m^2** obtenemos la máxima potencia del panel para esa radiación, a una tensión de unos **35 V** y una corriente de **4 A**, obteniendo así una potencia de unos **140 W**.
- **Para 600W/m^2** su potencia máxima para esta radiación, se obtiene para una tensión de **35 V** y para una corriente de **3 A**, y se obtiene una potencia de **105 W**.

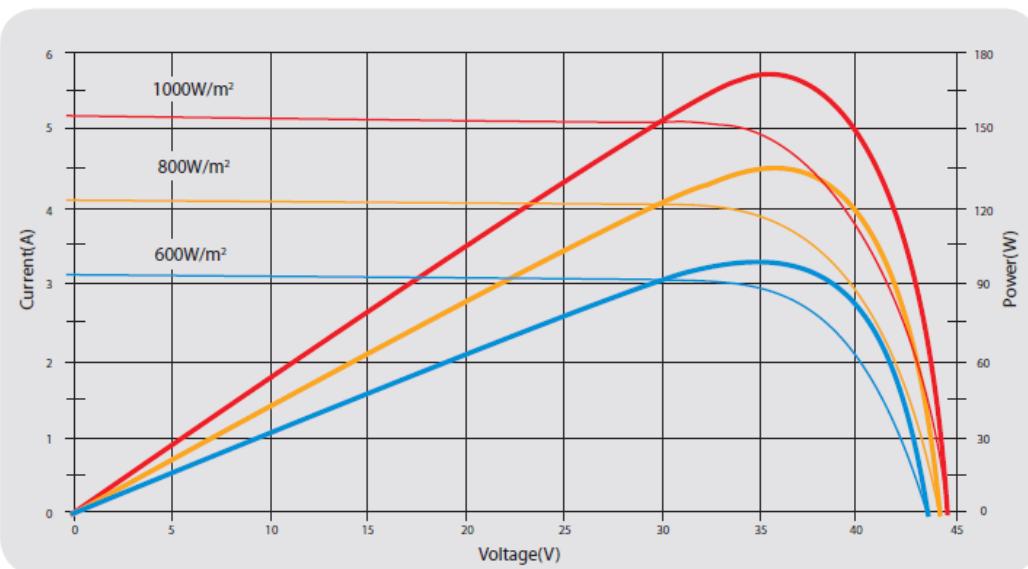


Figura 6: Curva I-V y potencia en función de distintas radiaciones. Fuente technosun.

Otro de los factores que también pueden ser muy influyentes en la potencia que pueden suministrar los paneles fotovoltaicos, es la temperatura de operación como se muestra en la *figura 7*.

Temperature Dependence of I_{sc} , V_{oc} , P_{max}

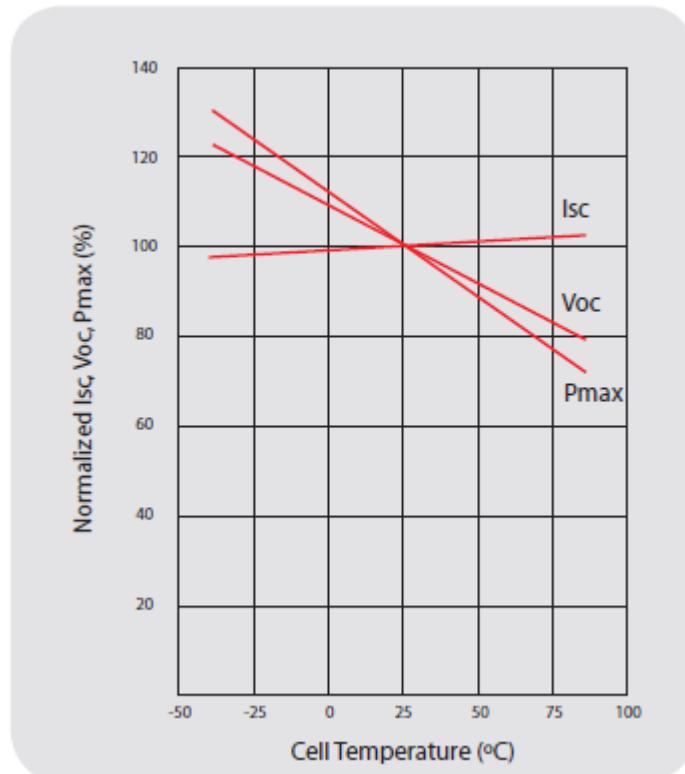


Figura 7: Dependencia de la Potencia en % con la temperatura de las celdas. Fuente technosun.

Examinando la imagen anterior, se puede ver como varía la potencia de salida en porcentaje según la temperatura a la que se encuentran las celdas del panel, con lo cual se deduce que la temperatura para la que saca su potencia nominal es a unos 25°C, si la temperatura aumenta se observa una pérdida considerable en la potencia, de hasta el 25% en el caso más extremo de 75°C, y si la temperatura disminuye de 25°C el panel podría llegar a suministrar una potencia mayor a la nominal.

Otras características que también se modifican con la temperatura son V_{oc} (Voltaje Open Circuit) y la I_{sc} (Short Circuit Current).

Para una mayor información técnica sobre los paneles fotovoltaicos consultar la hoja de características de estos, en el *Anexo 1*.

3. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.

3.1. Descripción de la instalación.

En este trabajo fin de grado, se ha estudiado, diseñado, y desarrollado un sistema de ACS (Agua caliente Sanitaria) para el autoabastecimiento de una vivienda en el que cohabitan tres personas. La instalación consiste en un termo de agua caliente “hibrido” de 50 L que cuenta con dos circuitos eléctricos independientes. Uno de los circuitos de alimentación del acumulador es la red eléctrica doméstica 230V A/C, y el segundo circuito, es la alimentación desde una fuente renovable, que en este caso son los paneles fotovoltaicos descritos en el *apartado 2.5*, es decir alimentación directa en corriente continua DC. Con la alimentación directa en corriente continua nos evitamos por tanto la instalación de inversores y baterías que aumentarían el coste, “almacenando” la energía en forma de calor. La potencia proveniente de los paneles solares se controla mediante un regulador fotovoltaico descrito en el *apartado 4*.

Se trata de un sistema de producción de ACS novedoso en el que cada uno de los circuitos de alimentación del acumulador, tiene su propio termostato o un sistema de control, pudiendo tener varias configuraciones para la producción de ACS, es decir pudiendo funcionar independientemente cada uno o a la vez. A continuación, en la *Figura 8* se puede observar un esquema simplificado de la instalación de autoconsumo.

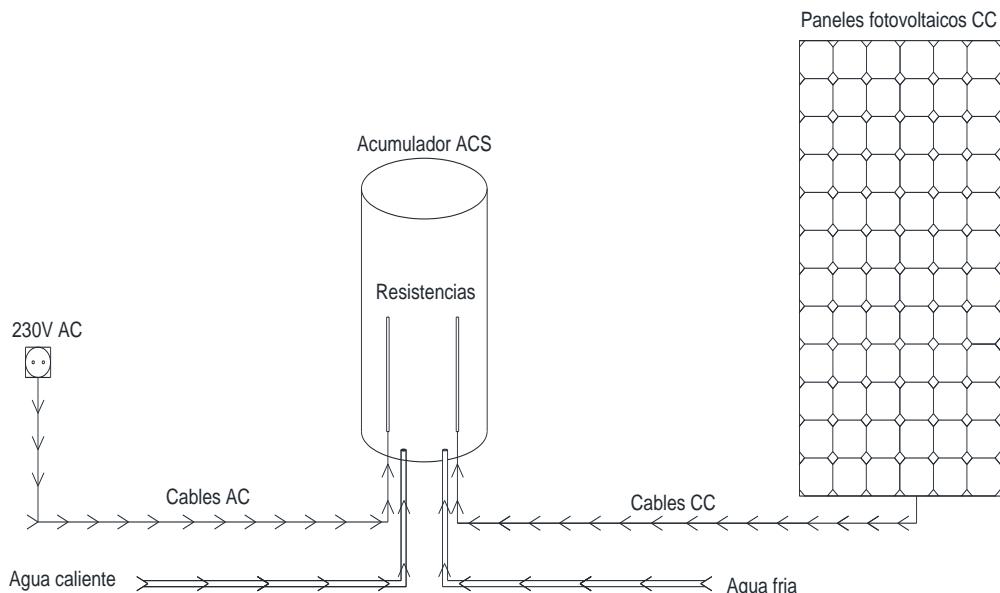


Figura 8: Esquema simplificado de la instalación. Fuente propia.

En mi opinión la configuración más favorable es: La fotovoltaica siempre está calentando el agua. En caso de superar los 60°, hay un termostato de seguridad en el termo que desconecta fotovoltaica. En caso de que la temperatura en el termo baje de 30°, se conecta la resistencia de la red eléctrica. Es la manera de aprovechar al máximo la fotovoltaica y evitar el consumo eléctrico.

Para cumplir el REBT (Reglamento electrotécnico de baja tensión) en la instalación, se instalarán dos conductores de cable **unipolar** de sección **1,5mm² 2x XLPE** (ITC-19), los cuales irán dispuestos dentro de tubo corrugado flexible empotrado en pared de **diámetro exterior 12 mm** (ITC-21).

3.2. Localización.

La localización que se ha escogido para este trabajo, en la que se va a realizar el estudio y el diseño del prototipo para el sistema de ACS de autoconsumo fotovoltaico, va a ser para la localidad de Belchite, situado en la provincia de Zaragoza a una distancia aproximada de 45 km al sur de la capital aragonesa. Para el diseño de este sistema tendremos en cuenta las condiciones climáticas que se dan en esta localidad a lo largo de un año, atendiendo a las necesidades de la vivienda estudiada.



Figura 9: Localización en el mapa del municipio. Fuente Google Maps.

3.2.1. Radiación solar.

El CTE (Código Técnico de la Edificación) divide el territorio de España por zonas climáticas, teniendo en cuenta la radiación solar global media diaria anual sobre la superficie horizontal (H). Como se muestra en la *tabla 1*.

Zona climática	kWh/m^2
I	$H < 3,8$
II	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$4,6 \leq H < 5,0$
V	$H \geq 5,0$

Tabla 1. Tipo de zona climática en función cantidad de radiación. Fuente CTE.

Una vez que se han designado los niveles de radiación a cada tipo de zona climática, se puede observar en el mapa de la península ibérica (*Figura 10*), la radiación solar por zonas.

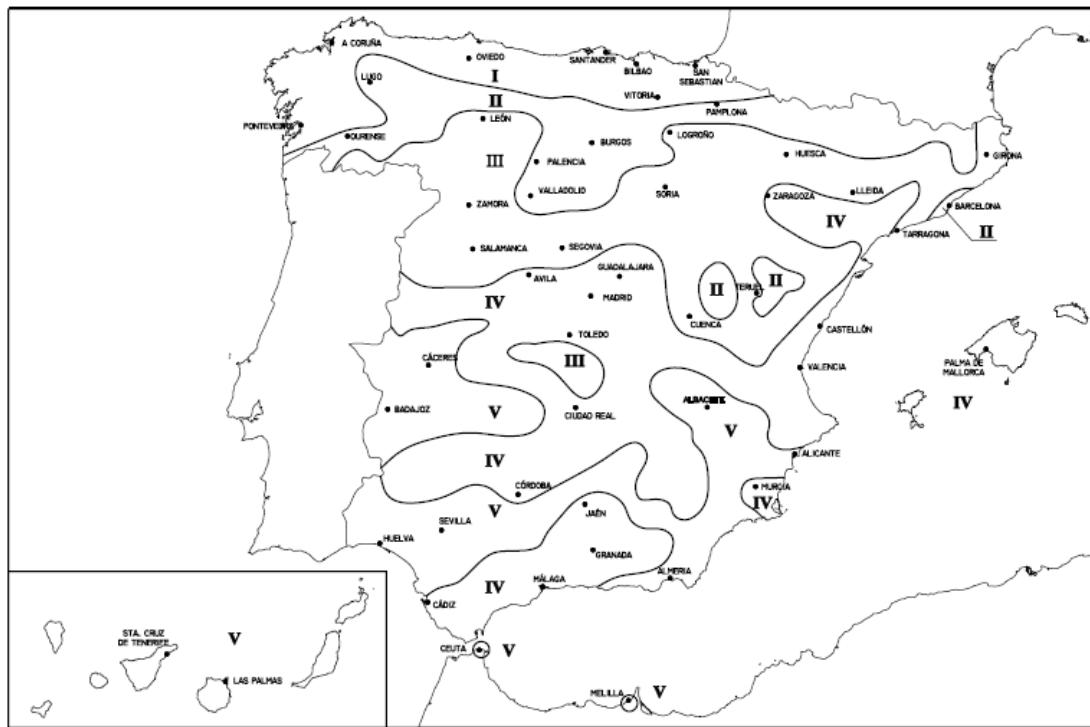


Figura 10. Mapa de zonas climáticas en España. Fuente CTE.

Observando el mapa (*Figura 10*) se deduce que Belchite, se encuentra en la zona climática IV es decir con un buen nivel de radiación solar media durante todo el año. Estando por encima de los niveles de radiación de otras partes de la península. En el apartado 3.4.1. se distingue la irradiancia del emplazamiento por meses.

3.2.1. Orientación de paneles fotovoltaicos.

Otro de los aspectos importantes en lo que a la localización se refiera, es a la hora de instalar los paneles fotovoltaicos, la correcta orientación de estos supone el lograr obtener la máxima captación de luz y conseguir sacar el máximo rendimiento de los paneles.

La orientación más adecuada será colocando los módulos hacia el sur geográfico, y su inclinación vendrá determinada por la latitud (Φ) del emplazamiento (ver *Tabla 2*). La inclinación adecuada para todo el año de los paneles solares en Belchite en función de sus coordenadas geográficas seria:

Localidad	Latitud	Longitud
Belchite	41° 17' 59''	0° 44' 42''

Tabla 2: Latitud y Longitud en Belchite. Elaboración propia datos AEMET.

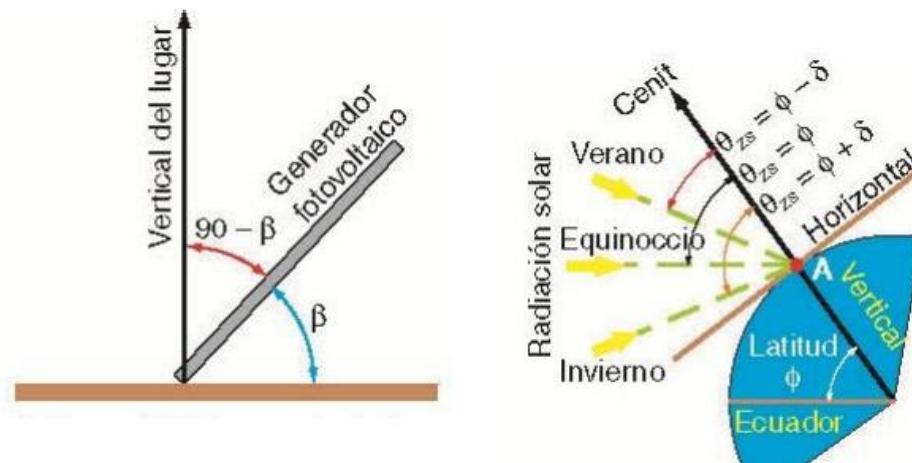


Figura 11. Esquema de inclinación módulos solares. Fuente apuntes IPEER.

Por lo tanto, la inclinación óptima con respecto a la horizontal (β_{op}) que deberán tener los paneles solares en este emplazamiento, para todo el año será:

$$\beta_{op} = 3,7 \times 0,69 \times |\Phi| = 32,2^\circ$$

Donde:

- β_{op} ≡ Inclinación respecto a la horizontal.
- Φ ≡ Latitud del emplazamiento.

Por otra parte, si tratamos de maximizar la energía captada en los periodos de menor radiación solar, es decir, para el emplazamiento escogido la época de menos radiación solar y menores horas de luz es en invierno, además será la época del año con mayor gasto energético, ya que será cuando haya un mayor consumo de agua caliente. Por lo tanto, este será un aspecto a tener en cuenta a la hora de calcular la inclinación de los paneles fotovoltaicos. De tal manera que la inclinación adecuada para los paneles fotovoltaicos será:

$$\beta = 10^\circ + \Phi = 51,3^\circ$$



Figura 12. Paneles fotovoltaicos de la instalación orientados. Fuente propia.

Los módulos fotovoltaicos para este trabajo se han instalado y orientado para realizar los ensayos pertinentes siguiendo los cálculos anteriormente descritos utilizando la inclinación (β) para los períodos de peor radiación solar, es decir $51,3^\circ$ aproximadamente. En la *Figura 12*, podemos ver como se han dispuesto los paneles. Ambos paneles conectados en serie.

El otro aspecto importante en lo que a la orientación de los paneles fotovoltaicos se refiere, es el azimut (α), se trata del ángulo que se forma entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y meridiano del lugar. (Ver Figura 13)

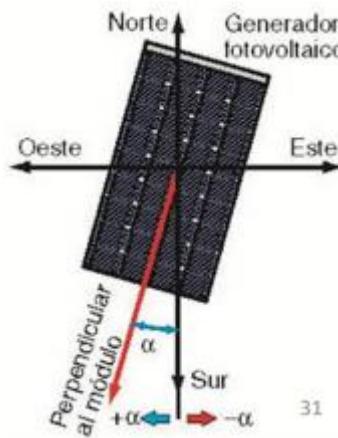


Figura 13: Angulo de orientación módulos fotovoltaicos según azimut. Fuente apuntes IPEER.

En el caso de este trabajo, como ya se ha comentado anteriormente, al tener los paneles orientados totalmente hacia el sur, el ángulo azimut es 0°

3.3. Demanda de la vivienda (ACS).

Como se ha expuesto anteriormente, la vivienda para la que se ha estudiado y desarrollado este sistema fotovoltaico de autoconsumo es una vivienda unifamiliar en la que residen 3 personas. Con estas especificaciones podemos estimar el consumo de ACS que va a demandar la vivienda durante un año, para posteriormente calcular el gasto energético y el posible ahorro con esta instalación.

El consumo de ACS está recogido en la *tabla 2* del CTE en el documento H 4 en función del tipo de vivienda y personas/día. La temperatura del agua demandada se toma con una referencia de 60°C para el cálculo.

Criterio de demanda	Litros/día·unidad	unidad
Vivienda	28	Por persona
Hospitales y clínicas	55	Por persona
Ambulatorio y centro de salud	41	Por persona
Hotel ****	69	Por persona
Hotel ***	55	Por persona
Hotel ***	41	Por persona
Hotel/hostal **	34	Por persona
Camping	21	Por persona
Hostal/pensión *	28	Por persona
Residencia	41	Por persona
Centro penitenciario	28	Por persona
Albergue	24	Por persona
Vestuarios/Duchas colectivas	21	Por persona
Escuela sin ducha	4	Por persona
Escuela con ducha	21	Por persona
Cuartel	28	Por persona
Fábricas y talleres	21	Por persona
Oficinas	2	Por persona
Gimnasios	21	Por persona
Restaurantes	8	Por persona
Cafeterías	1	Por persona

Tabla 2. Demanda de referencia a 60°C. Fuente CTE H4.

Los datos de temperatura de referencia a 60°C se toman como temperatura mínima, en los sistemas de almacenamiento del agua para evitar la aparición de la bacteria de la Legionela. (Ver apartado 4.4.1.)

En este trabajo, como se trata además de una vivienda residencial privada, el CTE establece que para el cálculo de personas por vivienda se deberá hacerse utilizando los valores mínimos de la *tabla 3*.

Número de dormitorios	1	2	3	4	5	6	≥6
Número de Personas	1,5	3	4	5	6	6	7

Tabla 3. Valores mínimos de ocupación uso residencial privado.

La vivienda de estudio tiene 3 dormitorios, con lo cual según lo establecido en la *tabla 3*, si no se supiese las personas que viven se realizarían los cálculos para cuatro personas, pero como para este estudio, sabemos que son tres las personas que conviven, los cálculos de la demanda de ACS son realizados para tres personas.

De tal modo que el consumo de ACS queda:

$$\text{Demanda ACS} \left(\frac{l}{dia} \right) = 3 \text{ personas} \times 28 \frac{\text{litros}}{\text{dia}} = 84l/\text{dia}$$

Con los cálculos anteriores deducimos que el consumo de ACS diario va a ser de unos 84 l/día aproximadamente. Este valor puede variar a lo largo del año debido a que no todos los meses hay el mismo consumo, en los meses más fríos el consumo de ACS es mayor que en los meses de verano. Por lo que se podría realizar una estimación de consumo por meses, en tanto por uno

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1%	1,12	1,08	1,03	1,09	1,04	1,01	0,9	0,79	0,92	0,94	1,02	1,08

Tabla 3. Consumo de ACS por meses en tanto por uno. Fuente DTIE 1.01

Con esta desviación en tanto por uno podemos obtener el consumo de ACS estimado por meses y el consumo estimado medio en un año. Para posteriormente realizar los cálculos de energía eléctrica consumida por el acumulador, y observar el ahorro energético con este sistema fotovoltaico. (*tabla 4*)

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
l/mes	2916,48	2540,16	2682,12	2746,8	2708,16	2545,2	2343,6	2057,16	2318,4	2447,76	2570,4	2812,3

Tabla 4. Consumo de ACS estimado por meses. Fuente propia.

A continuación en la *figura 14* se muestran estos valores de forma gráfica, y visualmente se puede observar como efectivamente, en los meses de mayor temperatura exterior el consumo de ACS decae, siendo mayor en los meses invernales.

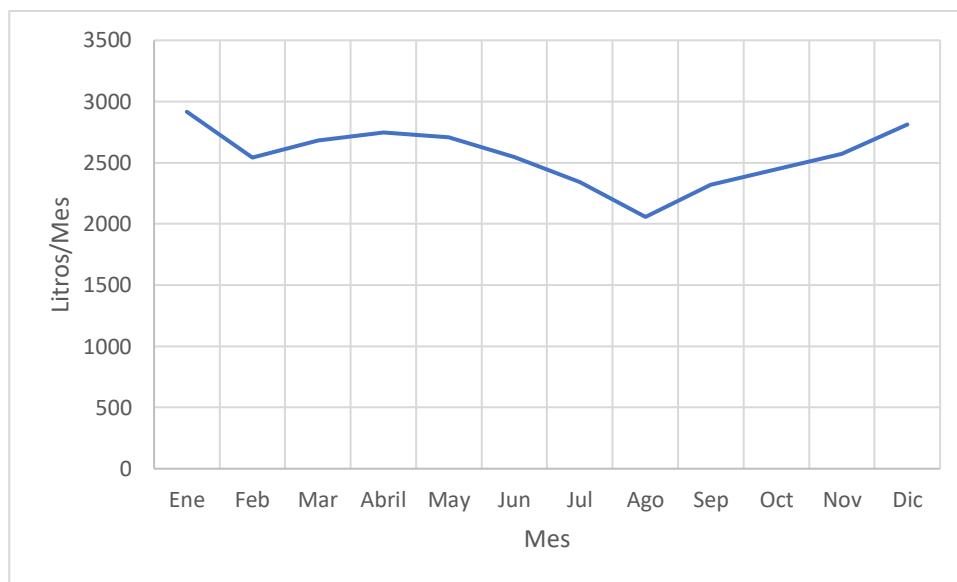


Figura 14. Gráfico consumo de ACS por meses en un año. Fuente propia.

Con el consumo estimado total por meses de la *tabla 4* se estima la demanda total anual que tendrá la vivienda y la media mensual de gasto ACS a 60°C que se producirá.

-Demanda total anual: **30.688,56 Litros ≡ 30,68 m³**

-Media de gasto mensual: **2.557,38 Litros ≡ 2,55 m³**

Con estos datos en el apartado siguiente, se podrá estimar el gasto energético en la vivienda por la producción de ACS.

Como siguiendo las tablas del CTE, los cálculos del consumo de ACS salen un poco sobredimensionados con la realidad, se han realizado en el Anexo IV, los mismos cálculos pero reduciendo el consumo de ACS en un 40%.



3.4. Gasto energético de la vivienda.

Una vez que se ha estudiado el gasto de ACS de la vivienda seleccionada en periodos de cada mes, podemos obtener el consumo eléctrico que supondría calentar esas cantidades de agua.

El depósito acumulador que se ha escogido y se ha utilizado para estudiar el sistema de autoconsumo, es de 50 litros. Para calcular el consumo de energía utilizamos el caso más desfavorable, según la *tabla 4*, el mes con mayor consumo de ACS y por tanto mayor consumo energético será enero, con una media de unos 94 litros de agua caliente sanitaria por día, además en el mes de enero en Zaragoza, será cuando más baja esté la temperatura del agua de la red de abastecimiento, (8°C), por lo tanto, mayor aportación de energía eléctrica para conseguir calentar el agua hasta la temperatura deseada.

El acumulador se tendrá que llenar y calentar hasta conseguir que la temperatura del agua sea de 60°C, este proceso lo realizará dos veces en un día. Estableciendo un tiempo de calentamiento del agua de unas dos horas aproximadamente. Con todo esto podemos calcular el consumo energético en kWh para el mes de enero.

$$Q(\text{Julios}) = m(\text{gramos}) \times Ce \left(\frac{\text{Julios}}{\text{gramo}} \right) \times \Delta T \rightarrow$$

$$Q = 50.000 \times 4.18 \times (60^\circ\text{C} - 8^\circ\text{C}) = \mathbf{10.868 \text{ kJ}}$$

$$E(\text{Wh}) = \frac{10.868 \text{ kJ}}{3600 \text{ s}} = 3018.8 \text{ Wh} = \mathbf{3,018 \text{ kWh}}$$

Ésta será la energía que será necesaria, para calentar los 50 litros de agua. Por lo tanto, la energía necesaria para calentar el agua en 2 h será de:

$$E(\text{kWh}) = \frac{3,018 \text{ kWh}}{2 \text{ h}} = \mathbf{1,509 \text{ kWh}}$$

Como se produce un gasto de unos 94 litros, la energía útil consumida por la vivienda en un día será de:

$$E \left(\frac{\text{kWh}}{\text{dia}} \right) = 1,509 \text{ kWh} \times 4 \text{ h} = \mathbf{6,037 \text{ kWh/dia}}$$



Los acumuladores de ACS no son ideales y pueden tener pérdidas de calor a través de su carcasa exterior, por lo tanto, establecemos que el acumulador utilizado para nuestra instalación tiene un rendimiento del 85% por lo tanto la energía eléctrica total que consumirá el acumulador en un día de enero será de:

$$6,037 \times 1,25 = 7,54 \text{ kWh/dia}$$

Con este consumo diario, podemos obtener el consumo eléctrico del acumulador de ACS en el mes de **enero**:

$$\frac{7,54 \text{ kWh}}{\text{dia}} \times 31 \text{ dias} = 233,93 \text{ kWh}$$

Calculando ahora lo mismo para el resto de los meses del año en función el gasto de ACS, y la temperatura de entrada del agua al acumulador (*ver tabla 5*) podemos observar la variación de consumo eléctrico a lo largo de un año.

Zaragoza	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Temp °C	8	9	10	12	15	17	20	19	17	14	10	8

Tabla 5. Temperatura del agua de Red en Zaragoza Año 2013. Fuente IDEA.

Para las temperaturas de la *tabla 5* y el consumo de agua caliente sanitaria de la *tabla 4*, obtenemos el consumo energético por meses de la *tabla 6*.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abri	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total, kWh/año
kWh/mes	233,3	199,3	206,3	202,8	187,4	168,3	144,2	129,7	153,3	173,2	197,7	224,9	2220,9
	20	06	18	42	89	75	22	60	72	27	24	87	45

Tabla 6. Consumo eléctrico por meses para la producción de ACS. Fuente propia

Se puede observar como el consumo eléctrico para la producción de ACS varía a lo largo de todo el año. Comparando el consumo por meses, se puede ver como en los meses cálidos, el consumo de energía es casi el doble que, en los meses más fríos, por ejemplo, Comparando el mes más frío (enero), y el mes más cálido (agosto) se distingue que existe una diferencia en el consumo de 103,62 kWh. A continuación, en la *Figura 15* se observa el consumo del año gráficamente.

El **consumo** que tendrá esta instalación de producción de ACS para todo un año será de **2.220,945 kWh**.

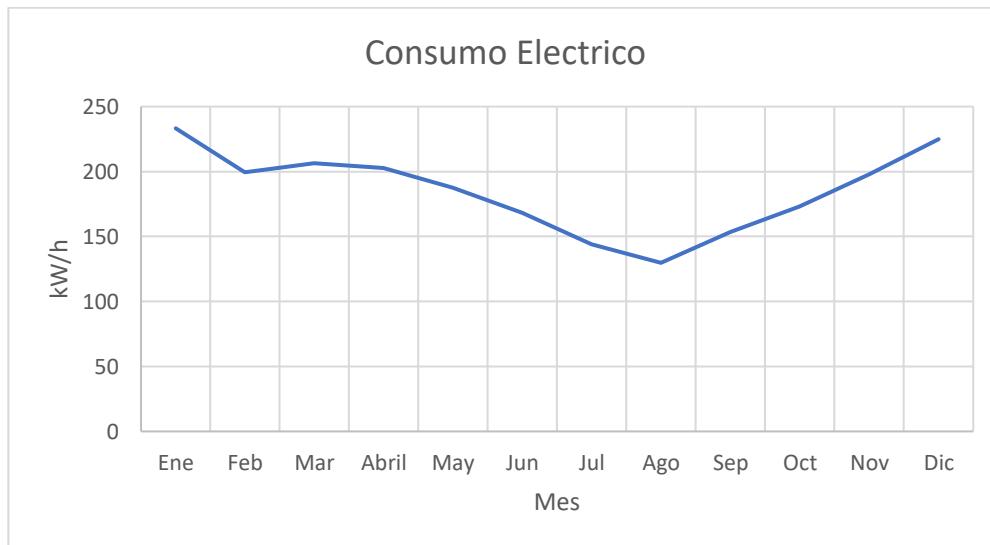


Figura 15. Consumo eléctrico en la vivienda producción de ACS. Fuente Propia.

4. DISEÑO REGULADOR FOTOVOLTAICO.

Para la regulación y control de este sistema fotovoltaico, y para lograr obtener la máxima potencia de los paneles solares en todo momento, se ha diseñado y desarrollado un regulador fotovoltaico, el cual basa su tecnología en el sistema MPPT (*ver apartado 4.5*) (Maximum Power Point Tracking) o seguidor del punto de máxima potencia.

La implementación de este sistema MPPT se ha realizado mediante una placa ARDUINO UNO para el control, y la parte de potencia se ha realizado el diseño y construcción de una etapa amplificadora DC/DC o también conocida como convertidor elevador BOOST.

4.1. *Equipos comerciales.*

Actualmente este tipo de sistemas para la regulación de los paneles fotovoltaicos en equipos de producción de ACS, no están muy extendidos, la marca RECOSUM sí que tiene un “power box” (*ver figura 16*) el cual utiliza la tecnología MPPT para sacar el máximo rendimiento a los paneles fotovoltaicos, para sistemas de producción de ACS.

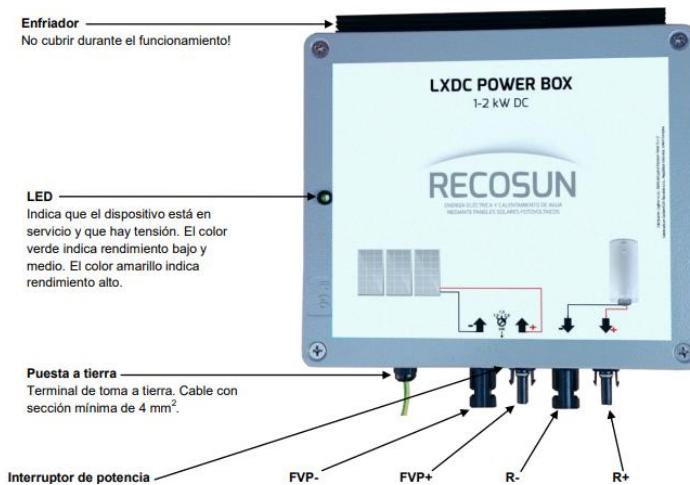


Figura 16. Power box de Recosum. Fuente Recosum.

En otras instalaciones fotovoltaicas de producción de ACS comerciales que he encontrado, no se utilizan reguladores, y se conectan directamente un número determinado de placas solares al acumulador eléctrico, en función de la potencia que se quiere conseguir.

4.2. Etapa elevadora BOOST DC/DC.

4.2.1. ¿Qué es?

Una etapa elevadora o convertidor BOOST, como la que se muestra en la *figura 17*, es un circuito electrónico de potencia que convierte una tensión continua, en otra tensión continua de mayor valor, además normalmente proporcionan una salida regulada. Este tipo de circuitos se clasifican como convertidores CC-CC en modo comutado, o también se denominan fuentes de alimentación comutadas.

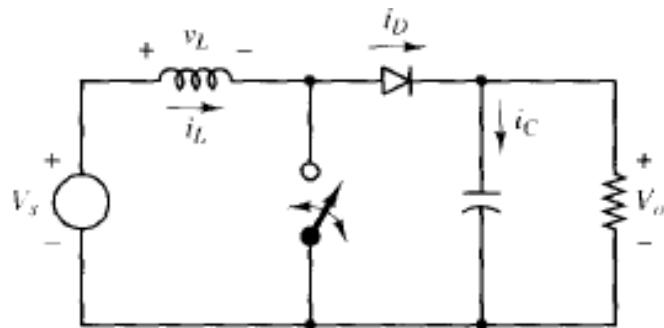


Figura 17. Esquema convertidor CC-CC elevador. Fuente Libro Electrónica de Potencia D.W.Hart

El funcionamiento de esta etapa consiste en abrir y cerrar periódicamente el interruptor electrónico.

Cuando el interruptor está cerrado, el diodo está polarizado a la inversa con lo cual no se permite la circulación de corriente a su través, o lo que es lo mismo el diodo se comporta en ese punto como un circuito abierto, como podemos ver en la *figura 18*. En ese instante que el interruptor está cerrado, la bobina se está cargando.

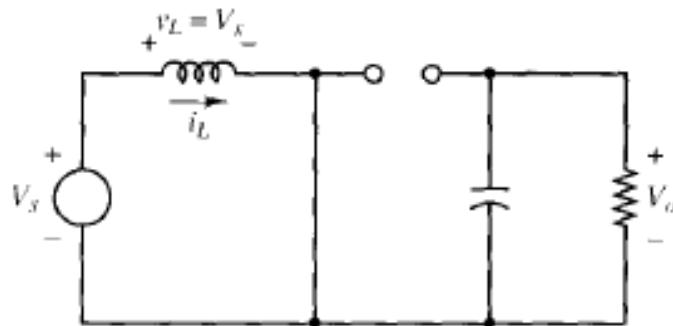


Figura 18. Esquema etapa BOOST interruptor cerrado. Fuente Libro Electrónica de Potencia D.W.Hart.

Cuando el interruptor se abre, el diodo es polarizado en directa o lo que es lo mismo se comporta como un cortocircuito, y permite el paso de la corriente de la bobina, el esquema del circuito con el interruptor abierto queda como vemos en la *figura 19*.

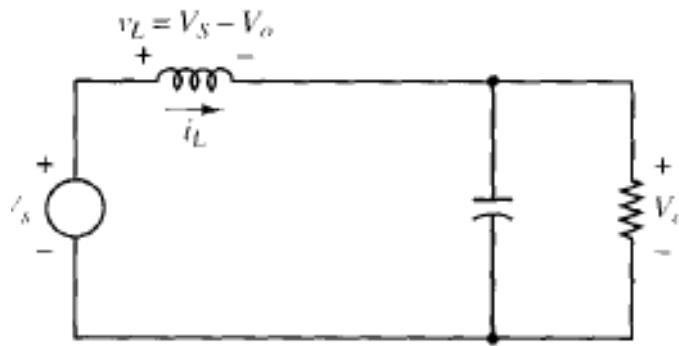


Figura 19. Esquema etapa BOOST interruptor abierto. Fuente Libro Electrónica de Potencia D.W.Hart.

Para este trabajo de fin de grado se ha diseñado una etapa BOOST como la definida anteriormente, y cuya finalidad en la instalación fotovoltaica de autoconsumo, es la de conseguir aprovechar la máxima potencia que pueden suministrar los paneles en todo momento. Es decir, obtener la máxima potencia que pueden suministrar los paneles solares, en función de la irradiancia de cada instante. La etapa amplificadora CC-CC optimiza la adaptación de la potencia de las placas solares, a la resistencia o resistencias óhmicas CC de calentamiento del acumulador. O lo que es lo mismo la etapa BOOST trabaja como un “adaptador de impedancia”, para lograr la máxima transmisión de energía en cualquier condición climática.

Esta etapa será controlada mediante el algoritmo MPPT implementado en la placa ARDUINO (*ver apartado 4.5*), se controlarán los tiempos de conducción y apertura del MOSFET para conseguir regular la tensión de salida. Para dicho control del MOSFET se excitará la puerta con una señal PWM en onda cuadrada, de una determinada frecuencia, y variando el Duty Cycle de la onda, cambiarán los tiempos a “ON” y tiempos a “OFF” del MOSFET.

$$\text{Duty Cycle} = \frac{T_{ON}}{T}$$

Donde:

- T_{ON} ≡ Tiempo de conducción a “ON”
- T ≡ Periodo de la onda de trabajo.



4.2.2. Etapa Diseñada.

Lo primero que se hizo antes de comenzar con el diseño de la etapa elevadora CC-CC fue realizar un análisis con los recursos de los que se disponía, para llevar a cabo el estudio de esta instalación de autoconsumo. Como ya se ha nombrado y descrito en el apartado 2.5, se dispone de dos paneles fotovoltaicos para los ensayos, cuyas características se describen en dicho apartado, debido a que el control a realizar es por tensión, se decidió que la mejor alternativa para su conexión era que los paneles solares estuviesen conectados en serie, de tal manera conseguiríamos obtener una tensión máxima de $V_{mp} = 72 \text{ V}$ y una corriente máxima de $I_{mp} = 5,09 \text{ A}$ en condiciones STC, (condiciones estándar de medida) es decir a 1000 W/m^2 de irradiancia, y 25°C de temperatura de las celdas, y por lo tanto una potencia máxima de salida de $P_{max} = 370\text{W}$.

El otro aspecto a tener en cuenta para el diseño de la etapa, fue la carga óhmica seleccionada para el acumulador de ACS, para ello se realizaron los cálculos pertinentes, (ver apartado 4.4.2) y se llegó a la conclusión de que entre las resistencias comerciales para termos eléctricos que existían en el mercado, la mejor opción era escoger dos resistencias de **66 Ω en paralelo**, es decir una resistencia equivalente de **33 Ω** , un valor de resistencia óptimo, para lograr obtener la mayor cantidad de potencia de los paneles fotovoltaicos.

Una vez definidos los parámetros de tensión de entrada y la resistencia de carga, se realizó el diseño de la etapa BOOST, comenzando por el cálculo del valor de la inductancia de la bobina necesaria, con la condición de que la corriente por la misma sea continua en todo momento y el condensador a la salida para tener controlado el rizado de la tensión de salida.

La frecuencia de trabajo de la etapa será de unos **62.5 kHz** aproximadamente, ya que esta es la frecuencia PWM (Pulse Wide Modulation) máxima, que se puede obtener de las salidas digitales de ARDUINO. Así pues, las características de la etapa a diseñar son las que se enumeran a continuación:

- $f = 65,5 \text{ kHz}$
- $R = 33 \Omega$
- $V_d = 72 \text{ V}$

Según las curvas I-V de los paneles fotovoltaicos (*apartado 2.5*), para obtener la máxima potencia en la carga para los distintos niveles de irradiancia, si escogemos el mejor caso, es decir para 1000 W/m^2 y suponiendo como el peor caso, 400 W/m^2 .

Las tensiones de salida V_0 necesarias serán:

- $V_{0 \text{ max}} = 110 \text{ V}$ (1000 W/m^2)
- $V_{0 \text{ min}} = 74 \text{ V}$ (400 W/m^2) Caso extremo al que el sistema no llegaría

Con lo que se realizaron los cálculos de la etapa, con ambas tensiones para asegurar que la etapa trabajase, para los extremos de funcionamiento.

En primer lugar, se procedió al cálculo del ciclo de trabajo (Duty Cycle) de la etapa para las tensiones de salida.

$$\frac{V_0}{V_d} = \frac{1}{1 - D} \implies \frac{110}{72} = \frac{1}{1 - D} \implies D_1 = 0.35$$

$$\frac{V_0}{V_d} = \frac{1}{1 - D} \implies \frac{74}{72} = \frac{1}{1 - D} \implies D_1 = 0.03$$

Siendo:

- $V_0 \equiv$ Tensión de salida.
- $V_d \equiv$ Tensión de entrada.
- $D \equiv$ Duty Cycle.

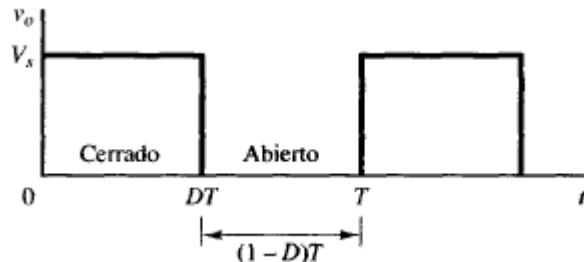


Figura 20. Esquema onda PWM con ciclo de trabajo Duty Cycle. Fuente Libro Electrónica de Potencia D.W.Hart

- **CÁLCULO TEÓRICO DE LA INDUCTANCIA DE LA ETAPA.**

Una parametrizados los valores del Duty Cycle, entre los que va a trabajar nuestra etapa elevadora, se calculó la L_{min} necesaria para conseguir una corriente permanente en el convertidor elevador. La L_{min} según el libro de *Electrónica de Potencia D.W.Hart*, se calcula de tal forma:

$$L_{min1} = \frac{D \times (1 - D)^2 \times R}{2 \times f} = \frac{0.35 \times (1 - 0.35)^2 \times 33}{2 \times 62.5\text{kHz}} = 39,039 \mu\text{H}$$

$$L_{min2} = \frac{D \times (1 - D)^2 \times R}{2 \times f} = \frac{0.03 \times (1 - 0.03)^2 \times 33}{2 \times 62.5\text{kHz}} = 7,14 \mu\text{H}$$

Una vez obtenidos los valores de inductancia mínima para los valores de Duty Cycle entre los que va a trabajar el convertidor BOOST, se observó que el caso más desfavorable es cuando el ciclo de trabajo Valia **0,36**, en este caso la **inductancia mínima para asegurar conducción continua es de 39,039 μH** , lo que quiere decir que el valor de la Bobina de la etapa elevadora a fabricar debía de ser **mayor que L_{min1}** .

- **CÁLCULO TEÓRICO DEL CONDENSADOR DE FILTRADO.**

El condensador de filtrado es el encargado de filtrar la tensión de salida del convertidor, para que esta a su salida sea constante y tenga el mínimo rizado posible cuanto menor deseamos que sea el rizado, mayor capacidad deberá tener este. En el caso de este prototipo se consideró un rizado en la tensión de salida ΔV_0 de un 1%.

Con estos datos se obtuvo el valor mínimo de capacidad necesario del condensador de la etapa BOOST, este valor según el libro de *Electrónica de Potencia de D.W.Hart* se calcula como:

$$C_1 > \frac{V_0 \times D}{\Delta V_0 \times R \times f} = \frac{0.35}{1\% \times 33 \times 62.5\text{kHz}} = 16,96 \mu\text{F}$$

$$C_2 > \frac{V_0 \times D}{\Delta V_0 \times R \times f} = \frac{0.03}{1\% \times 33 \times 62.5\text{kHz}} = 1,45 \mu\text{F}$$

Con los valores mínimos de capacidad anteriormente calculados, se escogerá el valor de capacidad mayor para que se cumpla en todo el ciclo de trabajo, que el rizado de la tensión de salida se mantenga por debajo del 1%. Con lo que se deduce que: **“el condensador a utilizar para nuestra etapa deberá ser mayor de 16,96 μ H.**

4.2.2.1 Diseño Toroide.

Una vez calculados los valores teóricos de inductancia mínima de la bobina necesarios para conseguir que la corriente fuera permanente en el circuito, era el momento de seleccionar la inductancia adecuada para dicho circuito. En el almacén del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la EINA, se tenían varios núcleos de ferrita y de polvo de hierro, así que se decidió a fabricar la bobina, con estos núcleos ya disponibles.

Uno de los aspectos importantes a tener en cuenta a la hora de calcular el núcleo de la bobina es la corriente máxima que va a circular por esta. La corriente que circulará por la bobina, teniendo en cuenta el caso de máxima potencia de los paneles, **la corriente por la bobina será de 5,09 A, con un cierto rizado de esta ΔI_L .**

En primer lugar, se deben conocer las dimensiones del toroide y como se denominan, para realizar los cálculos de inductancia a posteriori, a continuación, en la *figura 21* se muestra un esquema de un toroide indicando las dimensiones, y su geometría.

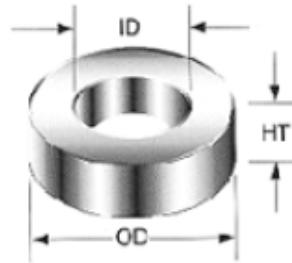


Figura 21. Dibujo toroide con sus dimensiones acotadas. Fuente Prodin Ferrite.

Los parámetros físicos de un toroide detallados en la *figura 21* son los siguientes:

- Diámetro interior. (ID)
- Diámetro exterior. (OD)
- Altura (HT).
- Color de la pintura. Indican el material del que están hechos, y su permeabilidad μ

Con estas características físicas del toroide, y teniendo el DATASHET del fabricante podemos buscar aproximadamente sus características técnicas, necesarias para el cálculo de la inductancia que son:

- $AL \equiv$ Factor de inductancia (nH/n^2)
- $le \equiv$ Diámetro magnético equivalente (cm)
- $Ae \equiv$ Área transversal magnética efectiva (cm^2)
- $V \equiv$ Volumen del núcleo (cm^3)

Se comenzó estudiando los **núcleos de ferrita** que se tenían, realizando los cálculos pertinentes para observar si se cumplían las especificaciones de diseño. La característica principal de los núcleos de ferrita es su **alta permeabilidad magnética μ** , lo que significa que con pocas espiras se puede obtener una inductancia alta, el problema que tienen estos núcleos, es que **su campo de saturación es bajo 0,3 T**.

Por ejemplo, una de las ferritas de las que disponíamos, y se realizaron los cálculos era similar a la de la *figura 22*.



Figura 22. Toroide de ferrita. Fuente RS Componets.

Según la ficha técnica de TDK, que podemos ver en la *figura 23* el toroide de ferrita del que disponíamos, tiene las siguientes características técnicas:

Dimensions						
d_a (mm)	d_i (mm)	Height (mm)	d_a (inch)	d_i (inch)	Height (inch)	
34.0 ± 0.7	20.5 ± 0.5	12.5 ± 0.3	1.339 ± 0.028	0.807 ± 0.020	0.492 ± 0.012	un
35.5 max.	19.2 min.	13.6 max.	1.398 max.	0.756 min.	0.535 max.	co

Characteristics and ordering codes						
Material	A_L value nH	μ_i (approx.)	Ordering code	Magnetic characteristics		
				$\Sigma I/A$ mm ⁻¹	I_o mm	A_e mm ²
N87	$2790 \pm 25\%$	2200	B64290L0048X087	0.99	82.06	82.60
N30	$5460 \pm 25\%$	4300	B64290L0048X830			6778

Figura 23. Datasheet ferrita utilizada. Fuente TDK ferrites.



Con estas características del toroide, se procedió a calcular el número de espiras y comprobar si se saturaba el núcleo, en función de los **requisitos** que debía cumplir la bobina, que son **$L > 39,039 \mu H$ e $I_L > 5,09$** .

$$L = Al \times N^2 \implies N = \sqrt{\frac{L}{Al}} = \sqrt{\frac{39,09 \mu H}{5460nH}} \approx 3 \text{ espiras.}$$

Una vez calculadas las espiras necesarias, calculamos el campo en el núcleo para comprobar si hay saturación:

$$B = \mu_0 \times \mu_r \times \frac{N \times I}{le} = 4\pi \times 10^{-7} \times 4300 \times \frac{3 \times 5,09}{82,06 \text{ mm}} = 1,005 \text{ Tesla} \gg 0.3T \times$$

Con este resultado obtenido de campo magnético B llegamos a la conclusión de que el núcleo para estas espiras y esta corriente se estaría **saturando**, ya que el campo de saturación para las ferritas este entorno a los **0,3 Tesla**, y aquí nos salía un campo tres veces mayor. Una solución hubiese sido realizar un GAP (corte transversal milimétrico en el núcleo de ferrita que conseguiría disminuir notablemente la permeabilidad equivalente en el núcleo, se podría realizar mediante una cortadora de precisión) en el núcleo para conseguir disminuir la permeabilidad equivalente, pero dada la complejidad para realizar el corte sin romper el toroide, se decidió por buscar otra solución. Por lo tanto, para la bobina de nuestra etapa escogimos otro toroide, de material diferente para evitar la saturación magnética en el núcleo.

Desmontando una fuente conmutada para ordenador se vio que esta contaba con un toroide pequeño y con muchas espiras, lo que significa que este núcleo contaba con una permeabilidad mucho más baja.

Se buscaron las características de dicho toroide y se trataba de un **núcleo de polvo de hierro**, estos núcleos tienen **una permeabilidad μ muy baja** y un campo de saturación que ronda los **1,38 T**. El núcleo extraído de la fuente es el de la *figura 24* que se muestra a continuación .



Figura 24. Toroide fuente conmutada PC. Fuente propia.

Según la hoja de características de “Prodin Ferrites” para cada material, este fabricante establece un código de colores, para nuestro toroide amarillo/blanco, se trata del material N.º 26 y las características son las que se detallan a continuación en la *figura 25*.

MATERIAL	PERMEAB. COEF. TEMP DE COLOR			COMPARATIVA DE PERDIDAS (mW/cm3)				DC perm/DC Bias HDC=50e@10KH	
	μ^*	PERM ppm/ °C		10kHz @500Gs	50kHz @225Gs	100kHz @140Gs	500kHz @50Gs	% μ^*	μ effective
-2	10	100	Red/clear		28	19	12	100	10
-8	35	285	Yellow/Red	59	50	35	28	91	31,9
-14	14	155	Black/Red		29	21	17	100	14
-18	55	385	Green/Red	70	63	46	37	74	40,7
-19	55	650	Red/Green	72	71	54	49	74	40,7
-26	75	825	Yellow/White	75	89	83	139	51	38,3

Figura 25. Tipo de material y permeabilidad según código de colores. Fuente Prodin Ferrites.

Fijándonos en la figura anterior observamos como la permeabilidad tiene un valor muy bajo comparado con el de la ferrita anteriormente estudiada. $75 \mu \ll 4300\mu$

Midiendo directamente sobre el Toroide obtenemos unas medidas aproximadas de:

- Diámetro exterior: 23 mm.
- Diámetro interior: 14 mm.
- Altura: 10 mm.

Con estas medidas buscando un toroide similar en la hoja de características de “Prodin Ferrites” se consiguieron el resto de las características técnicas del toroide, que se detallan en la *figura 26*, y a continuación realizar los cálculos de la bobina.



CÓDIGO	A L	MEDIDAS			le	Ae	V
		nH / N ²	Dia ext	Dia Inter	altura (mm)	cm	cm ²
KT94-45	76.0						
KT94-52	57.0						
KT95-26B	84.0	23,9	12,6	9,53	5,72	0,510	2,91

Figura 26. Características similares del toroide. Fuente Prodin Ferrites

El toroide como lo sacamos de una fuente de alimentación de un ordenador ya venía con un bobinado de 23 espiras, con lo que realizamos los cálculos con éstas para ver que inductancia obteníamos y comprobar si se saturaba el núcleo.

$$L = Al \times N^2 = 84nH \times 23^2 = 44,43\mu H$$

Como **44,43 μH > 39,09 μH** Cumple, comprobamos que el núcleo no se satura:

$$B = \mu_0 \times \mu_r \times \frac{N \times I}{le} = 4\pi \times 10^{-7} \times 75 \times \frac{23 \times 5,09}{5,72 \text{ cm}} = 0,19 \text{ Tesla} \ll 1,8 \text{ T}$$

Se puede observar como en este caso el campo magnético en el núcleo es muy bajo y por lo tanto está lejos de saturarse, con lo que este inductor es válido para nuestra etapa elevadora.

Hasta que no montamos la etapa, y comenzamos a realizar ensayos a tensiones y corrientes elevadas, no nos dimos cuenta del problema que tenía este núcleo, conforme ensayábamos la etapa, podíamos observar que la bobina se calentaba, hasta el punto de que cuando llevaba un rato se levantaba la pintura y el núcleo “hervía”, además se observaba que la eficiencia era muy pobre, entre un 60 y 70%, llegando incluso a perder 20W en transmisión de potencia a las cargas. En un principio pensamos que podía ser por el calentamiento del hilo al paso de la corriente, pero se descartó, porque la resistencia del cable era despreciable y por lo tanto no podía ser calentamiento por caída de tensión.



Figura 27. Detalle Burbujas y pintura levantada en el núcleo por el calentamiento.
Fuente propia.

Si no eran pérdidas en el cobre, no podía ser otra cosa que pérdidas magnéticas en el núcleo, hasta entonces nos faltan algunos datos de este toroide. Todo lo que estaba pasando tenía su lógica debido a que al aumentar la tensión a la entrada aumentaban las perdidas en el hierro, porque aumentaba el rizado de la corriente sobre la bobina.

La información que nos faltaba acerca de estos núcleos de polvo de hierro la encontramos en “Magmattec” donde se vio que este tipo de núcleos son para trabajar a frecuencias de unos **60 Hz** mientras que nosotros la estábamos haciendo trabajar a unos 60 kHz. De modo que este otro núcleo también se descartó para nuestro convertidor CC-CC. En el Anexo I se puede encontrar más información acerca de estos núcleos.

Descartado el núcleo amarillo y blanco solo nos quedaba probar con otro toroide de color rojo (Red/Clear en el Datasheet de Prodin) que teníamos como los de la *figura 28*, este núcleo de polvo de hierro sí que está preparado para frecuencias altas de hasta 200 kHz, por lo que estaba sobredimensionado para la frecuencia de trabajo de la etapa BOOST, y por lo tanto las perdidas en el hierro serían prácticamente despreciables.



Figura 28. Toroides Red/Clear. Fuente Magmattec.



Las características de dicho toroide son las siguientes:

- $B_{SAT} = 0,5 \text{ T}$
- $le = 198 \text{ mm}$
- $Ae = 300 \text{ mm}^2$
- $Al = 19 \text{ nH}$
- $\mu = 10$

Con estos parámetros, se obtuvo el número de espiras mínimo necesario, para obtener el valor de inductancia L y el campo magnético B que se producirá en el núcleo.

$$L = Al \times N^2 \implies N = \sqrt{\frac{L}{Al}} = \sqrt{\frac{39,09 \mu\text{H}}{19n\text{H}}} \approx \mathbf{46 \text{ espiras.}}$$

Una vez calculadas las espiras necesarias, el cálculo del campo en el núcleo para comprobar si hay saturación, es el siguiente:

$$B = \mu_0 \times \mu_r \times \frac{N \times I}{le} = 4\pi \times 10^{-7} \times 10 \times \frac{46 \times 5,09}{198 \text{ mm}} = \mathbf{0,015 \text{ Tesla} \ll 0.5 \text{ T}}$$

Se observó que no existía saturación en el núcleo y funcionaría bien para la etapa.

Para una mayor comodidad a la hora de realizar los cálculos de los toroides y poder realizar variantes en los cálculos más fácilmente, se ha implementado en MATLAB un programa en el que, introduciendo los datos del toroide y de la etapa amplificadora, se obtienen los resultados. Por ejemplo, en los cálculos anteriores se llegó a la conclusión de que, para el valor de la inductancia mínima necesaria, harían falta mínimo 46 espiras, por lo que se approximó a cincuenta espiras. (código programa MATLAB Anexo II).



Implementando con estos datos en el programa de MATLAB se obtiene (*figura 29*):

MATLAB Command Window

CÁLCULO BOBINA:.

```
Datos: Longitud media del C.M. le = 198.000000 mm
Área media C.M Ae = 300.000000 mm^2
Factor de inductancia AL = 19.000000 nH
Inducción máxima B = 60.000000 mT
Número de espiras N = 50.000000

Calculos: Permeabilidad relativa μr = 10.000000
Corriente bobina I = 18.947368 A
Autoinducción L = 47.500000 μH
```

CÁLCULO FUENTE.

```
Datos: TENSIÓN DE ENTRADA Vs = 72.000000 V
TENSION DE SALIDA Vo = 110.000000 V
RIZADO r = 1.000000 %
RESISTENCIA DE CARGA R = 33.000000 Ohm
FRECUENCIA f = 62.500000 kHz

Calculos: CICLO DE TRABAJO D = 0.345455
INDUCTNACIA MINIMA: Lmin = 39.072793 μH
INDUCTNACIA SELECCIONADA: L = 47.500000 μH

CORRIENTE MEDIA BOBINA IL = 5.092593 A
CORRIENTE MAXIMA BOBINA Imax = 9.281684 A
CORRIENTE MINIMA BOBINA Imin = 0.903502 A

CAPACIDAD C = 16.749311 μF
```

Figura 29. Captura de pantalla simulación en programa implementado en MATLAB para 50 espiras. Fuente propia.

Con cincuenta espiras, se obtiene una inductancia de **47 μ H**, que cumple con la inductancia mínima que se ha obtenido anteriormente, lo que se puede observar es que el rizado en la bobina ΔI_L es muy grande de casi 9 A, y la corriente mínima por la bobina está muy ajustada. De modo que se decidió bobinar el núcleo con dos bobinados de cincuenta espiras en serie para poder realizar pruebas y confirmar comportamientos previamente determinados.



Analizando con el programa MATLAB para el bobinado de cien espiras se obtiene lo siguiente (ver en la *figura 30*).

MATLAB Command Window

CÁLCULO BOBINA:.

Datos:	Longitud media del C.M.	le = 198.000000 mm
	Área media C.M	Ae = 300.000000 mm ²
	Factor de inductancia	AL = 19.000000 nH
	Inducción máxima	B = 60.000000 mT
	Número de espiras	N = 100.000000
Calculos:	Permeabilidad relativa	μr = 10.000000
	Corriente bobina	I = 9.473684 A
	Autoinducción	L = 190.000000 μH

CÁLCULO FUENTE.

Datos:	TENSIÓN DE ENTRADA	Vs = 72.000000 V
	TENSIÓN DE SALIDA	Vo = 110.000000 V
	RIZADO	r = 1.000000 %
	RESISTENCIA DE CARGA	R = 33.000000 Ohm
	FRECUENCIA	f = 62.500000 kHz
Calculos:	CICLO DE TRABAJO	D = 0.345455
	INDUCTNACIA MINIMA:	Lmin = 39.072793 μH
	INDUCTNACIA SELECCIONADA:	L = 190.000000 μH
	CORRIENTE MEDIA BOBINA	IL = 5.092593 A
	CORRIENTE MAXIMA BOBINA	Imax = 6.139865 A
	CORRIENTE MINIMA BOBINA	Imin = 4.045320 A
	CAPACIDAD	C = 16.749311 μF

Figura 30. Captura del programa de cálculo de toroides y etapa BOOST para 100 espiras. Fuente propia

En el caso de la *figura 30*, con cien espiras, se observa como la inductancia de la bobina L ha aumentado considerablemente, estando muy sobredimensionada, pero con este bobinado se consigue reducir el rizado de la bobina a unos 2 A. Reducir el rizado en la bobina, conlleva el reducir las pérdidas magnéticas en el núcleo.

Se han realizado también para esta bobina los cálculos por efecto pelicular “S-Kin”, llegando a la conclusión de que los efectos sobre esta bobina son despreciables. Para más información sobre los cálculos ver Anexo III

En la *figura 31* se observa el toroide rojo y negro con los dos bobinados de cincuenta espiras ($N=50$) que vamos a utilizar finalmente para el conmutador BOOST CC-CC.

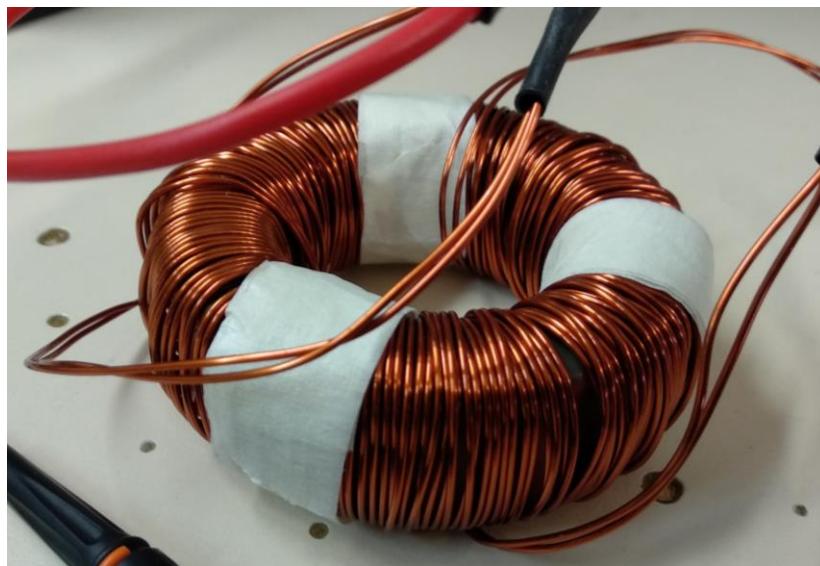


Figura 31. Toroide bobinado a utilizar en la etapa. Fuente Propia.

4.2.3. Pérdidas en el MOSFET.

El **MOSFET** que se ha seleccionado para el conmutador elevador, es el **IRF740**, se trata de un dispositivo de potencia, capaz de soportar una tensión entre drenador y fuente (V_{DS}) de **400 V**, más que suficiente para soportar las tensiones a las que se trabaja 70-110V, en corriente, sí que va un poco más justo ya que soporta una corriente de drenador, de **10 A a 25°C y 6,3 A a 100°C**, y nuestra etapa tiene que soportar una corriente máxima de 5 A. En el Anexo I se puede ver la hoja de características completa.

Será necesario calcular las perdidas en el MOSFET para comprobar si es necesario instalar un disipador y evitar así que el dispositivo se queme. Las pérdidas que se producen en el MOSFET son pérdidas en conmutación, y pérdidas por conducción.

Así pues, las pérdidas para el semiconductor son las siguientes:

- **Pérdidas en conducción:**

$$P_{CONDUCCIÓN} = D \times V_{ON} \times I_{ON} = D \times R_{DS(ON)} \times I_{ON}^2 = 0,345 \times 0,55 \times 5,09^2 = 4,91 \text{ W}$$

- **Pérdidas en conmutación:**

$$\begin{aligned} P_{OFF \rightarrow ON} &= \frac{1}{T} \times \frac{1}{a} \times t_{cON} \times V_{cON} \times I_{cON} = \\ &= 62,5 \text{ kHz} \times \frac{1}{2} \times (14 \text{ ns} + 27 \text{ ns}) \times 72 \text{ V} \times 5,09 \text{ A} = 0,46 \text{ W} \\ P_{ON \rightarrow OFF} &= \frac{1}{T} \times \frac{1}{a} \times t_{cOFF} \times V_{cOFF} \times I_{cOFF} = \\ &= 62,5 \text{ kHz} \times \frac{1}{2} \times (50 \text{ ns} + 24 \text{ ns}) \times 72 \text{ V} \times 5,09 \text{ A} = 0,86 \text{ W} \end{aligned}$$

$$P_{CONMUTACIÓN} = P_{OFF \rightarrow ON} + P_{ON \rightarrow OFF} = 0,46 + 0,86 = 1,30 \text{ W}$$

Siendo:

- a ≡ Tipo de carga.
- t_{cON} ≡ Tiempo de cambio a “ON”
- t_{cOFF} ≡ Tiempo de cambio a “OFF”
- V_{cON} ≡ Tensión de cambio a “ON”
- V_{cOFF} ≡ Tensión de cambio a “OFF”
- I_{cON} ≡ Corriente de cambio a “ON”
- I_{cOFF} ≡ Corriente de cambio a “OFF”

- **Pérdidas Totales:**

$$P_{TOTALES} = P_{CONMUTACIÓN} + P_{CONDUCCIÓN} = 1,30 \text{ W} + 4,91 \text{ W} = 6,21 \text{ W}$$

Una vez que hemos obtenido las pérdidas en el dispositivo, se debe comprobar si es necesaria la instalación de un disipador para evitar que el MOSFET se queme. Para ello se comprueba la potencia que es capaz de disipar el dispositivo sin dañarse.

$$P_{SIN\ DISIPADOR} = \frac{T_j - T_a}{R_{\theta ja}} = \frac{150^{\circ}C - 25^{\circ}C}{62\ ^{\circ}C/W} = 2,01\ W \ll 6,21$$

Como el resultado obtenido es menor que las pérdidas que se producen en el MOSFET deberemos instalar un disipador, los cálculos para el disipador son los siguientes:

$$P_{CON\ DISIPADOR} = \frac{T_j - T_a}{R_{\theta jc} + R_{\theta cs} + R_{\theta sa}} ==> 6,21 > \frac{150 - 25}{2 + 0,5 + R_{\theta sa}} == \\ > \quad R_{\theta sa} < 17,62\ ^{\circ}C/W$$

Siendo:

- T_j ≡ Temperatura límite funcionamiento dispositivo °C.
- T_a ≡ Temperatura ambiente °C.
- $R_{\theta ja}$ ≡ Resistencia térmica unión-ambiente (sin disipador) °C./W
- $R_{\theta jc}$ ≡ Resistencia térmica unión-capsula °C./W.
- $R_{\theta cs}$ ≡ Resistencia térmica capsula-disipador °C./W.
- $R_{\theta sa}$ ≡ Resistencia térmica disipador-ambiente °C./W.

El disipador que se ha instalado para el MOSFET ha sido uno del que ya se disponía, obtenido de una fuente de alimentación de ordenador antigua. Se ha comprobado por la forma que tiene, que cumple con las especificaciones requeridas, para disipar el calor proveniente del MOSFET. En la *figura 32* se puede ver el disipador utilizado, y adherido al MOSFET con la correspondiente pasta térmica.



Figura 32. Foto MOSFET y disipador etapa elevadora. Fuente propia.

4.2.4. Etapa de excitación MOSFET.

Para realizar las conmutaciones pertinentes en el dispositivo semiconductor, será necesario excitar la puerta con una señal cuadrada PWM, esta señal de control se obtiene del microcontrolador ARDUINO. Fijándonos en las características del MOSFET seleccionado, se observa que, para una corriente entre drenador y fuente de 5 A, (corriente máxima a controlar) será necesario una tensión de puerta de al menos 7 V, la amplitud máxima de las salidas digitales de ARDUINO son 5V, con lo cual no llegaría a la tensión necesaria para excitar el MOSFET, para ello se deberá implementar una etapa intermedia entre la salida del microcontrolador y la puerta del semiconductor, para poder amplificar esta señal. Para este proyecto se ha diseñado una etapa “**Totem Pole**” (ver *figura 33*), lo ideal sería haber comprado un driver para un control óptimo, pero con esta etapa para el prototipo sirve. Se tuvieron problemas de excitación en el MOSFET en un primer momento debido a que no se tuvo en cuenta la curva de corriente drenador surtidor y la tensión de alimentación de puerta, llegando a quemar varios MOSFET.

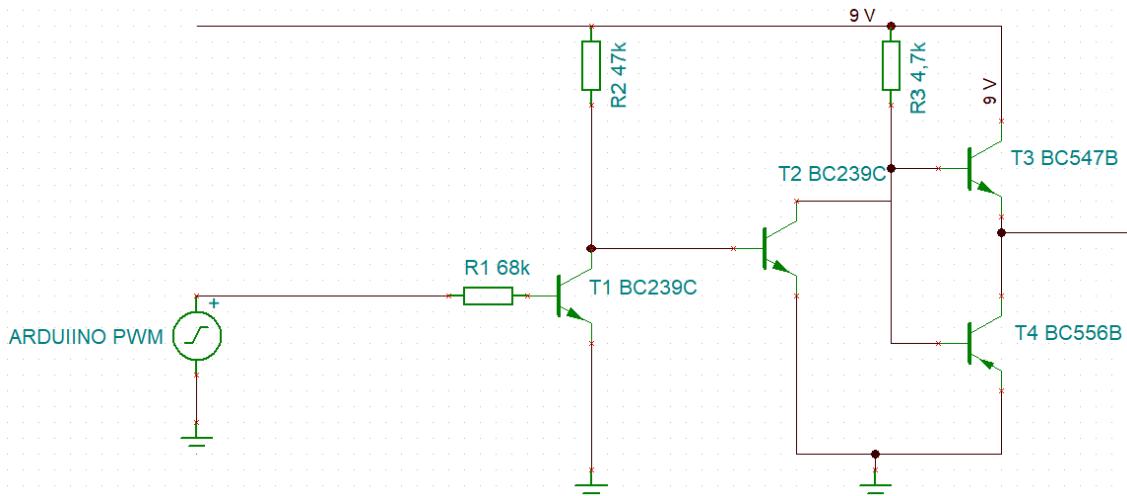


Figura 33. Esquema circuito excitación Totem Pole. Libro Electrónica de Potencia D.W.Hart.

La alimentación del circuito de excitación del MOSFET, se realiza mediante una fuente de alimentación de 9 V, con esta tensión conseguiremos una amplitud de salida de la onda PWM de unos 9 V-0,7 V, debido a las perdidas en los transistores. Con amplitud el MOSFET iría sobrado para comutar a la corriente máxima de nuestra etapa BOOST.

Los transistores escogidos para la etapa han sido transistores de los que se disponía en el almacén del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la EINA, las resistencias se han calculado un poco “a ojo” comprobando que con estos valores los transistores conseguían trabajar en corte-saturación. En la *figura 33* se puede ver como ha quedado montado el circuito “Totem Pole”. En el Anexo I están las hojas de características de los transistores. Y en el Anexo III podemos encontrar los cálculos referentes a la etapa “Totem Pole”.

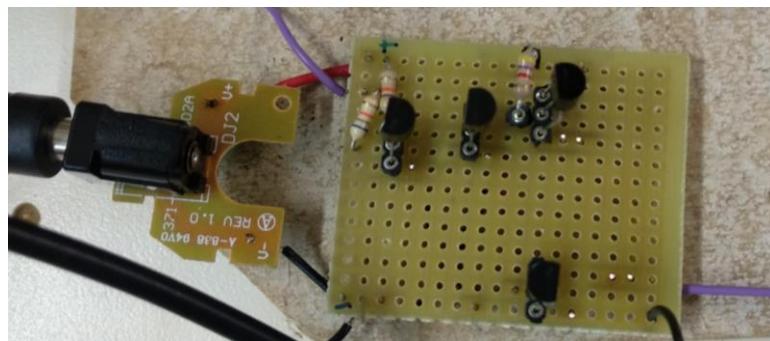


Figura 34. Circuito Totem Pole excitación MOSFET. Fuente propia.

4.3 Esquema completo.

Una vez que se han realizado los cálculos pertinentes para el diseño del convertidor elevador CC-CC, se han ensamblado los componentes en una placa electrónica mediante soldadura blanda de estaño, el esquema de la etapa elevadora con los distintos componentes es el que se muestra a continuación en la *figura 35*. En el *apartado 4.5* se detalla el esquema de conexión del microcontrolador ARDUINO.

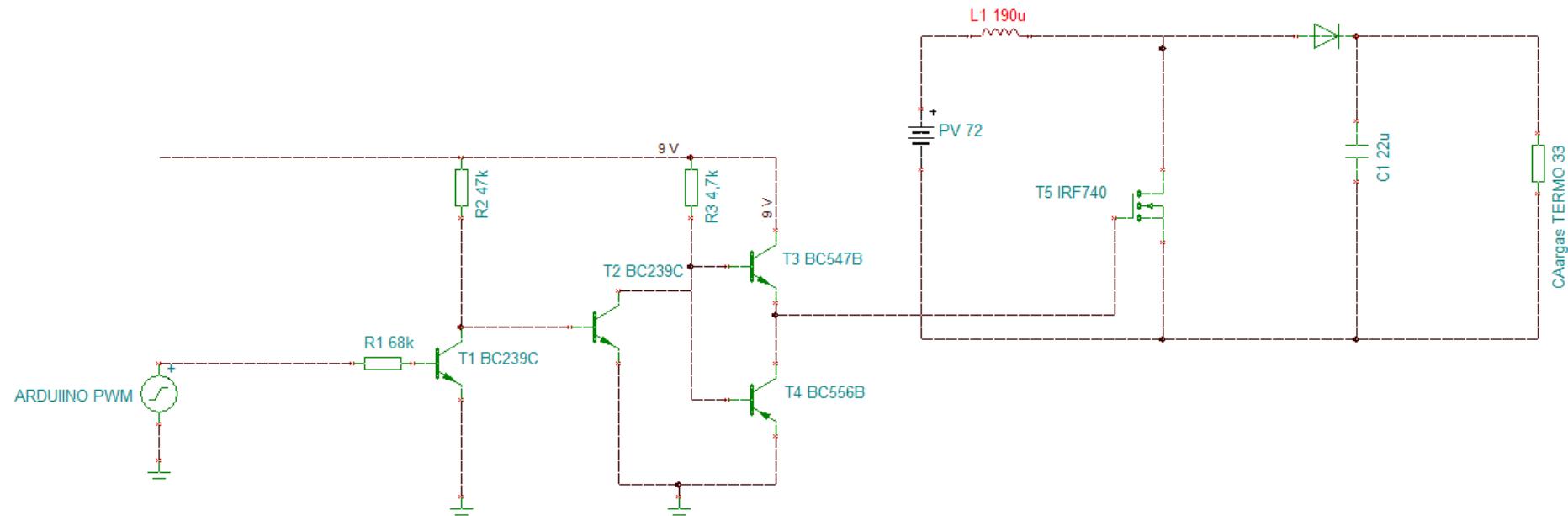


Figura 35. Captura TINA esquema completo etapa elevadora BOOST. Fuente Propia.

A continuación, se muestra una foto de como ha quedado implementado el circuito anterior (*figura 36*), en ella se puede diferenciar la etapa de excitación del MOSFET y el convertidor BOOST con su entrada su salida y los componentes que lo forman.

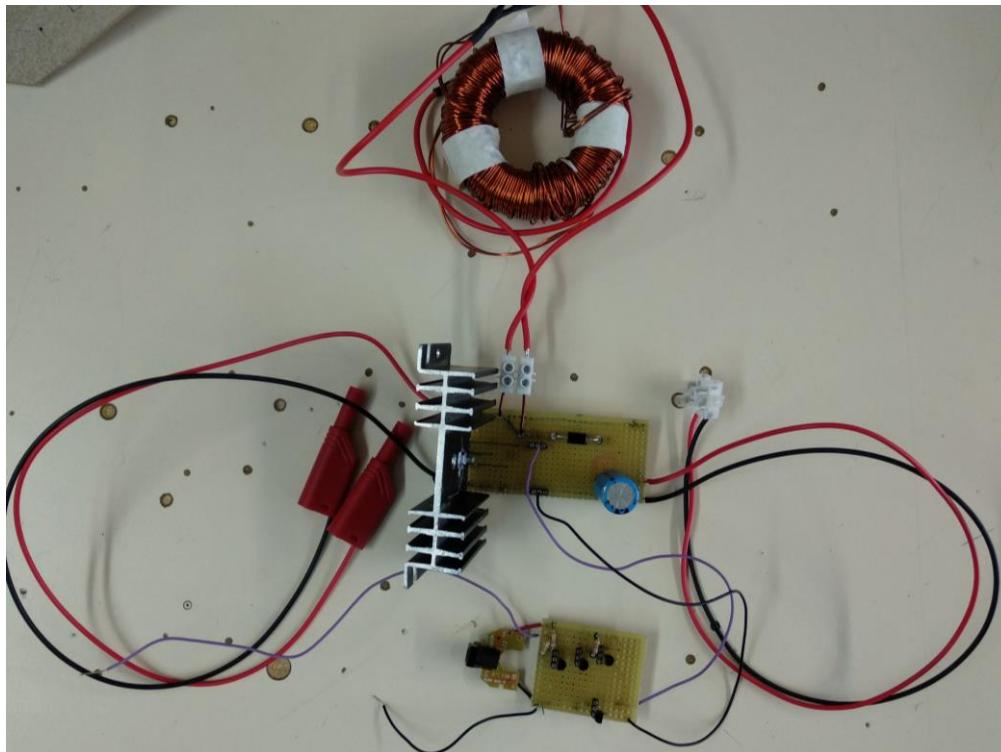


Figura 36. Prototipo etapa BOOST. Fuente propia.

Esta etapa se ha simulado con el programa informático de electrónica “TINA” para observar, tanto las commutaciones en el MOSFET, como la corriente por la bobina, la salida del circuito de excitación, y el rizado de la tensión de salida. Para mayor información sobre estas simulaciones ver Anexo II. También se ha probado la etapa con una fuente de tensión, simulando los distintos casos que se podrían producir en un entorno real, según las condiciones climáticas, los datos y fotos de estas simulaciones se pueden ver en el *apartado 4.6*.

4.3.1. Instalación de autoconsumo.

Con el regulador fotovoltaico ya compuesto y funcionando, ya se puede implementar en la instalación de autoconsumo, el conmutador elevador estará intercalado entre las placas fotovoltaicas y las resistencias del acumulador de ACS, y este estará regulado a su vez por el microcontrolador ARDUINO, con el correspondiente código MPPT (ver *apartado 4.5*) que variara el ciclo de trabajo para adaptarse a la carga resistiva, en función de la tensión y corriente de salida de los paneles solares, para lograr obtener la máxima potencia de los paneles en todo momento. El esquema simplificado de la instalación será el que se muestra en la *figura 36*.

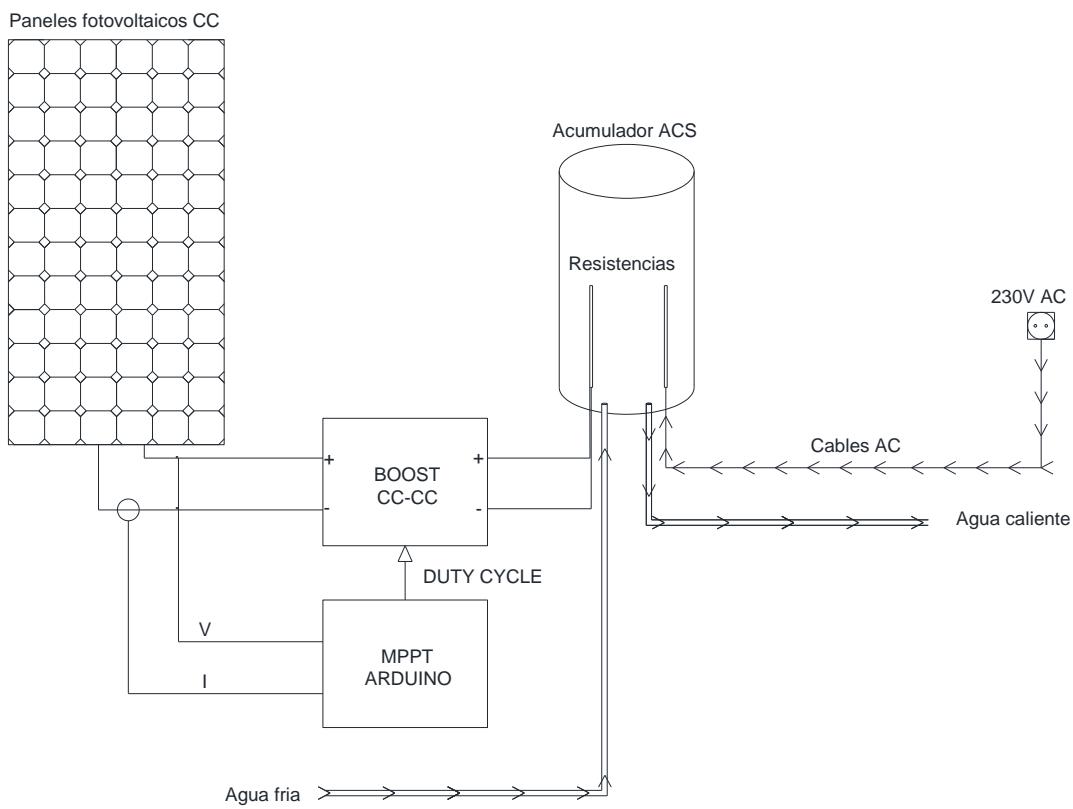


Figura 36. Esquema simplificado de la instalación de autoconsumo con regulador fotovoltaico. Fuente propia

Como se observa en la imagen anterior, el microcontrolador toma datos de la tensión y corriente de salida de los paneles, el algoritmo MPPT calcula el Duty Cycle en cada instante y se lleva directo a la etapa elevadora CC-CC.

4.4. Acumulador (ACS).

La otra parte importante de la instalación es el acumulador de ACS (Agua Caliente Sanitaria), como ya se ha mencionado en apartados anteriores, este acumulador transformara la energía eléctrica proveniente de los paneles solares o de la red eléctrica, en energía térmica calentando el agua que entra de la red de abastecimiento, hasta los 60°C para evitar la bacteria de la legionelosis. Esta transformación se lleva a cabo mediante las resistencias que van introducidas en las vainas.

El acumulador ACS que se ha utilizado para el estudio de la instalación, ha sido un termo eléctrico **EDESA modelo TS-500N1** de 1,6 kW para más información sobre este termo, consultar la hoja de características en el Anexo I

4.4.1. Legionelosis.

Las instalaciones de Agua caliente sanitaria deben ser correctamente diseñadas y mantenidas, para evitar ser focos de emisión de la bacteria *Legionella*, causante de la legionelosis.

El Real Decreto 865/2003 del 4 de julio recoge los criterios higiénico- sanitarios para prevenir y controlar la legionelosis en instalaciones de ACS, las instalaciones más sencillas, como la instalación de nuestra vivienda se clasifican como “instalaciones con menor probabilidad de proliferación y dispersión de la Legionela” pero aun así se deberán tener en cuenta unos criterios mínimos. El criterio por cumplir se debe basar en el control de la temperatura del agua por encima de los 60°C, como ya se ha nombrado anteriormente, de tal manera que se alcancen los 60°C en el termo. En la *figura 37* se puede ver una tabla de temperaturas según la instalación.

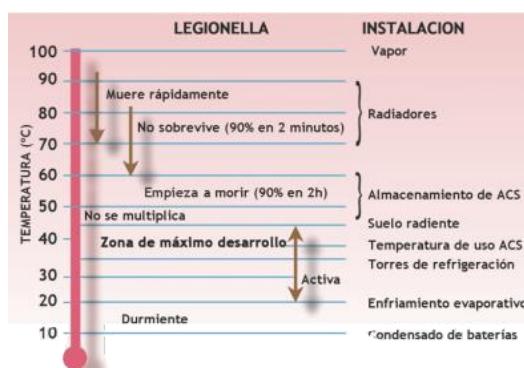


Figura 37. Tabla de temperaturas Legionela. Fuente Gesplasur.



4.4.2. Cargas resistivas.

En apartados anteriores, para el diseño del regulador fotovoltaico (*apartado 4.2*) se ha tenido en cuenta un valor de resistencia óhmica optima, según los valores comerciales disponibles de resistencias para termos eléctricos que fueran válidos para las vainas de dicho acumulador de ACS. El valor de la resistencia se ha elegido siguiendo el criterio para lograr disipar la máxima potencia ya que el objetivo principal es calentar al máximo el agua del acumulador, con la energía proveniente de los paneles fotovoltaicos.

El termo eléctrico disponible cuenta con dos resistencias de $66\ \Omega$ cada una, estas conectadas en paralelo, hacen una resistencia equivalente de $33\ \Omega$. Con estas dos posibilidades de resistencia se realizan los cálculos que se detallan a continuación.

- $R = 66\Omega$:

$$P = V \times I = V \times \frac{V}{R} = \frac{V_{max}^2}{R} \rightarrow \frac{72^2 V}{66\Omega} = 78,54\ W$$

- $R = 33\Omega$:

$$P = V \times I = V \times \frac{V}{R} = \frac{V_{max}^2}{R} \rightarrow \frac{72^2 V}{33\Omega} = 157,09\ W$$

Aplicando la ley de Ohm, se observa que cuanto menor sea la resistencia de carga, mayor será la potencia disipada. Sabemos que la potencia máxima que pueden sacar los paneles fotovoltaicos es de unos 370 W aproximadamente, con esta potencia se puede obtener la resistencia que sería necesaria para lograr transmitir la máxima potencia.

$$R_{Pmax} = \frac{V^2}{P_{max}} = \frac{72^2}{370} = 14\ \Omega$$

De este modo se deduce que la resistencia óptima para lograr transmitir el 100% de la potencia de los paneles solares a la carga, tendría que ser de **14 Ω** para los dos paneles fotovoltaicos de los que se dispone, si el número de paneles fotovoltaicos instalados cambiara este valor de resistencia aumentaría o disminuiría en función de la potencia y la disposición de estos. A continuación, en la *figura 38* se muestra como varía el punto de máxima potencia en función del valor de la resistencia

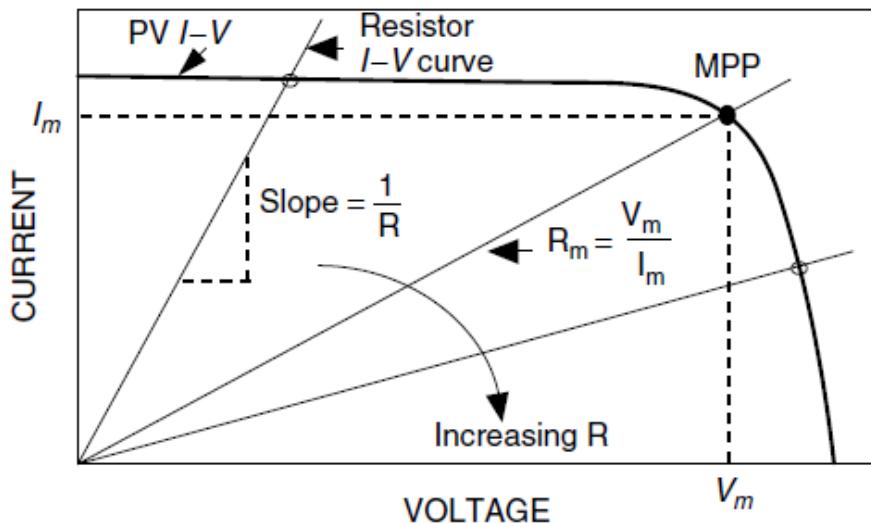


Figura 38. Variación de MPPT en función del valor resistivo. Fuente Libro *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. Gilbert M. Masters.

Como en el mercado no hay resistencias de 14 ohmios que sean aptas para las vainas de nuestro termo eléctrico, finalmente se decidió colocar en paralelo las dos resistencias de las que ya se disponía para obtener una resistencia equivalente de 33 ohmios.

Como es lógico no se puede cambiar la resistencia cada vez que las condiciones climáticas cambien, como ya se mencionó en el *apartado 4.2* lo que se debe de hacer es adaptar la impedancia en cada momento, adaptando la impedancia con la ayuda de la etapa BOOST y el algoritmo MPPT que se describe a continuación en el *apartado 4.5*.

4.5. MPPT.

MPPT significa Seguidor de Punto de Máxima Potencia (Maximum Power Point Tracker). Se trata de un algoritmo que se encarga de buscar el balance entre tensión y corriente, para obtener la máxima potencia de los paneles fotovoltaicos en las diferentes condiciones climáticas. Como se ha mencionado con anterioridad, este algoritmo realmente lo que trata es de adaptar la impedancia a las condiciones. En la *figura 39* se observa el algoritmo MPPT que se ha utilizado para nuestro sistema fotovoltaico, se trata del MPPT de perturbación y observación (P&O).

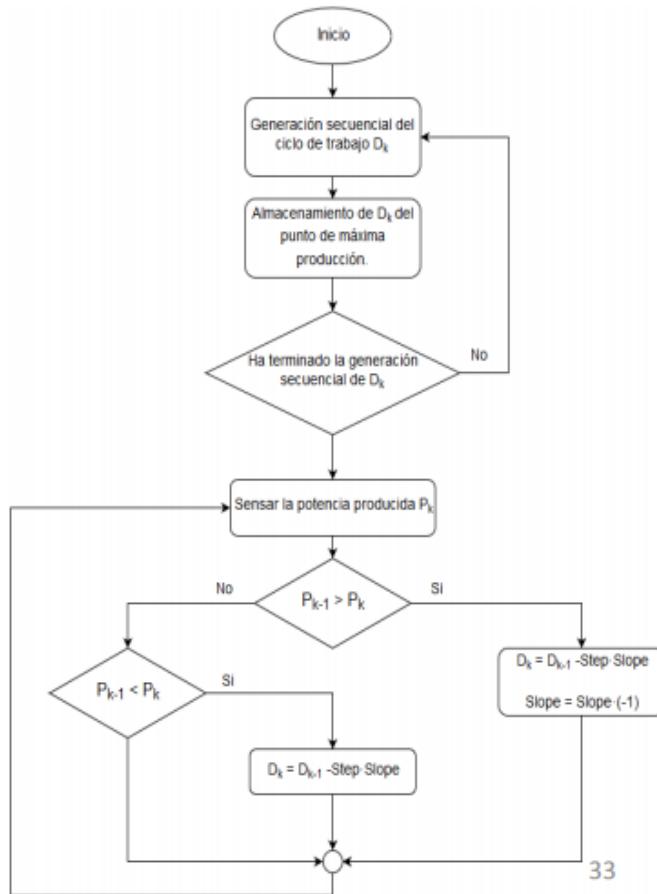


Figura 39. Algoritmo MPPT P&O. Fuente Apuntes IPEER.

Este algoritmo comienza con un valor inicial de Duty Cycle, y lo que hace es variar este ciclo de trabajo en función de la entrada de tensión e intensidad que suministran los paneles solares. Con este tipo de algoritmos se puede llegar a conseguir optimizar el sistema fotovoltaico pudiendo obtener entre un 10 y 30% más de energía al año.

4.5.1. Implementación del código en ARDUINO.

Para realizar el control de la etapa elevadora CC-CC, se ha implementado el algoritmo MPPT anteriormente descrito, este algoritmo se ha programado en el microcontrolador ARDUINO UNO, el código implementado se puede ver en el Anexo II

Para el correcto funcionamiento del código, se deberán tener datos de tensión y corriente, que los paneles fotovoltaicos suministran en cada momento, para realizar estas lecturas y tratar los datos en ARDUINO se utilizaron las entradas analógicas, estas trabajan con una tensión de entrada de entre 0-5 V, lo que significa que no se puede

insertar directamente la tensión ni la corriente proveniente de los paneles fotovoltaicos. Para realizar la lectura de corriente mediante ARDUINO, se utilizó el sensor de corriente “ACS712 20 A” (ver *figura 40*) su funcionamiento se basa en un sensor hall, transforma la medida de corriente en tensión. Su relación intensidad tensión es la siguiente:

$$V = 100mV/A \times I + 2,5$$

Aunque esta relación puede variar al ajustar el sensor. Para más información sobre este sensor consultar la hoja de características en el Anexo I



Figura 40. Esquema de conexión sensor de corriente ACS712. Fuente
naylampmechatronic

Para la medida de tensión de los paneles, un método fácil de realizar es un divisor de tensión, evitando que a la entrada analógica de Arduino le lleguen más de 5 V para evitar sobre cargas en el microcontrolador. Para realizar dicho divisor de tensión se tuvo en cuenta la tensión máxima de salida que se tendría en los paneles fotovoltaicos. (70 V) Con este dato y sabiendo que la tensión máxima de entrada no debe sobrepasar los 5 V se diseñó el divisor de tensión mediante dos resistencias, el valor de estas dos resistencias se calcula de la siguiente forma: **fijamos** por ejemplo **R2=100 kΩ** y la ecuación para el divisor de tensión es la siguiente:

$$V_{MAX} = 5 V / (R_2 / (R_1 + R_2)) \rightarrow$$

$$70 V = 5 V / (100 k\Omega / (R_1 + 100 k\Omega)) \rightarrow R_1 \geq 1,3 M\Omega$$

Para asegurarnos un coeficiente de seguridad $R_1=2\text{ M}\Omega$, el esquema del divisor de tensión conectado al microcontrolador Arduino queda como podemos ver en la *figura 41*.

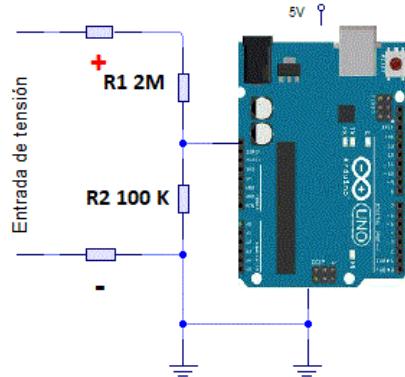


Figura 41. Esquema divisor de tensión. Fuente hispavila imagen modificada.

Con lo cual se puede deducir que la relación entre la tensión de los paneles fotovoltaicos y la tensión de entrada del microcontrolador será:

$$V_{PV} = \frac{V_{eARDUINO}}{R_2} \times (R_1 \times R_2)$$

La entrada de tensión la conectaremos a la entrada analógica “A0” y la entrada de corriente a la entrada analógica “A1” de nuestra placa ARDUINO UNO, y los negativos a GND (masa).

Un extra que se ha incluido en el prototipo ha sido una pantalla LED de dimensiones 16x2, en esta pantalla se muestra la tensión (V_{PV}) y corriente (I_{PV}) de salida de los paneles fotovoltaicos, y por lo tanto la de entrada al convertidor DC/DC BOOST, además de mostrar la potencia que se está obteniendo, se muestra el DUTY CYCLE que el microcontrolador está sacando en cada instante. En la *figura 42* se muestra una foto de la pantalla LCD.



Figura 42. Foto pantalla LED con medidas de Tensión corriente y potencia los paneles solares. Fuente propia



4.6. Simulación.

El último paso que se realizó, para comprobar el prototipo de regulador fotovoltaico diseñado, fue realizar una serie de simulaciones, estas simulaciones para poder realizarlas más controladamente y sin riesgos, y debido a que no se disponía del tiempo suficiente para realizar los ensayos con los paneles fotovoltaicos, se realizaron en el laboratorio de proyectos en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la EINA.

Para estos ensayos se ha dispuso de una fuente conmutada regulable, capaz de suministrar corriente continua. Esta fuente puede proporcionar hasta 60 A de corriente, y 80 V de tensión, de tal modo que se puede simular el comportamiento de los paneles fotovoltaicos sin problema, ya que según la disposición serie su potencia máxima se obtendría a 72 V y 5,09 A.

Con respecto a la señal PWM, para evitar tener problemas con ARDUINO pudiendo provocar cualquier cortocircuito en los ensayos, se decidió utilizar un generador de señales, pudiendo variar también el ciclo de trabajo de la etapa sin ningún tipo de problema.

En primer lugar, para comprobar que funciona bien el sistema se comenzó simulando un solo panel, es decir, para unos **36 V** de tensión y una corriente de **5,09 A**, para realizar esta simulación (radiación de 1000 W/m^2), y se fue disminuyendo la corriente simulando las diferentes condiciones climáticas. (como si hubiese un descenso de la radiación) Los datos se recogieron en una hoja Excel, antes de simular, se realizó una estimación teórica para comprobar si los valores prácticos se acercarían a estos. Los valores teóricos para un solo panel fotovoltaico se pueden observar en la *tabla 7*.



Radiación (W/m ²)	1 panel	Primario			Secundario			Duty
1000		Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	
		35,000	4,880	170,800	75,076	2,323	178,150	0,544
800		Primario			Secundario			Duty
800		Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	
		35,000	3,870	135,450	66,857	13,700	135,450	0,476
600		Primario			Secundario			Duty
600		Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	
		35,000	2,900	101,500	57,875	14,955	101,500	0,395
400		Primario			Secundario			Duty
400		Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	
		35,000	2,200	77,000	50,408	17,382	77,000	0,306

Tabla 7. Valores teóricos de tensión e intensidad en función de la radiación solar 1 panel fotovoltaico .

Fuente propia.

Donde el primario corresponde con los valores de salida de la fuente conmutada o los paneles fotovoltaicos, y el secundario las cargas resistivas de 33 ohm. A continuación, en la *tabla 8* se muestran los valores obtenidos mediante el ensayo.

1000	Primario			Secundario			Duty simulación	Duty osciloscopio
Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)			
36,000	5,100	183,600	70,300	2,163	152,059	0,488		>0,5
800	Primario			Secundario			Duty simulación	Duty osciloscopio
800	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)		
35,000	3,870	135,450	61,500	1,740	107,010	0,431		<0,5
Perdidas (W)	31,541	η (%)	82,820 <th>Perdidas (W)</th> <td>28,440<th>η (%)</th><td>79,003</td><th>Perdidas (W)</th></td>	Perdidas (W)	28,440 <th>η (%)</th> <td>79,003</td> <th>Perdidas (W)</th>	η (%)	79,003	Perdidas (W)



600	Primario			Secundario			Duty simulación	Duty osciloscopio
	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)		
	35,000	2,900	101,500	54,100	1,514	81,907		

Perdidas (W)	19,593
η (%)	80,696

400	Primario			Secundario			Duty simulación	Duty osciloscopio
	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)		
	35,000	2,200	77,000	48,000	1,326	63,648		

Perdidas (W)	13,352
η (%)	82,659

Tabla 8. Valores de la simulación para un panel fotovoltaico en función de la radiación. Fuente propia.

En las dos tablas anteriores se observa, como los ciclos de trabajo para cada una de las irradiancias simuladas, varían un poco en función de si es el Duty Cycle teórico, o el práctico, esto es debido a las pérdidas que se producen en los elementos de la etapa BOOST. En la *tabla 8* se ha comprobado con el osciloscopio la onda PWM y se observa como el Duty Cycle es un algo superior al calculado mediante las tensiones, lo cual es debido a las pérdidas en el MOSFET bobina y diodo. En esta misma tabla, también se han obtenido las pérdidas totales del prototipo en cada situación, y se ha obtenido su eficiencia, la cual ronda unos valores del 80%, lo cual es una eficiencia bastante buena, tratándose de este tipo de etapas, y siendo una etapa diseñada “caseramente”, además de que este regulador ha sido diseñado para dos paneles fotovoltaicos, con lo que trabajando a los valores nominales su eficiencia sería más elevada.

Una vez que se comprobó que el sistema funcionaba correctamente y sin tener ningún tipo de problema para un panel solar, se simularon **dos paneles solares** con la fuente conmutada, esta simulación se hizo del mismo modo que para un panel solar. A continuación, se muestran las tablas (*tabla 9* y *tabla 10*), con los valores teóricos según la radiación solar y los valores obtenidos en la simulación.



Radiación (W/m²)

2 paneles

1000	Primario			Secundario			Duty
	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	
72,000	5,090	366,480	109,972	3,332	366,480	0,345	

800	Primario			Secundario			Duty
	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	
70,000	3,870	270,900	94,550	18,576	270,900	0,260	

600	Primario			Secundario			Duty
	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	
70,000	2,900	203,000	81,847	21,149	203,000	0,145	

400	Primario			Secundario			Duty
	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	
70,000	2,200	154,000	71,288	24,582	154,000	0,018	

Tabla 7. Valores teóricos de tensión e intensidad en función de la radiación solar, 2 paneles fotovoltaicos . Fuente propia.

A continuación, en la *tabla 10* se muestran los valores para la simulación del prototipo con dos paneles.

1000	Primario			Secundario			Duty simulación	Duty osciloscopio
	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)		
72,000	5,090	366,48	102,000	3,500	357,00	0,294		0,35

Perdidas	9,480
Eficiencia %	97,413

	Primario			Secundario			Duty simulación	Duty osciloscopio
	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)		
72,000	4,880	351,36	100,700	3,235	325,76	0,285		0,35

Perdidas	25,596
Eficiencia %	92,715

800	Primario			Secundario			Duty simulación	Duty osciloscopio
	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)		
No permite más Duty al mínimo	66,720	3,870	258,20	86,600	2,720	235,55	0,230	0,26
Perdidas	22,654							
Eficiencia %	91,226							

600	Primario			Secundario			Duty simulación	Duty osciloscopio
	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)	Tensión (V)	Corriente (A)	Pmax (W)		
No permite más Duty al mínimo	50,070	2,900	145,20	64,800	2,014	130,50	0,227	0,26
Perdidas	14,696							
Eficiencia %	89,879							

Tabla 8. Valores simulación para dos paneles. Fuente propia.

Fijándose las tablas anteriores se puede ver como en este caso, los valores del Duty Cycle son mucho más bajos que en el caso de un solo panel solar. Además, en la *tabla 8* se observa como los valores de **eficiencia** son más altos que en la simulación de un solo panel, llegando a ser del **97%** en el mejor de los casos.

Cuando intentamos simular el caso de los dos paneles, se tuvo un problema al intentar simular irradiancias de menos de 800W/m^2 , ya que la etapa “Totem Pole” introducía unos retrasos en los tiempos “ON y OFF” de la onda PWM con respecto a su entrada, esto probablemente debido a la velocidad de los transistores, que no eran lo suficientemente rápidos. Como para irradiancias bajas el ciclo de trabajo tendría que ser muy bajo, se limitaba el Duty Cycle **mínimo en 0,26**, esto como ya se ha mencionado con anterioridad podría solucionarse instalando un driver de disparo de MOSFET. En la *figura 43* se puede ver conjuntamente, la onda PWM de entrada del generador de señales, y la onda PWM de salida de la etapa de excitación “Totem Pole”, aquí se ve perfectamente los retrasos que se introducen.

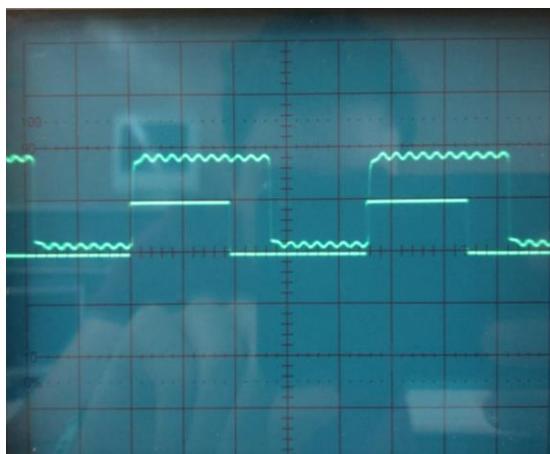


Figura 43. Ondas PWM entrada y salida etapa Totem Pole. Fuente propia

5. Estudio económico.

En este apartado se van a valorar económicamente tanto la viabilidad de la instalación como el ahorro que puede suponer para la vivienda este tipo de sistema a lo largo de todo un año, una de las variables importantes es el precio al que se encuentra la electricidad.

En primer lugar, deberemos estudiar aproximadamente cual sería la producción de energía de la instalación para todo un año, y con esto y la energía consumida por el sistema de ACS en el *apartado 3.4*. Además, se realiza un balance entre el coste de la instalación y el tiempo que costaría amortizarse.

5.1. Energía generada.

5.1.1. Irradiancia del Lugar.

Utilizando el software PVGIS, se puede obtener la irradiancia (H) y una estimación de la producción de energía eléctrica por meses, que se tendrá en el emplazamiento escogido para nuestra instalación, de tal manera que se estime la producción de energía eléctrica durante todo el año. Los paneles fotovoltaicos como se ha descrito en el *apartado 3.2.1*, se han orientado con una inclinación de **51,3º** y orientados al sur, con estos datos los datos de posición geográfica se han introducido al programa, y el resultado es el que podemos ver en la *figura 44*.

Sistema fijo: inclinación=52º, orientación=0º				
Mes	E_d	E_m	H_d	H_m
Ene	1.17	36.3	3.97	123
Feb	1.47	41.2	5.02	141
Mar	1.69	52.5	5.96	185
Abr	1.54	46.1	5.50	165
Mayo	1.50	46.6	5.47	170
Jun	1.54	46.2	5.70	171
Jul	1.63	50.5	6.12	190
Ago	1.63	50.5	6.13	190
Sep	1.64	49.1	6.04	181
Oct	1.52	47.1	5.46	169
Nov	1.24	37.1	4.28	128
Dic	1.15	35.6	3.91	121
Media anual	1.48	44.9	5.30	161
Total para el año		539		1930

Figura 44. Estimación de la producción de electricidad solar en el emplazamiento escogido. Fuente PVGIS.

Donde:

- $E_d \equiv$ Producción de electricidad media diaria por el sistema. (kWh)
- $E_m \equiv$ Producción de electricidad media mensual por el sistema (kWh)
- $H_d \equiv$ Media diaria de la irradiancia global recibida por los módulos del sistema (kWh/m^2).
- $H_m \equiv$ Suma media de la irradiancia global recibida por los módulos del sistema (kWh/m^2).

5.2. Viabilidad y ahorro.

Una vez con estos datos ya se calcula una aproximación del ahorro por meses, que se obtendría con la instalación fotovoltaica, escogiendo la producción media mensual del sistema (E_m), para ello se desarrolla una tabla en Excel en función de los meses. Para calcular el coste y el ahorro que supone la instalación en la factura eléctrica, se tiene en cuenta que el precio del kWh es de unos 0.15€/kWh con lo cual se obtienen los resultados de la *tabla 9*, y su representación gráfica en la *figura 45*.

Mes	Consumo (kWh)	Generación PV(kWh)	Diferencia (kWh)	Coste (€)	Coste con PV(€)	Ahorro (€)
Enero	233,320	36,300	197,020	34,998	29,553	5,445
Febrero	199,306	41,200	158,106	29,896	23,716	6,180
Marzo	206,318	52,500	153,818	30,948	23,073	7,875
Abril	202,842	46,100	156,742	30,426	23,511	6,915
Mayo	187,489	46,600	140,889	28,123	21,133	6,990
Junio	168,376	46,200	122,176	25,256	18,326	6,930
Julio	144,223	50,500	93,723	21,633	14,058	7,575
Agosto	129,760	50,500	79,260	19,464	11,889	7,575
Septiembre	153,372	49,100	104,272	23,006	15,641	7,365
Octubre	173,227	47,100	126,127	25,984	18,919	7,065
Noviembre	197,724	37,100	160,624	29,659	24,094	5,565
Diciembre	224,987	35,600	189,387	33,748	28,408	5,340
Total	2220,946	538,800	1682,146	333,142	252,322	80,820

Tabla 9. Tabla de consumos, generación PV y ahorro energético y económico por meses para 2 paneles fotovoltaicos. Fuente propia.

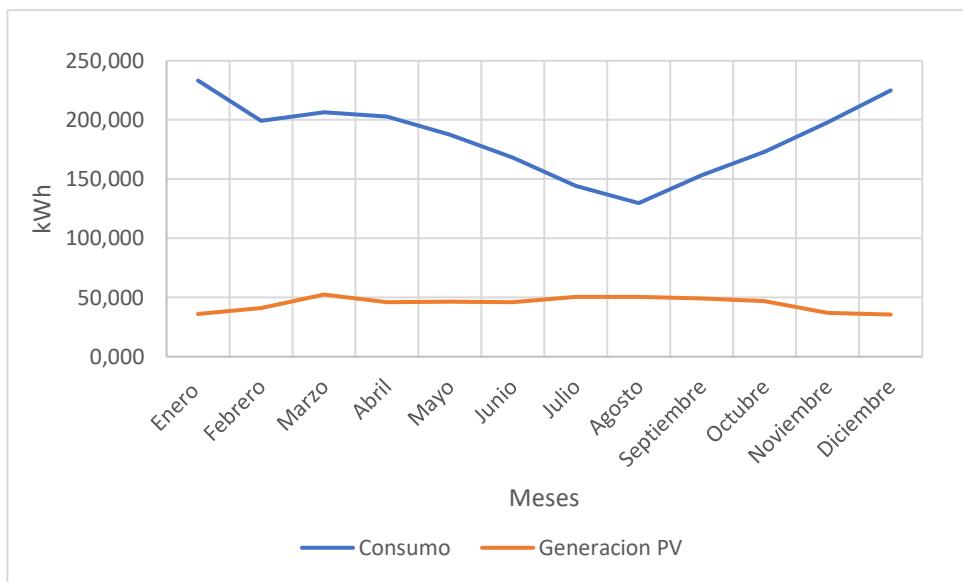


Figura 45. Gráfico de consumo VS Generación fotovoltaica. Fuente Propia.

Viendo los resultados obtenidos podemos sacar las siguientes conclusiones: El **ahorro anual es muy bajo de unos 80€**, (variará en función del valor del kWh) algo que va a ser casi despreciable y prácticamente no va a ser significativo “para nuestro bolsillo”. Esto es debido a que **la potencia fotovoltaica pico instalada es muy baja de 0,370 kW**, si este sistema llegara a montarse debería de instalarse una potencia fotovoltaica mayor, para lograr conseguir a la larga un mayor ahorro en el consumo eléctrico. Los pasos a seguir para realizar una instalación mayor serían los mismos que los que se han realizado para este trabajo de fin de grado, aumentando el número de paneles fotovoltaicos hasta lograr obtener un numero óptimo que diese una rentabilidad “notable” a medio largo plazo. Se podría realizar una **estimación del número de paneles necesarios** para la instalación en función de la irradiancia, y el mes más desfavorable que en nuestro caso sería **enero**, se procede de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 N^{\circ} \text{ Módulos} &= \frac{\text{Energía necesaria enero}}{\text{Horas de sol pico} \times \text{Rendimiento} \times P_{MAX} \text{ módulos}} = \\
 &= \frac{7,52 \text{ kWh}}{6h \times 0.8 \times 0.185} \approx \mathbf{9 \text{ Paneles fotovoltaicos.}}
 \end{aligned}$$

Según los cálculos anteriores podemos determinar que el número óptimo de paneles fotovoltaicos para nuestra instalación sería de unos 9 paneles aproximadamente, con este número, volviendo a realizar los cálculos de la *tabla 9*, se obtienen los resultados reflejados en la *tabla 10*.

Mes	Consumo (kWh)	Generación PV(kWh)	Diferencia (kWh)	Coste (€)	Coste con PV(€)	Ahorro(€)
Enero	233,320	163,000	70,320	34,998	10,548	24,450
Febrero	199,306	185,000	14,306	29,896	2,146	27,750
Marzo	206,318	237,000	-30,682	30,948	-4,602	30,948
Abril	202,842	209,000	-6,158	30,426	-0,924	30,426
Mayo	187,489	212,000	-24,511	28,123	-3,677	28,123
Junio	168,376	211,000	-42,624	25,256	-6,394	25,256
Julio	144,223	230,000	-85,777	21,633	-12,867	21,633
Agosto	129,760	230,000	-100,240	19,464	-15,036	19,464
Septiembre	153,372	222,000	-68,628	23,006	-10,294	23,006
Octubre	173,227	212,000	-38,773	25,984	-5,816	25,984
Noviembre	197,724	166,000	31,724	29,659	4,759	24,900
Diciembre	224,987	159,000	65,987	33,748	9,898	23,850
Total	2220,946	2436,000	-215,054	333,142	-32,258	305,791

Tabla 10. Tabla de consumos, generación PV y ahorro energético y económico por meses, para 9 paneles. Fuente propia.

Con los 9 paneles fotovoltaicos vemos en la *tabla 10* que se produce un mayor ahorro económico anual de unos 300€ aproximadamente (sin contar con la energía excedente), llegando incluso a tener sobrantes de energía, que podría usarse para otra aplicación en la vivienda, o pudiendo incluso llegar a volcarse a la red con la instalación adecuada, para recibir una compensación económica por ella.

Aumentar el número de paneles aumentaría el ahorro energético en un año, pero también se aumentaría considerablemente el coste de la inversión inicial en la instalación, para ello deberemos de buscar el punto óptimo para el cual el sistema consiga el máximo ahorro en un año y la máxima rentabilidad.



5.3. Coste de la instalación y amortización.

El coste de la instalación se estima como la inversión inicial a realizar para la implementación de la instalación estudiada, para dos paneles fotovoltaicos, y se detalla a continuación en la *tabla 11.7*.

Presupuesto 2 paneles			
Descripción	Ud.	P. Unitario	P. Total
Paneles solares fotovoltaicos STP185S-24/Ad – SUNTECH	2	341,46 €	682,92 €
Termostato eléctrico-acumulador ACS EDESA ts-500 n1 50L	1	81,35 €	81,35 €
Cable unifilar 1,5mm ² libre de halógenos	20	0,40 €	8,00 €
Pequeño material	1	10,00 €	10,00 €
Interruptor automático Schneider 16A 1P+N A9F79616	1	20,62 €	20,62 €
Componentes electrónicas convertidor BOOST CC-CC	1	15,00 €	15,00 €
KIT microcontrolador ARDUINO UNO	1	35,00 €	35,00 €
Certificado Instalación eléctrica baja tensión	1	150,00 €	150,00 €
Total (I.V.A. incluido)			1.002,89 €

Tabla 11. Presupuesto aproximado instalación dos paneles fotovoltaicos. Fuente propia.

La vida útil para los paneles solares se estima en unos 25 años, por lo tanto, realizaremos el análisis económico, según la perdida de potencia de los paneles con los años, y con una subida supuesta de la electricidad de 0,03€/año. Los cálculos de la amortización de la instalación a 25 años se detallan en la *tabla 12*.

Año	Consumo (kWh)	Generación PV(kWh)	Diferencia (kWh)	Precio electricidad (€)	Coste anual(€)	Coste con PV(€)	Ahorro anual(€)	Inversión restante(€)	Año
0								1002,890	0
1	2220,946	538,800	1682,146	0,150	333,142	252,322	80,820	922,070	1
2	2220,946	538,800	1682,146	0,153	339,805	257,368	82,436	839,634	2
3	2220,946	538,800	1682,146	0,156	346,468	262,415	84,053	755,581	3
4	2220,946	538,800	1682,146	0,159	353,130	267,461	85,669	669,912	4
5	2220,946	538,800	1682,146	0,162	359,793	272,508	87,286	582,626	5
6	2220,946	511,860	1709,086	0,165	366,456	281,999	84,457	498,169	6
7	2220,946	511,860	1709,086	0,168	373,119	287,126	85,992	412,177	7
8	2220,946	511,860	1709,086	0,171	379,782	292,254	87,528	324,649	8
9	2220,946	511,860	1709,086	0,174	386,445	297,381	89,064	235,585	9
10	2220,946	511,860	1709,086	0,177	393,107	302,508	90,599	144,986	10
11	2220,946	511,860	1709,086	0,180	399,770	307,635	92,135	52,851	11
12	2220,946	511,860	1709,086	0,183	406,433	312,763	93,670	-40,819	12
13	2220,946	484,920	1736,026	0,186	413,096	322,901	90,195	-131,015	13
14	2220,946	484,920	1736,026	0,189	419,759	328,109	91,650	-222,664	14
15	2220,946	484,920	1736,026	0,192	426,422	333,317	93,105	-315,769	15
16	2220,946	484,920	1736,026	0,195	433,084	338,525	94,559	-410,329	16
17	2220,946	484,920	1736,026	0,198	439,747	343,733	96,014	-506,343	17
18	2220,946	484,920	1736,026	0,201	446,410	348,941	97,469	-603,812	18
19	2220,946	457,980	1762,966	0,204	453,073	359,645	93,428	-697,240	19
20	2220,946	457,980	1762,966	0,207	459,736	364,934	94,802	-792,041	20
21	2220,946	457,980	1762,966	0,210	466,399	370,223	96,176	-888,217	21
22	2220,946	457,980	1762,966	0,213	473,061	375,512	97,550	-985,767	22
23	2220,946	457,980	1762,966	0,216	479,724	380,801	98,924	-1084,691	23
24	2220,946	457,980	1762,966	0,219	486,387	386,089	100,298	-1184,988	24
25	2220,946	457,980	1762,966	0,222	493,050	391,378	101,672	-1286,660	25

Tabla 12. Análisis Económico de la instalación a 25 años. Fuente propia.

Según los resultados obtenidos en este análisis económico para la instalación de **dos paneles fotovoltaicos**, se llega a la conclusión de que la instalación según las condiciones de irradiancia del emplazamiento, que se consideran las mismas en los 25 años, se lograría amortizar a los 12 años de uso de la instalación de autoconsumo, quedando dicha instalación totalmente amortizada y con una vida útil de otros 13 años de uso en el que nos aportara un ahorro de unos 100€ al año o lo que es lo mismo un ahorro anual de un 24% en la factura eléctrica. Realizando un análisis en función del número de paneles fotovoltaicos instalados, se obtiene la inversión inicial, el ahorro y el año de amortización con ese número de módulos. (ver tabla 13).



N.º de paneles instalados	Inversión inicial(€)	Ahorro medio (€)	Año amortización
1	811,43	43	16
2	1002,89	87	12
3	1344,35	131	11
4	1685,81	175	11
5	2027,27	219	10
6	2368,73	263	10
7	2710,19	307	10
8	3051,65	351	10
9	3393,11	388	10

Tabla 13. Análisis de inversión ahorro y amortización en función del número de módulos. Fuente propia.

Según los resultados obtenidos en la *tabla 13*, se podría estipular, que el número de paneles óptimo, en referente al ámbito económico, sería entre 5 y 9 paneles, debido a que con este número de paneles se tendría la amortización más rápida, aunque la inversión sería más elevada, por lo tanto, esta decisión debería ser tomada por el inversor, en función del dinero que estuviese dispuesto a invertir en la instalación de autoconsumo.

Es importante remarcar que en esta instalación se ha calculado el coste sin tener en cuenta ninguna ayuda o subvención que el gobierno de España pudiera dar por la instalación de este tipo de fuente renovable de autoconsumo. Además, los precios han sido estimados a la baja, y podrían sufrir variaciones.



6. SEGURIDAD.

El CTE (Código Técnico de la Edificación) establece en el apartado HE 5 que:

“La instalación incorporará todos los elementos y características necesarias para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico, de modo que cumplan las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente. En particular, se usará en la parte de corriente continua de la instalación protección Clase II o aislamiento equivalente cuando se trate de un emplazamiento accesible. Los materiales situados a la intemperie tendrán al menos un grado de protección IP65. La instalación debe permitir la desconexión y seccionamiento, tanto en la parte de corriente continua como en la de corriente alterna, para facilitar las tareas de mantenimiento.”



7. CONCLUSIONES.

La realización del presente trabajo fin de grado ha afianzado conceptos aprendidos durante el grado, especialmente, en el ámbito de las energías renovables, dentro de los sistemas fotovoltaicos con la utilización de módulos solares, además de la implementación y el uso práctico de la electrónica de potencia necesaria para el diseño y construcción del prototipo en este trabajo fin de grado.

El objetivo era realizar un análisis y viabilidad de un sistema de autoconsumo, mediante la producción de ACS, en un emplazamiento determinado de la península ibérica, teniendo en cuenta la irradiancia solar incidente durante un año, para lograr obtener la mayor cantidad de energía eléctrica a través de paneles fotovoltaicos para transformar esa energía eléctrica, en energía calorífica a través de unas resistencias óhmicas de un termo de agua.

Para conseguir un comportamiento óptimo y eficiente en esta instalación, se estudió, y diseño en el laboratorio de proyectos de la EINA el prototipo para la regulación de la potencia de los paneles fotovoltaicos, atendiendo a las necesidades planteadas según los paneles fotovoltaicos disponibles para el ensayo. Se diseñaron las bobinas necesarias para el conmutador CC-CC realizando los cálculos necesarios y probándolas en el laboratorio.

La instalación de autoconsumo de ACS podría ser competitiva con las instalaciones actuales, siendo además esta instalación autosuficiente energéticamente, consiguiendo un ahorro en la factura eléctrica y, por lo tanto, evitando las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

El periodo de amortización de la instalación estudiada estaría en torno a los 10-12 años, y supondría una inversión inicial de unos 1000€, consiguiendo un ahorro anual en la factura eléctrica de un 24%. También se ha observado como cambiarían estos valores modificando la potencia fotovoltaica instalada.

Este trabajo podría continuarse ampliando el sistema, además de calentar agua para el consumo, se podría utilizar para calefacción, y otros usos en la vivienda.



8. AGRADECIMIENTOS.

Agradecer al Maestro de Taller, Juan Antonio Tejero Gómez, por su ayuda, su interés, y su gran aportación en este Trabajo Fin de Grado durante estos meses.

También a mis directores Antonio Pardina Carrera por su gran implicación en el trabajo y por enseñarme tantas cosas en el mundillo de los núcleos de bobinas, y en la electrónica utilizada para este trabajo; a Pedro Abad Martín por darme la oportunidad de realizar el presente Trabajo Fin de Grado y aportarme gran cantidad de conocimientos en el tema de los sistemas fotovoltaicos y el autoconsumo.



9. REFERENCIAS.

- I. Sistema Eléctrico Español 2016 y 2018. Red Eléctrica de España. REE
- II. Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía. IDEA. Energías renovables. Autoconsumo.
- III. Código Técnico de la Edificación. CTE.
- IV. Termos Eléctricos Híbridos y maximiza dores de potencia. Recosum.
- V. Trabajo fin de grado “Diseño de sistema de producción de agua caliente sanitaria por acumulación para un edificio de viviendas utilizando energía solar fotovoltaica”. Miguel Zarzuela Cepero. Universidad de Zaragoza.2015.
- VI. Trabajo fin de grado “Autoconsumo en los sistemas fotovoltaicos”. Diana Domínguez Durán. Universidad Carlos III de Madrid .2014.
- VII. Libro de Electrónica de Potencia Daniel.W.Hart. Capítulo 6: Convertidores CC-CC. 2001.
- VIII. Libro Renewable and Efficient Electric Power Systems. Gilbert M. Masters.2004.
- IX. Apuntes de la asignatura Instalaciones de Producción de Energía con Energías Renovables. Grado en Ingeniería Eléctrica. Universidad de Zaragoza 2019.
- X. Agencia Estatal de Meteorología. AEMET. 2019.
- XI. Google Maps.2019.
- XII. Tecnología en Materiales Magnéticos. Magmattec Núcleos de polvo de hierro
- XIII. Catálogo de Ferritas. Prodin Ferrite.2019.
- XIV. Catálogo TDK ferrites.2019.
- XV. Apuntes de la asignatura Electrónica de Potencia. Grado en Ingeniería Eléctrica. Universidad de Zaragoza. 2019
- XVI. Ministerio de sanidad consumo y bien estar social Legionela. MSCBS.2019.
- XVII. Tratamiento de la Legionela. GESPLASUR. 2019.
- XVIII. Características sensor de corriente ACS712. Naylampmechatronics. 2019.
- XIX. Sistema de información geográfica fotovoltaica. Rendimiento del sistema. JRC software PVGIS. 2012.



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

ANEXOS

**Sistema fotovoltaico de consumo instantáneo
controlado por microcontrolador.**

**Photovoltaic system of instant consumption
controlled by microcontroller.**

Autor/es

Diego Benedicto Cubel

Director/es

Pedro Abad Martín
Antonio Pardina Carrera

Grado en Ingeniería Eléctrica.



**Escuela de
Ingeniería y Arquitectura
Universidad Zaragoza**

2019

ÍNDICE:

ANEXO I: Hojas de características.....	2
1. Paneles fotovoltaicos STP185S-24/Ad – SUNTECH.....	2
2. Temo eléctrico EDESA TS-500 E50L	4
3. Núcleo polvo de hierro material 26 (amarillo-blanco)	5
4. Núcleo polvo de hierro material 002	8
5. MOSFET IRF740.....	11
6. Transistores NPN BC-239C	19
7. Transistor NPN BC-547B.....	22
8. Transistor PNP BC-556B.	26
9. Sensor de Corriente ARDUINO ACS712-20A.....	30
ANEXO II: Simulaciones programas informáticos.....	32
1. Código programa MATLAB calculo convertidor CC-CC y Bobina.....	32
2. Código regulador MPPT P&O implementado en ARDUINO UNO.....	34
3. Simulación convertidor BOOST TINA.....	36
ANEXO III: Cálculos adicionales.....	39
1. Etapa de excitación del MOSFET “Totem Pole”.....	39
2. Efecto pelicular (efecto skin) cobre Bobina.....	40
ANEXO IV. Cálculo consumos ACS reducidos.....	41

ANEXO I: Hojas de características.

1. Paneles fotovoltaicos STP185S-24/Ad – SUNTECH.

Solar powering a green future™

STP175S - 24/Ac
STP185S - 24/Ac
STP180S - 24/Ac
STP170S - 24/Ac

185 Watt Maximum Power MONO-CRYSTALLINE SOLAR PANEL

Features

- High conversion efficiency based on leading innovative photovoltaic technologies
- High reliability with guaranteed +/-3% power output tolerance, ensuring return on investment
- Attractive appearance
- Withstands high wind-pressure and snow load, and extreme temperature variations
- Easy to install

Quality and Safety

- 25-year power output transferable warranty with PICC insurance
- Rigorous quality control meeting the highest international standards
- ISO 9001:2000 (Quality Management System) and ISO 14001:2004 (Environmental Management System) certified factories manufacturing world class products
- IEC61215, Safety class II, conformity to CE

Recommended Applications

- Residential roof top systems
- On-grid utility systems
- On-grid commercial systems

Suntech's technology yields improvements to the BSF structure and anti-reflective coating to increase conversion efficiency

Unique design on drainage holes and rigid construction prevents frame from deforming or breaking due to freezing weather and other forces

The panel provides more field power output through an advanced cell texturing and isolation process, which improves low irradiance performance

Suntech was named Frost and Sullivan's 2008 Solar Energy Development Company of the Year

www.suntech-power.com | E-mail: sales@suntech-power.com
STP is a trademark of Suntech Power Holdings Co., Ltd. All rights reserved

STP-DS-STD-N01.02 Rev 2008
© Copyright 2008 Suntech Power

Sistema fotovoltaico de consumo instantáneo controlado por microcontrolador.

2

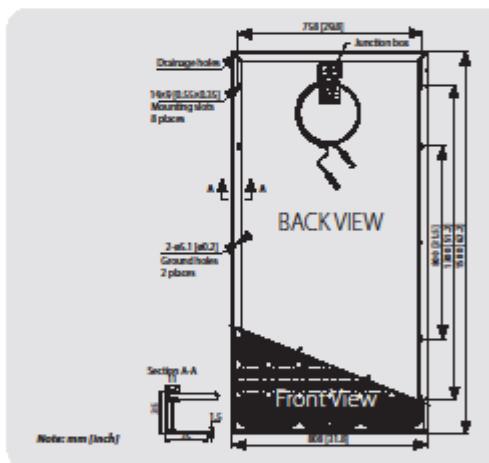


Solar powering a green future™

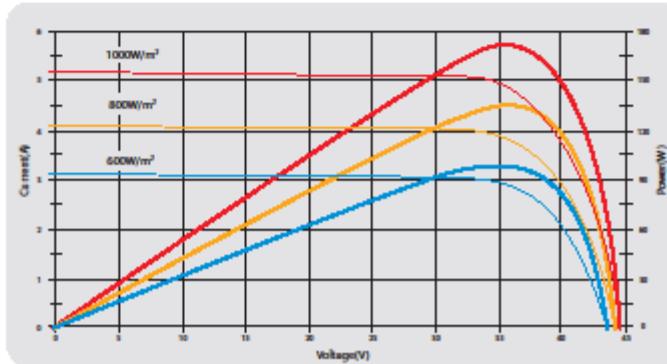
Electrical Characteristics

Characteristics	STP185S-24/Ac	STP180S-24/Ac	STP175S-24/Ac	STP170S-24/Ac
Open - Circuit Voltage (Voc)	45.0V	44.8V	44.7V	44.4V
Optimum Operating Voltage (Vmp)	36.4V	36V	35.8V	35.6V
Short - Circuit Current (Isc)	5.43A	5.29A	5.23A	5.15A
Optimum Operating Current (Imp)	5.09A	5A	4.9A	4.8A
Maximum Power at STC (Pmax)	185Wp	180Wp	175Wp	170Wp
Operating Temperature	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C
Maximum System Voltage	1000V DC	1000V DC	1000V DC	1000V DC
Maximum Series Fuse Rating	15A	15A	15A	15A
Power Tolerance	±3 %	±3 %	±3 %	±3 %

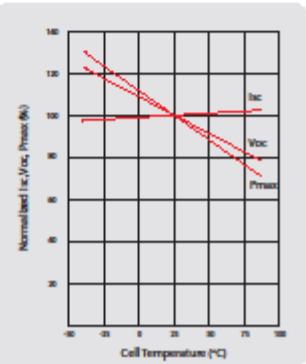
STC: Irradiance 1000W/m², Module temperature 25°C, AM=1.5



Current-Voltage & Power-Voltage Curve (175W)



Temperature Dependence of Isc, Voc, Pmax





2. Temo eléctrico EDESA TS-500 E50L

termos eléctricos edesa

Datos técnicos

TIPO	CUADRADO LUJO MINI				CUADRADO LUJO			
	TS-100 N1	TS-100 N1	TS-150 N1	TS-150 N1	TS-300 N1	TS-300C N1	TS-500 N1	TS-750 N
CAPACIDAD (L)	10	10	15	15	30	30	50	75
INSTALACIÓN	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical	Vert/Horiz	Vert/Horiz	Vert/Horiz
SITUACIÓN DEL MANDO TERMOSTATO	Frontal	Frontal	Frontal	Frontal	Frontal	Frontal	Frontal	Frontal
REGULACIÓN DE TEMPERATURA (°C)	81	81	81	81	30-70	30-70	30-70	30-70
PILOTO DE CALENTAMIENTO EN PANEL	•	•	•	•	•	•	•	•
ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA (V / F / Hz)	230/1/50	230/1/50	230/1/50	230/1/50	230/1/50	230/1/50	230/1/50	230/1/50
TIPO DE RESISTENCIA	Sumerg.cobre	Sumerg.cobre	Envai. Independ.	Sumerg.cobre	Envai. Independ.	Envai. Independ.	Envai. Independ.	Envai. Independ.
Nº DE RESISTENCIAS Y POTENCIA (W)	1 x 1200	1 x 1200	2 x 600	1 x 1200	2 x 800	2 x 800	2 x 800	2 x 800
POTENCIA (W)	1.200	1.200	1.200	1.200	1.600	1.600	1.600	1.600
INTENSIDAD A 230 V. (A)	5,2	5,2	5,2	5,2	7	7	7	7
TIEMPO DE CALENTAMIENTO A 65º C (+50ºC)	35 min	35 min	45 min	50 min	1 h 05 min	1 h 05 min	1 h 50 min	2 h 45 min
PÉRDIDAS ESTÁTICAS A 65º C (kWh EN 24 h) *	0,37	0,47	0,45	0,60	0,60	0,60	0,75	0,84
ESPESOR MEDIO DE AISLAMIENTO (mm)	28,5	28,5	28,5	28,5	28,5	36,5	36,5	37,5
CONEXIÓN DE AGUA (BSP)	1/2"	1/2"	1/2"	1/2"	1/2"	1/2"	1/2"	3/4"
PRESIÓN MÁXIMA TRABAJO (bar)	10	10	10	10	10	10	10	10
CONEXIÓN ELÉCTRICA (CABLE CON ENCHUFE)	•	•	•	•	•	•	•	•
PROTECCIÓN CAÍDA DE AGUA VERTICAL	•	•	•	•	•	•	•	•
PROTECCIÓN PROYECCIÓN AGUA	•	•	•	•	•	•	•	•
INDICE DE PROTECCIÓN	IP24	IP24	IP24	IP24	IP24	IP24	IP24	IP24
PESO NETO (Kg)	9	9	11	11	15	15	21	30

* Conforme al acuerdo HD 500 S1.

DIMENSIONES (mm.)	MODELOS	TS-100 N1	TS-100 N1	TS-150 N1	TS-150 N1	TS-300 N1	TS-300C N1	TS-500 N1	TS-750 N
	A	100	100	100	100	160	160	160	230
	B	70	70	70	70	120	120	120	175
	C	260	150	313	197	583	----	----	----
	D	390	390	468	468	736	598	812	745
	E	284	284	284	284	284	340	340	300
	F	----	----	----	----	235	435	280	
	G	----	----	----	----	155	200	250	
	H	320	320	320	320	320	375	375	489
	I	315	315	315	315	324	395	395	516
	J	307	307	307	307	307	375	375	----
	K	414	414	470	470	732	----	----	680
	L	----	----	----	----	----	599	812	747
	ALTO	414	414	470	470	736	599	812	747
	ANCHO	320	320	320	320	320	375	375	489
	PROFUNDO	315	315	315	315	323	395	395	516

3. Núcleo polvo de hierro material 26 (amarillo-branco)



Núcleos Toroidais

Pó de Ferro - 026



Características Gerais

- 1) Permeabilidade Relativa: 75
- 2) Perdas maiores do que o material 052
- 3) Grande variedades de tamanhos
- 4) $B_{SAT} = 1,38T$

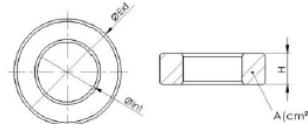
APLICAÇÕES

- Indutores de filtros CC: frequência < 50 kHz, filtros de Modo Diferencial em 60 Hz, indutores para Dimmers de luz e indutores PFC (f<50kHz).

ESPECIFICAÇÕES

CÓDIGO PEÇA	PRODUTO	AL [nH/esp ²]	Diam. Ext. (ØExt) [mm]	Diam. Int. (ØInt) [mm]	ALTURA (H) [mm]	L [cm]	A [cm ²]	V [cm ³]	As [cm ²]	Massa [g]
1.01.0016	MMT026T1305	33	12,7	7,7	4,83	3,19	0,112	0,358	6,86	2,52
1.01.0017	MMT026T1506	50	15,2	8,53	5,94	3,74	0,187	0,699	9,84	4,9
1.01.0018	MMT026T2006	46	20,2	12,6	6,35	5,14	0,231	1,19	15,5	8,33
1.01.0019	MMT026T2711	93	26,9	14,5	11,1	6,49	0,659	4,28	31	29,96
1.01.0020	MMT026T3311	81	33	19,8	11,1	8,28	0,698	5,78	42,2	40,46
1.01.0021	MMT026T3811	96	38,4	21,5	11,1	9,38	0,887	8,31	53,2	58,17
1.01.0022	MMT026T4015	100	39,9	24,1	14,5	10,1	1,06	10,7	63,2	74,9
1.01.0023	MMT026T4718	169	46,7	24,1	18	11,2	1,88	21	89,2	147
1.01.0024	MMT026T7713	80	77,2	49	12,7	19,8	1,68	33,4	173	233,8
1.01.0025	MMT026T7725	160	77,2	49	25,4	19,8	3,38	67	223	469
1.01.0026	MMT026T10216	131	102	57,2	16,5	25	3,46	86,4	301	604,8
1.01.0027	MMT026T10233	262	102	57,2	33	25	6,85	171	384	1197
1.01.0028	MMT026T13220	149	132	78,2	20,3	33,1	5,24	173	496	1211
1.01.0029	MMT026T13240	298	132	78,2	40,6	33,1	10,5	347	629	2429
1.01.0216	MMT026T16551	434	165	88,9	50,8	39,9	18,4	734	986	6902

* Outras dimensões estão disponíveis sob consulta.

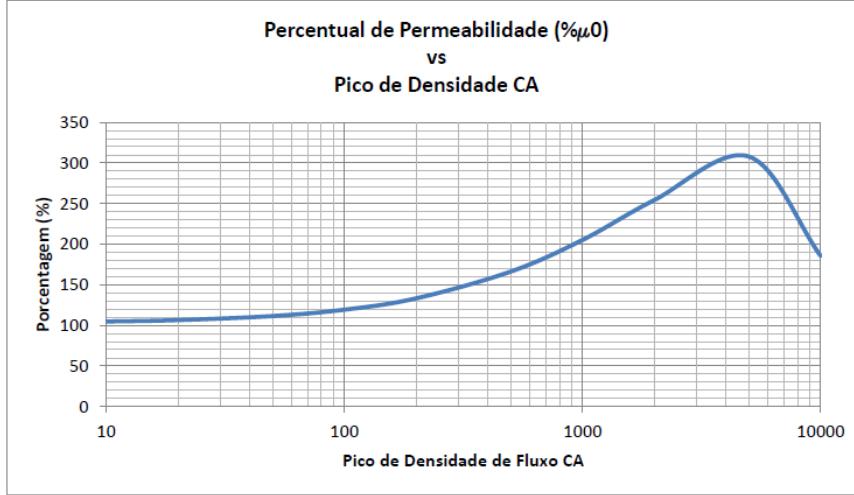
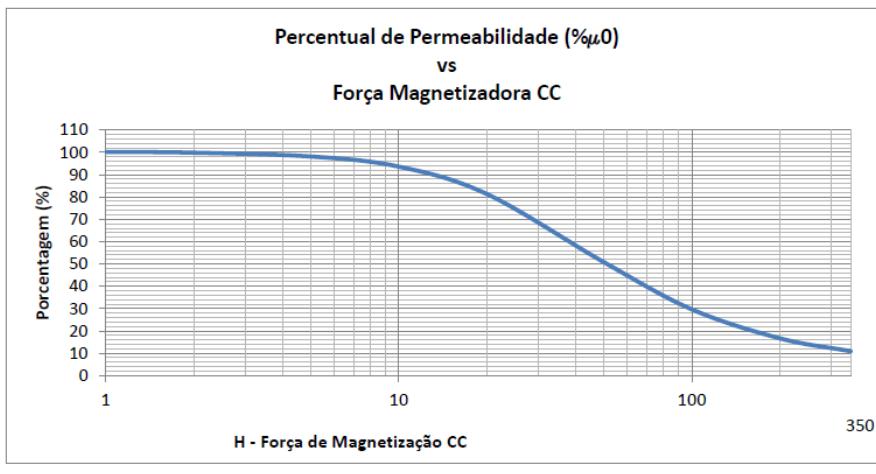


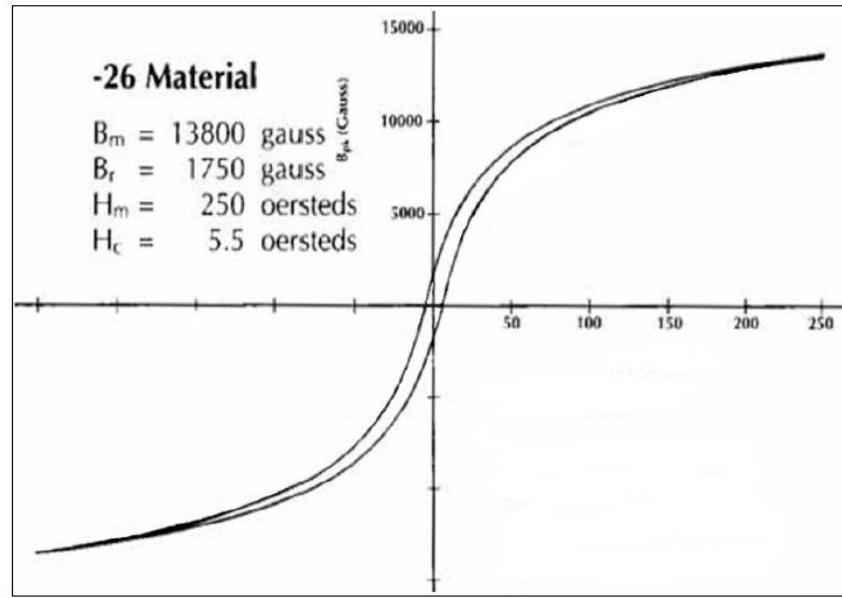
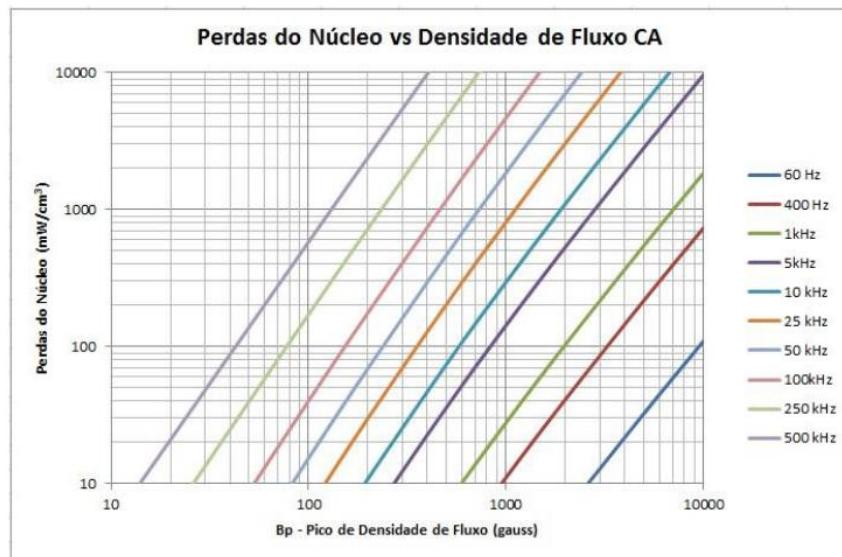


Núcleos Toroidais
Pó de Ferro - 026

CÓDIGO PEÇA	PRODUTO	AL [nH/esp ³]	D1 [mm]	D2 [mm]	d [mm]	L (mm)	e (mm)	A [cm ²]	V [cm ³]	As [cm ²]	Massa [g]
1.01.0222	MMT026C1316	45,0	22,0	12,7	5,00	18,0	4,00	0,112	0,358	6,86	2,52
1.01.0223	MMT026C1310	80,8	30,0	13,2	5,4	25,0	4,32	0,187	0,699	9,84	4,9

GRÁFICOS





4. Núcleo polvo de hierro material 002.



Núcleos Toroidais Pó de Ferro - 002



Características Gerais

- 1) Permeabilidade Relativa: 10
- 2) Material de baixas perdas
- 3) Grande variedades de tamanhos
- 4) $B_{SAT} = 0,5T$

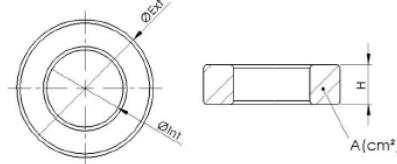
APLICAÇÕES

- Indutores de filtros CC em todas as frequências e indutores PFC para todas as frequências.

ESPECIFICAÇÕES

CÓDIGO PEÇA	PRODUTO	AL [nH/esp ²]	Diam. Ext. (ØExt) [mm]	Diam. Int. (ØInt) [mm]	ALTURA (H) [mm]	L [cm]	A [cm ²]	V [cm ³]	As [cm ²]	Massa [g]
X.xx.xxxx	MMT002T1805	5,7	17,5	9,4	4,83	4,23	0,179	0,759	5,11	3,8
1.01.0001	MMT002T2408	8,4	23,9	14,2	7,92	5,97	0,362	2,16	22	10,8
1.01.0002	MMT002T2711	13,5	26,9	14,5	11,1	6,49	0,659	4,28	31	21,4
1.01.0003	MMT002T3311	11	33,0	19,8	11,1	8,28	0,698	5,78	42,2	28,9
1.01.0004	MMT002T4015	14	39,9	24,1	14,5	10,1	1,06	10,7	63,2	53,5
1.01.0005	MMT002T4416	15	44,5	27,2	16,5	11,2	1,34	15	79,1	75
1.01.0006	MMT002T4718	24	46,7	24,1	18	11,2	1,88	21	89,2	105
1.01.0008	MMT002T7713	11,4	77,2	49,0	12,7	19,8	1,68	33,4	173	167
1.01.0009	MMT002T13220	20	132,0	78,2	20,3	33,1	5,24	173	496	865
1.01.0010	MMT002T13240	40	132	78,2	40,6	33,1	10,5	347	629	1735

* Outras dimensões estão disponíveis sob consulta.

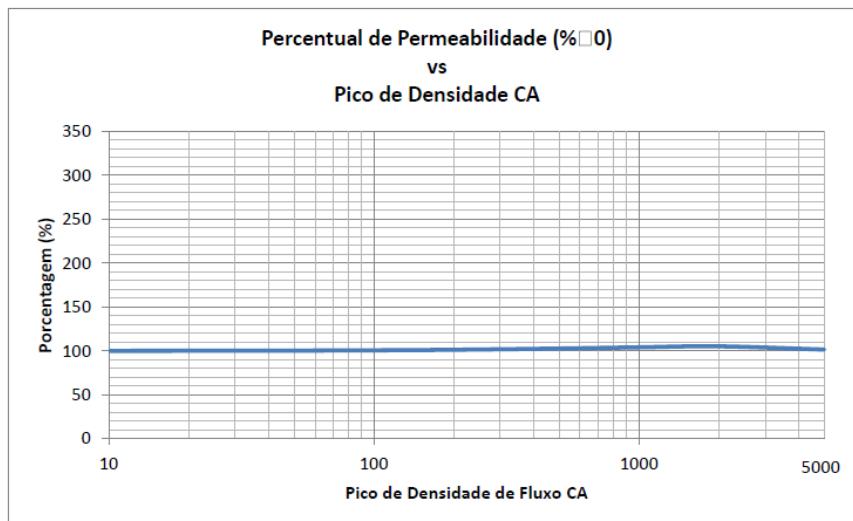
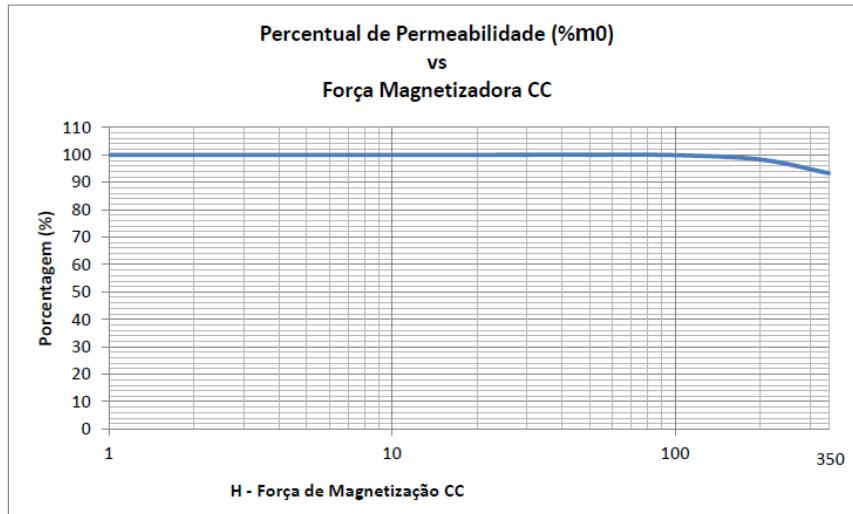




Núcleos Toroidais

Pó de Ferro - 002

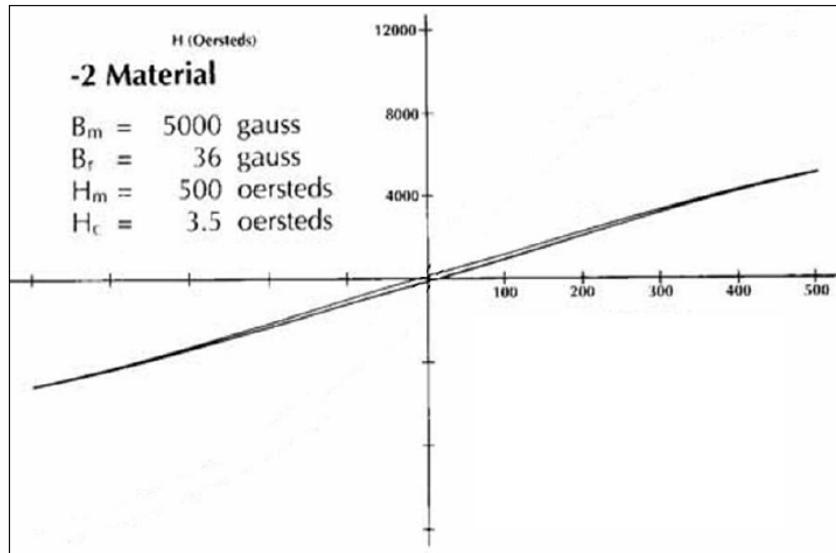
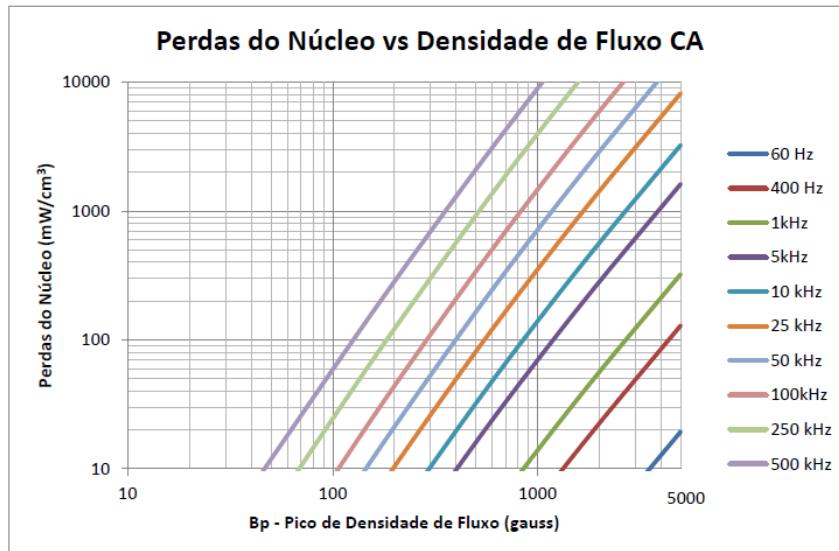
GRÁFICOS





Núcleos Toroidais

Pó de Ferro - 002



5. MOSFET IRF740.



IRF740, SiHF740

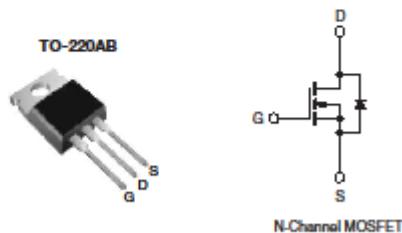
Vishay Siliconix

Power MOSFET

PRODUCT SUMMARY		
V _{DS} (V)	400	
R _{DS(on)} (Ω)	V _{GS} = 10 V	0.55
Q _G (Max.) (nC)		63
Q _{GS} (nC)		9.0
Q _{GD} (nC)		32
Configuration		Single

FEATURES

- Dynamic dV/dt Rating
- Repetitive Avalanche Rated
- Fast Switching
- Ease of Paralleling
- Simple Drive Requirements
- Compliant to RoHS Directive 2002/95/EC



DESCRIPTION

Third generation Power MOSFETs from Vishay provide the designer with the best combination of fast switching, ruggedized device design, low on-resistance and cost-effectiveness.

The TO-220AB package is universally preferred for all commercial-industrial applications at power dissipation levels to approximately 50 W. The low thermal resistance and low package cost of the TO-220AB contribute to its wide acceptance throughout the industry.

ORDERING INFORMATION	
Package	TO-220AB
Lead (Pb)-free	IRF740PBF SIHF740-E3
SnPb	IRF740 SIHF740

ABSOLUTE MAXIMUM RATINGS (T _C = 25 °C, unless otherwise noted)				
PARAMETER		SYMBOL	LIMIT	UNIT
Drain-Source Voltage		V _{DS}	400	
Gate-Source Voltage		V _{GS}	± 20	
Continuous Drain Current	V _{DS} at 10 V	I _D	10	
			6.3	A
Pulsed Drain Current ^a		I _{DM}	40	
Linear Derating Factor			1.0	W/°C
Single Pulse Avalanche Energy ^b		E _{AS}	520	μJ
Repetitive Avalanche Current ^c		I _{AR}	10	A
Repetitive Avalanche Energy ^d		E _{AR}	13	μJ
Maximum Power Dissipation	T _C = 25 °C	P _D	125	W
Peak Diode Recovery dV/dt ^e		dV/dt	4.0	V/ns
Operating Junction and Storage Temperature Range		T _J , T _{stg}	- 55 to + 150	
Soldering Recommendations (Peak Temperature)	for 10 s		300 ^f	°C
Mounting Torque	6-32 or M3 screw		10	lbf · in
			1.1	N · m

Notes

- Repetitive rating; pulse width limited by maximum junction temperature (see fig. 11).
- V_{DD} = 50 V, starting T_J = 25 °C, L = 9.1 mH, R_G = 25 Ω, I_{AS} = 10 A (see fig. 12).
- I_{SD} ≤ 10 A, dV/dt ≤ 120 V/μs, V_{DD} ≤ V_{DS}, T_J ≤ 150 °C.
- 1.6 mm from case.

^a Pb containing terminations are not RoHS compliant, exemptions may apply

Document Number: 91054
S11-0507-Rev. C, 21-Mar-11

www.vishay.com

1

This datasheet is subject to change without notice.

THE PRODUCT DESCRIBED HEREIN AND THIS DATASHEET ARE SUBJECT TO SPECIFIC DISCLAIMERS, SET FORTH AT www.vishay.com/doc?91000.

IRF740, SiHF740

Vishay Siliconix



THERMAL RESISTANCE RATINGS				
PARAMETER	SYMBOL	TYP.	MAX.	UNIT
Maximum Junction-to-Ambient	R_{thJA}	-	62	°C/W
Case-to-Sink, Flat, Greased Surface	R_{thCS}	0.50	-	
Maximum Junction-to-Case (Drain)	R_{thJC}	-	1.0	

SPECIFICATIONS ($T_J = 25^\circ\text{C}$, unless otherwise noted)							
PARAMETER	SYMBOL	TEST CONDITIONS		MIN.	TYP.	MAX.	UNIT
Static							
Drain-Source Breakdown Voltage	V_{DS}	$V_{GS} = 0\text{ V}$, $I_D = 250\text{ }\mu\text{A}$		400	-	-	V
V_{DS} Temperature Coefficient	$\Delta V_{DS}/T_J$	Reference to 25°C , $I_D = 1\text{ mA}$		-	0.49	-	$\text{V}/^\circ\text{C}$
Gate-Source Threshold Voltage	$V_{GS(\text{th})}$	$V_{DS} = V_{GS}$, $I_D = 250\text{ }\mu\text{A}$		2.0	-	4.0	V
Gate-Source Leakage	I_{GSS}	$V_{GS} = \pm 20\text{ V}$		-	-	± 100	nA
Zero Gate Voltage Drain Current	I_{DSS}	$V_{DS} = 400\text{ V}$, $V_{GS} = 0\text{ V}$		-	-	25	μA
		$V_{DS} = 320\text{ V}$, $V_{GS} = 0\text{ V}$, $T_J = 125^\circ\text{C}$		-	-	250	
Drain-Source On-State Resistance	$R_{DS(on)}$	$V_{GS} = 10\text{ V}$	$I_D = 6.0\text{ A}^b$	-	-	0.55	Ω
Forward Transconductance	g_{fs}	$V_{DS} = 50\text{ V}$, $I_D = 6.0\text{ A}^b$		5.8	-	-	S
Dynamic							
Input Capacitance	C_{iss}	$V_{GS} = 0\text{ V}$, $V_{DS} = 25\text{ V}$, $f = 1.0\text{ MHz}$, see fig. 5		-	1400	-	pF
Output Capacitance	C_{oss}			-	330	-	
Reverse Transfer Capacitance	C_{rss}			-	120	-	
Total Gate Charge	Q_g	$V_{GS} = 10\text{ V}$, $I_D = 10\text{ A}$, $V_{DS} = 320\text{ V}$, see fig. 6 and 13 ^b		-	-	63	nC
Gate-Source Charge	Q_{gs}			-	-	9.0	
Gate-Drain Charge	Q_{gd}			-	-	32	
Turn-On Delay Time	$t_{d(on)}$	$V_{DD} = 200\text{ V}$, $I_D = 10\text{ A}$ $R_g = 9.1\text{ }\Omega$, $R_D = 20\text{ }\Omega$, see fig. 10 ^b		-	14	-	ns
Rise Time	t_r			-	27	-	
Turn-Off Delay Time	$t_{d(off)}$			-	50	-	
Fall Time	t_f			-	24	-	
Internal Drain Inductance	L_D	Between lead, 6 mm (0.25") from package and center of die contact		-	4.5	-	nH
Internal Source Inductance	L_S			-	7.5	-	
Drain-Source Body Diode Characteristics							
Continuous Source-Drain Diode Current	I_S	MOSFET symbol showing the integral reverse p-n junction diode		-	-	10	A
Pulsed Diode Forward Current ^a	I_{SM}			-	-	40	
Body Diode Voltage	V_{SD}	$T_J = 25^\circ\text{C}$, $I_S = 10\text{ A}$, $V_{GS} = 0\text{ V}^b$		-	-	2.0	V
Body Diode Reverse Recovery Time	t_{rr}	$T_J = 25^\circ\text{C}$, $I_F = 10\text{ A}$, $dI/dt = 100\text{ A}/\mu\text{s}^b$		-	370	790	ns
Body Diode Reverse Recovery Charge	Q_{rr}			-	3.8	8.2	μC
Forward Turn-On Time	t_{on}	Intrinsic turn-on time is negligible (turn-on is dominated by L_S and L_D)					

Notes

a. Repetitive rating; pulse width limited by maximum junction temperature (see fig. 11).

b. Pulse width $\leq 300\text{ }\mu\text{s}$; duty cycle $\leq 2\%$.

TYPICAL CHARACTERISTICS (25 °C, unless otherwise noted)

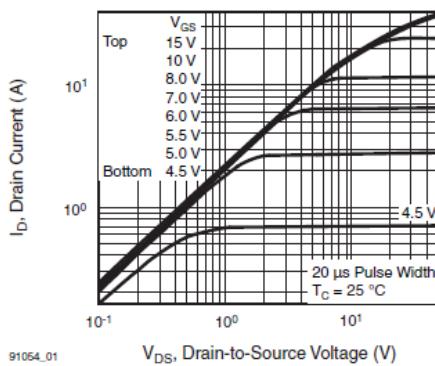


Fig. 1 - Typical Output Characteristics, $T_c = 25 \text{ }^\circ\text{C}$

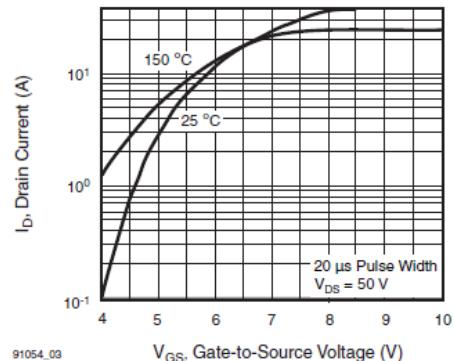


Fig. 3 - Typical Transfer Characteristics

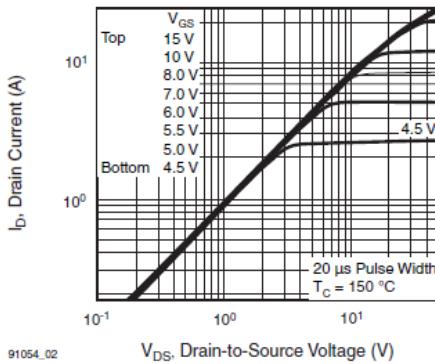


Fig. 2 - Typical Output Characteristics, $T_c = 150 \text{ }^\circ\text{C}$

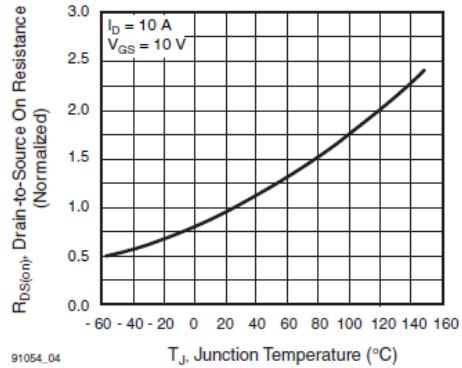
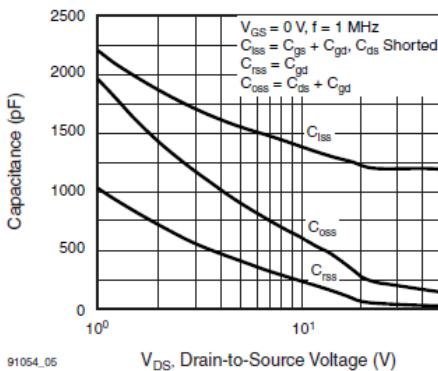


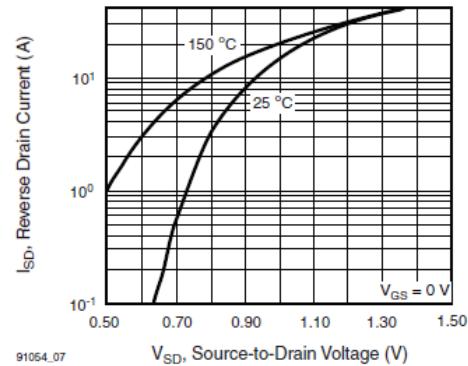
Fig. 4 - Normalized On-Resistance vs. Temperature

IRF740, SiHF740

Vishay Siliconix



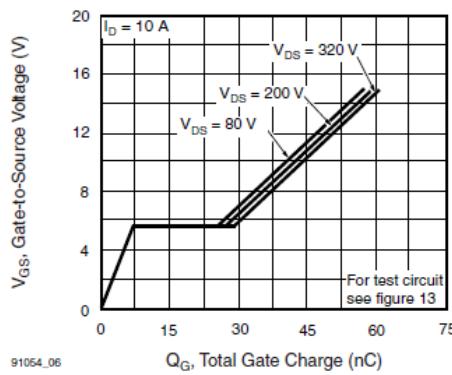
91054_05



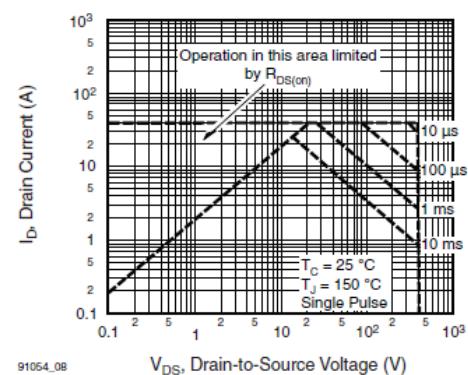
91054_07

Fig. 5 - Typical Capacitance vs. Drain-to-Source Voltage

Fig. 7 - Typical Source-Drain Diode Forward Voltage



91054_06



91054_08

Fig. 6 - Typical Gate Charge vs. Drain-to-Source Voltage

Fig. 8 - Maximum Safe Operating Area

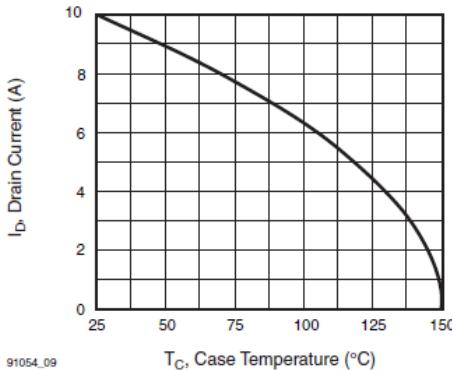


Fig. 9 - Maximum Drain Current vs. Case Temperature

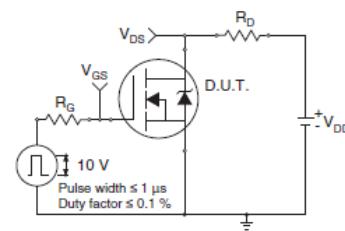


Fig. 10a - Switching Time Test Circuit

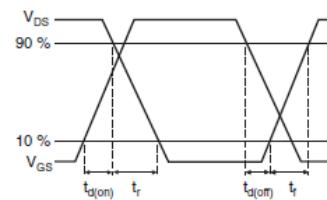


Fig. 10b - Switching Time Waveforms

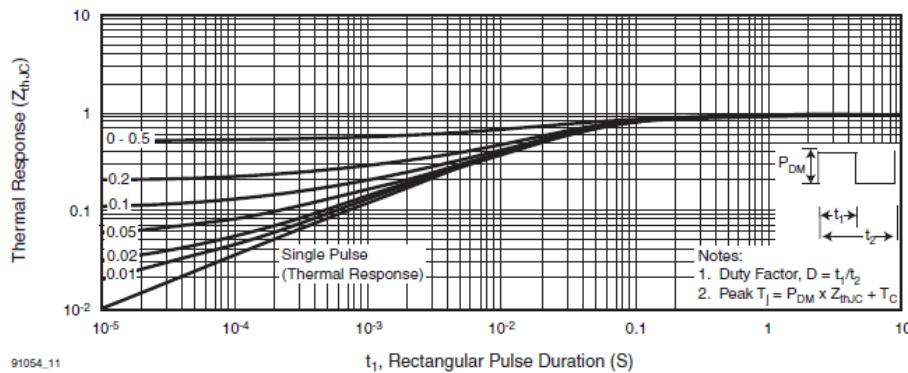


Fig. 11 - Maximum Effective Transient Thermal Impedance, Junction-to-Case

IRF740, SiHF740

Vishay Siliconix

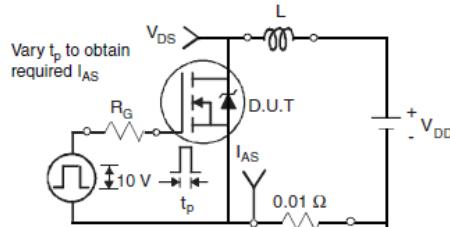


Fig. 12a - Unclamped Inductive Test Circuit

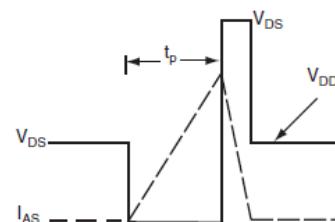


Fig. 12b - Unclamped Inductive Waveforms

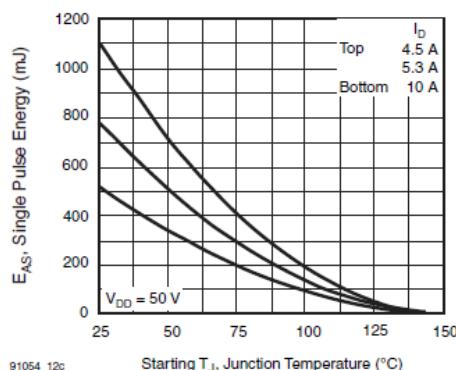


Fig. 12c - Maximum Avalanche Energy vs. Drain Current

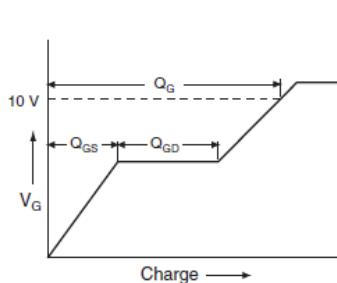


Fig. 13a - Basic Gate Charge Waveform

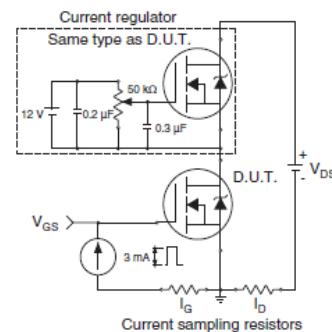


Fig. 13b - Gate Charge Test Circuit

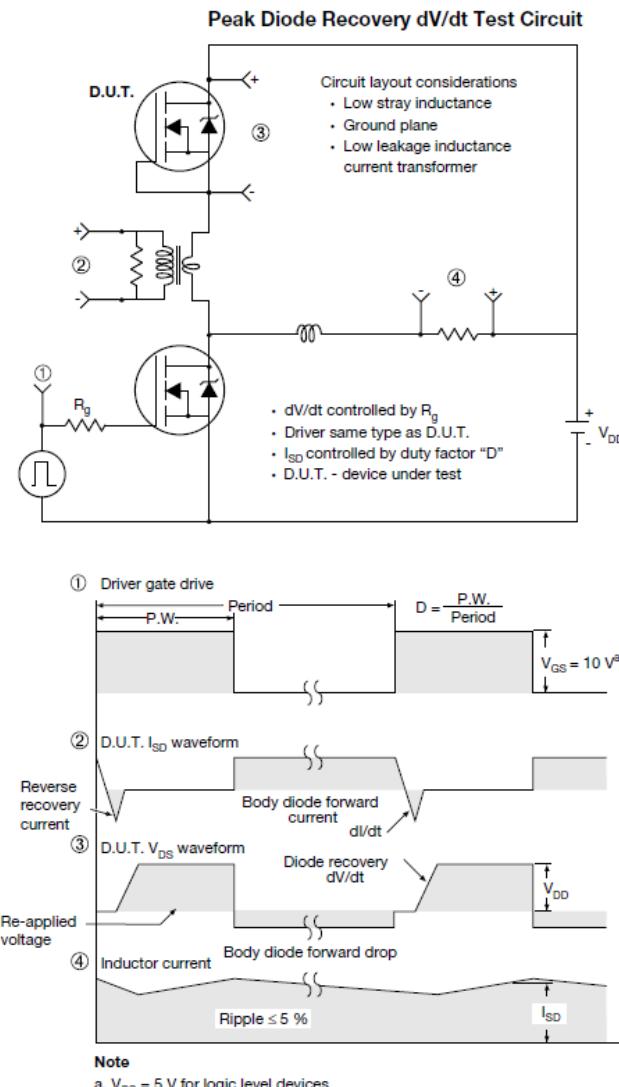
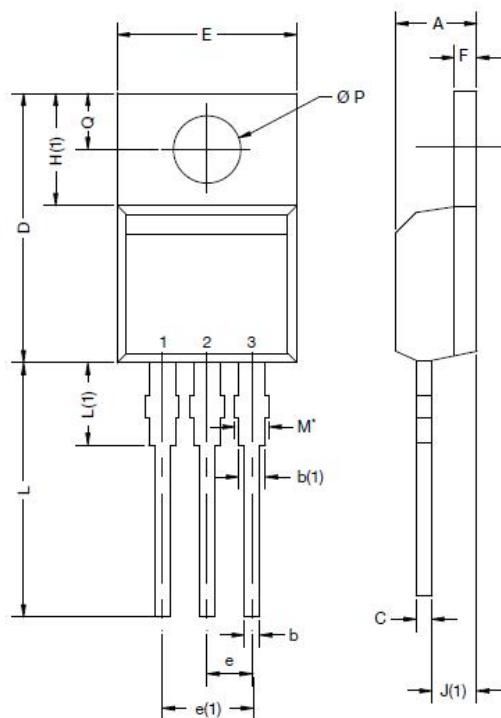


Fig. 14 - For N-Channel

Vishay Siliconix maintains worldwide manufacturing capability. Products may be manufactured at one of several qualified locations. Reliability data for Silicon Technology and Package Reliability represent a composite of all qualified locations. For related documents such as package/tape drawings, part marking, and reliability data, see www.vishay.com/doc?91054.

TO-220-1



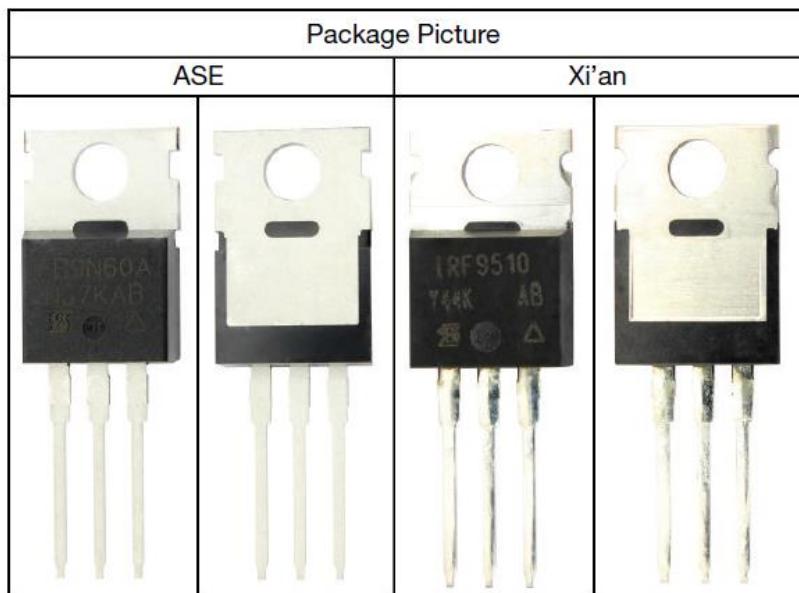
DIM.	MILLIMETERS		INCHES	
	MIN.	MAX.	MIN.	MAX.
A	4.24	4.65	0.167	0.183
b	0.69	1.02	0.027	0.040
b(1)	1.14	1.78	0.045	0.070
c	0.36	0.61	0.014	0.024
D	14.33	15.85	0.564	0.624
E	9.96	10.52	0.392	0.414
e	2.41	2.67	0.095	0.105
e(1)	4.88	5.28	0.192	0.208
F	1.14	1.40	0.045	0.055
H(1)	6.10	6.71	0.240	0.264
J(1)	2.41	2.92	0.095	0.115
L	13.36	14.40	0.526	0.567
L(1)	3.33	4.04	0.131	0.159
Ø P	3.53	3.94	0.139	0.155
Q	2.54	3.00	0.100	0.118

ECN: X15-0364-Rev. C, 14-Dec-15

DWG: 6031

Note

- $M^* = 0.052$ inches to 0.064 inches (dimension including protrusion), heatsink hole for HVM



Revision: 14-Dec-15

1

Document Number: 66542

For technical questions, contact: hvm@vishay.com

THIS DOCUMENT IS SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE. THE PRODUCTS DESCRIBED HEREIN AND THIS DOCUMENT
ARE SUBJECT TO SPECIFIC DISCLAIMERS, SET FORTH AT www.vishay.com/doc?91000

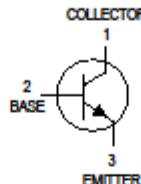


6. Transistores NPN BC-239C.

MOTOROLA SEMICONDUCTOR TECHNICAL DATA

Order this document
by BC237/D

Amplifier Transistors NPN Silicon



MAXIMUM RATINGS

Rating	Symbol	BC 237	BC 238	BC 239	Unit
Collector-Emitter Voltage	V_{CEO}	45	25	25	Vdc
Collector-Emitter Voltage	V_{CES}	50	30	30	Vdc
Emitter-Base Voltage	V_{EBO}	6.0	5.0	5.0	Vdc
Collector Current — Continuous	I_C	100		mAdc	
Total Device Dissipation @ $T_A = 25^\circ\text{C}$ Derate above 25°C	P_D	350		mW	
Total Device Dissipation @ $T_C = 25^\circ\text{C}$ Derate above 25°C	P_D	1.0		Watts	
Total Device Dissipation @ $T_C = 25^\circ\text{C}$ Derate above 25°C	P_D	8.0		mW $^\circ\text{C}$	
Operating and Storage Junction Temperature Range	T_J, T_{Stg}	-55 to +150		$^\circ\text{C}$	

**BC237,A,B,C
BC238B,C
BC239,C**



CASE 29-04, STYLE 17
TO-92 (TO-226AA)

THERMAL CHARACTERISTICS

Characteristic	Symbol	Max	Unit
Thermal Resistance, Junction to Ambient	$R_{\theta JA}$	357	$^\circ\text{C/W}$
Thermal Resistance, Junction to Case	$R_{\theta JC}$	125	$^\circ\text{C/W}$

ELECTRICAL CHARACTERISTICS ($T_A = 25^\circ\text{C}$ unless otherwise noted)

Characteristic	Symbol	Min	Typ	Max	Unit
OFF CHARACTERISTICS					
Collector-Emitter Breakdown Voltage ($I_C = 2.0 \text{ mA}$, $I_B = 0$)	$V_{(BR)CEO}$	45	—	—	V
BC237		25	—	—	
BC238		25	—	—	
BC239		—	—	—	
Emitter-Base Breakdown Voltage ($I_E = 100 \mu\text{A}$, $I_C = 0$)	$V_{(BR)EBO}$	6.0	—	—	V
BC237		5.0	—	—	
BC238		5.0	—	—	
BC239		—	—	—	
Collector Cutoff Current ($V_{CE} = 30 \text{ V}$, $V_{BE} = 0$)	I_{CES}	—	0.2	15	nA
BC238		—	0.2	15	
BC239		—	0.2	15	
($V_{CE} = 50 \text{ V}$, $V_{BE} = 0$)	BC237	—	0.2	15	
($V_{CE} = 30 \text{ V}$, $V_{BE} = 0$) $T_A = 125^\circ\text{C}$	BC238	—	0.2	4.0	μA
($V_{CE} = 50 \text{ V}$, $V_{BE} = 0$) $T_A = 125^\circ\text{C}$	BC239	—	0.2	4.0	
($V_{CE} = 50 \text{ V}$, $V_{BE} = 0$) $T_A = 125^\circ\text{C}$	BC237	—	0.2	4.0	

REV 1

© Motorola, Inc. 1996





BC237,A,B,C BC238B,C BC239,C

ELECTRICAL CHARACTERISTICS ($T_A = 25^\circ\text{C}$ unless otherwise noted) (Continued)

Characteristic	Symbol	Min	Typ	Max	Unit
ON CHARACTERISTICS					
DC Current Gain ($I_C = 10 \mu\text{A}$, $V_{CE} = 5.0 \text{ V}$)	h_{FE}	—	90	—	—
		—	150	—	—
		—	270	—	—
($I_C = 2.0 \text{ mA}$, $V_{CE} = 5.0 \text{ V}$)	BC237 BC239 BC237A BC237B/238B BC237C/238C/239C	120 120 120 200 380	— — 170 290 500	800 800 220 460 800	—
($I_C = 100 \text{ mA}$, $V_{CE} = 5.0 \text{ V}$)	BC237A BC237B/238B BC237C/238C/239C	— — —	120 180 300	— — —	—
Collector-Emitter On Voltage ($I_C = 10 \text{ mA}$, $I_B = 0.5 \text{ mA}$) ($I_C = 100 \text{ mA}$, $I_B = 5.0 \text{ mA}$)	BC237/BC238/BC239 BC237/BC239 BC238	$V_{CE(\text{sat})}$	— —	0.07 0.2	0.2 0.6 0.8
Base-Emitter Saturation Voltage ($I_C = 10 \text{ mA}$, $I_B = 0.5 \text{ mA}$) ($I_C = 100 \text{ mA}$, $I_B = 5.0 \text{ mA}$)		$V_{BE(\text{sat})}$	— —	0.6 —	0.83 1.05
Base-Emitter On Voltage ($I_C = 100 \mu\text{A}$, $V_{CE} = 5.0 \text{ V}$) ($I_C = 2.0 \text{ mA}$, $V_{CE} = 5.0 \text{ V}$) ($I_C = 100 \text{ mA}$, $V_{CE} = 5.0 \text{ V}$)		$V_{BE(\text{on})}$	— 0.55 —	0.5 0.62 0.83	— 0.7 —
DYNAMIC CHARACTERISTICS					
Current-Gain — Bandwidth Product ($I_C = 0.5 \text{ mA}$, $V_{CE} = 3.0 \text{ V}$, $f = 100 \text{ MHz}$)	BC237 BC238 BC239	f_T	— — —	100 120 140	—
($I_C = 10 \text{ mA}$, $V_{CE} = 5.0 \text{ V}$, $f = 100 \text{ MHz}$)	BC237 BC238 BC239		150 150 150	200 240 280	—
Collector-Base Capacitance ($V_{CB} = 10 \text{ V}$, $I_C = 0$, $f = 1.0 \text{ MHz}$)		C_{Cbo}	—	—	4.5 pF
Emitter-Base Capacitance ($V_{EB} = 0.5 \text{ V}$, $I_C = 0$, $f = 1.0 \text{ MHz}$)		C_{ibo}	—	8.0	— pF
Noise Figure ($I_C = 0.2 \text{ mA}$, $V_{CE} = 5.0 \text{ V}$, $R_S = 2.0 \text{ k}\Omega$, $f = 1.0 \text{ kHz}$)	BC239	NF	—	2.0	4.0 dB
($I_C = 0.2 \text{ mA}$, $V_{CE} = 5.0 \text{ V}$, $R_S = 2.0 \text{ k}\Omega$, $f = 1.0 \text{ kHz}$, $\Delta f = 200 \text{ Hz}$)	BC237 BC238 BC239		— — —	2.0 2.0 2.0	10 10 4.0

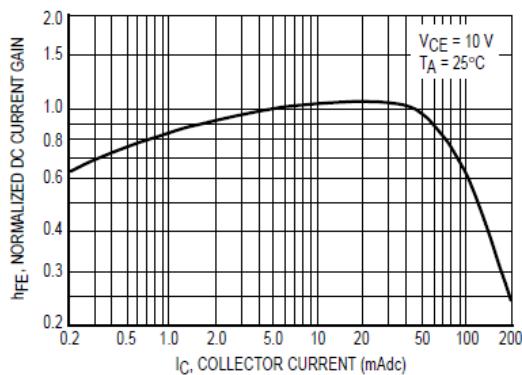


Figure 1. Normalized DC Current Gain

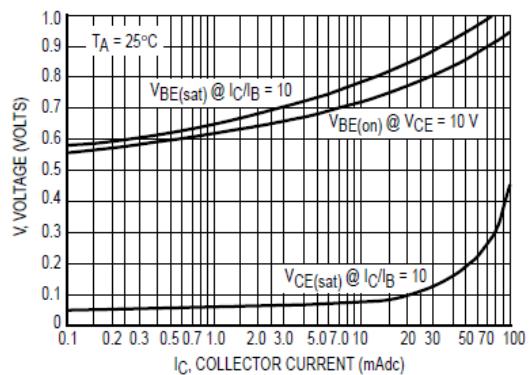


Figure 2. "Saturation" and "On" Voltages

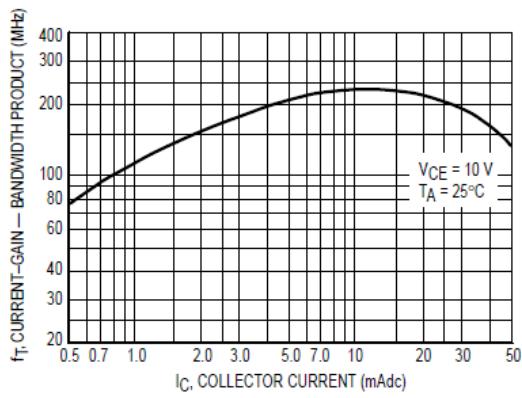


Figure 3. Current-Gain — Bandwidth Product

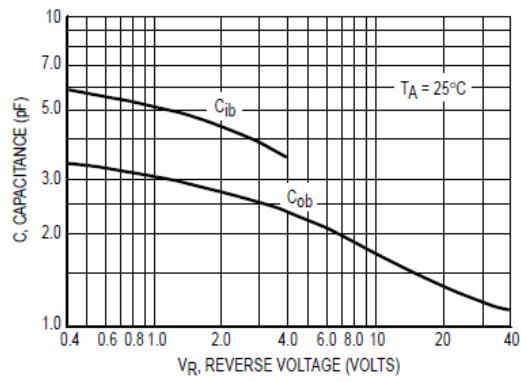


Figure 4. Capacitances

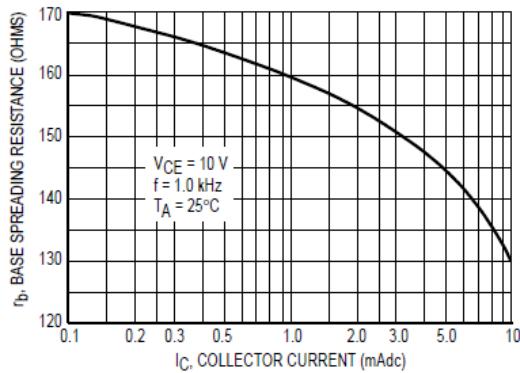


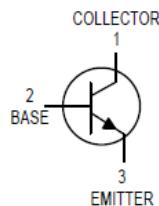
Figure 5. Base Spreading Resistance

7. Transistor NPN BC-547B.

MOTOROLA SEMICONDUCTOR TECHNICAL DATA

Order this document
by BC546/D

Amplifier Transistors NPN Silicon



**BC546, B
BC547, A, B, C
BC548, A, B, C**



CASE 29-04, STYLE 17
TO-92 (TO-226AA)

MAXIMUM RATINGS

Rating	Symbol	BC 546	BC 547	BC 548	Unit
Collector-Emitter Voltage	V_{CEO}	65	45	30	Vdc
Collector-Base Voltage	V_{CBO}	80	50	30	Vdc
Emitter-Base Voltage	V_{EBO}	6.0		Vdc	
Collector Current — Continuous	I_C	100		mAdc	
Total Device Dissipation @ $T_A = 25^\circ\text{C}$ Derate above 25°C	P_D	625		mW mW/ $^\circ\text{C}$	
Total Device Dissipation @ $T_C = 25^\circ\text{C}$ Derate above 25°C	P_D	1.5		Watt mW/ $^\circ\text{C}$	
Operating and Storage Junction Temperature Range	T_J, T_{stg}	-55 to +150		$^\circ\text{C}$	

THERMAL CHARACTERISTICS

Characteristic	Symbol	Max	Unit
Thermal Resistance, Junction to Ambient	$R_{\theta JA}$	200	$^\circ\text{C}/\text{W}$
Thermal Resistance, Junction to Case	$R_{\theta JC}$	83.3	$^\circ\text{C}/\text{W}$

ELECTRICAL CHARACTERISTICS ($T_A = 25^\circ\text{C}$ unless otherwise noted)

Characteristic	Symbol	Min	Typ	Max	Unit
OFF CHARACTERISTICS					
Collector-Emitter Breakdown Voltage ($I_C = 1.0 \text{ mA}, I_B = 0$)	$V_{(BR)CEO}$	65	—	—	V
		45	—	—	
		30	—	—	
Collector-Base Breakdown Voltage ($I_C = 100 \mu\text{Adc}$)	$V_{(BR)CBO}$	80	—	—	V
		50	—	—	
		30	—	—	
Emitter-Base Breakdown Voltage ($I_E = 10 \mu\text{A}, I_C = 0$)	$V_{(BR)EBO}$	6.0	—	—	V
		6.0	—	—	
		6.0	—	—	
Collector Cutoff Current ($V_{CE} = 70 \text{ V}, V_{BE} = 0$) ($V_{CE} = 50 \text{ V}, V_{BE} = 0$) ($V_{CE} = 35 \text{ V}, V_{BE} = 0$) ($V_{CE} = 30 \text{ V}, T_A = 125^\circ\text{C}$)	I_{CES}	—	0.2	15	nA
		—	0.2	15	
		—	0.2	15	
		—	—	4.0	μA

REV 1

© Motorola, Inc. 1996

MOTOROLA



BC546, B BC547, A, B, C BC548, A, B, C

ELECTRICAL CHARACTERISTICS ($T_A = 25^\circ\text{C}$ unless otherwise noted) (Continued)

Characteristic	Symbol	Min	Typ	Max	Unit
ON CHARACTERISTICS					
DC Current Gain ($I_C = 10 \mu\text{A}$, $V_{CE} = 5.0 \text{ V}$)	BC547A/548A BC546B/547B/548B BC548C	— — —	90 150 270	— — —	—
($I_C = 2.0 \text{ mA}$, $V_{CE} = 5.0 \text{ V}$)	BC546 BC547 BC548 BC547A/548A BC546B/547B/548B BC547C/BC548C	110 110 110 110 200 420	— — — 180 290 520	450 800 800 220 450 800	
($I_C = 100 \text{ mA}$, $V_{CE} = 5.0 \text{ V}$)	BC547A/548A BC546B/547B/548B BC548C	— — —	120 180 300	— — —	
Collector-Emitter Saturation Voltage ($I_C = 10 \text{ mA}$, $I_B = 0.5 \text{ mA}$) ($I_C = 100 \text{ mA}$, $I_B = 5.0 \text{ mA}$) ($I_C = 10 \text{ mA}$, $I_B = \text{See Note 1}$)	$V_{CE(\text{sat})}$	— — —	0.09 0.2 0.3	0.25 0.6 0.6	V
Base-Emitter Saturation Voltage ($I_C = 10 \text{ mA}$, $I_B = 0.5 \text{ mA}$)	$V_{BE(\text{sat})}$	—	0.7	—	V
Base-Emitter On Voltage ($I_C = 2.0 \text{ mA}$, $V_{CE} = 5.0 \text{ V}$) ($I_C = 10 \text{ mA}$, $V_{CE} = 5.0 \text{ V}$)	$V_{BE(\text{on})}$	0.55 —	— —	0.7 0.77	V
SMALL-SIGNAL CHARACTERISTICS					
Current-Gain — Bandwidth Product ($I_C = 10 \text{ mA}$, $V_{CE} = 5.0 \text{ V}$, $f = 100 \text{ MHz}$)	BC546 BC547 BC548	f_T	150 150 150	300 300 300	— — —
Output Capacitance ($V_{CB} = 10 \text{ V}$, $I_C = 0$, $f = 1.0 \text{ MHz}$)	C_{obo}	—	1.7	4.5	pF
Input Capacitance ($V_{EB} = 0.5 \text{ V}$, $I_C = 0$, $f = 1.0 \text{ MHz}$)	C_{ibo}	—	10	—	pF
Small-Signal Current Gain ($I_C = 2.0 \text{ mA}$, $V_{CE} = 5.0 \text{ V}$, $f = 1.0 \text{ kHz}$)	BC546 BC547/548 BC547A/548A BC546B/547B/548B BC547C/548C	h_{fe}	125 125 125 240 450	— — 220 330 600	500 900 260 500 900
Noise Figure ($I_C = 0.2 \text{ mA}$, $V_{CE} = 5.0 \text{ V}$, $R_S = 2 \text{ k}\Omega$, $f = 1.0 \text{ kHz}$, $\Delta f = 200 \text{ Hz}$)	BC546 BC547 BC548	NF	— — —	2.0 2.0 2.0	10 10 10
					dB

Note 1: I_B is value for which $I_C = 11 \text{ mA}$ at $V_{CE} = 1.0 \text{ V}$.

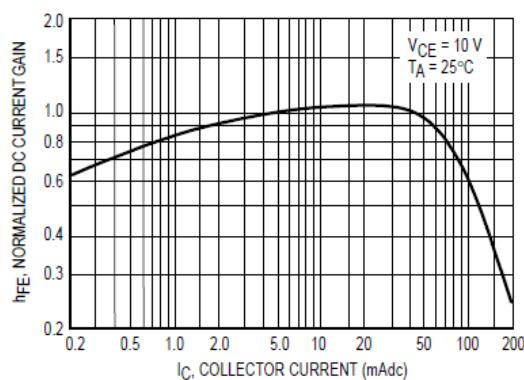


Figure 1. Normalized DC Current Gain

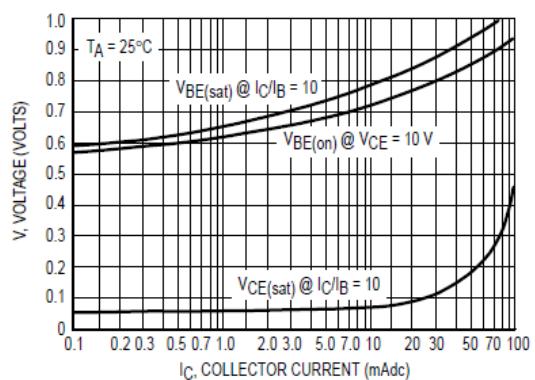


Figure 2. "Saturation" and "On" Voltages

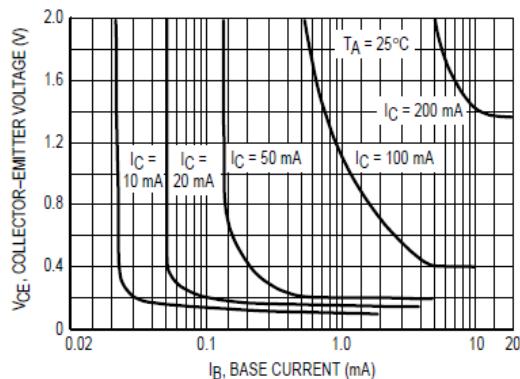


Figure 3. Collector Saturation Region

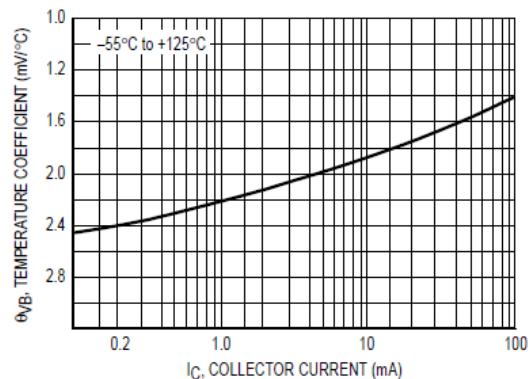


Figure 4. Base-Emitter Temperature Coefficient

BC546, B BC547, A, B, C BC548, A, B, C

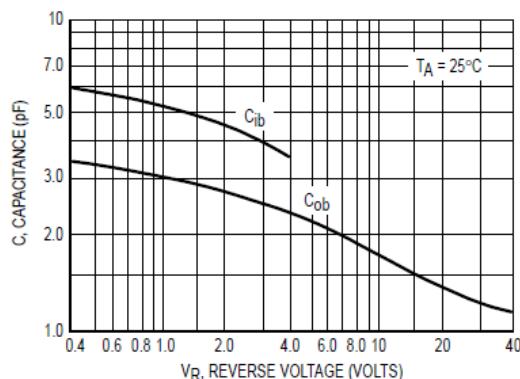


Figure 5. Capacitances

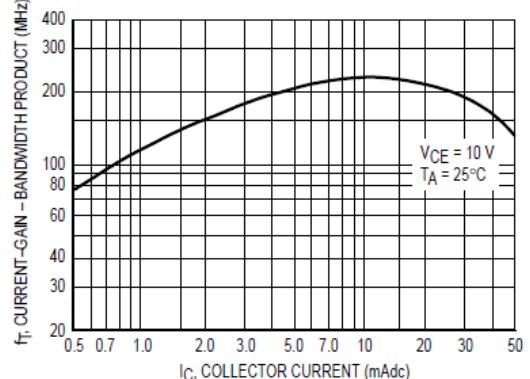
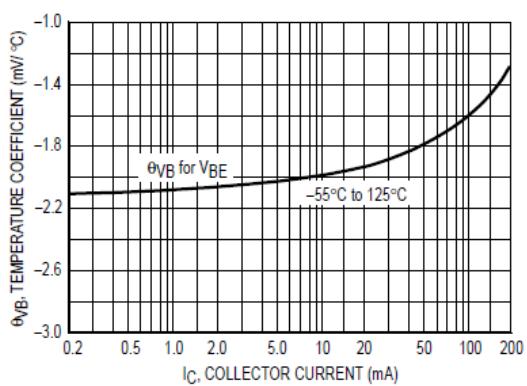
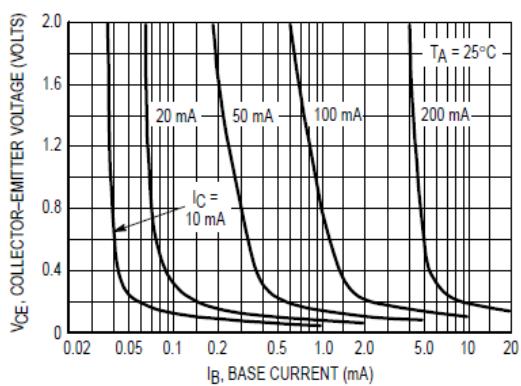
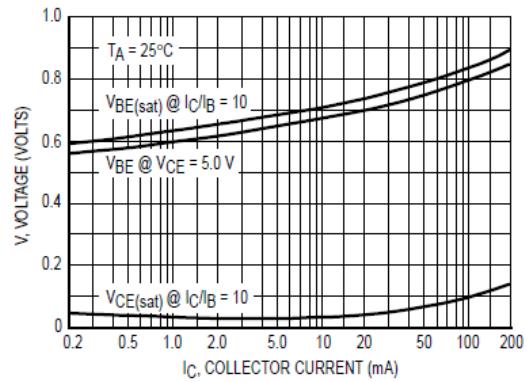
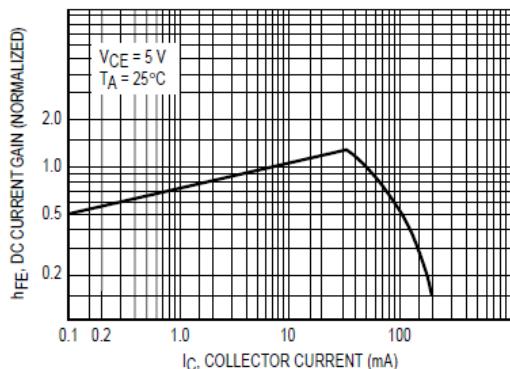


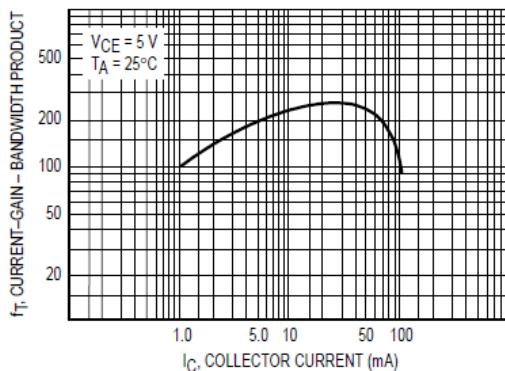
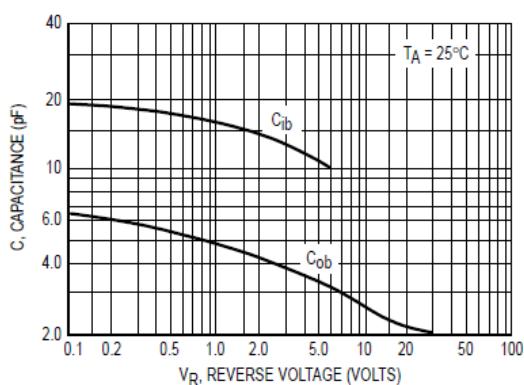
Figure 6. Current-Gain – Bandwidth Product

BC546, B BC547, A, B, C BC548, A, B, C

BC547/BC548



BC546



8. Transistor PNP BC-556B.

Philips Semiconductors

Product specification

PNP general purpose transistors

BC556; BC557

FEATURES

- Low current (max. 100 mA)
- Low voltage (max. 65 V).

APPLICATIONS

- General purpose switching and amplification.

DESCRIPTION

PNP transistor in a TO-92; SOT54 plastic package.
NPN complements: BC546 and BC547.

PINNING

PIN	DESCRIPTION
1	emitter
2	base
3	collector

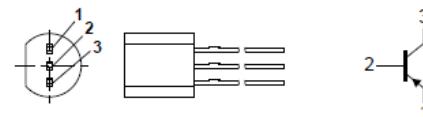


Fig.1 Simplified outline (TO-92; SOT54) and symbol.

LIMITING VALUES

In accordance with the Absolute Maximum Rating System (IEC 134).

SYMBOL	PARAMETER	CONDITIONS	MIN.	MAX.	UNIT
V_{CBO}	collector-base voltage BC556	open emitter	–	–80	V
	BC557			–50	V
V_{CEO}	collector-emitter voltage BC556	open base	–	–65	V
	BC557			–45	V
V_{EBO}	emitter-base voltage	open collector	–	–5	V
I_C	collector current (DC)		–	–100	mA
I_{CM}	peak collector current		–	–200	mA
I_{BM}	peak base current		–	–200	mA
P_{tot}	total power dissipation	$T_{amb} \leq 25^\circ\text{C}$	–	500	mW
T_{stg}	storage temperature		–65	+150	$^\circ\text{C}$
T_j	junction temperature		–	150	$^\circ\text{C}$
T_{amb}	operating ambient temperature		–65	+150	$^\circ\text{C}$



PNP general purpose transistors

BC556; BC557

THERMAL CHARACTERISTICS

SYMBOL	PARAMETER	CONDITIONS	VALUE	UNIT
R_{thj-a}	thermal resistance from junction to ambient	note 1	250	K/W

Note

1. Transistor mounted on an FR4 printed-circuit board.

CHARACTERISTICS

$T_j = 25^\circ\text{C}$ unless otherwise specified.

SYMBOL	PARAMETER	CONDITIONS	MIN.	TYP.	MAX.	UNIT
I_{CBO}	collector cut-off current	$I_E = 0$; $V_{CB} = -30\text{ V}$	–	–1	–15	nA
		$I_E = 0$; $V_{CB} = -30\text{ V}$; $T_j = 150^\circ\text{C}$	–	–	–4	μA
I_{EBO}	emitter cut-off current	$I_C = 0$; $V_{EB} = -5\text{ V}$	–	–	–100	nA
h_{FE}	DC current gain BC556 BC557 BC556A BC556B; BC557B BC557C	$I_C = -2\text{ mA}$; $V_{CE} = -5\text{ V}$ see Figs 2, 3 and 4	125	–	475	
			125	–	800	
			125	–	250	
			220	–	475	
			420	–	800	
V_{CEsat}	collector-emitter saturation voltage	$I_C = -10\text{ mA}$; $I_B = -0.5\text{ mA}$	–	–60	–300	mV
		$I_C = -100\text{ mA}$; $I_B = -5\text{ mA}$	–	–180	–650	mV
V_{BEsat}	base-emitter saturation voltage	$I_C = -10\text{ mA}$; $I_B = -0.5\text{ mA}$; note 1	–	–750	–	mV
		$I_C = -100\text{ mA}$; $I_B = -5\text{ mA}$; note 1	–	–930	–	mV
V_{BE}	base-emitter voltage	$I_C = -2\text{ mA}$; $V_{CE} = -5\text{ V}$; note 2	–600	–650	–750	mV
		$I_C = -10\text{ mA}$; $V_{CE} = -5\text{ V}$; note 2	–	–	–820	mV
C_c	collector capacitance	$I_E = i_e = 0$; $V_{CB} = -10\text{ V}$; $f = 1\text{ MHz}$	–	3	–	pF
C_e	emitter capacitance	$I_C = i_c = 0$; $V_{EB} = -0.5\text{ V}$; $f = 1\text{ MHz}$	–	10	–	pF
f_T	transition frequency	$I_C = -10\text{ mA}$; $V_{CE} = -5\text{ V}$; $f = 100\text{ MHz}$	100	–	–	MHz
F	noise figure	$I_C = -200\text{ }\mu\text{A}$; $V_{CE} = -5\text{ V}$; $R_S = 2\text{ k}\Omega$; $f = 1\text{ kHz}$; $B = 200\text{ Hz}$	–	2	10	dB

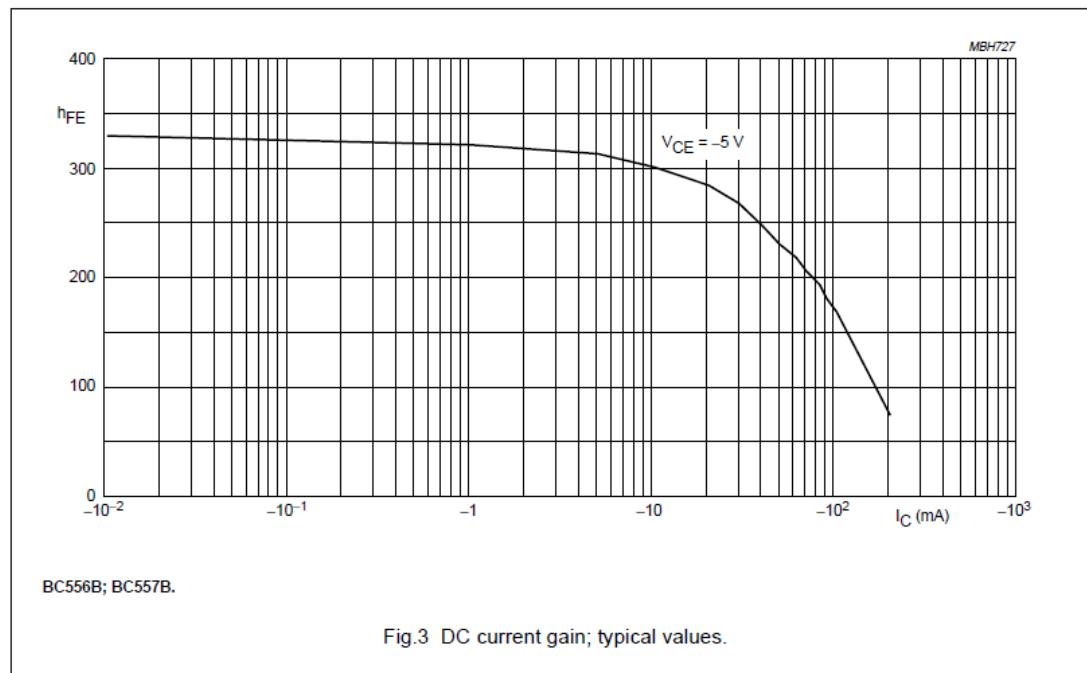
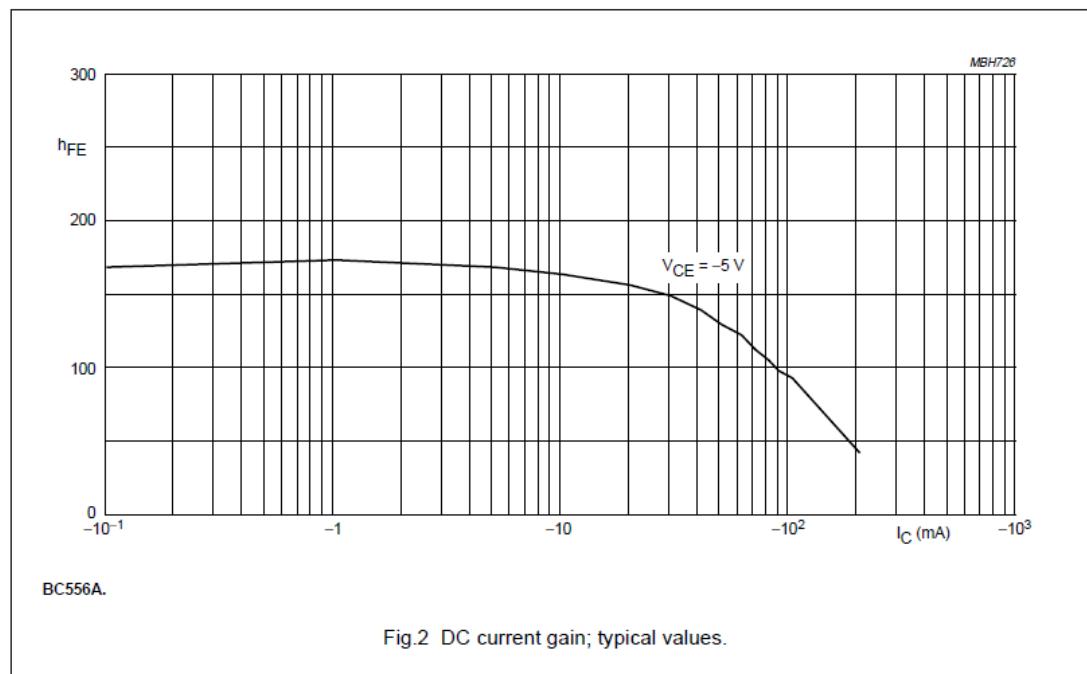
Notes

1. V_{BEsat} decreases by about -1.7 mV/K with increasing temperature.
2. V_{BE} decreases by about -2 mV/K with increasing temperature.



PNP general purpose transistors

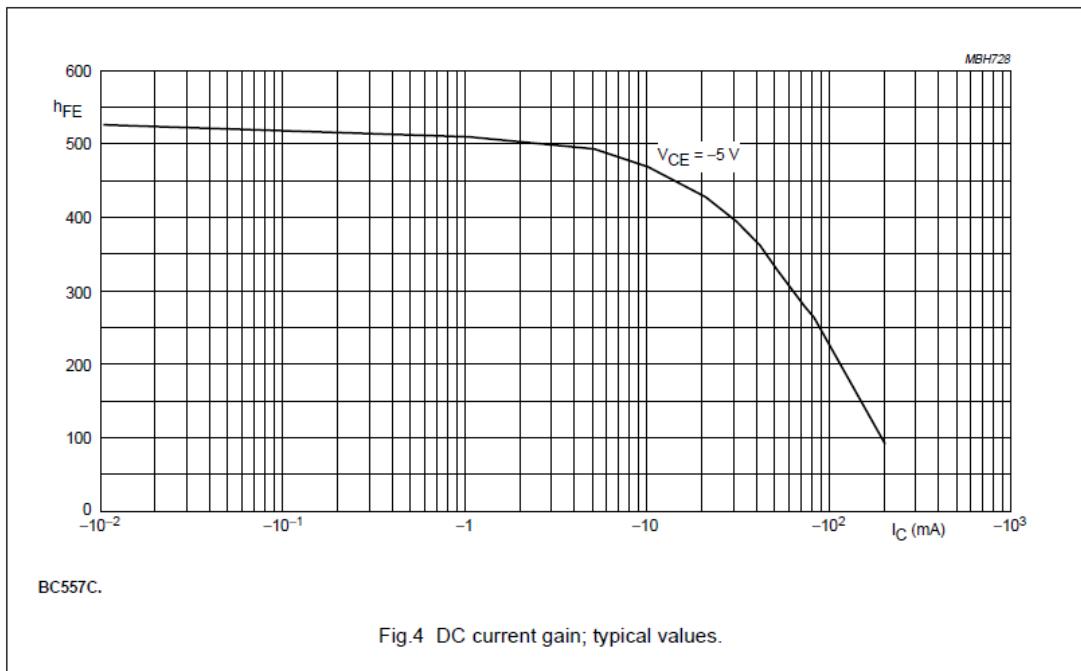
BC556; BC557





PNP general purpose transistors

BC556; BC557



9. Sensor de Corriente ARDUINO ACS712-20A.

ACS712 Current Sensor

Basic Overview



The ACS712 Current Sensors offered on the internet are designed to be easily used with micro controllers like the Arduino.

These sensors are based on the Allegro ACS712ELC chip.

These current sensors are offered with full scale values of 5A, 20A and 30A.

The basic functional operation of each of these devices is identical. The only difference is with the scale factor at the output as detailed below.

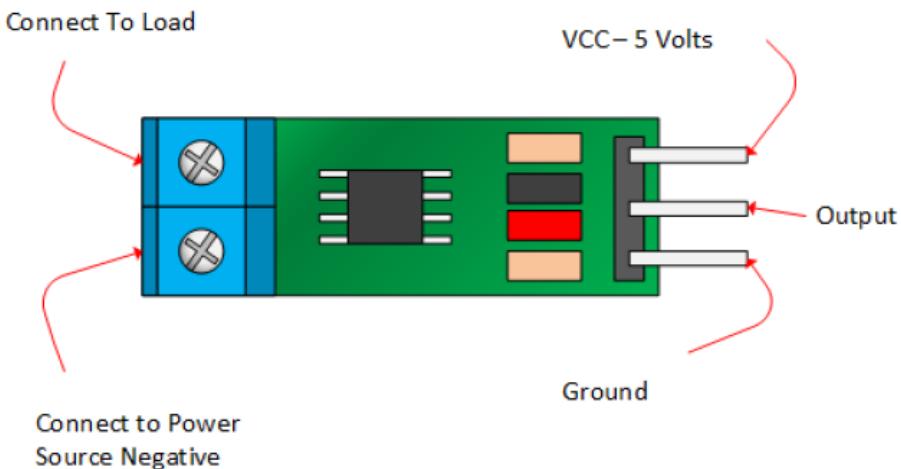
Sensor Specifications

	5A Module	20A Module	30A Module
Supply Voltage (VCC)	5Vdc Nominal	5Vdc Nominal	5Vdc Nominal
Measurement Range	-5 to +5 Amps	-20 to +20 Amps	-30 to +30 Amps
Voltage at 0A	VCC/2 (nominally 2.5Vdc)	VCC/2 (nominally 2.5Vdc)	VCC/2 (nominally 2.5VDC)
Scale Factor	185 mV per Amp	100 mV per Amp	66 mV per Amp
Chip	ACS712ELC-05A	ACS712ELC-10A	ACS712ELC-30A

ACS712 Module Pin Outs and Connections

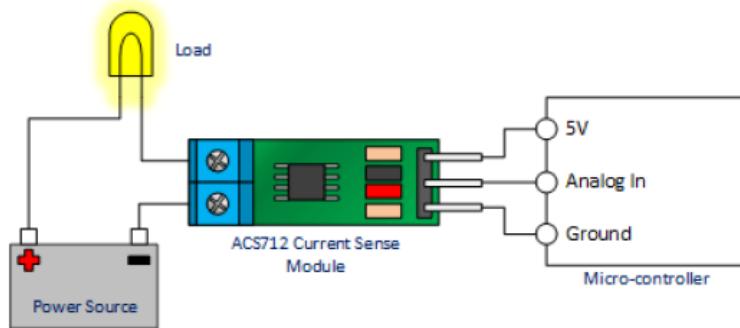
The picture below identifies the pin outs for the ACS172 Modules.

Pay attention to the polarity at the load end of the device. If you are connected as illustrated below, the output will raise. If you connect it opposite of this picture, the output will decrease from the 2.5 volt offset.



Basic Hook Up and Functional Description

As mentioned before, these modules are primarily designed for use with micro-controllers like the Arduino. In those applications, the connections would be as picture below:



If the light bulb shown in the picture above were disconnected, the output of the ACS712 module would be 2.500 volts.

Once connected, the output would be scaled to the current drawn through the bulb. If this were a 5 Amp module and the light bulb pulled 1 Amp, the output of the module would be 2.685 volts.

Now imagine the battery polarity reversed. Using the same 5A module, the output would be 2.315 volts.

IMPORTANT NOTE – This device is a Hall Effect transducer. It should not be used near significant magnetic fields.



ANEXO II: Simulaciones programas informáticos.

1. Código programa MATLAB calculo convertidor CC-CC y Bobina.

A continuación, se detalla el código del programa implementado en MATLAB para el cálculo de la Bobina en función de las características del núcleo, y el cálculo del convertidor BOOST.

```
% cálculo Fuente conmutada
clc
%clear all;

% CARACTERÍSTICAS TOROIDE

le=(Rellenar); % longitud media C.M. en mm
Ae=(Rellenar); % Área media C.M. en mm^2
AL=(Rellenar); % Factor de inductancia nH
B=(Rellenar); % Inducción máxima en mT
N=(Rellenar); % Número de espiras

% CARACTERÍSTICAS FUENTE

Vs=(Rellenar); % tensión de entrada
Vo=(Rellenar); % tensión de salida
r=(Rellenar); % rizado en %
R=(Rellenar); % resistencia de carga
f=(Rellenar); % frecuencia PWM en kHz

% Cálculos toroide:

Mr=(AL*le*10^-6)/(4*pi*10^-7*Ae); % Permeabilidad relativa
I=B*10^-6*le/(4*pi*10^-7*N*Mr); % Intensidad de campo en A/m
Lt=AL*10^-3*N^2; % Coeficiente de autoinducción en µH

% Cálculos fuente:

D=1-Vs/Vo; % Ciclo de trabajo
Lm=D*(1-D)^2*R*10^6/(2*f*1000); % Inductancia mínima en µH
%L=1.25*Lm; % Inductancia aumentada 25 %
L=Lt; % Inductancia del toroide en µH
IL=Vs/(1-D)^2*R; % corriente por la bobina
DIL=Vs*D/(2*L*10^-6*f*10^3); % Variación corriente bobina
Imax=IL+DIL; % corriente máxima por la bobina
Imin=IL-DIL; % corriente mínima por la bobina
C=D*10^6/(R*f*10^3*r/100); % Capacidad mínima

disp(sprintf('CÁLCULO BOBINA:.' % f'));
disp(sprintf(' '));
disp(sprintf('Datos: Longitud media del C.M. le =% f mm',le));
disp(sprintf(' Área media C.M Ae =% f mm^2',Ae));
disp(sprintf(' Factor de inductancia AL =% f nH',AL));
disp(sprintf(' Inducción máxima B =% f mT',B));
disp(sprintf(' Número de espiras N =% f',N));
disp(sprintf(' '));
```



```
disp(sprintf('Calculos: Permeabilidad relativa      μr =%  
' ,round(Mr)));  
disp(sprintf('          Corriente bobina      I =% f A',I));  
disp(sprintf('          Autoinducción      L =% f μH',L));  
disp(sprintf(' '));  
disp(sprintf(' '));  
disp(sprintf('CÁLCULO FUENTE.          % f'));  
disp(sprintf(' '));  
disp(sprintf('Datos:      TENSIÓN DE ENTRADA      Vs =% f V',Vs));  
disp(sprintf('      TENSION DE SALIDA      Vo =% f V',Vo));  
fprintf('      RIZADO      r =% f %%\n',r);  
disp(sprintf('      RESISTENCIA DE CARGA      R =% f Ohm',R));  
disp(sprintf('      FRECUENCIA      f =% f kHz',f));  
disp(sprintf(' '));  
fprintf('Calculos: CICLO DE TRABAJO      D =% f \n',D);  
disp(sprintf('      INDUCTNACIA MINIMA:      Lmin =% f μH',Lm));  
disp(sprintf('      INDUCTNACIA SELECCIONADA:      L =% f μH',L));  
disp(sprintf(' '));  
disp(sprintf('      CORRIENTE MEDIA BOBINA      IL =% f A',IL));  
disp(sprintf('      CORRIENTE MAXIMA BOBINA      Imax =% f  
A',Imax));  
disp(sprintf('      CORRIENTE MINIMA BOBINA      Imin =% f  
A',Imin));  
disp(sprintf(' '));  
disp(sprintf('      CAPACIDAD      C =% f μF',C));  
disp(sprintf(' '));
```



2. Código regulador MPPT P&O implementado en ARDUINO UNO.

Aquí se puede observar el código de regulación y control que se ha implementado en Arduino para el control del convertidor elevador.

```
#define boost_pin 6

const double sensorPin = A0; // seleccionar la entrada para el sensor
const double sensorCorriente = A1;
int sensorValue; // variable que almacena el valor raw (0 a 1023)
int sensorValue2;
float tensiondiv; // variable que almacena el voltaje (0.0 a 5.0)
float intensidad;
float duty_cycle = 77; //duty inicializado a 0.3
int muestras=100;
float MPPT();
float V_1=0;;
float P_1=0;

// include the library code:
#include <LiquidCrystal.h> //Fire up the library LiquidCrystal.h.

// inicializamos la librería con los de pines de la interface
//LCD: (RS, E,D4,D5,D6,D7)
LiquidCrystal lcd(12, 11, 5, 4, 3, 2); //

float r1 = 2000000; // 2M
float r2 = 100000; // 100K

void setup() {
Serial.begin(9600);
lcd.begin(16, 2);

}

void loop() {
for(int i=0; i<muestras; i++){ //reccoro los vectores y guardo 100 valores

sensorValue+= analogRead(sensorPin);
//tensiondiv = fmap(sensorValue, 0, 1023, 0.0, 5.0);
sensorValue2+= analogRead(sensorCorriente);
// intensidad= fmap(sensorValue2, 0, 1023, 0.0, 5.0);
delay(100);
}

sensorValue=sensorValue/muestras;
sensorValue2=sensorValue2/muestras;
tensiondiv = fmap(sensorValue, 0, 1023, 0.0, 5.0);
intensidad= fmap(sensorValue2, 0, 1023, 0.0, 5.0);

lcd.setCursor(0,0);
double V_PV = ((tensiondiv/r2)*(r1+r2)); //tension fotovoltaica
double I_PV=((intensidad-2.45)/0.100)+23.9; //Corriente fotovoltaica
lcd.print("V_PV:");
lcd.print("I_PV:");
}
```



```
lcd.print(V_PV);
lcd.setCursor(0,1);
lcd.print("I_PV:");
lcd.print(I_PV);
float P_PV=V_PV*I_PV;
lcd.setCursor(10,0);
lcd.print("P:");
lcd.print(P_PV);
TCCR0B = TCCR0B & 0b11111000 | 0x01; // Aumentar PWM a F max 65.6 kHz pin 6
MPPT(P_PV, V_PV, I_PV); //llamada a la funcion MPPT de regulacion
if(duty_cycle<=173 && duty_cycle>=76){
  double duty=(0.0048*(I_PV*I_PV*I_PV))-(0.0694*(I_PV*I_PV))+(0.388*I_PV)-0.2629;
  duty_cycle=round(duty);
}
analogWrite(boost_pin,duty_cycle);
float duty=duty_cycle/255;
lcd.setCursor(10,1);
lcd.print("D:");
lcd.print(duty);
delay(2000);
}
////funcion MPPT
float MPPT (float P_PV,double V_PV,double I_PV) {

if(P_PV-P_1==0){
//analogWrite(boost_pin,duty_cycle);
return duty_cycle;
}else{
  if(P_PV-P_1>0){
    if(V_PV-V_1>0){
      if(duty_cycle<92){//duty limitado a 0.36
        duty_cycle+=1;
      }
    }else{
      if(duty_cycle>5){//duty limitado por debajo a 0.018
        duty_cycle-=1;
      }
    }
    return duty_cycle;
    //analogWrite(boost_pin, duty_cycle);
  }else {
    if(V_PV-V_1>0){
      if(duty_cycle>5){
        duty_cycle-=1;
      }
    }else {
      if(duty_cycle<92){
        duty_cycle+=1;
      }
    }
  }
  return duty_cycle;
  //analogWrite(boost_pin,duty_cycle);
}
}
V_1 = V_PV;
```

```

P_1 = P_PV;

}

// cambio de escala entre floats
float fmap(float x, float in_min, float in_max, float out_min, float out_max)
{
    return (x - in_min) * (out_max - out_min) / (in_max - in_min) + out_min;
}

```

3. Simulación convertidor BOOST TINA.

Con los componentes del convertidor CC-CC ya determinados, se procedió a simular en el programa de simulación electrónica TINA para poder analizar, y tener una idea aproximada del comportamiento del prototipo.

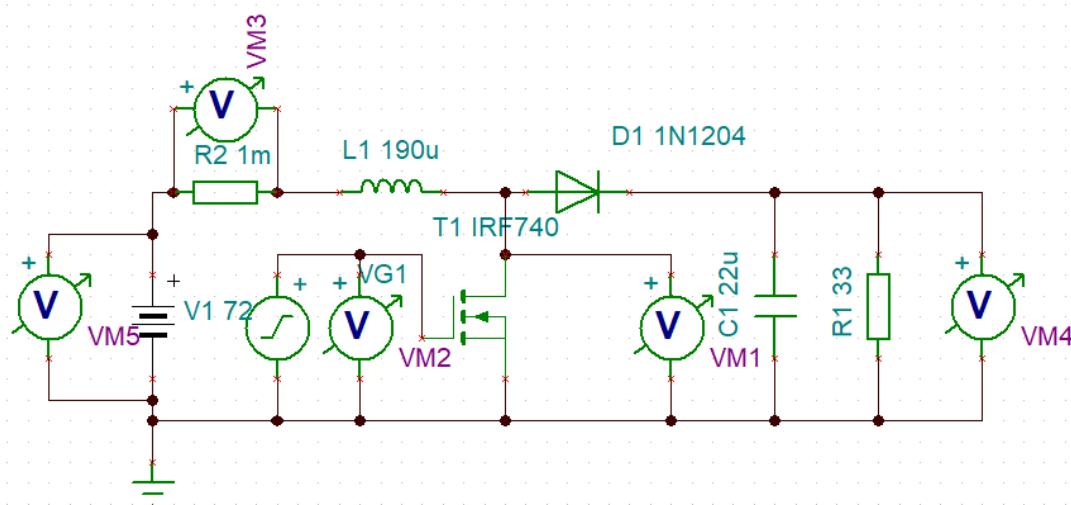


Figura 1: Esquema convertidor BOOST TINA. Fuente propia.

En la figura anterior se muestra el esquema del convertidor CC-CC montado en el simulador electrónico TINA, se han instalado voltímetros en diferentes partes del circuito para medir el comportamiento del circuito, a continuación se muestra los resultados de los distintos voltímetros.

- **Conmutación MOSFET:**

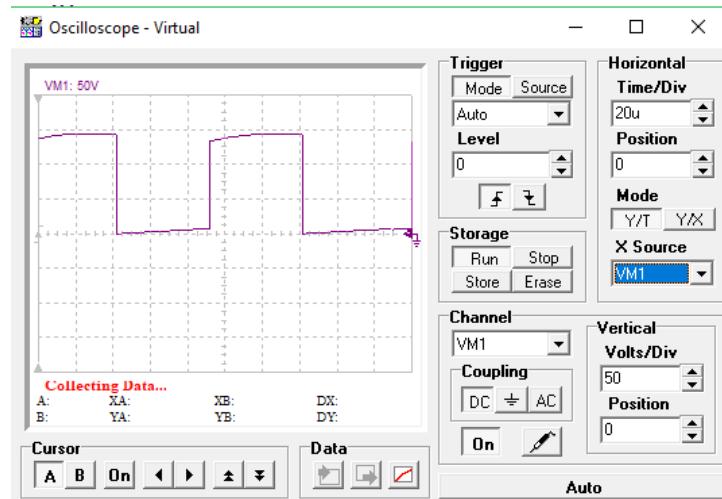


Figura 2. Captura osciloscopio conmutaciones en el MOSFET. Fuente propia.

En la captura de la *figura 2* se distinguen las conmutaciones en el MOSFET, se podría decir según se observa como las conmutaciones que se producen en el dispositivo semiconductor son bastante limpias y son prácticamente una señal PWM cuadrada.

- **Tensión de salida:**

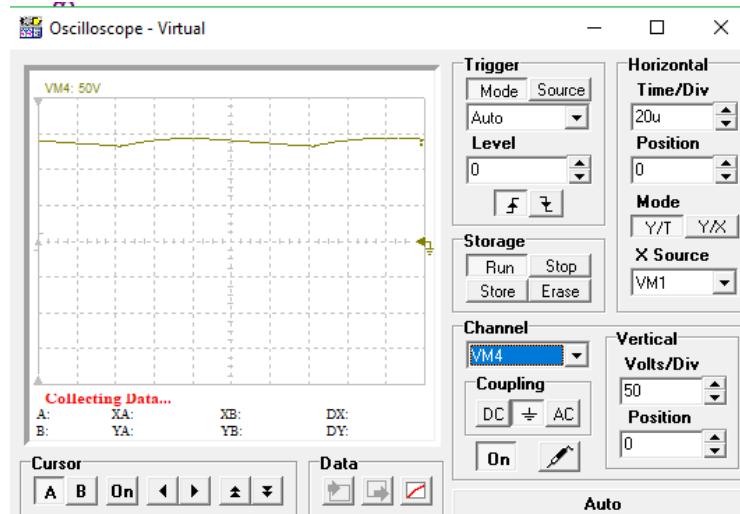


Figura 3. Captura osciloscopio tensión de salida convertidor BOOST. Fuente propia.

En la *figura 3* visualizamos en el osciloscopio la tensión a la salida o la tensión en las cargas resistivas, como se puede ver esta es prácticamente continua y su rizado es muy bajo.

- Corriente por la bobina.

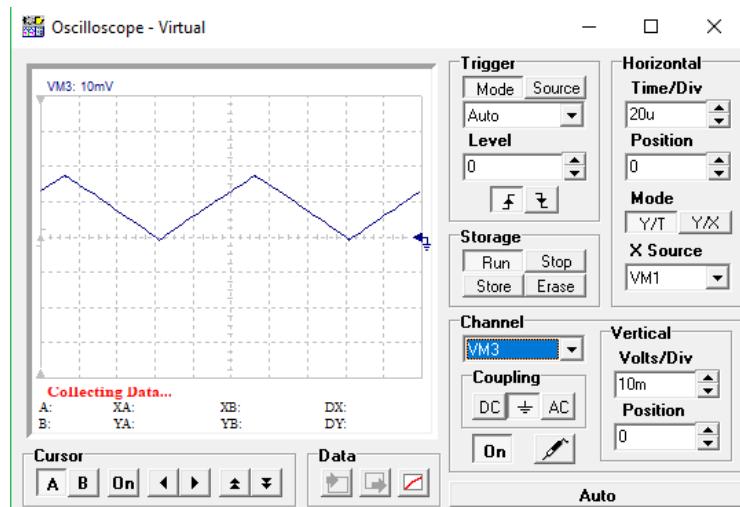


Figura 4. Captura osciloscopio corriente por la bobina. Fuente propia.

La corriente por la bobina la medimos, mediante un voltímetro y una resistencia muy pequeña en serie con la bobina de tal forma que la tensión medida será corriente proporcional al valor de la resistencia, con lo que observamos que la corriente por la bobina es una señal triangular y que esta está por encima de cero, con lo cual la corriente no se anula.

- Señal de puerta MOSFET.

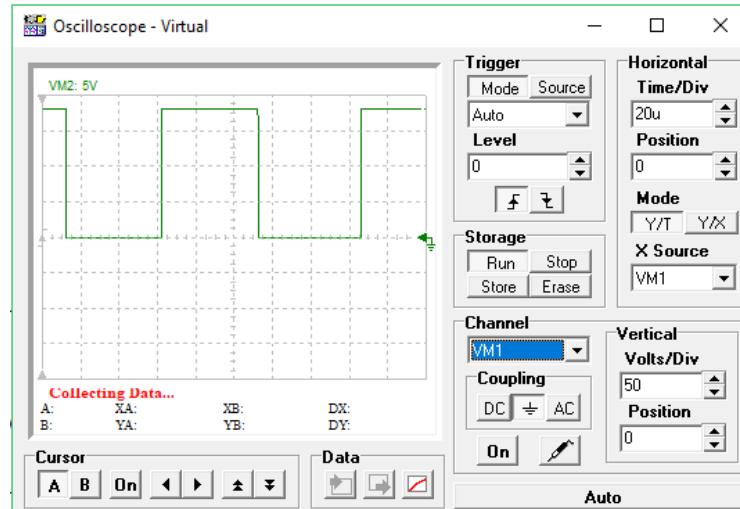


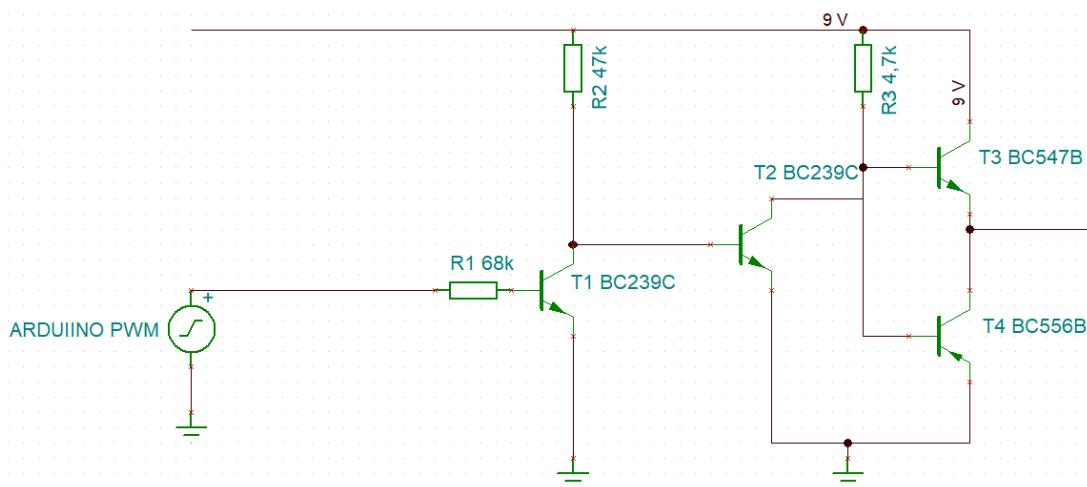
Figura 5. Señal generador de señales, entrada a puerta MOSFET. Fuente propia.

Mediante el generador de señales insertamos la frecuencia que será capaz de suministrar ARDUINO 62.5 kHz, esta es la señal que excita el MOSFET, consiguiendo que realice las conmutaciones. Y esta señal se observa en la figura 5.

ANEXO III: Cálculos adicionales.

1. Etapa de excitación del MOSFET “Totem Pole”.

Como ya se nombró en el apartado 4.2.4. de la memoria en el que se mencionaba la etapa de excitación del MOSFET, los cálculos de las resistencias se habían hecho comprobando que no se superase la intensidad máxima en los transistores elegidos, y para que los transistores trabajasen en corte-saturación. Para dichos cálculos se estableció $\beta = 150$.



- **Transistor 1:**

$$I_{c1} = \frac{9}{47k\Omega} = 0,191\text{ mA} \rightarrow I_{b1} > \frac{I_{c1}}{\beta} = 0,00127\text{ mA} \rightarrow$$

$$R < \frac{5 - 0,7}{0,00127\text{ mA}} \rightarrow R < 3,36M\Omega$$

Por lo tanto, las resistencias que hemos instalado cumplen las especificaciones para que el transistor 1 trabaje en corte/saturación.

- **Transistor 2:**

$$I_{c2} = \frac{9}{4,7k\Omega} = 1,9\text{ mA} \rightarrow I_{b1} > \frac{I_{c1}}{\beta} = 0,012\text{ mA} \rightarrow$$

$$R < \frac{9 - 0,7}{0,012\text{ mA}} \rightarrow R < 691,66k\Omega$$

También cumple con las resistencias que se han escogido, por lo tanto, estos valores de resistencia están bien escogidos para la etapa, funcionando los transistores en corte/saturación.



2. Efecto pelicular (efecto skin) sobre Bobina.

A continuación, se detallan los cálculos de comprobación de efecto pelicular sobre el conductor de cobre de la bobina de la etapa amplificadora DC/DC, para comprobar si la corriente circula por el conductor homogéneamente.

$$\delta_{f=62,5kHz} = \sqrt{\frac{\rho_{cobre}}{\mu_0 \times \pi \times f}} = \sqrt{\frac{\frac{1}{56}}{4\pi \times 10^{-7} \times \pi \times 62,5kHz}} = 0,266mm \approx 0,3mm$$

El diámetro de cable a escoger tendría un diámetro de 0,5 mm, para conseguir que la circulación de la corriente fuera homogénea en toda la sección transversal de cable.

El cable que se escogió para la bobina era de **diámetro 1mm**, por lo tanto, se producirá algo de efecto pelicular, pero lo consideraremos despreciable. La densidad de corriente en el hilo debe de estar entre 3-5 A/mm², para manejar la corriente sin disipación excesiva, para ello a continuación calculamos la densidad de corriente y las perdidas en el cobre:

$$S = r^2 \times \pi = 0,5^2 \times \pi = 0,78mm^2$$

$$J = \frac{I}{S} = \frac{5}{0,78 \times 2} = 3,18A/mm^2$$

La densidad de corriente se encuentra dentro de los valores determinados anteriormente. Calculamos a continuación las perdidas en el cobre.

$$R = \rho \times \frac{l}{S} = \frac{1}{56} \times \frac{0,08 \times 100}{1,57} = 90m\Omega$$

$$P = R \times I^2 = 90 \times 5^2 = 2,25W$$

ANEXO IV. Cálculo consumos ACS reducidos.

Como se ha mencionado en el *apartado 3.3* los valores de consumo de agua caliente sanitaria que se han obtenido a través de las tablas del CTE, están sobre dimensionados, para ello se ha decidido realizar los mismos cálculos, pero reduciendo estos consumos un 40%, para comprobar cual sería el periodo de amortización en este caso. Con lo cual los consumos de ACS por meses reducido en un 40% serían los obtenidos en la *tabla 1*.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
l/mes	1749,8 88	1524,0 96	1609,2 72	1648, 08	1624,8 96	1527, 12	1406, 16	1234,2 96	1391, 04	1468,6 56	1542, 24	1687,3 92

Tabla 1. Consumo de ACS por meses. Fuente propia.

Con estos datos podemos estimar el consumo eléctrico que supondría el gasto de ACS en cada mes, estos valores se observan en la *Tabla 2*.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abril	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
kWh/ mes	139,99 20122	119,58 37474	123,79 10135	121,7 0521	112,49 35812	101,02 5563	86,53 3524	77,856 1345	92,023 2852	103,93 63772	118,6 3467	134,99 22974

Tabla 2. Consumo eléctrico por meses. Fuente propia.

Una vez con estos datos, podemos volver a realizar el análisis económico de la instalación comprobando si conseguimos una amortización más rápida de la obtenida anteriormente.

Año	Consumo (kWh)	Generación PV(kWh)	Diferencia (kWh)	Precio electricidad (€)	Coste anual(€)	Coste con PV(€)	Ahorro anual(€)	Inversión restante(€)	Año
0								1002,890	0
1	1332,567	538,800	793,767	0,150	199,885	119,065	80,820	922,070	1
2	1332,567	538,800	793,767	0,153	203,883	121,446	82,436	839,634	2
3	1332,567	538,800	793,767	0,156	207,881	123,828	84,053	755,581	3
4	1332,567	538,800	793,767	0,159	211,878	126,209	85,669	669,912	4
5	1332,567	538,800	793,767	0,162	215,876	128,590	87,286	582,626	5
6	1332,567	511,860	820,707	0,165	219,874	135,417	84,457	498,169	6
7	1332,567	511,860	820,707	0,168	223,871	137,879	85,992	412,177	7
8	1332,567	511,860	820,707	0,171	227,869	140,341	87,528	324,649	8
9	1332,567	511,860	820,707	0,174	231,867	142,803	89,064	235,585	9
10	1332,567	511,860	820,707	0,177	235,864	145,265	90,599	144,986	10
11	1332,567	511,860	820,707	0,180	239,862	147,727	92,135	52,851	11
12	1332,567	511,860	820,707	0,183	243,860	150,189	93,670	-40,819	12
13	1332,567	484,920	847,647	0,186	247,858	157,662	90,195	-131,015	13
14	1332,567	484,920	847,647	0,189	251,855	160,205	91,650	-222,664	14
15	1332,567	484,920	847,647	0,192	255,853	162,748	93,105	-315,769	15
16	1332,567	484,920	847,647	0,195	259,851	165,291	94,559	-410,329	16
17	1332,567	484,920	847,647	0,198	263,848	167,834	96,014	-506,343	17
18	1332,567	484,920	847,647	0,201	267,846	170,377	97,469	-603,812	18
19	1332,567	457,980	874,587	0,204	271,844	178,416	93,428	-697,240	19
20	1332,567	457,980	874,587	0,207	275,841	181,040	94,802	-792,041	20
21	1332,567	457,980	874,587	0,210	279,839	183,663	96,176	-888,217	21
22	1332,567	457,980	874,587	0,213	283,837	186,287	97,550	-985,767	22
23	1332,567	457,980	874,587	0,216	287,835	188,911	98,924	-1084,691	23
24	1332,567	457,980	874,587	0,219	291,832	191,535	100,298	-1184,988	24
25	1332,567	457,980	874,587	0,222	295,830	194,158	101,672	-1286,660	25

Tabla 3. Amortización de la instalación. Fuente propia.

Como podemos comprobar en la *tabla 3* la amortización al reducir los consumos de ACS un 40 %, no cambia, el tiempo de amortización solo variara en función del precio de la electricidad, y la potencia fotovoltaica instalada, ya que el ahorro se va a mantener constante aunque ellos consumos de ACS aumenten o disminuyan.