



Universidad
Carlos III de Madrid

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR.

DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍA ELECTRÓNICA.

PROYECTO FIN DE CARRERA

INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL

ELECTRICIDAD

**ESTUDIO Y ANÁLISIS DE UN REGULADOR DE CARGA DE
BATERÍAS.**

AUTOR: Mario Simón Bordón

DIRECTOR: Vicente Salas Merino

LEGANÉS, MARZO 2010

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. Objetivos del proyecto	1
CAPÍTULO 2. Introducción	2
2.1 – Introducción a las energías renovables	2
2.1.1 – ¿Qué son las energías renovables?	2
2.1.2 – Necesidad de las energías renovables.....	2
2.1.3 – Fuentes de energía renovable.....	2
2.1.4 – Estado de las energías renovables en Europa	3
2.2 – Energía solar fotovoltaica en España	5
2.2.1 – Impacto en el mercado español del cambio legislativo.....	5
2.2.2 – Previsiones de futuro.....	8
2.2.3 – Datos finales.....	9
CAPÍTULO 3. Sistemas Fotovoltaicos	10
3.1 – Energía solar fotovoltaica	10
3.1.1 – Campos de aplicación de la energía solar fotovoltaica.....	11
3.2 – Tipos de sistemas fotovoltaicos.....	12
3.2.1 – Introducción	12
3.2.2 – Sistemas aislados.....	12
3.2.3 – Sistemas conectados a la red.....	14
3.2.4 – Sistemas híbridos	15
3.3 – Sistemas aislados	16
3.3.1 – Generalidades	16
3.3.2 – Características técnicas de los sistemas aislados.....	17
3.3.3 – Elementos	18
3.3.3.1 – El generador fotovoltaico	18
3.3.3.2 – El acumulador de carga.....	21
3.3.3.3 – El regulador de carga	24
3.3.3.4 – El inversor.....	26
3.3.3.5 – Las cargas de consumo.....	28
3.3.3.6 – El cableado.....	29
3.3.3.7 – Las protecciones y puesta a tierra.....	29
CAPÍTULO 4. Reguladores de carga de baterías	31
4.1 – Función.....	31
4.2 – Tipos de reguladores.....	31
4.2.1 – Regulador serie	32
4.2.2 – Regulador paralelo	33
4.3 – Circuito de control	33
4.4 – Algoritmo de carga	35

4.4.1 – CdC de dos etapas	36
4.4.2 – CdC de tres etapas.....	37
4.4.3 – CdC del tipo MPPT	37
4.4.4 – Criterios de selección	38
4.5 – Evolución del diseño.....	38
4.6 – Consideraciones adicionales.....	39
4.6.1 – Eléctricas.....	39
4.6.2 – Mecánicas	39
4.6.3 – Ambientales.....	39
4.6.4 – Coste	40
4.6.5 – Opciones	40
4.7 – Recomendaciones generales sobre cargadores de baterías	40
4.8 – Resumen	41
CAPÍTULO 5. Reguladores seguidores del MPPT	42
5.1 – El seguidor del Punto de Máxima Potencia	42
5.2 – Elementos del MPPT.....	43
5.3 – Situación en el punto de máxima potencia	45
5.3.1 – Método de modulación del MPPT.....	45
5.3.2 – Método del muestreo del MPPT	47
5.4 – Ejemplos comerciales de reguladores seguidores del MPPT.....	47
5.4.1 – Diferentes marcas y modelos	47
5.4.1.1– MorningStar	47
5.4.1.2 – Regulador Solar MPPT 200W _P con Display y Crepuscular ON/OFF	48
5.4.1.3– Regulador Solar MPPT 75 ~ 100W _p 12V	49
5.4.2 – Regulador en estudio: Outback FLEXmax™ 80 MPPT	50
CAPÍTULO 6. Resultados experimentales	53
6.1 – Descripción de los equipos utilizados.....	53
6.2 – Cableado de los equipos	53
6.3 – Comportamiento del Controlador de Carga en el laboratorio	54
6.3.1 – Modos de operación	54
6.3.2 – Reacciones frente a cambios en la instalación	58
6.3.2.1 – Desconexión entre el Controlador de Carga y los acumuladores	58
6.3.2.2 – Desconexión del generador FV y el Controlador de Carga de baterías.....	60
6.3.2.3 – Modificación de la tensión de salida en una fuente auxiliar	62
6.3.3 – Arranque del Controlador.....	65
6.3.3.1 – Conexión del lado del acumulador de carga.....	65
6.3.3.2 – Conexión del lado del generador FV	68

6.3.3.3 – Evolución de las variables del generador FV durante su conexión	69
6.3.4 – Funcionamiento normal en diferentes condiciones ambientales .	70
6.3.4.1 – Día soleado completo	70
6.3.4.1.1 – Amanecer	71
6.3.4.1.2 – Mediodía	72
6.3.4.1.3 – Atardecer	73
6.3.4.2 – Día con intervalos nubosos	74
6.3.4.3 – Día nublado	75
6.3.4.4 – Regulación nocturna.....	77
CAPÍTULO 7. Conclusiones y futuras líneas de desarrollo	79
7.1 – Conclusiones	79
7.1.1 –Generales	79
7.1.2 – Sobre las características del regulador FLEXmax 80	79
7.1.3 – Sobre el funcionamiento del regulador FLEXmax 80	80
7.2 – Futuras líneas de desarrollo	81
7.2.1 – Realizando modificaciones en los equipos de la instalación	82
7.2.2 – Cambiando el modelo comercial de regulador.	82
CAPÍTULO 8. Bibliografía	84
ANEXO A. Manual de Usuario.....	85
A.1 – Puesta en marcha	85
A.2 – Modos de operación.....	85
A.3 – Pantallas de carga	89
A.4 – Configuración de las funciones básicas de carga	90
ANEXO B. Ajustes Predefinidos	93
B.1 – Parámetros recomendados y predefinidos por el fabricante	93
B.1.1 – Menú “Carga”	93
B.1.2 – Menú de control auxiliar “AUX”	93
B.1.3 – Menú de ecualización “EQ”	94
B.1.4 – Menú Varios “MISC”	95
B.1.5 – Menú “Avanzado”	95
B.2 – Comentarios adicionales.....	96



1. OBJETIVOS DEL PROYECTO

Este Proyecto Fin de Carrera tiene como objetivo principal dar a conocer la función y tipos de reguladores de carga, describiéndolos y realizando un estudio en el laboratorio del comportamiento de las variables eléctricas de tensión, intensidad de corriente, potencia, etc, de un regulador comercial. Estos reguladores se utilizan para el control de la carga/descarga de baterías de acumuladores de carga conectados en instalaciones solares fotovoltaicas, que en su mayoría se encuentran aisladas de la red eléctrica convencional.

El Controlador de Carga a estudiar es el modelo FLEXmax 80 MPPT de la empresa estadounidense OutBack Power Systems. Este regulador funciona siguiendo el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico, por lo que deberá absorber el máximo de la energía solar disponible a cada instante del día.

Al mismo tiempo, se pretende dar una visión general del estado actual de la energía solar fotovoltaica, dentro del resto de las energías renovables que se utilizan en el mundo. Mostrando así que las llamadas energías limpias, pueden suponer a medio plazo, una alternativa real y competitiva a las fuentes de energía con base en los combustibles fósiles tradicionales.

Para ello, se hace una descripción de los diferentes sistemas fotovoltaicos que existen, explicando su campo de aplicación y tipos. Dedicando mayor interés a los sistemas fotovoltaicos aislados y sus elementos.

En la memoria del proyecto aparecen descritos todos los aparatos que componen una instalación de tipo aislado y en particular, los reguladores de carga. Prestando especial atención a los del tipo MPPT (Maximum Power Point Tracking; seguidores del punto de máxima potencia) puesto que es al que pertenece el Controlador de Carga en estudio.

En definitiva, con este Proyecto Fin de Carrera, se pretende ahondar en la concienciación general sobre la importancia de la utilización de fuentes de energía renovables, a través de la descripción de un tipo concreto de instalación “verde”, explicando el funcionamiento de un dispositivo altamente tecnológico como es un regulador de carga que permite extraer la máxima potencia eléctrica de un generador fotovoltaico.

2. INTRODUCCIÓN

2.1 – Introducción a las energías renovables

2.1.1 – ¿Qué son las energías renovables?

Podemos definir energías renovables como aquéllas que son inagotables desde el punto de referencia del período de existencia de la humanidad, tengan o no su origen en el sol. Fuentes de energía renovables son la radiación solar, la atracción gravitacional de la luna y el sol, y el calor interno de la tierra.

Son fuentes que producen constantemente energía, de forma que la energía consumida se renueva continuamente y, en consecuencia, su utilización es ilimitada.

En sentido estricto, es renovable cualquier proceso que no altere el equilibrio térmico del planeta, que no genere residuos irrecuperables, y que su velocidad de consumo no sea superior a la velocidad de regeneración de la fuente energética y de la materia prima utilizada en el mismo.

El ahorro energético debe ser el objetivo de cualquier política energética. La energía más barata es la que no necesitamos consumir.

2.1.2 – Necesidad de las energías renovables

El aumento constante del consumo de energía proveniente de combustibles fósiles y la finitud de las reservas de estos serían razones suficientes para buscar con gran interés fuentes energéticas renovables. A ello se debe añadir la polarización existente entre zonas productoras y consumidoras. Los países consumidores, de gran desarrollo económico y alto consumo de petróleo, no son productores, y sus economías resultan dependientes y muy sensibles a cualquier crisis de producción. Además de estas razones, posiblemente la más importante en la actualidad, para sustituir los combustibles fósiles por fuentes energéticas renovables, sea el impacto ambiental que produce la combustión de aquellos, ocasionado por las emisiones de óxidos de carbono, de azufre y de nitrógeno. El CO₂ es causante del efecto invernadero, ya que absorbe la radiación infrarroja emitida por la superficie terrestre, con lo que se produce un recalentamiento de la atmósfera. Los óxidos de azufre y nitrógeno, al combinarse con el agua de la atmósfera, dan lugar respectivamente a los ácidos sulfúrico y nítrico, que caen arrastrados por la lluvia y dan lugar a la lluvia ácida.

2.1.3 – Fuentes de energía renovable

Únicamente se van a citar aquí, dentro de las energías renovables, a aquellas que se consideran de mayor interés.

- Energía solar: El Sol produce constantemente energía electromagnética, que nos llega directamente a la Tierra. Esta radiación solar es la principal

fuelle de energía sobre el planeta y sin ella sería imposible la vida. Toda la energía disponible procede directa o indirectamente del Sol, salvo la nuclear, la debida a las mareas y la geotérmica. Sin embargo, su utilización ofrece serias dificultades por su estacionalidad, alternancia día – noche, su dependencia de otras condiciones climáticas, etc.

La energía solar puede transformarse en energía eléctrica bien directamente, mediante células fotovoltaicas, o bien de forma indirecta, a través de sistemas térmicos de concentración, utilizados para producir el vapor que moverá las turbinas generadoras.

- Energía procedente de la biomasa: El nombre genérico de biomasa hace referencia a la sustancia constitutiva de los seres vivos, la cual almacena energía que podrá ser utilizada de diferentes formas y mediante distintos procesos: principalmente combustión, para calentamiento directo o para sistemas de calefacción por aire o por agua, y destilación, para la producción de biocombustibles.

En la utilización de la biomasa para cualquiera de los procesos, conviene siempre hacer un cuidadoso balance de la energía empleada y de la energía final obtenida, pues dependiendo del tipo de proceso puede ocurrir que el balance sea bastante exiguo. Por ello, es mucho más eficiente el uso local de la biomasa.

- Energía eólica: El viento también tiene su origen último en el Sol, por los distintos calentamientos de las zonas de la atmósfera.

Los molinos para la producción de electricidad, denominados turbinas eólicas, han tenido un gran desarrollo tecnológico y son ampliamente usados en muchas zonas de forma competitiva con otras fuentes de electricidad.

- Energía hidráulica: El agua almacena energía según las características de su flujo y su posición dentro del campo de la gravedad.

La energía contenida en una masa de agua es la debida a su velocidad y a la altura a la que se encuentre, por tanto, es energía cinética más energía potencial.

Existen otras fuentes de energía renovables, como la geotérmica (debida a los gradientes de temperatura terrestres), extendida en ciertas zonas del norte de Europa y otras que se encuentran aún en investigación y cuyo desarrollo técnico es todavía muy limitado. Como por ejemplo las siguientes: la debida a las mareas, a los gradientes térmicos de los océanos y la transportada por las olas.

2.1.4 – Estado de las energías renovables en Europa

La Unión Europea consume cada vez más energía e importa cada vez más productos energéticos. La producción comunitaria es insuficiente para cubrir

nuestras necesidades energéticas. Así, la dependencia energética del exterior no cesa de aumentar. Teniendo en cuenta además los problemas ambientales generados por el uso de fuentes de energía tradicionales.

En los últimos años, la demanda de electricidad ha aumentado más rápidamente que todas las demás formas de energía. Hasta el año 2020 se desarrollará a un ritmo sostenido y similar al del PIB.

En los próximos años habrá que instalar en torno a 300 GWe para sustituir a las centrales que van llegando al final de su vida útil, además de 200GWe a 300GWe necesarios para afrontar el aumento del consumo.

Las energías renovables presentan un potencial nada desdeñable para reforzar la seguridad de abastecimiento de Europa. Ahora bien, su desarrollo exige esfuerzos políticos y económicos extremadamente importantes. A medio plazo, las energías renovables son la única fuente de energía en que la Unión Europea dispone de cierto margen de maniobra para aumentar la oferta en las circunstancias actuales. La Unión no puede permitirse despreciar esta forma de energía.

Sin embargo, cualquiera que sea la fuente de energía renovable considerada, es conveniente tener presente que existen, primero, obstáculos de índole estructural a su desarrollo. Ya que el sistema ha sido concebido y desarrollado de forma centralizada en torno a las energías convencionales, y sobre todo, en torno a la producción eléctrica. Pero el problema más importante es de orden financiero. Determinadas energías renovables requieren grandes inversiones iniciales.

Un hito muy importante dentro de la Unión Europea para conseguir el desarrollo de las energías renovables, es la Directiva 2009/28/CE. Esta Directiva, es la herramienta básica para conseguir que las energías renovables cubran el 20% del abastecimiento energético de la UE en 2020. Este objetivo se ha distribuido entre los estados miembro, teniendo en cuenta el consumo de renovables que cada uno tenía en 2005, su potencial en recursos renovables, su PIB per cápita y el incremento que se necesita en el consumo de renovables para alcanzar el objetivo común de la UE en 2020.

La Directiva establece una trayectoria durante todo el periodo (2011 - 2020) que incluye objetivos bianuales indicativos, para analizar su evolución y su grado de cumplimiento.

A España le ha correspondido el objetivo del 20% en el reparto comunitario, tal y como se aprecia en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1: Objetivos nacionales globales en relación con la cuota de energía.

	CUOTA DE ENERGÍA PROCEDENTE DE FUENTES RENOVABLES EN EL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL BRUTA EN 2005	OBJETIVO PARA LA CUOTA DE ENERGÍA PROCEDENTE DE FUENTES RENOVABLES EN EL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL BRUTA EN 2020
Bélgica	2,2 %	13 %
Bulgaria	9,4 %	16 %
República Checa	6,1 %	13 %
Dinamarca	17 %	30 %
Alemania	5,8 %	18 %
Estonia	18 %	25 %
Irlanda	3,1 %	16 %
Grecia	6,9 %	18 %
España	8,7 %	20 %
Francia	10,3 %	23 %
Italia	5,2 %	17 %
Chipre	2,9 %	13 %
Letonia	32,6 %	40 %
Lituania	15 %	23 %
Luxemburgo	0,9 %	11 %
Hungría	4,3 %	13 %
Malta	0 %	10 %
Países Bajos	2,4 %	14 %
Austria	23,3 %	34 %
Polonia	7,2 %	15 %
Portugal	20,5 %	31 %
Rumanía	17,8 %	24 %
Eslovenia	16 %	25 %
Eslovaquia	6,7 %	14 %
Finlandia	28,5 %	38 %
Suecia	39,8 %	49 %
Reino Unido	1,3 %	15 %

Todos los estados miembro deberán comunicar a la Comisión Europea un Plan de Acción Nacional (PAN), equivalente al Plan de Energía Renovable español, antes del 30 de junio de 2010, según un índice básico de contenidos establecido por la Comisión, y ya con las medidas previstas para cumplir los objetivos fijados. Seis meses antes de remitir el PAN, se deberá enviar una prospectiva de los excesos o defectos previstos respecto a la trayectoria.

Dentro del objetivo global de 20% de energía final, se incluye un objetivo específico para el transporte: un 10% de la energía consumida por los vehículos de cada país debe provenir de fuentes renovables, incluidas las eléctricas, incrementándose con ello el efecto que la aplicación de la Directiva puede tener para la energía solar.

2.2 – Energía Solar Fotovoltaica en España

2.2.1 – Impacto en el mercado español del cambio legislativo:

En España se ha producido un importante cambio legislativo durante el año 2008 respecto a la retribución que deben recibir las instalaciones solares fotovoltaicas productoras de energía eléctrica, que ha influido notablemente en la evolución posterior del mercado nacional tras la publicación del nuevo Real

Decreto regulador, que se convierte, en la nueva piedra angular de la regulación fotovoltaica en España.

Siguiendo unos nuevos planteamientos, el RD 1578/08, aunque contiene mecanismos que permiten dotar al mercado fotovoltaico español de estabilidad a largo plazo, es una norma de transición que abarca hasta 2011, en espera de los cambios que deben producirse con la aprobación de la próxima Ley de Energías Renovables, que será la trasposición de la Directiva Europea 2009/28/CE.

El Real Decreto establece un cupo de potencia máxima a instalar de unos 500 MW al año hasta 2011 y divide el mercado solar en dos segmentos distintos, uno para instalaciones en edificios o en construcciones asociadas a ellos –como un aparcamiento– y otro para instalaciones sobre suelo, cada uno con sus correspondientes cupos. Un mecanismo de flexibilidad permite traspasar entre los dos segmentos las potencias que puedan sobrar en el caso de que no se llene alguno de los cupos.

El crecimiento de los cupos de potencia en años sucesivos está condicionado por la reducción de la tarifa de un modo inversamente proporcional, de modo que cuanto más descienda la retribución, mayor tamaño tendrá el mercado fotovoltaico.

En la Tabla 2.2, se muestra la previsión de la evolución del mercado fotovoltaico español entre 2009 y 2011 en función de los cupos de potencia asignados al tipo de instalación y el cambio tarifario.

Tabla 2.2: Evolución del mercado fotovoltaico 2009-2011

TIPO DE INSTALACIÓN	2009		2010		2011		CUPO 2009-2011
	CUPO (MW)	TARIFA INICIAL	CUPO (MW)	TARIFA INICIAL	CUPO (MW)	TARIFA INICIAL	
En edificio menor de 20 kW	27	34 c€/kWh	29	31,3 c€/kWh	32	28,8 c€/kWh	88
En edificio entre 20 kW y 2 MW	240	32 c€/kWh	265	29,4 c€/kWh	294	27,1 c€/kWh	799
Sobre suelo	233	32 c€/kWh	211	27,8 c€/kWh	171	24,1 c€/kWh	615
Total potencia anual	500		505		497		1.503

Fuente: ASIF.

→ *Cantidades medias más probables.*

Merece la pena destacar el tremendo ajuste (Figura 2.1) que supone para el Sector Fotovoltaico la aplicación del RD 1578/08, puesto que, en el mejor de los casos, reduce el volumen del mercado solar español en 2009 a una quinta parte del volumen que tuvo en 2008. A pesar de este descenso, España sigue manteniendo una posición de liderazgo mundial.

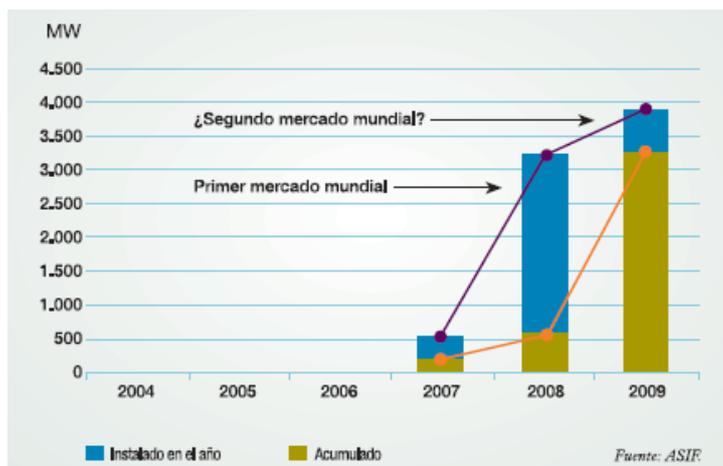


Figura 2.1: Ajuste del mercado solar español con la aplicación del RD 1578/08

Si esta nueva Planificación no supusiese un impulso para la fotovoltaica, el desarrollo del mercado español permitiría disponer de unos 11.500 MW fotovoltaicos en 2020, teniendo en cuenta el crecimiento medio previsto del mercado solar. Esta opción, no obstante, es muy improbable, puesto que la rentabilidad de la tecnología para el consumidor doméstico, sin ningún tipo de ayudas públicas, se alcanzará varios años antes, abriéndose con ello un mercado de enormes proporciones.

En los primeros puestos del ranking global, pues, encontramos a España (2.600 MW) y Alemania (1.500 MW), que abarcaron los dos tercios de la potencia total instalada, acentuando con ello la tónica dominante del mercado solar durante los últimos años, muy concentrado en muy pocos países. El ranking global de 2008, puede verse en la Figura 2.2.

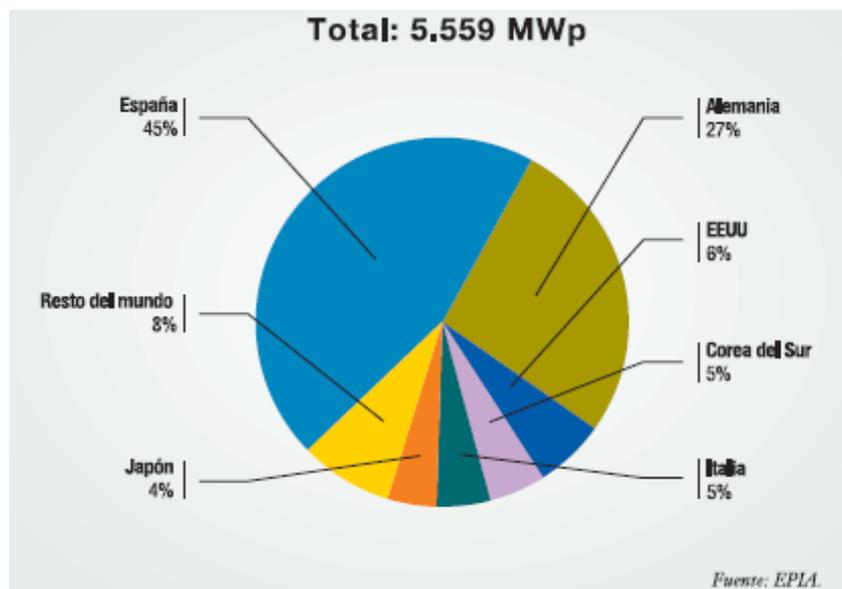


Figura 2.2: Mercado fotovoltaico mundial en 2008

Las instalaciones aisladas de la red, por su parte, siguen creciendo y casi suman ya 1.000 MW al cómputo global. Este tipo de aplicaciones, aunque son marginales, van a tener una relevancia cada vez mayor, sobre todo en los países en desarrollo; sus posibilidades como generación distribuida pueden ser

claves para que se robustezcan los sistemas eléctricos débiles al ir incorporándoles minirredes, con lo que dejan de estar aisladas.

2.2.2 – Previsiones de futuro:

Los escenarios de futuro, aunque auguran un muy importante descenso del ritmo de crecimiento experimentado durante 2009, están marcados por el alcance de la Paridad de la Red. Por Paridad de la Red se entiende el punto de competitividad del kWh solar, sin ningún tipo de ayudas, en relación con el coste de consumo del kWh. Tanto la capacidad de producción que ha alcanzado la industria solar, como el subsiguiente descenso de costes, como el contexto energético mundial, indican que la Paridad de la Red se puede alcanzar en los próximos años en amplias regiones del mundo, naciendo con ello un mercado gigantesco y una nueva dimensión de la fotovoltaica. Previendo esta situación, EPIA (Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica) ha incrementado su objetivo de cobertura de la demanda eléctrica europea con fotovoltaica en 2020 desde el 3% hasta el muy relevante 12%.

La Figura 2.3, establece las previsiones para la evolución del futuro mercado fotovoltaico español según el nuevo RD 1578/08. Mientras que la Figura 2.4, lo hace sobre la evolución del mercado fotovoltaico global.

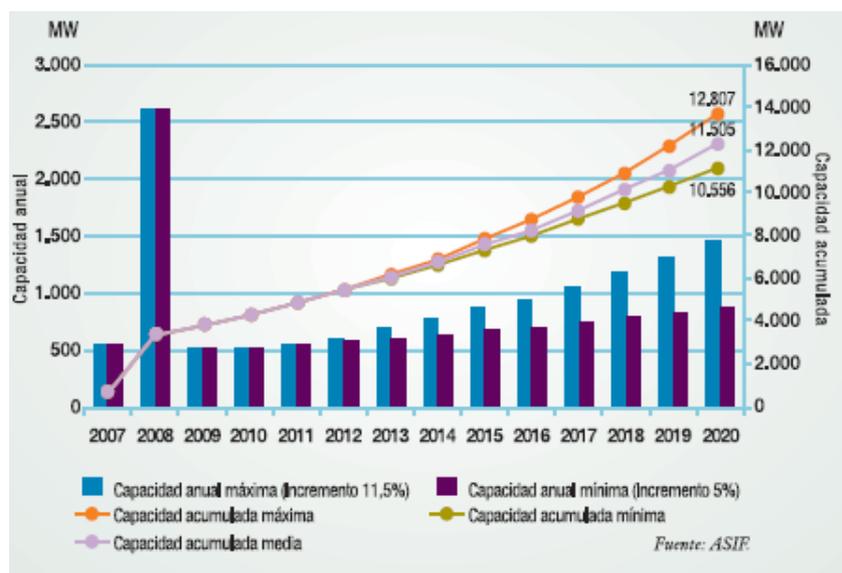


Figura 2.3: Futuro mercado según el RD 1578/08

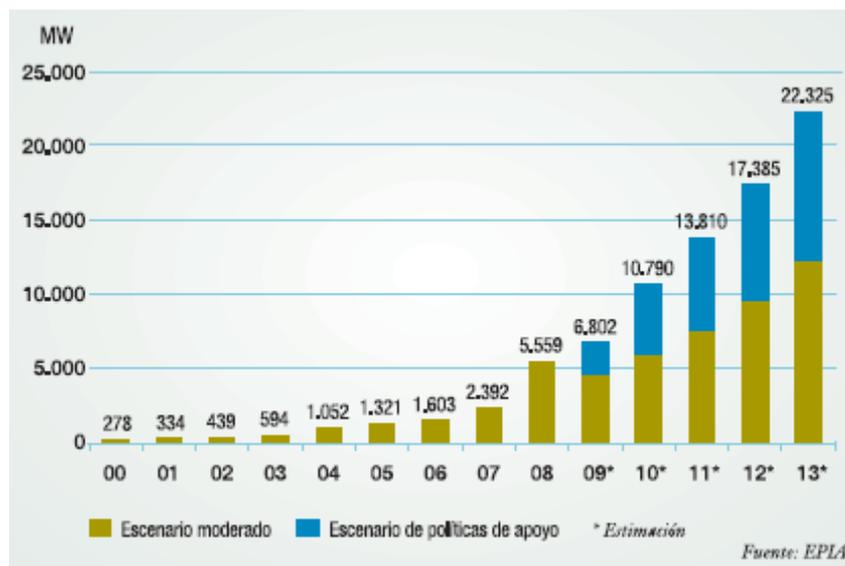


Figura 2.4: Evolución prevista del mercado fotovoltaico

Durante el año 2008 España se convirtió en el primer mercado fotovoltaico del mundo, con 2.661 MW instalados, un 385% más, superando con ello a Alemania, tradicional líder internacional en implantación de la energía solar. Sin embargo, a diferencia de lo que ha ocurrido en Alemania, el crecimiento en España no se ha producido de un modo sostenible: si el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER) aspiraba a conectar 371 MW al final de la década, a finales del año pasado había en España casi 10 veces más potencia instalada, puesto que se sumaban los 3.354 MW.

2.2.3 – Datos finales:

Un estudio elaborado por la empresa consultora Eclareon para ASIF (Asociación de la Industria Fotovoltaica) sobre el parque fotovoltaico español, revela la preeminencia que tienen las plantas solares de gran tamaño. El estudio se ha realizado sobre una muestra de 1.034 sistemas fotovoltaicos ya terminados, que suman 2,5 GW de potencia y representan el 77% del parque fotovoltaico español hasta el mes de marzo de 2009.

El 44% de los sistemas solares españoles tienen una potencia superior de 5 MW y el 20% están entre 2 MW y 5 MW. La gran mayoría se encuentra en suelo y utiliza módulos de silicio cristalino, dejando en un plano muy secundario a las instalaciones en cubierta y a las tecnologías de concentración y de capa delgada, que se hallan tanto en suelo como en cubiertas.

Por otro lado, el 37% de las instalaciones tiene seguidores, de los cuales el 24% son con seguimiento a dos ejes y el 14% a un solo eje. Estos sistemas se encuentran incluso en instalaciones de unos pocos kW de potencia.

La inmensa mayoría de la potencia que se instala está conectada a la red eléctrica, de modo que el mercado de instalaciones aisladas, antaño predominante, se ha convertido en algo muy marginal: suma 19 MW y crece entre 1,5 MW y 2 MW al año.

3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

3.1 – Energía Solar Fotovoltaica

En general, un sistema fotovoltaico puede incluir los elementos que describe la Figura 3.1:

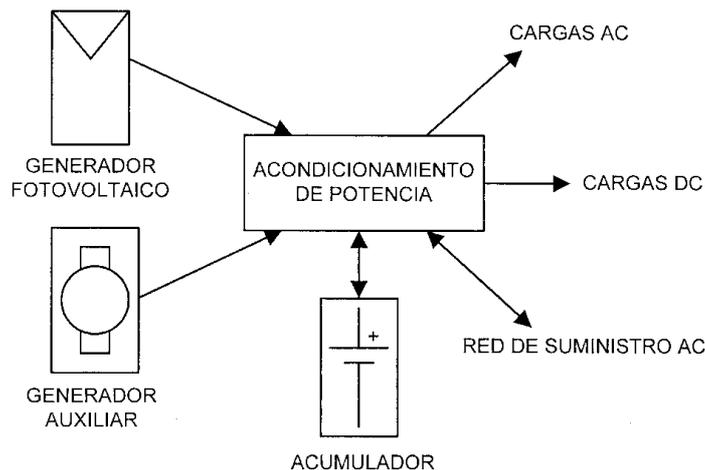


Figura 3.1: Constitución general de un sistema fotovoltaico

- **Generador fotovoltaico:** Constituido por paneles solares que producen tensión y corriente constante.

- **Generador auxiliar:** Complementa al anterior en los momentos de insuficiente radiación. Con mucha frecuencia está constituido por un grupo termoeléctrico alimentado por diesel o gasolina.

- **Acumulador de energía:** Adapta los diferentes ritmos de producción y demanda, almacenando energía en los momentos en que la producción es superior a la demanda, y entregándola en el caso contrario. En la mayoría de los sistemas está constituido por un acumulador electroquímico, o batería de plomo ácido. Con menor frecuencia se utilizan baterías de níquel-cadmio. Algunas veces, en lugar de almacenar energía, se recurre a almacenar directamente el producto final del sistema, como puede ser el agua en los sistemas de bombeo.

- **Una carga:** Utiliza la energía eléctrica producida por los generadores y que puede adoptar muchas formas: equipos CC (iluminación, televisión, enlaces de telecomunicación, etc.), equipos CA (motores eléctricos, iluminación, etc.) e incluso la propia red de suministro y distribución de electricidad convencional en alterna.

- **Acondicionamiento de potencia:** Son el conjunto de equipos que actúan de interfaz entre todos los sistemas definidos anteriormente y que ejercen funciones de protección y control. Quizás, los de uso más frecuente son los

reguladores CC-CC de la carga de las baterías y los convertidores CC-CA o inversores.

En cada sistema en particular, alguno de estos elementos puede no existir. Con excepción del generador fotovoltaico, todos los elementos pertenecen al ámbito de lo que podríamos llamar tecnología convencional, sobre la que existe una gran experiencia. Por ejemplo, la fabricación industrial de baterías de plomo ácido comenzó en el siglo pasado y, en la actualidad, sólo en España, se fabrican anualmente más de dos millones de unidades.

3.1.1 - Campos de aplicación de la energía solar fotovoltaica:

Las aplicaciones más habituales donde se utiliza la energía solar fotovoltaica son:

- En telecomunicaciones, ya que son muchos los equipos relacionados con la telecomunicación en general, que se ubican en lugares de difícil acceso (montañas, oteros, etc.) y, con frecuencia, alejados de la Red Eléctrica Convencional. Tiene sentido recurrir a la solución fotovoltaica cuando su coste es inferior al de extender la red. Como idea general, puede pensarse que el consumo diario máximo de un sistema para que el empleo de la energía solar fotovoltaica sea la mejor alternativa es del orden de 5kWh por cada kilómetro de lejanía a la red.
- En la electrificación rural, puesto que entre el 75 y el 80% de la población mundial no tiene acceso a las redes de distribución de electricidad. Este contexto, y por razones económicas similares a las señaladas en el apartado anterior, ha permitido el desarrollo de un importante sector del mercado fotovoltaico destinado a la electrificación de viviendas, escuelas, granjas, etc.
- Aplicaciones agropecuarias, dado que algunas industrias del ramo agropecuario se caracterizan por ser relativamente intensivas en ocupación de suelo y, a la vez, poco consumidoras de energía. Por ejemplo, un cebadero para 20.000 pollos puede ocupar 4.000 m² (2.000 por nave y 2.000 de terreno aledaño) y no consumir, en iluminación, ventilación, bombeo de agua y comederos automáticos más que 8kWh al día. La diferencia entre los precios del terreno con y sin acceso a la red eléctrica puede llegar a ser tan grande (entre 3 y 8 veces en España) que, por sí sola, justifica inversiones en sistemas fotovoltaicos de cierta entidad.
- En el bombeo de agua, se entiende la creciente necesidad de energía para bombear agua desde pozos y ríos. Los sistemas de bombeo fotovoltaicos presentan características que los hacen especialmente atractivos. Por un lado, son relativamente pequeños y extremadamente fiables y, por otro, su particular forma de trabajo, consistente en bombear poco caudal durante mucho tiempo, se adapta bien a las características de los pozos.

En la conexión a la red eléctrica y en términos estrictamente económicos, la inyección en la red eléctrica de energía de origen fotovoltaico sólo se justifica si su coste es comparable al de las fuentes de energía convencional. Sin embargo, otras razones, como la preocupación por el futuro suministro de energía, la reducción de emisiones contaminantes, etc, han dado origen a la implementación de numerosos programas de apoyo a esta aplicación, hasta el punto de convertirla en un sector importante del mercado.

La modularidad propia de la tecnología fotovoltaica hace que el coste unitario de la energía producida dependa poco del tamaño de los sistemas. Cualquier tamaño es, por lo tanto, posible.

3.2 - TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

3.2.1 - Introducción:

Se define como sistema fotovoltaico el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar y transformar la energía solar disponible, transformándola en utilizable como energía eléctrica.

Estos sistemas, independientemente de su utilización y del tamaño de potencia, se pueden dividir en tres categorías:

- Aislados (stand alone)
- Conectados a la red (grid connected)
- Híbridos

La estructura física de un sistema fotovoltaico (aislado o conectado a la red) puede ser muy diferente, pero normalmente se pueden distinguir tres elementos fundamentales: el campo fotovoltaico, sistema de acondicionamiento de la potencia, sistema de adquisición de datos, tal y como mostraba la Figura 3.1.

3.2.2 - Sistemas aislados:

Los sistemas aislados se utilizan normalmente para proporcionar electricidad a los usuarios con consumos de energía muy bajos para los cuales no compensa pagar el coste de la conexión a la red, y para los que sería muy difícil conectarlos debido a su posición poco accesible: ya que a partir de más de 3km de la red eléctrica, podría resultar conveniente instalar un sistema fotovoltaico para alimentar una vivienda.

Los sistemas aislados, por el hecho de no estar conectados a la red eléctrica, normalmente están equipados con sistemas de acumulación de la energía producida. La acumulación es necesaria porque el campo fotovoltaico puede proporcionar energía sólo en las horas diurnas, mientras que a menudo

la mayor demanda por parte del usuario se concentra en las horas de la tarde y de la noche.

Durante la fase de insolación es, por tanto, necesario prever una acumulación de la energía no inmediatamente utilizada, que es proporcionada a la carga cuando la energía disponible es reducida e incluso nula.

Una configuración de este tipo implica que el campo fotovoltaico debe estar dimensionado de forma que permita, durante las horas de insolación, la alimentación de la carga y de la recarga de las baterías de acumulación.

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico aislado son: módulos fotovoltaicos, regulador de carga, inversor y sistema de acumulación (baterías de acumulación).

En este tipo de sistemas, la energía producida por los módulos fotovoltaicos es almacenada en baterías de acumulación. La carga es alimentada, a través del regulador de carga, por la energía acumulada en las baterías.

El **regulador de carga** sirve fundamentalmente para preservar los acumuladores de un exceso de carga por el generador fotovoltaico y de la descarga por el exceso de uso. Ambas condiciones son nocivas para la correcta funcionalidad y la duración de los acumuladores.

Ya que normalmente la potencia requerida por el usuario no es proporcional a la radiación solar (y, por consiguiente, a la producción eléctrica de un sistema fotovoltaico) una parte de la energía producida por el campo fotovoltaico tiene que ser almacenada para poder ser reutilizada cuando el usuario la necesite. Esta es la finalidad del sistema de acumulación.

Un sistema de acumulación está formado por un conjunto de acumuladores recargables, dimensionado de forma que garantice la suficiente autonomía de alimentación de la carga eléctrica. Las baterías que se utilizan con esta finalidad son acumuladores de tipo estacionario y sólo en casos muy especiales es posible utilizar baterías tipo automoción.

Las **baterías** para uso fotovoltaico tienen que cumplir los siguientes requisitos: Bajo valor de autodescarga, larga vida útil, bajo mantenimiento y elevado número de ciclos de carga-descarga. La tecnología actual permite usar baterías de plomo ácido de larga duración (mas de 6 años), con exigencias de mantenimiento casi nulas.

En cuanto al **inversor**, su finalidad en los sistemas aislados es la de transformar corriente continua (CC) producida por el campo fotovoltaico, en corriente alterna (CA), necesaria para la alimentación directa de los usuarios.

En este caso, el inversor tiene que estar dimensionado para poder alimentar directamente la carga que se le quiere conectar.

Es evidente que, de todos modos, el inversor en este tipo de instalaciones (sistemas aislados) no es un componente indispensable. De hecho, es posible incluso alimentar directamente con corriente continua de baja tensión la carga.

3.2.3 - Sistemas fotovoltaicos conectados a la red:

Los sistemas conectados a red, en cambio, normalmente no tienen sistemas de acumulación, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica; al contrario, durante las horas de insolación escasa o nula, la carga viene alimentada por la red. Un sistema de este tipo, desde el punto de vista de la continuidad de servicio, resulta más fiable que uno no conectado a la red que, en caso de avería, no tiene posibilidad de alimentación alternativa.

La tarea de los sistemas conectados a la red es, por tanto, la de introducir en la red mayor la cantidad posible de energía.

En los sistemas conectados a red es necesario conectar con las líneas de distribución, cumpliendo con los requisitos demandados por la compañía eléctrica. También se incluirá un sistema de medición, mediante el que el propietario, una vez dispone del Régimen Especial de Producción de Energía (REPE), factura la producción de la planta.

Como consecuencia de que las primas otorgadas a la producción con REPE consiguen que la explotación de plantas fotovoltaicas sea económicamente rentable, están proliferando en España las llamadas “huertas solares”.

En estas Huertas Solares se produce el agrupamiento de varias instalaciones, que cuentan con una potencia unitaria inferior a los 100kW de cara a poder disfrutar de la prima del 575% sobre el precio de referencia de la electricidad. Las huertas solares suelen ser promovidas por una sociedad que ofrece participaciones de hasta 100kW a terceros, y después se encarga de la gestión y operación del conjunto.

Es necesario tener en cuenta que en el caso de considerar sistemas sin acumulación conectados en red, es la red misma la que desempeña la tarea de acumulador, de capacidad infinita. La carga la representa, en cambio, el usuario conectado a la red, como sucede en cualquier otro sistema “grid connected”.

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico “grid connected” son: Módulos fotovoltaicos, Inversor para la conexión a red, dispositivo de intercambio con la red eléctrica y contador de energía bidireccional.

El **Inversor** es uno de los componentes más importantes en los sistemas conectados a red, ya que maximiza la producción de corriente del dispositivo fotovoltaico y optimiza el paso de energía entre el módulo y la carga.

El inversor es un dispositivo que transforma la energía continua producida por los módulos (12V, 24V, 48V,...) en energía alterna (generalmente 220V), para alimentar el sistema y/o introducirla en la red, con la que trabaja en régimen de intercambio.

Los inversores para la conexión a la red eléctrica están equipados generalmente con un dispositivo electrónico que permite extraer la máxima potencia, paso por paso, del generador fotovoltaico. Este dispositivo sigue el punto de máxima potencia (SPMP) y tiene justamente la función de adaptar las características de producción del campo fotovoltaico a las exigencias de la carga.

El **dispositivo de intercambio** con la red sirve para que la energía eléctrica introducida en la red tenga todas las características requeridas por la misma.

Finalmente, el **contador** de energía mide la energía producida por el sistema fotovoltaico durante su periodo de funcionamiento.

3.2.4 - Sistemas híbridos:

La energía solar híbrida es un sistema de producción de energía que combina la energía solar con la energía obtenida de otra fuente, como por ejemplo de una térmica convencional de biomasa o combustible fósil. Se pueden obtener sistemas de alta fiabilidad integrando el sistema aislado con una fuente energética tradicional. Puesto que se consigue aumentar la potencia según demanda y es menos dependiente de las fluctuaciones en la radiación solar.

Hay diferentes sistemas híbridos:

- Sistemas con acumuladores: el grupo electrógeno funciona cuando la energía solar almacenada se ha terminado, y después de recargar las baterías se apaga el generador.
- Sistemas sin acumuladores o directos: el grupo electrógeno tiene que funcionar de forma continua cuando la energía solar no es suficiente.

El sistema híbrido cubre la cantidad normal de energía con el sistema fotovoltaico y solamente el *pico* de energía faltante será producido por el grupo electrógeno.

El sistema híbrido sale más económico en la instalación inicial que un sistema FV más grande, pero el grupo electrógeno consume combustible y necesita mantenimiento, lo que resulta costoso a largo plazo.

Por otro lado, existe además una tecnología de sistemas fotovoltaicos híbridos totalmente diferente que combina en un mismo panel solar, la energía fotovoltaica con la térmica. Este panel solar híbrido consiste en un módulo fotovoltaico con un absorbedor de calor integrado.

El funcionamiento, depende del uso que se le quiera dar a la instalación. Pero básicamente, en una instalación donde queremos obtener el máximo de ambas energías por unidad de superficie, el panel se comportaría de la manera siguiente: el absorbedor de calor que incorpora el Panel Solar Híbrido, es recorrido por un fluido calor-portante que cede su energía térmica en un intercambiador de calor, ya sea sumergido, de doble envolvente o separado del acumulador solar. Dicho acumulador puede ser de sistema abierto o cerrado. La circulación del fluido calor-portante puede ser por termosifón o circulación forzada. La máxima eficiencia en el sistema fotovoltaico, se obtiene en instalaciones de transferencia directa, sin acumulador de calor.

Las ventajas de esta tecnología son obvias y pueden resumirse en las siguientes:

- Aumento de potencia fotovoltaica (>15%)
- Calentamiento de agua para usos sanitarios, calefacción, piscinas, etc...
- Reducción significativa de espacio necesario para instalar ambos sistemas.
- Prolongación de la vida útil de los módulos, al reducir su temperatura de trabajo.
- Reducción de costes para la producción e instalación de ambos sistemas.
- Menos herrajes y puntos de anclaje.
- En huertas solares, más rendimiento y reducción del tiempo de amortización.
- Menos residuos alcanzado el fin de la vida útil de la instalación.
- Menos impacto ambiental.
- Mejor integración arquitectónica.

3.3 - SISTEMAS AISLADOS

3.3.1 - Generalidades:

Existen instalaciones de consumo donde no llega la red de distribución eléctrica por lo que es necesario recurrir a un sistema de producción autónomo.

Un sistema fotovoltaico completo, con gran capacidad de acumulación, puede garantizar un suministro fiable hasta tres días con ausencia de sol, y con una inversión mucho inferior al coste de hacer llegar la red eléctrica al emplazamiento.

Para conseguir un suministro de corriente absolutamente fiable, puede incorporarse al sistema un grupo electrógeno de apoyo. Así se garantiza que, en el caso que los acumuladores se queden sin energía, el sistema pueda seguir suministrando electricidad.

La aplicación de estos sistemas fotovoltaicos aislados se orienta al suministro de electricidad en:

- Electrificación de viviendas y edificios.
- Alumbrado público.
- Aplicaciones agropecuarias.
- Bombeo y tratamiento de agua.
- Señalización de carreteras u obras.
- Sistemas de medición o telecontrol aislados.
- Aplicaciones mixtas con otras renovables.

3.3.2 - Características técnicas de los sistemas aislados:

Todas las instalaciones deberán cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas dispuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión o legislación posterior vigente.

Como principio general, se tiene que asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase 1) para equipos y materiales.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a $50V_{RMS}$ o $120V_{CC}$. Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico clase II.

Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65, y los de interior, IP32.

Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante).

3.3.3 - Elementos:

3.3.3.1 - El generador Fotovoltaico:

El efecto fotovoltaico se descubrió en 1839 cuando Becquerel puso de manifiesto la aparición de tensión eléctrica cuando se iluminaba un electrodo de una solución electrolítica. En cuerpos sólidos, se descubrió en el selenio cuarenta años más tarde. En 1954 P. Rappaport describió la aplicación de una unión p-n a la conversión de energía radiactiva en energía eléctrica.

La célula solar más utilizada es la de unión p-n cuyo funcionamiento en la oscuridad difiere muy poco de la de un diodo de unión y por consiguiente las características eléctricas corriente-tensión (V/I) obedecen a los resultados típicos de dicho dispositivo elemental.

Bajo condiciones de iluminación se crean pares electrón-hueco en exceso sobre las concentraciones de equilibrio en el volumen del semiconductor, que son separados por el campo eléctrico de la unión p-n provocando la aparición de una corriente eléctrica en la carga conectada exteriormente. En la Figura 1.2 se pueden ver las características tensión-corriente en condiciones de iluminación y oscuridad.

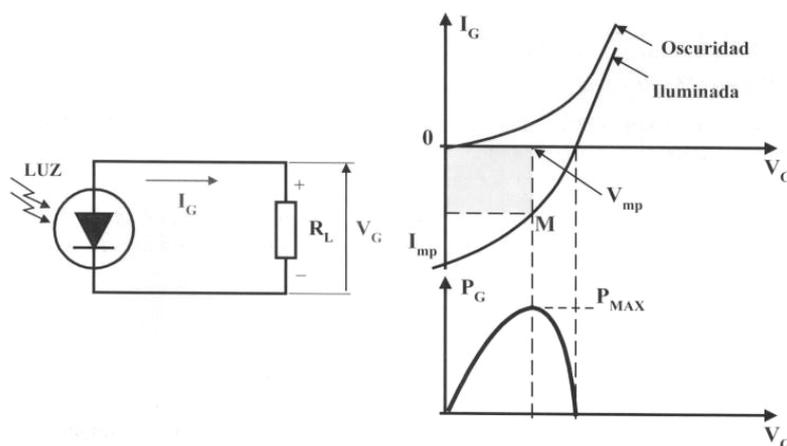


Figura 3.2: Características tensión-corriente.

Como se desprende del análisis de la Figura 3.2, únicamente puede extraerse potencia del dispositivo si el punto de trabajo está situado en el cuarto cuadrante, que es donde el producto tensión por corriente es negativo, lo que significa que la célula solar se comporta como generador de energía. Evidentemente, la resistencia de carga óptima será aquella que haga coincidir el punto de trabajo con el punto de máxima potencia.

Las características del “generador fotovoltaico” o célula solar se expresan a continuación mediante la ecuación que define su característica tensión/corriente (V/I):

$$I = I_L - I_0 \left(e^{\frac{V + IR_S}{V_t} - 1} \right) - \frac{V + IR_S}{R_P}$$

Donde I_L , I_0 , R_S y R_P son, respectivamente la corriente de generación, la corriente de oscuridad, la resistencia serie y la resistencia paralelo de la célula y $V_t = mkT/e$ (V_t (300K) \approx 25mV). Por lo general la resolución de la mayoría de los problemas prácticos no precisa de tal exactitud y puede recurrirse al sencillo modelo que resulta de aceptar como válidos los supuestos siguientes:

- a) Los efectos de la resistencia paralelo son despreciables.
- b) La corriente generada, I_L y la corriente de cortocircuito I_{SC} , son iguales.
- c) La exponencial $((V + IR_S) / V_t) > 1$ en cualquier condición de trabajo.
- d) Todas las células de un mismo generador son idénticas y trabajan igualmente iluminadas y a la misma temperatura.
- e) Las caídas de tensión en los conductores que interconexionan las células son despreciables.

Estos supuestos conllevan errores muy pequeños cuando se trata de generadores fotovoltaicos de silicio cristalino, que son la inmensa mayoría del mercado actual. Quedando la siguiente expresión:

$$I = I_{SC} - I_0 \cdot e^{\frac{V + IR_S}{V_t} - 1}$$

Se puede decir que una célula fotovoltaica es un generador de intensidad controlado básicamente por la radiación solar.

La capacidad de generación habitual de una célula solar viene a ser de 2V y 100mA. Los fabricantes agrupan eléctricamente las células solares asociándolas en paralelo o en serie y las encapsulan en un único dispositivo llamado “panel solar o módulo fotovoltaico”, que constituye el elemento básico con el que se construyen los generadores fotovoltaicos.

El panel solar o módulo fotovoltaico proporciona unos determinados niveles de voltaje y corriente dependiendo del tipo y número de células conectadas y del tipo de conexión.

El panel solar protege a las células frente a las agresiones de los agentes de la intemperie, las aísla eléctricamente del exterior y da rigidez mecánica al conjunto. El tiempo de vida de los módulos, en condiciones normales de operación, debe ser superior a 20 años y viene determinado por la duración del encapsulado, que debe ser impermeable al agua además de resistir la fatiga térmica y la abrasión.

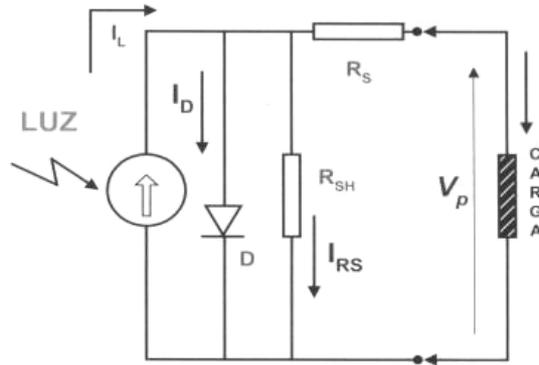


Figura 3.3: Circuito equivalente del generador o panel fotovoltaico.

Cuando en la salida de la célula se produce un cortocircuito ($V=0$), con un nivel de radiación normal, la resistencia serie tiene un efecto despreciable y la corriente de cortocircuito se puede considerar igual a la fotocorriente I_L que es proporcional a la radiación E_C (W/m^2).

En la condición de circuito abierto en la salida, la tensión de circuito abierto V_{OC} corresponde a la tensión en extremos de la unión p-n cuando ésta se ve atravesada por la fotocorriente I_L . La tensión de circuito abierto aumenta logarítmicamente cuando aumenta el nivel de radiación y disminuye linealmente con los incrementos de temperatura. Este efecto de la temperatura es debido al incremento exponencial de la corriente de saturación I_0 con los incrementos de temperatura. La corriente de saturación es una corriente de portadores minoritarios creada por la excitación térmica y acelerada en el interior por el campo eléctrico de la unión p-n. La curva característica de un panel solar viene representada por la Figura 3.4.

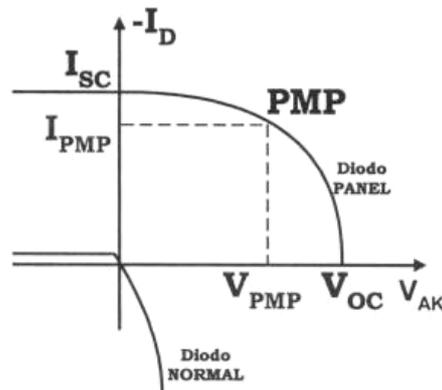


Figura 3.4: Curva característica de un panel solar.

En general, las curvas características V/I de una célula o de un panel solar en función de la temperatura, se muestran en la Figura 3.5:

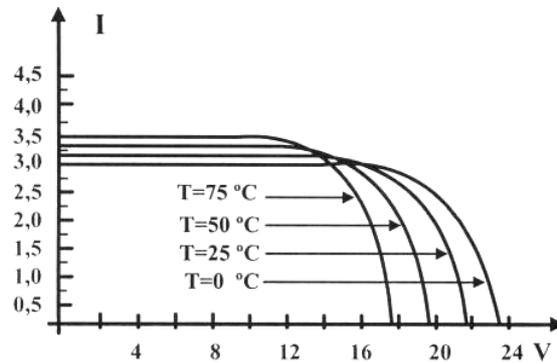


Figura 3.5: Curvas características tensión-corriente en función de la temperatura.

Las pruebas de test de un panel o módulo fotovoltaico, es decir, sus características eléctricas I-V, bajo unas determinadas condiciones de iluminación y temperatura, pueden obtenerse a partir de la información característica que, conjuntamente con el módulo, debe suministrar el fabricante y que está constituida por varios parámetros obtenidos en unas condiciones estándar de medida, de uso internacional y definidas como sigue:

Irradiancia: $100\text{mW} / \text{cm}^2$ (o $1\text{kW} / \text{m}^2$)

Distribución espectral: AM 1.5

Temperatura de la célula: 25°C

3.3.3.2 - El acumulador de carga:

En toda instalación aislada es necesaria la presencia de un acumulador. Debido a que la naturaleza de la radiación solar es intrínsecamente variable en el tiempo, sometida por un lado al ciclo diario de los días y las noches; por otro, al ciclo anual de las estaciones y, por último, a la variación aleatoria del estado de la atmósfera. Como consecuencia de todo ello, son muchos los momentos en los que la potencia eléctrica que puede entregar el generador FV difiere, por exceso o defecto, de la que demanda una determinada aplicación. El abanico de posibles acumuladores de energía es muy amplio (volantes de inercia que acumulan energía cinética, depósitos de agua que acumulan energía potencial, etc). Sin embargo, para el mundo de los sistemas fotovoltaicos, cuando interesa la producción de energía eléctrica, tales posibilidades se reducen a la acumulación electroquímica, es decir, a la batería recargable, que se define como una asociación continua formada por un conjunto de vasos electroquímicos interconectados, que presentan la propiedad de que se pueden cargar (acumular energía eléctrica en forma de energía química) y que se pueden descargar (convierten la energía química en eléctrica), entregando energía eléctrica a una carga conectada a los dos electrodos de que disponen.

Todas las baterías constan de un par de electrodos (uno positivo y otro negativo) y un electrolito. Cuando la batería está cargada hay una diferencia de potencial de determinado valor entre los dos electrodos. La diferencia de potencial existente depende de:

- La naturaleza del electrolito.
- Del tipo de electrodos utilizado.
- De la carga conectada, que provocará un decrecimiento mas o menos rápido de la tensión entre bornes de la batería.

Será necesario tener en cuenta con respecto a la batería:

- Su tensión de operación.
- La autodescarga, es decir, la pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto. Habitualmente se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes, y a una temperatura de 25°C.
- La Capacidad nominal: C_{20} (Ah), que es la cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de 20°C, hasta que la tensión entre sus terminales llegue a 1,8 V/vaso. Para otros regímenes de carga se pueden usar las siguientes relaciones empíricas: $C_{100}/C_{20} \approx 1,14$.
- La Capacidad útil, definida como la capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida, PD_{max} .
- El Estado de Carga, definido como el cociente entre la capacidad de una batería, en general, parcialmente descargada, y su capacidad nominal.
- La Profundidad de Descarga (PD). Se define como el cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en %.
- El Régimen de Carga (o descarga). Es el parámetro que relaciona la capacidad nominal de la batería y el valor de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Se expresa normalmente en horas y se representa como un subíndice en el símbolo de la capacidad y de la corriente a la cual se realiza la carga o descarga. Por ejemplo, si una batería de 100Ah se descarga en 20 horas a una corriente de 5A, se dice que el régimen de descarga es 20 horas ($C_{20}=100Ah$) y la corriente se expresa como $I_{20}=5A$.

Los equipos específicos incluidos en una instalación aislada deberán cumplir los siguientes requisitos:

- Las baterías del acumulador serán de plomo-ácido. No se permitirá el uso de baterías de arranque.
- Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente de

cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico (en A). En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por ejemplo, para ampliar el número de días de autonomía), se justificará en la memoria de solicitud.

- La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 80% en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes.
- En aquellas aplicaciones en las que estas sobredescargas puedan ser habituales, tales como alumbrado público, la máxima profundidad de descarga no superará el 60%.
- Se protegerá especialmente frente a sobrecargas a las baterías con electrolito gelificado de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.
- La capacidad inicial del acumulador será superior al 90% de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial.
- La autodescarga del acumulador a 25°C, no excederá el 6% de su capacidad nominal por mes.
- La vida del acumulador (hasta que su capacidad residual caiga por debajo del 80% de su capacidad nominal) debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50%.
- El acumulador será instalado siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso, deberá asegurarse lo siguiente:
 - o El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.
 - o Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.
- Cada batería (o vaso) deberá estar etiquetado, al menos, con la siguiente información:
 - o Tensión nominal (V).
 - o Polaridad de los terminales.
 - o Capacidad nominal (Ah).
 - o Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.

3.3.3.3 - El regulador de carga:

El Regulador de carga es el dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas. El regulador podrá no incluir alguna de estas funciones si existe otro componente del sistema encargado de realizarlas.

Las características esenciales del regulador de carga serán:

- El voltaje de desconexión de las cargas de consumo, que es el valor de tensión de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a las cargas de consumo.
- El voltaje final de carga, que es valor de la tensión de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.

Las propiedades que se exigen al regulador de carga son las siguientes:

- 1.- Las baterías se protegerán contra sobrecargas y sobredescargas. En general, estas protecciones serán realizadas por el regulador de carga, aunque estas funciones podrán incorporarse en otros equipos siempre que se asegure una protección equivalente.
- 2.- Los reguladores de carga que utilicen la tensión del acumulador como referencia para la regulación deberán verificar los siguientes requisitos:
 - La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida, sin superar en ningún caso el límite. Esta tensión de desconexión debe estar en el intervalo +/- 1% del valor límite y permanecer constante en todo el margen posible de variación de la temperatura ambiente.
 - La tensión final de carga debe asegurar un factor de recarga de la batería superior al 90%.
 - La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de -4 a -58 mV/°C/vaso, y estar en el intervalo de +/- 1% del valor especificado.
 - Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.
- 3.- Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros, como por

ejemplo, el estado de carga del acumulador. En cualquier caso, deberá asegurarse una protección equivalente del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas.

- 4.- Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos del acumulador.
- 5.- El regulador de carga se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima de:
 - corriente en la línea de generador: un 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM.
 - corriente en la línea de consumo: un 25% superior a la corriente máxima de la carga de consumo.
- 6.- El regulador de carga debe estar protegido contra la posibilidad de operación sin acumulador, con el generador operando en las CEM y con cualquier carga. En estas condiciones, el regulador tiene que asegurar, además de su propia protección, la de las cargas conectadas.
- 7.- Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5V para 12V de tensión nominal), incluyendo los terminales, en las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de consumo y corriente en la línea generador-acumulador igual a la corriente máxima especificada para el regulador. Si las caídas de tensión son superiores a este valor, por ejemplo, si el regulador incorpora un diodo de bloqueo, se justificará el motivo en la memoria de solicitud.
- 8.- Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de batería y consumo serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5V para 12V de tensión nominal), incluyendo los terminales, en las siguientes condiciones: corriente nula en línea de generador y corriente en la línea acumulador-consumo igual a la corriente máxima especificada para el regulador.
- 9.- Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3% del consumo diario de energía.

El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:

- Tensión nominal (V).
- Corriente máxima (A).
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.
- Polaridad de terminales y conexiones.

3.3.3.4 - El inversor:

El inversor es el elemento que convierte la corriente continua en corriente alterna. Las características que definen al inversor son:

- V_{RMS} : Valor eficaz de la tensión alterna de salida.
- La Potencia nominal: Potencia máxima, especificada por el fabricante, que el inversor es capaz de entregar de forma continua.
- La Capacidad de sobrecarga: Habilidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.
- El Rendimiento del inversor: Relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada de inversor. Depende de la potencia de operación.
- Factor de potencia: Cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.
- Distorsión armónica total: THD (%). Parámetro utilizado para indicar el contenido armónico de la onda de tensión de salida y se define como:

$$THD(\%) = 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=\infty} V_n^2}}{V_1}$$

Donde V_1 es el armónico fundamental y V_n el armónico n-ésimo.

A continuación se enumeran los requisitos técnicos que deben cumplir los inversores, siendo e aplicación para los inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fijas (valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fijos). Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.

- 1.- Se recomienda el uso de inversores de onda senoidal, aunque se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.
- 2.- Como normal general, los inversores se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga. Si esto no es posible por alguna incompatibilidad (por ejemplo, diferentes potencias de operación) se permitirá la conexión directa del inversor al acumulador y se asegurará la protección del mismo frente a sobredescargas, de acuerdo con lo especificado en el apartado correspondiente.
- 3.- El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.

4.- La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes en cualquier condición de operación:

- $V_{NOM} + 15\% / -10\%$, siendo V_{NOM} : 220V_{RMS} ó 230V_{RMS}

- 50Hz +/- 2%

5.- El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.

6.- El inversor debe arrancar y operar cualquier carga, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.

7.- Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:

- Tensión de entrada fuera del margen de operación.

- Operación sin batería.

- Cortocircuito en la salida de corriente alterna.

- Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

8.- El autoconsumo del inversor, en condiciones normales de operación (es decir, generando la onda de tensión en vacío) será menor o igual al 2% de la potencia nominal de salida.

9.- Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5% del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).

10.- El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en la siguiente tabla, Tabla 3.1:

Tabla 3.1: Rendimientos del inversor

Tipo de inversor		Rendimiento al 20% de la potencia nominal	Rendimiento a potencia nominal
Onda senoidal	$P_{NOM} \leq 500Va$	>80%	>70%
	$P_{NOM} > 500VA$	>85%	>80%
Onda no senoidal		>85%	>80%

11.- Los inversores deberán estar etiquetados con al menos la siguiente información:

- Potencia nominal (VA).
- Tensión nominal de entrada (V).
- Tensión (V_{RMS}) y frecuencia (Hz) nominales a la salida.
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.
- Polaridad y terminales.

3.3.3.5 - Las cargas de consumo:

En lo que se refiere a las cargas de consumo, dadas las características del suministro, se recomienda utilizar electrodomésticos de alta eficiencia.

Por ello, se utilizarán lámparas fluorescentes, preferiblemente de alta eficiencia. No se permitirá el uso de lámparas incandescentes. Las lámparas fluorescentes de corriente alterna deberán cumplir la normativa al respecto. Se recomienda utilizar lámparas que tengan corregido el factor de potencia.

En ausencia de un procedimiento oficial de homologación de lámparas fluorescentes de continua, estos dispositivos deberán verificar los siguientes requisitos:

- La lámpara debe asegurar un encendido seguro en el margen de tensiones de operación, y en todo el margen de temperaturas ambientales previstas.
- La lámpara debe estar protegida cuando: se invierte la polaridad de la tensión de entrada, la salida es cortocircuitada, opera sin tubo.
- La potencia de entrada de la lámpara debe estar en el margen del +/-10% de la potencia nominal.
- El rendimiento luminoso de la lámpara debe ser superior a 40 lúmenes/W.
- La lámpara debe tener una resistencia mínima de 5000 ciclos cuando se aplica el siguiente ciclado: 60 segundos encendida/150 segundos apagada.
- Las lámparas no deben producir interferencias electromagnéticas.

Se recomienda que no se utilicen cargas para climatización.

Los sistemas con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500W tendrán, como mínimo, un contador para medir el consumo de energía (excepto sistemas de bombeo). En sistemas mixtos con consumos en continua y alterna, bastará un contador para medir el consumo en continua de las cargas CC y del inversor.

En sistemas con consumos de corriente alterna únicamente, se colocará el contador a la salida del inversor.

Los enchufes y tomas de corriente para corriente continua deben estar protegidos contra la inversión de polaridad.

Para el caso particular de sistemas de bombeo de agua, se respetarán las especificaciones concretas al respecto, que no se tratarán aquí.

3.3.3.6 - El cableado:

Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.

Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, a los valores especificados a continuación (referidos a la tensión nominal continua del sistema):

- Caídas de tensión máxima entre generador y regulador/inversor: 3%
- Caídas de tensión máxima entre inversor y batería: 1%
- Caídas de tensión máxima entre regulador e inversor: 1%
- Caídas de tensión máxima entre inversor/regulador y cargas: 3%

Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación.

Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente.

Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

3.3.3.7 - Protecciones y puesta a tierra:

Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios, contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.

Las masas de todas las cargas de alterna, si las hubiere, estarán conectadas a tierra.

El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. La puesta a tierra de las masas y el uso de interruptores diferenciales está particularmente recomendado.

La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.

4. REGULADORES DE CARGA DE BATERÍAS

4.1 – Función

Para preservar la vida de las baterías, hay que evitar las situaciones de sobrecarga (que corresponde a un voltaje excesivamente elevado) y de descarga profunda. En el caso de baterías de plomo-ácido, el voltaje y el estado de carga están directamente relacionados, por lo que la medida de la tensión en bornes del acumulador proporciona una buena indicación sobre si la batería está o no trabajando con un régimen de carga adecuado.

Hay dos tipos de controles: regulador de carga y controlador de descarga, que protegen las baterías contra sobrecarga y contra sobredescarga, respectivamente. Algunos fabricantes integran las dos funciones de protección de las baterías en un solo dispositivo que se denomina "regulador con control de carga" o "regulador con LVD". Estos reguladores con control de carga son particularmente útiles en sistemas pequeños con cargas c.c. solamente. Puede ser difícil encontrar un regulador de este tipo con suficiente capacidad de salida para operar todas las cargas simultáneamente o para permitir el arranque de ciertos aparatos como televisores. En estos casos es necesario instalar un regulador de recarga y un controlador de descarga separados.

En resumen, obtenemos que las funciones básicas del regulador son:

- Carga óptima de la batería.
- Impedir que la descarga supere los límites admisibles.
- Evitar sobrecargas.
- Y las funciones complementarias son:
 - Informar sobre tensiones y corrientes de carga, descarga y dar alarmas.
 - Conectar y desconectar cargas según prioridades.
 - Llevar un control del consumo.

4.2 – Tipos de reguladores

Según dónde se ubique existen dos formas de trabajo para el **Control de Carga (CdC)**: **control en serie** y **control en paralelo**. Presentándose dos tipos de regulador:

- **Regulador paralelo:** Se encarga de disipar el exceso de potencia generado por los módulos.
 - **Regulador serie:** Desconecta la batería del generador.
-

4.2.1 – Regulador serie:

En esta versión, la acción de control tiene lugar en *serie con el circuito de carga*, abriéndolo y cerrándolo intermitentemente, dependiendo del voltaje de la batería. Durante la noche, el circuito de carga permanece abierto, evitando que las baterías se descarguen a través de los mismos (diodo N-P polarizado por el voltaje de la batería para no conducir).

El regulador serie que se muestra en la Figura 4.1 se utiliza con potencias elevadas, ya que es más cómodo desconectar la batería del generador mediante un interruptor accionado según el ciclo de histéresis representado en la figura adjunta. El valor recomendado para V_{sc} es de 2,45V por elemento de batería, a 25°C y debe corregirse a razón de $-5\text{mV}/^\circ\text{C}$.

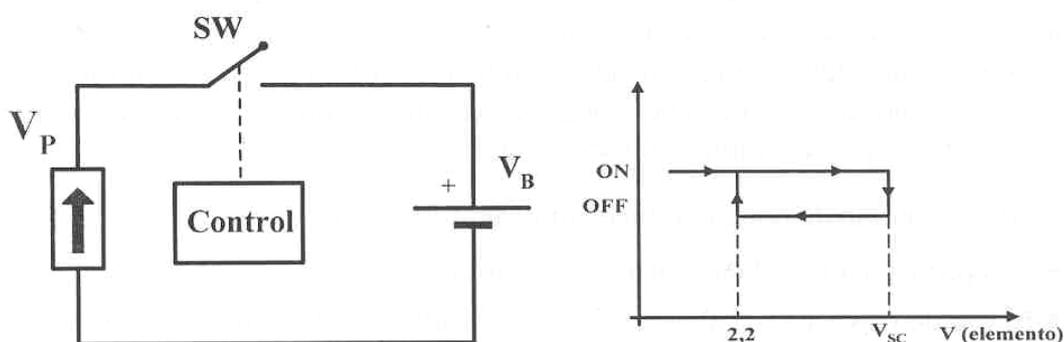


Figura 4.1: Esquema del Regulador Serie

Dentro de esta configuración pueden distinguirse varias técnicas de control:

- Control serie on-off: dicho control actúa desconectando el generador del acumulador cuando la tensión en carga alcanza cierto valor, evitando así la sobredescarga de las baterías.
- Control serie, dos estados: similar al anterior, excepto que la regulación de la tensión final de carga ocurre a dos tensiones; inicialmente una tensión elevada de ecualización y después una tensión de flotación, lo que permite un gaseo periódico de la batería.
- Control serie lineal: en el que se aplica una tensión constante a partir de que la batería alcanza la tensión de corte por sobrecarga, utilizando un elemento de control serie que actúa como una resistencia variable que disipa el excedente energético que no usa para la carga de la batería.
- Control serie PWM: en el que se conecta y desconecta el generador FV dando lugar a pulsos de corriente de carga en los que se varía su ciclo de trabajo de modo que la batería mantenga una tensión constante de carga.
- Control serie multietapa: generalmente se utiliza en grandes sistemas, en los que el generador FV completo se divide en varios generadores que se conectan o desconectan gradualmente para decrecer la corriente de carga cuando está cerca de la plena carga.

4.2.2 – Regulador paralelo:

La acción de control en estos modelos actúa desviando, de forma intermitente, la corriente de carga a una carga ficticia (dummy load, en inglés) que queda conectada en paralelo con el circuito de carga. Como el circuito de carga no se abre, para evitar la descarga de las baterías, se conecta un diodo de bloqueo del lado de la batería. La presencia del mismo crea pérdidas de potencia y reduce el valor máximo del voltaje de carga. Esto hace que los controles paralelos sean menos eficientes que la versión en serie, y por ello la mayoría de los controles ofrecidos a la venta son del tipo serie.

El regulador paralelo se utiliza en generadores fotovoltaicos de pequeña potencia ($I_{\text{CARGA}} < 10\text{A}$) y consiste en poner un transistor en paralelo con el generador fotovoltaico, como muestra la Figura 4.2. El control del transistor debe conseguir que éste conduzca o no, según que el voltaje de la batería sea superior o inferior a cierto valor umbral, V_{SC} . La figura representa esta situación para la eventualidad de una corriente de carga constante. Para evitar la sobredescarga y permitir al mismo tiempo los beneficios de la gasificación, está recomendado un valor de $V_{\text{SC}} = 2,35\text{V}$ por cada elemento de la batería a 25°C . A otras temperaturas, este valor debe corregirse a razón de $-5\text{mV}/^{\circ}\text{C}$.

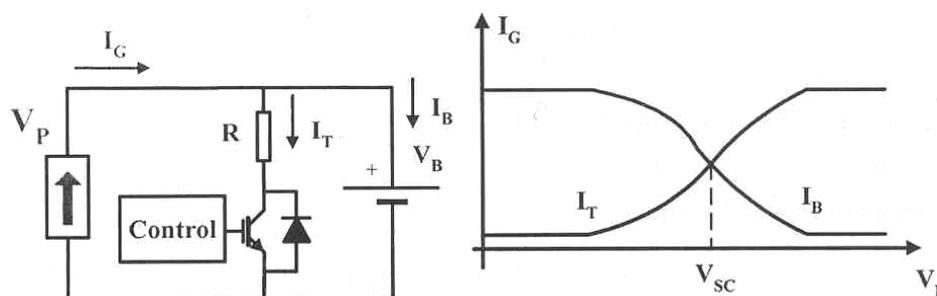


Figura 4.2: Esquema del Regulador Paralelo

4.3 - Circuito de Control

Un circuito de control tiene dos secciones: la que ejerce el control, y la que lo recibe. Ambas están vinculadas, en todo momento, a través del circuito de monitorización, que completa el circuito de control. La señal de monitorización permite que la sección de control pueda ejercer su acción en el momento y forma apropiada.

La monitorización vigila el Estado de Carga (EdC) del banco de baterías, mandando al CdC información sobre el voltaje de la batería. Si bien este voltaje no representa la mejor manera de conocer con precisión el EdC de la batería, es el parámetro más fácil de monitorizar y desde los primeros diseños se utilizó como señal de monitorización. Por otra parte, hacia el final del ciclo de carga, el voltaje de batería se mantiene casi constante, proveyendo una información más satisfactoria sobre el EdC del acumulador.

La Figura 4.3 muestra tres voltajes de monitorización: el de la batería, el del generador de entrada y el de un sensor de temperatura.

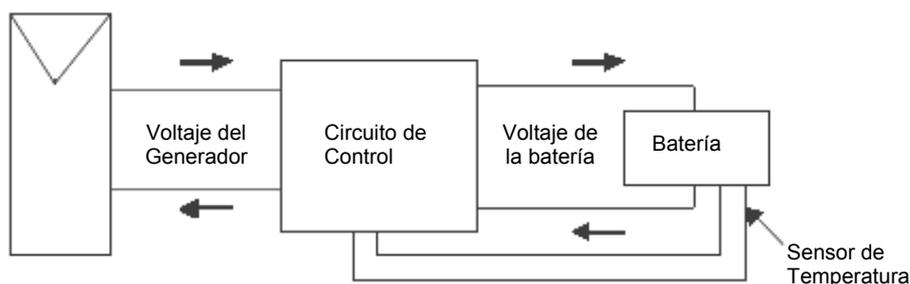


Figura 4.3: Control de Carga

La batería está conectada permanentemente a la salida del CdC. En sistemas con altas corrientes de carga, a fin de eliminar el error introducido por la caída de tensión en los cables de conexión, se utilizan cables adicionales de monitorización por los que circula una corriente.

La incorporación de un sensor de temperatura provee una tensión suplementaria, la que se conecta al terminal especialmente previsto en el CdC. El sensor, que a veces está adherido a la caja de la batería y en otras atornillado a uno de sus terminales, envía una tensión variable de corrección, el que se suma o subtrae al valor del voltaje máximo de carga, dependiendo de la temperatura del electrolito.

La monitorización del voltaje de la batería continúa durante la noche y puede utilizarse para interrumpir el circuito de carga, cuando éste alcanza un valor excesivamente bajo.

Un criterio similar se aplica al voltaje de salida de los paneles, que puede ser desconectado cuando alcanza un valor menor al voltaje de carga de la batería.

Los CdC modernos son utilizados para llevar a cabo funciones adicionales, las que se agrupan bajo el nombre genérico de opciones. Algunas de ellas están directamente relacionadas con el proceso de carga (control de temperatura), mientras que otras tienen una acción indirecta (ecualización o monitorización del sistema).

La posición que tiene el CdC dentro del circuito FV (entre la parte generadora y el resto del circuito), dictará las opciones se incorporen en este punto. Algunas pasan a formar parte del control de carga (control de temperatura y ecualización), mientras que las que guardan relación con la monitorización del sistema requieren el uso de unidades adicionales, las que estarán dedicadas a una función específica (desconexión por bajo voltaje de carga, etc).

4.4 - Algoritmo de carga

Este es el corazón de los CdC modernos. Consiste en el control en el tiempo de los parámetros eléctricos de las baterías (tensión/corriente) a partir de los cuales el regulador toma decisiones que se aplican al sistema fotovoltaico con el propósito de cargar y descargar las baterías eficientemente.

En general presentan 4 etapas:

- Carga normal: Batería total o parcialmente descargada (11,4 – 12,8V). Corriente constante, con aumento de la tensión.
- Sobrecarga: 80% de la carga. Tensión de salida del regulador constante con la corriente en descenso.
- Ecuilibración: cuando estamos aproximadamente al 95% de la carga.
- Flotación: (13,2 a 13,6V).

Independientemente de cuántas etapas ofrezcan, los factores considerados en el diseño de las dos primeras es el mismo para todos los fabricantes.

A) Primera etapa:

Todos los diseños tienen en cuenta la necesidad de cargar el banco de baterías lo más rápido posible, ya que la duración del día solar promedio es limitada. La alta cantidad de iones libres presentes en la solución electrolítica cuando la batería está descargada, hace posible acelerar al comienzo el proceso de carga. Se consigue así una carga bruta substancial (bulk charge) durante las primeras horas del día.

La implementación del proceso de carga es la misma para todos los fabricantes y consiste en elegir una tensión de referencia lo suficientemente alta como para asumir que cuando la tensión de la batería alcanza ese valor, el EdC es cercano al 80% del máximo. Durante este período la corriente de carga tiene un valor igual al máximo que el sistema puede entregar en un instante dado. Al respecto, debe tenerse en cuenta que los paneles solares no proporcionan una corriente constante durante el día, ya que el máximo valor sólo se alcanza cuando el sol llega al zenit. A partir de este punto, su valor disminuye constantemente.

Las diferencias entre diferentes modelos tienen que ver con detalles como:

- El valor elegido para el voltaje de referencia
- La posibilidad de alterar (o no), manualmente, el valor del voltaje de referencia

Cuando la tensión de la batería iguala la de referencia, a veces con un error entre 20 y 30 mV, el circuito de control inicia la segunda etapa.

B) Segunda etapa:

Todos los fabricantes reconocen la necesidad de desacelerar el proceso de carga, ya que el EdC de la batería es lo suficientemente alto como para asumir que la cantidad de iones libres ha disminuido, y seguirá disminuyendo durante esta etapa. Se hace necesario disminuir, paulatinamente, el valor de la corriente de carga. A esta etapa se la denomina de absorción (absorption stage).

Cómo llevar a cabo la disminución de la corriente durante esta etapa, es lo que diferencia a un modelo del otro.

Una solución es mantener el valor del voltaje usado como referencia en la primera etapa. Como la diferencia entre el voltaje de la batería y el del generador de carga disminuye constantemente, la corriente de carga se reduce paulatinamente.

La otra solución consiste en disminuir la corriente de carga usando un generador de carga pulsante, de amplitud constante (valor de referencia) y tiempo de conducción variable. Este tipo de generador se conoce, con la abreviatura PWM (anchura de pulso modulada).

Durante esta etapa los incrementos en la tensión de la batería se traducen en reducciones en el tiempo de conducción, disminuyéndose así el valor de la corriente de carga.

4.4.1 - CdC de dos etapas:

La duración de la segunda etapa está determinada por el algoritmo de carga y no por un voltaje de referencia. Al terminar esta etapa el fabricante estima que la batería está cargada, interrumpiéndose el proceso de carga.

Cuando una batería permanece en reposo, su tensión disminuye lentamente.

Es por ello que los CdC de dos etapas ofrecen dos opciones al terminar la segunda etapa:

- El reinicio automático de la carga
- La posibilidad de ecualizar las baterías.

A) Reinicio automático:

Cuando el valor de tensión de la batería decrece por debajo de un segundo voltaje de referencia, llamado voltaje de reinicio el ciclo de dos etapas se repite automáticamente.

B) Ecuación:

Como alternativa al reinicio automático, estos CdC ofrecen la posibilidad de elegir una tercera etapa: la de ecuación. Esta opción permite a los fabricantes de estos modelos considerarlos como CdC de tres etapas, aún cuando la etapa de ecuación no constituye una extensión del proceso de carga. El proceso de ecuación puede trabajar, a elección, en forma automática o manual.

Es importante observar que la corriente de ecuación usada en estas unidades no es excesiva, ya que el proceso usa una tensión de sólo 1V por encima del de referencia (sistemas de 12V). Esto evita una excesiva gasificación del electrolito.

4.4.2 - CdC de tres etapas:

En estos modelos la etapa optativa de ecuación no existe. En su lugar el algoritmo de carga convierte al generador de carga en un generador del tipo PWM, como se ha descrito anteriormente.

En esta etapa el valor del voltaje del generador disminuye (2V en sistemas de 12V; 4 en sistemas de 24V) con respecto al de referencia de la etapa anterior.

Este voltaje, llamado de flotación, debe disminuir porque la cantidad de iones libres en el electrolito es muy escasa, evitándose así una excesiva e innecesaria gasificación del electrolito.

4.4.3 - CdC del tipo MPPT:

Las siglas inglesas MPPT (Maximum Power Point Tracking) significan: seguidor del punto de máxima potencia. El "punto" al que se hace mención es el que corresponde a los valores óptimos para la tensión y corriente de salida que proporcionan la máxima potencia de salida. Ese punto varía con la temperatura de trabajo del generador fotovoltaico. El sobredimensionamiento del generador dará lugar a una desconexión prematura de las baterías, si se subdimensiona, en invierno se producirá una carga incompleta de las baterías.

La ventaja inmediata es el mayor aprovechamiento de la energía solar, pero otra no obvia, es que este tipo de control permite usar un voltaje de generación más elevado que el nominal del sistema, dado que incorpora un convertidor de CC a CC, que mantiene la tensión de carga dentro del rango requerido por la tensión nominal del sistema.

Para ilustrar esta ventaja piense que si se necesita usar dos paneles en un sistema de 12V nominales, se puede optar por conectarlos en serie (24V) y reducir la corriente entre los paneles y el CdC a la mitad, lo que permitirá usar cables de menor diámetro (y coste).

Si asumimos que las pérdidas del convertidor de CC a CC no son elevadas, la potencia de salida del convertidor será cercana a la de entrada. Como el voltaje de salida es menor, la corriente de salida debe ser mayor que la de entrada, y por ello este tipo de control incorpora un limitador de corriente, a fin de no sobrepasar la corriente máxima tolerada por las baterías cuando la potencia de entrada sube transitoriamente.

4.4.4 - Criterios de selección:

La corriente máxima de carga y la tensión máxima del sistema son dos criterios obvios de selección pero, al tratar el diseño de un sistema, las consideraciones del diseño determinan finalmente el tipo de control a usarse.

Asumiendo que el mercado ofrece variedad de modelos, el coste inicial de la unidad deberá ser considerado junto con las demás características del sistema.

4.5 - Evolución del diseño:

El grado de complejidad del circuito de control determina la calidad de su acción.

Los primeros CdC, que aún hoy son comercializados, utilizan dos tecnologías: los semiconductores discretos (diodos y transistores) para determinar cuando la acción de control debe tomar lugar, y un componente electromecánico, el relé para ejercer la acción de control. El resultado es una muy pobre acción reguladora, la que se traduce, de acuerdo con observaciones hechas en varias instalaciones que los usaban, en baterías que se cargaban entre un 50 y un 60% de su capacidad máxima, muchas de ellas con placas sulfatadas.

Como si esto fuera poco, cuando los contactos del relé se abren, se produce un arco eléctrico, ya que se interrumpe una C.C, que nunca pasa por cero. Los arcos dañan la superficie del contacto, aumentando su resistencia y disminuyendo rápidamente la vida útil del relé.

Si un CdC de este tipo va a estar ubicado cerca del banco de acumulación, el relé debe tener los contactos dentro de una caja hermética, ya que los arcos pueden iniciar la combinación química entre el oxígeno y el hidrógeno que la batería libera al cargarse, lo que es altamente explosivo.

Primera mejora: Con la introducción de los semiconductores de potencia, los relés fueron reemplazados por componentes de estado sólido (FET de potencia), alargando la vida útil del CdC. Desgraciadamente, la parte de control no cambió, de manera que los nuevos productos no mejoraron la capacidad de carga del banco de baterías.

Cuando los microprocesadores bajaron su precio, fueron incorporados en el circuito de control. Estos microprocesadores son controlados por programas

específicos, llamados algoritmos de carga, que como se ha visto en el apartado anterior, tienen varios pasos (etapas). Los CdC que los usan se denominan multi-etapas, para distinguirlos de los que no incorporan un microprocesador (controles de una etapa).

Ventajas: El algoritmo de carga permite diseñar un CdC que ofrece una adaptación muy eficaz entre el EdC de la batería y el generador de carga. Otra ventaja adicional es que el microprocesador requiere un bajo consumo y los FETs de potencia, debido a su elevada resistencia de entrada (106W), permiten el cierre y apertura del circuito de carga con un consumo despreciable.

Estos dos factores se traducen en CdC que pueden controlar corrientes de decenas de amperios, consumiendo solamente decenas de mA. Por otra parte, la resistencia interna de los FETs de potencia durante el período de conducción es baja, lo que disminuye las pérdidas por disipación interna.

4.6 - Consideraciones adicionales

4.6.1 - Eléctricas:

- Deberá tolerar, con algún margen de exceso, los valores de tensión y corriente especificados para la unidad.
- Deberá tener protección contra descargas eléctricas.

4.6.2- Mecánicas:

- Deberá tener una caja con cubierta inoxidable.
- Deberá ofrecer un montaje simple.
- Deberá tener un fácil acceso a los contactos de entrada y salida, ajustes, o puntos de prueba, si estos son parte del diseño.
- Deberá proveer terminales sólidos, resistentes a la oxidación, y con capacidad para conectar cables del diámetro demandado por la corriente máxima del diseño.

4.6.3 - Ambientales:

- Deberá ofrecer un amplio rango para la temperatura de trabajo.
- Los diseños son vulnerables a la alta humedad y temperatura ambiente, de manera que no se excedan los límites especificados por el fabricante.
- Evitar la acción de gases nocivos, como las emanaciones de la batería durante la carga.

- Algunos modelos tienen el circuito inmerso dentro de una sustancia del tipo acrílico, que protege los componentes contra la acción ambiental. Por obvias razones, los contactos de sujeción para los cables permanecen expuestos.

4.6.4 - Coste:

El costo de un CdC depende de:

- La máxima corriente de carga que debe controlar.
- Las opciones que se elijan.
- El tipo de monitorización incorporado en la unidad.

El número de opciones ofrecidas por el fabricante se incrementa con el valor de la corriente de carga, dado que los sistemas de mayor consumo requieren más salvaguardias.

4.6.5 - Opciones:

- Control de temperatura: Esta opción es muy práctica, y de ser posible, hay que adoptarla.
- Ecuilibración: Si no usa un control con tres etapas de carga, elegir un CdC con esta opción.

4.7 - Recomendaciones generales sobre cargadores de baterías

El cargador de baterías debe ser automático, es decir, que se desconecte él sólo cuando se alcance la carga prefijada, de forma que no se dañe la batería al no sobrepasar su límite de voltaje. También debe conectarse por sí mismo cuando la propia autodescarga de la batería provoque una disminución excesiva de su tensión en bornes, de forma que la batería siempre estará en condiciones de uso. Es importante que el cargador de baterías este protegido contra cortocircuitos en las pinzas de conexión, así como contra la inversión de los polos al conectarlo de forma equivocada a los polos de la batería. Es recomendable utilizar el color rojo para identificar el polo positivo y el color negro para el polo negativo, además de utilizar conectores especiales que sólo permitan la conexión en un solo sentido preestablecido.

Es deseable que disponga de luces indicadoras para mostrar:

- La conexión a la red eléctrica del cargador. En caso de que el cargador vaya conectado a la red.
- El estado de carga del acumulador (debe indicar si necesita ser recargado).

- La carga plena del acumulador.

4.8 – Resumen

Se ha podido comprobar que casi todos los sistemas fotovoltaicos autónomos deben incluir una estrategia de control que actúe sobre sus componentes. La falta de un controlador de carga y descarga puede acabar en un acortamiento de la vida útil del sistema de almacenamiento y en un decremento en su capacidad de almacenamiento.

Es posible hacer que el generador trabaje siempre en las proximidades del punto de máxima potencia, reduciendo de forma considerable las pérdidas de utilización. Una de las soluciones más razonables puede ser dotar al sistema de un convertidor CC/CC que incorpore un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia. Son los denominados como seguidores MPPT que se desarrollarán en el Capítulo 5.

Según el estado de la técnica de los métodos de búsqueda del punto de máxima potencia, existen varias formas de clasificar dichos métodos aunque la distinción entre los Métodos Directos e Indirectos es la más extendida.

Los Métodos indirectos (“cuasi-seguidores”) tienen como particular característica que no obtienen la máxima potencia para cualquier irradiancia ni temperatura.

Por otra parte, pueden distinguirse los Métodos directos (“seguidores verdaderos”) que ofrecen las siguientes ventajas:

- No es necesario el mantenimiento de una gran base de datos, ni gran capacidad de memoria ni de cálculo. Lo que si ocurre con los métodos indirectos.
- Son totalmente versátiles con respecto a la carga.
- El seguimiento del punto de máxima potencia es independiente de la variación de los parámetros del generador FV, el controlador no tiene que ser ajustado para un generador específico.
- No se requiere conocer el nivel de la irradiancia incidente.

5. REGULADORES SEGUIDORES DEL MPPT

5.1 – El seguidor del Punto de Máxima Potencia

La conexión directa de un generador fotovoltaico a una carga, conduce al punto de trabajo que resulta de intersecar las características I -V de ambos. En general, este punto no tiene porqué coincidir con el de máxima potencia del generador y por ello, cabe hablar de unas pérdidas de utilización del generador FV. Dicho punto se alcanza sólo en determinados momentos a lo largo de un año.

En los sistemas autónomos el objetivo es optimizar el acoplamiento útil extrayendo la máxima corriente del generador FV. A esto se debe añadir que en muchas aplicaciones las cargas no son fijas, sino que están cambiando constantemente, alcanzando a veces picos de elevado consumo y momentos en los que la demanda es baja o nula...

Es evidente que la carga conectada al sistema tiene un valor propio y variará según las necesidades concretas del consumo, no teniendo porqué coincidir con la impedancia requerida para conseguir la máxima transferencia de potencia. Se necesita minimizar la diferencia entre la carga total requerida por la batería y la energía ofrecida por el generador FV. Esto puede lograrse utilizando un convertidor electrónico CC/CC, seguidor del punto máximo MPPT, el cuál adapta la impedancia del generador FV a los niveles correspondientes a su mejor operación, aproximando la potencia máxima posible del generador a la requerida por la carga, con lo que se optimiza la eficiencia total del sistema. Por consiguiente, sólo resta disponer en la salida de un dispositivo que simule, a partir de ella, y mediante el procedimiento adecuado, una impedancia variable vista desde el panel. Para conseguirlo teóricamente, se utiliza un conmutador electrónico que se acciona a gran frecuencia, de esta forma, la impedancia efectiva desde el panel puede variarse en función de la relación de tiempos de conexión-desconexión del conmutador.

Esta impedancia simulada, puede hacerse mediante dos posibilidades:

- Que el conmutador produzca al cerrarse el cortocircuito de la salida del panel, o bien que lo deje en circuito abierto al desconectarse. Esta opción no reportaría beneficios ya que, aunque el panel suministre la máxima potencia, el exceso de potencia conseguido se disiparía en forma de calor en el circuito y no se transfiere a la carga.
- La segunda opción es conectar en paralelo con el panel una batería, las dos tensiones, correspondientes a la de la batería y la necesaria para alcanzar la máxima potencia, se encuentran acopladas a través de un transformador de continua de relación variable. Es decir, un dispositivo que acople sin pérdidas dos tensiones continuas cuyos valores pueden variar dentro de un cierto margen.

Este elemento podrá integrarse en un sistema como el que se presenta en la Figura 5.1. El coste del generador FV suele ser unas cinco veces superior al coste del MPPT. Por ello, si disponemos de un elemento capaz de incrementar la potencia que le llega a las baterías, como el MPPT, con respecto a un regulador convencional, en las mismas condiciones meteorológicas, a costa de un exiguuo incremento en el importe total del sistema se podrá disminuir la potencia instalada, tanto fotovoltaica como de las baterías. Consiguiendo, finalmente, una reducción de costes del sistema total, con respecto al sistema sin MPPT.

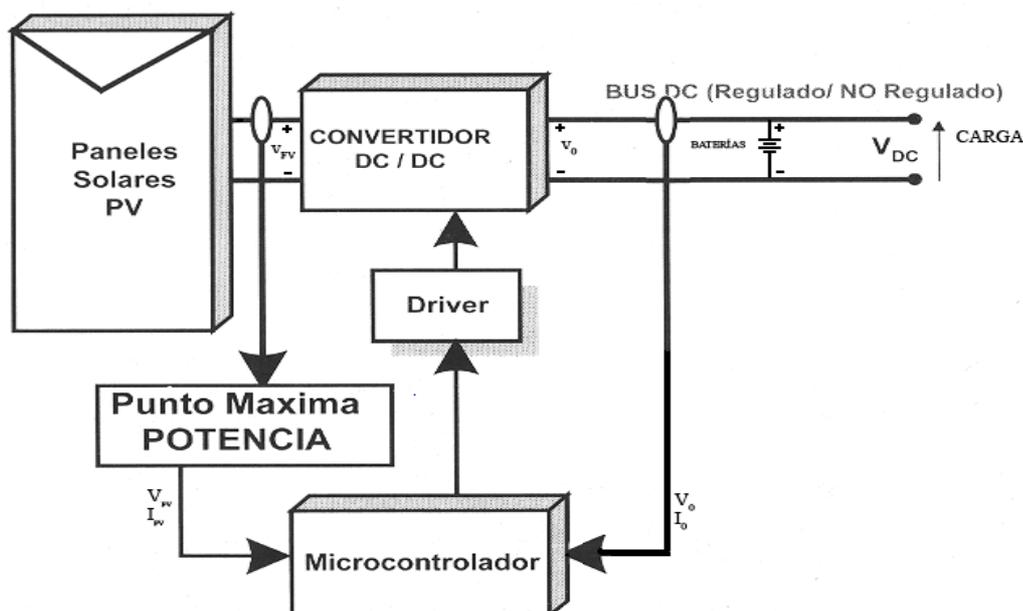


Figura 5.1: Esquema general de un MPPT

Lo que se persigue es la obtención de la máxima potencia del generador FV durante el primer estado del proceso de carga de las baterías. Es decir, cuando las baterías se encuentran total o parcialmente descargadas. Como se dejó entrever en el apartado 4.4 del capítulo anterior, para conseguir dicho seguimiento, se necesita controlar algunas o todas las variables de entrada y/o salida del Sistema, especificadas en la Tabla 5.1:

Tabla 5.1: Variables a controlar en un Convertidor.

V_{fv}	Tensión de salida del Generador FV	Tensión de entrada del Convertidor
I_{fv}	Corriente de salida del Generador FV	Corriente de entrada del Convertidor
V_o		Tensión de salida del Convertidor
I_o		Corriente de salida del Convertidor

5.2 – Elementos del MPPT:

Habitualmente se denomina MPPT a cualquier convertidor CC/CC que contiene un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia. Estos dispositivos presentan los siguientes elementos básicos:

- Sección de potencia (convertidor de conmutación-topología).

- Sección de control (sistema de control. metodología).
- Sección de alimentación auxiliar.

La sección de potencia es un interfaz entre el generador FV y la carga, formada por las baterías y el consumo. Tiene la misión de permitir extraer la energía del generador, que en este caso será la máxima, de acuerdo con la tensión y la corriente especificadas. La topología, o disposición de los elementos, puede elegirse acorde con el campo fotovoltaico y la tensión de consumo disponibles. Como se ve en la Tabla 5.2:

Tabla 5.2: Rango de potencias y tensiones de los convertidores CC/CC con MPPT

Topología	Rango de potencia (W)	Rango V_{entrada} (V)	Aislamiento
Reductora	0 -1000	5 – 1000	No
Elevadora	0 -150	5 – 600	No
Elevadora-Reductora	0 -150	5 – 600	No
Half-forward	0 -150	5 – 500	No
Flyback	0 -150	5 – 500	Sí
Push-pull	100 – 1000	50 - 1000	Sí
Medio Puente	100 – 500	50 - 1000	Sí
Puente Completo	400 - 2000	50 - 1000	Sí

Para instalaciones autónomas y con consumos en continua, la topología más utilizada es la reductora, y sus derivadas. Tratándose de un convertidor de trabajo a frecuencia fija queda claro que el control MPPT es el encargado de buscar cual es el tiempo de conexión sobre la carga del generador (conjunto batería-carga exterior) dentro de cada ciclo del convertidor o “switching time”. El sistema establece pues el tiempo tal que la tensión V_{FV} resultante coincida con el de V_{FVm} correspondiente al punto de máxima potencia, con lo que el sistema entrega la máxima cantidad de energía que es capaz de proporcionar para las condiciones exteriores existentes (temperatura y radiación solar incidente).

A la hora de seleccionar la topología hay que tener en cuenta el número de elementos y su complejidad ya que influirá en el coste y en la pérdida de fiabilidad de todo el sistema.

La sección de control o sistema de control, se encarga de supervisar algunos parámetros de la sección de potencia, por ejemplo tensión o intensidad del generador FV, ciclo de trabajo, para que, de acuerdo con un algoritmo de seguimiento del punto máximo, el generador FV opere, realmente, en el punto de máxima potencia. El algoritmo de seguimiento puede estar incluido en los MPPTs o en los inversores de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica. En cuanto a la implementación de la sección de control podrá ser analógica o digital.

La sección de alimentación auxiliar se encargará de acondicionar las tensiones de los distintos circuitos integrados en con el fin de abastecerse exclusivamente bien de las baterías, bien del generador FV.

5.3 – Situación en el punto de máxima potencia:

Para resolver el problema de situarse en el MPPT se pueden utilizar dos métodos distintos, que se han denominado como método de modulación y método de muestreo.

Independientemente del método utilizado, hay que tener en cuenta los factores que influyen en el cambio del punto de trabajo del generador fotovoltaico. Entre estos factores los hay estáticos y dinámicos, como son:

- Potencia (nivel de radiación disponible).
- Tensión (temperatura, trazado superficial que incluye huecos o desapariciones de células).
- Fluctuaciones (nubes).
- Tecnología fotovoltaica (forma de la curva I-V)
- Necesidades (estado de carga de las baterías, en el caso de un controlador de carga con MPPT).

Se pueden utilizar tres términos para describir como de bueno es un MPPT. Son función del tiempo y de otros parámetros:

- Precisión: (estática y dinámica) indica la proximidad al punto de máxima potencia a la que funciona el MPPT y se puede definir como un porcentaje del valor máximo I_{max} , V_{max} , P_{max} .
- Rendimiento: indica la relación entre la potencia actual y la disponible, para un caso particular de precisión.
- Error: (estático y dinámico) indica la diferencia absoluta o relativa entre el valor actual de corriente, tensión o potencia y el correspondiente al punto de máxima potencia. Precisión y rendimiento son esencialmente lo mismo, pero rendimiento se puede utilizar para corregir el rendimiento en la conversión del inversor.

5.3.1 – Método de Modulación del MPPT:

En la Figura 5.2 se representan las curvas correspondientes a la característica tensión-intensidad de un generador solar fotovoltaico, la potencia del generador solar respecto a la corriente y la corriente del conjunto batería-carga en función de la corriente del generador.

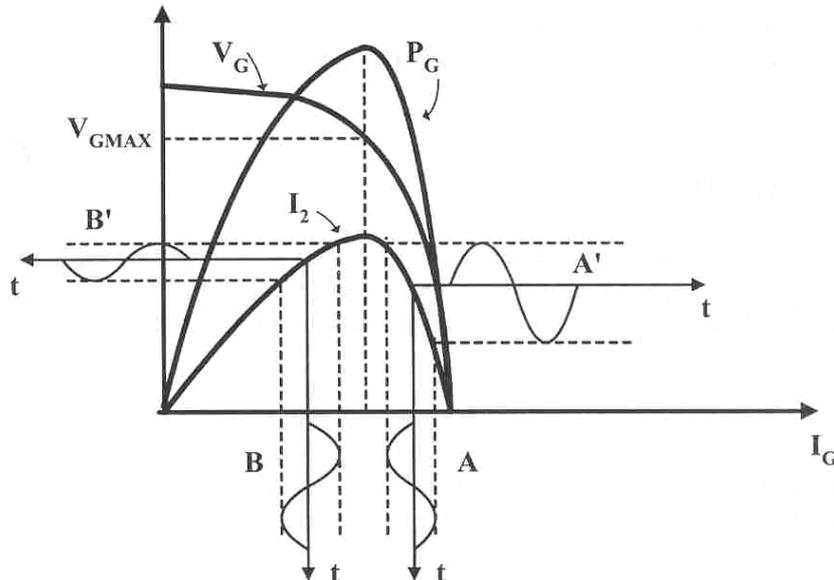


Figura 5.2: Curvas de la Característica Tensión-Intensidad

La potencia entregada por el generador mediante el convertidor CC/CC será:

$$P_{in} = P_G = V_G \cdot I_G = \frac{P_{out}}{\eta} = \frac{V_{DC} \cdot I_2}{\eta} = \frac{V_{DC} \cdot (I_B + I_C)}{2} \approx V_{DC} \cdot I_2$$

Donde η es el rendimiento del convertidor conmutado y está cercano al 90%. La curva de potencia del generador (P_G) resulta semejante a la curva de I_2 en función de I_G mediante el factor $K=V_B$.

Si se imprime una fluctuación periódica de débil amplitud al valor del parámetro t_{on} del conmutador Q_1 , el punto de funcionamiento del sistema se modifica, es decir, los valores de I_2 e I_G presentan una cierta oscilación en torno al valor de reposo en el que estaban, cumpliéndose que:

- Si el sistema se encuentra situado en la zona a la derecha del punto de máxima potencia, las curvas A y A' correspondientes a la intensidad del generador I_G y a la intensidad en el conjunto batería-carga I_2 están en oposición de fase.
- Si el sistema funciona en la zona situada a la izquierda del punto de máxima potencia, las curvas B y B' correspondientes a las mismas magnitudes, están en fase.

De esta forma si se toma la intensidad del generador I_G y la intensidad en el conjunto batería-carga I_2 y se comparan sus fases, se tendrá un criterio para establecer si el sistema se encuentra a la izquierda o la derecha del punto de máxima potencia.

5.3.2 – Método de Muestreo del MPPT:

En este procedimiento se efectúa cada cierto intervalo de tiempo un muestreo de los valores de potencia e intensidad en bornes del generador solar. Dicho muestreo tiene como finalidad determinar la evolución relativa en el valor de ambas variables.

La comparación entre los valores de potencia e intensidad da como resultado el que el circuito de control deba aumentar o disminuir el tiempo (t_{on} de conexión del conmutador) para aproximarse al punto de máxima potencia. Como es presumible, para implementar este tipo de control es necesaria una célula de memoria que permita almacenar los valores del instante anterior para poder compararlos con los del actual. Además, este método de control del MPPT no garantiza el trabajo en el punto de máxima potencia, sino en un entorno alrededor de él. La magnitud del entorno puede limitarse con un diseño adecuado del circuito de mando.

5.4 – Ejemplos comerciales de reguladores seguidores del MPPT:

5.4.1 – Diferentes marcas y modelos:

5.4.1.1 – MorningStar:

El regulador solar de SunSaver MPPT de Morningstar con la tecnología de TrakStar, es un cargador avanzado de baterías seguidor del punto de máxima energía del generador FV (MPPT) para los sistemas aislados.

Sunsaver MPPT

Maximizes energy harvest with peak efficiency of 97.5%

Converts 36V or 24V to 12V battery charging



SUNSAVER MPPT	SSMPPT-15L
Corriente máxima de batería	15A
Voltaje máximo de circuito abierto	75V
Entrada máxima de PV	200Wp (Batería de 12V) 400Wp (Batería de 24V)
Voltaje del sistema	12/24V
OPCIONES:	
Medidor remoto	sí
Sensor remoto de temperatura	sí

Sus principales características son:

- Maximiza la cosecha de energía
- PROVIDES POWER BOOST
- Utilización de módulos de alta tensión
- 36V o 24V de tensión solar nominal a 24V o 12V sistema
- Menor costo
- Adecuado para el viento o la desviación microhydro
- Incluye control de carga
- Tamaño compacto
- Altamente confiable
- Totalmente ajustable y programable
- Amplias protecciones electrónicas
- Mejora la vida de la batería
- Más información sobre el sistema
- Registro de datos

5.4.1.2 – Regulador Solar MPPT 200Wp 12V con Display y Crepuscular On/off:

Controlador/Maximizador Solar con las máximas prestaciones posibles.

Permite exprimir un 30% más de energía mediante el regulador MPPT, que busca continuamente el punto de máxima potencia de su panel solar.

Diseñado para aceptar 200Wp nominales (máx 250Wp) en paneles con voltajes comprendidos entre 5V y 50V con salida de 12V para la carga de baterías.

Corriente de carga limitable mediante jumpers para baterías pequeñas.

Salida programable por horas para consumos de 12V.

Económico, muy efectivo y muy fácil de usar. Con display digital para la lectura directa de tensión e intensidad.



Datos Técnicos:

- Salida nominal: 200W

- Rango voltaje entrada: 5 ~ 50V_{DC}
- Arranque/Paro de carga: 6/4V
- Voltaje entrada nominal: 17V
- Corriente entrada nominal: 15A
- Potencia nominal panel solar: 200 ~ 250W
- Eficiencia máxima/Eficiencia máxima de carga MPPT: >92%/>95%
- Arranque desde modo dormido: 5Vdc @ 1 min.
- Protección sobrecarga: 13.8V ±0.5V
- Voltaje flotación: 14.4V ±0.5V, (Carga 1min por cada 10min)

5.4.1.3 - Regulador Solar MPPT 75 ~ 100Wp 12V:

Regulador con tecnología MPPT hasta un 35% de energía extra de su panel solar.

Este regulador esta especialmente indicado para pequeñas instalaciones solares con un excepcional rendimiento por placa instalada.

- Fácil lectura por sencillos Leds que indican estado de carga de la batería.
- Temporizador/sensor incorporado para encender iluminación de noche durante tiempos programables mediante jumpers.
- Protección de Sub y Sobrecarga.
- Equipado con protección electrónica para sobrecarga y fusible sustituible.
- Selección de 12 o 24V mediante jumper interior.



- Datos técnicos:
 - Sistema: 12/24Vdc Potencia nominal watt 75W
 - Entrada: 5 ~ 50V
 - Inicio/parada carga: 6V/4V
 - Voltaje nominal 17V/34V
- Max. entrada 6/3A

- Tamaño módulo fotovoltaico: 5 ~ 90Wp
- Eficiencia máxima MPPT: >85%/>95%
- Inicio carga desde modo dormido: 5Vdc @ 1 min
- Protección sobrecarga: 13.8V \pm 0.5V 27.6V \pm 0.5V
- Flotando: 14.4V \pm 0.5/28.8V \pm 0.5
- Cargando 1 min por cada 10min.

5.4.2 – Regulador en estudio: Outback FLEXmax™ 80 MPPT:

El controlador FLEXmax 80 es la última innovación de OutBack Power Systems en reguladores de carga con seguimiento de punto de máxima potencia (MPPT). El nuevo algoritmo del FLEXmax 80 es a la vez continuo y activo, incrementando la producción energética hasta un 30%. Con un sistema de ventilación mejorado, el FLEXmax 80 mantiene su salida de 80 Amps hasta una temperatura ambiente de 40°C.

Incluye idiomas de programación español e inglés seleccionables en el mismo equipo.

El FLEXmax 80 incorpora todas las ventajas del revolucionario MX80 diseñado por OutBack Power Systems: como el amplio rango de voltajes de batería y capacidad de trabajar con alto voltaje de módulos FV cargando una batería de voltaje reducido. La pantalla retroiluminada y botonera integradas permiten acceso a la información. La comunicación en red con el resto de equipos OutBack Power Systems permite su programación remota a través del controlador programador MATE.

El nuevo FLEXmax 80 es la mejor elección cuando busque un regulador de carga de altas prestaciones, eficiente y adaptable para su sistema de energía solar fotovoltaica.



Especificaciones FLEXmax:

- Voltajes de batería nominal: 12, 24, 36, 48 o 60 V_{CC} (en el mismo equipo a seleccionar al poner en marcha el equipo).
- Corriente máxima de salida: 80 amperios @ 40°C/104°F con límite de corriente ajustable.
- Potencia máxima generador FV: 12V_{CC} sistemas 900W; 24 V_{CC}

sistemas 1800W; 48 V_{CC} sistemas 3600W; 60 V_{CC} sistemas 4500W.

- Voltaje circuito abierto generador FV: 150V_{CC} valor máximo en condiciones de baja temperatura; 145V_{CC} para arranque y condiciones máximas de operación
- Consumo en espera: Menor a 1W
- Eficiencia de conversión de potencia: 98,1% @ 80 Amps en sistema típico de 48 V_{CC}.
- Regulación de carga: Cinco estados: carga máxima (bulk), absorción, flotación, silenciosa y ecualización.
- Puntos de ajuste de regulación de voltaje: De 10 a 60 V_{CC}, ajustable por el usuario con protección mediante contraseña.
- Voltaje de ecualización: Voltaje y temporización programables. Finalización automática.
- Compensación de temperatura de batería: Automática con RTS opcional (sensor de temperatura remoto); 5.0 mV por °C por vaso de batería de 2V_{CC}.
- Capacidad de voltaje reducido: Permite cargar una batería de voltaje inferior con un generador FV de voltaje superior - Max 150V_{CC}.
- Salida auxiliar de control: Salida programable de 12V_{CC} disponible para diferentes aplicaciones (máx. 0,2A CC).
- Pantalla de información: 8cm (3,1") Pantalla LCD retroiluminada de 4 líneas y 80 caracteres
- Pantalla y controlador a distancia: Opcional - MATE o MATE2 con puerto serie RS232 para comunicaciones
- Conexión red de datos OutBack: Red OutBack de datos mediante conector RJ45 con cable CAT 5e (8 hilos)
- Registro de datos: Últimos 128 días - Ah, Wh, W pico, Amps, Voltaje de FV, tiempo en flotación, Voltaje máx. y min de batería, absorción para cada día además de valores acumulados de Ah y kWh
- Energía eólica/hidráulica: Consultar fabricante para sistemas compatibles
- Sistemas positivo a tierra: Precisa interruptor bipolar para desconectar conductores positivo y negativo en generador FV y batería.

(No se recomienda el uso de HUB4 ni HUB10 en sistemas de positivo a tierra)

- Rango de temperatura de operación: - 40°C a + 60°C (La potencia de salida se desclasifica a partir de 40°C)
- Categoría ambiental: Para instalación en interior
- Orificios de conexionado: Uno 35mm (1") posterior; Uno 35mm (1") izquierda; Dos 35mm (1") inferior
- Garantía: 5 años

6. RESULTADOS EXPERIMENTALES

6.1 – Descripción de los equipos utilizados

Para la realización del estudio se ha utilizado la siguiente aparamenta:

- Generador Fotovoltaico: Son un conjunto de placas solares fotovoltaicas colocadas en la cubierta del edificio Número 1 (Agustín de Betancourt) del campus de Leganés de la Universidad, conectadas de tal forma que ofrezcan una tensión de circuito abierto de 40V. Dicha instalación se presenta en el laboratorio a través de un único conductor identificado como Generador Fotovoltaico 1.
- Controlador de Carga FLEXmax 80: Regulador electrónico CC/CC, para la carga de baterías en sistemas fotovoltaicos, seguidor del punto de máxima potencia de los paneles FV. Suministrado por la empresa OutBack Power Systems al Departamento de Tecnología Electrónica de la Universidad.
- Batería de acumuladores de carga de plomo-ácido: Consiste en un único bloque hermético de plástico con el electrolito en su interior y 2 bornes de conexión (en corriente continua) con una capacidad total de 12V.
- 2 Disyuntores por corriente diferencial o residual: De la marca Merlin Gerin modelo multi9. Utilizados como interruptores ON/OFF, situado el primero entre el generador FV y el regulador de carga y el segundo entre el regulador y la batería. Lo que permite desconectar a voluntad el generador y/o la batería del regulador.
- Vatímetro de precisión Multi-Chanel Precision Power Meter LMG500: Suministrado a la Universidad por la empresa Zes Zimmer Electronic Systems. Dispone de hasta 8 canales para tomar distintas medidas con diferentes opciones de configuración. Para este estudio se utilizó su división en grupos de 2+2 canales, ya que el equipo era compartido por varios estudiantes. Cada grupo consta de 4 canales, 2 para intensidad de corriente y otros 2 para tensión.
- PC de sobremesa: Ordenador del laboratorio al que se encuentra conectado el vatímetro de precisión para su manejo, control, registro y obtención de los datos gracias al software suministrado por el fabricante.

6.2 – Cableado de los equipos

Un esquema de la disposición del cableado entre los diferentes equipos puede verse en la Figura 6.1. Como centro del sistema se ha colocado el Controlador de Carga de baterías, unido al generador FV y al acumulador de carga mediante los disyuntores diferenciales como se ha descrito en el apartado anterior.

En cuanto al vatímetro, se ha conectado al sistema fotovoltaico como si fueran 2 voltímetros y 2 amperímetros por separado. Un primer conjunto voltímetro-amperímetro en el lado del generador FV y el otro en el del acumulador. Teniendo en cuenta que los amperímetros se conectan en serie interrumpiendo el circuito eléctrico, mientras que los voltímetros lo hacen en paralelo. Por otra parte, el vatímetro se encuentra conectado directamente al PC a través de los puertos específicamente diseñados para tal efecto.

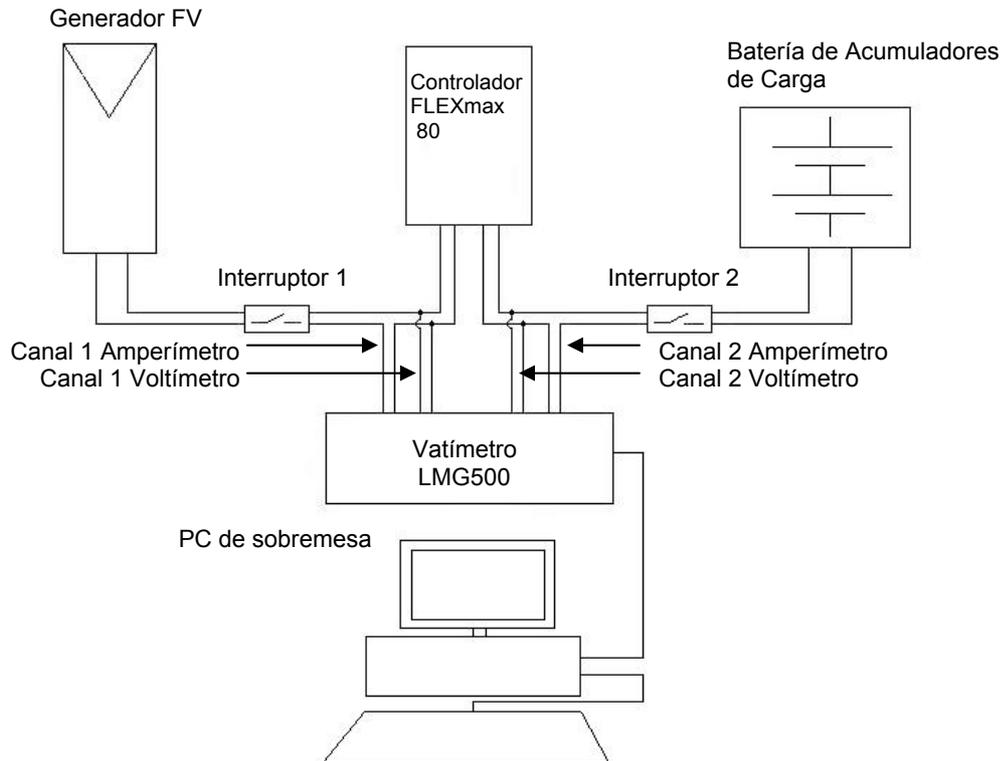


Figura 6.1: Esquema general del cableado

6.3 – Comportamiento del Controlador de Carga en el laboratorio

6.3.1 – Modos de operación:

El Controlador de Carga tiene varios modos de operación o estados que cambiarán durante el día en función de las variables de salida del generador FV y de la carga de la batería. El paso de unos a otros se realizará de forma automática como parte del control, aunque el regulador ofrece la posibilidad de forzar algunos de ellos durante un tiempo mediante los diferentes menús. El modo de operación en el que se encuentra el Controlador se muestra en la esquina inferior derecha de la pantalla, en el indicador de estado.

Todos y cada uno de los posibles modos de operación que ofrece el Controlador, aparecen detallados en el Manual de Usuario. En esta memoria se presenta una pequeña explicación dentro del Anexo A, en su apartado A.2. Además pueden verse los más importantes en esta gráfica (Figura 6.2), obtenida en el Manual de Usuario del propio controlador.

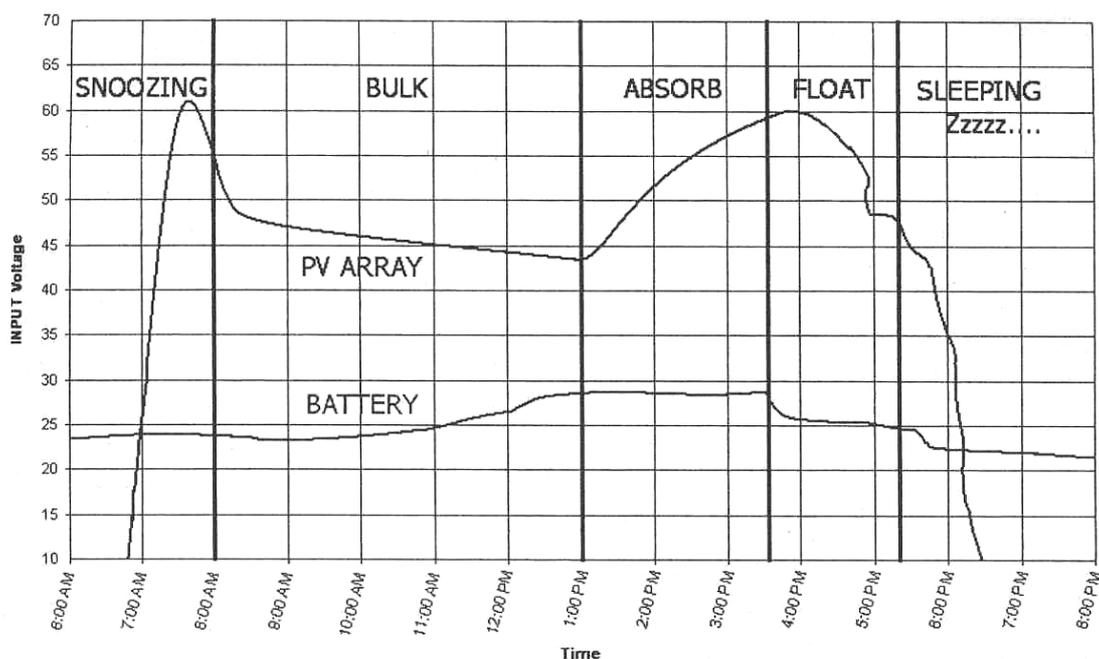


Figura 6.2: Multi-Etapas de carga de las baterías del Controlador de Carga

El modo de funcionamiento normal del Controlador, se basa en alcanzar la tensión objetivo fijada para el estado en el que se encuentre. El valor de tensión recomendado por el fabricante para cada uno, puede buscarse en el Anexo B, apartado B.1 de esta memoria.

Durante los ensayos, se ha comprobado que la tensión objetivo por defecto del Controlador, es la configurada para el estado “Absorción”, pero mientras en la batería no se alcance ese valor, el Controlador estará cargándola lo más rápidamente posible con el estado “Bulk”, mostrando en el indicador de estado “MPPT Bulk”, puesto que el generador se encuentra funcionando en su punto de máxima potencia. Una vez la batería consiga alcanzar el valor de consigna, el Controlador entrará en el estado de “Absorción” que se encuentra regulado además por un temporizador, por lo que permanecerá en él teóricamente mientras dicho contador llamado ChgT no termine su cuenta atrás. Si bien, en realidad, el controlador cargará tanto tiempo como sea necesario para completar el ciclo, a pesar de los puntos de ajuste del temporizador. Tras haber finalizado el ciclo de absorción, el Controlador pasará al estado “Flotación”, que siempre tendrá configurada una tensión menor que la anterior. La tensión máxima permitida por el controlador en el estado “Flotación” es 14V, pero si el valor fijado para “Absorción” es menor, éste será el máximo valor que se pueda configurar.

En el caso de que en alguno de los estados no se pueda mantener la tensión objetivo, el Controlador pasará al estado “MPPT (Absorción o Flotación)” según corresponda, para cargar de una manera más eficaz la batería hasta la tensión marcada.

Para realizar el estudio del comportamiento, se ha procedido a ir cambiando los valores de tensión configurados para los estados de “Flotación” y

“Absorción”, además del tiempo del temporizador ChgT con el fin de poder ver cómo se modificaban la tensión y la intensidad de corriente durante los cambios entre dichos modos de operación.

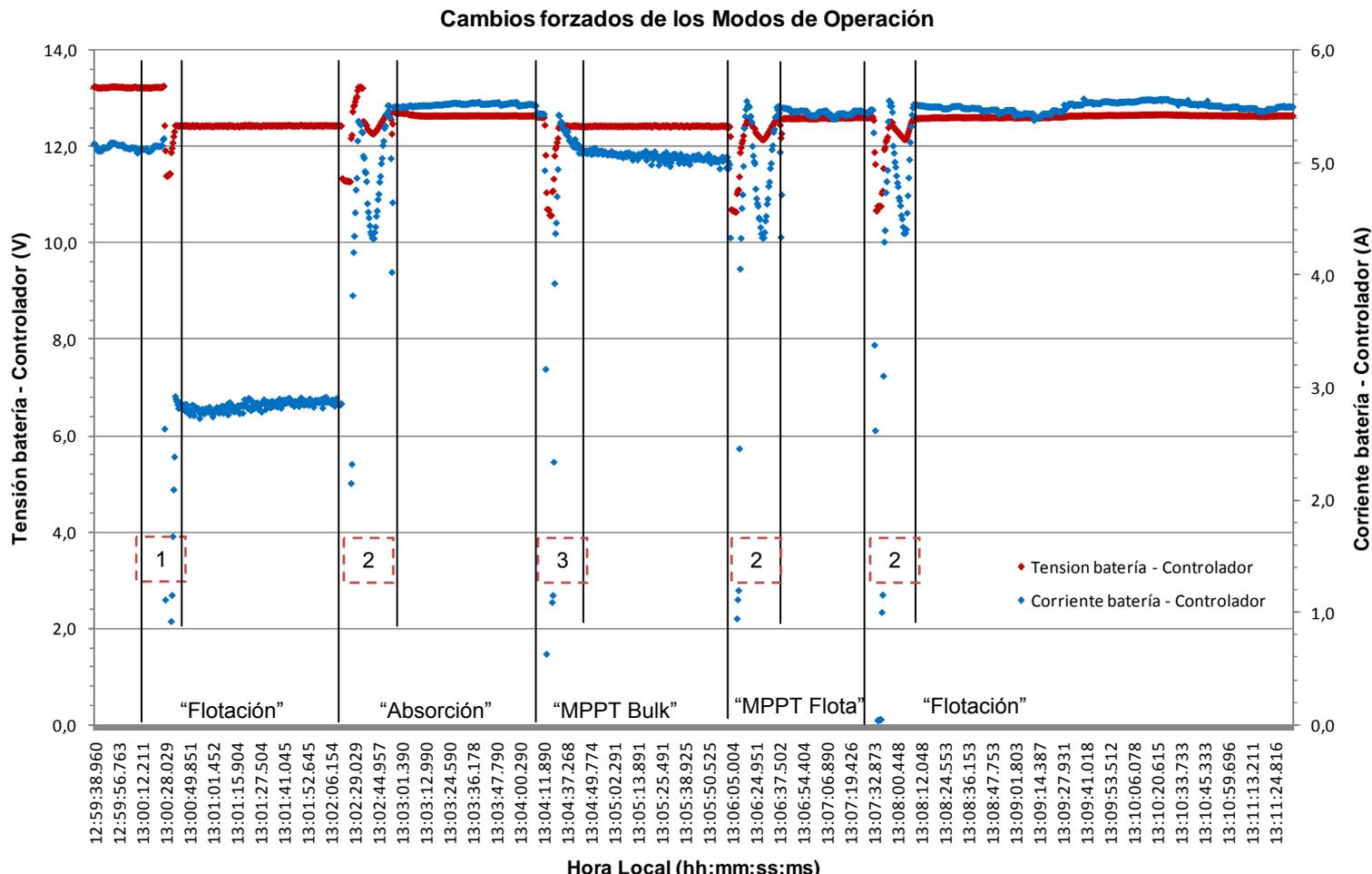


Figura 6.3: Comportamiento al forzar el cambio entre los estados “Flotación” y “Absorción” de forma manual

En la Figura 6.3 se muestra la evolución de la tensión e intensidad de corriente en el lado del acumulador de carga, es decir, entre el controlador y la batería. En un principio, sobre las 13:00h se fuerza a través del menú correspondiente el estado “Flotación”, que únicamente dura unos minutos, para forzarse después el estado “Absorción” sobre las 13:02h, viéndose así los cambios que se producen en las variables de la instalación. Se comprueba el aumento de la tensión, tal y como cabría esperar, según lo explicado anteriormente. Sin embargo la corriente debe adaptarse para conseguirlo según la potencia que obtenga del sol. Se ve también como al final del estado “Absorción”, el controlador debido a una pequeña caída en la corriente recibida desde el generador (ver Figura 6.4, etapa marcada como 3 en la gráfica), no pudo mantener esa tensión y entró en el estado “MPPT Bulk”.

Después se modifican los valores de tensión configurados para cada estado y vuelve a repetirse la operación, forzando la flotación a las 13:06h, pero como esta vez el controlador no es capaz de alcanzar y mantener la tensión requerida, pasa al estado “MPPT Flota” hasta que puede hacerlo.

En las figuras 6.3 y 6.4 además se han marcado con los números 1, 2 y 3 los estados intermedios por los que pasa el controlador mientras está trabajando la placa electrónica para cambiar los ajustes internos. Estos estados se producen porque a pesar de que los cambios lógicos son instantáneos, no ocurre lo mismo con las variables eléctricas, que son más lentas y sufren transitorios. Los números corresponden a los siguientes estados:

- 1 ► Estados “Inactivo”, “Arrancando” y “Siguiendo”
- 2 ► Estados “Inactivo” y “Siguiendo”
- 3 ► Estados “Nuevo VOC” y “Siguiendo”

Se tratan por bloques puesto que se da con tal velocidad el cambio de unos a otros que es imposible separarlos.

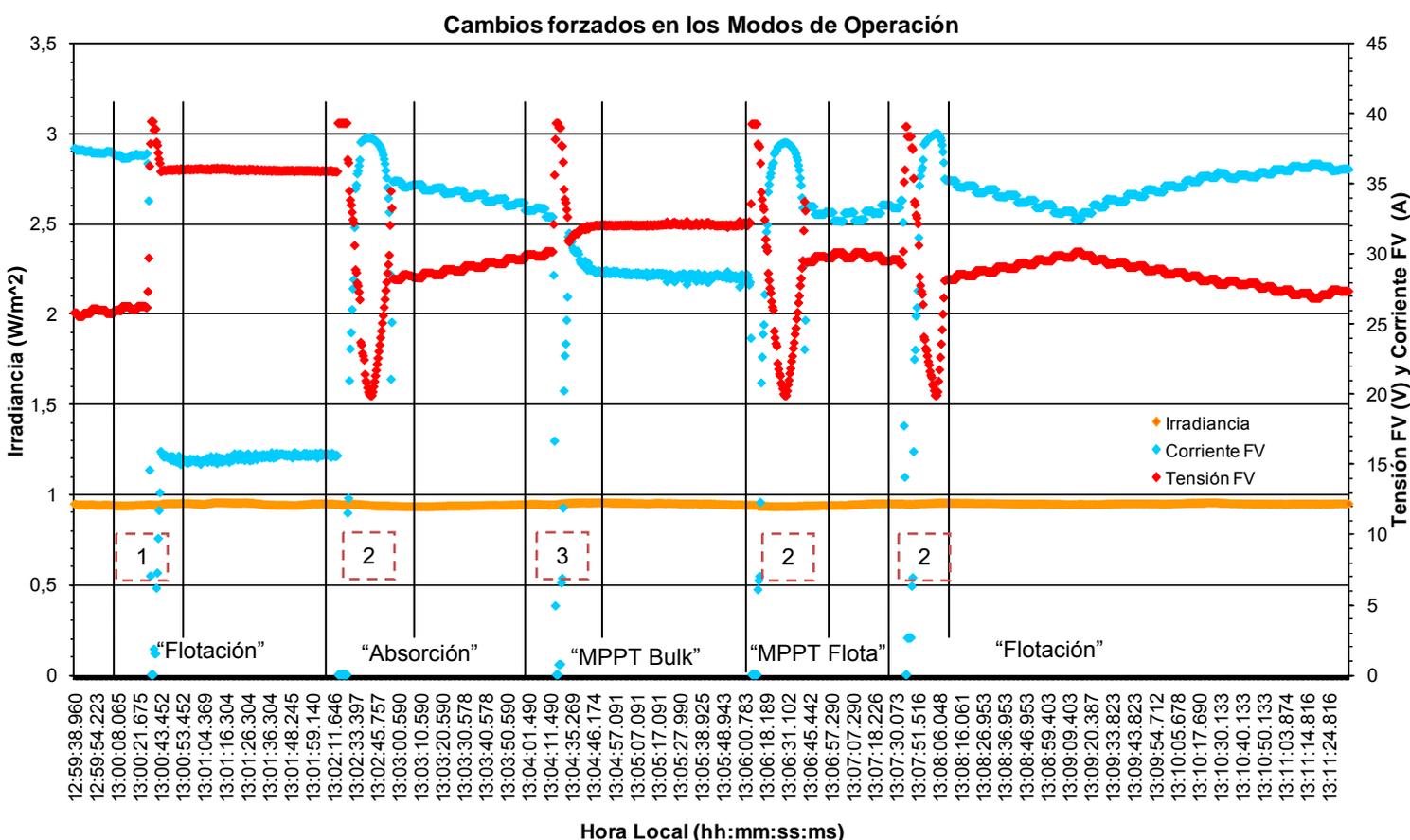


Figura 6.4: Comportamiento del generador al forzar los cambios de estado entre “Flotación” y “Absorción”

En la Figura 6.4 se muestra el mismo periodo horario que en la Figura 6.3 pero con las variables del lado del generador FV, con el fin de que pueda compararse lo que ocurre a ambos lados del Controlador de Carga. Puede observarse aquí cómo tanto la tensión como la intensidad de corriente van siendo modificadas a voluntad por el regulador a pesar de la irradiancia (casi constante en este intervalo), para conseguir mantener los estados de carga programados para la batería.

Cuando el paso de un estado a otro, se produce de forma natural y no forzada como en el caso anterior, los modos de operación son más largos y con estados intermedios menos definidos. Podemos apreciar los siguientes cambios en el comportamiento del controlador:

- En el acumulador de carga, los transitorios se producen de forma más suave, menos brusca, con picos menores.
- En el generador, la intensidad de corriente sigue a la irradiancia, al no forzar al controlador a mantener una tensión concreta, ya que está programado para alcanzarla de forma suave lo antes posible.

El resto de posibles estados de los que no se ha hablado aquí, ya que no forman parte del funcionamiento habitual del controlador, son los del modo fallo o mantenimiento, como por ejemplo el modo “Ecuilización”, mostrado en el indicador de estado como “EQ” que debe programarse en el regulador para que se realice en unas fechas y a unas horas predefinidas por el usuario.

6.3.2 – Reacciones frente a cambios en la instalación:

Con la finalidad de probar la reacción del regulador frente a cambios bruscos en la instalación, se ha sometido al mismo a una serie de pruebas que han consistido en lo siguiente:

- Desconexión entre el Controlador de Carga y la batería de acumuladores. Se ha procedido a abrir el interruptor que separa la batería del regulador al tiempo que se mantiene cerrado el que une el regulador con el generador FV para estudiar lo que ocurre.
- Desconexión del generador FV y el Controlador de Carga. Se ha abierto el interruptor que separa el generador del regulador mientras se ha mantenido cerrado el que une el controlador con la batería.
- Modificación de la tensión de salida de una fuente auxiliar. Se ha conectado una fuente de tensión auxiliar en paralelo con el sistema entre el acumulador de carga y el regulador para simular distintas tensiones de la batería. La manera en la que se ha conectado puede verse en la Figura 6.10, en el apartado 6.3 – Arranque, ya que esta fuente también se utiliza para arrancar el sistema según se explica en dicho apartado.

6.3.2.1 – Desconexión entre el Controlador de Carga y los acumuladores:

En las Figuras 6.5 y 6.6 aparecen tres etapas diferentes, la primera antes de producirse la desconexión, la segunda cuando ya está abierto el interruptor y la última, después de volver a cerrarlo.

Se muestran en la Figura 6.5 todas las tensiones y corrientes del sistema, de tal forma que se puede ver la relación entre ellas a uno y otro lado del

regulador. Es decir, puede entenderse cómo afecta el cambio en una parte del sistema, al resto de la instalación.

Hasta las 11:24h, cuando se produce la apertura del interruptor, se estaba realizando una carga normal de la batería por parte del generador a través del regulador. En la Figura 6.5 se ve claramente como ambas corrientes (tanto la entregada por el generador como la recibida por la batería) tienen una forma similar, la intensidad de corriente generada es entregada. Sin embargo, las tensiones no tienen la misma forma. Esto se debe a que el regulador estaba intentando cargar la batería hasta la tensión de “Absorción”, mientras fijaba en el generador la necesaria para seguir su punto de máxima potencia (MPPT).

El gran cambio se produce al desconectar la batería, momento en el que la corriente absorbida por ella cae hasta cero, si bien no ocurre lo mismo con la entregada por el generador. La intensidad de corriente generada también desciende bruscamente, si bien no hasta hacerse nula debido a que el regulador sigue funcionando y permanece alimentado, pero ahora únicamente se está produciendo la energía demandada por el controlador.

En cuanto a las tensiones, la de la batería pasa por un pequeño transitorio hasta hacerse constante, dejando de aumentar ligeramente como venía haciendo hasta ahora, puesto que ya ni recibe ni entrega energía, está aislada de todo. El generador por su parte, pasa a su tensión de circuito abierto.

Evolución temporal de las tensiones y corrientes del generador y la batería

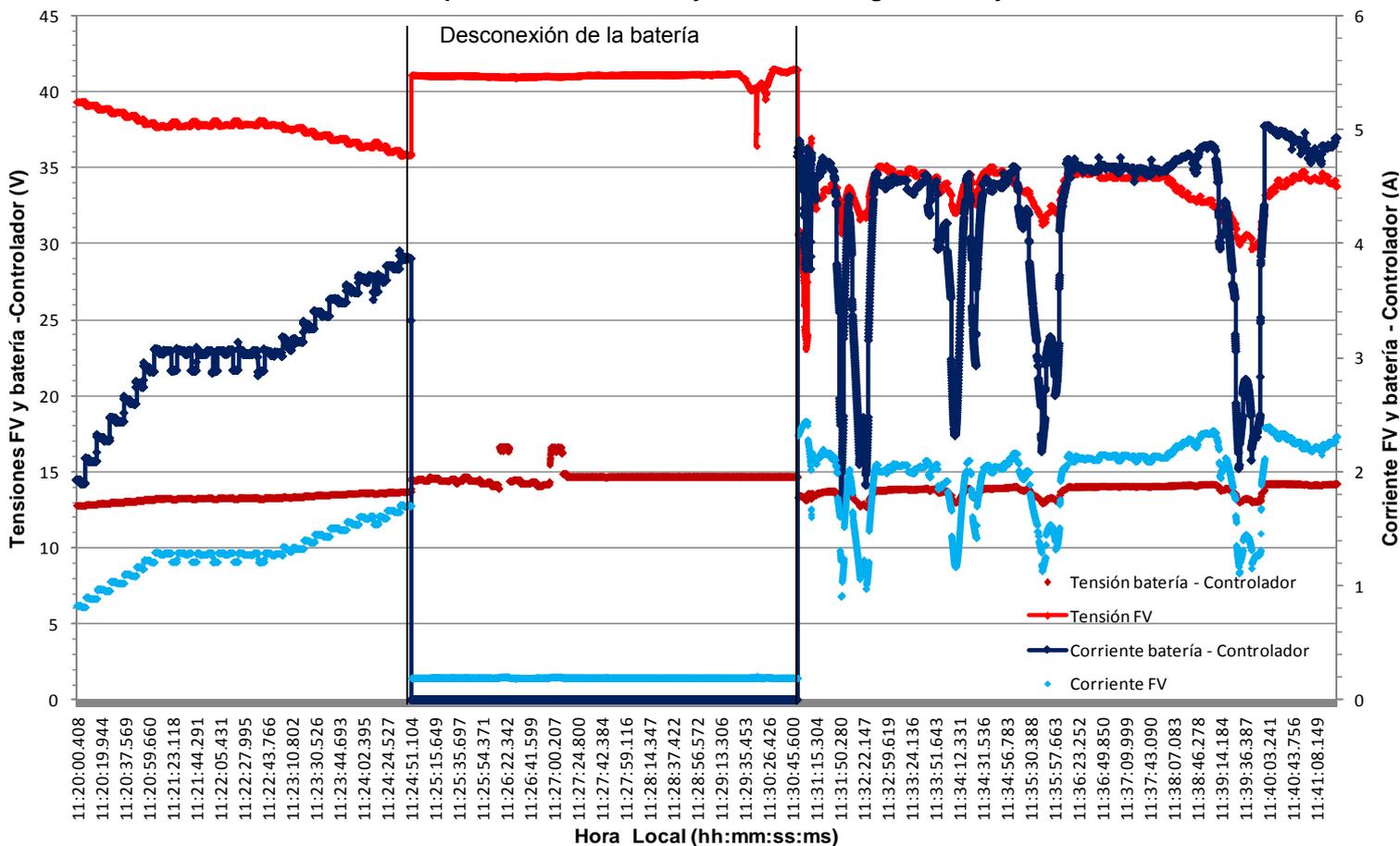


Figura 6.5: Evolución temporal de las tensiones y corrientes del sistema al desconectar la batería

Tras la reconexión, el sistema comienza a funcionar otra vez prácticamente de inmediato con normalidad, cargando la batería en el estado “MPPT Bulk”. El gran rizado que se aprecia en las gráficas, se corresponde con las variaciones sufridas en la irradiancia, a la cual tanto la corriente como la potencia generada van siguiendo, como puede comprobarse en la Figura 6.6.

Dichas variaciones, se deben al paso de una masa de pequeñas nubes por encima de los paneles que impide la normal irradiación de los mismos.

Evolución temporal de la potencia FV y la irradiancia

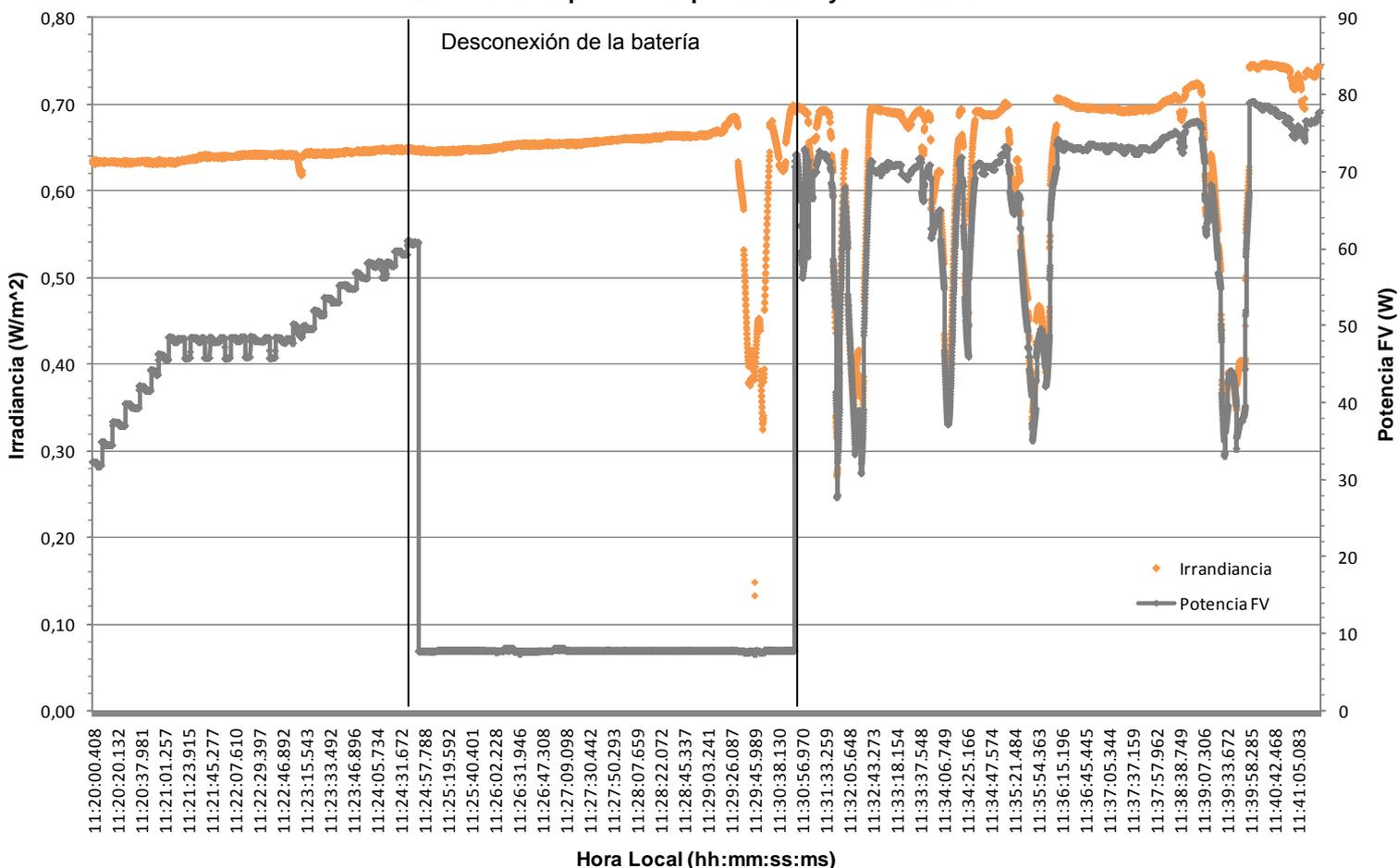


Figura 6.6: Variaciones de la irradiancia y la potencia entregada por el generador desconectando la batería

Cabe destacar, que durante la desconexión de la batería, el indicador de estado del Controlador de Carga, pasó del estado “MPPT Bulk” antes del cambio, al estado “Absorción” durante el apagado, para volver a “MPPT Bulk” tras la reconexión. Es decir, mientras el controlador no entregaba corriente a la batería no pudiendo cargarla, fijó un estado de tensión constante a 14,4V que marcó en el indicador de estado como “Absorción”.

6.3.2.2 – Desconexión del generador FV y el Controlador de Carga de baterías:

Al igual que en el caso anterior, en la Figura 6.7 se muestran las tensiones e intensidades de corriente tanto del generador FV como del acumulador de

carga, viéndose al mismo tiempo su diferente reacción frente a la desconexión del generador.

Lo primero que puede comprobarse en este caso, es que las reacciones no son instantáneas como ocurría en el caso anterior, lo que se debe a que a pesar de que el regulador ejecuta un mayor control sobre el generador que sobre la batería, al generador le permite una mayor desviación en sus variables con el fin de poder adaptarse sin problemas a los cambios que puedan producirse en la irradiancia durante el funcionamiento normal. Es decir, el generador tiene más margen de maniobra antes de producir cambios en el regulador, que debe programarlos para optimizar los procesos. Sí se ve en cambio como la corriente se hace nula al instante al encontrarse interrumpido el circuito.

Es curioso observar que el regulador trata de mantener la misma tensión de entrada (la del generador) que tenía antes de la desconexión gracias a la carga acumulada en sus condensadores internos, si bien al no ser capaz, hay un descenso de aproximadamente 5V, hasta que éstos se descargan demasiado para soportar eso y pasa entonces al estado “En Espera”, momento en el que la tensión comienza a disminuir rápidamente. Cuando se produce la reconexión, el controlador fija la tensión del generador a la de circuito abierto para poder reajustarse, en cuanto lo consigue, calcula el nuevo algoritmo de carga en el estado “Siguiendo” y después comenzará la carga normal.

En cuanto a las variables de la batería, vemos que la corriente en los primeros momentos pasa a ser negativa, lo que se explica porque el controlador sigue trabajando mientras puede (descarga de los condensadores) pero ahora sólo obtiene corriente de las mismas baterías que intenta cargar, por eso en cuanto pasa al estado “En Espera”, la corriente absorbida también pasa a prácticamente cero.

Por otro lado, la tensión que hay entre el Controlador de Carga y la batería de acumuladores, desciende unos 2V hasta aproximadamente los 11V, pasando por un pequeño transitorio inicial. Se está comportando igual que en el caso anterior cuando se desconectaba la batería, se vuelve a ver cómo el regulador actúa fijando para la batería un valor constante de tensión mientras por el motivo que sea no consigue cargarla con normalidad tal y como debería hacer en funcionamiento normal. En cuanto el generador es reconectado y el regulador controla de nuevo el cambio, la batería recupera el voltaje que tenía antes de la desconexión para continuar otra vez con su proceso de carga normal como si nada hubiera sucedido.

Cabe destacar, que tanto cuando se desconecta la propia batería como cuando se apaga el generador, el cambio en la tensión de la batería pasa por un transitorio inicial hasta que se adapta a las nuevas condiciones, pero no ocurre así cuando todo vuelve al funcionamiento normal y el regulador trabaja sin anomalías en la instalación.

Evolución temporal de las corrientes y tensiones del generador y la batería

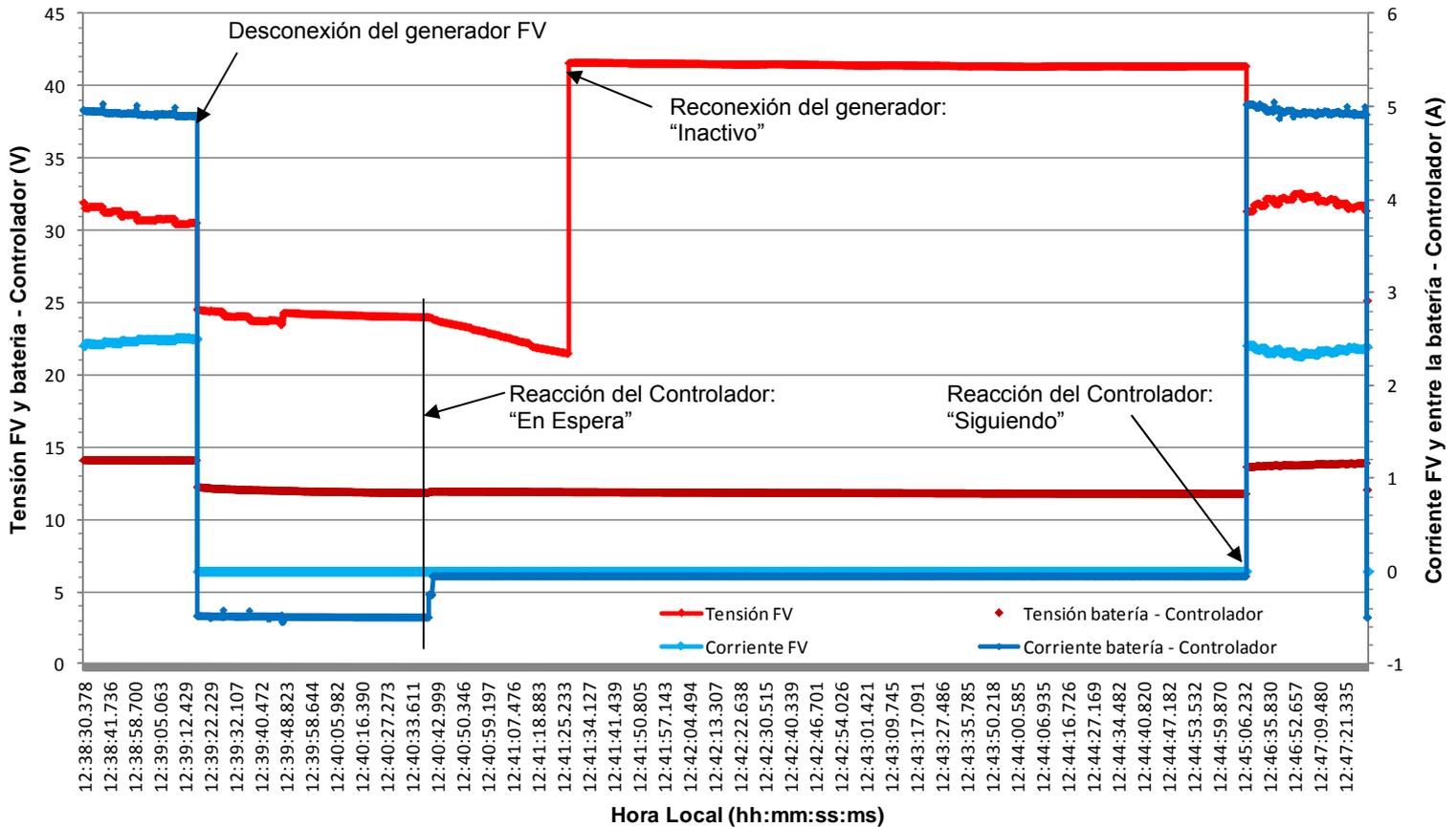


Figura 6.7: Evolución temporal de las tensiones y corrientes del sistema al desconectar el generador FV

6.3.2.3 – Modificación de la tensión de salida en una fuente auxiliar:

Al encender o apagar la fuente de tensión auxiliar conectada se modifica la intensidad de corriente que le llega a la batería, así como su tensión. Indicar que se produce una pequeña caída de tensión en los cables que conectan la batería con el vatímetro y el controlador. Teniendo en cuenta que el vatímetro, que son los datos con los que se están realizando todas las gráficas del estudio, marca una tensión intermedia entre la mostrada en la pantalla del regulador como tensión de salida y la medida por un polímetro conectado en bornes de la batería.

La Figura 6.8 demuestra cómo el regulador siempre intenta absorber la máxima potencia del generador FV en función de la irradiancia existente tal y como está programado sean cuales sean las condiciones. Puesto que se ve la semejanza casi milimétrica entre ambas curvas y con unos valores de potencia que rondan en todo momento los 80W generados que puede recibir el regulador.

Nota a la Figura 6.8; el salto que se aprecia en la curva de la irradiancia se debe a un ajuste en la medición que produjo un cambio en la toma de datos, por eso no se corresponde con ningún aumento en la potencia FV generada.

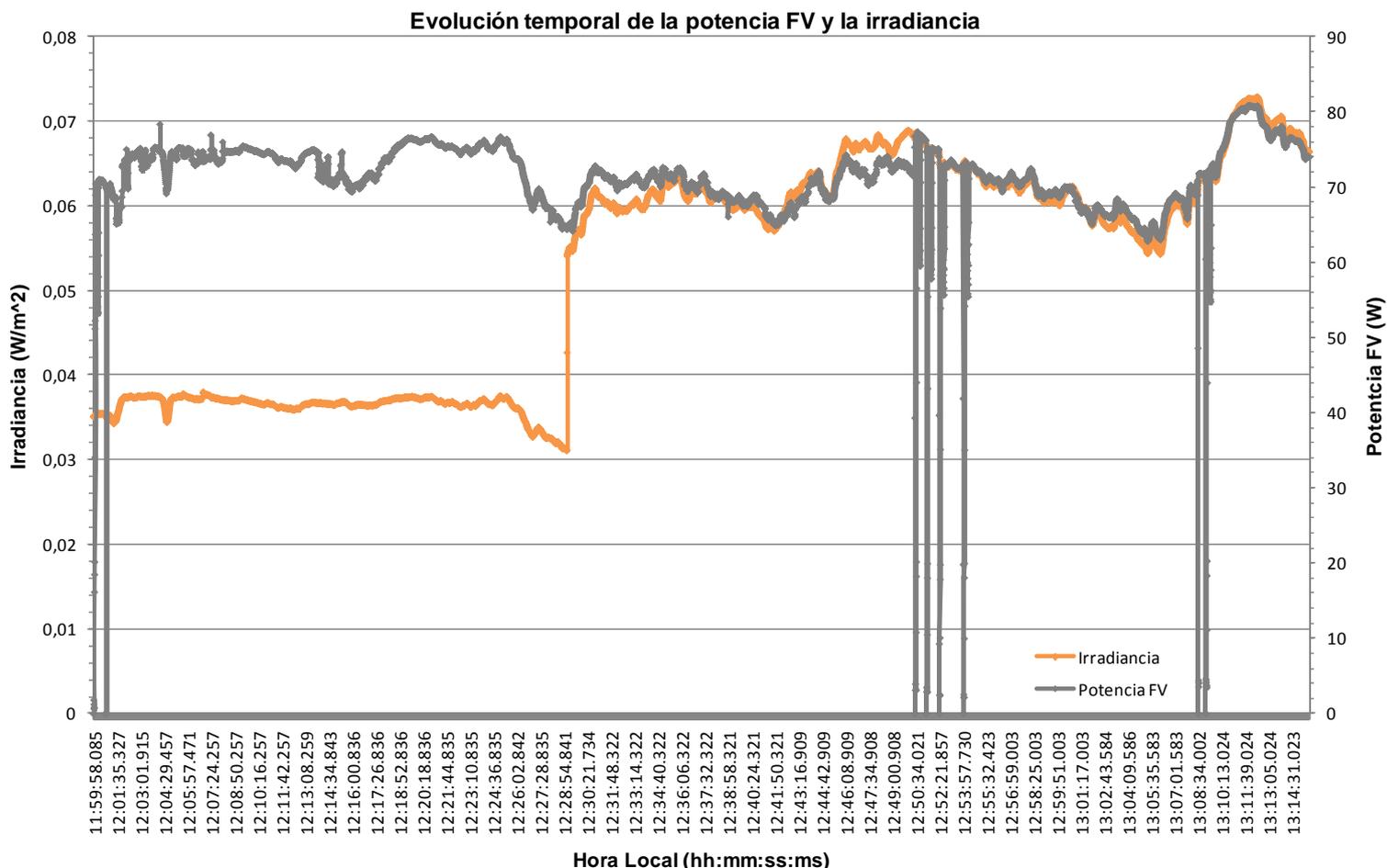


Figura 6.8: Vista del seguimiento de la potencia FV generada a la irradiancia

En la Figura 6.9 se muestran las curvas de las potencias generada y entregada así como la de la intensidad de corriente generada. No se incluyen más variables porque eso saturaría la gráfica impidiendo que se entendiera.

Se representa el mismo intervalo de tiempo que en la Figura 6.8 para ilustrar claramente que la potencia FV generada mostrada en ambas figuras es la misma.

Se ha observado en el laboratorio, que al aumentar la tensión de salida de la fuente auxiliar conectada entre la batería y el regulador, tanto la tensión del generador FV, como la propia de la batería aumentaban, al mismo tiempo que las corrientes en ambos equipos disminuían. Todo ello sin modificar el estado de carga en el que se encontraba el regulador en ese momento, puesto que la fuente auxiliar de tensión no era capaz de aumentar la tensión de la batería lo suficiente como para conseguir cambiarlo.

Lo ocurrido se explica porque el Controlador de Carga está diseñado para optimizar la potencia, que como se sabe, es directamente proporcional a la tensión y la intensidad de corriente. Es decir, que como el regulador está programado para por un lado extraer la máxima potencia del generador y por otro, entregar también la máxima potencia a la batería de acumuladores, mantiene los valores de ambas magnitudes en su máximo óptimo, al tiempo

que modula las tensiones y corrientes del sistema como sea necesario para conseguirlo, tal y como se muestra en la figura siguiente.

En la Figura 6.9 se ve que la curva de la potencia entregada a la batería por el regulador tiene la misma forma que la entregada por el generador al regulador, mientras que la curva de la intensidad de corriente generada, comienza a parecerse a ellas únicamente en el último tramo, más o menos a partir de las 12:50h, cuando se dejó de modificar de forma externa las tensiones de la instalación. A esto se debe también que aparezcan esos picos instantáneos en todas las curvas, es el momento en el que el regulador tiene que reajustarse para poder hacerse cargo nuevamente de todas las tensiones por sus propios medios.

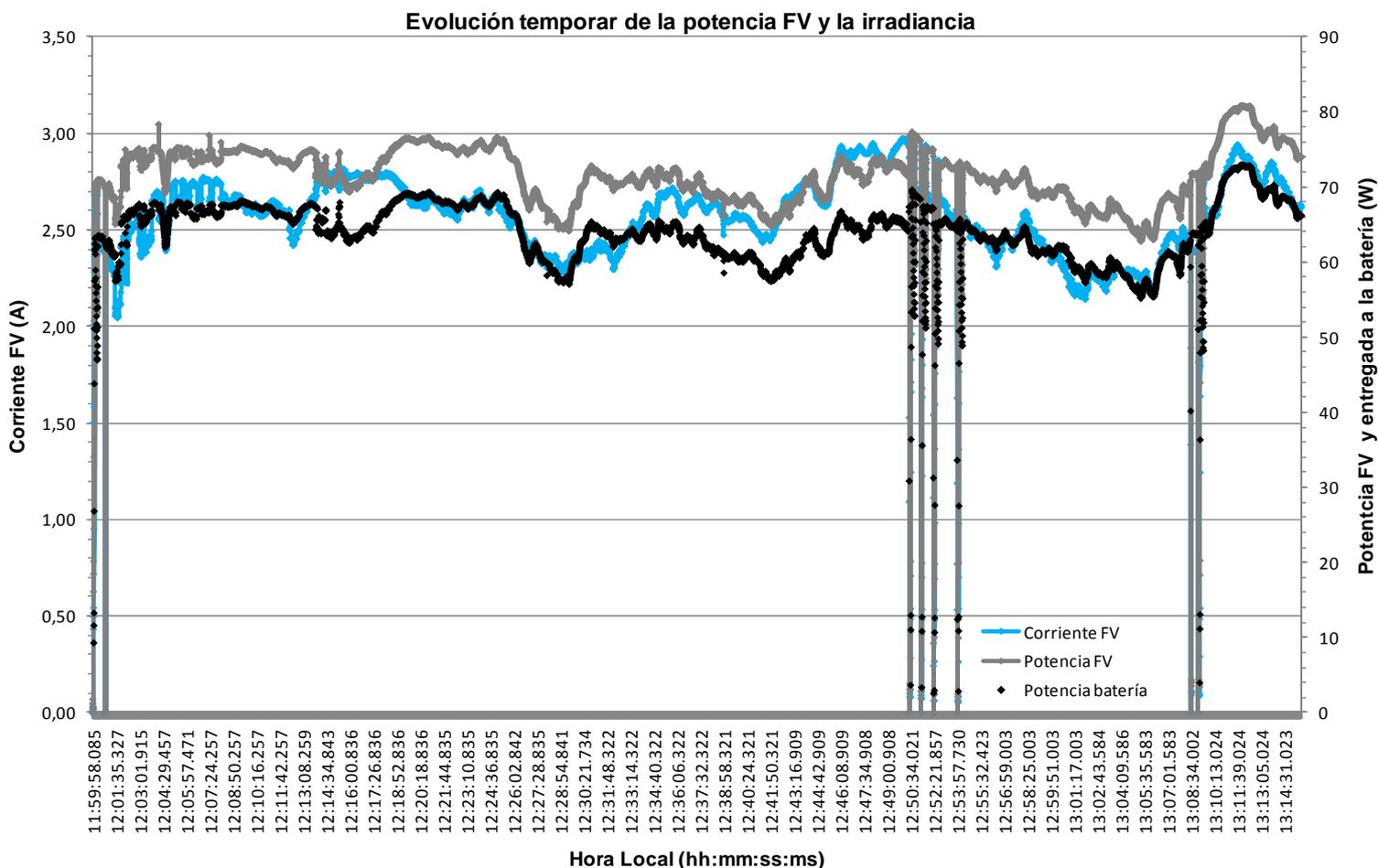


Figura 6.9: Semejanzas y diferencias entre potencias y corrientes

Cuando el Controlador de Carga se encuentra en funcionamiento normal de manera automática, sin injerencias de ningún tipo, las curvas de intensidad de corriente tienen exactamente la misma forma que las curvas de potencia, tanto en el generador FV como en la batería, siendo las tensiones las que presentan formas particulares debido a que son moduladas electrónicamente por el regulador para poder optimizar las potencias.

6.3.3 – Arranque del Controlador:

El Controlador ha sido arrancado en dos fases diferentes, tal y como se indica en su manual de usuario, dentro del capítulo de Puesta en Marcha (Ver Anexo A, apartado A.1).

Los valores de tensión y corriente (así como el sentido) van a variar, yendo hacia la batería o hacia el controlador en función de que esté o no encendido el interruptor que conecta el Controlador con los paneles FV, de la manera que se explicará en los apartados siguientes.

6.3.3.1 – Conexión del lado del acumulador de carga:

Según dicho manual, el Controlador debe ser capaz de arrancar automáticamente en cuanto todo esté debidamente conectado. Sin embargo, existe la limitación de que el voltaje de la batería debe ser de al menos 10,5V para que el Controlador de Carga pueda arrancar. Además se indica que en caso de que en la pantalla se muestre el mensaje “Tensión de batería baja”, hay que seguir una secuencia de órdenes marcada en la Guía de solución de problemas. Aunque en la práctica esto no es posible, ya que si hay poca tensión en la batería, el controlador simplemente no responde y no es capaz de iniciarse, ni tan siquiera para iluminar la pantalla.

La única solución válida si esto ocurre, es conectar una fuente de tensión en corriente continua externa a modo de apoyo, que sea capaz de alcanzar y mantener la tensión mínima requerida y cargar parcialmente la batería, al mismo tiempo que suministre la intensidad de corriente que el controlador necesita para cargar sus sistemas. Teniendo en cuenta que al arrancar demanda una cierta cantidad de energía mayor que una vez está iniciado, al alimentar las placas de control, la pantalla, cargar los condensadores, mover el ventilador, etc. Es decir, se produce un pequeño pico de corriente justo antes de comenzar el funcionamiento normal, emitiendo un pequeño ruido al activarse un ventilador que indica que ha arrancado, además la pantalla comienza a parpadear al mismo tiempo que se iluminan las teclas. Una vez estabilizado el sistema, el ventilador vuelve a desconectarse automáticamente si ya no se requiere su funcionamiento (al tener una temperatura interior normal) y la pantalla pasará a mostrar los datos actuales de la instalación.

La fuente de tensión, está enchufada a la red eléctrica del laboratorio y se encuentra conectada en paralelo con la batería a la entrada del Controlador. En el lado de salida del interruptor visto desde el controlador, tal y como se muestra en la Figura 6.10.

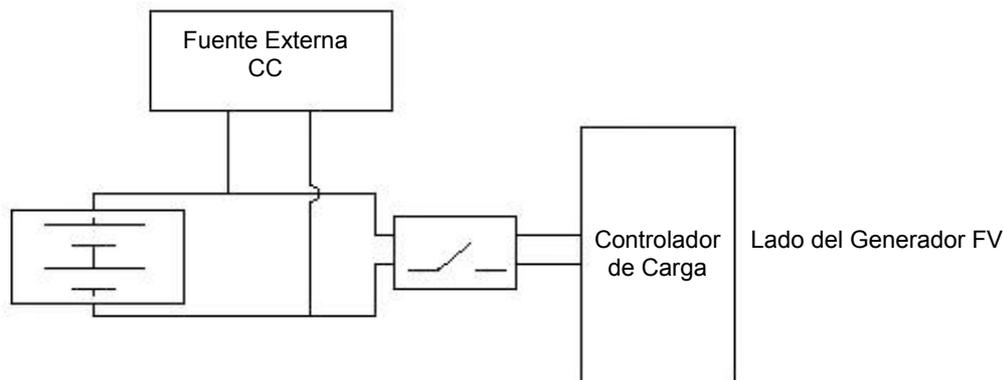


Figura 6.10: Esquema de conexión de la fuente externa

El controlador será capaz de auto-iniciarse una vez que se alcance la tensión mínima requerida por los sistemas electrónicos del regulador (10,8V). Pasando entonces a 10,5V tal y como indica el Manual de Usuario. Después comenzará a chequear el sistema y sus variables para ver en que estado se encuentran.

Por otro lado, cabe reseñar que mientras el interruptor del lado de los paneles se encuentre desconectado, los valores de intensidad registrados por el vatímetro en su canal amperimétrico serán negativos, viéndose así que el Controlador de Carga está consumiendo potencia desde el lado de la batería y no entregándola como se podría suponer. Lo que es lógico ya que el Controlador en este momento únicamente puede autoalimentarse de la batería. Esto ocurre porque por defecto el vatímetro fija el punto de referencia de tensión y corriente en su interior, considerando como la entrada el lado del generador FV y la salida el lado del acumulador de carga.

Este fenómeno se observa muy claramente en la Figura 6.11, en la que mientras la curva de tensión es ascendente, la de corriente aparece descendente, a pesar de que en ambas, los valores van aumentando con el tiempo. Como queda demostrado en la Figura 6.12, donde puede verse la curva de corriente también ascendente gracias a que se ha hecho con los datos en valor absoluto.

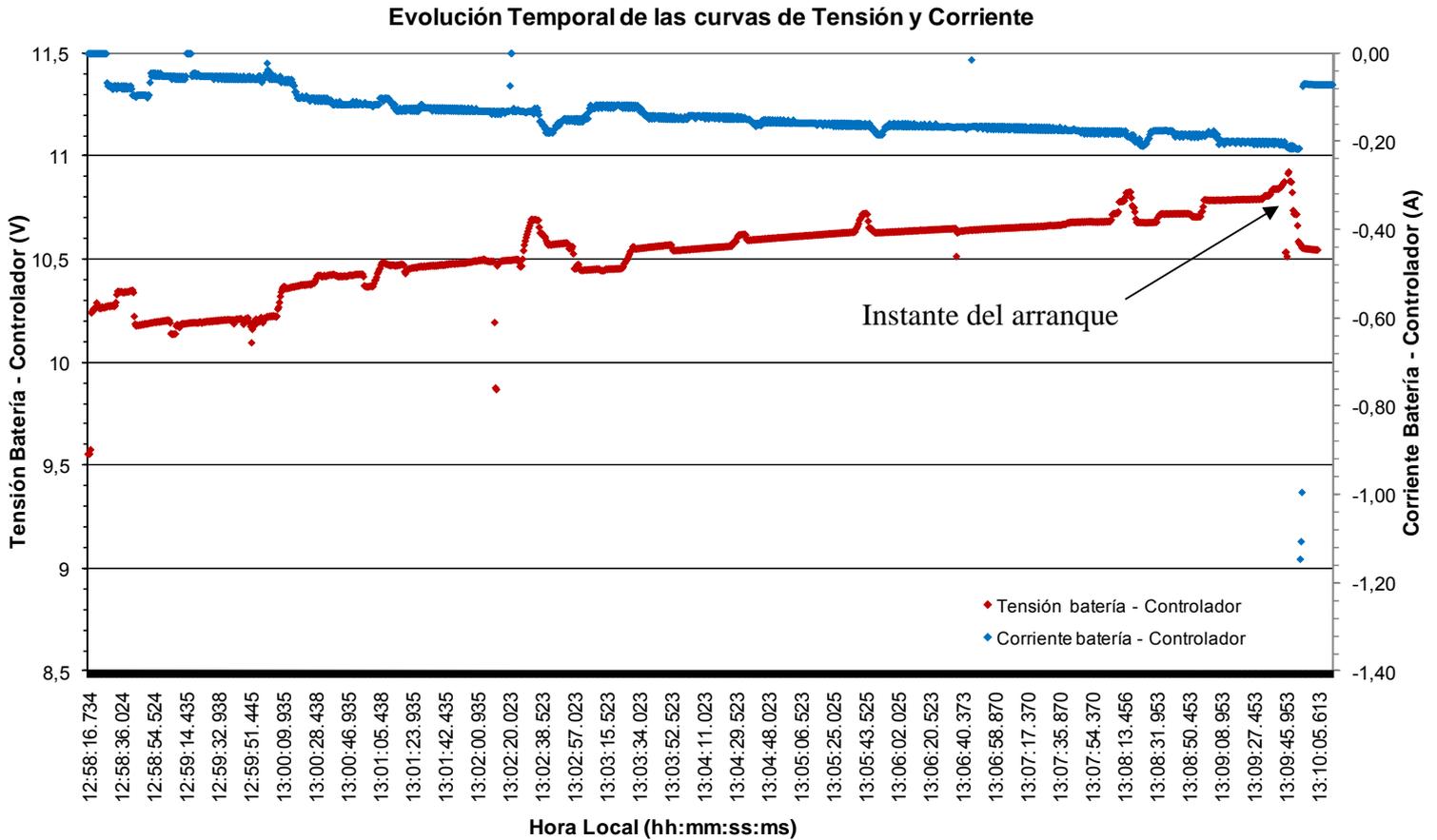


Figura 6.11: Tensión e Intensidad de Corriente desde la Batería hacia el Controlador en el arranque

En la Figura 6.12, con los valores de ambas gráficas siguiendo la misma línea de tendencia, se comprueba además cómo la corriente y la tensión absorbidas por el controlador son directamente proporcionales, ya que ambas curvas presentan similares picos y valles. Si bien el pico que se aprecia en la gráfica de corriente justo en el arranque, es mucho mayor que el que aparece en la de tensión.

Evolución Temporal de las curvas de Tensión y Corrienten en valor absoluto

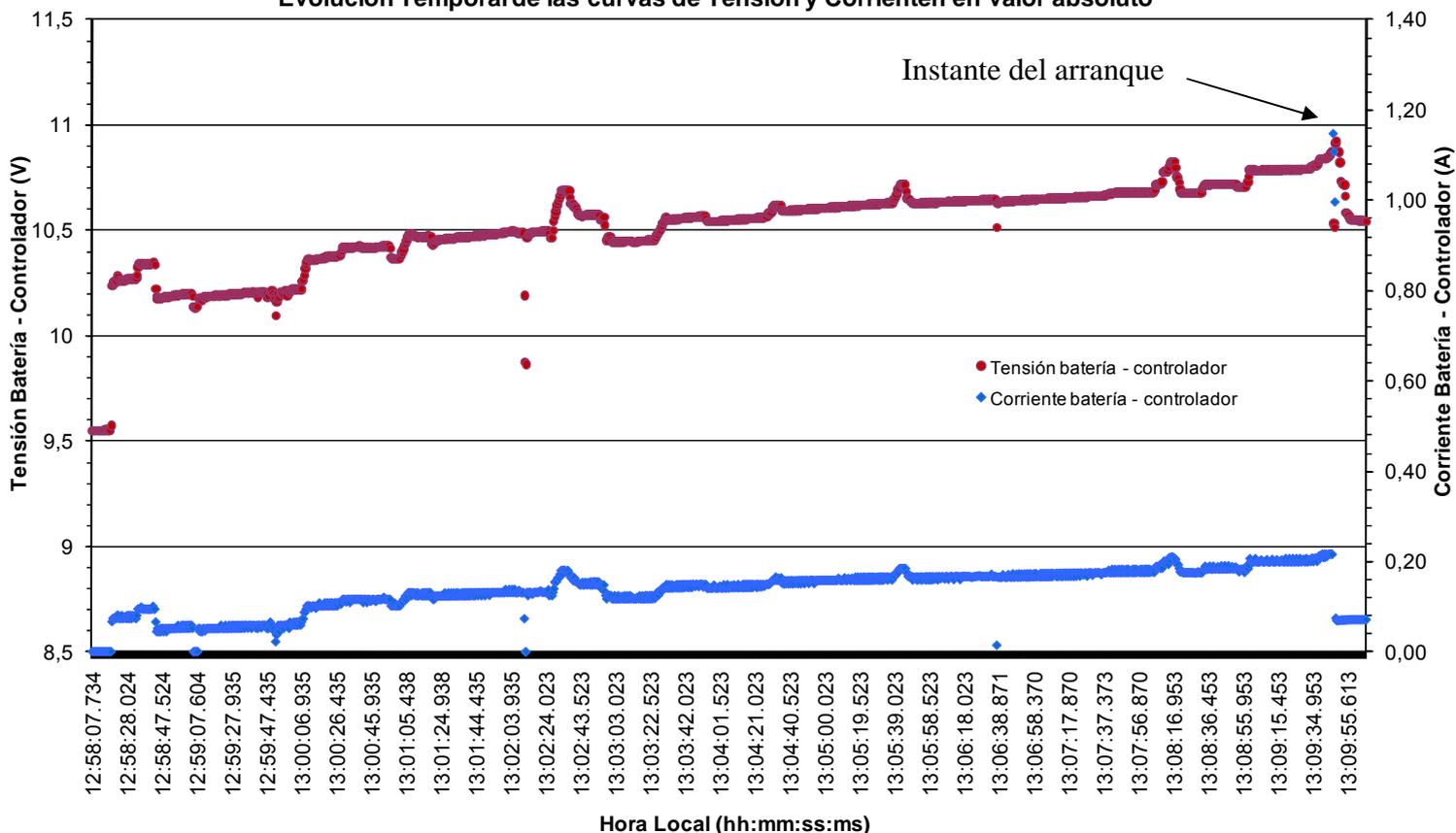


Figura 6.12: Tensión e Intensidad de Corriente en valor absoluto desde la batería hacia el Controlador en el arranque

6.3.3.2 – Conexión del lado del Generador FV:

Tras encontrarse el Controlador activo, pueden conectarse los paneles, siendo entonces cuando el regulador comienza a trabajar y empieza a acumularse la carga eléctrica procedente de los paneles en la batería, cambiando el sentido de la corriente absorbida por el Controlador de Carga.

Al conectar los paneles que componen el Generador FV, la pantalla del Controlador que hasta ese momento mostraba el estado “Inactivo”, indicará “Arrancando” durante unos segundos mientras el Circuito de Control calcula el algoritmo más adecuado para controlar las variables de los paneles, pasando después a indicar “Siguiendo” mientras el controlador aplica dicho algoritmo para finalmente mostrar “MPPT Bulk” empezando a cargar las baterías.

En la Figura 6.13 puede observarse el salto que se produce tanto en la corriente como en la tensión que llegan a la batería cuando se conectan los paneles FV, además de cómo se comportan después.

Una vez encendidos los paneles, puede apagarse la fuente auxiliar de tensión, dado que será el propio generador FV quien alimente el sistema. En este caso, la fuente se apaga aproximadamente a las 13:16h. Pudiéndose ver como se produce una pequeña caída en la tensión al tiempo que aumenta

ligeramente la intensidad de corriente para mantener constante la potencia que está recibiendo la batería.

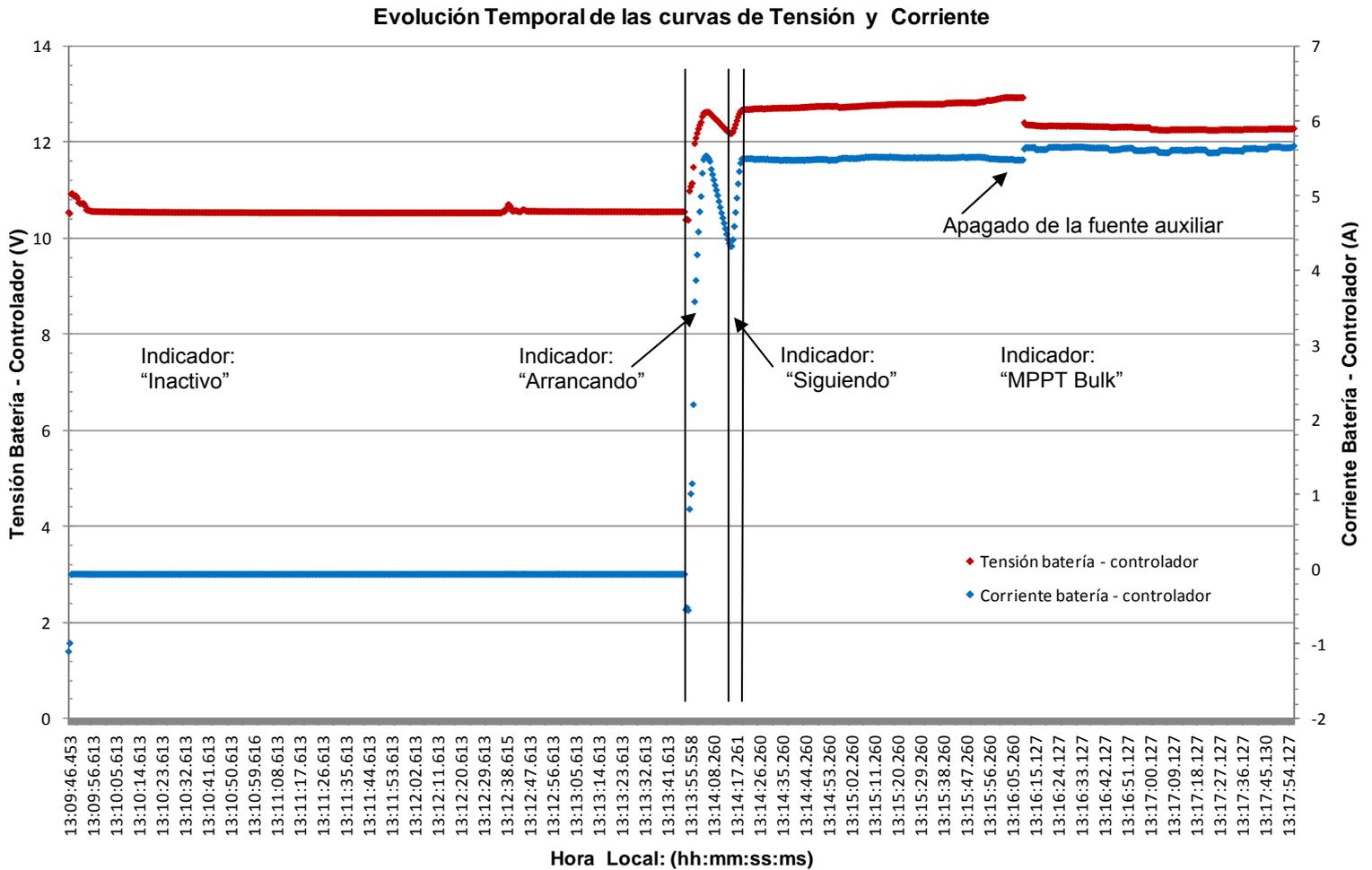


Figura 6.13: Tensión e Intensidad de Corriente desde la batería hacia el controlador, al conectar los paneles FV

En la Figura 6.13 se han marcado los dos estados intermedios por los que pasa el Controlador de Carga desde que se enciende el interruptor hasta que se inicia la carga de la batería en el punto de máxima potencia de los paneles fotovoltaicos. Puede verse claramente cómo la corriente pasa de un valor muy bajo, pero negativo, hasta el valor máximo durante el estado "Arrancando" para después descender haciendo un barrido de todos los posibles valores de corriente buscando el más óptimo en el estado "Siguiendo", para tener la calibración adecuada de tensión e intensidad de corriente al empezar la carga en el estado "MPPT Bulk".

6.3.3.3 – Evolución de las variables del Generador FV durante su conexión:

La Figura 6.14 muestra cómo al conectar el interruptor que separa los paneles que componen el Generador FV del Controlador de Carga se produce un pico tanto de corriente como de tensión. Sin embargo en este caso, y al contrario de lo que ocurría al arrancar el controlador, el pico mayor se produce en la tensión y no en la intensidad. Lo que se debe a que el generador ya se encontraba a una cierta tensión antes de su conexión y se pone en contacto

con otro equipo que le va a demandar una tensión diferente, produciéndose un transitorio de re-estabilización.

Además se observa que es la tensión en los estados “Arrancando” y “Siguiendo”, quien hace un barrido inicial de valores antes de estabilizarse en el más óptimo, lo que demuestra que en este caso, el regulador de carga va a realizar el control en tensión y no en corriente como en el lado del acumulador de carga.

Evolución Temporal de las curvas de Tensión y Corriente

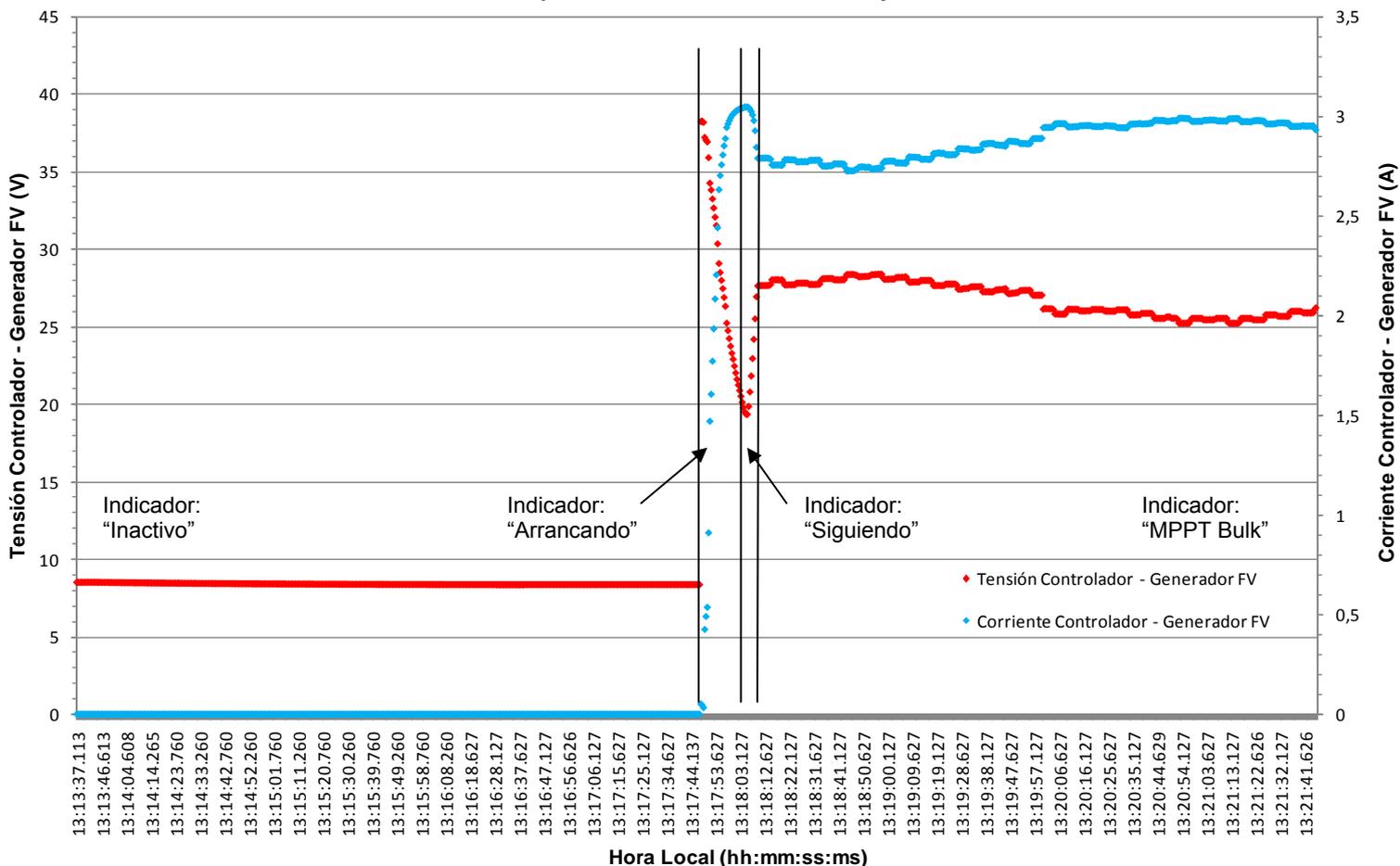


Figura 6.14: Tensión e Intensidad de Corriente desde el Generador FV hacia el Controlador de Carga en el momento de su conexión

6.3.4 – Funcionamiento normal en diferentes condiciones ambientales:

6.3.4.1 – Día soleado completo:

En la Figura 6.15 se presenta la gráfica de un día solar completo. Viéndose cómo la curva de potencia entregada por el Generador FV sigue fielmente la forma de la de la irradiancia. Sin embargo, la curva de tensión presenta una forma completamente diferente, que nada tiene que ver con la de las curvas anteriores. Esto es debido a que el regulador de carga controla el sistema con la tensión a la que se debe encontrar el generador FV, por lo que la modifica para optimizarla en cada momento consiguiendo extraer la máxima energía solar disponible.

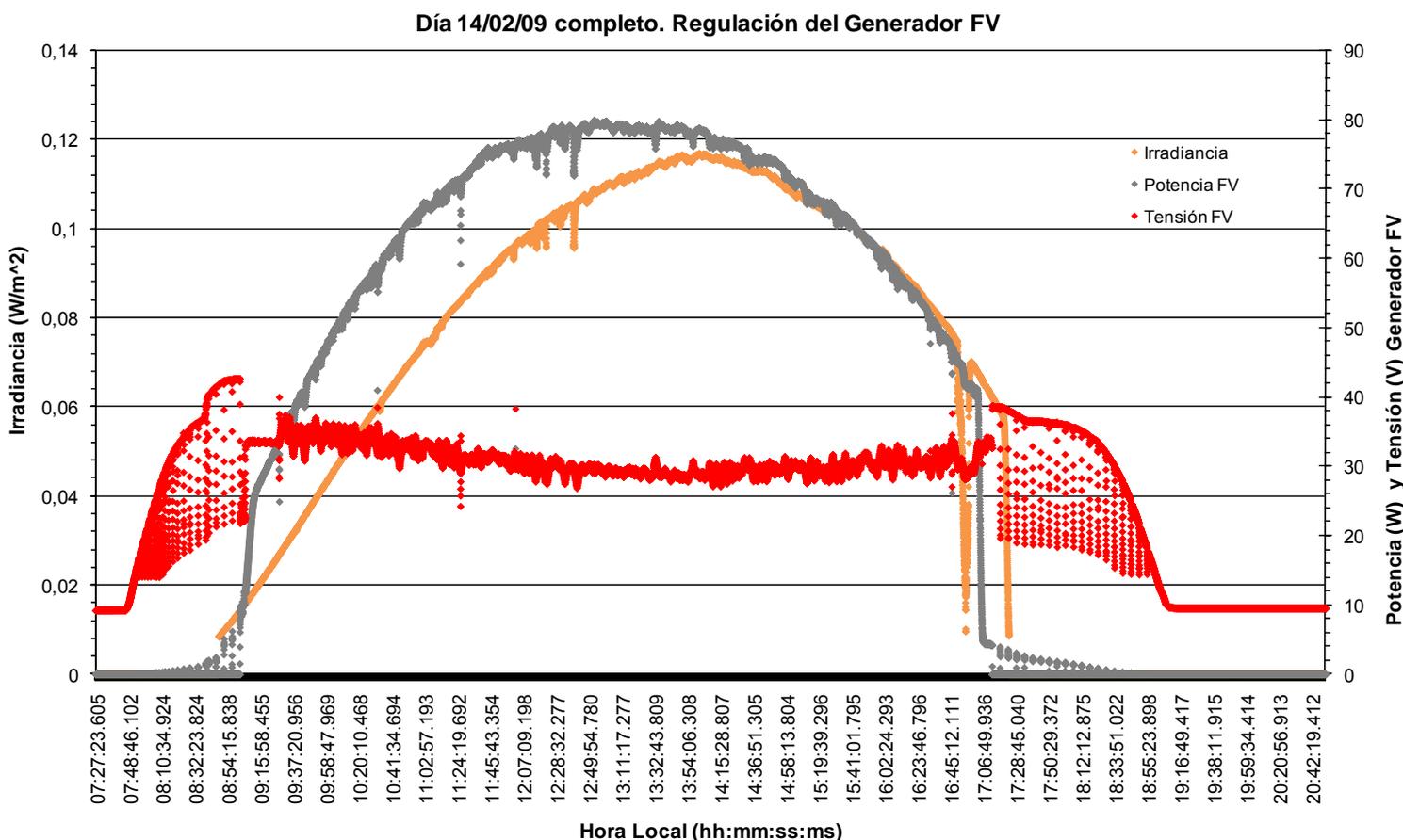


Figura 6.15: Gráfica con datos de un día soleado completo

Por otro lado, comentar lo que sucede con las variables del lado de la batería, cuyas gráficas no se presentan aquí por no aportar nada nuevo. La forma de la curva de intensidad de corriente, es igual a la de la potencia FV de la Figura 6.15 tal y como cabría esperar, con la única salvedad de que durante el ciclo de barrido de control (que se explicará en el apartado 6.3.4.1.1) tiene algunos valores negativos, ya que el controlador está procesando datos y aún no puede obtener la energía que necesita de los paneles. En cuanto a la curva de tensión, es similar a la curva teórica presentada en la Figura 6.2 para la batería.

A continuación, se irán detallando cada una de las partes del día más interesantes para poder comentar la evolución temporal de las variables.

6.3.4.1.1 – Amanecer:

La Figura 6.16 muestra los sucesivos cambios experimentados por la potencia y la tensión del generador (controlada y fijada por el regulador), mientras la irradiancia va aumentando al levantarse el sol.

La tensión del generador FV parte de un valor prácticamente constante de 9V mantenido por el regulador durante las horas de no insolación, al tiempo que tanto la irradiancia como lógicamente la potencia extraída del generador

son nulas. Sin embargo vemos que más o menos a las 07:46h la tensión comienza a aumentar a pesar de que la irradiancia sigue siendo nula, lo que quiere decir que el regulador ha iniciado el ciclo de control para calcular los posibles algoritmos de carga y encontrar el punto óptimo del generador FV. Este ciclo de control consiste en un barrido de la tensión de los paneles, va cambiando los valores de unos mayores a otros menores, buscando aquel del que obtiene mejores resultados para el día concreto en función de las condiciones. Poco antes de las 8:00h comienzan los primeros picos de potencia, el generador está empezando a producir energía pero de forma inestable. Una vez la irradiancia es ya suficiente y el sol brilla con esplendor, el Controlador de Carga fija los valores del punto de máxima potencia y la tensión se estabiliza alrededor de los 33V. Entonces la curva de potencia aumenta para comenzar a seguir a la de irradiancia cargando así las baterías.

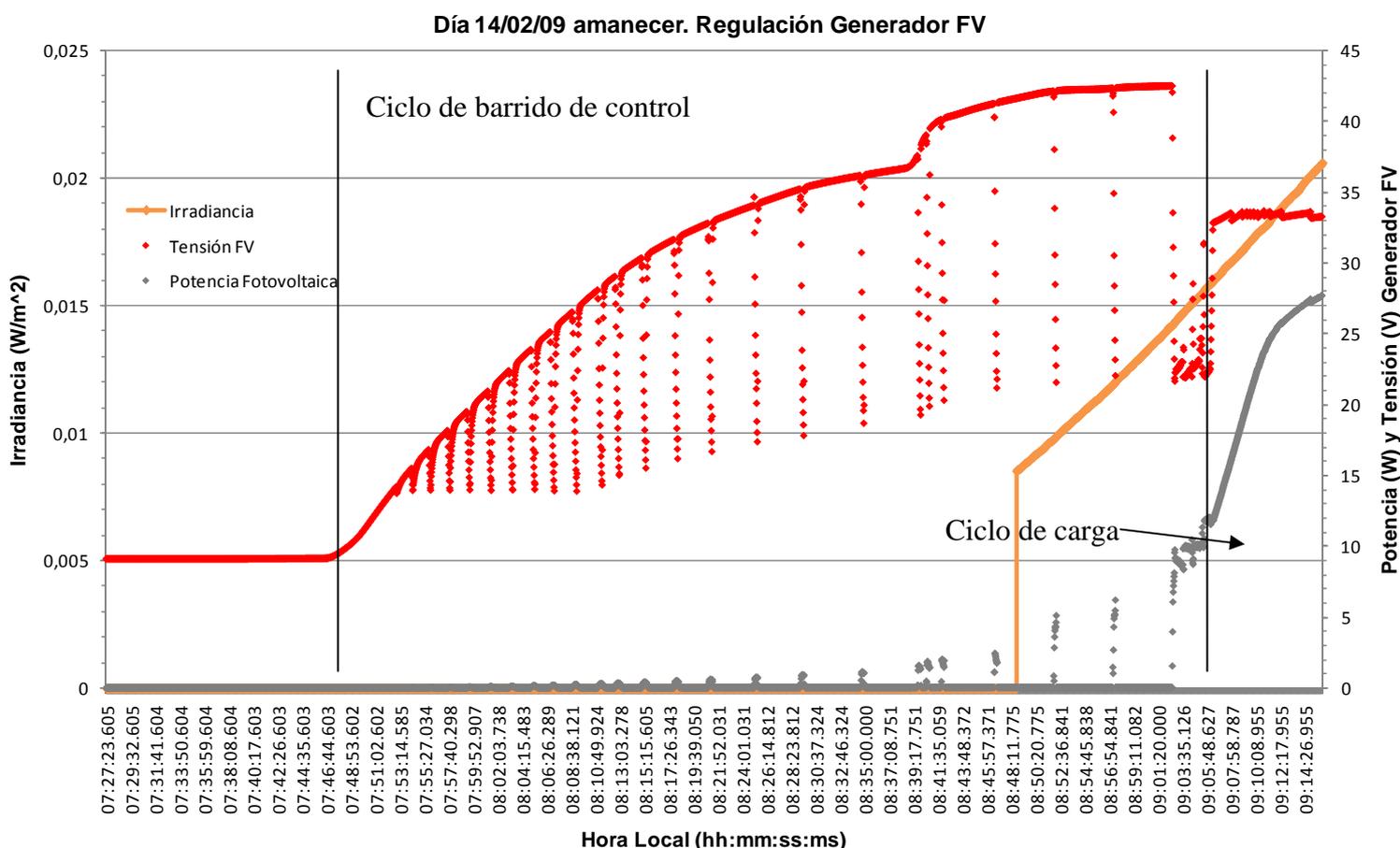


Figura 6.16: Datos de un día soleado al amanecer

6.3.4.1.2 – Mediodía:

Lo más destacable de este período, es que la curva de potencia se mantiene prácticamente constante en torno al valor de 80W (valor máximo posible con estas condiciones de irradiancia) durante las 2 horas centrales del día (aproximadamente desde las 12:00h hasta las 14:30h). Es cuando el regulador está trabajando para conseguir absorber la máxima potencia posible del generador durante las horas de mayor insolación.

Además la curva de potencia toma una forma ligeramente diferente a la de irradiancia, ya que aumenta más rápidamente que ésta para alcanzar los 80W y mantenerlos durante el mayor tiempo posible.

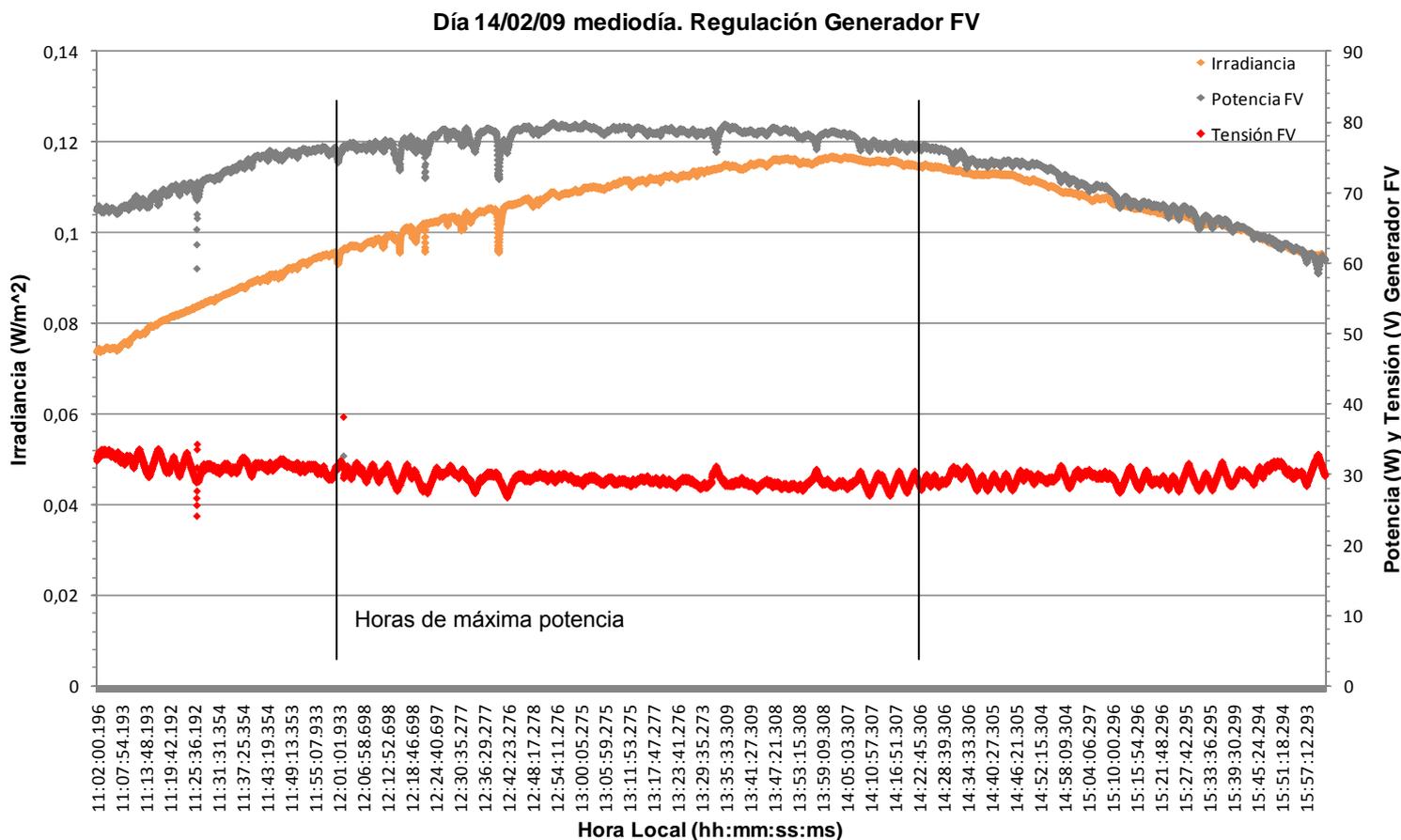


Figura 6.17: Datos de un día soleado al mediodía

6.3.4.1.3 – Atardecer:

Durante el atardecer, tal y como muestra la Figura 6.15 ocurre lo mismo que al amanecer. La curva de tensión es prácticamente simétrica en ambos periodos del día respecto del eje que pasa por las horas centrales. Lo que quiere decir que el Controlador de Carga se está comportando más o menos igual que durante el amanecer pero a la inversa, debido a que la irradiancia disminuye mientras que por la mañana iba en aumento, hasta que la luz solar desaparece y nuevamente el controlador fija la tensión del generador FV a 9V.

En cuanto a la evolución de la irradiancia y la potencia, ambas tienden a hacerse nulas según avanza la tarde, si bien la curva de potencia desciende más rápidamente que la de irradiancia, al no haber ya energía tan aprovechable. Es otra vez lo inverso a lo que sucedía por la mañana, cuando la curva de potencia ha aumentado a mayor velocidad.

6.3.4.2 – Día con intervalos nubosos:

En la Figura 6.18 puede apreciarse una vez más como la potencia que el regulador es capaz de extraer del generador FV presenta una curva de datos que es perfectamente asimilable a la de la irradiancia, incluso en aquellos momentos en los que ésta es altamente variable debido a los intervalos nubosos. Esto da una buena idea de la velocidad con la que el Controlador de Carga consigue reaccionar.

Se ve también cómo en los momentos de máxima oscilación de la irradiancia, el regulador modula la tensión instantáneamente, presentando gran cantidad de puntos atípicos alejados de la curva general, para intentar siempre obtener la potencia óptima, marcando en el indicador de estado, mientras hace la modulación, los diferentes estados por los que el regulador pasa buscando los ajustes. Volviendo a estabilizarse y a entrar en el ciclo normal de carga una vez lo hace también la irradiancia.

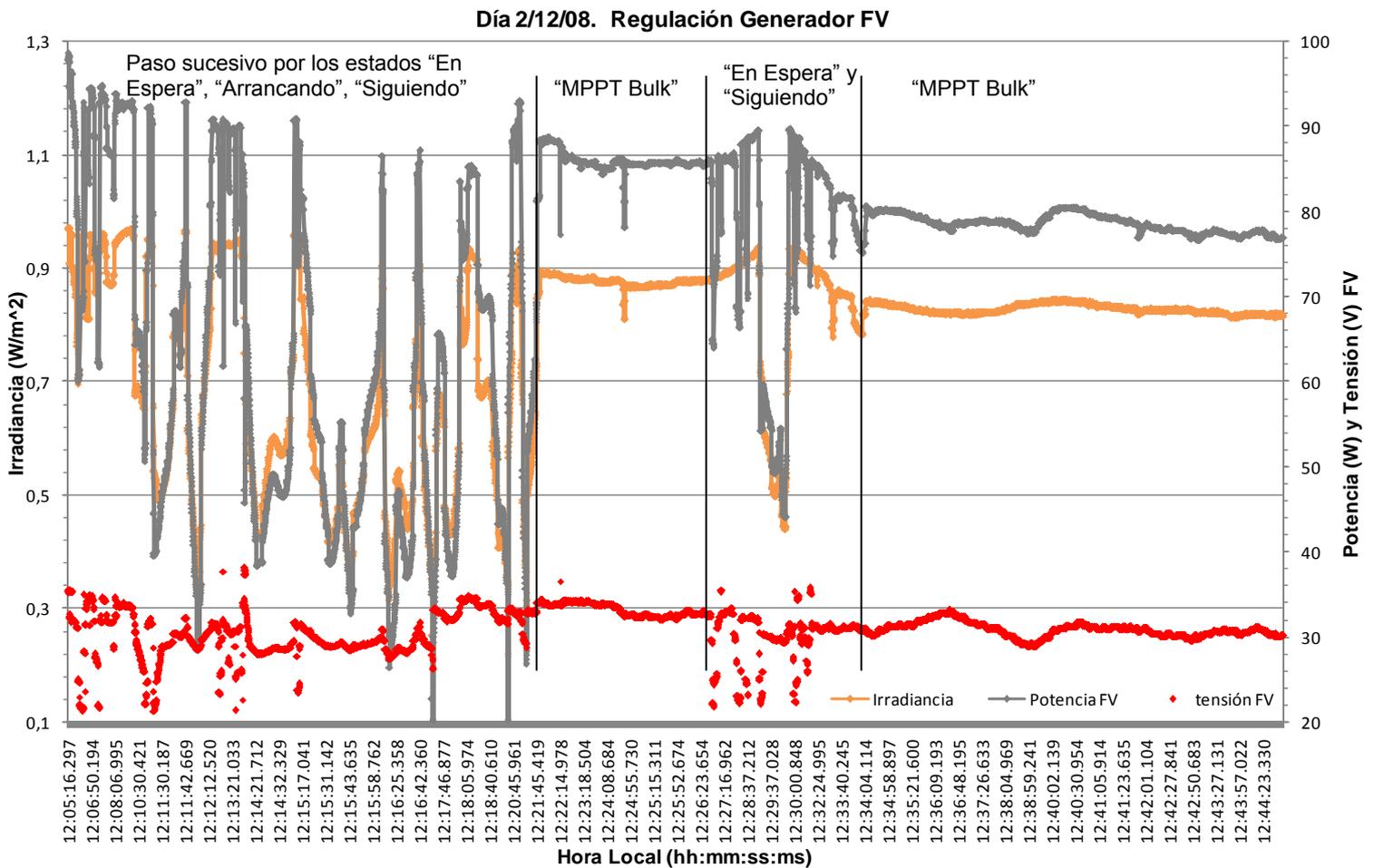


Figura 6.18: Regulación del Controlador de Carga en un día con intervalos nubosos

No se presenta en la figura anterior la gráfica de datos hacia la batería, ya que se muestran en la Figura 6.19.

En la Figura 6.19, se ve que la tensión en la batería también sufre variaciones en los mismos puntos que el resto de variables, aunque menos

severas. Estos cambios se deben a que durante esos momentos el regulador no se encontraba cargando la batería en un modo de operación normal.

En cuanto a la corriente, comentar que su curva tiene la misma forma que la curva de la corriente FV generada. Tal y como cabría esperar siempre que sea el propio controlador quien se encargue de fijar los valores de ambas intensidades.

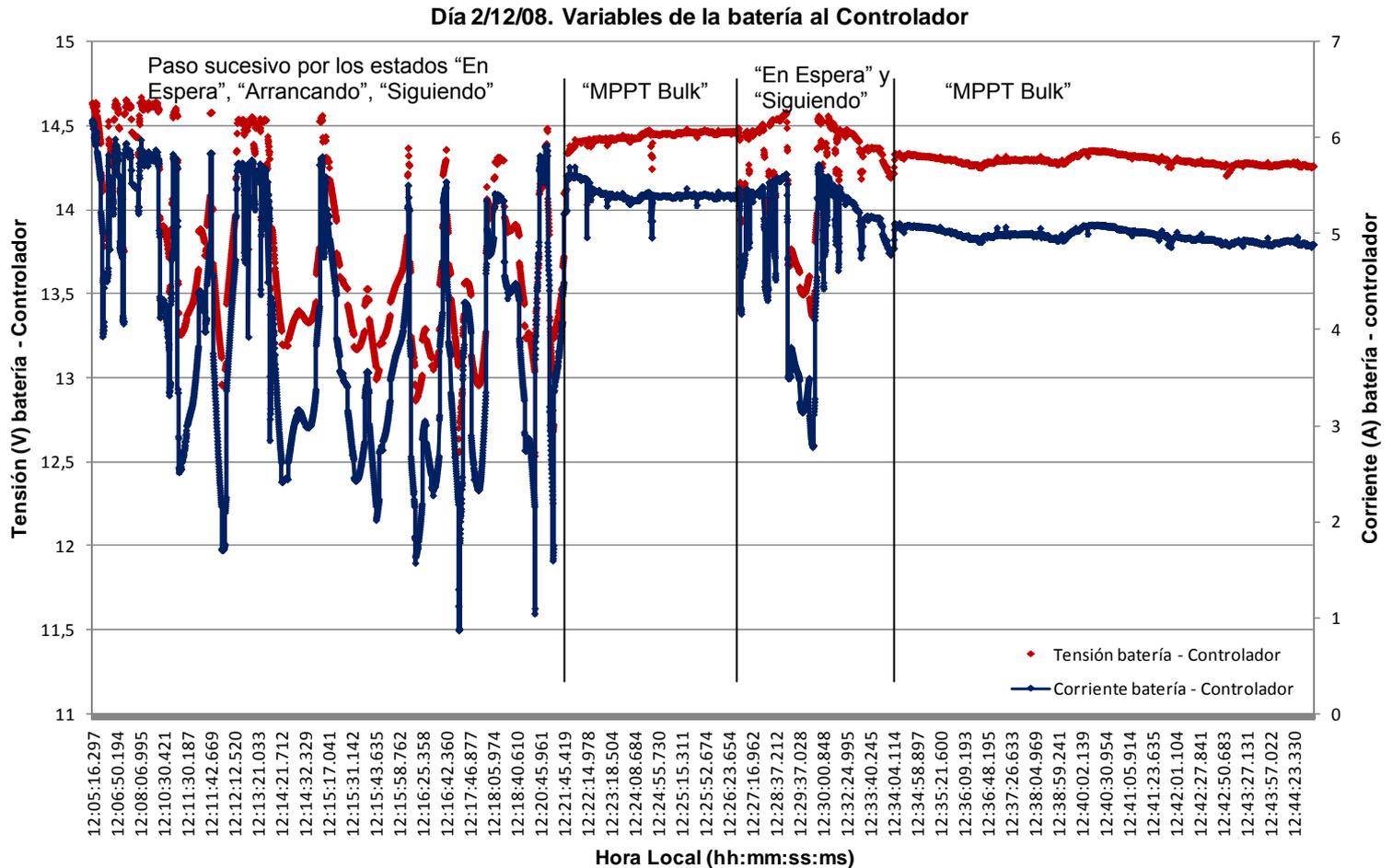


Figura 6.19: Evolución temporal de las variables en la batería

Por otro lado, se ha comprobado que la curva de potencia entregada es igual a la de la potencia generada, pero no se muestra en la Figura 6.19 porque debido a sus altos valores, no permitiría que se vieran con claridad las curvas de tensión y corriente.

6.3.4.3 – Día nublado:

En la Figura 6.20 se presentan los datos correspondientes a un día nublado en el que la capa de nubes era bastante densa y hubo momentos de pequeñas lluvias intermitentes. En estas condiciones de tan escasa irradiancia (sobre todo directa) sobre el generador FV, la producción estuvo bastante limitada. En la gráfica únicamente se muestra una grabación de unos 15 minutos, ya que el resto del día la evolución y comportamiento del sistema fue la misma.

El Controlador de Carga estuvo durante todo el día intentando regular el generador FV de tal manera que obtuviera algo de energía, pero la energía solar disponible era tan escasa, que tan sólo lo consiguió entre las 12:18h y las 12:29h.

Se han marcado tanto en la Figura 6.20 como en la 6.21, los momentos en los que manualmente se desconectaban a través del interruptor, el acumulador de carga, el generador FV o ambos equipos a la vez, esto se hizo con la intención de obligar un reinicio del sistema para forzar que el regulador recalculara un nuevo algoritmo de carga intentando así que encontrara uno con el que se pudiera extraer algo de energía. Sin embargo estas prácticas no fueron demasiado productivas.

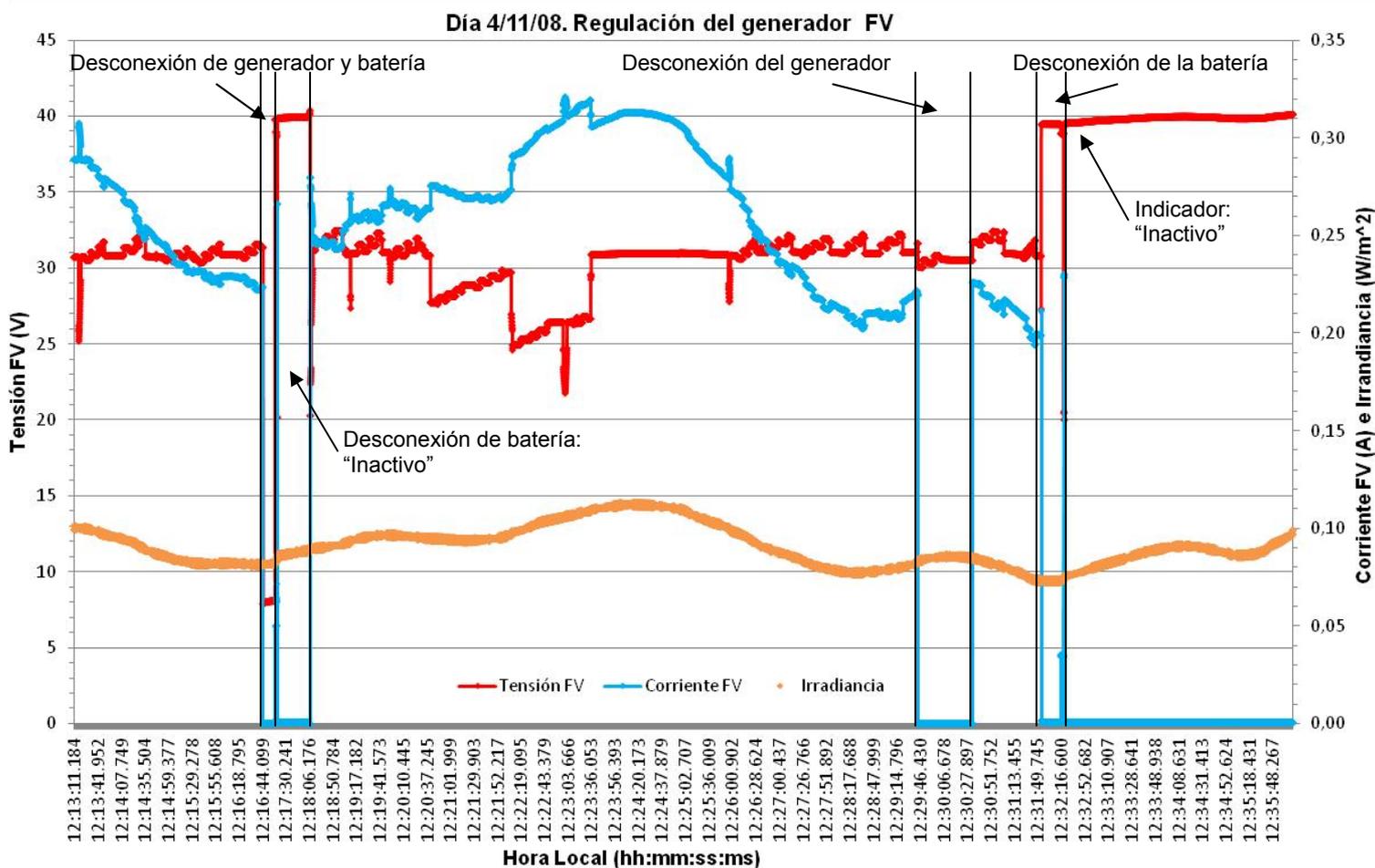


Figura 6.20: Evolución temporal de las variables FV en un día nublado

En la Figura 6.21 se muestra el comportamiento que tuvieron la tensión e intensidad de corriente que transcurren entre la batería y el regulador.

Puede comprobarse cómo la tensión se comporta prácticamente igual que durante la noche (ver apartado siguiente, Regulación nocturna), es decir, se mantiene casi constante salvo por la ligera descarga que sufre la batería. Exceptuando los momentos de valores atípicos producidos por los transitorios debidos a las desconexiones y reconexiones de los distintos equipos.

En cuanto a la intensidad de corriente, es negativa durante casi todo el intervalo registrado, salvo entre las 12:18h y las 12:29h, que cómo se ha explicado antes, el regulador consiguió extraer la suficiente energía del generador FV.

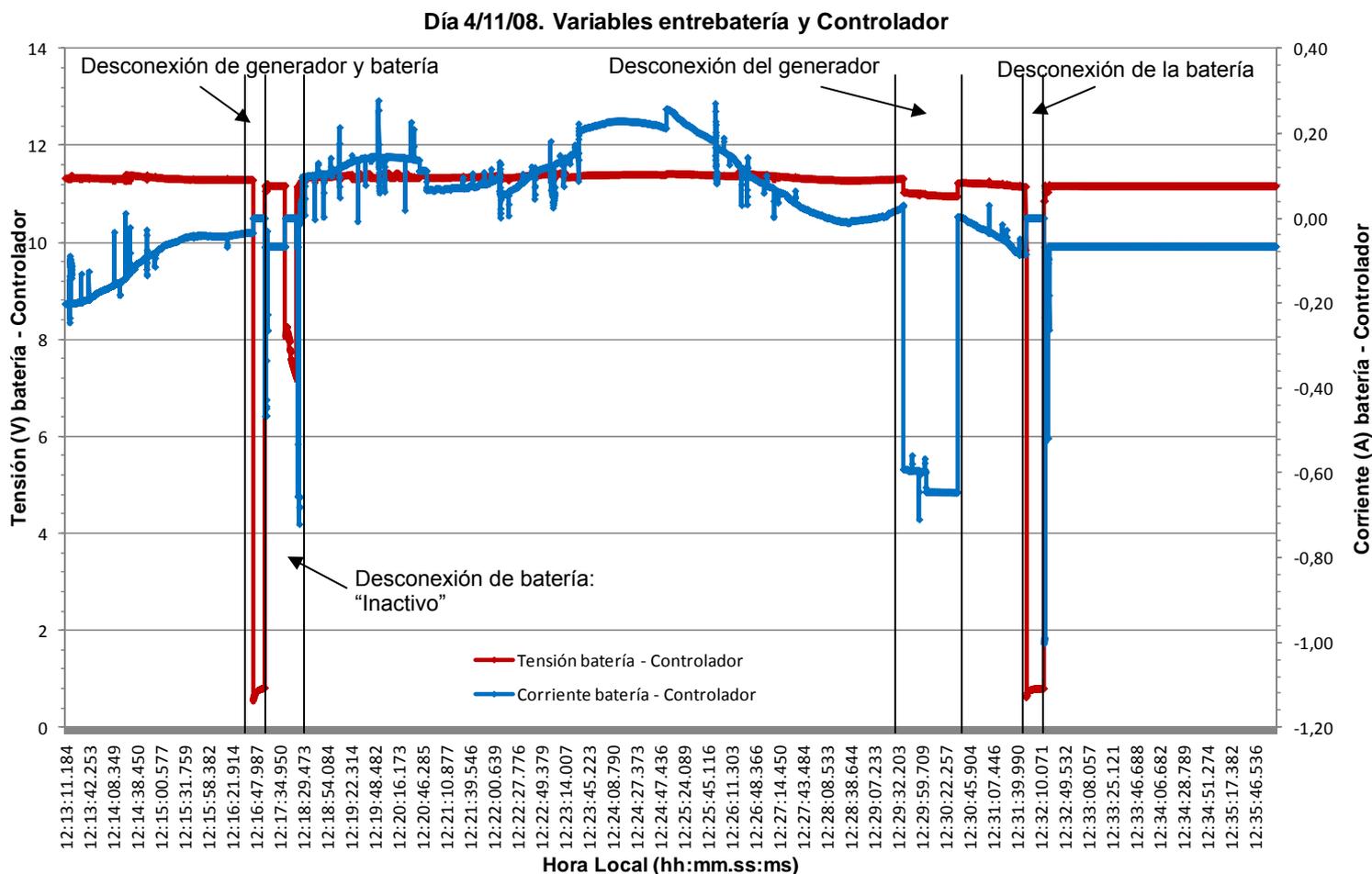


Figura 6.21: Evolución temporal de las variables entre el regulador y la batería en ambiente nublado

6.3.4.4 – Regulación nocturna:

Durante las horas de no insolación el Controlador de Carga sigue activo cumpliendo con otra serie de funciones diferentes a las que realiza durante el día, pero igualmente importantes.

Estas tareas son entre otras: evitar que la batería se descargue, comenzar el ciclo de barrido de control durante el amanecer para calcular el algoritmo de carga adecuado tal y como se ha estudiado en el apartado 6.3.4.1.1 de esta memoria, realizar la ecualización de las baterías si así lo ha programado el usuario, mantener constante la tensión del generador FV según se ha explicado, proteger la instalación de cualquier defecto o fallo que pueda producirse... Además de por supuesto, seguir registrando y controlando el estado de todas las variables de la instalación.

En la Figura 6.22 se ve como hay un ligero consumo constante de potencia e intensidad de corriente durante toda la noche por parte del regulador. Este

consumo es mínimo, de 0,75W en potencia y de 0,63A en corriente ya que tan sólo sirve para mantener al controlador “alerta” y permitirle actuar en caso necesario.

En la misma figura, se aprecia la pequeña descarga que sufre la batería, cuya tensión baja desde los 12V de las 19:00h hasta los 11,82V de las 7:00h. Esta descarga de apenas 0,18V es absolutamente insignificante teniendo en cuenta el hecho de que como se ha demostrado experimentalmente en el laboratorio, si se deja la batería cargada a la misma hora de la tarde con un voltaje similar, pero se mantiene desconectada del regulador (abriendo el interruptor) durante la noche, a la mañana siguiente el acumulador de carga aparece con una tensión inferior a 9V. Es decir, dejando a la batería en un régimen de auto-descarga se produce una pérdida de tensión de al menos 3V, demostrándose así la gran eficacia del Controlador de Carga en la regulación de en este caso la descarga de la batería de acumuladores.

También se muestra en la gráfica la curva que experimenta la tensión del generador FV. En ella puede comprobarse cómo hasta las 19:10h más o menos, la tensión viene decreciendo rápidamente tras haberse realizado el último ciclo de control explicado en el apartado anterior del Atardecer. A esa hora el voltaje queda ya estabilizado a 9,3V, tensión que se mantendrá durante el resto de la noche hasta que durante el nuevo amanecer el regulador recomience los controles y ciclos.

Noche del día 14/02/09 al 15/02/09. Consumo del Controlador de Carga

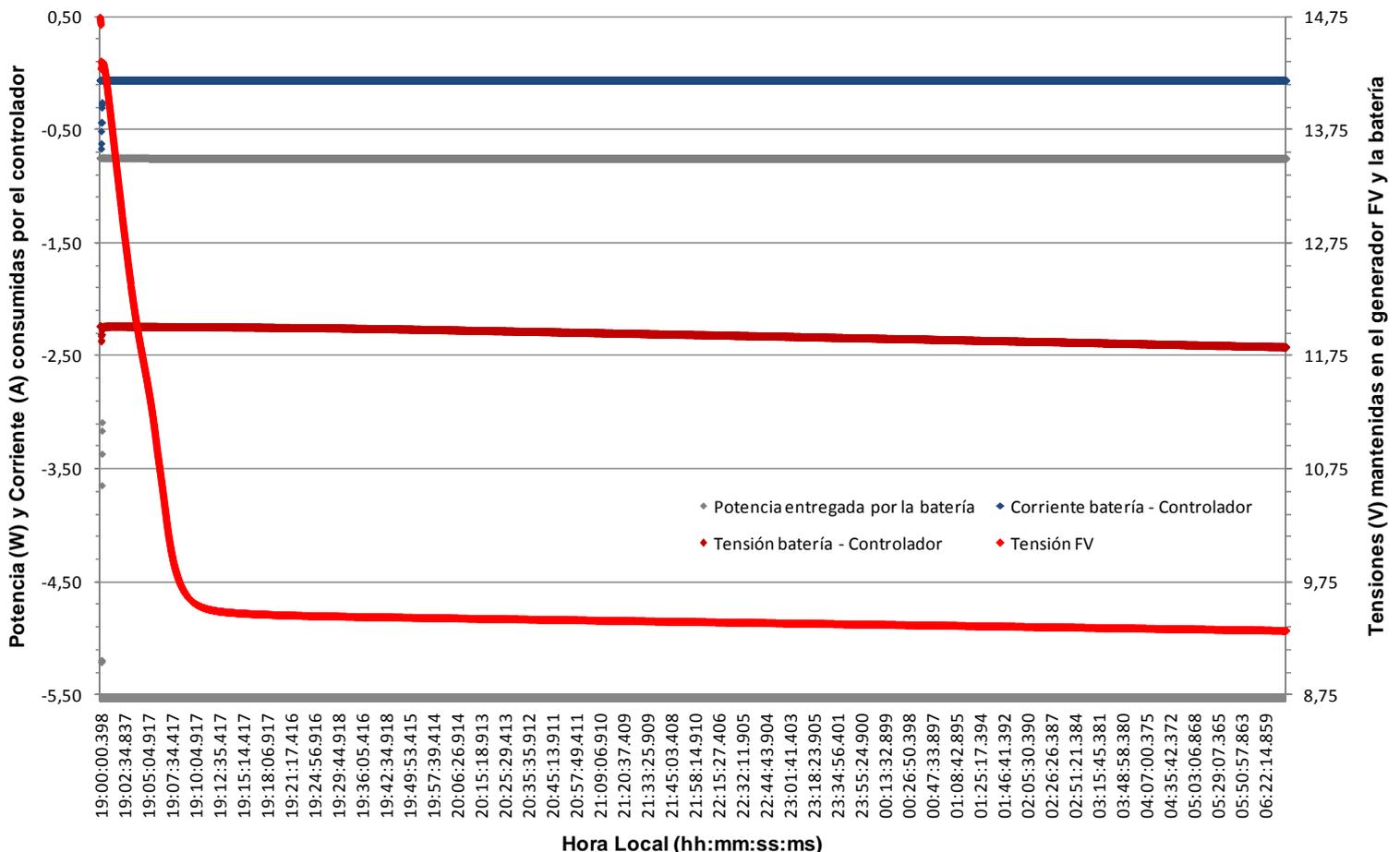


Figura 6.22: Consumo nocturno de tensión, potencia e intensidad de corriente del Controlador de Carga

7. CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE DESARROLLO

7.1 – Conclusiones

7.1.1 – Generales:

La utilización de los combustibles fósiles tradicionales trae consigo una serie de inconvenientes, como el previsible agotamiento de las reservas naturales, la dependencia energética que les genera a los países desarrollados no productores de los países productores, las agresiones al medio ambiente que de su utilización se derivan, etc.

Por todo ello, como se refleja en la directiva 2009/28/CE de la Unión Europea, se hace imprescindible que todos los países desarrollados aumenten el peso actual que tienen las fuentes de energía renovables en los sistemas de producción de energía eléctrica.

Así, se hace imprescindible investigar y desarrollar tecnologías que permitan un mayor aprovechamiento de estas llamadas energías limpias, de forma que su uso pueda generalizarse y ser competitivo en todos los sectores. Siendo aquí donde se hace interesante e importante el estudio y análisis de distintos dispositivos utilizados en este tipo de instalaciones como es el regulador de carga de baterías FLEXmax80.

El regulador de carga de baterías es importante dentro del sistema fotovoltaico aislado ya que es el encargado de proteger a la batería de sobrecargas y sobredescargas, lo que permite preservar su vida útil.

7.1.2 – Sobre las características del regulador FLEXmax 80:

Con el estudio y análisis de este regulador de carga de baterías, se ha visto que cumple tanto las funciones básicas que se esperan de un regulador cualquiera (carga óptima de la batería, impedir sobredescargas fuera de los límites admisibles y evitar sobrecargas) como aquellas que aparecían como complementarias (informar sobre tensiones y corrientes de carga, descarga y dar alarmas o llevar un control del autoconsumo). Lo que permite situar al regulador de Outback Systems entre los más completos del mercado.

Además, es un regulador del tipo serie que desconecta o no la batería del generador en función de su voltaje, siendo más eficiente que los del tipo paralelo que deben disipar de alguna manera la potencia sobrante, la cual se pierde. Aprovechando mejor la energía que el sol nos ofrece.

Lo que se ve intensificado por el hecho de que éste es un regulador con un circuito de control del tipo MPPT (seguidor del punto de máxima potencia). Lo cual significa como ha quedado visto, que trabaja en el punto que corresponde con los valores óptimos para la tensión y corriente de salida que proporcionan la máxima potencia de salida, contando con que gracias a sus escasas

pérdidas internas en el convertidor CC-CC, la iguala en la práctica a la potencia de entrada, maximizando así ambas.

Destaca que todo esto lo hace adaptando la impedancia del generador FV a los niveles correspondientes a los de su mejor operación, aproximando la potencia máxima posible del generador a la requerida por la carga, con lo que se optimiza la eficiencia total del sistema.

7.1.3 – Sobre el funcionamiento del regulador FLEXmax80:

Indicar el distinto comportamiento que experimenta el Regulador de Carga en función de que esté trabajando de una manera natural siguiendo las variables solares o forzada por el usuario. Ya que como se ha detallado en el capítulo de los Resultados Experimentales, este controlador ofrece al usuario la posibilidad de forzar de forma manual los modos de operación para la carga de la batería. Aunque sea aconsejable dejar trabajar al regulador de forma automática.

El proceso de carga es el mismo para todos los fabricantes, y consiste en elegir una tensión de referencia lo suficientemente alta como para asumir que cuando la tensión de la batería alcanza ese valor (Tensión de absorción), el estado de carga es cercano al 80% del máximo. Durante este periodo (Etapa Bulk) la corriente de carga tiene un valor igual al máximo que el sistema puede entregar en un instante dado. Al respecto, debe tenerse en cuenta que los paneles solares no proporcionan una corriente constante durante el día, ya que el máximo valor sólo se alcanza cuando el sol llega a su zenit. A partir de este punto, su valor disminuye constantemente.

El fabricante del FLEXmax80 ofrece además la posibilidad de alterar manualmente el valor del voltaje de referencia. Lo cual es importante para definir el voltaje de carga con exactitud y en consonancia con lo que el fabricante indica, porque la carga de la batería se limita a la cantidad de corriente que la misma es capaz de absorber a un voltaje determinado. Cuando la tensión de la batería iguala la de referencia, a veces con un error entre 20 y 30mV, el circuito de control inicia la segunda etapa (Etapa de Absorción).

La absorción consiste en desacelerar el proceso de carga, ya que el voltaje en la batería es lo suficientemente alto como para asumir que la cantidad de iones ha disminuido y seguirá disminuyendo durante esta etapa. Se hace necesario disminuir paulatinamente el valor de la corriente de carga. Una solución es mantener el valor del voltaje usado como referencia en la primera etapa. Como la diferencia entre el voltaje de la batería y el del generador de carga disminuye constantemente, la corriente de carga se reduce paulatinamente. Siendo esta la solución adoptada en este regulador.

Este proceso de carga basado en diferentes etapas, es un buen método generalmente aceptado para cargar baterías que han sufrido una descarga profunda de la manera más rápida posible. En la gráfica siguiente, Figura 7.1, puede verse la adecuación que tiene el ciclo de carga de la batería a las etapas teóricas recién descritas. La gráfica de la tensión real coincide además con las

curvas ideales presentadas en el Manual de Usuario y que pueden verse en la Figura 6.2 del capítulo de Resultados Experimentales.

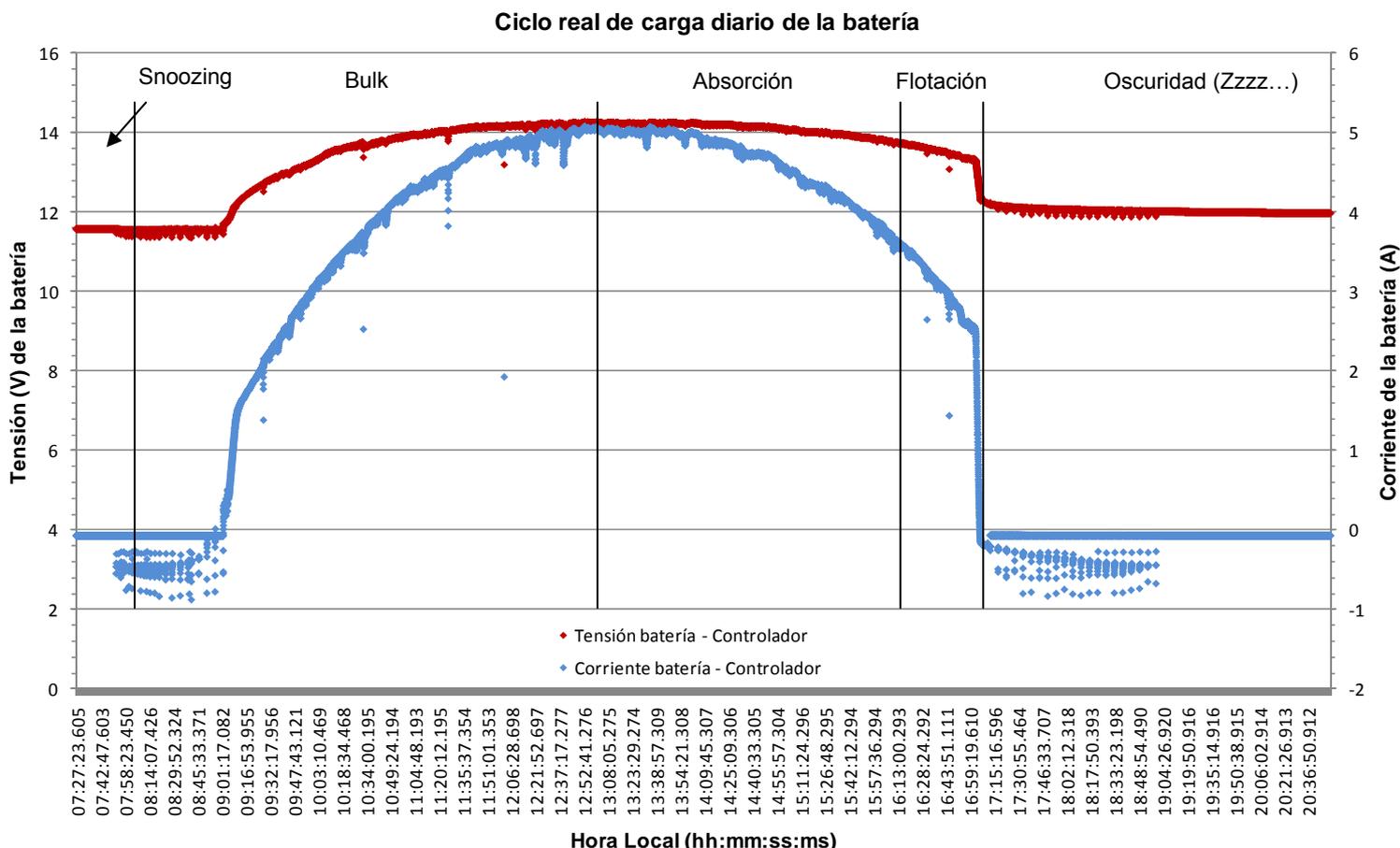


Figura 7.1: Etapas de carga de la batería en un ciclo real completo

Para finalizar, decir que el Controlador de Carga se comporta como cabría esperar de él tanto según la teoría como en función de lo indicado en su Manual de Usuario, salvo en muy raras excepciones como durante el arranque, cuando necesita tensiones mayores que las expuestas para ponerse en marcha.

Por lo tanto, podría decirse que el regulador de carga de baterías, ya sea de esta marca o de otra de similares características y prestaciones, es un buen instrumento y una gran ayuda para la utilización práctica de los sistemas fotovoltaicos aislados de la red eléctrica convencional. Sirviendo como impulso para el desarrollo e implantación de la energía solar fotovoltaica.

7.2 – Futuras líneas de desarrollo

Las futuras líneas de desarrollo de este proyecto, pueden agruparse en varios aspectos diferentes. Atendiendo a la parte de la instalación que se vea afectada.

Caben dos vías principales de actuación. Por un lado, se podría optar por realizar modificaciones físicas en la instalación, de tal forma que el

comportamiento ensayado fuera más próximo al real, o por otro, se podría optar por comparar el Controlador de Carga con otros reguladores comerciales de varias marcas, tipos, modelos, etc.

Ambas vías, permitirían cumplir con el objetivo general de la concienciación. Teniendo en cuenta que darían a conocer las diferentes tecnologías y sistemas existentes de obtención de energía a partir del sol. Al mismo tiempo que ofrecerían la posibilidad de obtener tablas comparativas calidad/precio de los equipos de control utilizados en instalaciones solares FV aisladas de la red.

7.2.1 – Realizando modificaciones en los equipos de la instalación:

En este apartado se van a comentar los posibles cambios que podrían llevarse a cabo en la instalación para conseguir variar las condiciones de operación del Controlador de Carga. Acercándolo más si cabe al funcionamiento que tendría de estar conectado en una instalación real.

1. Conectar un generador FV de mayor capacidad productiva que el actual o bien de una tecnología de paneles distinta. De esta manera, se podría comprobar si el regulador es capaz de manejar mayores cantidades de energía por unidad de tiempo. Y además estudiar cómo gestiona esta energía al entregársela al acumulador de carga.
2. Conectar un generador FV seguidor solar de uno o varios ejes, y no fijo como el utilizado. Con ello podría verse si el regulador se ve obligado a modificar los ciclos de carga y descarga (o espera) que se han estudiado aquí o no. Y en caso afirmativo, cómo lo hace.
3. Acrecentar el número de unidades de la batería de acumuladores de carga. Esto permitiría aumentar la demanda de energía que debe gestionar el regulador pudiendo observarse si consigue obtenerla y cómo lo hace.
4. Conectar cargas de consumo en la instalación. Con ello podría comprobarse más claramente la regulación que sobre el acumulador de carga ejerce el controlador. Tanto en los momentos de insolación, en los que estaría entrando y saliendo energía de la batería, como en los que no, cuando únicamente se produciría una fuerte descarga.

7.2.2 – Cambiando el modelo comercial de regulador:

Se trataría de conectar varios reguladores comerciales diferentes en la instalación actual del laboratorio para estudiarlos. De esta forma se podrían analizar las características y comportamientos de unos y otros. Pudiendo con ello realizarse una clasificación por eficacia u otro aspecto necesario, de los distintos tipos estudiados y creando unas tablas comparativas que ayudaran a elegir entre un regulador u otro a los posibles usuarios, fomentando con ello su utilización.



Aquí, existen dos posibles tipos de comparaciones:

1. Prueba de otro regulador seguidor del punto de máxima potencia de una casa comercial distinta. Así se estudiarían las diferentes maneras de gestionar la energía de cada uno, concluyendo cuál se comporta mejor o de una manera más satisfactoria.
2. Prueba de un regulador no seguidor del punto de máxima potencia. Esto permitiría comparar la energía obtenida con uno y otro sistema, evaluando cual de los dos es el más conveniente en cada caso.

8. BIBLIOGRAFÍA

Borrador de Norma para el Regulador de Carga.
<http://www.ibnorca.org/cvn/cvn/apoyo/docs_apoyo/REGULADORES.pdf>
[Consulta: 3 de marzo de 2009]

El portal de las energías renovables.
<<http://www.portalenergia.es/catalogo.htm>> [Consulta: 15 de mayo de 2009
y otras]

FERNANDEZ SALGADO, José M. *Guía Completa de la Energía Solar Fotovoltaica*. Madrid: AMV Ediciones, 2007

Gaia Alternativa Solar.
<<http://www.alternativasolar.com/catalog/index.php?cPath=24&osCsid=30277038fb9df3c1f3d36afb3e3ef7e6>> [Consulta: 12 de abril de 2009]

GIMENO SALES, Fco. J; SEGUÍ CHILET, Salvador; ORTS GRAU, Salvador. *Convertidores Electrónicos: Energía Solar Fotovoltaica, aplicaciones y diseño*. Valencia: Editorial de la Universidad Politécnica de Valencia, 2002

Informe Anual 2009. Hacia la consolidación de la energía solar fotovoltaica en España. [Madrid]: ASIF, Asociación de la Industria Fotovoltaica, 2009. 88 p.

JUANA DE, José M^a (Coord). *Energías Renovables para el desarrollo*. Madrid: Thomson Editores Spain Paraninfo, 2001

Libro Verde. Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético. [Bruselas]: Comisión Europea, 2001

Morningstar Corporation. Líder Mundial en Controladores Solares e Inversores. <<http://www.morningstarcorp.com/es/tristar>> [Consulta: 5 de abril de 2009]

ORTEGA RODRÍGUEZ, Mario. *Energías Renovables*. Madrid: Editorial Paraninfo, 1999

OutBack Power Systems™ . FLEXmax™ 60 and FLEXmax™ 80 Maximum Power Point Tracking Charge Controllers User's Manual: Installation and programming. Arlington, WA: OutBack Power Systems, 2008

Panel Solar Híbrido. Energía Solar Térmica y Fotovoltaica integradas en un mismo panel. <<http://panelsolarhibrido.es/faq.html>> [Consulta: 20 de mayo de 2009]

PAREJA APARICIO, Miguel. *Energía solar fotovoltaica. Cálculo de una instalación aislada*. Barcelona: Marcombo Ediciones Técnicas, 2009

ANEXO A. EXTRACTO DEL MANUAL DE USUARIO

A.1 – Puesta en marcha

La secuencia de puesta en marcha del Controlador de Carga, primero activa la unidad y la pantalla de “SELECCIÓN DE VERSIÓN” (a determinar la opción de Inglés, Español, o la configuración de Australia). La pantalla siguiente “SISTEMA DE TENSIÓN” se muestra a continuación.

Sin embargo, cuando se auto-detecta el voltaje de la batería del sistema, en algunos casos, el Controlador de Carga tal vez no refleje la tensión correcta del sistema (por ejemplo, si un sistema de $36V_{CC}$ corresponde a un rango de voltaje que puede ser erróneamente asimilado con un sistema de $24V_{CC}$). La pantalla “SISTEMA DE TENSIÓN” permite que el usuario pueda ajustar en el Contralor la carga a la tensión correcta de alimentación.

NOTA: Asegúrese de que los interruptores de entrada del generador FV y la batería están apagados de antes de comenzar la secuencia de encendido.

Con el interruptor del generador fotovoltaico y la batería apagados, encienda el disyuntor de la batería.

NOTA: El voltaje de la batería debe ser al menos de 10,5V o superior para encender el Controlador de Carga. Si en la pantalla da lecturas apareciera “Tensión de batería baja”, por favor, consulte la Guía de solución de problemas en la página 73.

El Controlador de Carga mostrará en la esquina superior derecha de la pantalla, la tensión de la batería del sistema. La pantalla “SELECCIÓN DE VERSIÓN” aparece la siguiente.

NOTA:

- La configuración por defecto del Controlador de Carga es de $12V_{CC}$.
- Cambie el ajuste después de encender el Controlador. Si se utiliza un voltaje de la batería diferente.
- La gama de voltaje del generador FV -que no debe exceder de $150V_{CC}$ en circuito abierto- es detectada automáticamente.

A.2 – Modos de operación

Los modos de operación del Controlador de Carga cambiarán ocasionalmente durante el día basándose en los datos de salida del generador FV y del estado de carga de la batería. Los modos de operación están indicados en la esquina derecha de la pantalla de estado.

Los modos de operación posibles son los siguientes:

- **Absorción:** El Controlador de Carga está en el estado de carga absorción (tensión constante), regulando la tensión de la batería a la tensión marcada como referencia “Tensión Absorción” (modificada por la temperatura de compensación si esta opción está activada). Durante este ciclo, el temporizador ChgT del menú “Misc” está contando hasta el tiempo límite de absorción “Límite de Absorción” definido por el usuario. Si el sistema no puede mantener la tensión de la batería en la de absorción marcada, entonces el Controlador de Carga volverá al estado de carga rápida “Bulk”, la pantalla mostrará MPPT Bulk, y el temporizador ChgT podría empezar a contar hacia atrás hacia el minuto cero o hasta que el objetivo del ciclo “Absorción” se cumpla.
- **Inicio Automático (Auto Re-Start):** Modo 1: Cada 1,5 horas en el ciclo “Bulk” de carga y en el Modo 2, cada 1,5 horas en los ciclos de carga “Bulk”, “Absorción” y “Flotar”, el Controlador de Carga iniciará el relevo de DORMIR “sleeping”, volverá al seguimiento y re-calibrará el sensor de corriente. El Modo 0 está completamente deshabilitado. Nota: si se activa, “Auto Reinicio” también se produce durante el ciclo MPPT EQ.
- **BatTmpErr:** El sensor de temperatura de la batería está roto o dañado. La tensión de carga no será compensada y el ventilador de refrigeración estará continuamente trabajando.
- **BatSobreTmp:** El sensor de temperatura de la batería ha detectado una temperatura en la batería mayor de 50°C. El Controlador de Carga detendrá la carga de la batería y esperará que la batería se enfríe por debajo de 50°C.
- **Cargador:** Hay una fuente CC externa distinta del generador solar de la batería por encima de la tensión de flotar de referencia. El Controlador de Carga detendrá la carga. En la pantalla puede aparecer cuando el ciclo de carga está cambiando de Absorción (objetivo más alto de tensión) a Flotar (objetivo más bajo de tensión).
- **EQ 0:00:** Este es el tiempo transcurrido en horas y minutos desde que la tensión de Ecuilibración de referencia se consigue. Si el punto de tensión EQ no se mantiene, el controlador volverá atrás. El tiempo de EQ se pausará hasta que las baterías se regulen y se alcance la tensión de EQ otra vez. El tiempo de pausa puede visualizarse en el menú Máximos.
- **EQ Terminado:** Una vez que el tiempo EQ (entre 1 y 7 horas) se ha completado con éxito, EQ Terminado se mostrará en pantalla hasta que se pulse un botón, o amanezca la mañana siguiente. El Controlador de Carga cambiará del ciclo de Flotar al ciclo completo EQ.
- **EX-Absorc:** Hay una fuente CC externa distinta del generador solar de la batería por encima de la tensión de absorción de referencia. El Controlador de Carga detendrá la carga.

- **Flotar:** El Controlador de Carga está en el estado de carga Flotar (tensión constante) y está regulando la tensión de la batería hasta el punto marcado (modificado por la temperatura de la batería, si la opción está instalada), si el sistema no puede mantener la tensión de Flotar preseleccionada, (por ejemplo las cargas CA y/o CC están conectadas), el Controlador de Carga trabajará en la función MPPT, la pantalla mostrará “MPPT Flota”, y tratará de regular de la mejor manera posible para alcanzar la tensión de Flotar preseleccionada.
- **Modo GT:** En un sistema con un Inversor Serie OutBack FX HUB y MATE conectado a red, el Controlador de Carga mostrará en pantalla Modo GT si y solo si el inversor está en modo “Venta” y el Controlador de Carga está en los ciclos de carga rápida “Bulk” (MPPT BULK) o Flotar (MPPT Flota). Esto es además un buen indicador de la estabilidad adecuada para la red y una manera de comunicación entre el Inversor FX G-Series y el Controlador de Carga. GT debe estar seleccionado en el menú Avanzado “MPPT Modo Avanzado” en el orden en el que se visualizará.
- **VOC Alto:** Esto indica que la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico es demasiado alta para una operación segura. Esto debería ocurrir solamente con sistemas que utilicen generadores FV con 72V_{DC} nominales con temperaturas muy frías (por debajo de 5°F/-15°C). El controlador recomenzará automáticamente la operación cada vez que la tensión de circuito abierto del generador FV caiga a un nivel seguro (145V_{DC} o menor). La cantidad de tiempo requerido antes de comenzar a trabajar es dependiente del tipo de módulo, de la temperatura ambiente y de la cantidad de luz solar directa sobre el generador FV. Normalmente, el controlador comienza por la mañana en los minutos que el generador FV comienza a recibir la luz solar directa.
- **Baja luminosidad/En espera:** Durante el seguimiento inicial (ver Despertar y Seguimiento), si está predeterminado para ser muy pronto (o muy tarde) en el día, el Controlador de Carga mostrará en pantalla Baja Luminosidad durante unos pocos segundos y entonces En Espera durante 5 minutos (por defecto). Esto reduce la energía utilizada y la potencia innecesaria del Controlador de Carga. Este mensaje aparecerá también con un tiempo extremadamente nuboso.
- **MPPT Bulk:** El Controlador de Carga es un Seguidor del Punto de Máxima Potencia “Maximum Power Point Tracking” tratando de regular la tensión de la batería hacia el punto de ajuste de la tensión de Absorción. Si el Controlador de Carga cambiase desde Absorción a MPPT Bulk, el temporizador Tiempo de Carga “ChgT” comenzaría a contar hacia abajo hacia el minuto cero o hasta que el objetivo de Absorción marcado se cumpliera. Para más información ver el apartado 3.3 Pantallas de Carga.
- **MPPT Flotar:** El Controlador de Carga es un Seguidor del Punto de Máxima Potencia “Maximum Power Point Tracking” tratando de regular la

tensión de la batería hacia el punto de ajuste de la tensión de Flotar. Nota: el temporizador ChgT está inactivo en el estado de Flotar.

- **MPPT EQ:** El ciclo de ecualización ha comenzado y el Controlador de Carga está intentando regular la tensión hacia el punto de ajuste de la tensión de Ecualización EQ. EQ no se compensa con la temperatura de la batería. Durante un ciclo de ecualización, EQ 0:00 se mostrará en pantalla a lo largo del tiempo de ecualización en horas y minutos. Las cargas CA/CC deberían desconectarse/minimizarse con la batería cargada por lo que el Controlador de Carga puede llegar rápidamente al punto de ajuste de la tensión EQ. De lo contrario, el Controlador de Carga no debería alcanzar o mantener el ciclo de EQ.
- **Nuevo VOC:** El Controlador de Carga está adquiriendo una nueva tensión de circuito abierto (V_{OC}) del panel.
- **Sobrecorriente:** Si más de 6A fluyen desde la batería o más de 100A fluyen a la batería. Para reiniciar la producción de potencia, presionar "RSTRT" en el menú "Misc".
- **Sobre Temperatura** (muy raro): Un Controlador de Carga está muy caliente o su sensor interno de temperatura está estropeado. Si este aviso apareciera, chequear cuidadosamente si el disipador de calor del Controlador de Carga está extremadamente caliente. El calor generado por el Controlador de Carga y otros con sus pérdidas, es proporcional a los tiempos de entrada de tensiones y salida de corrientes. Para ayudar a controlar su temperatura de funcionamiento, evitar instalar el Controlador de Carga bajo la luz directa del sol.
- **Re-Cal** (Re-calibración): Hay ciertas condiciones anormales que pueden confundir la medida de corriente. Cuando esto ocurre el Controlador de Carga se detendrá temporalmente y se re-calibrará. Puede ocurrir por una corriente negativa, por ejemplo corriente entrando desde la batería, o por una apertura del interruptor del generador FV. Además una nueva VOC se adquiere durante el Re-Cal.
- **Oscuridad** "Sleeping": La tensión fotovoltaica es mucho menor que la de la batería. Esto puede ocurrir incluso durante el día cuando el Controlador de Carga está cambiando entre ciertos estados, o debido a otras condiciones.
- **SisError** (muy raro): Error de sistema indica un error interno en la memoria no-volátil. La unidad detendrá el funcionamiento cuando este aviso aparezca. Llamar a fábrica si sale el mensaje (360-435-6030).
- **Siguiendo:** En el modo auto-barrido MPPT, el Controlador de Carga está haciendo un seguimiento inicial de la tensión del panel desde V_{OC} hacia la tensión de la batería tras el amanecer. Este mensaje aparece también cuando el controlador cambia del punto de ajuste (Absorción/Flotar/EQ 0:00) al estado MPPT (MPPT Bulk/MPPT Flotar/ MPPT EQ).

- **Descarga:** Los terminales de la batería se descargan de forma abrupta. Descarga puede aparecer también si el interruptor de la batería se abre mientras está en el estado MPPT o la tensión de la batería es demasiado baja.
- **Amanecer:** En cuanto la tensión de circuito abierto del generador sube por encima de la tensión de la batería en 2 voltios, el Controlador de Carga se prepara para entregar potencia a las baterías. Durante este periodo, el Controlador de Carga está calculando la debida modulación del ancho de pulso (PWM) para los ciclos, variando las tensiones y potencias de alimentación en sus propias secuencias, y haciendo calibraciones internas. Al amanecer, el Controlador de Carga cierra sus relés y entonces comienza a seguir la tensión de entrada (el seguimiento inicial) hacia la tensión de la batería. Al amanecer y anocheecer esto puede suceder varias veces hasta que hay (o no) suficiente potencia desde el generador FV para mantenerse. Amanecer es también el momento en el que el Controlador de Carga adquiere la nueva V_{OC} .
- **Zzzzz...:** Por la noche (después de 3 horas de Oscuridad de forma continua) el Controlador de Carga mostrará en pantalla Zzzzz... hasta el siguiente Amanecer. Hasta el siguiente Amanecer, (normalmente la mañana siguiente), la estadística diaria de un Controlador de Carga individual, (AmpHora, kWh, etc), se guardará dentro de la estadística total y entonces la mostrará por pantalla y el resumen Fin del Día se borrará. Un ciclo de carga Bulk comenzará automáticamente con el siguiente Amanecer. Un Controlador de Carga combinado con un HUB y un MATE iniciará una sesión a medianoche.

A.3 - Pantallas de carga

En la pantalla tiempo límite de absorción, “Límite de Absorción”, el usuario puede seleccionar la duración del estado del Controlador de Carga en el ciclo de recarga “Absorción”.

- El tiempo de absorción es ajustable de 0 a 24 horas (según indicaciones del fabricante de la batería).
- Un ciclo de carga “bulk”, comienza cada mañana. El tiempo de carga (ChgT) está preseleccionado a cero.
- El ChgT cuenta hasta que la tensión de absorción es alcanzada en el Límite de Absorción.
- Si el sistema no puede mantener la tensión de absorción en el punto marcado durante el ciclo de absorción, el temporizador detendrá la cuenta.

- Si la tensión de la batería es mayor o igual a 12.4V, 24.8V, 37.2V, 49.6V, 62.0V, y menor que la tensión absorbida, el temporizador ChgT no carga.
- Si la tensión de la batería es menor que 12.4V, 24.8V, 37.2V, 49.6V, 62.0V, el temporizador ChgT contará hacia atrás hasta cero en minutos, cuando todo el tiempo transcurra, un minuto se resta del temporizador.
- Si la tensión de la batería es menor que 12.0V, 24.0V, 36.0V, 48.0V o 60.0V, el temporizador ChgT cuenta hacia atrás hasta cero el doble de rápido, con todo el tiempo transcurrido, 2 minutos se restan del temporizador.
- Si la tensión de la batería es menor que 11.6V, 23.2V, 34.8V, 46.6V o 58.0V, el temporizador ChgT cuenta hacia atrás hasta cero cuatro veces más rápido, con todo el tiempo transcurrido, 4 minutos se restan del temporizador.
- Cuando el tiempo de absorción “Límite de Absorción” ha terminado, el Controlador de Carga entra en el estado flotar y quizás el display, muestre brevemente flotar. Cuando la tensión de la batería cae por debajo de la tensión de flotar marcada, el Controlador de Carga recargará para mantener ese punto indicado, empleando la función MPPT Flota.

A.4 - Configuración de las funciones básicas de carga

Para ajustar el tiempo de absorción “Límite de Absorción”, hay que presionar cualquiera de las teclas frontales (+) o (-). Al terminar, presionar la tecla bajo la palabra “Prox” para ver la pantalla siguiente.

Un ciclo de absorción normalmente termina cuando la tensión de la batería se mantiene en el punto marcado para el estado Absorción preseleccionado por el usuario para ese periodo de tiempo. Usar las teclas (+) o (-) para ajustar la corriente final a absorber “Final de Absorción” al valor óptimo (por defecto es 0A). Mientras la tensión de la batería es igual o superior a la querida y el valor de corriente es alcanzado con un retraso de tiempo de 15 segundos, el Controlador de Carga conectará el estado Flotar a pesar de que el temporizador en minutos que se muestra en el menú “Misc” debajo del ChgT. El temporizador se borrará. Esta es una selección opcional y es usada en algunas instalaciones.

Tras terminar con estos ajustes, presionar la tecla (Prox) para ver la pantalla “Voltaje de Rebulk”.

En el estado Flotar, si la tensión de la batería cae por debajo del “Voltaje de Rebulk” seleccionado por lo menos 90 segundos, el Controlador de Carga automáticamente reiniciará el ciclo de carga Bulk. El valor por defecto fijado, es realmente bajo y desactivará esta función. El valor “Voltaje de Rebulk” puede ajustarse presionando las teclas (+) o (-). Pulsar la tecla (Prox) para ver la pantalla de calibración de tensión de la batería “Vbatt Calibración”.

Un voltímetro de calidad calibrado proporcionará lecturas al Controlador de Carga aún más precisas si se produce una caída de tensión indeseable. Cuando se mide la tensión de la batería, hay que asegurarse una buena conexión de los cuatro cables. Comprobar la corrección por temperatura de la batería si el voltaje difiere mucho de los valores esperados en los estados de absorción y flotar. Usar las teclas (+) o (-) para hacer coincidir las lecturas del voltímetro (usar el cable apropiado para minimizar la caída de tensión). Cuando se termine, presionar la tecla (Prox) para ver la pantalla de corrección “Compensación RTS”.

Durante el tiempo frío, la batería a menudo requiere una tensión de carga mayor. Una calidad menor de los inversores puede no acomodarse a estos valores mayores de tensión y puede cerrar la carga, cortando la alimentación de sus cargas. El Controlador de Carga permite al usuario reducir la tensión de corrección en el ciclo de absorción para que esos inversores sigan funcionando. De todas maneras, algunas baterías tienen un límite de tensión absoluto que no debería excederse y la opción “Límite Alto/Límite Bajo” permite al usuario el control de esto durante la carga. “Alto” permite el control completo de RTS sobre la carga; “Límite” fija el pico máximo y mínimo de tensión para el RTS.

Durante el tiempo cálido, el límite característico fijado asegura que la carga continuará hasta una tensión suficientemente alta, en lugar de caer a un valor muy bajo como reacción a la alta temperatura del ambiente. Esto asegura la tensión de carga adecuada, pero debería monitorizarse de acuerdo con las especificaciones del fabricante de la batería.

La corrección de tensión por defecto RTS se aplica si la opción “Límite Alto/Límite Bajo” está establecida en “Alto”. Para cambiar este valor, presionar la tecla (Alto) para pasar a la pantalla la cual permite ver los límites predeterminados por el usuario. Presionar la tecla (SET) para ajustar los valores.

Presionar la tecla (↓) para elegir el valor límite al que se quiere ajustar. Presionar las teclas (-) y (+) para elegir el valor. Al finalizar, presionar la tecla (Atrás) para volver a la pantalla de compensación RTS.

*Opcionalmente, debe instalarse “OutBack” RTS.

Presionar la tecla (Prox) para ver la pantalla de auto-inicio.

Presionando la cuarta tecla se selecciona entre tres modos de auto-inicio del Controlador de Carga: 0-por defecto, 1 o 2. El auto-inicio permite al Controlador de Carga realizar recalibraciones internas.

Modo 0: el modo Auto Reinicio esta desactivado; el Controlador de Carga carga continuamente desde los recursos disponibles y nunca reinicia. El modo 0 debe elegirse para evitar girar una Hidro-bomba cada 1,5 horas.

Modo 1: una vez cada 1,5 horas, cuando el Controlador de Carga está en el ciclo “Bulk”, brevemente reinicia e iniciará un ciclo de seguimiento completo.

Modo 2: Auto Reinicio cada 1,5 horas; en los estados “Bulk”, “Absorción” y “Flotar”, brevemente reinicia e iniciará un ciclo de seguimiento completo. Esto no reseteará ningún contador o estados de carga dinámicos o estáticos.

Desde el Modo 2 de la pantalla Auto Reinicio, presionar la tecla (Prox) para ver la pantalla “Polaridad de AUX”.

Cuando la función esta encendida “ON”, hay 12 voltios en el terminal “AUX”, cuando esta apagada “OFF”, hay 0 voltios. “Polaridad de AUX” permite al usuario reservar la disponibilidad de este voltaje para luz nocturna, el usuario establece ciertas condiciones para esas funciones. Presionar la tecla (MODO) para pasar a la pantalla “Bajo Activo” la cual permite al usuario, reservar estas condiciones.

En el modo “Bajo Activo” cero voltios estarán disponibles para una función que normalmente en “Alto Activo” debería tener tensión. Cuando una de las tres funciones – Luz Nocturna, PV Trigger o Derivación: Relé - está seleccionada en la función “AUX”, una flecha en la esquina derecha de la pantalla reflejará el estado “Polaridad de AUX”. Una flecha apuntando hacia arriba significa “Alto Activo” mientras que apuntando hacia abajo, significa “Bajo Activo”. Presionar la tecla (Prox) para ver la pantalla “¿Reiniciar los ajustes de fábrica?”.

En esta pantalla, un usuario puede presionar, la tecla (RESET) para devolver al Controlador de Carga a los valores por defecto de fábrica. (Si necesitas resetear, presiona (Salir) para volver a la pantalla de estado.

Presionando la tecla (SI) se pasa a la pantalla “Reiniciar los ajustes de fábrica” momentáneamente antes de volver a la pantalla “¿Reiniciar los ajustes de fábrica?”.

Presionar la tecla (Salir) 2 veces para volver a la pantalla del menú principal.

Desde el menú principal, presionar las teclas (→) (←) para desplazarse a la siguiente opción de función y entonces presionar la tecla (Entra).

ANEXO B. AJUSTES PREDEFINIDOS

B.1 - Parámetros recomendados y predefinidos por el fabricante

B.1.1 – Menú “Carga”:

- Tensión de Flotación: 13,6V
Mínimo: 12,4V Máximo: 14,0V
- Tensión de Absorción: 14,4V
Mínimo: 12,4V Máximo: 80,0V
- Límite de amperios: 80A

B.1.2 – Menú Control Auxiliar “AUX”:

- Límite de PV (Generador Fotovoltaico):
Tiempo de Espera: 00,0s (antes de desconexión)
Máximo: 25s Mínimo: 0s
Voltaje máximo de PV: > 140V
Máximo: 150V Mínimo: 20V
- Mensaje de Error: Bat. Baja < 11,5V
Máximo: 80,0V Mínimo: 10,0V
- Derivación: Relé:
Mantenga: 00,1s
Máximo: 25,0s Mínimo: 00,0s
Demora: 0s
Máximo: 24s Mínimo: 0s
Relación Voltaje Absorción-Flotación-EQ: 0,0
Máximo: 5V Mínimo: -5V
Histéresis: 00,2
Máximo: 12 Mínimo: 00,0

▫ Derivación PWM:

Mantenga: 00,1s

Máximo: 25,0s Mínimo: 00,0s

Demora: 0s

Máximo: 24s Mínimo: 0s

Relación Voltaje Absorción-Flotación-EQ: 0,0

Máximo: 5V Mínimo: -5V

Histéresis: 00,2

Máximo: 12 Mínimo: 00,0

▫ Desconexión batería baja:

Temporizador: 000

Demora en segundos: 1s

Máximo: 250s Mínimo: 000s

Tensión Desconexión: < 13,6V

Máximo: 80,0V Mínimo: 10,0V

Tensión Reconexión: > 14,4V

Máximo: 80,0V Mínimo: 10,0V

▫ Ventilador activado: >14,4V

Máximo: 80,0V Mínimo: 10,0V

B.1.3 – Menú Ecuilización “EQ”:

▫ Tensión de Ecuilización: 14,4V

Máximo: 80V Mínimo: Tensión de Absorción

▫ Tiempo de EQ: 1h

Máximo: 7h Mínimo: 1h

▫ Intervalo de EQ:

Numero: 000

Días: 000

Máximo: 250 días Mínimo: 000días

B.1.4 – Menú varios “MISC”:

▫ Forzar:

Flotación: 11,6V Bulk: 11,6V

▫ PCB: 443 Objetivo: 14,4V Btmp: 255 CFB: 772/774

B.1.5 – Menú “Avanzado”:

▫ Modo de Espera < 0,6A

▫ Modo del Despertar: VOC: 1,5V Minutos: 5min

▫ Modo del MPPT: Auto seguimiento %VOC Elegido

▫ MPPT V Establecido 77% Voc

▫ Límite de Rango %VOC: Min: ½ Max: 90%

▫ Tiempo de Absorción: 1,0h

Máximo:1,0h Mínimo:24,0h

▫ Final de Absorción: 0A

Máximo:55A Mínimo:0A

▫ Voltaje de Re-Bulk: 12,4V

Máximo:13,6V Mínimo:12,4V

▫ VBat Calibración: 2,2V +0.1V (A ajustar por el usuario)

▫ Compensación RTS: A: 14,0V F: 13,3V

▫ Auto Recomenzar: Modo 0

▫ Polaridad de “AUX”: ↑ Alto Activo

B.2 – Comentarios adicionales:

El Controlador de Carga tiene predefinidos de fábrica estos parámetros que en su manejo en el laboratorio, tuvieron que ser modificados para poder trabajar con él y conseguir probar ciertas cosas que de otra manera no se hubieran podido hacer por limitaciones técnicas, como por ejemplo que el Controlador tan sólo tenga conectada una batería de 12V y ninguna carga que descargue la batería, aunque viene preparado para trabajar con una carga mayor.

Algunos de los valores que tuvieron que ser modificados, fueron los de las tensiones de Absorción o Flotación, que hubo que reducir entre otras cosas como ya se ha dicho, al trabajar con una única batería de 12 V. Debido a que el protocolo de actuación del Controlador de Carga, consiste en utilizar la tensión fijada para el estado de Absorción como tensión objetivo a conseguir durante la carga de la batería, y habría sido difícil conseguir los 14,4V que vienen marcados por defecto. Otro de los parámetros modificados, fue el temporizador que controla el Tiempo de Absorción al venir predefinido para una hora, cuando en el laboratorio es mucho mejor poder variar ese tiempo para estudiar las reacciones

Todos ellos fueron modificados además a diferentes valores para comprobar si realmente el Controlador de Carga se ajusta al valor marcado.

