

# **Estrategia de gestión de un sistema de producción de energía solar fotovoltaica con almacenamiento para autoconsumo y conexión a la red eléctrica**



## **PROYECTO FIN DE MÁSTER**

**DIRECTOR:** Dr. Ángel Antonio Bayod Rújula.

**AUTOR:** Carlos Mario Giraldo Yepes.

Máster Oficial en Energías Renovables y Eficiencia Energética.

POP en Ingeniería Eléctrica y Energética

Universidad de Zaragoza.

Septiembre 6 de 2011



**Universidad  
Zaragoza**

## *Agradecimientos*

En primer lugar, agradezco al Dr. Ángel Antonio Bayod, por su orientación, disposición y confianza generada a lo largo del desarrollo de este trabajo. Agradezco la oportunidad generada para trabajar en una línea de investigación tan importante para nuestra sociedad y nuestro futuro.

Agradezco a Dios, a mi padre Eliecer Giraldo, a mi madre Luz Mery Yepes, y a mis abuelos por el apoyo, amor y ánimo brindado durante este importante y anhelado proceso de realización de la maestría.

Finalmente, agradezco a mis compañeros de estudio por sus ánimos, ideas y su compañía en el día a día de este estupendo año.

# **Estrategia de gestión de un sistema de producción de energía solar fotovoltaica con almacenamiento para autoconsumo y conexión a la red eléctrica**

---

## **RESUMEN.**

---

En el presente trabajo se realiza un acercamiento al estudio de la influencia de parámetros variables como lo son la irradiancia, la potencia demandada horaria de un hogar típico español, el coste de la energía eléctrica y el estado de carga del sistema de almacenamiento, en el comportamiento eléctrico de una nueva propuesta al sistema eléctrico actual en España. Dicha propuesta plantea el autoconsumo, utilizando la energía solar fotovoltaica como fuente única de generación de energía, el almacenamiento, y finalmente la posibilidad de conexión del sistema a la red eléctrica en el caso de existir un exceso de energía y no ser almacenada, o de manera contraria, la extracción de energía cuando el sistema presenta un déficit que impida abastecer la potencia demandada.

Para el desarrollo se ha tomado en cuenta el perfil del coste de la energía y consecutivamente el perfil de la demanda de un hogar en España, el cual presenta un comportamiento diferente en la época de invierno y en la época de verano. Conforme a estos datos, se ha simulado el comportamiento eléctrico de un sistema compuesto por módulos solares, batería y la posibilidad de conexión a la red, en la cual, una propuesta de una estrategia de gestión del sistema ha sido desarrollada. El trabajo realizado se ha desarrollado mediante la utilización de Matlab – Simulink y el uso del toolbox Sim Power Systems. Durante el desarrollo, paneles fotovoltaicos, convertidores elevador y reductor, el inversor y la batería han sido modelados y simulados en Simulink con el fin de validar la estrategia de gestión y analizar el comportamiento eléctrico, lo cual ha conllevado a la exposición de resultados y conclusiones.

El presente documento expone el estado del arte y una revisión bibliográfica de diferentes topologías de generación distribuida y estrategias de gestión de sistemas que permiten el autoconsumo y la posibilidad de conexión a la red eléctrica, y se exponen consecutivamente los datos requeridos para realizar el ensayo de la estrategia de gestión propuesta. Consecuentemente se exhiben y se analizan los resultados obtenidos mediante las simulaciones realizadas en Matlab, y se presenta finalmente el resumen y las conclusiones obtenidas.

El actual trabajo de investigación permite una continuación posterior del mismo, en donde diferentes variables de sensibilidad y diferentes fenómenos eléctricos que no han sido considerados en el desarrollo pueden ser estudiados y analizados. De igual manera se considera como una importante base para el estudio de un tema de futura trascendencia en la sociedad Española.

---

## **PALABRAS CLAVE**

---

Gestión de Energía, autoconsumo, almacenamiento, conexión a la red eléctrica, generación fotovoltaica.

---

## TABLA DE CONTENIDO

---

0.	INTRODUCCIÓN .....	8
1.	CAPITULO I. ESTADO DEL ARTE Y REVISIÓN BIBLIOGRAFICA .	10
2.	CAPITULO II. DATOS DEL SISTEMA A ESTUDIAR .....	13
	2.1. Recurso disponible .....	13
	2.2. Potencia demandada .....	15
	2.3. Potencia fotovoltaica instalada .....	15
	2.4. Sistema de almacenamiento .....	16
3.	CAPITULO III. DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN.....	17
	3.1. Estrategia de gestión del sistema.....	17
	3.1.1. Modo 1: Generación fotovoltaica, descarga de batería y vertimiento a la red.....	18
	3.1.2. Modo 2: Generación fotovoltaica, carga de batería y desconexión de red .....	19
	3.1.3. Modo 3: Generación fotovoltaica, descarga de la batería y desconexión de red .....	19
	3.1.4. Modo 4: Abastecimiento desde la red y carga de la batería ....	20
	3.1.5. Modo 5: Abastecimiento solo desde la red hacia la carga .....	20
	3.1.6. Modo 6: Generación fotovoltaica, carga de la batería y abastecimiento desde la red.....	21
	3.1.7. Modo 7: Abastecimiento solo desde la batería hacia la carga...	21
	3.2. Algoritmo de gestión. ....	22
4.	CAPITULO IV. RESULTADOS OBTENIDOS .....	25
	4.1. Comportamiento del sistema con perfil de carga de verano .....	25
	4.2. Comportamiento del sistema con perfil de carga de invierno .....	27
5.	RESUMEN Y CONCLUSIONES .....	30
6.	MEJORAS Y FUTUROS TRABAJOS .....	32
7.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	33
8.	ANEXOS .....	36

---

## LISTADO DE ANEXOS

---

ANEXO 1: Recurso solar del emplazamiento. ....	37
ANEXO 2: Potencia generada y demandada. ....	39
A. Demanda de un hogar medio español ....	39
B. Potencia generada ....	41
ANEXO 3: Modelo de la célula solar fotovoltaica ....	44
ANEXO 4: Modelo de la batería ....	46
ANEXO 5: Modelo del convertor DC/DC elevador. ....	47
ANEXO 6: Modelo del convertor DC/DC elevador reductor bidireccional. ....	48
ANEXO 7: Modelo del inversor DC/AC. ....	49
ANEXO 8: Costes de la energía en la red eléctrica. ....	51
ANEXO 9: Diagramas de flujo de la estrategia de gestión del sistema. ....	56
ANEXO 10: Desarrollo completo del sistema fotovoltaico, batería y/o conexión a red en Matlab. ....	61
ANEXO 11: Sistema fotovoltaico implementado en Simulink ....	62
ANEXO 12: Subsistema de gestión implementado en Simulink ....	65
ANEXO 13: Implementación de la demanda en Simulink ....	67
ANEXO 14: Electrónica de potencia implementada en Simulink. ....	68
ANEXO 15: Pruebas, simulaciones y resultados obtenidos ....	68
A. Sistema con perfil de demanda de verano ....	68
A.1. Gestión del sistema a partir de una descarga profunda de la batería... ..	68
A.2. Comportamiento del sistema fotovoltaico.....	70
A.3. Respuesta del inversor DC/AC.....	71
A.4. Modo de gestión 1, 2 y 4.....	71
B. Sistema con perfil de demanda de invierno ....	72
B.1. Flujo de corriente a través del sistema.....	72
ANEXO 16: Código fuente de la gestión del sistema. ....	74
ANEXO 17: Código fuente del modelo de una célula, panel y campo fotovoltaico. ....	81
ANEXO 18: Código fuente de sincronismo ....	84

---

## LISTADO DE FIGURAS

---

Figura 1. Esquemas de generación fotovoltaica con unidad de almacenamiento y conexión a la red. (a) Sistema lineal. (b) Sistema acoplado en bus de continua. (c) Sistema acoplado en bus de alterna. ....	10
Figura 2. Flujo de potencia del sistema en estudio. ....	11
Figura 3. Topología de electrónica de potencia. Convertidores DC/DC e inversor AC/DC..	12
Figura 4. a) Perfil típico de una carga residencial. b) Sistema con generación distribuida. c) Sistema incluyendo almacenamiento. ....	12
Figura 5. Perfil de irradiancia promedio en el mes de Diciembre en Zaragoza. ....	14
Figura 6. Perfil de irradiancia promedio en el mes de Julio en Zaragoza. ....	14
Figura 7. Distribución horaria de la demanda en época de verano obtenida en PVSYST... ..	15
Figura 8. Distribución horaria de la demanda en época de invierno obtenida en PVSYST. ....	15
Figura 9. Regiones de gestión en el mes de Julio para la potencia producida y demandada. ....	17
Figura 10. Regiones de gestión en el mes de Diciembre para la potencia producida y demandada. ....	17
Figura 11. Flujo de corriente del sistema operando en modo de conexión a la red eléctrica. ....	18

Figura 12. Flujo de corriente del sistema operando en modo de isla y cargando la batería.	19
Figura 13. Flujo de corriente del sistema operando en modo de isla y descargando la batería.	19
Figura 14. Flujo de corriente del sistema operando en modo de abastecimiento desde la red.	20
Figura 15. Flujo de corriente del sistema operando en modo de abastecimiento desde la red eléctrica hacia la carga.	20
Figura 16. Flujo de corriente del sistema operando en el modo de generación PV, conexión a la red y carga de almacenamiento.	21
Figura 17. Flujo de corriente del sistema operando en el modo descarga de la batería.	21
Figura 18. Gestión del sistema en un día en época de verano con SOC inicial de 80%.	26
Figura 19. Gestión del frente una anomalía en la red eléctrica.	26
Figura 20. Variabilidad de la irradiancia, potencia generada y potencia demanda en verano.	27
Figura 21. Modos de gestión del sistema considerando un SOC inicial igual al 50 % en el perfil de verano.	27
Figura 22. Comportamiento del sistema en un día en época de invierno con SOC inicial de 75%.	28
Figura 23. Diferencia de potencia producida y potencia demandada en el mes de diciembre.	28
Figura 24. Comportamiento del sistema en un día en época de invierno con SOC inicial de 50%.	29
Figura 25. Tensión en la carga y flujo de potencia en el bus DC en el modo de gestión 4.	25
Figura 26. Radiación media horaria en España.	37
Figura 27. Perfil de irradiancia en el mes de Julio en Zaragoza.	39
Figura 28. Perfil de irradiancia en el mes de Diciembre en Zaragoza.	39
Figura 29. Reparto promedio de consumo de energía en hogares españoles.	40
Figura 30. Perfil del consumo mensual de un hogar medio español.	40
Figura 31. Potencia producida por el sistema fotovoltaica y demanda horaria en verano.	43
Figura 32. Potencia producida por el sistema fotovoltaica y demanda horaria en invierno.	43
Figura 33. Circuito equivalente de una célula fotovoltaica.	44
Figura 34. Modelo de la batería implementada.	46
Figura 35. Curva característica de descarga de la batería de Lithium – Ion.	47
Figura 36. a) Circuito del convertor DC/DC elevador. b) Modo 1. C) Modo 2.	47
Figura 37. Convertor DC/DC elevador reductor.	48
Figura 38. Circuito del Inversor monofásico.	49
Figura 39. Salida del inversor AC/DC sin filtro.	50
Figura 40. Perfil diario del coste de energía de la red eléctrica para el mes de julio y Diciembre.	51
Figura 41. Diagrama de flujo de la evaluación y respuesta frente a anomalías en la red eléctrica.	57
Figura 42. Diagrama de flujo de la estrategia de gestión. Potencia generada mayor a la potencia demandada.	58
Figura 43. Diagrama de flujo de la estrategia de gestión. Irradiancia igual a 0 W/m <sup>2</sup> y perfil de demanda de invierno.	59
Figura 44. Diagrama de flujo de la estrategia de gestión. Irradiancia mayor a 0W/m <sup>2</sup> y perfil de demanda de verano.	60
Figura 45. Sistema de autoconsumo y/o conexión a la red eléctrica diseñado en Matlab/Simulink.	61
Figura 46. Sistema fotovoltaico implementado en SIMULINK.	63
Figura 47. Último estado del sistema fotovoltaico. Modelamiento de ecuaciones.	63
Figura 48. Modelado del estado intermedio del sistema fotovoltaico.	64
Figura 49. Curva V – I y V – P de una célula solar fotovoltaica.	65
Figura 50. Potencia, irradiancia, tensión e intensidad del sistema fotovoltaico frente a una carga fija.	65

Figura 51. Subsistema de gestión. ....	66
Figura 52. Subsistema de selección de la potencia demandada en una hora determinada...	67
Figura 53. Diagrama de la electrónica de potencia utilizada en el sistema .....	68
Figura 54. Gestión del sistema a partir de un SOC inicial del 25%. ....	69
Figura 55. Diferencia entre la generación y la demanda. ....	69
Figura 56. Potencia generada por el sistema fotovoltaico en un día en época de verano...	70
Figura 57. Irradiancia, tensión y potencia generada por un panel fotovoltaico en época de verano. ....	70
Figura 58. Tensión alterna a la salida del inversor DC/AC sin filtro. ....	71
Figura 59. Comportamiento del sistema en el modo de operación 1. ....	71
Figura 60. Comportamiento del sistema en el modo de operación 2. ....	72
Figura 61. Comportamiento del sistema en el modo de operación 4. ....	72
Figura 62. Modos de gestión y flujo de corriente del sistema con un SOC inicial del 50%. ....	73

---

## LISTADO DE TABLAS

---

Tabla 1. Datos geográficos del emplazamiento. ....	13
Tabla 2. Irradiación sobre el plano horizontal en Zaragoza. ....	13
Tabla 3. Irradiancia promedio (W/m <sup>2</sup> ) para el mes de Julio y diciembre en Zaragoza. ....	14
Tabla 4. a). Descripción de las variables de entrada y salida del algoritmo de gestión. ....	23
Tabla 4. b). Descripción de las variables de entrada y salida del algoritmo de gestión. ....	24
Tabla 5. Irradiancia solar diaria promedio en el mes de Julio y Diciembre. ....	38
Tabla 6. Radiación incidente global en Zaragoza. ....	39
Tabla 7. Potencia promedio demandada en cada hora en época de verano y de invierno. ..	41
Tabla 8. Potencia producida en el mes de julio y diciembre. ....	42
Tabla 9. Coste horario de la energía en el mes de Diciembre de 2010 (desde la hora 1 hasta la hora 13). ....	52
Tabla 10. Coste horario de la energía en el mes de Diciembre de 2010 (desde la hora 14 hasta la hora 24). ....	53
Tabla 11. Coste horario de la energía en el mes de Julio de 2010 (desde la hora 1 hasta la hora 13). ....	54
Tabla 12. Coste horario de la energía en el mes de Julio de 2010 (desde la hora 14 hasta la hora 24). ....	55

---

## 0. INTRODUCCIÓN.

---

La utilización de energías renovables ha sido enfocada en muchos países, entre ellos España, a realizar dos tipos principales de aplicaciones entre las cuales se encuentran los sistemas conectados a la red eléctrica y los sistemas autónomos o aislados de la red eléctrica. El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión el cual es aprobado mediante el Real Decreto 842/2002 del 2 de agosto, permite definir y clasificar en la instrucción técnica complementaria ITC 40 [1] a los sistemas conectados a la red eléctrica como aquellas que se encuentran trabajando en paralelo con la Red de Distribución Pública, en las que se supone que el total de la energía producida por la fuente de generación renovable es vertida a la red eléctrica. De otro lado, se define a las instalaciones generadoras aisladas como aquellas en las que no puede existir conexión eléctrica alguna con la Red de Distribución Pública, por tanto, un sistema autónomo supone decir que la energía producida es utilizada para su propio consumo, en la cual, en caso de existir un exceso de energía esta podrá ser almacenada en sistemas de almacenamiento como baterías, o simplemente ser disipada. Cabe citar que una Red de Distribución Pública se conceptualiza como las redes eléctricas que son destinadas al suministro de energía en baja tensión a varios usuarios.

El panorama que se presenta actualmente en España señala un desarrollo significativo en las instalaciones de energías renovables interconectadas a la red eléctrica, entre ellas la fotovoltaica. Diferentes Reales Decretos han sido estipulados a lo largo de los últimos años con el fin de regular y definir tipologías de sistemas de producción de energía en régimen especial. Ciertamente, el REAL DECRETO 1578/2008 de 26 de septiembre [2] permite definir dos topologías para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica, en donde, el *tipo 1* se refiere a instalaciones ubicadas en cubiertas, fachadas, dedicadas a usos residenciales, industriales y básicamente estructuras fijas que hagan parte de un diseño arquitectónico. A su vez, estas son concebidas en dos sub grupos dependiendo de la potencia instalada, instalaciones de *tipo 1.1* para potencias inferiores o iguales a 20 kW, e instalaciones *tipo 1.2* para instalaciones de potencias superiores a 20 kW. De igual manera se define el *tipo 2* a las instalaciones no incluidas en el *tipo 1*. Consecutivamente, ha sido estipulado en el REAL DECRETO 1663/2000 del 29 de septiembre, la imposibilidad de intercalar algún elemento de generación diferente a la fotovoltaica, ni de acumulación o de consumo.

Actualmente, como ha sido presentado y definido en diversos Reales Decretos [1], [2], [3] y [4], la legislación Española no se encuentra diseñada y no avala la integración con la red eléctrica de sistemas con fuentes de energías renovables y de igual manera permitiendo el autoconsumo. La reglamentación existente no permite que sistemas renovables en donde se incluyan módulos de almacenamiento eléctrico puedan verter a la red cuando existe un exceso de energía eléctrica y cuya demanda, de igual manera, sea cubierta, o de forma contraria, abastecerse de la red cuando exista un déficit eléctrico y en donde los sistemas de generación de energía no puedan abastecer el 100% de la demanda. Hoy por hoy según [5] se plantea un proyecto de Real Decreto por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. De esta manera, un futuro próximo prevé un cambio en la legislación actual en España y claro está, un cambio en el sistema eléctrico.



Este nuevo planteamiento implica y crea la necesidad de proponer sistemas de generación distribuida en los cuales sea necesaria la gestión de la potencia producida por las fuentes de generación de energía renovable y los sistemas de almacenamiento, y consecuentemente una revisión y análisis del comportamiento eléctrico. De esta forma, el proyecto investigativo es orientado a la propuesta de una estrategia de gestión desarrollada para un sistema cuya generación es basada en energía solar fotovoltaica y con presencia de un sistema de almacenamiento de energía, en donde ciertamente, factores como la variabilidad del perfil de irradiancia y la variabilidad del perfil de la demanda son factores decisivos en la estrategia propuesta y en el comportamiento eléctrico del sistema.

El desarrollo del presente trabajo se constituye de cuatro capítulos principales, en los cuales se realiza una descripción del estado del arte, en los temas de gestión o administración de sistemas híbridos con presencia de almacenamiento y posibilidad de conexión a la red eléctrica, y electrónica de potencia. Dicha revisión bibliográfica es soportada por diversas publicaciones científicas y libros especializados que permiten abordar el tema de análisis. El capítulo 1 contiene el análisis y la descripción del estado del arte y la revisión bibliográfica. Posteriormente, el capítulo 2 detalla los datos del ensayo utilizados con los cuales se ha simulado la estrategia de gestión planteada. Entre los datos del ensayo se presentan el recurso solar disponible del emplazamiento, la demanda del sistema y se realiza una descripción del dimensionamiento del sistema fotovoltaico y de almacenamiento. Posteriormente, en el capítulo 4 se presentan las pruebas, simulaciones y los resultados obtenidos mediante Matlab.

El resumen y las conclusiones las cuales son derivadas de los resultados obtenidos en el capítulo 4 y del análisis realizado apoyado por la revisión bibliográfica, son presentados en el apartado 5. El desarrollo del presente trabajo de investigación se concibe como una base importante para la realización, estudio y análisis de futuros trabajos, los cuales son descritos en el apartado 6. Consecutivamente, las referencias bibliográficas las cuales soportan la totalidad de la investigación y el desarrollo realizado, son presentadas en el apartado 7 y son citadas a lo largo de todo el documento. Finalmente, son presentados como parte integral del documento los anexos 1 al 18, debido a que complementan a cabalidad la investigación del trabajo desarrollado y hacen parte de la metodología y de los elementos utilizados para cubrir los objetivos propuestos.

# 1. CAPITULO I. ESTADO DEL ARTE Y REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

El uso del concepto de generación distribuida (DG) ha crecido rápidamente en los últimos años y ha sido interés de estudio y análisis debido al incremento en el coste de los combustibles, el interés existente en la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> y el interés que se ha obtenido debido a los alcances de la tecnología y la electrónica de potencia. Cuando las fuentes de generación distribuida son conectadas a la red de media o baja tensión, como es descrito en [6], el beneficio es transmitido a los usuarios debido al incremento en la fiabilidad y la reducción del total de la energía perdida. Es importante anotar y aunque no es tema de análisis en el presente trabajo, beneficios adicionales son consecuencia de este efecto, tales como las reducciones existentes en las inversiones en las redes de transmisión.

Adicionalmente, según [7], la generación distribuida tiene el potencial de generar algunos servicios bajo estas circunstancias. Por ejemplo, pueden tener muchas funciones, como control de frecuencia, reserva instantánea, suplemento de emergencia, etc. Para proveer estos servicios a la red, la potencia activa y reactiva producida por el generador PV debe ser controlada.

A partir de este concepto, autores [7] [8] han planteado esquemas de generación híbrida incluyendo fotovoltaica y sistemas de almacenamiento. La figura 1 muestra tres estructuras diferentes. En la figura 1.a, la estructura es basada en la conexión directa de una batería al bus DC del inversor conectado a red. Sin embargo la naturaleza estocástica de la salida de poder fotovoltaico y la potencia de la demanda, ocasionan una acción de carga y descarga rápida en las baterías. Por el contrario y con el fin de hacer el uso de las baterías más eficiente, una estructura de acoplamiento DC se presenta en la figura 1.b. Esta estructura al contener un sistema fotovoltaico trabajando de forma independiente del sistema de almacenamiento, torna a ser una estructura robusta. Finalmente, la figura 1.c presenta una topología basada en acople de corriente alterna, en el cual, los sistemas de generación fotovoltaica y el almacenamiento trabajan de forma independiente aunque complejidades de sincronismo son presentadas.

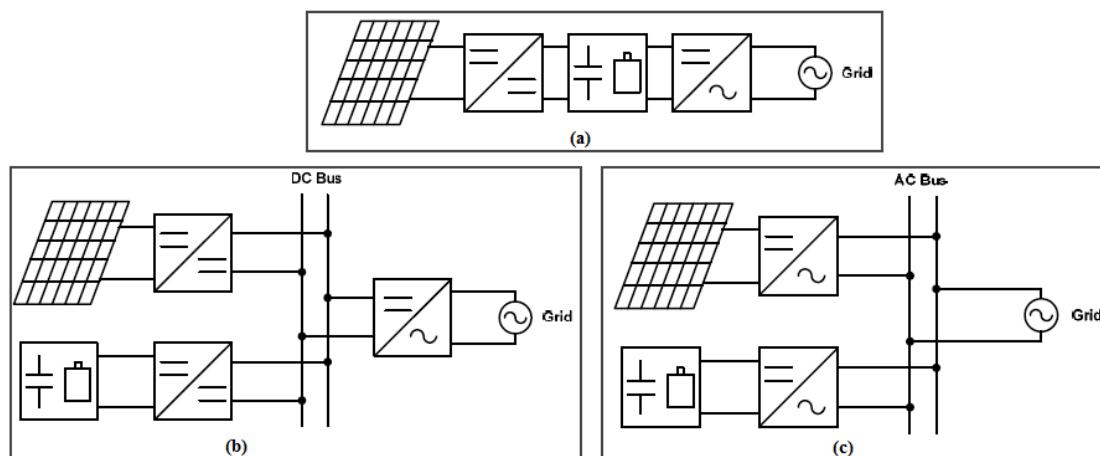


Figura 1. Esquemas de generación fotovoltaica con unidad de almacenamiento y conexión a la red. (a) Sistema lineal. (b) Sistema acoplado en bus de continua. (c) Sistema acoplado en bus de alterna. [8]

Como es detallado en [8], sistemas que combinan almacenamiento de energía con fotovoltaica prevén numerosas ventajas, las cuales radican principalmente en la fiabilidad de potencia para la carga y la flexibilidad en el manejo de la potencia, además la potencia suministrada por la batería puede ser usada con el fin de reducir los picos de la demanda buscando así minimizar los costes de la energía en las horas punta. A partir de este contexto, en el presente documento se desarrolla una propuesta para gestionar la potencia producida por el sistema fotovoltaico basado en el sistema de generación distribuida de la figura 1.b, en donde la conexión del módulo fotovoltaico y la batería se realizan a través de electrónica de potencia a un bus de continua.

En la figura 2, es presentado el flujo de potencia de un esquema de generación distribuido conectado a un bus DC [9]. Como es observado, el flujo de potencia en la red eléctrica y en las baterías es bidireccional, infiriendo así, la opción de verter al sistema la diferencia de potencia entre la producida por el generador fotovoltaico y la potencia demandada. En esta figura, el banco de baterías es conectado a un bus DC por medio de un convertidor de corriente continua bidireccional el cual será presentado en el anexo 6, en donde su operación es descrita. De la misma manera, se visualiza un convertidor DC/DC unidireccional que permite el acople entre el sistema fotovoltaico y el bus de continua. Dicho convertidor se detalla de la misma manera en el anexo 5. Finalmente se observa un inversor DC/AC que permite convertir la corriente continua en corriente alterna para ser suministrada a la demanda o ser vertida a la red eléctrica.

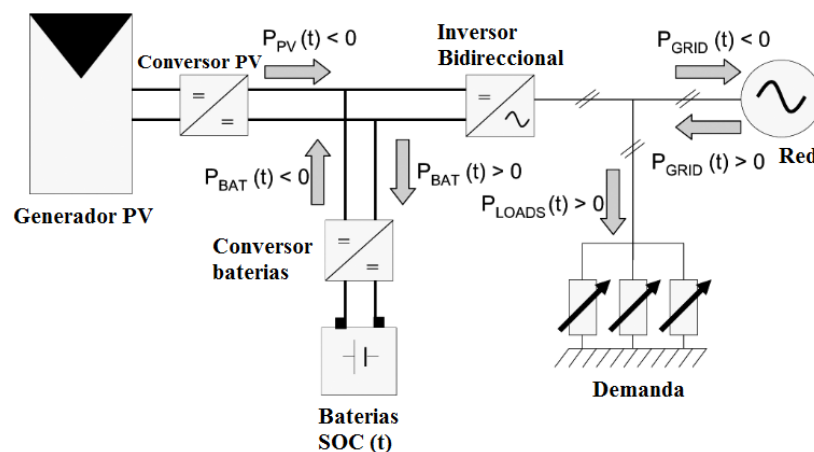


Figura 2. Flujo de potencia del sistema en estudio. [9]

Como ha sido detallado en la figura 2, se cuenta con diferentes etapas de electrónica de potencia, las cuales permiten tener un acople entre cada una de las fuentes de producción y la carga. Diversos autores [7], [10] y [11], plantean el desarrollo de puentes de conversión como el presentado en la figura 3, en el cual, se cuenta con una topología de cuatro ramas de dispositivos de conmutación, en donde la rama A controla la carga y la descarga de la batería, la rama B permite el acople entre el sistema fotovoltaico y el bus de continua, y finalmente las ramas C y D permite la inversión de corriente continua a corriente alterna. En esta topología se cuenta, según [7], con un condensador conectado al bus DC el cual permite mantener la tensión en el bus. El presente esquema de electrónica de potencia ha sido estudiado y analizado a

través de diversas referencias bibliográficas en las cuales diferentes fuentes generadoras de energía son conectadas y controladas adicionando ramas de conmutadores, por tanto se considera un esquema flexible y apropiado para el análisis de la presente investigación.

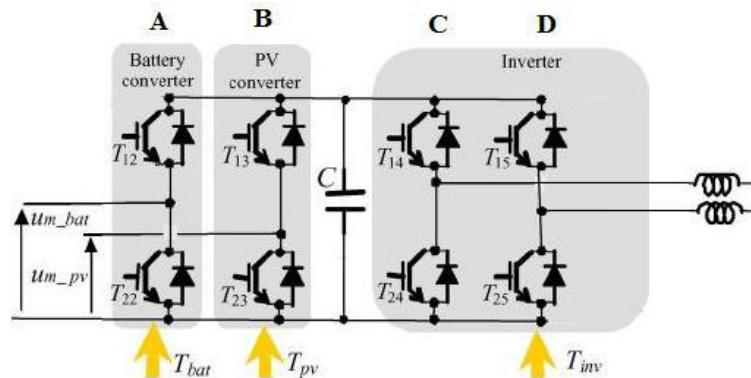


Figura 3. Topología de electrónica de potencia. Conversores DC/DC e inversor AC/DC. [7]

De otra parte, investigaciones presentadas desde el punto de vista económico son analizadas y descritas mediante [12], en donde se plantea el beneficio de los sistemas de almacenamiento y con ello la gestión de un sistema de generación distribuida. La maximización del beneficio económico puede reducir la potencia demandada, y así, los sistemas de almacenamiento de energía pueden ser usados con el fin de reducir y ahorrar grandes costes de energía. Desde este mismo concepto, en [8], se plantea la problemática aún existente con la integración de las energías producidas por fuentes renovables y su interacción frente a la red. Ciertamente, la intermitencia de la generación fotovoltaica puede impactar la calidad y la seguridad de la energía suministrada a la red. De esta forma, los sistemas de almacenamiento de energía pueden mitigar la intermitencia de la potencia inyectada o demandada desde la red y suavizar de esta manera los picos de la demanda. Un perfil típico y generalizado es presentado en la figura 4, en donde es posible visualizar la existencia de dos periodos pico de demanda.

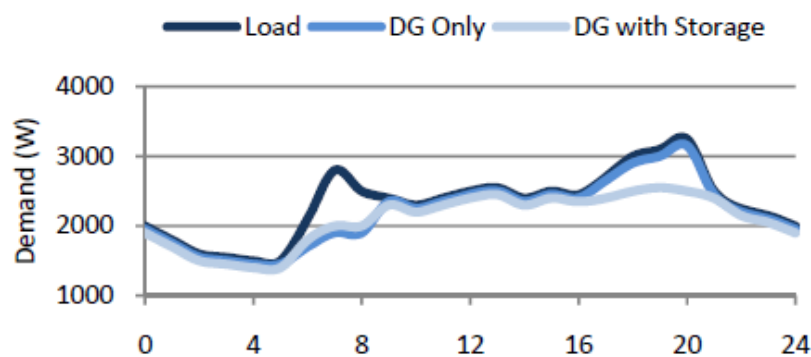


Figura 4. a) Perfil típico de una carga residencial. b) Sistema con generación distribuida. c) Sistema incluyendo almacenamiento. [8]

Así, al emplear la generación fotovoltaica en un sistema de generación distribuida, la demanda pico de la mañana puede ser parcialmente cubierta, mientras que la demanda pico de la tarde es mantenida y puede ser más alta. De esta forma, la inclusión de un sistema de almacenamiento puede cubrir parcialmente o totalmente estos picos de demanda en función de su tamaño.

## 2. CAPITULO II. DATOS DEL SISTEMA A ESTUDIAR.

### 2.1. Recurso disponible.

Para el ensayo de la estrategia de gestión, se ha definido como primera medida el emplazamiento de la instalación en donde es analizado el recurso disponible. Para el estudio se ha elegido la ciudad de Zaragoza como lugar de emplazamiento y por ende se presenta en la tabla 1 los datos geográficos.

<b>CIUDAD</b>	Zaragoza
<b>LATITUD</b>	41° 39' 22" N
<b>LONGITUD</b>	0° 52' 35" O
<b>ALTITUD</b>	211 m

Tabla 1. Datos geográficos del emplazamiento.

La realización de las simulaciones del sistema mediante Simulink, implica tomar como base la irradiancia global sobre la superficie horizontal, y de esa forma definir el perfil del recurso disponible. Por ende, se realizó un análisis de los valores de irradiación promedio diaria para cada mes, con el fin de determinar las épocas con valores promedio extremo en un año. En la tabla 2 se presentan los valores promedio diarios de irradiación en el plano horizontal para cada mes según el IDAE [13].

MES	IRRADIACIÓN EN PLANO HORIZONTAL (W/m <sup>2</sup> /día)
Enero	1,77
Febrero	2,49
Marzo	3,87
Abril	4,73
Mayo	5,73
Junio	6,37
Julio	6,39
Agosto	5,58
Septiembre	4,53
Octubre	3,07
Noviembre	1,97
Diciembre	1,51
<b>AÑO</b>	<b>4,01</b>

Tabla 2. Irradiación sobre el plano horizontal en Zaragoza. [13]

Como es observado en la tabla anterior, los meses de diciembre y julio presentan los promedios de radiación más bajo y alto respectivamente, por lo tanto, se han tomado los valores horarios promedio para cada uno de estos meses con el fin de realizar la simulación y validación de la estrategia de gestión del sistema. En la tabla 3 se presentan los valores de irradiancia promedio para cada hora de estos meses. Los datos presentados fueron obtenidos de la base de datos del PVGIS (European

Communities 2001 - 2010) [14]. Posteriormente son representados los perfiles de dichos datos horarios en las figuras 5 y 6 respectivamente.

HORA (h)	IRRADIANCIA (W/m <sup>2</sup> )	IRRADIANCIA (W/m <sup>2</sup> )
	Julio	Diciembre
5	63	0
6	167,25	0
7	322,75	86
8	473,25	179,75
9	597,5	297,5
10	683,25	376
11	729,5	419
12	729,5	419
13	683,25	378,25
14	597,5	297,5
15	473,25	179,75
16	322,75	54
17	167,25	0
18	63	0
19	26	0

Tabla 3. Irradiancia promedio (W/m<sup>2</sup>) para el mes de Julio y diciembre en Zaragoza.

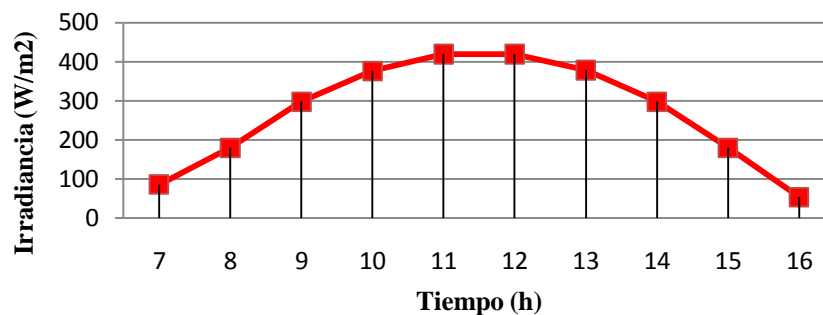


Figura 5. Perfil de irradiancia promedio en el mes de Diciembre en Zaragoza.

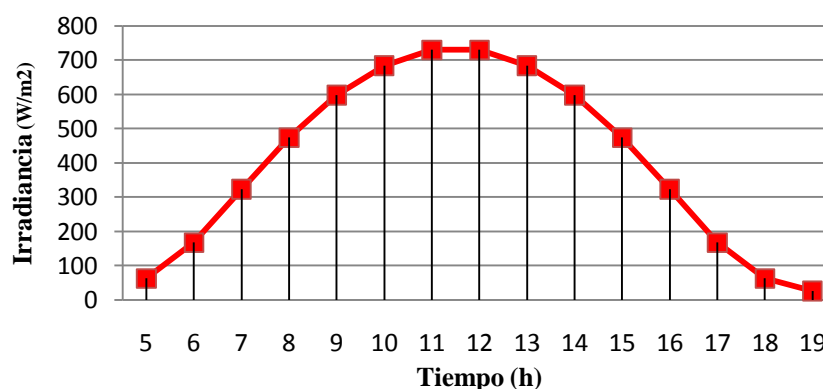


Figura 6. Perfil de irradiancia promedio en el mes de Julio en Zaragoza.

Como se puede ver en las graficas anteriores, la mayor irradiancia se presenta entre las 11 horas y las 12 horas para el mes de Julio y Diciembre, en los cuales el valor máximo es de 704 W/m<sup>2</sup> y 419 W/m<sup>2</sup> respectivamente. Estos valores evidentemente representan el momento de mayor producción de potencia por parte del sistema fotovoltaico, el cual es calculado en el anexo 2.

## 2.2. Potencia demandada.

La demanda utilizada para la realización de las pruebas al sistema diseñado corresponde al consumo de un hogar promedio Español. El consumo por hogar y año según la Comisión Nacional de la Energía (CNE) para el año 2009 fue de 2992 kWh/año, lo cual corresponde a un consumo promedio diario de 8,2 kWh/día. [15]

Ciertamente, el comportamiento en la distribución horaria de la demanda es diferente en la época de invierno y en la época de verano, por lo cual, tomando como base la característica de la demanda diaria en estas dos épocas según Red Eléctrica de España (REE), se presentan las figuras 7 y 8, las cuales fueron obtenidas mediante la herramienta PVSYST. [15] [16]

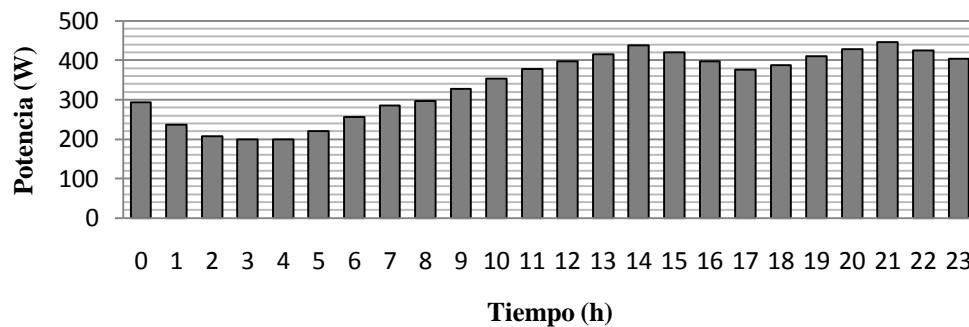


Figura 7. Distribución horaria de la demanda en época de verano obtenida en PVSYST.

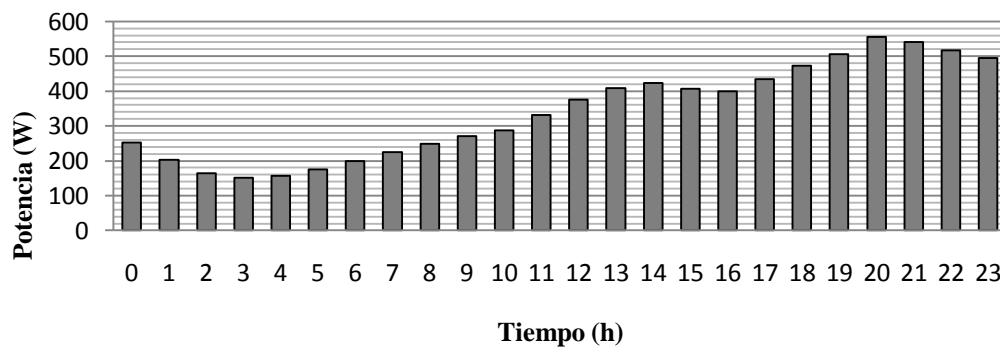


Figura 8. Distribución horaria de la demanda en época de invierno obtenida en PVSYST.

El anexo 2 detalla el comportamiento de cada uno de los perfiles, tanto de la generación como de la demanda, lo cual es de interés debido a que la variabilidad del perfil de la demanda, como es analizado en el capítulo 3, genera diversas conductas en la gestión del sistema.

## 2.3. Potencia fotovoltaica instalada.

A partir de la demanda utilizada para realizar las pruebas del ensayo la cual corresponde a 8.2 kWh/día, se determina la potencia del sistema fotovoltaico a instalar y la cantidad de paneles que son requeridos.

$$Potencia a instalar (Wp) = \frac{8.2kWh/dia}{4.333 h dia} = 1.9 kWp$$

Ecuación 1.

En donde  $4.333 \text{ h dia} \equiv 4.333 \text{ kW/m}^2 \text{ dia}$ .

La potencia nominal del panel seleccionado es de 80 Wp, por tanto y al considerar un factor de 1.1 de sobre dimensionamiento de la potencia a instalar [17], se ha determinado mediante la siguiente expresión el número de paneles dispuestos en el sistema fotovoltaico.

$$\# \text{ Paneles} = \frac{\text{Potencia pico (Wp)}}{\text{Potencia nominal panel (Wp)}} \times 1.1 = \frac{1900 \text{ Wp}}{80 \text{ Wp}} \times 1.1 = 26.12$$

Ecuación 2.

De esta manera se ha elegido elevar el número de paneles determinados a 28 debido a que de esa forma se puede realizar un diseño de 4 strings, en donde cada string es conformado por 7 paneles.

Al ser incrementado finalmente el número de paneles dispuesto en el sistema, la potencia pico instalada ha aumentado a un valor máximo 2240 Wp suponiendo condiciones STC, en las cuales se tiene una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>, una temperatura de célula de 25°C, distribución espectral AM 1,5 e incidencia normal.

#### 2.4. Sistema de almacenamiento.

Debido a que la potencia determinada para que el sistema fotovoltaico suministre a la demanda es equivalente a 1,9 kWp, se ha calculado la capacidad de la batería de acuerdo a la expresión que se describe a continuación. [17]

$$Qb_{c100} = \frac{Ct * D}{PD * V} = 427 \text{ Ah}$$

Ecuación 3.

En donde,

$D$  → Días de autonomía de funcionamiento de la batería, el cual ha sido determinado como un día.

$PD$  → Profundidad de descarga de la batería, la cual es equivalente al 80% de su carga nominal.

$Ct$  → Consumo total demandado, el cual es equivalente a 8,2 kWh/día.

$V$  → Tensión de operación de la batería la cual se considera de 24 V.

Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red de febrero de 2009 [18] [19], el punto 4.2.5 insta que los días de autonomía para una instalación sea de 3 días como mínimo, pero al considerar un sistema con posibilidad de conexión a la red eléctrica, se considera una aplicación especial en la cual la red puede actuar en cualquier instante durante la operación, brindando así un cubrimiento total a la potencia demandada.

Finalmente, en el ensayo realizado se utiliza el modelo de una batería de plomo ácido según lo especificado en el punto 5.4.1 del pliego de condiciones técnicas para instalaciones fotovoltaicas aisladas de red [18], el cual es detallado en el anexo 4.



### 3. CAPITULO III. DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN.

#### 3.1. Estrategia de gestión del sistema.

La variabilidad de la potencia producida y la potencia demandada ocasionan que a lo largo del día exista un déficit o un exceso de energía, cuya magnitud depende de la época del año (ver anexo 2). De esta manera la estrategia propuesta para gestionar el sistema plantea una evaluación constante de la diferencia de potencia existente entre la potencia producida por el sistema fotovoltaico y la potencia demandada. A partir de la diferencia determinada en cada instante de tiempo, el sistema toma acciones dependiendo del estado de carga de la batería y del coste actual de la energía de la red eléctrica.

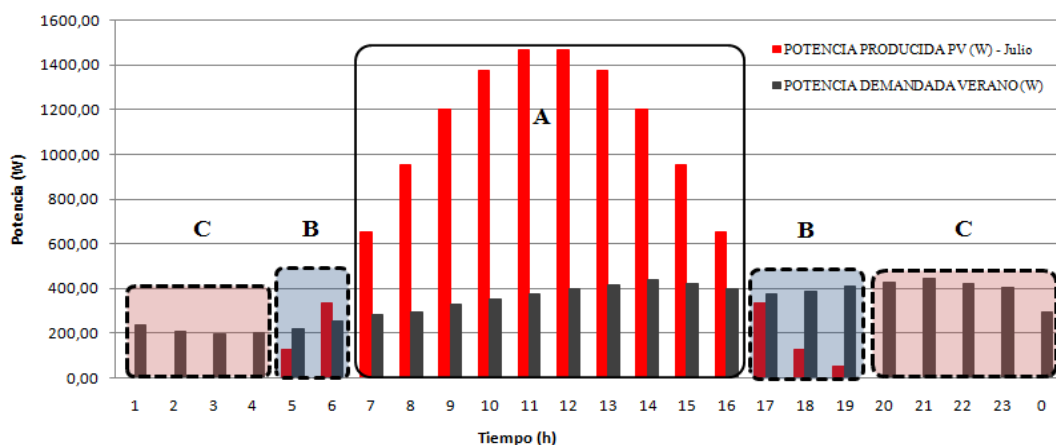


Figura 9. Regiones de gestión en el mes de Julio para la potencia producida y demandada.

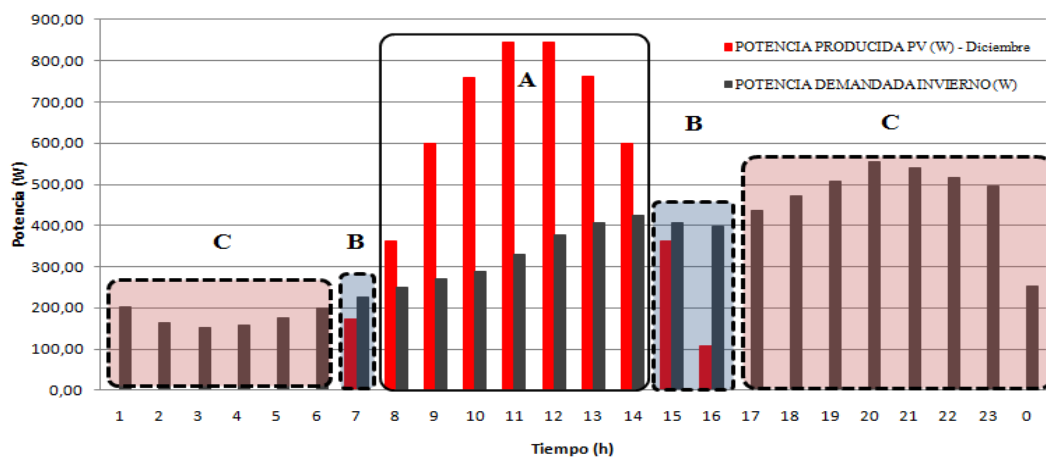


Figura 10. Regiones de gestión en el mes de Diciembre para la potencia producida y demandada.

Al realizar un análisis desde el punto de vista de la diferencia entre la generación y la demanda a lo largo de un día para los meses de Julio y Diciembre, se infieren tres zonas principales de gestión (ver figuras 9 y 10 para el mes de Julio y Diciembre respectivamente). La región A es el momento en el cual existe un exceso de potencia generada por parte del sistema fotovoltaico, del cual a su vez se derivan dos opciones de funcionamiento. La primera alternativa radica en almacenar dicha potencia en las baterías, claro está, dependiendo exclusivamente del estado de carga en la cual estas

se encuentren, y la segunda opción, conlleva a verter dicho exceso de potencia a la red eléctrica.

Por el contrario, y como es visualizado por el área B delimitada en color azul, un escenario diferente surge cuando la diferencia entre la producción y la demanda es negativa, es decir, cuando existe un déficit de potencia generada, aunque con presencia aún de generación fotovoltaica. Desde este panorama, el sistema de almacenamiento o la red eléctrica ingresan a desarrollar un papel activo y diferente en el sistema, en el cual deben ayudar a soportar la potencia demandada.

Consecutivamente, en las horas en donde no existe radiación, y por tanto no existe generación por medio de la fotovoltaica, el sistema de almacenamiento o la red eléctrica deben soportar el 100% de la potencia demandada (ver área C delimitada por el color rojo). Dicha decisión depende nuevamente del estado de carga de la batería y principalmente del coste de la energía de la red eléctrica, debido a que como es descrito en el anexo 2 y 8, las horas punta tanto de la demanda como los costes de la energía se presentan en las horas en las cuales la producción fotovoltaica es cero o cercana a ser cero.

Como ha sido descrito, la variabilidad del recurso solar disponible a lo largo del día en el emplazamiento, el SOC (*state of charge*) de la batería, la variabilidad de la potencia demandada y el coste de la energía de la red eléctrica, tornan a que el comportamiento del sistema actúe en diversos modos de operación, y de esta manera gestionando el flujo de potencia. Así, desde el apartado 3.1.1 al apartado 3.1.7 se describen los siete modos de gestión propuestos para el funcionamiento del sistema.

### 3.1.1. Modo 1: Generación fotovoltaica, descarga de la batería y vertimiento a la red.

El presente modo opera cuando la generación fotovoltaica es capaz de cubrir la demanda y cuya energía sobrante es vertida a la red eléctrica (ver figura 11). Evidentemente la energía sobrante tendría la opción de ser almacenada en las baterías que componen el sistema, pero en este modo de operación se decide el vertimiento hacia la red debido a que el SOC de la batería se encuentra mayor al 70%, valor que es considerado elevado y de referencia en la gestión. En caso de que el SOC fuese menor a este valor, la estrategia de gestión prioriza la carga del sistema de almacenamiento, lo cual induce a funcionar el sistema en otro modo de gestión que será descrito en el siguiente apartado.

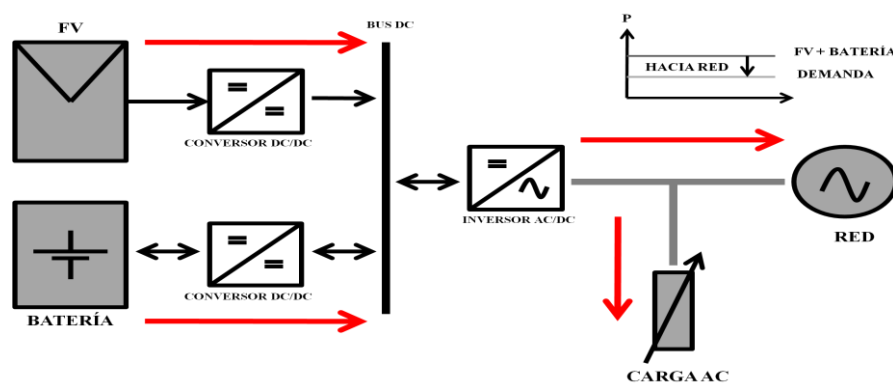


Figura 11. Flujo de corriente del sistema operando en modo de conexión a la red eléctrica.

### 3.1.2. Modo 2: Generación fotovoltaica, carga de la batería y desconexión de red.

Si el SOC de la batería se encuentra por debajo del 70% de su carga nominal, y si existe un exceso de energía producido por el generador fotovoltaico, la priorización sobre la carga de la batería en lugar del vertimiento de energía a la red eléctrica es establecido en este modo de gestión. Por tal motivo, el sistema es aislado de la red como es presentado en la figura 12, por tanto su operación radica en el autoconsumo.

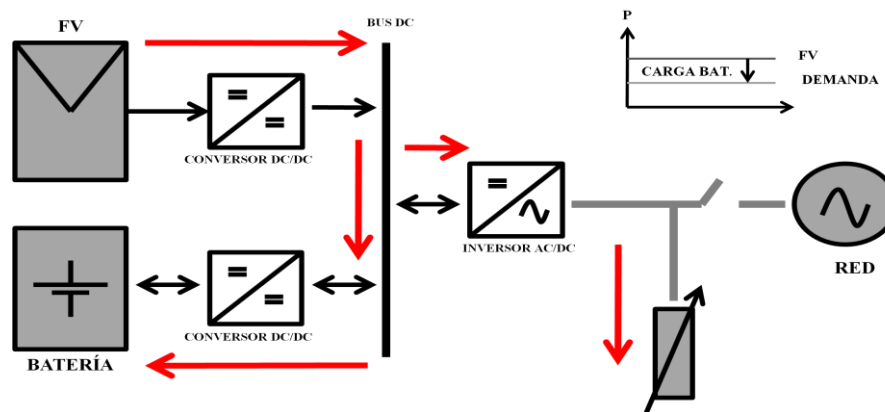


Figura 12. Flujo de corriente del sistema operando en modo de isla y cargando la batería.

### 3.1.3. Modo 3: Generación fotovoltaica, descarga de la batería y desconexión de red.

La producción fotovoltaica, evidentemente depende del nivel de irradiancia y de la temperatura, la cual varía a lo largo del día y haciendo que la producción de energía varíe de igual manera. De la misma forma, el comportamiento de la demanda no es constante y cambia a lo largo del día, haciendo que la potencia demandada se encuentre por encima o por debajo de la energía producida por el sistema fotovoltaico. De acuerdo a esto, el presente modo de operación ocurre cuando la demanda es mayor a la energía fotovoltaica generada, y en el cual, el sistema de almacenamiento presenta un SOC mayor al 70%, siendo así, capaz de apoyar a la fotovoltaica y finalmente abasteciendo la carga sin necesidad de conexión y suministro de energía desde la red eléctrica. En la figura 13 se representa el flujo de potencia en este modo de operación.

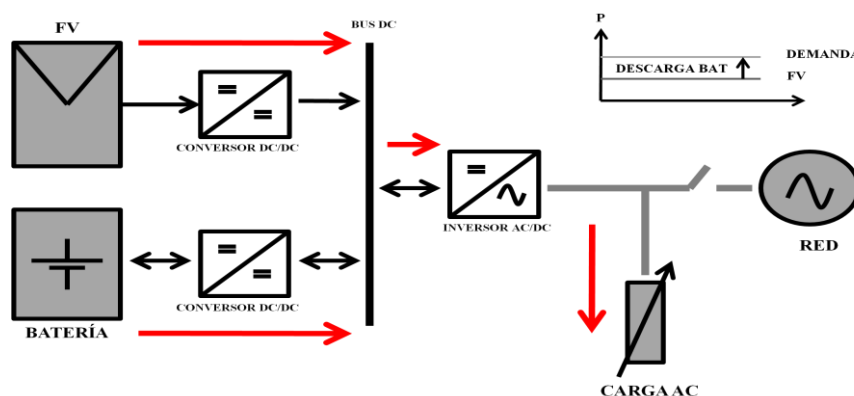


Figura 13. Flujo de corriente del sistema operando en modo de isla y descargando la batería.

### 3.1.4. Modo 4: Abastecimiento desde la red y carga de la batería.

Cuando la irradiancia alcanza el valor de  $0 \text{ W/m}^2$ , la potencia producida por los paneles es nula, haciendo que el sistema se abastezca de la energía almacenada en las baterías o de la red eléctrica. La estrategia de gestión diseñada propone la desconexión del sistema fotovoltaico y el abastecimiento de energía desde la red eléctrica cuando el coste de la energía de red no sobrepasa los  $0.06 \text{ EUR/kWh}$  para el mes de diciembre, o  $0.047 \text{ EUR/kWh}$  para el mes de julio. Por consiguiente y como es visualizado en la figura 14, la potencia demandada será suministrada por la red eléctrica, lo cual ocurre en las horas valle. De igual manera en este modo de gestión, la evaluación del SOC de la batería es pertinente y determina si esta debe ser cargada beneficiándose de una tarifa no muy elevada de energía. Cuando el SOC es menor al 70% de la carga nominal, la etapa de conversión AC/DC actúa como rectificador y el convertor DC/DC actuará como reductor, permitiendo la carga de la batería (ver anexo 6).

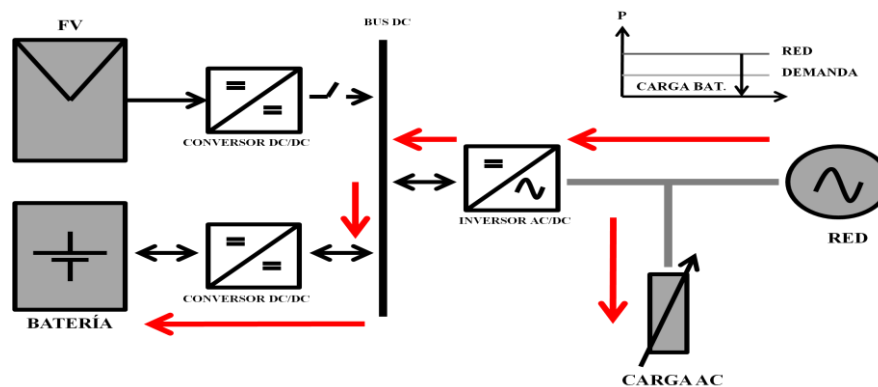


Figura 14. Flujo de corriente del sistema operando en modo de abastecimiento desde la red.

### 3.1.5. Modo 5: Abastecimiento solo desde la red hacia la carga.

El presente modo de gestión surge a partir del mismo escenario que el modo 4 descrito anteriormente, en el cual no existe energía producida por parte de los paneles solares y en donde el coste de energía no supera el coste predeterminado para las horas punta. En este modo de operación el estado de carga de la batería se supone por encima del 70%, por tanto la desconexión de todo el sistema fotovoltaico y de la batería es realizada, permitiendo solo la interacción entre la red y la carga. La figura 15 ilustra el flujo de potencia en este modo de operación.

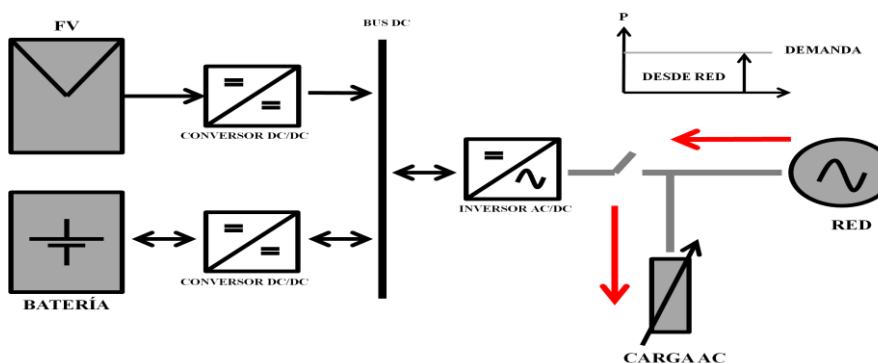


Figura 15. Flujo de corriente del sistema operando en modo de abastecimiento desde la red eléctrica hacia la carga.

### 3.1.6. Modo 6: Generación fotovoltaica, carga de la batería y abastecimiento desde la red.

La variabilidad del recurso solar ocasiona que la generación por parte de los paneles solares no sea capaz de cubrir el 100% de la demanda durante todo el perfil de producción (ver figuras 9 y 10), lo cual implica que el sistema de almacenamiento o la red formen parte activa del sistema. Como ha sido de consideración la variabilidad del estado de carga del sistema de almacenamiento, este modo de operación supone la batería en estado de descarga profunda, menor al 30%, e incapaz de generar soporte a la potencia demandada, así, es planteado la priorización de la carga de la batería, concluyendo en el ingreso de la red como apoyo al sistema. La figura 16 describe el flujo de potencia del presente modo de gestión.

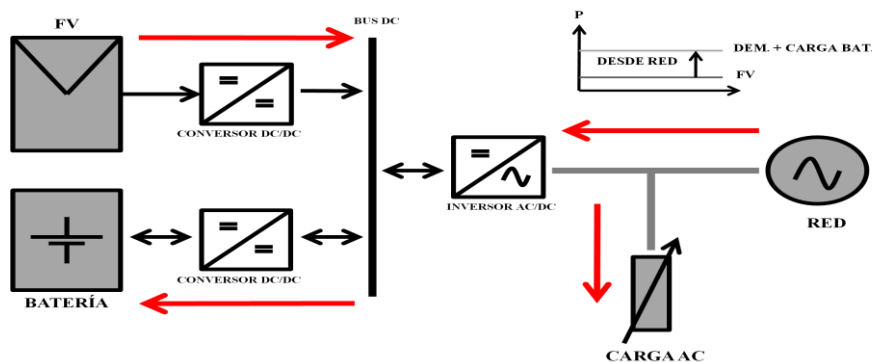


Figura 16. Flujo de corriente del sistema operando en el modo de generación PV, conexión a la red y carga de almacenamiento.

### 3.1.7. Modo 7: Abastecimiento solo desde la batería hacia la carga.

En las horas punta de la demanda, como ha sido mencionado, el coste de la energía es incrementado, presentando un perfil distinto para los meses de Diciembre y Julio. Aunque no es motivo de estudio del presente trabajo medir y determinar la rentabilidad del sistema, se considera importante incluir la variabilidad del coste de la energía, en la cual, como es visualizado en la figura 17, el sistema de almacenamiento permite suministrar la potencia demandada en las horas punta en donde la producción fotovoltaica es nula. Aunque en los otros modos de operación mantener un SOC elevado de la batería es un factor de consideración, en el presente modo de funcionamiento, a no ser que la batería se encuentre en una descarga profunda, esta suministrará el 100% de la energía demandada, hasta alcanzar una profundidad de descarga igual al 30%.

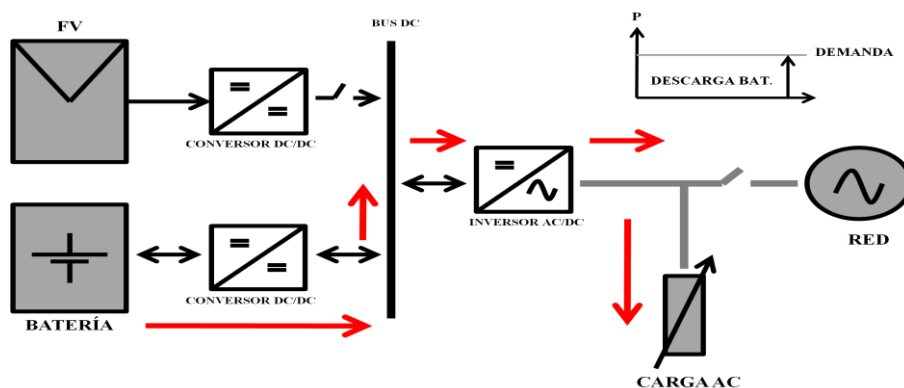


Figura 17. Flujo de corriente del sistema operando en el modo descarga de la batería.

### 3.2. Algoritmo de gestión.

En base a los 7 modos propuestos y descritos en el apartado anterior, se presenta en el anexo 9 los diagramas de flujo que permiten controlar todo el sistema, por tanto se considera pertinente su lectura y análisis. Las decisiones de la estrategia propuesta se presentan a través de variables las cuales son el coste de la energía, la irradiancia instantánea, el tipo de perfil de la demanda (referente al mes de invierno o verano), la potencia producida, la potencia demandada, el SOC de la batería y el estado de la red eléctrica. A partir de los valores instantáneos de las entradas, el algoritmo actúa sobre 11 variables que permiten gobernar el comportamiento del sistema. La tabla 4.a y 4.b, presentada en este apartado, describe tanto las variables de entrada como las variables de salida sobre las cuales el algoritmo realiza la acción de control.

La decisión inicial radica en la evaluación de la tensión de la red eléctrica, con lo cual se pretende determinar si existe alguna anomalía. En caso de ocurrir una caída de tensión, la estrategia propuesta realiza la desconexión de la red eléctrica en caso de que se estuviese vertiendo energía o en caso de que esta estuviese suministrando al sistema. De esta manera, el sistema queda trabajando en isla y la potencia demandada es cubierta mediante la generación fotovoltaica y/o la batería.

Cuando no es presentada una anomalía en la red, un segundo nivel de decisiones entran a evaluarse. Se determina si el sistema puede abastecer a la demanda por medio de la producción fotovoltaica, y por ende es determinado si el sistema se encuentra en la zona de gestión A (ver figuras 9 y 10). En caso de que este se encuentre trabajando en esta área, potencia producida mayor a la potencia demandada, el algoritmo entrará a realizar una evaluación del SOC de la batería, la cual en caso de ser mayor al 70%, inducirá al sistema a trabajar en el modo de gestión 2 descrito previamente. Por el contrario, con un SOC mayor al 70% el sistema se puede encontrar trabajando en el modo 1. Ciertamente, en el algoritmo de gestión se realiza una evaluación de un estado anterior del sistema, es decir, por medio de variables denominadas banderas de estado, se determina si el SOC de la batería se había encontrado menor al 70% en algún instante de tiempo anterior, y por tanto su carga aunque supere este nivel de referencia debe prevalecer y continuar hasta alcanzar el 100% de su carga nominal.

Una situación completamente distinta es presentada cuando no se cumple la premisa de que la potencia producida sea mayor a la potencia demandada. En este caso, como primera medida, el algoritmo evalúa el perfil de irradiancia, en el cual es importante determinar si el sistema debe actuar a partir de las zonas de trabajo B o C. En el caso en donde la irradiancia sea igual a 0 W/m<sup>2</sup> el sistema entrará a evaluar los costes de la energía, ya que a partir del momento en el cual la fotovoltaica se encuentra deshabilitada, la batería y la red eléctrica deben suministrar la potencia demandada. Así, como es presentado en el anexo 8, los costes para cada época varían y con ello el perfil diario, el cual es una consecuencia de la diferencia de los perfiles de la demanda para las épocas en consideración. Por consiguiente, una evaluación del perfil de la demanda es realizada en este momento, y por ende la determinación de los modos de gestión según el coste estipulado para el perfil en evaluación.

Al ser la evaluación del perfil diferente de 1 para el caso del verano, la decisión de los modos de gestión parte ahora de la evaluación del coste de referencia estipulado para el perfil de invierno, el cual es equivalente a 0.06 EUR/kWh. Valores mayores a este

coste se encuentran en las horas punta, las cuales son presentadas entre las 18 horas y las 24 horas (ver anexo 8). En este periodo de tiempo, al ser el coste instantáneo mayor a la referencia, nuevamente la gestión del sistema y la determinación del modo de operación es realizada mediante el SOC de la batería, pero en el cual un nuevo valor de referencia aparece. Siendo el SOC mayor al 30%, la batería podrá suministrar la potencia demandada hasta alcanzar el valor de referencia de descarga profunda. Dicha decisión se realiza debido a que en este escenario se pretende evitar el importe de energía a un alto coste, por ende, el sistema actúa en el modo 7, auto consumiendo la energía almacenada. Sin embargo, si en este mismo periodo de tiempo el SOC alcanza la profundidad de descarga, la red debe ingresar a soportar la demanda, más no debe cargar la batería, puesto que su carga debe iniciar en las horas valle en donde el coste de la energía de red es menor a los 0.06 EUR/kWh. Desde esta otra premisa, cuando el coste instantáneo no supera el coste de referencia, nuevamente el SOC determina el modo de gestión del sistema. Si el SOC se encuentra mayor al 70% el algoritmo determina que debe existir una desconexión total de la batería y debe ser gestionado el interruptor existente entre el inversor y la carga. De esta manera solo va a existir en las horas valle, las cuales se presentan entre las 2 horas y las 7 horas para el perfil de invierno, una conexión entre la red y la carga. Cabe aclarar, que cada uno de los modos de gestión son habilitados dependiendo de igual manera del estado anterior de la carga de la batería, lo cual implica nuevamente evaluar la bandera de carga y determinar si la batería se debe seguir cargando hasta alcanzar la carga nominal.

Al ser diferente el perfil de la demanda, época de verano, la referencia del coste cambia, ya que el perfil de costes para esta época difiere y presenta en su comportamiento dos horas punta, una de ellas cubierta plenamente por la producción fotovoltaica y la otra, de la misma manera que para el caso de invierno, debe ser cubierta por la batería o por la red eléctrica. Así, la lógica de gestión es la misma aunque el valor equivalente para el coste de referencia se establece como 0.047 EUR/kWh.

Finalmente, al cambiar de escenario, es decir, cuando la irradiancia es diferente de cero y en tanto comienza a existir una producción por parte del sistema fotovoltaico, la cual no es suficiente para suministrar la carga (ver zona B de las figuras 9 y 10), la evaluación del SOC debe ser realizada como en los escenarios anteriores. A partir de esta evaluación, se establece si el déficit de energía debe cubrirse mediante la batería o por medio de la red, modo 3 o modo 6 respectivamente.

VARIABLES A GESTIONAR	TIPO DE VARIABLE	DESCRIPCIÓN
P_pv	Entrada	Potencia producida por el sistema fotovoltaico
P_dem	Entrada	Potencia demandada por la carga
irr	Entrada	Irradiancia
SOC	Entrada	Estado de carga de la batería
coste	Entrada	Valor del kWh de la red eléctrica
perfil_dem	Entrada	Indica la época del año (Verano o Invierno)
Prob_red	Entrada	Indica si existe alguna anomalía en la red eléctrica

Tabla 4. a). Descripción de las variables de entrada y salida del algoritmo de gestión.

VARIABLES A GESTIONAR	TIPO DE VARIABLE	DESCRIPCIÓN
modo	Salida	Variable indicadora del modo de operación del sistema de gestión
INT_red	Salida	Interruptor que permite conectar el sistema fotovoltaica y batería a la red
INT_pv	Salida	Interruptor que permite conectar al modulo fotovoltaico al bus DC
INT_carga	Salida	Interruptor que realiza la conexión entre el inversor y la carga
INT_bat	Salida	Interruptor de conexión del modulo de almacenamiento al bus DC
INT_seg	Salida	Interruptor que permite la conexión o desconexión de la resistencia de seguridad
gate_bat	Salida	Variable que determina el estado al cual debe cambiar la batería (Carga / Descarga)
disp_inv	Salida	Variable que actúa sobre el Inversor / Rectificador
P_exc	Salida	Valor de la diferencia entre la potencia generada por el sistema fotovoltaico y la potencia demandada
red	Salida	Interruptor que permite actuar a la red eléctrica como generador o carga
mod_inv	Salida	Variable que determina la referencia del inversor

Tabla 4. b). Descripción de las variables de entrada y salida del algoritmo de gestión.



---

## 4. CAPITULO IV. RESULTADOS OBTENIDOS.

---

En el presente apartado, el comportamiento de la gestión del sistema en un día completo es presentado a través de diversas simulaciones obtenidas mediante Matlab. Se realizan simulaciones con el perfil de verano y de invierno mediante las cuales, se observa y analiza el comportamiento y respuesta de la estrategia de gestión propuesta ante la variabilidad del SOC, la potencia generada y demanda, y los costes. Los resultados presentados por Matlab tienen una escala horaria de simulación de 1 a 5, es decir, 1 hora es equivalente a cinco segundos de simulación, por tanto la representación de un día entero equivale a 120 segundos de simulación. Con el fin de analizar variaciones en el estado de carga de la batería, se ha reducido su capacidad en un factor de 10. Por consiguiente, se ha desarrollado un razonamiento de los resultados para los perfiles señalados con diferentes estados de carga de la batería.

### 4.1. Comportamiento del sistema con perfil de carga de verano.

En la figura 18, se observa el comportamiento del sistema partiendo de un SOC igual al 80%. En los primeros instantes de tiempo la gestión del sistema es realizada en el modo de gestión 7, debido a que existe un coste de la energía de red superior o equivalente a 0,047 EUR/kWh. Posteriormente, a los 5 segundos de simulación es observable un cambio en la gestión del sistema, debido a que el coste de la energía se encuentra en las horas valle. Sin embargo, una anomalía es presentada a las 2 horas, equivalente a 10 segundos, en la cual se observa una caída de tensión del 80%, correspondiente a una tensión en red de 62,23 Vp. La figura 19, presentada posteriormente, visualiza el suceso referente a la caída de tensión en la red eléctrica. Ciertamente, el sistema es gestionado de tal forma que opera en isla, siendo suministrada la potencia demandada mediante la batería hasta que la falta producida sea despejada.

Al ser despejada la falta, el modo de gestión vuelve a ser el 5 y en donde es observada una caída de tensión en el bus DC del 100%. Esto es debido a la interacción que tiene la carga solo con la red, por tanto la pequeña energía sobrante almacenada en el bus de continua es disipada por medio de la resistencia de seguridad, haciendo que esta caiga hasta alcanzar una tensión de 0 V. Consecutivamente es observable como en los modos de gestión 3 y posteriormente el 1, nuevamente el bus de continua se encuentra cargado con una tensión de 164 V hasta llegar nuevamente a las horas punta, en las cuales solo será suministrada la demanda por medio de la batería. El modo de gestión 1 supone un exceso de producción de energía, la cual es vertida a la red. Sin embargo la variabilidad del recurso solar ocasiona que el sistema opere durante pequeños intervalos de tiempo en otros modos. Como se observa en la figura 18, 3 cambios son generados durante el vertimiento a red, lo cual es causado por la disminución drástica del recurso solar, y por ende de la producción del sistema fotovoltaico. Así, la gestión es realizada mediante el modo 3 por medio del cual la batería pasa a realizar un papel activo apoyando la baja producción fotovoltaica en el pequeño instante de tiempo y manteniendo constante la tensión en el bus DC y en la carga. El comportamiento del SOC de batería es detallado en el anexo 15, en donde también es presentada la forma de onda de la tensión en la carga, la producción del sistema fotovoltaico durante todo el día de análisis y el comportamiento de la potencia, tensión e intensidad producida por un panel fotovoltaico.

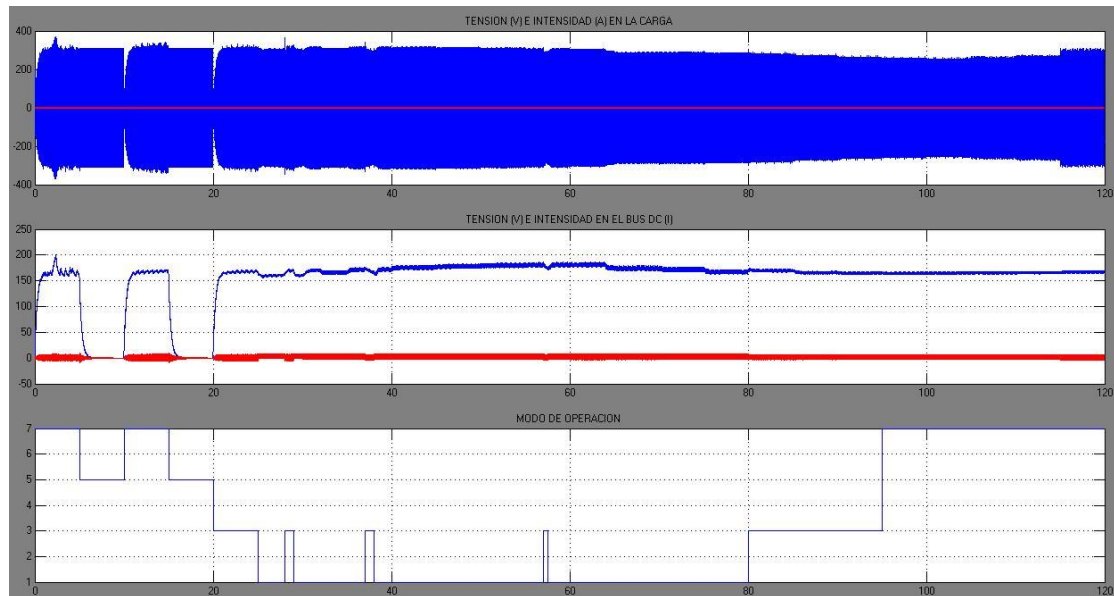


Figura 18. Gestión del sistema en un día en época de verano con SOC inicial de 80%.

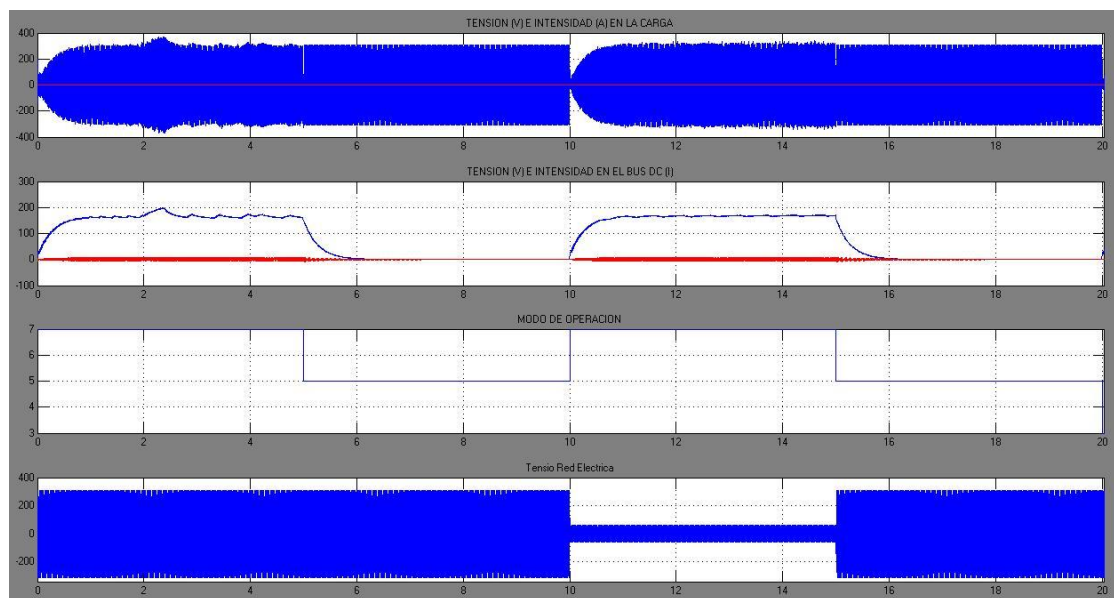


Figura 19. Gestión del frente una anomalía en la red eléctrica.

Ciertamente, el comportamiento del sistema varía al asumir un SOC inicial de la batería equivalente al 50% para el mismo perfil de la demanda. En la figura 21 se visualiza dicho comportamiento, en el cual el sistema en ningún momento durante su operación permite el vertimiento a red del exceso de potencia, priorizando así la carga de la batería. Por tal motivo, a los 25 segundos de simulación equivalentes a las 6 horas, el sistema pasa al modo de gestión 2. De la misma manera que en el caso anterior, se presenta la respuesta de la estrategia planteada frente la variabilidad del recurso solar. De esta manera la figura 21 muestra los resultados de gestión del sistema frente a la variabilidad del perfil de la irradiancia y por ende de la potencia producida contra la potencia demandada (ver figura 20).

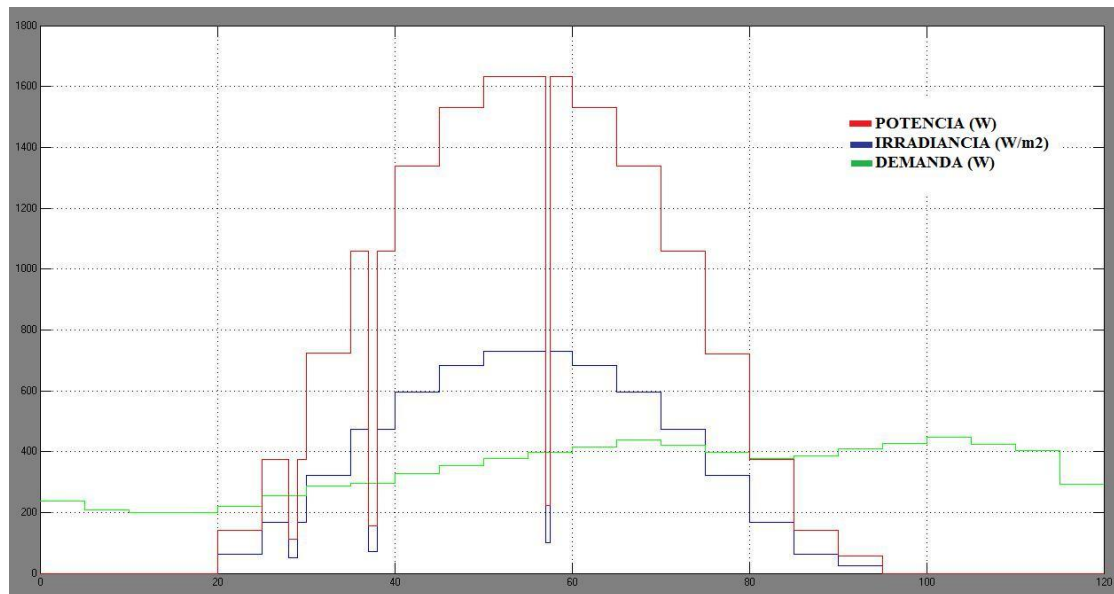


Figura 20. Variabilidad de la irradiancia, potencia generada y potencia demanda en verano.

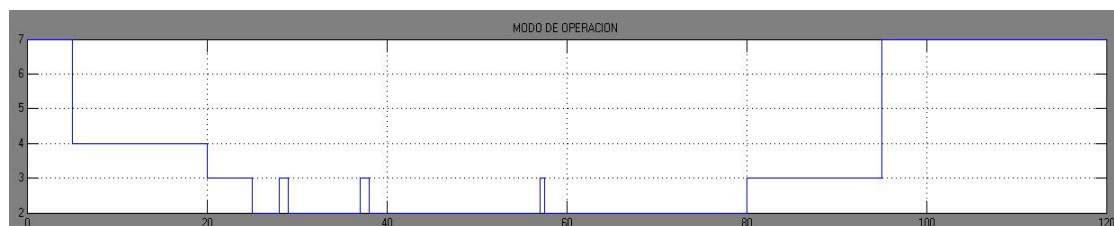


Figura 21. Modos de gestión del sistema considerando un SOC inicial del 50 % en el perfil de verano.

#### 4.2. Comportamiento del sistema con perfil de carga de invierno.

Al realizar en las simulaciones una variación e incluir el perfil tanto de la demanda como de los costes equivalentes para el mes de diciembre, un comportamiento diferente en la gestión del sistema es observable en la figura 22. En esta se puede observar un lapso existente de 7 horas en las cuales se presenta un exceso de potencia entre los 35 y 75 segundos de simulación, por tanto, dicho exceso de energía es vertido a la red como consecuencia de un SOC elevado igual al 75%. En la figura 23 es representada la diferencia de la producción y la demanda en el mes de diciembre.

De otra parte, en los primeros instantes del día se presenta un comportamiento gobernado exclusivamente por la red, lo cual es debido a que el coste de la energía no se encuentra en las horas punta, en consecuencia, el sistema solo presenta una conexión en paralelo entre la carga y la red eléctrica. Al finalizar el día, es notorio que a partir de las 18 horas el estado de carga de la batería disminuye en mayor proporción, lo cual se debe a que el suministro de la potencia demandada solo se realiza a través de ella y sin actuación de la red, ya que el coste de la energía es igual o superior a 0.06 EUR/kWh.

Finalmente, se puede observar que la tensión del bus es mantenida en 164 V durante el día de operación, aunque existen huecos intermedios en los cuales este es descargado debido a que la demanda es abastecida solamente por la red eléctrica, lo cual es gestionado por el modo 5.

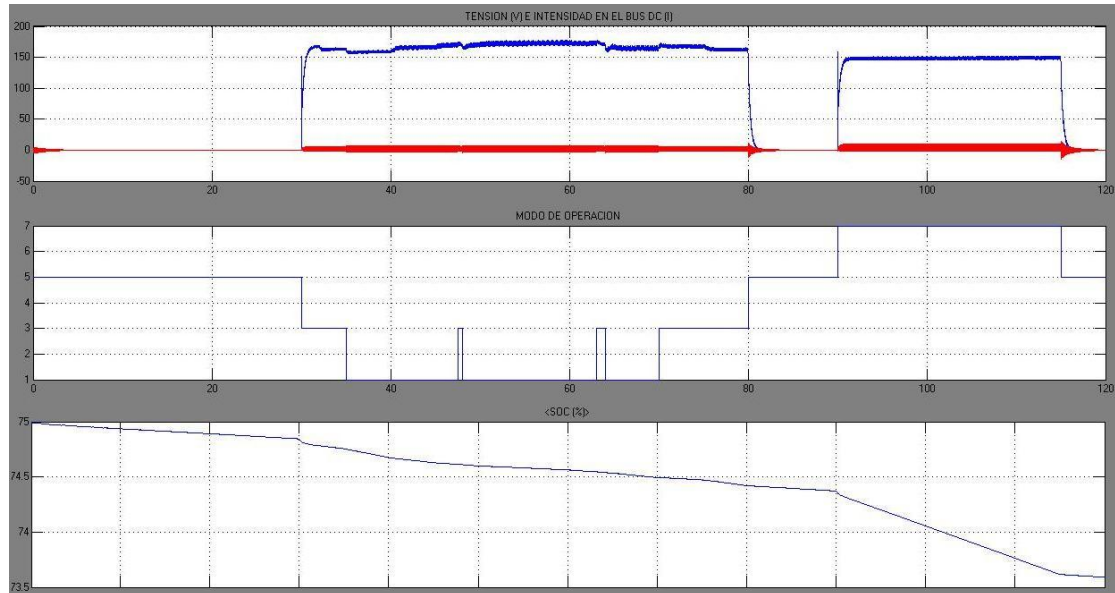


Figura 22. Comportamiento del sistema en un día en época de invierno con SOC inicial de 75%.

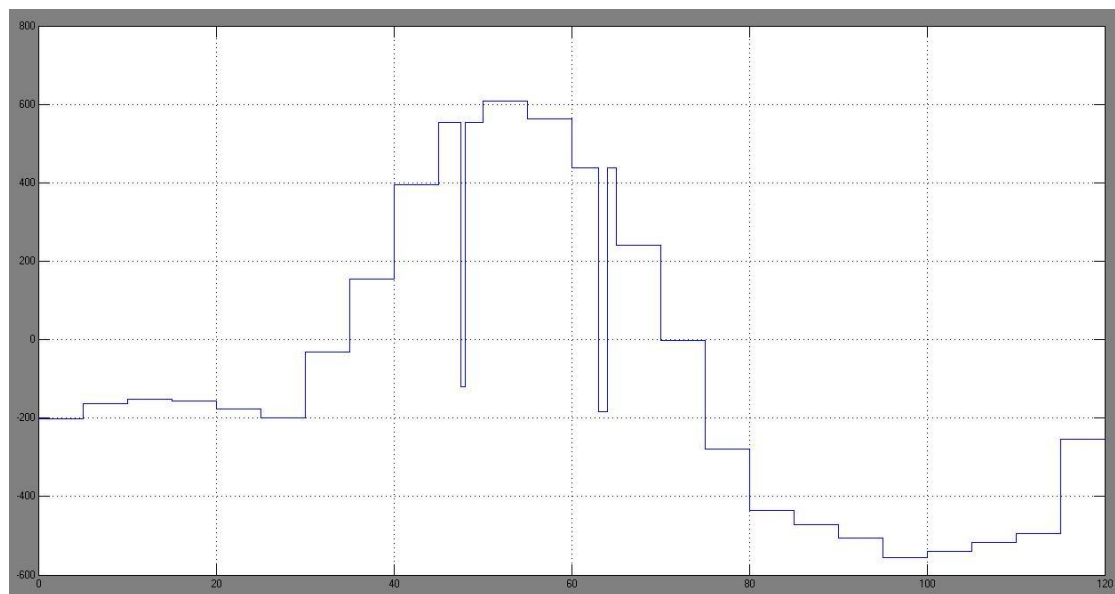


Figura 23. Diferencia de potencia producida y potencia demandada en el mes de diciembre.

De manera similar al efecto ocurrido por la variabilidad del SOC de la batería en la gestión del sistema teniendo presente el perfil de la demanda de verano, un comportamiento diferente es exhibido en la operación del sistema para el presente perfil de demanda. La figura 24 presentada a continuación, evidencia el diferente comportamiento de gestión, ya que a partir de la hora 1 hasta las 6 horas se puede observar que la operación del sistema es realizado mediante el modo 4, en el cual, el inversor DC/AC al ser bi direccional, actúa como rectificador de onda completa, puesto que sus dispositivos de conmutación no son activados y de esa forma los diodos anti paralelo hacen que el inversor actúe como tal. De esta manera, se puede observar que la intensidad en el bus DC es negativa, ya que el flujo de potencia proviene desde la red, y por lo tanto la carga de la batería es permitida. La figura 25

presentada posteriormente, muestra que la corriente en el lado DC del inversor es negativa, indicando un flujo de potencia entrante.

Al prever un estado de carga inicial del 50 %, el sistema es gestionado de tal forma que en todo momento se priorice la carga de la batería. Sin embargo, tal como ha sido mencionado anteriormente, se observa que a partir de las horas punta, el sistema es gestionado al modo 7, en donde sin importar el estado de la carga presente, la batería suministra la potencia demanda, por tanto se visualiza a partir de ese instante de tiempo una descarga pronunciada de la batería.

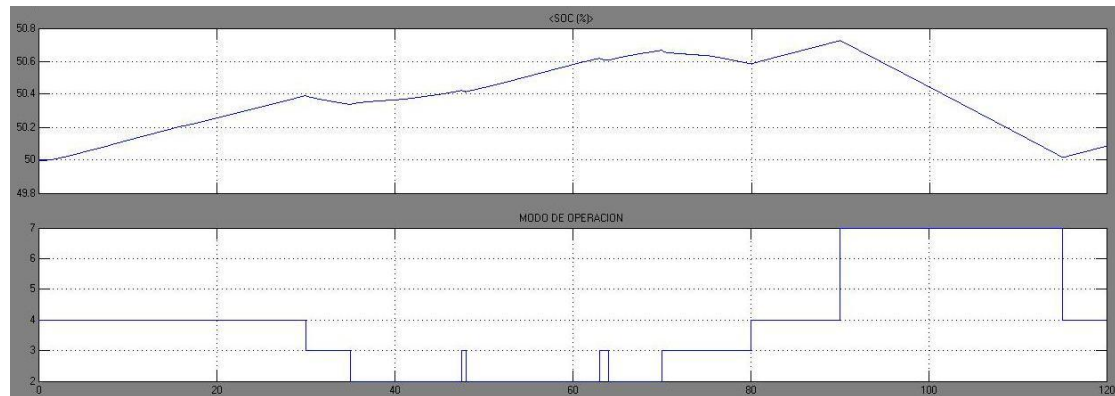


Figura 24. Comportamiento del sistema en un día en época de invierno con SOC inicial de 50%.

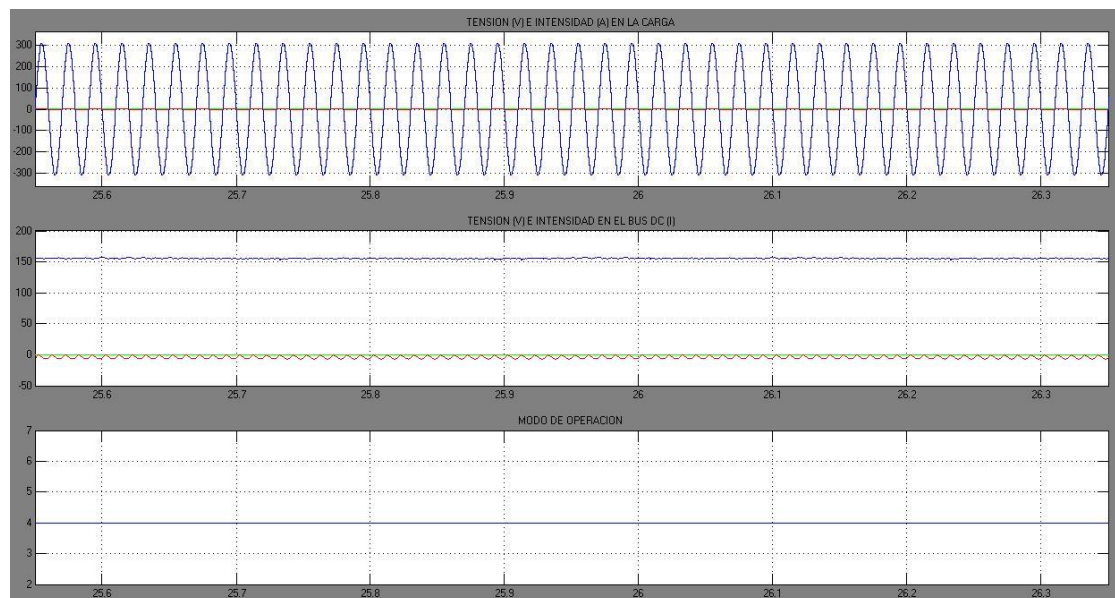


Figura 25. Tensión en la carga y flujo de potencia en el bus DC en el modo de gestión 4.

Finalmente se recomienda analizar el comportamiento presentado en el anexo 15.B.1, en el cual, se presenta la dirección del flujo de la corriente a través del sistema, evidenciándose los cambios de sentido al gestionarse los diferentes modos de funcionamiento.

---

## 5. RESUMEN Y CONCLUSIONES.

---

Los objetivos planteados referentes al diseño de una estrategia de control para un sistema de producción de energía solar fotovoltaica, almacenamiento y/o conexión a la red eléctrica; y el diseño y la simulación de un sistema en el cual existe una variabilidad tanto de la potencia demandada como de la radiación solar, se han cumplido satisfactoriamente y a cabalidad.

La propuesta de una estrategia de gestión para un sistema de generación distribuido compuesta por módulos de energía solar fotovoltaica cuya potencia instalada es de 2240 kWp, y un sistema de almacenamiento de 427 Ah, ha sido desarrollada e implementada en Matlab. De igual manera, el sistema fotovoltaico, la batería, el convertor DC/DC elevador reductor, el convertor DC/DC elevador, el inversor DC/AC y la demanda correspondiente a un hogar típico español, han sido modelados y simulados en Matlab como parte del ensayo propuesto.

El sistema de producción fotovoltaica, batería y red eléctrica implementado, demuestra que la gestión de un sistema de generación distribuida es flexible y versátil frente a la variabilidad del recurso disponible en el emplazamiento y frente a la variabilidad de la demanda, generando beneficios económicos entorno al coste de la energía de red demandada.

El exceso o déficit de potencia presente en el sistema propuesto es gestionado por siete modos de operación diferentes, los cuales administran el flujo de la potencia producida por el sistema fotovoltaico, la carga y la descarga de la batería y el abastecimiento o vertimiento de energía de la red eléctrica.

Una estrategia de gestión versátil ha sido probada y simulada ante una caída de tensión de la red eléctrica del 80%, la cual se ha desarrollado y simulado en Matlab, induciendo al sistema seguridad y fiabilidad ante dicha anomalía.

La variabilidad del coste de la energía y de la demanda, han sido analizados para las épocas de invierno y verano, las cuales presentan características diferentes generando que la estrategia de gestión del sistema no sea constante durante todo el año. Costes punta diarios de la energía de red han sido determinados, con lo cual la batería ingresa a soportar el 100% de la potencia demanda, permitiendo una reducción por parte de los usuarios del coste de la energía suministrada desde la red.

El comportamiento eléctrico del sistema ha sido analizado, en el cual, tanto la variabilidad de la potencia demandada como la variabilidad del recurso plantean la necesidad de realizar un control para mantener una tensión estable en el bus de continua. Dicho control se sugiere en el módulo de conversión DC/DC elevador y reductor bi direccional, el cual realiza a su vez la función de carga y descarga del sistema de almacenamiento.

El desarrollo del presente trabajo es una contribución a un nuevo planteamiento para la generación y gestión de la energía eléctrica en el sistema español, el cual es de interés actual y se encuentra en estudio por la legislación española mediante el

proyecto de Real Decreto por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

El estado del arte de sistemas de generación distribuida, módulos de electrónica de potencia, dispositivos de conmutación y planteamientos de gestión de potencia, han sido analizados y estudiados, identificando elementos claves que concluyeron en la elaboración de un sistema y una propuesta de gestión aplicada al caso español.

La revisión bibliográfica referente a las topologías y los sistemas de electrónica de potencia planteados actualmente, infieren que el sistema modelado y simulado es expandible a la vinculación de nuevos elementos tanto de almacenamiento de energía como de generación.

El desarrollo teórico y práctico que se ha presentado en este trabajo de investigación, genera la posibilidad de inmiscuir nuevos desarrollos, aplicaciones e investigaciones enfocadas a la gestión de sistemas que permitan el autoconsumo y la posibilidad de conexión a la red eléctrica. De igual manera la simulación del sistema desarrollado abre la posibilidad de incurrir y vincular al estudio un análisis de rentabilidad.

El flujo de potencia del sistema es controlado a través de la actuación de los dispositivos electrónicos de potencia y de diversos interruptores dispuestos en el diseño. La determinación de los diversos modos de operación, gestiona el estado de cada uno de los interruptores y con ello el flujo de la potencia.

Un modelo ideal y generalizado de un sistema de generación fotovoltaica ha sido simulado utilizando Matlab – Simulink. Dicho modelo permite dimensionar la potencia producida para cualquier sistema fotovoltaico dependiendo de la configuración serie y paralelo de los paneles establecidos y de características operacionales del panel a utilizar.

Diferentes técnicas de optimización pueden ser desarrolladas como base de análisis del sistema propuesto, en las cuales reducciones del coste de la energía, emisiones de CO<sub>2</sub> y mejoramiento del tiempo de vida de la batería sean los ejes de la estrategia de gestión.

---

## 6. MEJORAS Y FUTUROS TRABAJOS

---

Ciertamente, los problemas de integración de las energías renovables al sistema de la red eléctrica deben contribuir a su calidad y deben proporcionar un soporte frente a diversas anomalías presentadas como lo son los huecos de tensión.

Evidentemente, la legislación actual en España se ha encontrado cambiando continuamente. Prueba de ello es el REAL DECRETO 1565/2010 del 23 de noviembre, conocido mediante un boletín oficial del estado el 23 de noviembre de 2010, en donde se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la producción de energía eléctrica en régimen especial. Entre los diversos puntos desarrollados en dicho REAL DECRETO, se presenta la modificación al párrafo e) del artículo 18 en el cual se habla de la obligación al cumplimiento, por parte de instalaciones fotovoltaicas de más de 2 MW, de lo dispuesto en el procedimiento de operación P.O. 12.3 en el cual, se encuentran determinados requisitos de respuesta frente a huecos de tensión. Aunque el sistema que se ha considerado en el presente proyecto es planteado para instalaciones de baja potencia capaces de cubrir la potencia demanda por un hogar español, se plantea como posible trabajo el análisis eléctrico del sistema considerado, respondiendo a diversas anomalías presentadas en el sector eléctrico como lo son los huecos de tensión y su aporte a la calidad de red.

El trabajo propuesto en el punto anterior conlleva a realizar un análisis de nuevos elementos de almacenamiento como lo son los súper condensadores, los cuales son elementos que permiten rápidas respuestas de la corriente que puede ser suministrada. De esta forma se plantea el modelamiento y la inclusión de súper condensadores al sistema desarrollado y el análisis de su comportamiento frente a las posibles contribuciones que pueda generar.

Actualmente, la rentabilidad de la fotovoltaica es cuestionada y en el sistema actual español se encuentra subsidiada mediante primas. Esto sugiere decir que los sistemas basados en el autoconsumo no presentan por el momento rentabilidad alguna, por ende, se propone un análisis del sistema en donde la estrategia de gestión sea planteada desde un punto de vista económico y en el cual, los costes de la fotovoltaica sean comparables con los costes de la red. Este contexto conlleva a analizar el momento en el que se llegue a la paridad y crea la necesidad de realizar un estudio económico detallado.

Factores ideales fueron supuestos en la realización de la investigación. La consideración de una temperatura constante de trabajo es un factor que evidentemente afecta el comportamiento físico, tanto de los paneles solares como de la batería, haciendo que la producción de energía se vea afectada. En este contexto se propone realizar un modelo de estrategia en donde se tome en cuenta la variabilidad de la temperatura.

Finalmente, se propone el diseño y simulación de sistemas de control en lazo cerrado del bus de continua. Así mismo, se proponen estrategias de control del inversor para gestionar tanto la corriente inyectada a la red eléctrica, como la tensión de la carga cuando el sistema opera en modo aislado.



---

## 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

---

- [1]. REAL DECRETO 842/2002, de 2 de agosto, *por el que se aprueba el reglamento electrotécnico de baja tensión*. ITC – BT – 40. Instalaciones generadoras de baja tensión. Página 184.
- [2]. REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de septiembre, *de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología*.
- [3]. REAL DECRETO 1565/2010, de 19 de noviembre, *por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*.
- [4]. REAL DECRETO 1663/2000, de 29 de septiembre, *sobre instalación de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión*.
- [5]. MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO. *Proyecto de Real Decreto por el que se regula conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia*. 19 de abril de 2011.
- [6]. K. T. Tan, P. L. So, Y. C. Chu, K. H. Kwan. **“Modeling, Control and Simulation of a Photovoltaic Power System for Grid-Connected and Stand-alone Applications”**. Universidad Tecnológica Nanyang. IEEE. 2010.
- [7]. F. Hicham, L. Du, F. Bruno. **“Power Control Design of a Battery Charger in a Hybrid Active PV Generator for Load-Following Applications”**. Laboratory of Electrical Engineering and Power Electronic of Lille, Francia. IEEE Transactions on Industrial Electronics, VOL. 58. Junio de 2011.
- [8]. A. Hussein, S. Harb, N. Kutkut, J. Shen, I. Batarseh. **“Design considerations for Distributed – Micro Storage Systems in Residential Applications”**. University of Central Florida, USA. IEEE. 2010.
- [9]. Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel, S. Ploix. **“Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries”**. University Joseph Fourier. IEEE Transactions. 3 de Julio de 2011. Francia.
- [10]. W. Zhongqiu, L. Xi, L. Gengyin, Z. Ming, K. L. Lo. **“Energy Storage Control for the Photovoltaic Generation System in a Micro-grid”**. Nord China Electric Power University. Beijing. China. IEEE. 2010.
- [11]. H. C. Chiang, T. T. Ma, Y. H. Cheng, J. M. Chang, W. N. Chang. **“Design and implementation of a hybrid regenerative power system combining grid – tie and uninterruptible power supply functions”**. National United University, Miao – Li, Taiwan. IET Renewable Power Generation. 2009.
- [12]. G. M. Tina, F. Pappalardo. **“Grid – Connected Photovoltaic System with Battery Storage System into Market Perspective”**. Universidad de Catania, Catania, Italia. 2009

- [13]. IDAE. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. [www.idae.es](http://www.idae.es). Visitada el 20 de mayo de 2011.
- [14]. Base de datos de radiación solar. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/> Visitada el 20 de mayo de 2011.
- [15]. **Guía de consumo inteligente**. Red Eléctrica de España (REE). Noviembre de 2010.
- [16]. REE. Red Eléctrica de España. <http://www.ree.es>. Visitada el martes 3 de mayo de 2011.
- [17]. B. R. Ángel. Sistemas fotovoltaicos. Prensas universitarias de Zaragoza. Capítulos 2, 3 y 5. ISBN 978-84-92521-94-4. 2009.
- [18]. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. **Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red**. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Febrero de 2009.
- [19]. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. **Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red**. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Octubre de 2002.
- [20]. E. Lorenzo. Electricidad solar fotovoltaica. Volumen II: **Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos**. Capítulo 3. ISBN 84-95693-31-3. 2006.
- [21]. I. H. Altas, H. M. Sharaf. “**A Photovoltaic Array Simulation Model for Matlab – Simulink GUI Environment**”. Universidad técnica Karadeniz, Trabzon, Turquía. Universidad New Brunswick, Fredericton, Canada. IEEE. 2007.
- [22]. N. Wang, M. Wu, G. Shi. “**Study on characteristics of photovoltaic cells based on MATLAB simulation**”. Escuela de Ingeniería Eléctrica. South East University of Nanjing. China. IEEE. 2011.
- [23]. MATLAB. Versión 7.5.0.342 (R2007b). Agosto 15 de 2007. [www.matworks.com](http://www.matworks.com). Visitada el 20 de abril de 2011.
- [24]. T. Olivier, D. Louis, D. Abdel-illah. “**A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles**”. Universidad de Quebec, Montreal, Canadá. IEEE. 2007.
- [25]. M. H. Rashid. **Electrónica de potencia. Circuitos, dispositivos y aplicaciones**. Segundo edición. Prentice Hall Hispanoamericana, S.A. 1995. ISBN 968 – 880 – 586 – 6.
- [26]. D. Fei, L. Peng, H. Bibin, G. Fei, D. Chengdi, W. Chengshan. “**Modeling and Simulation of Grid – connected Hybrid Photovoltaic/Battery Distributed Generation Sytem**”. Key Laboratory of Power System Simulation and Control of Ministry of Education. Taijin University. Taijin. China. ICED (International conference on Electricity Distribution). 2010.
- [27]. H. Anca, S. Poul, H. Lars, B. Henrik. “**Models for stand-alone PV system**”. Riso National Laboratory, Dinamarca. 2000.
- [28]. [www.omel.es](http://www.omel.es). Visitada el lunes 1 de agosto de 2011.

[29]. C. Nair, G. Niraj. **“Battery energy storage systems: Assessment for small scale renewable energy integration”**. Department of Electrical and Computer Engineering. The University of Auckland. New Zealand. El Sevier. 20 de Julio de 2010.

[30]. X. Liu, P. Wang, P Chiang Loh. **“Optimal Coordination Control for Stand – Alone PV System with Nonlinear Load”**. Power Engineering Division. Nanyang Technological University. Singapore. IEEE. 2010.

[31]. IDAE. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Guía Práctica de la Energía – Consumo eficiente y responsable. 2010.

---

## **8. ANEXOS**

---

## ANEXO 1.

### Recurso solar del emplazamiento.

Como ha sido mencionado en el Capítulo 2.2, el emplazamiento utilizado para realizar el ensayo es Zaragoza. Valores promedio horario de irradiancia y el perfil de irradiancia para los meses de julio y diciembre han sido presentados en el mismo capítulo, los cuales fueron determinados a través de diferentes bases de datos y fuentes.

En primera instancia, el IDAE [13] proporciona datos de la radiación media diaria sobre la península Ibérica. La figura 26 presentada a continuación permite observar la radiación solar global anual sobre la superficie horizontal, en donde Zaragoza se encuentra contenida entre la zona III y IV.

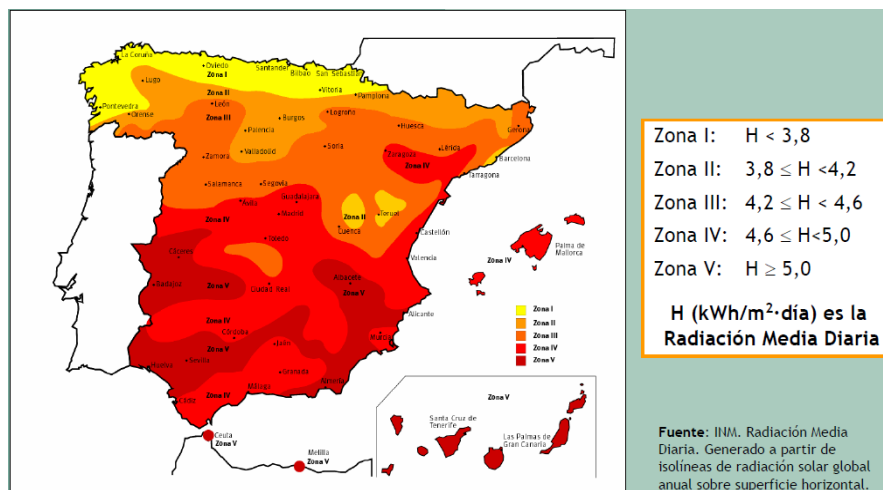


Figura 26. Radiación media horaria en España. [13]

Consecutivamente, en la base de datos [14] se obtiene la irradiancia solar diaria de los meses de Julio y diciembre (ver tabla 5), las cuales han sido utilizadas para determinar la irradiancia promedio horaria, expuesta en el capítulo 2.2. Los datos adquiridos son estimados suponiendo una inclinación sobre el plano de 35°. Dicha inclinación es utilizada debido a que es la mejor inclinación al suponer una instalación sin seguimiento solar.

MES	Julio	MES	Diciembre
<b>INCLINACIÓN</b>	35°	<b>INCLINACIÓN</b>	35°
<b>Tiempo</b>	<b>G</b>	<b>Tiempo</b>	<b>G</b>
05:07	42	07:52	86
05:22	57	08:07	129
05:37	71	08:22	164
05:52	82	08:37	197
06:07	113	08:52	229
06:22	148	09:07	259
06:37	185	09:22	286
06:52	223	09:37	311
07:07	263	09:52	334
07:22	303	10:07	354

MES	Julio	MES	Diciembre
INCLINACIÓN	35°	INCLINACIÓN	35°
Tiempo	G	Tiempo	G
07:37	343	10:22	372
07:52	382	10:37	387
08:07	420	10:52	400
08:22	456	11:07	410
08:37	492	11:22	418
08:52	525	11:37	423
09:07	556	11:52	425
09:22	585	12:07	425
09:37	612	12:22	423
09:52	637	12:37	418
10:07	659	12:52	410
10:22	678	13:07	400
10:37	694	13:22	387
10:52	708	13:37	372
11:07	720	13:52	354
11:22	728	14:07	334
11:37	734	14:22	311
11:52	736	14:37	286
12:07	736	14:52	259
12:22	734	15:07	229
12:37	728	15:22	197
12:52	720	15:37	164
13:07	708	15:52	129
13:22	694	16:07	86
13:37	678	16:22	22
13:52	659		
14:07	637		
14:22	612		
14:37	585		
14:52	556		
15:07	525		
15:22	492		
15:37	456		
15:52	420		
16:07	382		
16:22	343		
16:37	303		
16:52	263		
17:07	223		
17:22	185		
17:37	148		
17:52	113		
18:07	82		
18:22	71		
18:37	57		
18:52	42		
19:07	26		

Tabla 5. Irradiancia solar diaria promedio en el mes de Julio y Diciembre.

En donde  $G$  ( $\text{W}/\text{m}^2$ ) es la irradiancia sobre el plano fijado.

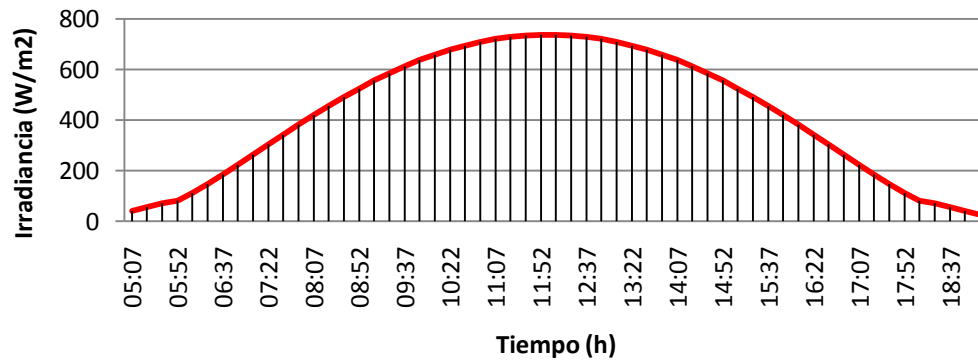


Figura 27. Perfil de irradiancia en el mes de Julio en Zaragoza.

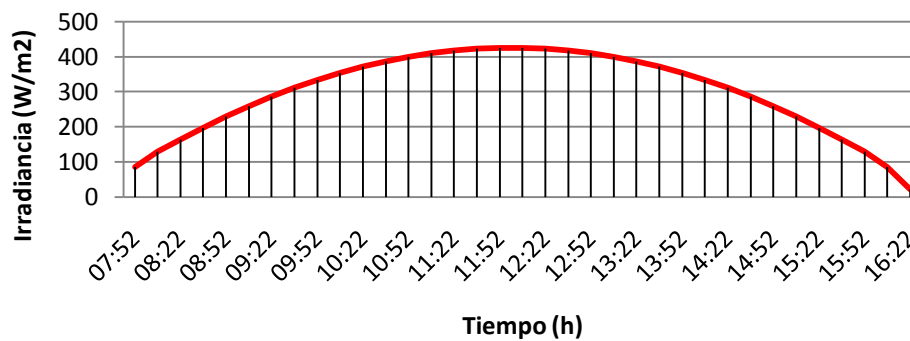


Figura 28. Perfil de irradiancia en el mes de Diciembre en Zaragoza.

En la tabla 6, obtenida de igual manera en la base de datos de PVGIS [14], se visualiza la radiación incidente global mensual en el plano horizontal, la radiación mensual en el plano con una inclinación óptima, el ángulo de inclinación óptimo para cada mes y finalmente el promedio de radiación anual en el plano horizontal, la radiación anual con un ángulo de inclinación óptimo y el ángulo de inclinación promedio anual, el cual ha sido utilizado como constante en el ensayo realizado.

MES	Hh	Hopt	Lopt
ENE	1770	2940	63
FEB	2490	3600	55
MAR	3870	4880	43
ABR	4730	5090	27
MAY	5730	5590	14
JUN	6370	5930	8
JUL	6390	6090	12
AGO	5580	5810	23
SEP	4530	5450	38
OCT	3070	4270	52
NOV	1970	3140	61
DIC	1510	2600	65
AÑO	4010	4620	35

Tabla 6. Radiación incidente global en Zaragoza.

En donde,

$H_h$  → Radiación sobre el plano horizontal. (Wh/m<sup>2</sup>/día).

$H_{opt}$  → Radiación en el plano óptimamente inclinado. (Wh/m<sup>2</sup>/día).

$L_{opt}$  → Angulo de inclinación optimo. (Grados).

## ANEXO 2.

### Potencia generada y demandada.

#### A. Demanda de un hogar medio español.

Como ha sido citado, en el ensayo realizado se ha tomado en cuenta la potencia demandada por un hogar típico español. Esta ha sido considerada debido a que respecto a la totalidad de la energía demandada en España, la vivienda demanda el 18% y tiene una tendencia al incremento causado por el aumento del equipamiento domestico. A partir de datos suministrados por REE [15], se pueden detallar en la figura 29 los principales actores de consumo en una vivienda española, en la cual la calefacción se consolida con el elemento de mayor consumo con el 46%.

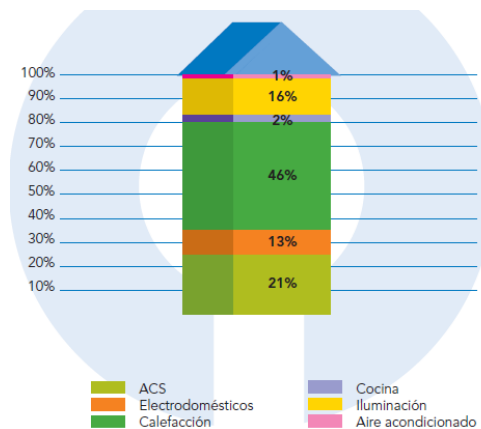


Figura 29. Reparto promedio de consumo de energía en hogares españoles. [15]

La demanda de los hogares españoles no es constante a lo largo del año, puesto que presenta dos comportamientos diferentes en épocas de verano e invierno como consecuencia de un uso mayor de la calefacción y la iluminación para el caso del invierno, y como consecuencia de los equipos de aire acondicionado para el caso del verano. De esta manera, la figura 30 presenta el perfil anual del consumo mensual de un hogar medio según REE [15].

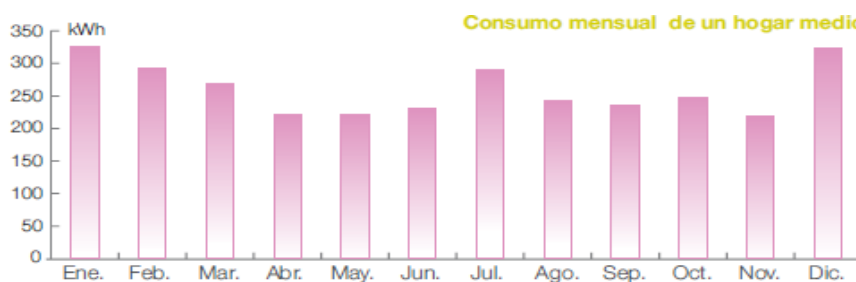


Figura 30. Perfil del consumo mensual de un hogar medio español. [15]



Siendo de interés el análisis de los meses extremo, Julio y Diciembre, se exponen los valores del consumo de manera horaria en la tabla 7.

VERANO		INVIERNO	
HORA (h)	CONSUMO (W)	HORA (h)	CONSUMO (W)
0	293	0	253
1	236	1	202
2	208	2	164
3	199	3	151
4	200	4	157
5	221	5	176
6	256	6	200
7	286	7	225
8	297	8	249
9	327	9	271
10	353	10	288
11	378	11	331
12	397	12	376
13	416	13	408
14	438	14	424
15	420	15	406
16	398	16	399
17	377	17	435
18	387	18	472
19	410	19	506
20	428	20	556
21	446	21	541
22	425	22	517
23	404	23	495

Tabla 7. Potencia promedio demandada en cada hora en época de verano y de invierno.

## B. Potencia generada.

La potencia generada por el sistema fotovoltaico depende en gran proporción de la irradiancia instantánea, aunque también depende de la temperatura de la célula y la potencia nominal. La deducción de la potencia máxima producida por el sistema fotovoltaico es calculada mediante la expresión 4. [17] [20]

$$P_m = P_n \frac{G}{G_{STC}} [1 - \gamma(T_c - 25)]$$

Ecuación 4.

En donde,

- $P_n$  → Potencia nominal del sistema fotovoltaico en condiciones STC (W).
- $G$  → Irradiancia instantánea (W/m<sup>2</sup>).
- $G_{STC}$  → Irradiancia en condiciones STC (1000 W/m<sup>2</sup>).
- $\gamma$  → Coeficiente de variación con la temperatura de la potencia nominal.
- $T_c$  → Temperatura de célula.

Como ha sido mencionado anteriormente la temperatura se ha considerado constante, por tanto la ecuación 4 se puede reescribir como es presentado a continuación, en donde la variación de la potencia máxima cambia de forma línea con la variación de la irradiancia.

$$P_m = P_n \frac{G}{G_{STC}}$$

Ecuación 5.

De esta forma, valores de potencia máxima generada por el sistema fotovoltaico han sido calculados para cada hora del día para los meses de Julio y Diciembre, y han sido expuestos en la tabla 8.

HORA (h)	POTENCIA PRODUCIDA PV (W) – Julio	HORA (h)	POTENCIA PRODUCIDA PV (W) – Diciembre
1	0	1	0
2	0	2	0
3	0	3	0
4	0	4	0
5	127,008	5	0
6	337,176	6	0
7	650,664	7	173,376
8	954,072	8	362,376
9	1204,56	9	599,76
10	1377,432	10	758,016
11	1470,672	11	844,704
12	1470,672	12	844,704
13	1377,432	13	762,552
14	1204,56	14	599,76
15	954,072	15	362,376
16	650,664	16	108,864
17	337,176	17	0
18	127,008	18	0
19	52,416	19	0
20	0	20	0
21	0	21	0
22	0	22	0
23	0	23	0
0	0	0	0

Tabla 8. Potencia producida en el mes de julio y diciembre.

La obtención de los valores horarios de la potencia producida y la potencia demanda permiten comparar sus perfiles y de esta forma tomar acciones sobre la propuesta de la estrategia de gestión. Las figuras 31 y 32 presentan el comportamiento de la demanda para la época de verano e invierno respectivamente y la potencia producida por el sistema fotovoltaico.

En la figura 31, es posible distinguir que el comportamiento del perfil de la potencia demandada en verano presenta dos picos durante el día. 438 W y 446 W son demandados a las 14:00 horas y las 21:00 horas respectivamente, mientras que las horas valle se encuentran entre la 1:00 y las 5:00 con una demanda mínima de 199 W

ocurrida a las 3:00. En cuanto al perfil de producción de potencia generada por el sistema fotovoltaico, es observable que a las 12:00 se encuentra la máxima potencia cuyo valor es de 1419,26 W. Dicha potencia es generada entre las 11:00 horas y las 12:00, mientras que la producción mínima es generada a las 5:00 horas y a las 19:00.

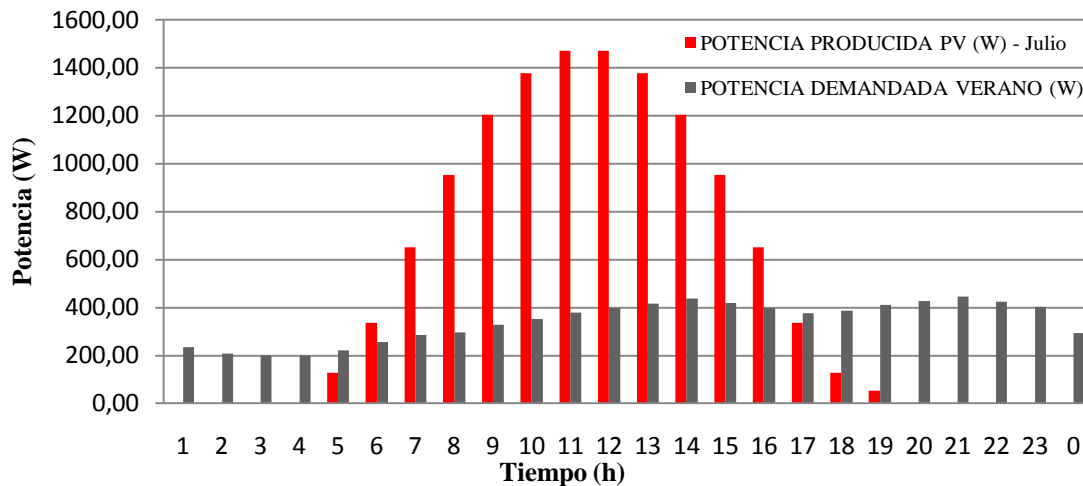


Figura 31. Potencia producida por el sistema fotovoltaica y demanda horaria en verano.

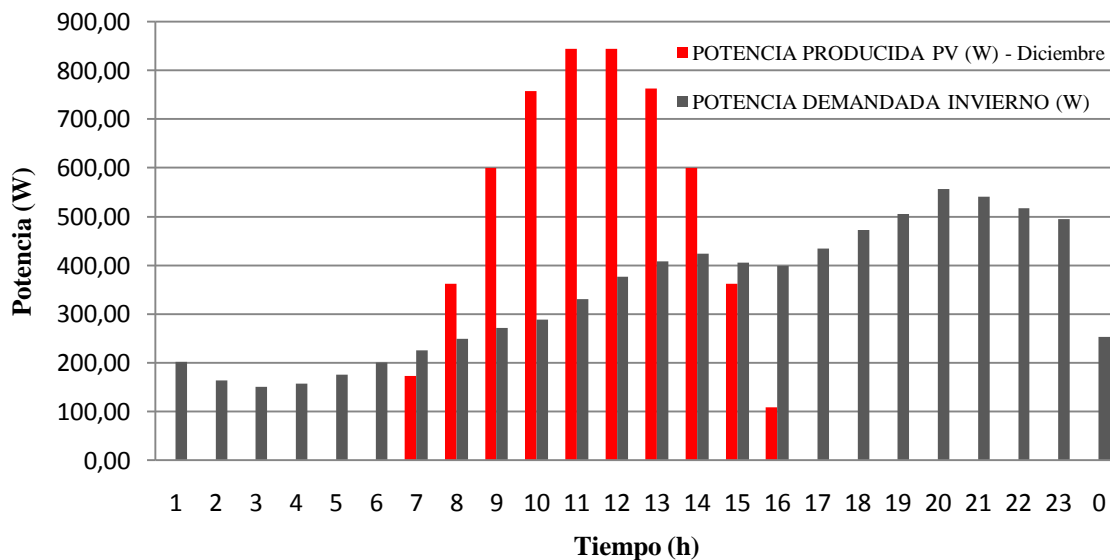


Figura 32. Potencia producida por el sistema fotovoltaica y demanda horaria en invierno.

De diferente forma, la figura 32 muestra un comportamiento en el perfil de la demanda de invierno con solo una hora pico, ocurrida a las 20:00 horas y en la cual se demanda una potencia equivalente a 556 W. Al observar en la figura referida el perfil de producción del sistema fotovoltaico, se visualiza que la potencia máxima que se puede alcanzar es equivalente a 844,7 W ocurrida entre las 11:00 horas y las 12:00 horas.

El comportamiento observado en los perfiles de verano y de invierno, tanto de la potencia generada por el sistema fotovoltaico como de la demanda, supone que la estrategia de gestión del sistema tenga variaciones, y de esta manera los modos de operación establecidos no sean constantes a lo largo del año.

### ANEXO 3.

#### Modelo de la célula solar fotovoltaica.

La construcción de módulos fotovoltaicos es realizada mediante combinaciones serie y paralelo de células solares. Una célula solar ideal es representada como se muestra en la figura 33, en donde se discrimina la resistencia serie debido al semiconductor y la resistencia paralela la cual se debe a las imperfecciones en la calidad de la unión pn del diodo. [20] [21] [22]

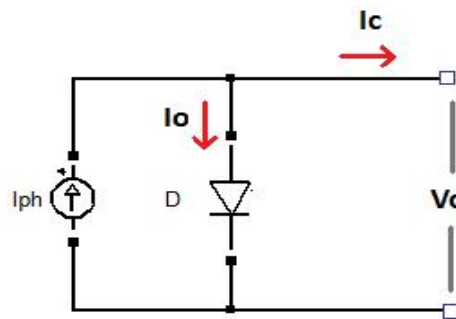


Figura 33. Circuito equivalente de una célula fotovoltaica. [20]

La tensión de la célula se encuentra en función de la fotocorriente, la cual depende principalmente del nivel de irradiación durante la operación. [20] La expresión 6, describe la tensión de salida de la célula y de manera similar se expresa la intensidad en la ecuación 7.

$$V_c = \frac{mKT_c}{q} \times \ln \left( \frac{I_{ph} + I_o - I_c}{I_o} \right)$$

Ecuación 6.

$$I_c = I_{sc} - I_o \left[ e \left( \frac{qV_c}{mKT_c} \right) - 1 \right]$$

Ecuación 7.

En donde:

$q$  → Carga del electrón ( $1.602 \times 10^{-19} C$ )

$K$  → Constante de Boltzmann ( $1.38 \times 10^{-23} J/K$ )

$T_c$  → Temperatura de operación de referencia de la célula.

$I_{ph}$  → Fotocorriente.

$I_o$  → Corriente de saturación inversa del diodo.

$I_c$  → Corriente de salida de la célula.

La forma de representación de una célula solar fotovoltaica, de acuerdo a [20], adopta el convenio de signos de considerar positivas las corrientes de generación. Con este convenio, el primer cuadrante del plano  $I - V$  corresponde al funcionamiento de la célula entregando corriente a una carga bajo tensión positiva, de esta forma, el dispositivo opera como generador de energía. Por tanto la ecuación de intensidad de salida de la célula fotovoltaica se expresa finalmente de acuerdo a la expresión 8.

$$I_c = I_{SC} * \left[ 1 - e^{\left( \frac{V_c - V_{OC}}{mKT_c} \right)} \right]$$

Ecuación 8.

Debido a que la salida de tensión y de intensidad dependen de los niveles de irradiancia y de la temperatura ambiente, en los cuales, la temperatura es el parámetro que afecta en mayor proporción los cambios en la tensión de la célula, mientras que los cambios del nivel de irradiancia proporcionan grandes cambios en la intensidad de salida. De esta manera, han sido incluidos en el modelo el cálculo de los coeficientes que generan los efectos producidos por la irradiancia y por la temperatura. [21]

Las expresiones 9 y 10 permiten describir los efectos de la temperatura sobre la tensión y sobre la irradiancia.

$$C_{TV} = 1 + \beta_T (T_a - T_x)$$

Ecuación 9.

$$C_{TI} = 1 + \frac{\gamma_T}{S_c} (T_x - T_a)$$

Ecuación 10.

En donde  $T_a$  es la temperatura ambiente en condiciones STC (25°C), y  $T_x$  es la temperatura ambiente variable. De esta manera se define  $S_c$  como la irradiancia en condiciones STC (1000 W/m<sup>2</sup>). Aunque el modelo permite variar la temperatura ambiente y con ello, producir efectos sobre la operación de la célula fotovoltaica, los efectos de la temperatura no son objeto de análisis en el presente trabajo y no se toma en cuenta su variabilidad en la estrategia de gestión del sistema propuesta.

Las expresiones 11 y 12 describen los factores de corrección de la tensión y de la intensidad debido a los cambios del nivel de irradiancia.

$$C_{SV} = 1 + \beta_T \alpha_S (S_x - S_c)$$

Ecuación 11.

$$C_{SI} = 1 + \frac{1}{S_c} (S_x - S_c)$$

Ecuación 12.

En donde  $S_x$  representa el cambio en el nivel de irradiancia.

A partir de las ecuaciones 9, 10, 11 y 12, se obtienen dos coeficientes que representan los efectos totales de la temperatura y la irradiancia sobre la tensión (Ecuación 13), y los efectos de las mismas sobre la intensidad (Ecuación 14).

$$C_V = C_{TV} * C_{SV}$$

Ecuación 13.

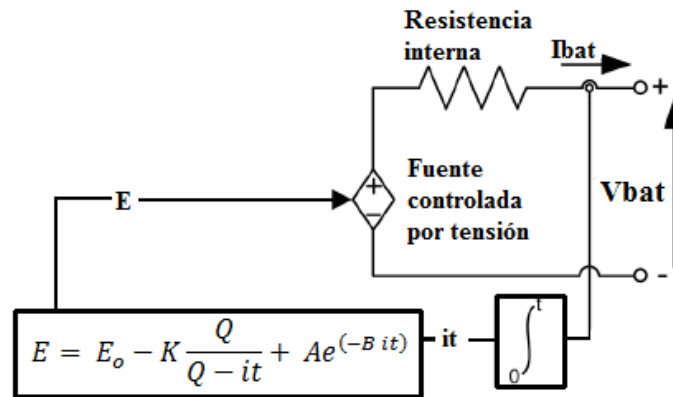
$$C_I = C_{TI} * C_{SI}$$

Ecuación 14.

## ANEXO 4.

## Modelo de la batería.

El modelo de la batería implementada en el sistema es basado en [27], [23] y [24] en el cual se utiliza una fuente controlada por tensión en serie con una resistencia que aumenta con el envejecimiento de la batería y a bajas temperaturas. Debido a que los efectos de temperatura no son tenidos en cuenta para el presente trabajo, se considera en el modelo una resistencia constante. La figura 34 presenta el esquema del modelo de la batería.



Ecuación 15.

Figura 34. Modelo de la batería implementada.

Siendo en la ecuación que controla la fuente de tensión,

- $E$  → Tensión sin carga (V).
- $E_o$  → Tensión constante (V).
- $K$  → Tensión de polarización (V).
- $Q$  → Capacidad de la batería (Ah).
- $A$  → Tensión exponencial (V).
- $B$  → Capacidad exponencial (Ah)<sup>-1</sup>.
- $\int it$  → Carga actual de la batería (Ah).

Como ha sido descrito, la resistencia interna en el modelo utilizado en Matlab es supuesta constante durante los ciclos de carga y descarga y no varía con la amplitud de la corriente [23][24]. De otra manera, en el modelo presentado no se asume el auto descarga, ni los cambios en la capacidad de la batería con la amplitud de la corriente. La determinación del estado de carga de la batería se describe mediante la ecuación 16.

$$SOC = 100 \left[ 1 - \frac{Q * 1.05}{\int i dt} \right]$$

Ecuación 16.

Como es mostrado en la figura 35 el modelo propuesto presenta una tensión no lineal que depende únicamente del estado actual de la carga de la batería. Esto significa que cuando la batería esta cerca de ser completamente descargada y no existe flujo de corriente, la tensión será cercana a cero.

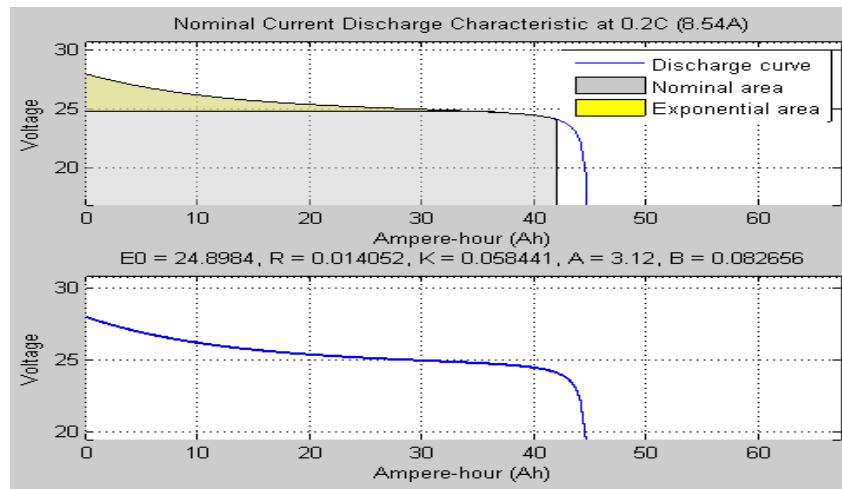


Figura 35. Curva característica de descarga de la batería de Lithium – Ion. [23]

## ANEXO 5.

### Modelo del convertor DC/DC elevador.

La operación del convertor elevador se puede dividir básicamente en dos modos de operación según [25]. El modo 1 inicia cuando el IGBT es activado, en el cual, la corriente de entrada que es elevada fluye a través del inductor y del IGBT. Posteriormente, el modo de operación 2 empieza cuando el IGBT pasa de estar en estado cerrado a estado abierto en el instante de tiempo  $t = t_1$ . A continuación, la corriente que estaba fluyendo por el transistor pasa por el inductor  $L$ , el diodo  $D_m$ , el capacitor  $C$  y la carga. De esta manera la energía almacenada en el inductor es transferida a la carga. Por tanto, la corriente del inductor cae hasta que se vuelve a activar en el siguiente ciclo útil del IGBT. La figura 36 permite visualizar el circuito elevador el cual es conectado entre el sistema fotovoltaico y el bus DC.

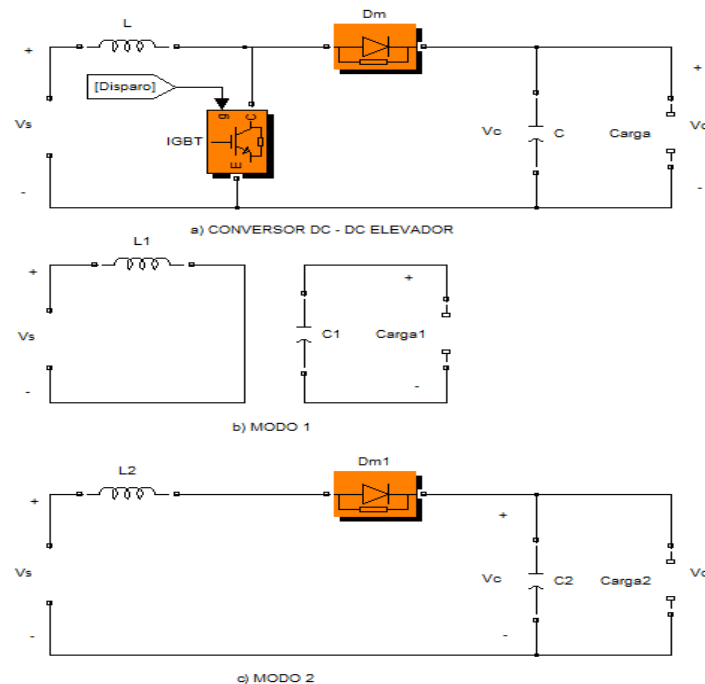


Figura 36. a) Circuito del convertor DC/DC elevador. b) Modo 1. c) Modo 2.

De esta forma, la salida de la tensión del conversor DC/DC elevador es expresada mediante la ecuación 17, la cual es presentada a continuación.

$$V_o = V_s \frac{1}{1 - k}$$

Ecuación 17.

Siendo,

$V_o$  → Tensión de salida del conversor DC/DC elevador.

$V_s$  → Tensión de entrada al conversor.

$K$  → Ciclo útil del pulso de disparo del IGBT.

## ANEXO 6.

### Modelo del conversor DC/DC elevador reductor bidireccional.

El conversor DC/DC elevador y reductor permite el flujo de potencia en ambos sentidos con el fin de establecer la carga y la descarga del sistema de almacenamiento. De igual manera, este conversor permite controlar la tensión del bus DC mediante la carga y la descarga de la batería.

Durante la carga, el mosfet S2 es activado haciendo que el conversor actúe como reductor, mientras que en la descarga el mosfet S1 es activado haciendo que el conversor actúe como elevador. [26]

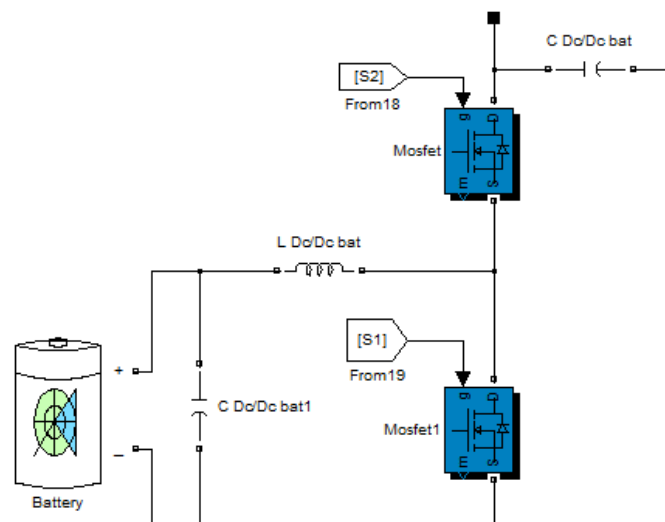


Figura 37. Conversor DC/DC elevador reductor.



## ANEXO 7.

### Modelo del inversor DC/AC.

El inversor monofásico DC/AC permite la conversión de corriente continua a corriente alterna, la cual es la requerida para abastecer a la demanda y/o verter a la red eléctrica. El modelo presentado es un inversor en puente con control PWM de conmutación unipolar. La figura 38 presenta el diagrama básico del inversor tipo puente, el cual está formado por 4 pulsadores, en este caso Mosfets. Cuando los Mosfets Q1 y Q2 se activan simultáneamente, la tensión  $V_s$  aparece a través de la carga. Si los Mosfets Q3 y Q4 son activados simultáneamente, la tensión es invertida y aparecerá  $-V_s$  [25].

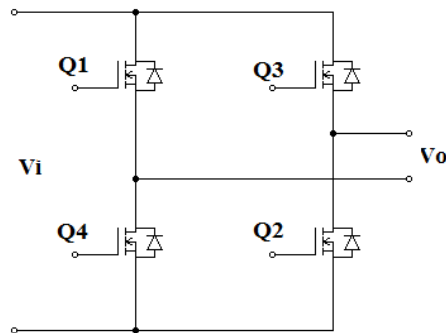


Figura 38. Circuito del Inversor monofásico.

Con el fin de reducir la distorsión armónica, la modulación por ancho de pulso ha sido utilizada. Mediante esta, la amplitud de la tensión de salida se puede controlar por medio de las formas de onda moduladoras [17]. El índice de modulación de amplitud  $m_a$  es definido como la relación entre las amplitudes de las señales de referencia y portadora. La expresión 18 permite determinar el índice de amplitud.

$$m_a = \frac{V_{m,referencia}}{V_{m,portadora}} = \frac{V_{m,seno}}{V_{m,triangular}}$$

Ecuación 18.

Si  $m_a \geq 1$ , la amplitud de la frecuencia fundamental de la tensión de salida  $V_1$ , es linealmente proporcional a  $m_a$ . La expresión 19 determina la tensión de salida del inversor.

$$V_o = m_a \times V_i$$

Ecuación 19.

El papel del inversor radica en mantener la tensión AC constante convirtiendo la potencia de entrada  $P_{in}$  a la potencia de salida  $P_{out}$  con la mejor eficiencia posible. De esta manera, la eficiencia del conversor es modelada de acuerdo a la siguiente expresión: [27]

$$n = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{V_{ac} I_{ac} \cos\varphi}{V_{dc} I_{dc}}$$

Ecuación 20.

En donde  $I_{dc}$  es la corriente requerida por el inversor desde el lado DC, en orden de mantener disponible la tensión en el lado AC.

La figura 39 presenta la respuesta del inversor AC/DC del sistema simulado en Matlab. En esta se observa una conmutación unipolar, debido a que la respuesta de tensión presenta niveles desde alto a cero, o desde bajo a cero. [17]

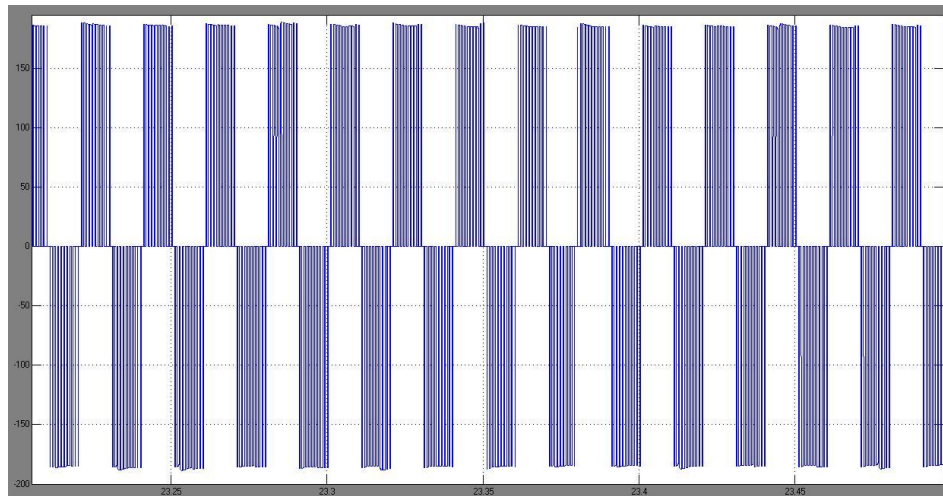


Figura 39. Salida del inversor AC/DC sin filtro.

## ANEXO 8.

## Costes de la energía en la red eléctrica.

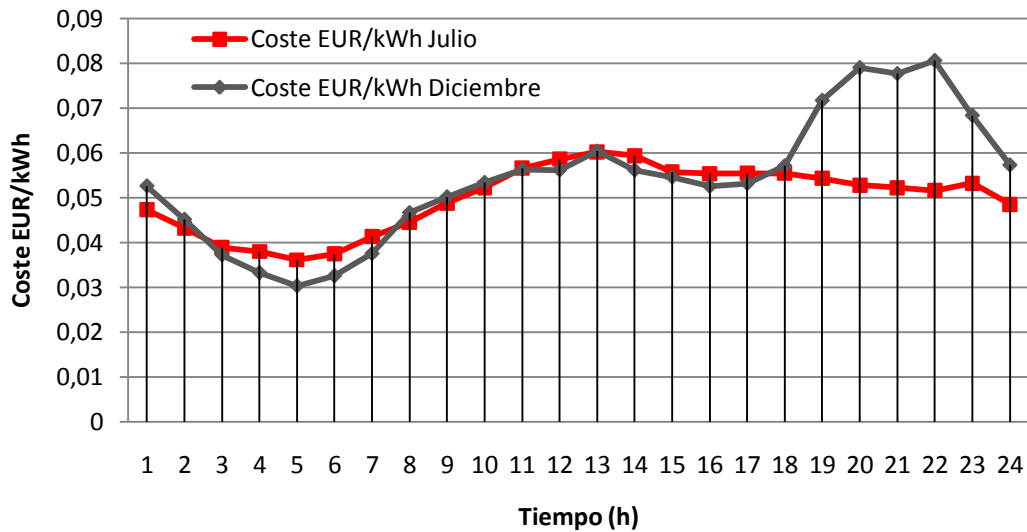


Figura 40. Perfil diario del coste de energía de la red eléctrica para el mes de julio y Diciembre.

Costes horarios para cada uno de los días de los meses de Julio y Diciembre han sido obtenidos a través de OMEL [28], mediante los cuales se ha determinado el coste del kWh y de la misma manera se ha obtenido, como es presentado en la figura 40, el perfil del coste para los meses de Julio y Diciembre, con los cuales ha sido realizado el ensayo.

Como es observado, para el mes de diciembre existe entre las 18 horas y las 24 un incremento significativo del coste de la energía, el cual al ser comparado con el perfil de la demanda presentado en el anexo 2.B, corresponde a las horas punta de consumo de energía para el caso de los consumidores domésticos. Se observa que desde las 18 horas el coste de la energía sobrepasa los 0.06 EUR/kWh, llegando a alcanzar un coste máximo de 0.08EUR/kWh, el cual es presentado entre las 20 y las 22 horas. A partir de este instante, nuevamente se observa que el precio comienza a decaer alcanzando en las horas valle un coste mínimo de 0.03 EUR/kWh.

En el caso del perfil de costes para el mes de Julio, se puede observar que existe una gran diferencia en comparación con el perfil del mes de Diciembre, en el cual los valores punta se alcanzan entre las 12 horas y las 14 horas. Ciertamente, y tal como es observado en el anexo 2.B, el perfil de la demanda en este periodo presenta dos puntas. Como ha sido presentado, la característica de cada uno de estos perfiles genera un comportamiento y una variación en la estrategia de gestión planteada.

En las tablas 9, 10, 11 y 12, se presenta el coste de la energía (EUR/MWh) para cada hora de cada día en los meses de julio y diciembre. [28]

Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
X 01	46,68	42,99	36,45	34,83	33,75	36,18	40,20	49,22	56,58	61,95	64,40	66,19	70,34
J 02	58,78	48,77	41,91	40,48	39,07	39,86	43,10	58,49	60,73	65,54	67,75	64,93	68,25
V 03	45,17	41,95	36,32	34,24	30,85	35,52	40,83	50,86	55,33	57,58	60,68	59,46	64,94
S 04	75,59	63,53	50,57	50,08	44,90	43,57	42,27	46,81	47,61	51,34	56,87	55,51	57,20
D 05	78,93	59,63	45,08	42,67	38,66	37,77	37,98	39,64	34,47	42,32	49,86	50,83	54,50
L 06	59,20	49,39	36,77	26,27	16,59	26,55	33,89	40,88	36,28	45,47	50,16	49,87	55,42
M 07	40,77	34,47	28,97	24,23	10,62	21,45	30,62	44,93	47,62	56,32	61,79	59,79	62,23
X 08	52,91	44,82	37,86	27,83	24,10	22,93	23,89	31,16	18,67	21,80	39,29	39,74	42,58
J 09	56,07	46,13	38,59	34,33	31,55	31,72	39,63	57,99	61,83	59,95	60,13	57,62	67,38
V 10	44,46	39,56	35,72	31,77	32,57	35,16	39,69	54,28	58,36	61,37	65,54	62,88	70,42
S 11	73,61	55,08	48,34	43,35	41,13	40,71	41,48	44,43	47,89	54,63	60,55	62,15	63,31
D 12	67,28	61,24	48,00	44,79	42,84	42,44	43,71	45,76	46,00	48,19	53,46	57,15	60,63
L 13	59,52	45,90	41,41	40,47	40,15	40,76	45,29	63,15	67,05	66,17	70,56	70,97	77,23
M 14	56,02	44,30	42,00	40,67	39,58	39,83	43,39	58,09	64,42	62,99	62,91	61,47	66,63
X 15	46,07	42,54	25,90	24,26	21,88	24,65	33,81	52,23	59,47	59,23	56,90	54,86	66,21
J 16	44,03	41,51	28,30	24,20	23,61	32,76	36,62	51,34	53,75	54,96	57,55	54,28	59,81
V 17	48,81	43,45	37,83	38,95	35,13	37,66	42,76	52,37	52,41	52,98	56,19	56,85	63,14
S 18	56,09	48,42	46,58	45,44	45,39	44,33	44,73	48,41	49,44	53,31	53,63	53,74	53,59
D 19	60,19	55,78	48,01	45,53	44,52	44,31	44,44	46,12	46,84	47,11	48,98	52,82	55,42
L 20	45,56	41,21	25,14	22,82	22,23	22,61	32,61	44,64	50,38	55,50	55,54	56,83	59,14
M 21	52,63	43,97	39,60	36,55	35,23	37,68	40,71	47,54	49,71	58,46	58,04	56,51	60,27
X 22	45,33	42,32	35,00	25,61	24,22	26,33	43,01	42,77	50,23	54,22	55,01	55,94	61,34
J 23	48,98	44,58	40,17	34,79	28,88	36,98	40,50	46,37	51,57	55,36	55,99	55,40	58,19
V 24	27,64	18,52	7,62	5,65	5,88	7,33	11,00	21,10	30,21	32,39	40,12	43,18	49,31
S 25	37,52	30,67	19,16	10,97	8,77	7,26	6,05	7,22	6,23	8,38	9,80	13,86	15,36
D 26	52,42	46,77	38,60	20,96	17,90	12,68	16,70	18,66	16,58	24,33	34,66	44,38	46,97
L 27	55,71	45,92	37,38	27,23	18,70	21,76	39,90	48,44	53,76	57,64	59,96	58,30	62,37
M 28	44,80	41,08	38,07	39,24	37,30	38,68	40,78	47,83	55,12	61,21	63,44	62,54	71,87
X 29	49,28	42,23	39,52	37,87	34,33	39,47	42,00	52,91	58,10	59,09	60,47	60,20	60,06
J 30	45,79	41,88	33,15	30,21	22,56	28,86	40,27	46,82	55,35	54,73	58,13	58,09	59,94
V 31	48,59	45,04	39,90	34,79	34,02	38,37	44,60	47,63	55,32	59,39	63,52	61,33	61,65
<b>Total EUR/MWh</b>	52,58	45,12	37,17	33,22	30,25	32,52	37,48	46,61	50,13	53,33	56,28	56,14	60,34
<b>Total EUR/kWh</b>	0,05258	0,04512	0,03717	0,03322	0,03025	0,03252	0,03748	0,04661	0,05013	0,05333	0,05628	0,05614	0,06034

Tabla 9. Coste horario de la energía en el mes de Diciembre de 2010 (desde la hora 1 hasta la hora 13). [28]

Día	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Total
X 01	66,38	61,51	58,47	60,50	68,05	93,38	98,96	99,17	89,18	74,70	60,27	64,04
J 02	58,76	54,94	53,39	55,61	64,82	80,43	83,72	83,14	81,66	70,00	51,17	61,79
V 03	59,65	57,82	55,88	55,82	61,83	78,11	86,11	81,15	82,48	68,99	69,14	59,17
S 04	57,17	56,76	50,19	48,40	52,88	61,89	68,71	68,01	62,78	57,54	55,11	55,94
D 05	52,23	50,64	49,53	50,00	48,85	60,30	62,34	65,46	73,93	71,92	59,00	53,54
L 06	51,36	48,20	49,75	48,67	49,08	63,98	68,45	74,34	85,02	86,13	71,53	52,83
M 07	58,04	54,67	50,79	50,86	56,05	77,52	89,41	85,18	80,61	75,99	54,17	54,97
X 08	41,61	42,57	43,61	44,65	50,91	64,56	84,14	89,69	109,78	98,50	77,19	51,56
J 09	62,76	59,67	55,57	58,48	69,48	80,16	92,85	84,70	89,17	76,23	55,74	61,99
V 10	62,55	60,49	57,92	58,59	67,92	82,01	90,03	83,43	89,82	72,80	64,51	61,48
S 11	64,23	62,44	61,01	60,75	68,38	78,08	74,65	74,80	79,86	71,66	69,24	61,35
D 12	59,21	57,49	57,16	57,29	52,27	60,55	65,96	68,52	73,60	74,76	65,34	57,58
L 13	69,44	69,69	68,08	67,25	68,16	77,72	80,77	73,98	70,34	60,87	50,05	64,09
M 14	62,26	57,90	54,26	55,98	57,71	65,48	68,39	64,97	64,04	54,61	44,16	56,91
X 15	57,55	54,83	53,30	57,02	65,92	76,74	82,81	78,07	77,93	68,41	55,01	56,67
J 16	56,06	56,97	56,03	56,07	63,68	76,77	86,04	80,70	82,19	67,31	59,16	56,87
V 17	59,33	57,42	54,66	54,66	56,64	69,38	75,77	76,04	76,53	64,97	61,83	56,80
S 18	54,32	55,28	52,04	50,13	52,51	67,04	71,60	71,46	72,19	62,49	60,92	55,58
D 19	52,84	50,86	47,01	46,24	46,43	52,39	62,22	65,07	70,01	68,09	57,38	53,31
L 20	53,80	51,46	52,74	55,63	61,95	81,66	91,42	82,66	86,60	62,08	49,42	55,65
M 21	55,63	52,15	49,86	52,34	56,46	69,75	75,85	75,58	79,78	62,36	53,38	55,72
X 22	53,60	53,46	53,83	56,01	60,87	75,05	91,34	86,84	87,84	60,97	49,94	56,09
J 23	50,76	48,16	47,91	46,73	48,41	62,75	70,31	71,62	73,37	64,75	49,08	52,71
V 24	40,21	35,33	30,62	31,35	37,02	61,68	66,58	67,37	55,60	50,34	45,51	36,25
S 25	19,95	26,49	16,00	14,52	15,66	44,02	48,43	55,91	59,30	58,14	46,68	26,79
D 26	49,01	47,92	47,10	47,71	49,05	61,09	68,33	87,60	154,48	107,24	69,55	53,72
L 27	58,21	58,15	54,74	54,92	55,66	74,60	79,74	77,12	80,52	54,52	48,84	56,15
M 28	62,38	63,36	61,41	61,50	59,89	74,73	88,13	84,61	82,85	62,90	54,81	60,49
X 29	57,75	57,82	57,06	57,61	58,57	73,35	76,59	73,69	67,08	60,61	54,22	57,08
J 30	57,30	56,19	54,91	55,40	58,79	74,38	94,63	92,76	89,11	72,36	56,37	58,28
V 31	58,58	57,80	55,70	55,98	58,31	80,79	85,61	74,49	68,55	58,06	56,55	57,57
<b>Total EUR/MWh</b>	56,11	54,57	52,50	53,13	57,05	71,67	78,99	77,65	80,59	68,32	57,26	55,96
<b>Total EUR/kWh</b>	0,05611	0,05457	0,0525	0,05313	0,05705	0,07167	0,07899	0,07765	0,08059	0,06832	0,05726	0,05596

Tabla 10. Coste horario de la energía en el mes de Diciembre de 2010 (desde la hora 14 hasta la hora 24). [28]

Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
J 01	47,52	44,79	39,95	36,73	34,60	38,51	43,16	45,95	48,51	49,18	53,93	56,03	56,24
V 02	46,71	44,06	37,98	34,22	33,64	35,61	42,14	47,37	53,92	53,74	58,01	59,65	56,47
S 03	48,50	45,53	43,16	43,03	39,29	37,68	37,22	40,22	42,48	44,48	48,64	48,65	49,36
D 04	44,98	43,43	41,34	41,81	36,61	37,08	34,07	32,92	34,86	42,93	45,46	46,33	47,20
L 05	48,17	44,15	38,39	35,57	35,48	38,45	45,01	50,28	52,21	52,47	53,54	55,27	56,38
M 06	40,59	36,42	34,23	33,81	32,45	35,28	39,23	39,88	43,74	48,70	53,34	55,84	57,04
X 07	40,38	35,69	33,88	33,67	33,35	35,19	40,82	45,46	46,54	51,63	57,21	58,94	59,98
J 08	45,91	38,71	35,46	34,25	33,44	33,62	38,83	43,63	48,26	55,04	57,44	60,00	61,27
V 09	46,18	39,35	35,40	36,86	34,40	38,64	45,16	47,34	52,38	56,99	61,76	65,75	67,05
S 10	47,87	46,21	45,18	45,08	41,96	40,74	40,09	40,78	41,36	47,02	51,20	51,73	52,29
D 11	50,97	49,55	43,68	45,68	41,92	43,33	40,96	38,64	40,59	44,31	49,61	52,07	53,66
L 12	50,20	46,57	37,35	36,96	35,77	35,79	46,44	50,29	55,76	56,95	62,97	61,30	61,85
M 13	45,71	38,32	36,81	36,88	36,87	38,94	44,89	48,55	53,53	56,34	63,17	62,94	63,54
X 14	45,68	41,35	37,18	36,65	34,97	34,89	39,14	43,08	49,51	53,36	56,98	58,60	58,77
J 15	44,91	41,58	36,69	36,04	35,87	37,18	44,07	46,73	51,92	55,23	60,86	63,32	70,85
V 16	46,13	41,55	36,89	36,78	36,79	39,84	46,00	47,75	52,33	54,67	60,66	62,83	65,96
S 17	51,31	49,03	46,96	45,93	41,08	37,81	37,42	40,30	41,54	47,69	50,64	52,79	53,88
D 18	47,38	44,73	40,19	41,48	37,52	37,82	34,15	34,12	34,93	41,99	49,91	52,96	54,54
L 19	49,34	46,75	39,36	39,28	38,98	38,97	45,04	49,69	53,29	54,37	59,55	63,84	71,08
M 20	45,76	42,93	39,08	38,22	38,11	39,90	45,15	47,82	54,11	57,54	65,71	67,10	68,75
X 21	46,66	43,62	39,94	38,18	37,76	39,84	44,01	47,47	54,03	57,78	62,99	66,26	71,99
J 22	47,10	41,73	39,00	39,00	37,28	39,43	44,58	47,06	52,62	54,83	59,26	61,75	64,93
V 23	47,34	43,19	38,39	35,02	35,04	36,80	39,13	44,91	49,27	52,67	56,65	58,50	59,67
S 24	50,35	46,39	41,78	41,38	37,29	35,83	36,45	35,77	41,65	48,60	51,00	51,66	52,38
D 25	52,01	46,67	43,38	43,78	40,41	40,63	38,87	34,49	36,06	44,85	45,05	47,33	47,45
L 26	52,99	44,50	32,97	28,86	21,95	25,22	37,41	45,63	51,52	50,80	54,81	57,55	60,78
M 27	42,82	37,84	33,03	29,98	28,66	33,14	37,87	42,67	48,08	52,34	57,27	60,28	61,98
X 28	46,57	42,04	36,82	34,54	34,34	37,57	41,99	48,20	51,91	55,32	58,55	62,30	63,10
J 29	48,29	41,91	35,90	35,38	34,11	36,91	42,70	48,69	52,67	55,19	59,69	61,82	63,27
V 30	47,21	41,30	35,36	32,30	31,34	35,31	39,44	46,27	52,94	56,10	59,47	63,76	64,93
S 31	50,53	49,97	47,83	47,04	46,32	44,57	43,86	41,27	43,12	49,39	51,91	52,43	52,92
<b>Total EUR/MWh</b>	47,27	43,22	38,88	37,97	36,10	37,43	41,30	44,51	48,77	52,21	56,59	58,56	60,22
<b>Total EUR/kWh</b>	0,04727	0,04322	0,03888	0,03797	0,0361	0,03743	0,0413	0,04451	0,04877	0,05221	0,05659	0,05856	0,06022

Tabla 11. Coste horario de la energía en el mes de Julio de 2010 (desde la hora 1 hasta la hora 13). [28]

Día	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Total
J 01	55,21	52,74	52,65	53,00	53,18	52,11	49,88	47,90	47,85	48,12	48,44	49,06
V 02	55,98	52,05	52,27	51,90	52,71	51,62	49,87	47,83	47,07	49,54	48,03	49,46
S 03	50,75	49,96	49,25	49,32	48,67	46,21	46,03	45,70	47,63	50,80	48,67	46,24
D 04	48,66	47,35	47,14	46,15	46,07	47,15	47,80	47,99	49,00	54,84	50,12	44,87
L 05	56,39	50,50	50,82	51,30	52,54	51,10	49,49	49,71	48,89	49,47	42,95	49,30
M 06	57,24	53,56	54,81	54,47	55,95	55,31	53,02	52,47	49,80	50,37	44,63	48,46
X 07	60,34	55,05	56,45	57,38	57,55	57,03	54,25	53,42	51,58	51,82	46,00	50,31
J 08	60,88	54,34	56,86	58,09	59,59	58,88	56,99	56,01	52,81	53,45	47,05	51,46
V 09	67,13	61,14	60,10	59,96	58,83	57,71	54,81	52,93	50,46	51,53	49,03	53,55
S 10	52,96	50,53	49,34	49,53	49,30	49,24	49,61	49,51	49,69	52,13	50,74	48,08
D 11	52,55	50,83	48,77	48,40	48,57	49,70	54,45	56,00	57,06	63,21	56,83	49,88
L 12	61,85	55,04	56,72	57,24	57,65	56,45	54,45	53,19	51,70	51,51	46,95	53,17
M 13	62,36	55,70	56,69	57,83	57,83	57,37	54,64	52,99	51,58	50,92	46,57	52,61
X 14	57,59	53,81	54,69	55,15	55,77	54,08	52,87	52,39	51,05	50,32	47,26	50,10
J 15	66,18	61,48	60,32	60,02	59,09	57,38	55,55	53,87	52,47	51,62	49,41	53,58
V 16	62,75	59,74	57,95	57,58	56,68	55,32	53,37	52,73	50,60	51,19	48,39	52,64
S 17	54,44	53,55	52,10	52,09	51,39	49,21	49,76	49,91	50,66	51,16	47,25	48,72
D 18	54,62	53,29	52,65	52,01	51,96	52,39	53,70	55,14	55,76	77,25	52,03	49,59
L 19	64,68	62,71	62,46	62,36	62,10	60,50	57,47	55,34	53,96	52,40	47,82	55,39
M 20	67,52	61,47	59,96	59,24	59,04	57,85	54,48	54,70	52,92	53,21	48,42	54,71
X 21	67,55	63,06	61,53	61,65	61,15	59,66	56,11	55,75	53,65	53,80	50,47	55,36
J 22	62,35	58,97	59,00	58,83	57,84	56,14	52,24	51,70	51,40	52,47	49,98	52,79
V 23	59,33	55,36	55,69	55,25	55,55	52,64	52,34	51,34	50,02	52,31	45,70	50,34
S 24	53,04	50,35	51,67	51,33	50,84	48,20	48,34	48,52	49,37	51,93	47,63	47,29
D 25	49,80	48,20	45,10	44,37	43,30	44,64	46,95	50,93	53,63	57,40	51,36	46,28
L 26	59,57	55,18	55,57	58,07	58,16	54,99	53,38	51,78	50,52	50,69	46,16	50,11
M 27	62,04	58,27	58,91	58,17	57,53	56,42	53,95	53,22	53,15	52,85	48,73	50,82
X 28	62,90	62,14	59,06	58,81	58,99	57,51	53,69	52,98	52,94	51,88	48,23	52,77
J 29	62,07	57,26	56,79	57,07	57,55	55,90	52,35	51,71	52,22	53,65	49,32	52,23
V 30	64,62	62,36	59,19	58,70	58,53	58,15	56,82	56,16	56,16	56,12	53,22	53,44
S 31	53,06	52,32	51,50	51,54	51,99	51,47	51,43	51,80	52,96	53,27	48,37	49,97
<b>Total EUR/MWh</b>	59,36	55,70	55,37	55,45	55,44	54,29	52,75	52,19	51,55	53,22	48,52	50,87
<b>Total EUR/kWh</b>	0,05936	0,0557	0,05537	0,05545	0,05544	0,05429	0,05275	0,05219	0,05155	0,05322	0,04852	0,05087

Tabla 12. Coste horario de la energía en el mes de Julio de 2010 (desde la hora 14 hasta la hora 24). [28]

## ANEXO 9.

### **Diagramas de flujo de la estrategia de gestión del sistema.**

Las figuras 41, 42, 43 y 44 presentan los diagramas de flujo de la estrategia de gestión propuesta descrita en el capítulo 3. El diagrama de flujo expuesto en la figura 41 presenta el estado inicial del algoritmo, en donde se evalúa si existe una caída de tensión en la red eléctrica, y por tanto el algoritmo determina si el sistema debe operar ingresando a tomar las decisiones en modo normal, o por el contrario debe trabajar en isla mediante los modos 2, 3 o 7, dependiendo de la producción de potencia por parte de la fotovoltaica.

La gestión normal del sistema es realizada cuando no se ha determinado una caída de tensión en la red eléctrica, por tanto, el sistema ahora parte de la evaluación de un déficit o de un exceso de potencia. Este algoritmo es presentado en la figura 42, en donde también se presenta por medio del conector B el algoritmo en el cual la potencia producida es mayor a la demandada.

Consecutivamente, la figura 43 presenta el diagrama de flujo del conector A en el cual existe un déficit en la potencia, por tanto el nivel de irradiación es evaluado, seguido de una determinación del perfil de la demanda y finalmente del coste de la energía en las horas punta.

Finalmente, en la figura 44 se visualiza el algoritmo de los conectores C y D, los cuales son consecuencia de decisiones realizadas en el diagrama de flujo de la figura 43. En estos se determinan los modos de gestión del sistema cuando el perfil de la demanda es equivalente para la época de verano y cuando existe un déficit de potencia y en la cual la generación del sistema fotovoltaico es diferente de 0 W.



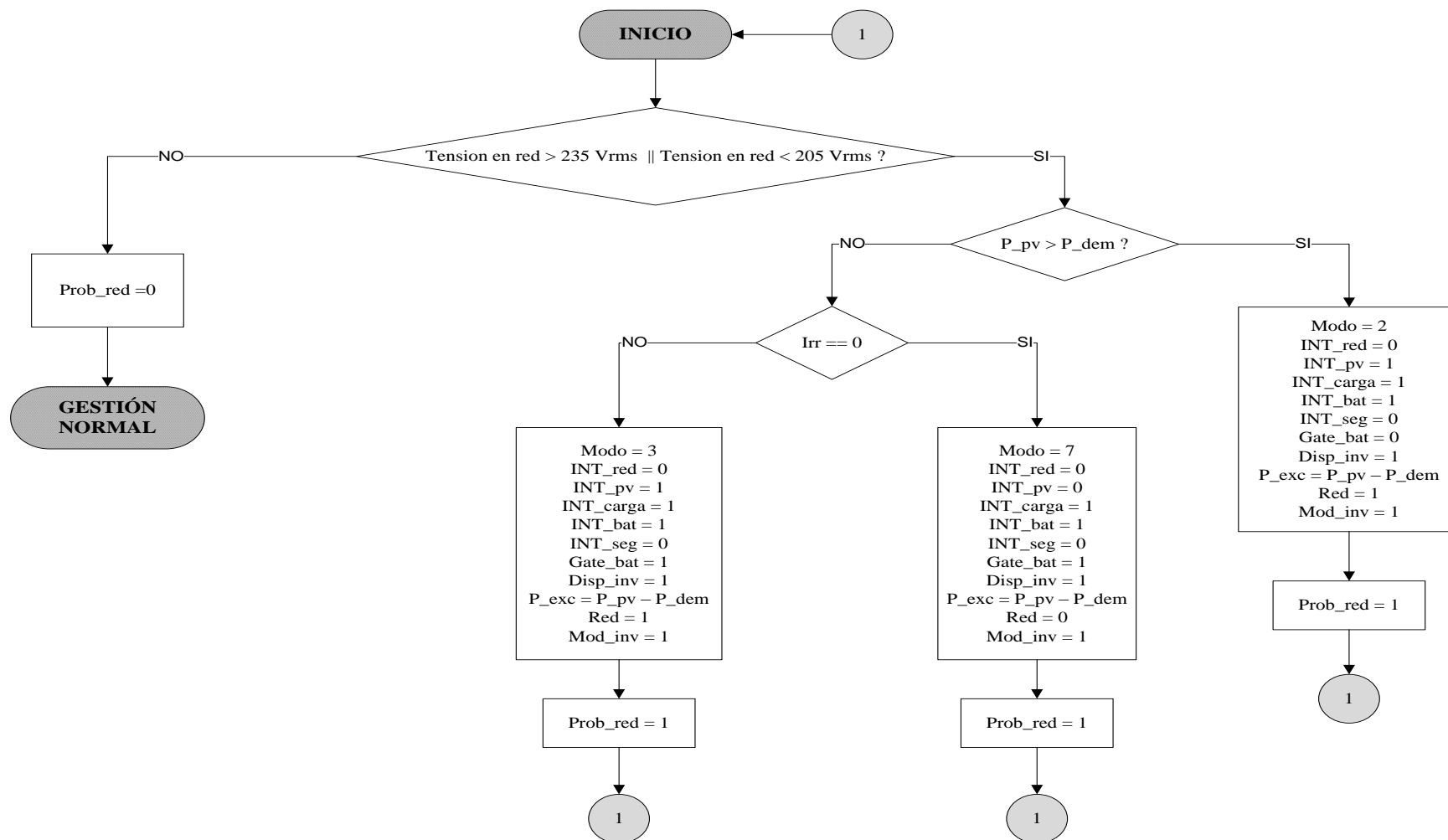


Figura 41. Diagrama de flujo de la evaluación y respuesta frente a anomalías en la red eléctrica.

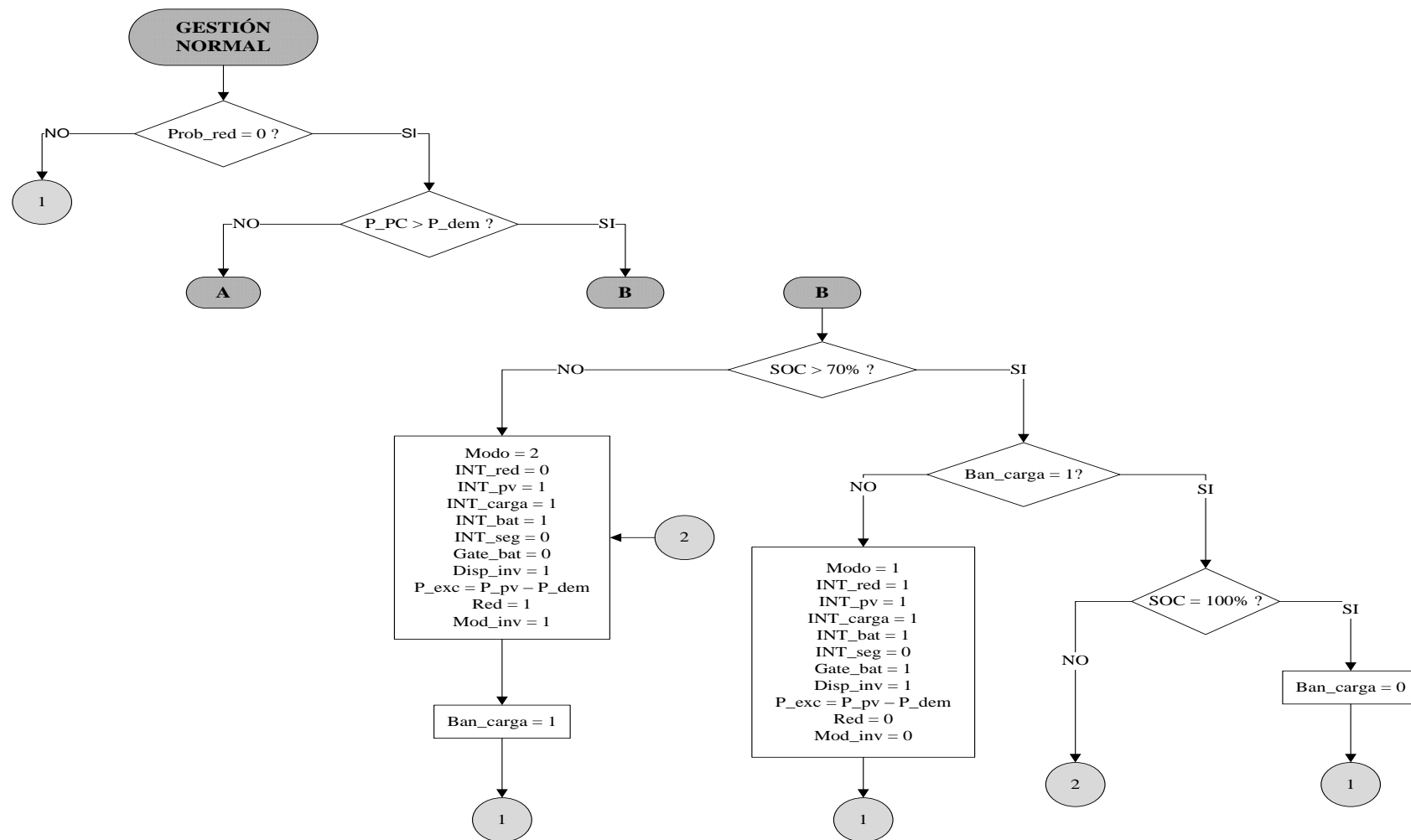


Figura 42. Diagrama de flujo de la estrategia de gestión. Potencia generada mayor a la potencia demandada.

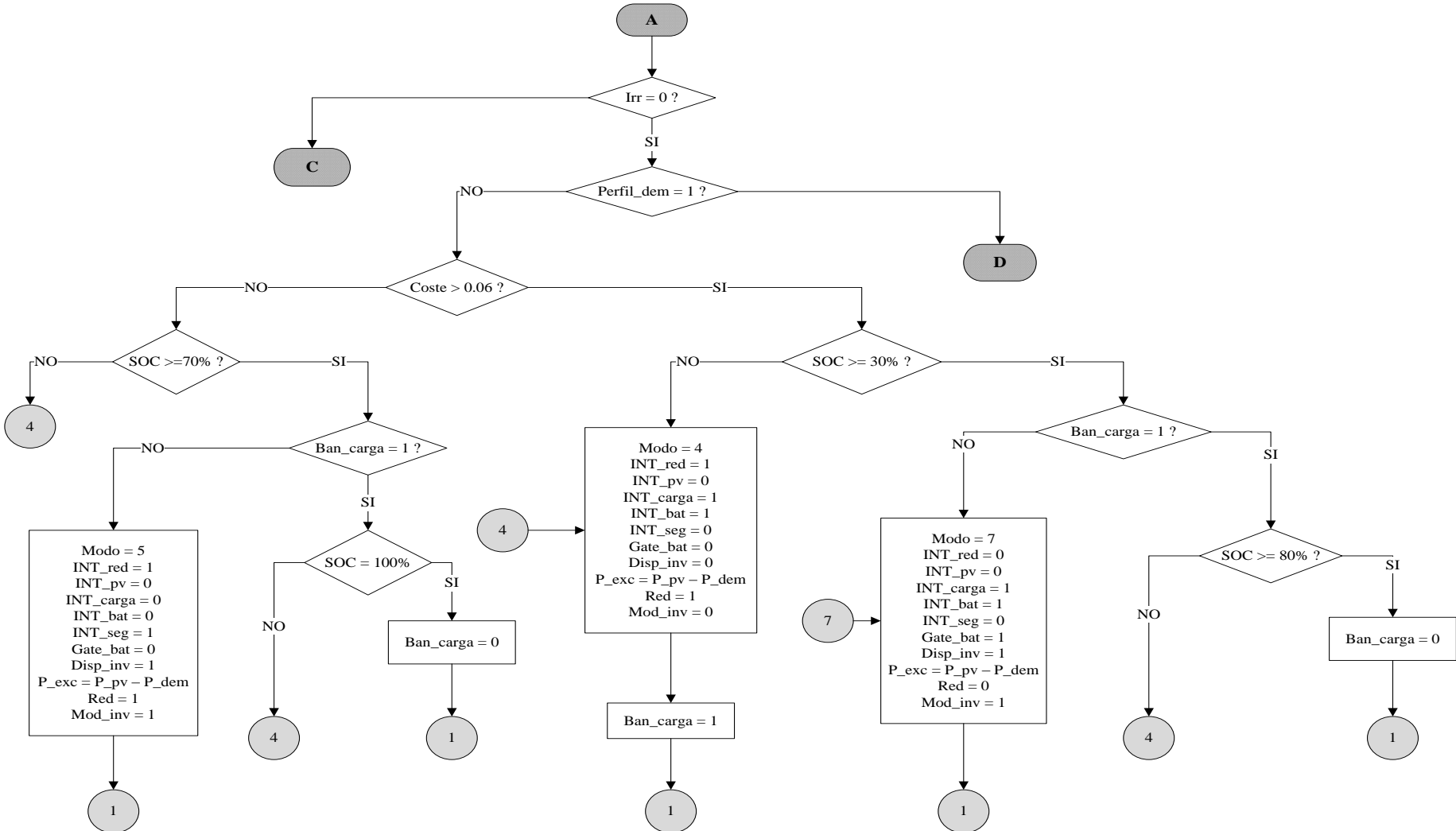


Figura 43. Diagrama de flujo de la estrategia de gestión. Irradiancia igual a 0 W/m2 y perfil de demanda de invierno.

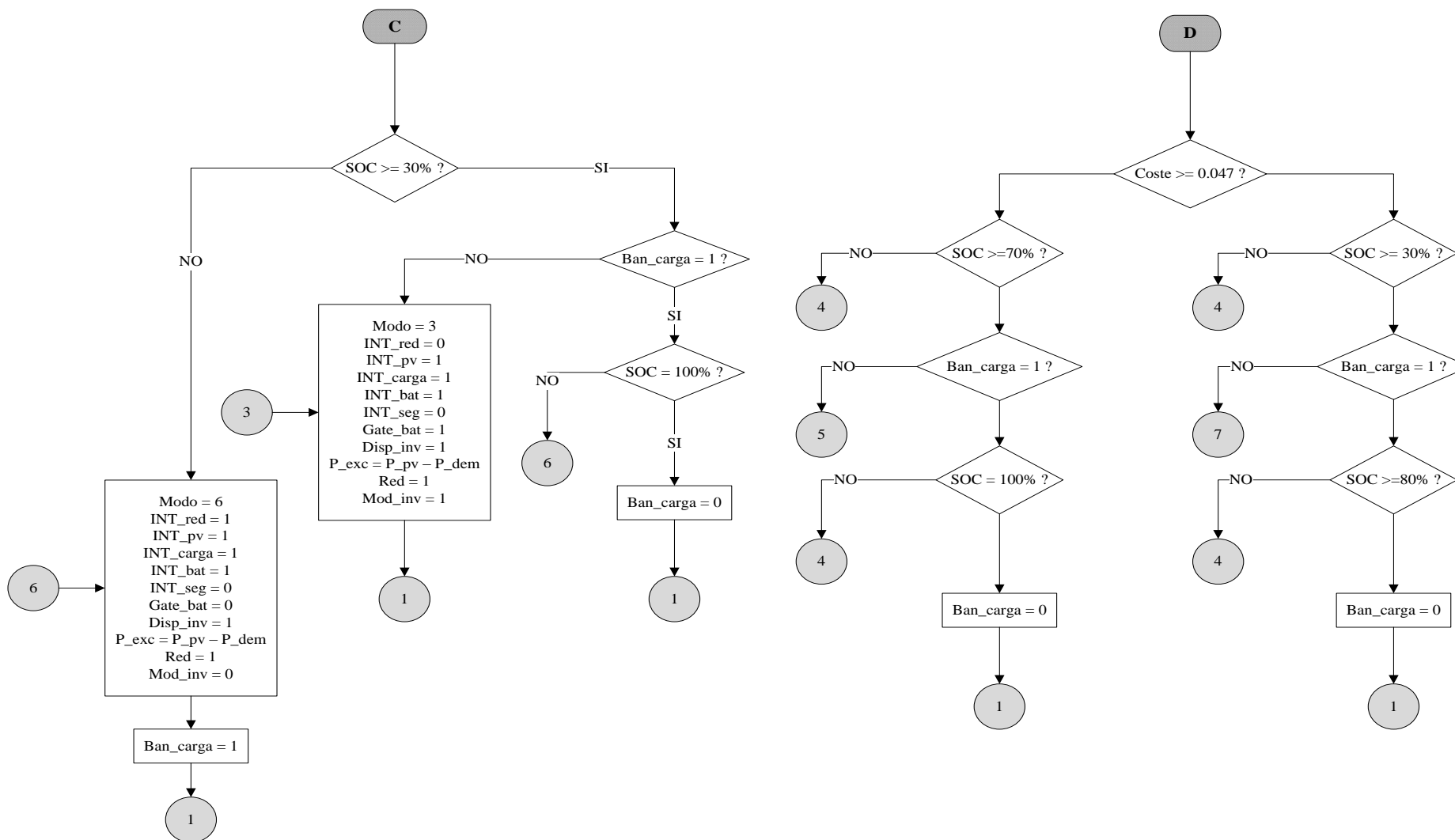


Figura 44. Diagrama de flujo de la estrategia de gestión. Irradiancia mayor a 0W/m2 y perfil de demanda de verano.

**ANEXO 10.**

**Desarrollo completo del sistema fotovoltaico, batería y/o conexión a red en Matlab.**

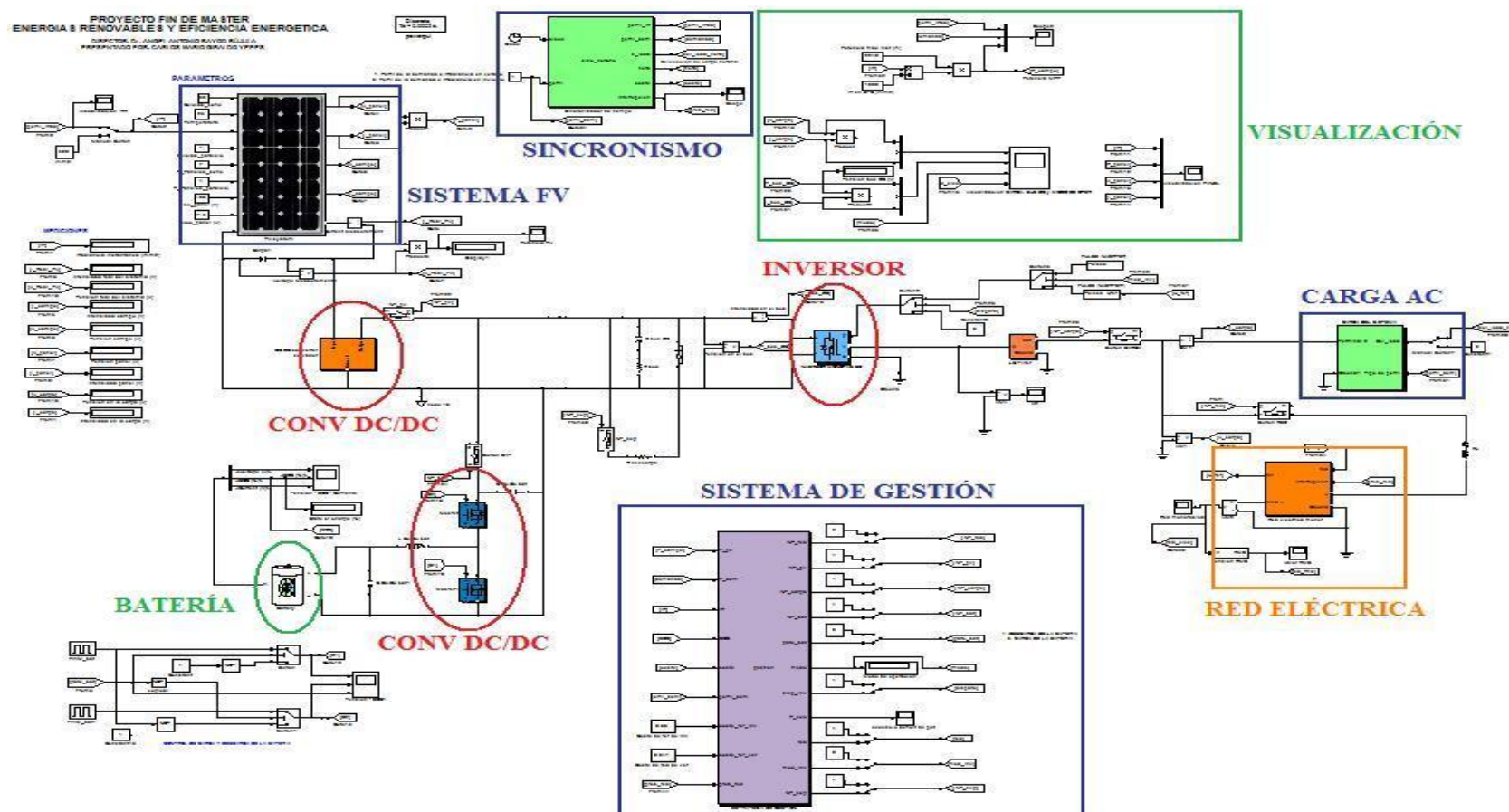


Figura 45. Sistema de autoconsumo y/o conexión a la red eléctrica diseñado en Matlab/Simulink.

La totalidad del sistema desarrollado en Matlab es presentado en la figura 45. En esta, se denota el sistema de generación fotovoltaica conectado en serie con el convertor DC/DC elevador, el cual es contenido en el sub bloque de color naranja. De igual manera es delimitado en color verde el sistema de almacenamiento el cual es conectado en serie con el convertor DC/DC elevador reductor permitiendo su carga y descarga y de igual manera la estabilidad del bus DC. La figura 45 también permite visualizar el inversor DC/AC el cual permite la conexión con demanda, contenida en el bloque de color verde, y con la red eléctrica con el propósito de realizar intercambio de potencia de ser requerido. Finalmente se visualiza el bloque de gestión del sistema de color púrpura de donde señales de activación o desactivación son generadas con el fin de que el sistema opere en los diversos modos de funcionamiento analizadas y descritos en el capítulo 3.

De otra parte el sistema simulado cuenta con un bloque de sincronismo y generación de los perfiles de irradiancia, demanda de invierno o verano, y los costes. Dicho bloque es observado en la parte superior de color verde, en el cual las entradas al bloque son el tipo de perfil con el cual se pretende simular y un reloj de simulación. La implementación del sincronismo y la generación de los perfiles han sido programadas en el toolbox “Embedded Matlab Function”. El código realizado se ha adjuntado al presente documento en el anexo 18.

## **ANEXO 11.**

### **Sistema fotovoltaico implementado en Simulink.**

Para la simplificación del diagrama propuesto del sistema de autoconsumo y conexión a la red eléctrica, el modulo fotovoltaico se ha desarrollado mediante diversos subsistemas. El sistema fotovoltaico general o de primer nivel se muestra en la figura 46, en el cual valores de células en serie o paralelo que componen el panel son modificables, así como también el número de paneles conectados en serie o en paralelo pueden ser cambiados dependiendo de la potencia requerida. Ciertamente, el modelo cuenta con la variabilidad de la irradiancia, la cual puede ser tomada en cuenta como un valor constante o puede ser ingresado como un valor que cambia con el tiempo, con lo cual es posible simular el perfil de irradiancia de un día. El primer nivel cuenta con la entrada de los valores de intensidad de un panel en corto circuito ( $I_{sc}$ ) y con la tensión a circuito abierto ( $V_{oc}$ ), las cuales han sido definidas como 4.86 A y 21.6 V respectivamente, debido a que el panel seleccionado para el ensayo es de 80Wp. Los valores de la corriente y de la tensión tanto para un panel como para todo el sistema, se pueden representar las salidas de este primer nivel del modelo.

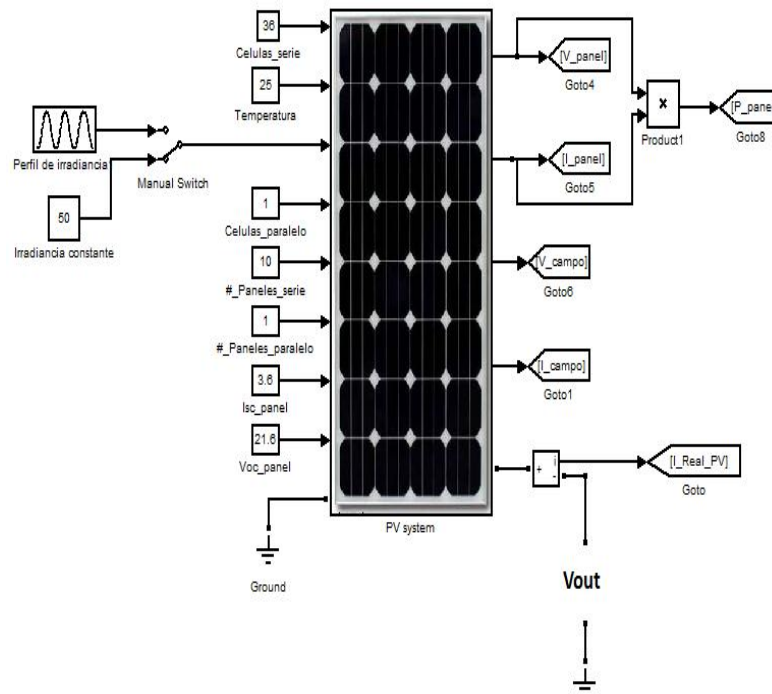


Figura 46. Sistema fotovoltaico implementado en SIMULINK.

El modelo matemático del sistema fotovoltaico se realiza mediante el último estado del sistema de generación fotovoltaica. Este subsistema es presentado en la figura 47, en donde se muestran dos etapas, las cuales permiten determinar el coeficiente que influye en la tensión de salida del modulo debido a los cambios de la temperatura y la irradiancia, y el coeficiente que influye sobre la intensidad debido a la variación, de igual forma, de la temperatura y la irradiancia. La determinación de estos coeficientes es realizada en la etapa denominada panel, mientras que la determinación de la tensión e intensidad es calculada a partir de las modificaciones que impliquen los coeficientes anteriormente determinados, en la etapa denominada ecuación. [21]

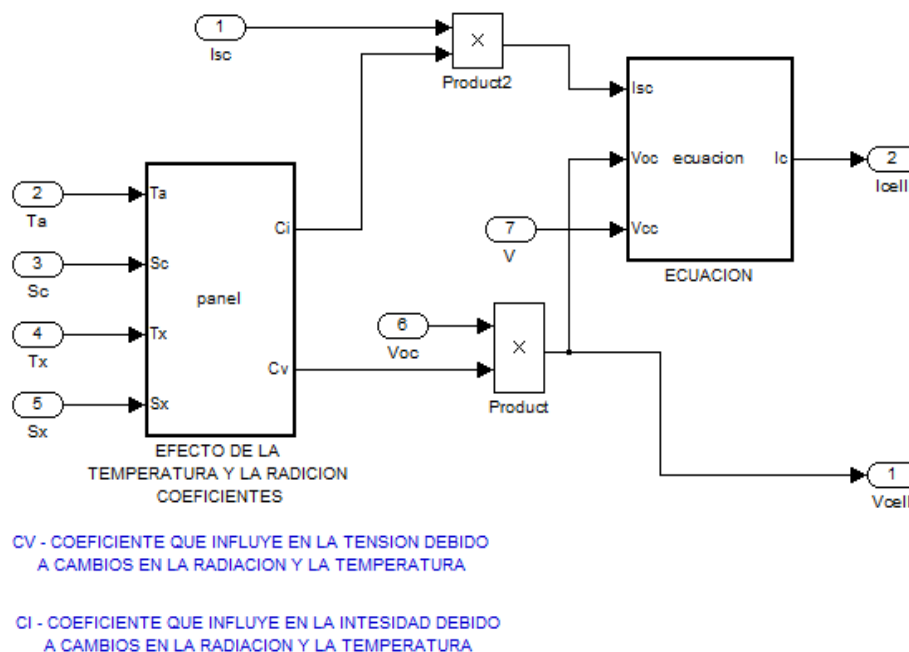


Figura 47. Último estado del sistema fotovoltaico. Modelamiento de ecuaciones.

El estado presentado en la figura anterior, se encuentra contenido en un subsistema o estado intermedio, el cual se presenta en la figura 48. Este estado permite determinar la tensión y la intensidad de todo el sistema fotovoltaico de acuerdo a la expresión 21, en la cual es añadido el término del número de células y paneles solares dispuestos en serie o en paralelo.

$$I_{panel} = C_i * N_p * \left[ I_{SC} * \left[ 1 - e^{\left( \frac{V_C - (V_{OC} * C_V * N_S)}{mKT_C} \right)} \right] \right]$$

Ecuación 21.

Siendo  $N_p$  el número de células en paralelo y  $N_s$  el número de células dispuestas en serie. De otra parte, el estado dos proporciona el cambio del modelo discreto al modelo del circuito en estado continuo, en el cual, una fuente de intensidad controlada por corriente proporciona la corriente del sistema. De igual manera, diodos de bloqueo y de bypass son incluidos en este estado con el fin de prevenir flujos de corriente inversa.

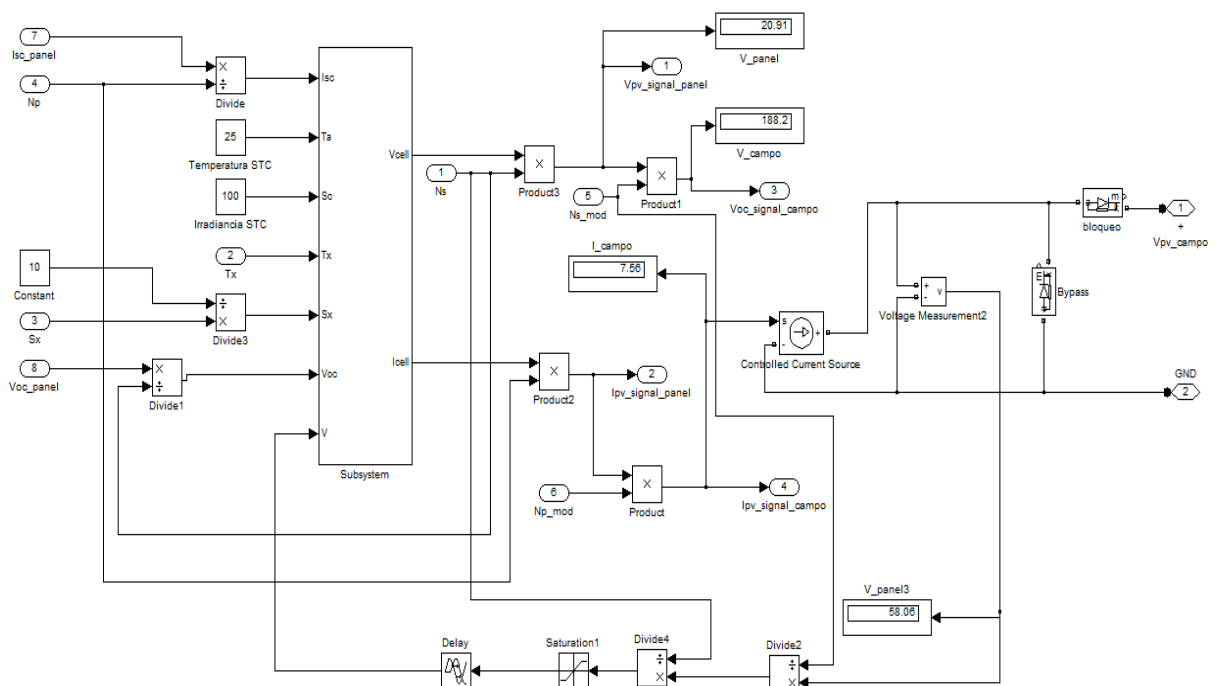


Figura 48. Modelado del estado intermedio del sistema fotovoltaico.

La curva  $V - I$  presentada a continuación muestra el comportamiento de una célula solar cuya corriente de corto circuito es 4,86 A y cuya tensión a circuito abierto es 0.6 V en condiciones STC. Dicha respuesta ha sido obtenida mediante Matlab. En el Anexo 17 se presenta el código del programa realizado para obtener la respuesta de la curva  $V-I$  y  $V - P$  según la ecuación 18 presentada anteriormente.

Finalmente, en la figura 50 se presenta la potencia generada, la irradiancia, la tensión y la intensidad del sistema fotovoltaico.



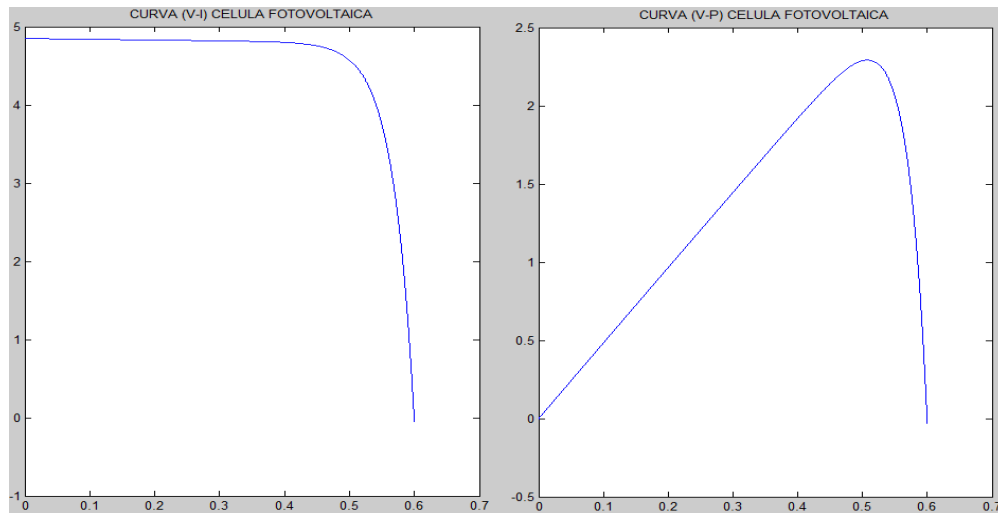


Figura 49. Curva V – I y V – P de una célula solar fotovoltaica.

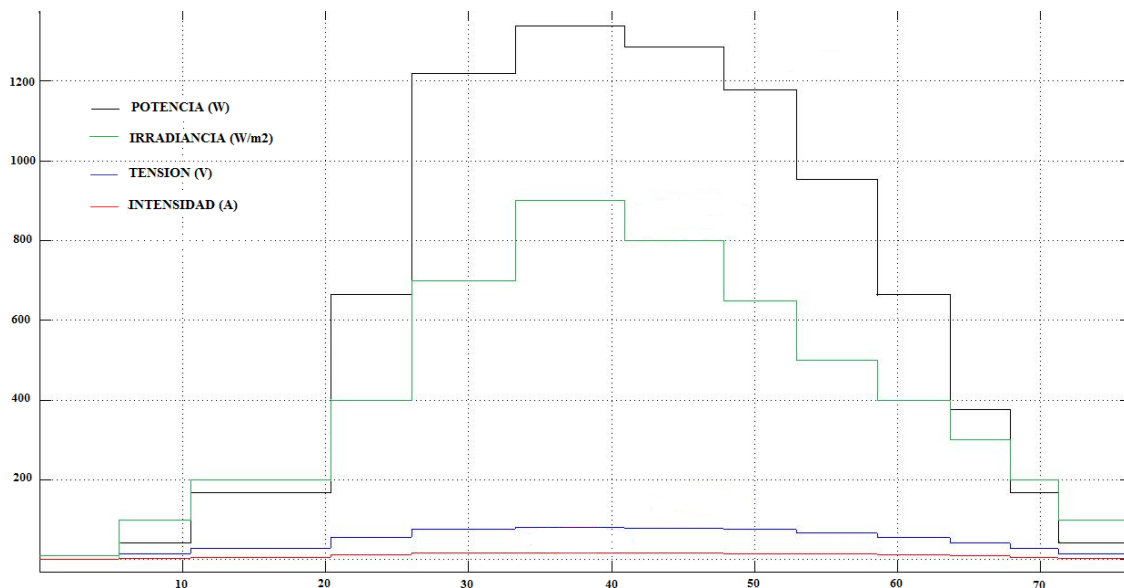


Figura 50. Potencia, irradiancia, tensión e intensidad del sistema fotovoltaico frente a una carga fija.

## ANEXO 12.

### Subsistema de gestión implementado en Simulink.

El subsistema de gestión presentado en la figura 51, permite el funcionamiento en los diferentes modos de operación, expuestos anteriormente, tomando en cuenta como parámetros de entrada la variabilidad de la potencia generada por el sistema fotovoltaico, la variabilidad horaria de la potencia demandada, la irradiancia, el coste de la energía de red y el SOC de la batería. A partir de los valores obtenidos por los datos de entrada, el subsistema de gestión permite administrar el convertor DC/DC conectado al sistema de generación FV y un interruptor de conexión de todo el módulo fotovoltaico al sistema general, el cual es denominado INT\_pv. De igual manera, se gestiona el interruptor que permite al sistema trabajar de forma de

autoconsumo o de conexión a la red eléctrica, el cual es denominado INT\_red. Consecutivamente, se gestiona el interruptor del sistema de conexión y desconexión del módulo de almacenamiento, INT\_bat, y el interruptor que permite la conexión y desconexión total de los módulos fotovoltaicos, almacenamiento e inversor con la carga del sistema. La bi direccionalidad de la corriente en el inversor del sistema también es gestionada por medio de la señal denominada disp\_inv, con la cual el inversor puede convertir la corriente continua proveniente del sistema fotovoltaico o las baterías, a corriente alterna con el fin de satisfacer la demanda o verter energía a la red eléctrica en el caso de exceso de energía. De forma contraria este podrá trabajar como rectificador cuando la potencia producida por los paneles sea nula y sea requerida una carga al sistema de almacenamiento. De manera similar, el subsistema de gestión permite controlar la dirección del flujo de corriente en el convertor DC/DC elevador – reductor, permitiendo de esa forma la carga o la descarga del sistema de almacenamiento.

Finalmente, el subsistema de gestión permite visualizar el modo de operación de todo el sistema y permite estimar la potencia excedida o el déficit de potencia. Se presenta en el anexo 16 el código fuente del programa desarrollado en Matlab, el cual satisface la estrategia y el algoritmo de gestión planteado.

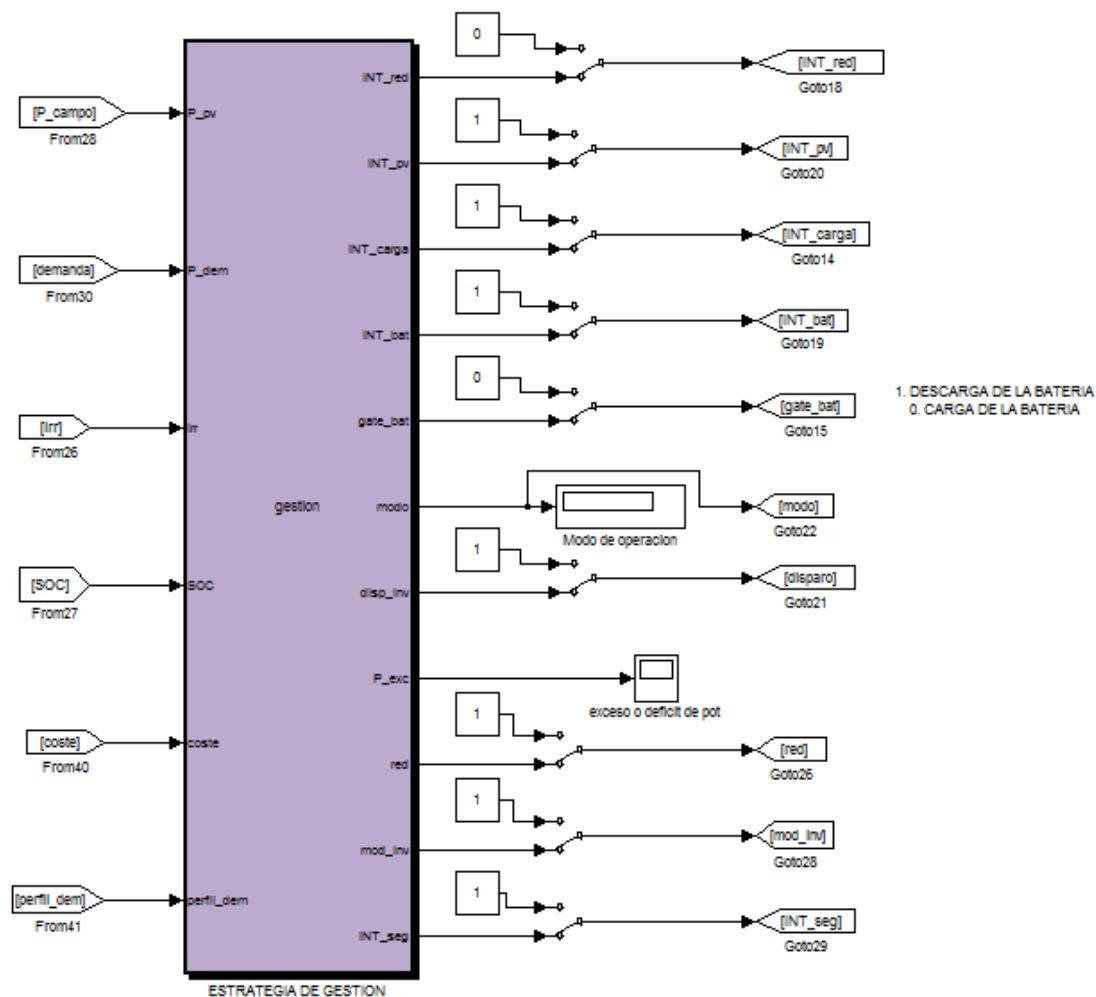


Figura 51. Subsistema de gestión.

## ANEXO 13.

## Implementación de la demanda en Simulink.

Como fue descrito en el capítulo 2, se consideran dos perfiles diferentes de demanda para realizar la gestión del sistema en estudio. Para esto se definieron cargas resistivas en las cuales se determinaron los valores de consumo de potencia horario en cada una de ellas. Mediante el programa realizado en el subsistema de sincronismo, se permite la selección de la carga de acuerdo al paso del tiempo de simulación. La figura 52 permite observar las cargas del sistema, las cuales se encuentran contenidas en un subsistema del modelo simulado.

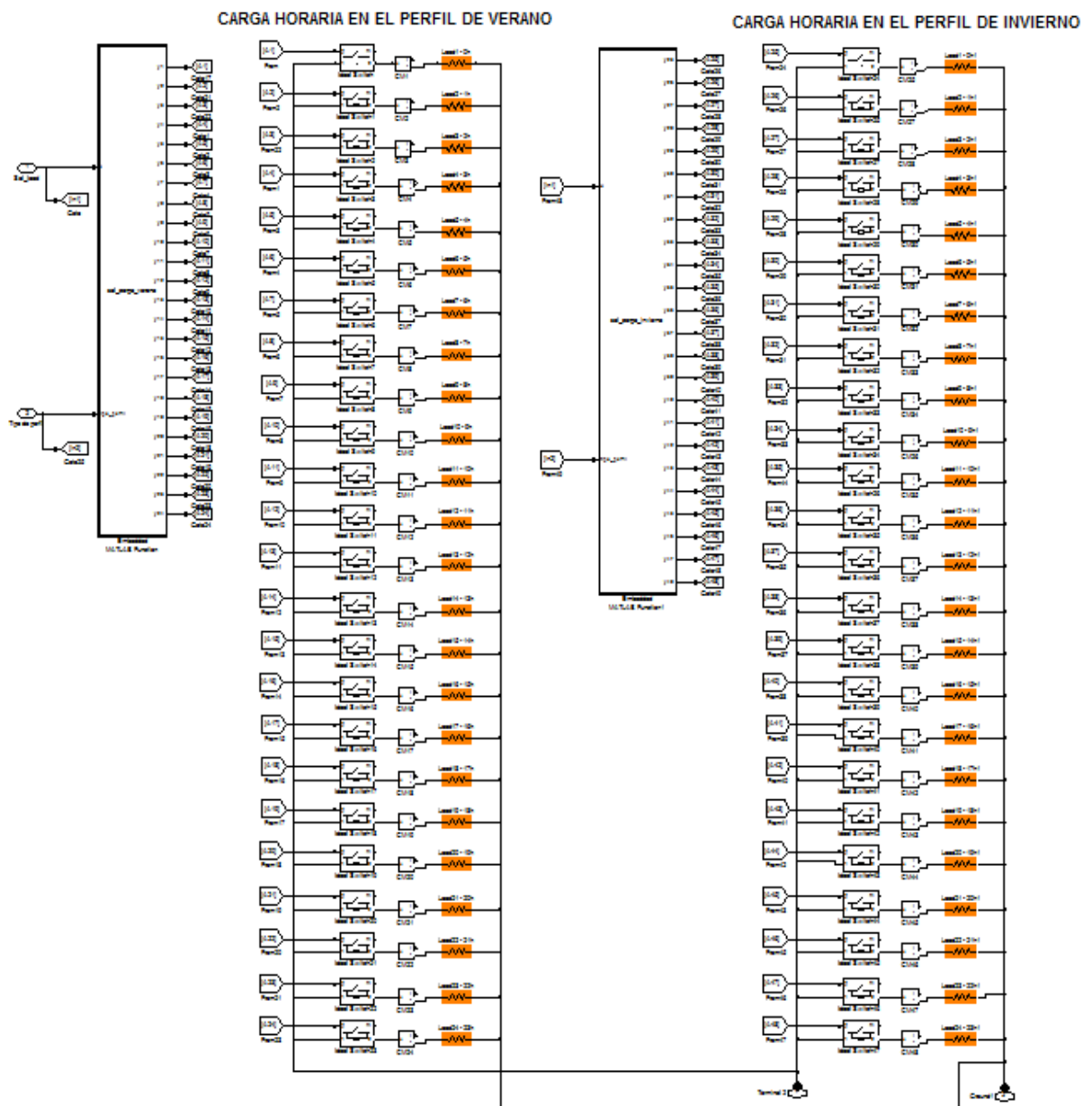


Figura 52. Subsistema de selección de la potencia demandada en una hora determinada.

## ANEXO 14.

### Electrónica de potencia implementada en Simulink.

El sistema cuenta con una topología de cuatro ramas, como es mostrado en la figura 53, en donde la rama A y B actúan como el inversor DC/AC del sistema, convirtiendo la tensión del bus de continua en una tensión alterna la cual permite alimentar la demanda o en su defecto, conectarse a la red eléctrica y verter la energía de exceso.

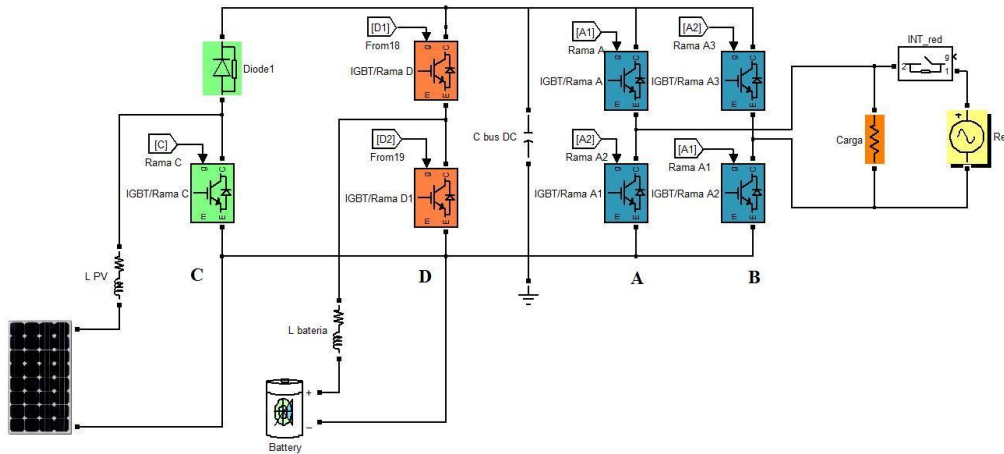


Figura 53. Diagrama de la electrónica de potencia utilizada en el sistema.

Consecutivamente, la rama C, la cual es compuesta por un solo IGBT y un diodo, permite la configuración de un convertidor DC/DC elevador, con el fin de elevar la tensión de salida del sistema fotovoltaico, la cual varía dependiendo del nivel de irradiancia. Finalmente se presenta la rama D, mediante la cual se realiza la gestión de la batería.

Por otro lado la topología cuenta con un condensador, el cual es usado para mantener la tensión en el bus de continua.

## ANEXO 15.

### Pruebas, simulaciones y resultados obtenidos.

El capítulo 4 referente a los resultados obtenidos en el ensayo realizado, conlleva a presentar en este apartado diferentes resultados y comportamientos presentes en la estrategia de gestión, en el sistema fotovoltaico, en la batería y en las formas de onda de la tensión y la intensidad. Al igual que fue presentado en el capítulo 4, el presente anexo distribuye los resultados obtenidos mediante la diferenciación del tipo de perfil de la demanda a evaluar.

#### A. Sistema con perfil de demanda de verano.

##### A.1. Gestión del sistema a partir de una descarga profunda de la batería.

En la figura 54 es observado un estado de carga de la batería inicial del 25%. En esta se puede ver que a partir de las cero horas la batería debe ser recargada sin tomar en

cuenta el coste de la energía de red, por tal motivo la gestión se realiza mediante el modo 4, en el cual, el suministro de la demanda y la carga de la batería es realizado por la red eléctrica. Posteriormente, cuando es iniciada la producción fotovoltaica, pero aún la diferencia entre la generación y la demanda sigue siendo negativa, el modo de gestión pasa a ser el 6, en el cual la red sigue haciendo un papel activo en el sistema. En la figura 55, es posible ver a los 20 segundos de simulación, como la diferencia de generación y la demanda es disminuida pero aún sigue siendo negativa.

Posteriormente, cuando existe un exceso de potencia, es posible observar que la pendiente del estado de carga de la batería aumenta. En este mismo periodo de tiempo, tres pequeños intervalos de variabilidad del recurso solar hacen que la diferencia entre la generación y la demanda torne nuevamente a ser negativa, y por tanto es observado que la gestión instantáneamente cambia de modo operación, vinculando a la red eléctrica y operando en el modo 6, por tanto, la carga de la batería es constante sin verse afectada en ningún momento.

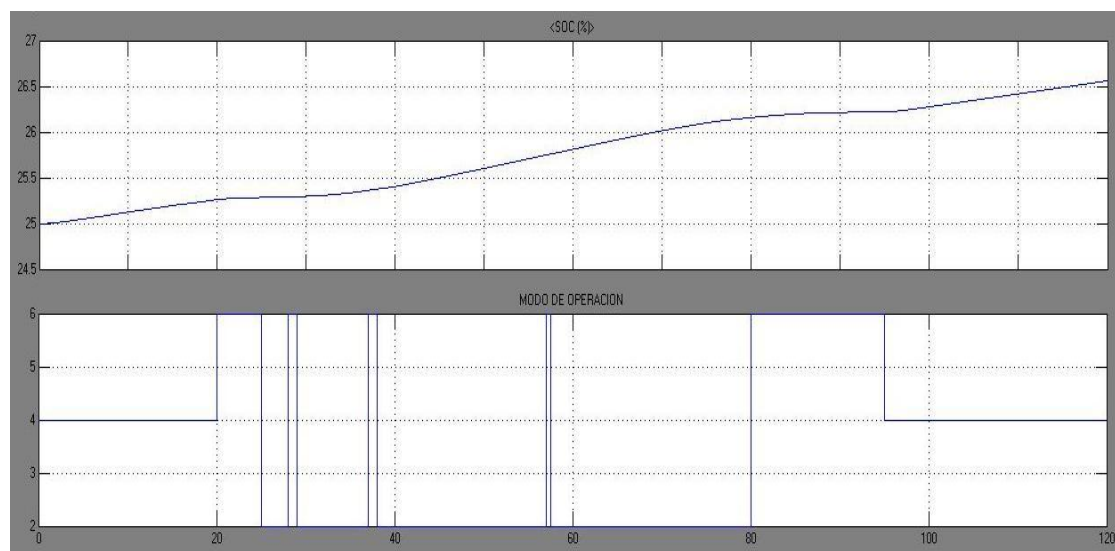


Figura 54. Gestión del sistema a partir de un SOC inicial del 25%.

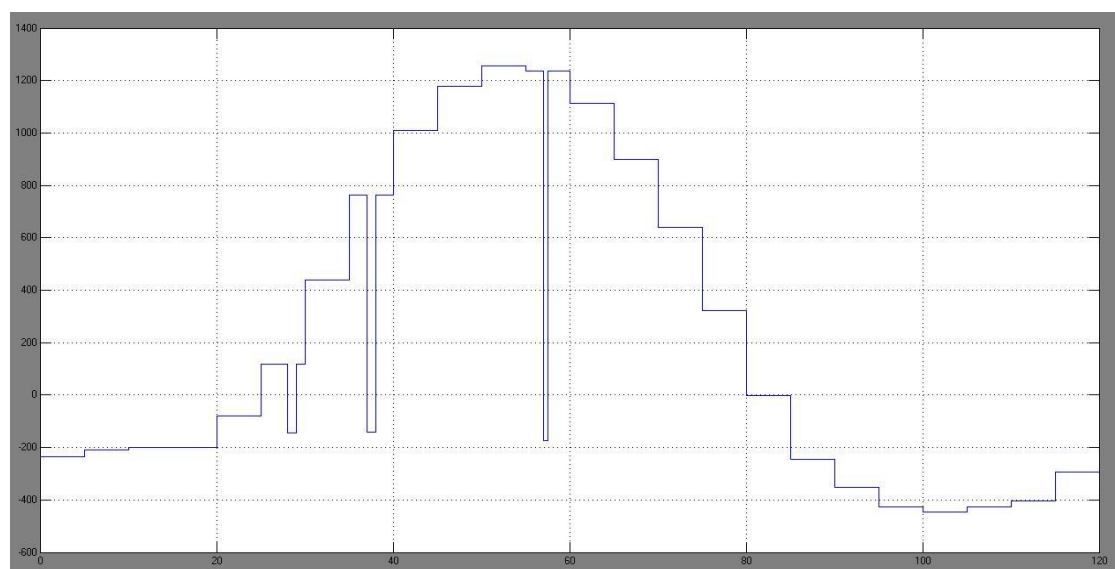


Figura 55. Diferencia entre la generación y la demanda.

## A.2. Comportamiento del sistema fotovoltaico.

La simulación del sistema tomando en cuenta el perfil de la demanda en la época de verano muestra que la potencia producida por el sistema fotovoltaico a las 12 horas es máxima y equivalente a 1400 W. Ciertamente, el convertor DC/DC elevador conectado en serie con el sistema fotovoltaico, no realiza la función del seguimiento del punto de máxima potencia MPPT, con lo cual, el modulo fotovoltaico no es forzado a trabajar a la máxima potencia. La figura 56 describe el comportamiento de la potencia producida por el sistema fotovoltaico en época de verano. En esta, se observa como existe durante la generación una variabilidad en la producción, la cual es debida a los cambios repentinos del recurso solar.

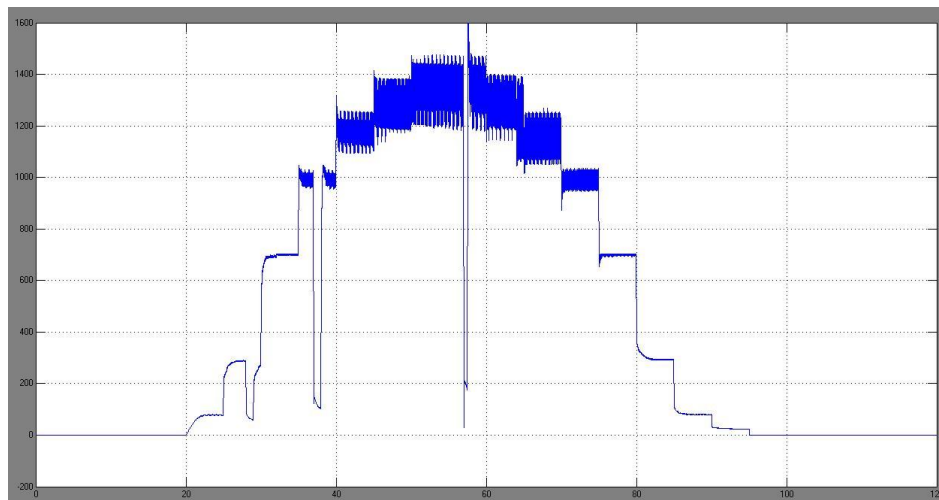


Figura 56. Potencia generada por el sistema fotovoltaico en un día en época de verano.

De esta manera, la figura 57 presenta el comportamiento de solo un panel fotovoltaico, en el cual es posible observar como la variabilidad de la irradiancia afecta su comportamiento. La curva el color azul muestra el perfil de la irradiancia para el mes de julio tomando en cuenta pequeñas variaciones debido a nubosidades repentinas. Por otro lado la curva de color verde muestra la potencia producida en el mismo rango de tiempo para solo un panel.

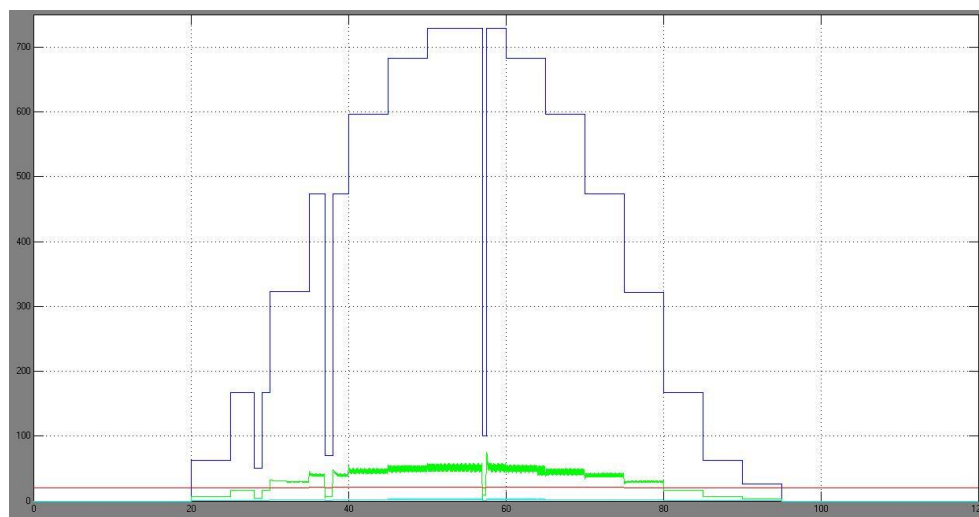


Figura 57. Irradiancia, tensión y potencia generada por un panel fotovoltaico en época de verano.

### A.3. Respuesta del inversor DC/AC.

De otra parte es posible visualizar la respuesta del inversor sin filtrar la señal. La figura 58 permite detallar la respuesta obtenida en donde la tensión varía desde 164 V a 0 y desde 0 a -164 V. Dicha forma de onda es debida a la modulación PWM por la cual es gestionado el inversor.

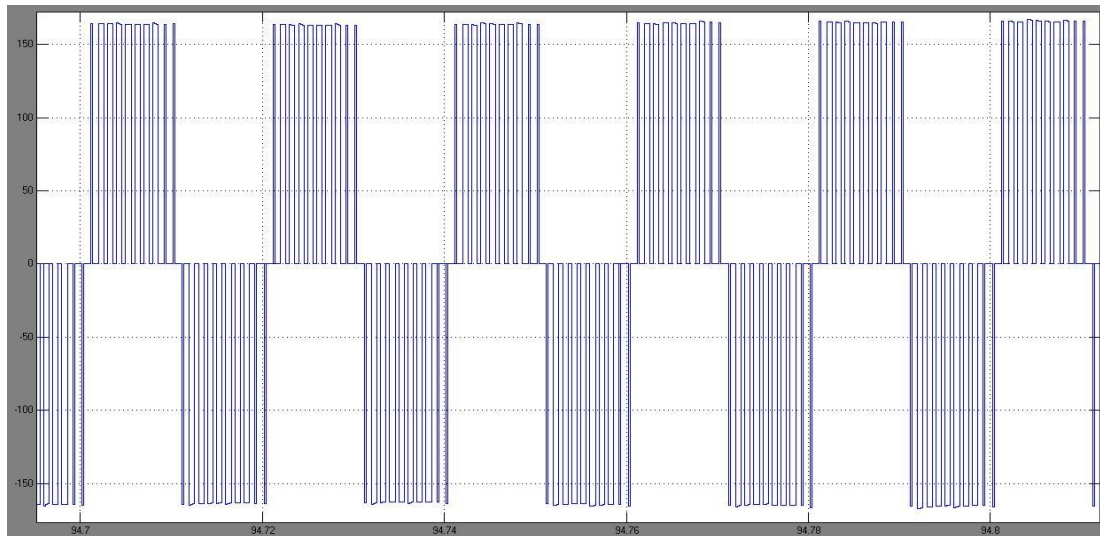


Figura 58. Tensión alterna a la salida del inversor DC/AC sin filtro.

### A.4. Modo de gestión 1, 2 y 4.

La figura 59, enseña la forma de onda de la tensión y de la corriente tanto en la carga como en el bus de continua, en esta se puede observar que la corriente a lo largo del modo de funcionamiento 1 es positiva, indicando de esta manera que el flujo de potencia se encuentra en dirección entrante al inversor DC/AC, permitiendo posteriormente el suministro a la carga y el vertimiento a la red eléctrica.

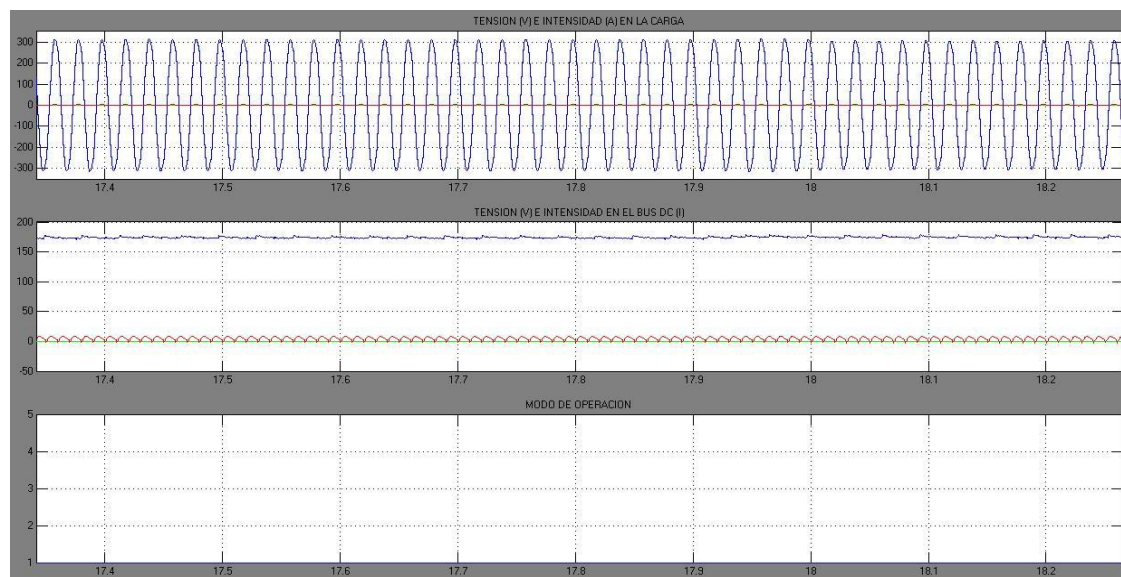


Figura 59. Comportamiento del sistema en el modo de operación 1.

Como ha sido explicado anteriormente, el SOC de la batería es uno de los factores que determina el modo de operación del sistema. En la figura 60 se presenta la forma de onda en la carga, la tensión en el bus de continua y el flujo de la corriente en el bus DC. En esta es notorio que para el mismo lapso de tiempo de simulación, comparado con la respuesta del modo 1 presentada en la figura anterior (ver figura 59), el modo de gestión es el 2, lo cual es debido a la priorización que tiene la estrategia de cargar la batería en vez de verter la energía a la red cuando existe un exceso de producción. En esta se observa que la corriente, al igual que para el modo 1, es positiva, indicando así el flujo de potencia desde el sistema fotovoltaico hacia la carga y de otro lado, hacia la batería permitiendo su carga.

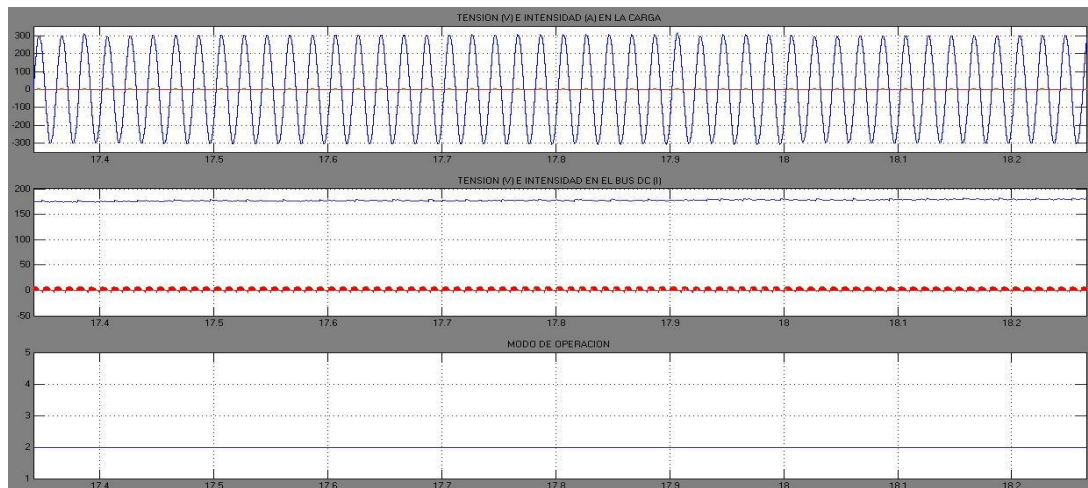


Figura 60. Comportamiento del sistema en el modo de operación 2.

Finalmente, cuando la producción de energía por medio de la fotovoltaica es nula y los costes de la energía de red no se encuentran en las horas pico, la red eléctrica permite el suministro de la potencia demandada y por ende de la carga de la batería. Como es observado en la figura 61, ahora el flujo de potencia a cambiado mediante la operación del modo de gestión 4. Dicho cambio radica en que el flujo de potencia proviene desde la red, lo cual ha implicado que el inversor actúe como un rectificador de onda completa.

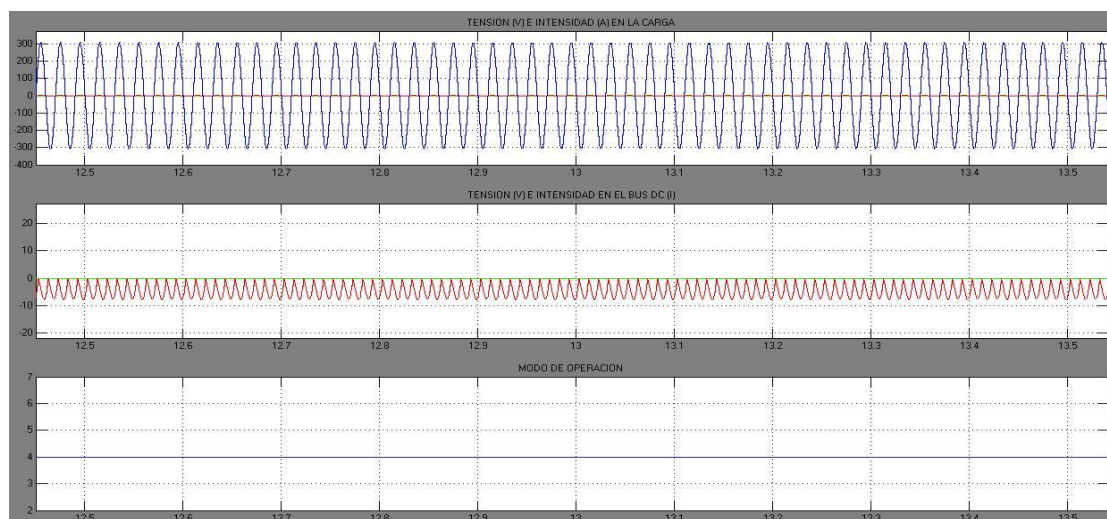


Figura 61. Comportamiento del sistema en el modo de operación 4.



## B. Sistema con perfil de demanda de invierno.

### B.1. Flujo de corriente a través del sistema.

En la grafica 62, presentada a continuación, se puede observar la dirección del flujo de la corriente a través del bus de continua. La medición es realizada en la entrada del lado DC del inversor, con el fin de determinar si la intensidad proviene desde la red eléctrica o si esta se encuentra en dirección a la carga. Como es visualizado, durante el modo de gestión 4 la intensidad tiene un valor negativo, ya que como fue presentado anteriormente, la intensidad se encuentra dirigida hacia la batería con el fin de ser cargada.

De otra parte, los modos de gestión 2, 3 y 7 presentan un flujo positivo, ya que existe una participación de la fotovoltaica, sin embargo, la magnitud de la intensidad en el modo de gestión 7 es mayor en comparación a los modos 2 y 3, lo cual es debido a que la batería está abasteciendo la demanda en las horas punta.

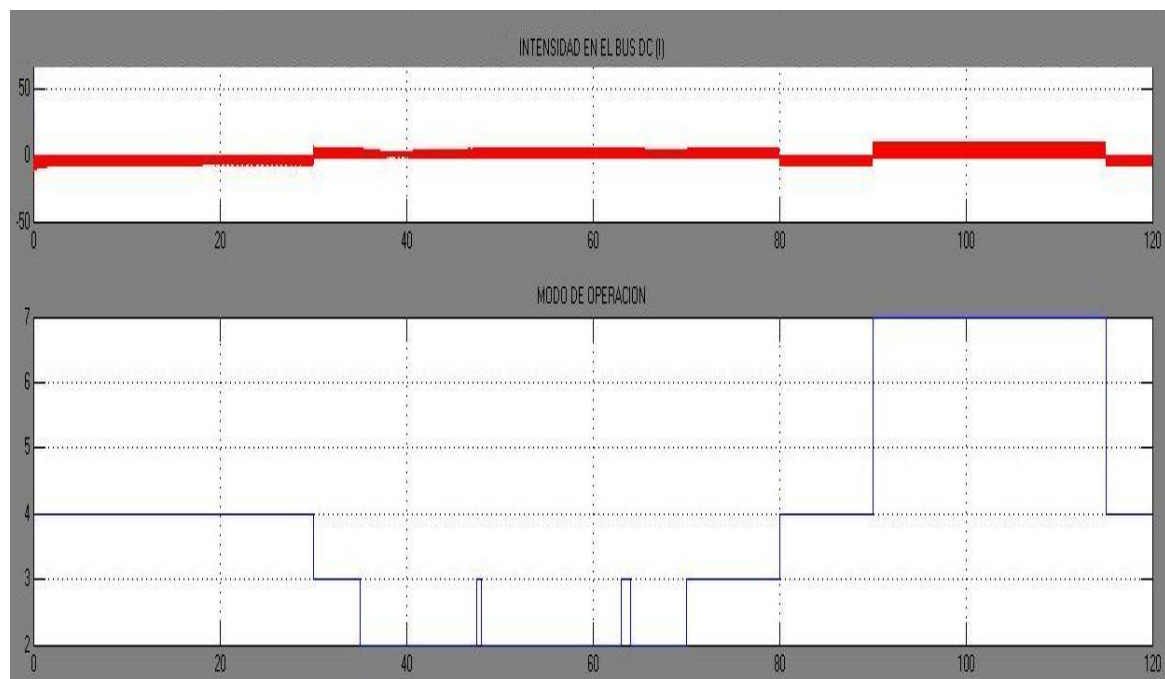


Figura 62. Modos de gestión y flujo de corriente del sistema con un SOC inicial del 50%.

## ANEXO 16.

### Código fuente de la gestión del sistema.

La estrategia de gestión propuesta ha sido implementada en lenguaje de alto nivel en Matlab haciendo uso del toolbox “Embedded Matlab Function” el cual permite realizar una combinación entre un lenguaje de programación y el simulink. El código de programación anexo a continuación permite realizar la manipulación de las señales digitales sobre diversos interruptores utilizados para que el sistema se permita trabajar en diferentes modos de operación. En el código se describe la definición de cada una de las variables de entrada y salida utilizadas.

```
function [INT_red, INT_pv, INT_carga, INT_bat, gate_bat, modo, disp_inv, P_exc, red, mod_inv,
INT_seg] = gestion(P_pv, P_dem, irr, SOC, coste, perfil_dem, coste_ref_inv, coste_ref_ver, prob_red)
```

```
% Inicialización de entradas del sistema
```

```
P_exc = 0;           % Potencia excedida
INT_red = 0;        % Interruptor de conexión a la red eléctrica
INT_pv = 1;         % Interruptor de conexión a sistema PV
INT_carga = 1;      % Interruptor de conexión a la carga
INT_bat = 1;        % Interruptor de conexión de la batería
gate_bat = 0;       % Determina si se carga o se descarga la batería
modo = 0;           % variable temporal que indica el modo de operación
disp_inv = 1;       % Bandera que indica si el inversor actúa como inversor o como rectificador
INT_seg = 0;        % Interruptor de resistencia de seguridad
red = 1;            % Modo de funcionamiento de la red (entregar o importar energía)
mod_inv = 1;        % variable que permite el cambio de referencia en el inversor
```

```
% variables internas
```

```
T_bus_DC = 48;      % Tensión medida del bus DC
T_red = 120;         % Tensión medida de la red
ban_descarga = 0;   % Bandera de descarga de la batería
cont_bat = 0;       % Contador de descargas de la batería
ban_carga = 0;      % Bandera de carga de la batería
problema_red = 0;   % Bandera que indica anomalías en la red
```

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% DECISIONES MODO DE DETECCION DE PROBLEMAS DE TENSION.
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

```
if prob_red == 0
    if P_pv > P_dem
        modo = 2;           % Modo de autoconsumo - SEGURIDAD
        INT_red = 0;
        INT_pv = 1;
        INT_carga = 1;
        INT_bat = 1;
        INT_seg = 0;
        gate_bat = 0;
        disp_inv = 1;
        P_exc = P_pv - P_dem;
        red = 1;
        mod_inv = 1;
    elseif irr == 0
        modo = 7;           % Modo de autoconsumo - SEGURIDAD
```

```

INT_red = 0;
INT_pv = 0;
INT_carga = 1;
INT_bat = 1;
INT_seg = 0;
gate_bat = 1;
disp_inv = 1;
P_exc = P_pv - P_dem;
red = 0;
mod_inv = 1;
else
modo = 3;          % Modo de autoconsumo - SEGURIDAD
INT_red = 0;
INT_pv = 1;
INT_carga = 1;
INT_bat = 1;
INT_seg = 0;
gate_bat = 1;
disp_inv = 1;
P_exc = P_pv - P_dem;
red = 1;
mod_inv = 1;
end

problema_red = 1;
else
problema_red = 0;
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% DECISIONES DE DIFERENTES MODO DE OPERACION.
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

if problema_red == 0;    % Evaluación de anomalías de red

%-----
if P_pv > P_dem
%-----

% Rutina cuando la potencia generada es mayor que la potencia demandada

if SOC > 70
if ban_carga == 1
if SOC == 100
ban_carga = 0;
else
modo = 2;
INT_red = 0;
INT_pv = 1;
INT_carga = 1;
INT_bat = 1;
INT_seg = 0;
gate_bat = 0;
disp_inv = 1;
P_exc = P_pv - P_dem;
red = 1;
mod_inv = 1;

ban_carga = 1;
end
end

```

```

else
  if irr >= 602
    modo = 1;
    INT_red = 1;
    INT_pv = 1;
    INT_carga = 1;
    INT_bat = 1;
    INT_seg = 0;
    gate_bat = 1;
    disp_inv = 1;
    P_exc = P_pv - P_dem;
    red = 0;
    mod_inv = 0;
  else
    modo = 1;
    INT_red = 1;
    INT_pv = 1;
    INT_carga = 1;
    INT_bat = 1;
    INT_seg = 0;
    gate_bat = 1;
    disp_inv = 1;
    P_exc = P_pv - P_dem;
    red = 0;
    mod_inv = 0;
  end
end
end
else
  modo = 2;
  INT_red = 0;
  INT_pv = 1;
  INT_carga = 1;
  INT_bat = 1;
  INT_seg = 0;
  gate_bat = 0;
  disp_inv = 1;
  P_exc = P_pv - P_dem;
  red = 1;
  mod_inv = 1;

  ban_carga = 1;
end
%-----
else
%-----
% Rutina cuando la potencia generada es menor que la potencia demandada
if irr == 0
  if perfil_dem == 1
    if coste >= coste_ref_ver
      if SOC >= 30
        if ban_carga == 1
          if SOC >= 80
            ban_carga = 0;
          else
            modo = 4;
            INT_red = 1;
            INT_pv = 0;
            INT_carga = 1;
            INT_bat = 1;
            INT_seg = 0;
          end
        end
      end
    end
  end
end

```

```
        gate_bat = 0;
        disp_inv = 0;
        P_exc = P_pv - P_dem;
        red = 1;
        mod_inv = 0;

        ban_carga = 1;
    end
else
    modo = 7;
    INT_red = 0;
    INT_pv = 0;
    INT_carga = 1;
    INT_bat = 1;
    INT_seg = 0;
    gate_bat = 1;
    disp_inv = 1;
    P_exc = P_pv - P_dem;
    red = 1;
    mod_inv = 1;

    ban_carga = 1;
end
else
    modo = 4;
    INT_red = 1;
    INT_pv = 0;
    INT_carga = 1;
    INT_bat = 1;
    INT_seg = 0;
    gate_bat = 0;
    disp_inv = 0;
    P_exc = P_pv - P_dem;
    red = 1;
    mod_inv = 0;

    ban_carga = 1;
end
else
    if SOC >= 70
        if ban_carga == 1
            if SOC == 100
                ban_carga = 0;
            else
                modo = 4;
                INT_red = 1;
                INT_pv = 0;
                INT_carga = 1;
                INT_bat = 1;
                INT_seg = 0;
                gate_bat = 0;
                disp_inv = 0;
                P_exc = P_pv - P_dem;
                red = 1;
                mod_inv = 0;

                ban_carga = 1;
            end
        else
            modo = 5;
```

```
        INT_red = 1;
        INT_pv = 0;
        INT_carga = 0;
        INT_bat = 0;
        INT_seg = 1;
        gate_bat = 0;
        disp_inv = 1;
        P_exc = P_pv - P_dem;
        red = 1;
        mod_inv = 1;
    end
else
    modo = 4;
    INT_red = 1;
    INT_pv = 0;
    INT_carga = 1;
    INT_bat = 1;
    INT_seg = 0;
    gate_bat = 0;
    disp_inv = 0;
    P_exc = P_pv - P_dem;
    red = 1;
    mod_inv = 0;

    ban_carga = 1;
end
end
else
    if coste > coste_ref_inv
        if SOC >= 30
            if ban_carga == 1
                if SOC >= 80
                    ban_carga = 0;
                else
                    modo = 4;
                    INT_red = 1;
                    INT_pv = 0;
                    INT_carga = 1;
                    INT_bat = 1;
                    INT_seg = 0;
                    gate_bat = 0;
                    disp_inv = 0;
                    P_exc = P_pv - P_dem;
                    red = 1;
                    mod_inv = 0;

                    ban_carga = 1;
                end
            else
                modo = 7;
                INT_red = 0;
                INT_pv = 0;
                INT_carga = 1;
                INT_bat = 1;
                INT_seg = 0;
                gate_bat = 1;
                disp_inv = 1;
                P_exc = P_pv - P_dem;
                red = 0;
                mod_inv = 1;
            end
        end
    end
end
```

```
end
else
modo = 4;
INT_red = 1;
INT_pv = 0;
INT_carga = 1;
INT_bat = 1;
INT_seg = 0;
gate_bat = 0;
disp_inv = 0;
P_exc = P_pv - P_dem;
red = 1;
mod_inv = 0;

ban_carga = 1;
end
else
if SOC >= 70
if ban_carga == 1
if SOC == 100
ban_carga = 0;
else
modo = 4;
INT_red = 1;
INT_pv = 0;
INT_carga = 1;
INT_bat = 1;
INT_seg = 0;
gate_bat = 0;
disp_inv = 0;
P_exc = P_pv - P_dem;
red = 1;
mod_inv = 0;
ban_carga = 1;
end
else
modo = 5;
INT_red = 1;
INT_pv = 0;
INT_carga = 0;
INT_bat = 0;
INT_seg = 1;
gate_bat = 1;
disp_inv = 1;
P_exc = P_pv - P_dem;
red = 1;
mod_inv = 1;
end
else
modo = 4;
INT_red = 1;
INT_pv = 0;
INT_carga = 1;
INT_bat = 1;
INT_seg = 0;
gate_bat = 0;
disp_inv = 0;
P_exc = P_pv - P_dem;
red = 1;
mod_inv = 0;
```

```

        ban_carga = 1;
    end
end
end
else
    if SOC >= 30
        if ban_carga == 1
            if SOC == 100
                ban_carga = 0;
            else
                modo = 6;
                INT_red = 1;
                INT_pv = 1;
                INT_carga = 1;
                INT_bat = 1;
                INT_seg = 0;
                gate_bat = 0;
                disp_inv = 1;
                P_exc = P_pv - P_dem;
                red = 1;
                mod_inv = 0;

                ban_carga = 1;
            end
        else
            modo = 3;
            INT_red = 0;
            INT_pv = 1;
            INT_carga = 1;
            INT_bat = 1;
            INT_seg = 0;
            gate_bat = 1;
            disp_inv = 1;
            P_exc = P_pv - P_dem;
            red = 1;
            mod_inv = 1;
        end
    else
        modo = 6;
        INT_red = 1;
        INT_pv = 1;
        INT_carga = 1;
        INT_bat = 1;
        INT_seg = 0;
        gate_bat = 0;
        disp_inv = 1;
        P_exc = P_pv - P_dem;
        red = 1;
        mod_inv = 0;

        ban_carga = 1;
    end
end
end % Fin del if de decisiones de gestion
else
end % Fin de evaluacion de la bandera de anomalias de red
%-----
end % Fin de la funcion
%-----

```



## ANEXO 17.

### Código fuente del modelo de una célula, panel y campo fotovoltaico.

Las ecuaciones modeladas que describen el comportamiento del sistema fotovoltaico, presentadas en el anexo 3, han sido programadas en Matlab con el fin de ver el comportamiento y ser validadas. Por ende, se presenta a continuación el código fuente desarrollado, en donde rutinas para obtener el comportamiento de una célula solar, un panel fotovoltaico y el campo fotovoltaico, han sido implementadas. El código se encuentra debidamente documentado en cada una de sus subrutinas y en la definición de variables y constantes utilizadas.

```

clear;
clf;
Sc = 100;           % Irradiancia STC
Sx = 100;           % Irradiancia actual
Ta = 25;           % Temperatura ambiente referencia
Tx = 25;           % Temperatura actual
Tc = 25;           % Temperatura de célula

Ns = 36;           % Numero de células en serie
Np = 1;            % Numero de células en paralelo

Ns_mod = 7;        % Numero de módulos en serie
Np_mod = 4;        % Numero de módulos en paralelo

% Ecuaciones de cambio de tensión debido a los efectos de la temp.
Tak = 273.15 + Ta;
Txc = 273.15 + Tx;

Isc = 4.85;         % Corriente de cortocircuito (STC) célula (A)
Voc = 21.6;         % Tensión a circuito abierto modulo (V)

K = 1.38*(10^(-23));
q = 1.602*(10^(-19));
Io = 0.0002;
m = 1.3;

c1 = 1;            % Contador para ciclo modulo
c2 = 1;            % Contador para ciclo modulo
c3 = 1;            % Contador para ciclo modulo
c4 = 1;            % Contador para ciclo célula
c5 = 1;            % Contador para ciclo célula
c6 = 1;            % Contador para ciclo célula
c7 = 1;            % Contador para ciclo campo
c8 = 1;            % Contador para ciclo campo
c9 = 1;            % Contador para ciclo campo

P_max_cel = 0;     % Valor temporal del MPP de una célula
P_max_mod = 0;     % Valor temporal del MPP del modulo
P_max_cam = 0;     % Valor temporal del MPP del campo

Bt = 0.004;
Signt = 0.06;
alfs = 0.2;        % Cambio de temp de operación debido a radiación
n = 1.2;           % Factor de calidad del diodo, factor
                   % n =2 para cristalino, <2 para amorfo

```

```

% Coeficientes debido a variación en la temperatura
Ctv = 1 + (Bt*(Tak - Tvk));
Cti = 1 + ((Sigt/Sc)*(Tvk - Tak));

% Coeficientes debido a variación en la temperatura

Csv = 1 + ((Bt*alfs)*(Sx - Sc));
Csi = Sx/Sc;          % Se supone un cambio lineal
dte = alfs*(Sx - Sc);

% Coeficientes de corrección de intensidad y tensión debido a variación en
% temperatura e irradiancia

Ci = Cti*Csi;
Cv = Ctv*Csv;
display (Ci);
display (Cv);

% *****
% ECUACION FUNDAMENTAL - CELULA FOTOVOLTAICA
% *****

Vocc = (Voc/Ns) * Cv;
display(Vocc)
for Vc=0:0.0001:Vocc
    Ic = Ci * (Isc * (1 - exp((Vc-Vocc)/(0.03255)))-(Vc/10));
    Pc = Ic * Vc;
    if Pc >= P_max_cel
        P_max_cel = Pc; % Determina el MPP de una célula
    else
    end
    MIc(c4) = Ic;          % Matriz de intensidad
    MVc(c5) = Vc;          % Matriz de tensión
    MPc(c6) = Pc;          % Matriz de potencia
    c4 = c4+1;
    c5 = c5+1;
    c6 = c6+1;
end

display (P_max_cel);

%GRAFICA V-I, V-P DE LA CELULA FOTOVOLTAICA
subplot (3,2,1)
plot(MVc,MIc)
title('CURVA (V-I) CELULA FOTOVOLTAICA')
subplot (3,2,2)
plot(MVc,MPc)
title('CURVA (V-P) CELULA FOTOVOLTAICA')

% *****
% ECUACION FUNDAMENTAL - MODULO FOTOVOLTAICO
% *****

Voct = Voc * Cv;
display (Voct);

for V=0:0.1:Voct
    I = Ci * Np * (Isc * (1 - exp((V-Voct)/(0.03255)))-(Vc/10));
    P = I * V;
    if P >= P_max_mod

```

```

    P_max_mod = P;      % Determina el MPP del modulo
else
end
MI(c1) = I;           % Matriz de intensidad
MV(c2) = V;           % Matriz de tensión
MP(c3) = P;           % Matriz de potencia
c1 = c1+1;
c2 = c2+1;
c3 = c3+1;
end

display (P_max_cel * Ns * Np);

%GRAFICA V-I, V-P DEL MODULO FOTOVOLTAICO
subplot (3,2,3)
plot(MV,MI)
title('CURVA (V-I) MODULO FOTOVOLTAICO')
subplot (3,2,4)
plot(MV,MP)
title('CURVA (V-P) MODULO FOTOVOLTAICO')

% *****
% ECUACION FUNDAMENTAL - CAMPO FOTOVOLTAICO
% *****
Voct_mod = Voc * Cv * Ns_mod;
for Vt=0:0.01:Voct_mod
    It = Np_mod * Ci * Np * (Isc * (1 - exp((Vt-Voct_mod)/(0.03255)))); % Intensidad
    Pt = It * Vt;
    if Pt >= P_max_cam
        P_max_cam = Pt; % Determina el MPP del campo
    else
    end
    MIIt(c7) = It;      % Matriz de intensidad
    MVt(c8) = Vt;      % Matriz de tensión
    MPt(c9) = Pt;      % Matriz de potencia
    c7 = c7+1;
    c8 = c8+1;
    c9 = c9+1;
end

display (P_max_cam);

%GRAFICA V-I, V-P DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

subplot (3,2,5)
plot(MVt,MIIt)
title('CURVA (V-I) CAMPO FOTOVOLTAICO')
subplot (3,2,6)
plot(MVt,MPt)
title('CURVA (V-P) CAMPO FOTOVOLTAICO')

% *****

```

**ANEXO 18.****Código fuente de sincronismo.**

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% SINCRONIZADOR HORARIO DIA.
% GENRACION DEL PERFIL DE IRRADIANCIA Y DE LA DEMANDA
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

function [perfil_irr, perfil_dem, s_load, hora, coste] = sinc_horario(clock, perfil)

base_tiempo = 2; % Indica que 2 segundos equivalen de simulacion a 1 hora

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Selección del perfil de irradiancia y demanda
% 1 = VERANO
% 2 = INVIERNO
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

if perfil == 1 % VERANO

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
if clock <= base_tiempo
    hora = 1;
    perfil_irr = 0;
    perfil_dem = 236;
    s_load = 2;
    coste = 0.047;
elseif clock > base_tiempo && clock <= base_tiempo+2
    hora = 2;
    perfil_irr = 0;
    perfil_dem = 208;
    s_load = 3;
    coste = 0.043;
elseif clock > base_tiempo+2 && clock <= base_tiempo+4
    hora = 3;
    perfil_irr = 0;
    perfil_dem = 199;
    s_load = 4;
    coste = 0.038;
elseif clock > base_tiempo+4 && clock <= base_tiempo+6
    hora = 4;
    perfil_irr = 0;
    perfil_dem = 200;
    s_load = 5;
    coste = 0.037;
elseif clock > base_tiempo+6 && clock <= base_tiempo+8
    hora = 5;
    perfil_irr = 63;
    perfil_dem = 221;
    s_load = 6;
    coste = 0.036;
elseif clock > base_tiempo+8 && clock <= base_tiempo+10
    hora = 6;
    perfil_irr = 167;
    perfil_dem = 256;
    s_load = 7;
    coste = 0.037;
elseif clock > base_tiempo+10 && clock <= base_tiempo+12
    hora = 7;

```

```
    perfil_irr = 323;
    perfil_dem = 286;
    s_load = 8;
    coste = 0.041;
elseif clock > base_tiempo+12 && clock <= base_tiempo+14
    hora = 8;
    perfil_irr = 473;
    perfil_dem = 297;
    s_load = 9;
    coste = 0.044;
elseif clock > base_tiempo+14 && clock <= base_tiempo+16
    hora = 9;
    perfil_irr = 597;
    perfil_dem = 327;
    s_load = 10;
    coste = 0.048;
elseif clock > base_tiempo+16 && clock <= base_tiempo+18
    hora = 10;
    perfil_irr = 683;
    perfil_dem = 353;
    s_load = 11;
    coste = 0.052;
elseif clock > base_tiempo+18 && clock <= base_tiempo+20
    hora = 11;
    perfil_irr = 729;
    perfil_dem = 378;
    s_load = 12;
    coste = 0.056;
elseif clock > base_tiempo+20 && clock <= base_tiempo+22
    hora = 12;
    perfil_irr = 729;
    perfil_dem = 397;
    s_load = 13;
    coste = 0.058;
elseif clock > base_tiempo+22 && clock <= base_tiempo+24
    hora = 13;
    perfil_irr = 683;
    perfil_dem = 416;
    s_load = 14;
    coste = 0.06;
elseif clock > base_tiempo+24 && clock <= base_tiempo+26
    hora = 14;
    perfil_irr = 597;
    perfil_dem = 438;
    s_load = 15;
    coste = 0.059;
elseif clock > base_tiempo+26 && clock <= base_tiempo+28
    hora = 15;
    perfil_irr = 473;
    perfil_dem = 420;
    s_load = 16;
    coste = 0.055;
elseif clock > base_tiempo+28 && clock <= base_tiempo+30
    hora = 16;
    perfil_irr = 322;
    perfil_dem = 398;
    s_load = 17;
    coste = 0.055;
elseif clock > base_tiempo+30 && clock <= base_tiempo+32
    hora = 17;
```

```

    perfil_irr = 167;
    perfil_dem = 377;
    s_load = 18;
    coste = 0.055;
elseif clock > base_tiempo+32 && clock <= base_tiempo+34
    hora = 18;
    perfil_irr = 63;
    perfil_dem = 387;
    s_load = 19;
    coste = 0.055;
elseif clock > base_tiempo+34 && clock <= base_tiempo+36
    hora = 19;
    perfil_irr = 26;
    perfil_dem = 410;
    s_load = 20;
    coste = 0.054;
elseif clock > base_tiempo+36 && clock <= base_tiempo+38
    hora = 20;
    perfil_irr = 0;
    perfil_dem = 428;
    s_load = 21;
    coste = 0.052;
elseif clock > base_tiempo+38 && clock <= base_tiempo+40
    hora = 21;
    perfil_irr = 0;
    perfil_dem = 446;
    s_load = 22;
    coste = 0.052;
elseif clock > base_tiempo+40 && clock <= base_tiempo+42
    hora = 22;
    perfil_irr = 0;
    perfil_dem = 425;
    s_load = 23;
    coste = 0.051;
elseif clock > base_tiempo+42 && clock <= base_tiempo+44
    hora = 23;
    perfil_irr = 0;
    perfil_dem = 404;
    s_load = 24;
    coste = 0.053;
else
    hora = 0;
    perfil_irr = 0;
    perfil_dem = 293;
    s_load = 1;
    coste = 0.048;
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
else % INVIERNO
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

if clock <= base_tiempo
    hora = 1;
    perfil_irr = 0;
    perfil_dem = 202;
    s_load = 26;
    coste = 0.052;

```

```
elseif clock > base_tiempo && clock <= base_tiempo+2
    hora = 2;
    perfil_irr = 0;
    perfil_dem = 164;
    s_load = 27;
    coste = 0.045;
elseif clock > base_tiempo+2 && clock <= base_tiempo+4
    hora = 3;
    perfil_irr = 0;
    perfil_dem = 151;
    s_load = 28;
    coste = 0.037;
elseif clock > base_tiempo+4 && clock <= base_tiempo+6
    hora = 4;
    perfil_irr = 0;
    perfil_dem = 157;
    s_load = 29;
    coste = 0.033;
elseif clock > base_tiempo+6 && clock <= base_tiempo+8
    hora = 5;
    perfil_irr = 0;
    perfil_dem = 176;
    s_load = 30;
    coste = 0.03;
elseif clock > base_tiempo+8 && clock <= base_tiempo+10
    hora = 6;
    perfil_irr = 0;
    perfil_dem = 200;
    s_load = 31;
    coste = 0.032;
elseif clock > base_tiempo+10 && clock <= base_tiempo+12
    hora = 7;
    perfil_irr = 86;
    perfil_dem = 225;
    s_load = 32;
    coste = 0.037;
elseif clock > base_tiempo+12 && clock <= base_tiempo+14
    hora = 8;
    perfil_irr = 180;
    perfil_dem = 249;
    s_load = 33;
    coste = 0.046;
elseif clock > base_tiempo+14 && clock <= base_tiempo+16
    hora = 9;
    perfil_irr = 297;
    perfil_dem = 271;
    s_load = 34;
    coste = 0.05;
elseif clock > base_tiempo+16 && clock <= base_tiempo+18
    hora = 10;
    perfil_irr = 376;
    perfil_dem = 288;
    s_load = 35;
    coste = 0.053;
elseif clock > base_tiempo+18 && clock <= base_tiempo+20
    hora = 11;
    perfil_irr = 419;
    perfil_dem = 331;
    s_load = 36;
    coste = 0.056;
```

```
elseif clock > base_tiempo+20 && clock <= base_tiempo+22
    hora = 12;
    perfil_irr = 419;
    perfil_dem = 376;
    s_load = 37;
    coste = 0.056;
elseif clock > base_tiempo+22 && clock <= base_tiempo+24
    hora = 13;
    perfil_irr = 378;
    perfil_dem = 408;
    s_load = 38;
    coste = 0.06;
elseif clock > base_tiempo+24 && clock <= base_tiempo+26
    hora = 14;
    perfil_irr = 297;
    perfil_dem = 424;
    s_load = 39;
    coste = 0.056;
elseif clock > base_tiempo+26 && clock <= base_tiempo+28
    hora = 15;
    perfil_irr = 180;
    perfil_dem = 406;
    s_load = 40;
    coste = 0.054;
elseif clock > base_tiempo+28 && clock <= base_tiempo+30
    hora = 16;
    perfil_irr = 54;
    perfil_dem = 399;
    s_load = 41;
    coste = 0.052;
elseif clock > base_tiempo+30 && clock <= base_tiempo+32
    hora = 17;
    perfil_irr = 0;
    perfil_dem = 435;
    s_load = 42;
    coste = 0.053;
elseif clock > base_tiempo+32 && clock <= base_tiempo+34
    hora = 18;
    perfil_irr = 0;
    perfil_dem = 472;
    s_load = 43;
    coste = 0.057;
elseif clock > base_tiempo+34 && clock <= base_tiempo+36
    hora = 19;
    perfil_irr = 0;
    perfil_dem = 506;
    s_load = 44;
    coste = 0.071;
elseif clock > base_tiempo+36 && clock <= base_tiempo+38
    hora = 20;
    perfil_irr = 0;
    perfil_dem = 556;
    s_load = 45;
    coste = 0.078;
elseif clock > base_tiempo+38 && clock <= base_tiempo+40
    hora = 21;
    perfil_irr = 0;
    perfil_dem = 541;
    s_load = 46;
    coste = 0.077;
```



```
elseif clock > base_tiempo+40 && clock <= base_tiempo+42
    hora = 22;
    perfil_irr = 0;
    perfil_dem = 517;
    s_load = 47;
    coste = 0.08;
elseif clock > base_tiempo+42 && clock <= base_tiempo+44
    hora = 23;
    perfil_irr = 0;
    perfil_dem = 495;
    s_load = 48;
    coste = 0.068;
else
    hora = 0;
    perfil_irr = 0;
    perfil_dem = 253;
    s_load = 25;
    coste = 0.057;
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
end                                     % Final if de selección de perfil
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
end                                     % Final de la función
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```